

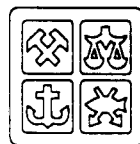
VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN

Teoretiske og empiriske vurderinger

Sigve Tjøtta

Avhandling for graden dr. oecon

NORGES HANDELSHØYSKOLE
Institutt for foretaksøkonomi
Bergen januar 1990



9/2000 171

q 658.168.5
: 665.6/.7
T54V
Eks. 7

Til
Erle Cecilie og Britt

FORORD

Den amerikanske kongressen nedsatte i 1973 et utvalg som skulle granske om datidens oljeprisøkning kunne ha sammenheng med den vertikale strukturen i oljenæringen. Etter at OPECs stilling i oljemarkedet er styrket, har det vært reist spørsmål om OPEC vil satse på vertikal integrasjon, noe som de syv søstre gjorde, og eventuelle konsekvenser av en slik strategi. Her til lands har det spesielt vært drøftet hvorvidt Statoil bør satse på nedstrømsintegrasjon. I denne avhandlingen vurderes argumentene for og mot integrasjonstankegangen ut fra økonomisk teori og ved empirisk testing.

I tråd med Coase (1937) defineres vertikal integrasjon som en måte å bytte goder på. Vertikal integrasjon er å bytte produkter innenfor ett og samme foretak. Dette i motsetning til byttehandel gjennom kontrakter eller i organiserte markeder. Et oljeselskap er vertikalt integrert når det foregår intern byttehandel.

Grossman og Hart (1986) begrenser definisjonen av vertikal integrasjon til kun å omfatte eiendomsrett over aktiva. For at et oljeselskap skal være vertikalt integrert, er det tilstrekkelig at opp-og nedstrømsaktiva eies og kontrolleres av én og samme eiergruppering. Det er altså ikke nødvendig med interne leveranser av olje for at foretaket skal være vertikalt integrert.

En felles eiergruppering er ikke nødvendig for å innkassere eventuelle gevinster av en vertikal samordning. I praksis observeres andre former for vertikal kontroll enn integrasjon. Vertikal kontroll er en felles betegnelse for andre måter å organisere byttehandel på enn markedstransaksjoner. Med markedstransaksjoner forstås bytte i organiserte markeder og med bruk av spotrelaterte kontrakter. Skillet mellom vertikal kontroll og markedstransaksjoner er ikke enkelt å trekke og vil avhenge av hva som innbefattes i markedstransaksjoner.

I **del I** av avhandlingen gjennomgås ulike teoretiske modeller som kan belyse om det er lønnsomt å integrere vertikalt. Teoriene om vertikal integrasjon er plassert i skjæringspunktet for teorier om foretak og teorier om markeder. Foretak og markeder er to alternative måter å organisere byttehandel på. I denne avhandlingen fokuseres det spesielt på markedene. Dersom markedene er perfekte, vil det ikke være noen gevinster av vertikal integrasjon. Å bytte i perfekte markeder er like lønnsomt som å bytte innenfor vertikalt integrerte foretak. Vertikal integrasjon kan være en lønnsom strategi når markedene ikke fungerer perfekt. I teorigjennomgangen drøftes ulike markedsimperfeksjoner som kan skape incitament til vertikal integrasjon. Eksempler er: monopoliserte markeder, asymmetrisk informasjon, og ufullstendige kontrakter og markeder. Del I innledes med en beskrivelse av vertikal integrasjon i oljenæringen, og de teoretiske modellene relateres hele tiden til oljeindustrien.

Del II av avhandlingen inneholder en økonometrisk analyse av lønnsomheten av vertikal integrasjon basert på kapitalmarkedsverdier for amerikanske oljeselskaper i perioden 1980-86 (vertikal integrasjon i betydningen én og samme eiergruppering av opp- og nedstrømsaktiviteter). Kunnskap om oljeindustrien, termin- og varemarkeder for olje i den aktuelle perioden leder til at noen av de argumentene som er nevnt i del I, a priori kan utelukkes. Vi står igjen med en hypotese om at verdien av vertikal integrasjon er lik null. Regresjonsanalysene støtter oppfatningen om at amerikanske oljeselskaper ikke har hatt noen ekstra gevinster å hente ved å integrere vertikalt.

Under størstedelen av arbeidet har jeg vært stipendiat på Statoils stipendprogram med arbeidsplass på Senter for anvendt forskning (SAF). Jeg vil gjerne takke Harriet Hagan, Edvard Rundhovde og Göran Trapp i Statoil for et godt samarbeid som har gitt meg økt markedsinnsikt og kunnskap. Alle på SAF takkes for et inspirerende arbeidsmiljø, spesielt Gunnar Eskeland, Liv K. Hammer, Linda Rud og Emil Steffensen. I tillegg takkes Anne K. Wilhelmsen for hjelp med utskriving av avhandlingen.

Sist men ikke minst takkes professor Cornelius Schilbred som var veileder til spesialoppgaven til Høyere avdeling (hovedsaklig Del I), og de øvrige medlemmene av min avhandlingskomité, professor Kurt Jörnsten og professor Jostein Aarrestad, for sine nyttige kommentarer og verdifull veiledning.

Bergen 19. januar 1990

Sigve Tjøtta

INNHold

Forord	<u>Side</u> i
Innhold	iv
Tabell- og figurlister	ix

DEL I

VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN En teorigjennomgang

1	INNLEDNING	1
1.1	Definisjoner og begrepsavklaringer	3
1.2	Organisering	7
2	VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN	11
2.1	Teknisk struktur	13
2.2	Vertikal integrasjon i oljeindustrien frem til 1973	21
	2.2.1 USA	15
	2.2.2 Resten av verden	19
2.3	Vertikal integrasjon fra 1973	24
	2.3.1 Private oljeselskaper	27
	2.3.2 OPEC-landenes nedstrømsengasjementer	32
	2.3.3 Statoil og Pemex	35
2.4	Integrasjon innenfor markedsføring av bensin og transport	36
2.5	Levins (1981) empiriske studie av lønnsomheten ved vertikal integrasjon i den amerikanske oljeindustrien	39
2.6	Oppsummering	41
3	TRANSAKSJONSKOSTNADER OG UFULLSTENDIGE MARKEDER	43
3.1	Vertikal integrasjon i en frikonkurransøkonomi	43
	3.1.1 Formalisering av verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi	45
	3.1.2 Anvendelser	48
	3.1.3 Oppsummering	54

	<u>Side</u>	
3.2	Transaksjonskostnader	55
	3.2.1 Eksempler på transaksjonskostnader	56
	3.2.2 Skreddersydde anlegg	58
	3.2.3 Ufullstendige kontrakter	60
3.3	Ufullstendige markeder	63
	3.3.1 Manglende informasjonsmarkeder	64
	3.3.2 Manglende forsikringsmarkeder	68
3.4	Oppsummering	76
4	MARKEDSMAKT I OPPSTRØMSNÆRINGEN	78
4.1	Suksessiv markedsrett	80
	4.1.1 Monopol i oppstrømsnæringen og monopol i nedstrømsnæringen	82
	4.1.2 Modifisert versjon av monopolmodellen	90
	4.1.3 Integrasjon i oligopolistiske markeder og integrasjon som en beslutningsvariabel	98
4.2	Markedsrett i oppstrømsnæringen og vridninger av innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen	114
	4.2.1 Vernon og Graham(1971)	115
	4.2.2 Utvidelser av modellen til Vernon og Graham	118
	4.2.3 Oppsummering	120
4.3	Vertikal kontroll med en næring med monopolistisk konkurranse i nedstrømsnæringen	120
	4.3.1 Definisjoner, forutsetninger og monopolistisk konkurranse i nedstrømsnæringen	122
	4.3.2 Samordningsgevinsten av vertikal integrasjon	126
	4.3.3 Alternative strategier for oppstrømsmonopolisten	130
	4.3.4 Anvendelse av Dixits modell på markedsføring av bensinprodukter og forslag til utvidelser av Dixits modell	132
4.4	Prisdiskriminering	136
	4.4.1 Implisitt prisdiskriminering ved nedstrømsintegrasjon	137
	4.4.2 Bindende kontrakter	141
4.5	Nedstrømsnæringen betår av flervareprodusenter	145
	4.5.1 Perfekte substitusjonsmuligheter mellom ferdigprodukter	145
	4.5.2 Faste koeffisienter	148
	4.5.3 Oppsummering	152
4.6	Har OPEC incitament til nedstrømsintegrasjon?	152
	4.6.1 OPECs grunnlag for utøvelse av sin markedsrett	153
	4.6.2 Eventuelle samordningsgevinster av OPECs nedstrømsintegrasjon	155
	4.6.3 Oppsummering	159

	<u>Side</u>
5 OPPSUMMERING OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID	161
5.1 Oppsummering	161
5.2 Forslag til videre arbeider	164
APPENDIKS 1 Norols kontrakt med en forhandlereid stasjon	167
APPENDIKS 2 Bevis for resultat 1 kapittel 3	171
APPENDIKS 3 Tilpasningene til et monopol og et duopol	
APPENDIKS 4 Bevis for likevekt i tilfellet delvis integrasjon i delavsnitt 4.1.3	172 173

DEL II

LØNSOMHETEN AV VERTIKAL INTEGRASJON En empirisk analyse

1 INNLEDNING	179
1.1 Bakgrunn og problemstilling	179
1.2 Hva er vertikal integrasjon?	182
1.3 Markedsverdien av vertikal integrasjon	184
1.4 Metode	187
1.5 Organisering	190
2 AMERIKANSK OLJEINDUSTRI OG VERTIKAL INTEGRASJON	191
2.1 Endringer i oljeindustrien, 1973-1986	191
2.2 Vertikal integrasjon i en frikonkurransøkonomi	196
2.2.1 Allokering av produkter	196
2.2.2 Allokering av risiko gjennom kapitalmarkeder	197
2.3 Markedsimperfeksjoner og vertikal integrasjon	199
2.3.1 Transaksjonskostnader	199
2.3.2 Ufullstendige forsikringsmarkeder	201
2.3.3 Asymmetrisk informasjon	202
2.3.4 Markedsmakt	205
2.3.5 Skattemotivert integrasjon?	206
2.4 Resultater fra empiriske studier	208
2.5 Oppsummering	211

	<u>Side</u>
3 PRISING AV OLJESELSKAP	212
3.1 Verdiadditivitet	212
3.1.1 Passiva	213
3.1.1.1 Teori	214
3.1.1.2 Empiriske studier	218
3.1.1.3 Oppsummering	219
3.1.2 Aktiva	220
3.2 Prising av realaktiva	225
3.2.1 Prising av en ikke-fornybar ressurs	225
3.2.1.1 Markedsverdi av påviste utbygde reserver ..	228
3.2.1.2 Prising av påviste ikke-utbygde reserver ..	238
3.2.1.3 Prising av leteaktiviteter	242
3.2.2 Prising av én raffinering- og markedsføringsaktivitet	243
3.3 Oppsummering	247
4 INNSAMLING AV DATA	248
4.1 Utvalg og datakilde	249
4.1.1 Bestemmelse av utvalg	249
4.1.2 Årsrapporter som datakilde	250
4.2 Definisjoner av variabler	251
4.3 Egenkapital og gjeld	254
4.4 Verdi av utbygde reserver	256
4.4.1 Operasjonalisering av Hotellings verdiregel	256
4.4.2 Råolje- og naturgasspriser	257
4.4.3 Fordeling av løftkostnader	259
4.4.4 Oppsummering	265
4.5 Verdi av påviste ikke-utbygde reserver	266
4.5.1 Modell for bestemmelse av markedsverdi	266
4.5.2 Estimering av nåverdien av utbyggingskostnader ..	268
4.5.3 Oppsummering	274
4.6 Leteaktiviteter	274
4.7 Ikke-petroleumsrelaterte aktiviteter	275
4.8 A priori informasjon om markedsverdier	276
4.8.1 Gass- og råoljereserver	276
4.8.2 Raffinering/markedsføringsaktiviteter	280
4.9 Oppsummering	281

	<u>Side</u>
5 RESULTATER	283
5.1 Modellformulering	283
5.1.1 Om kontrollvariabelen INTGR	286
5.1.2 Andre mål for vertikal integrasjon	290
5.1.3 Diskusjon av antagelse om feilledd	293
5.1.4 Koeffisientene; fordelingssegenskaper og tolkning	294
5.1.5 Alternative formuleringer av modell (5.1)	296
5.2 Deskriptiv statistikk om vertikal integrasjon	297
5.2.1 Deskriptiv statistikk om integrasjonsgrad S	297
5.2.2 Deskriptiv statistikk om $f(S)$	299
5.3 Resultat fra regresjonene	302
5.3.1 OLS-regresjoner	302
5.3.2 OLS-regresjoner uten "royalty" selskaper	311
5.3.3 Box-Cox regresjoner	312
5.4 Resultater fra hypotesetesting	313
5.4.1 Resultater fra test 1	313
5.4.2 Resultater fra test 2	317
6 DISKUSJON AV RESULTATER	319
6.1 Oppsummering	319
6.2 Hvorfor negative gevinster av vertikal integrasjon?	320
6.2.1 Endringer i omsetningsformer for olje i perioden 1979-83	322
6.2.2 Omorganisering av vertikalt integrerte oljeselskaper	323
6.2.3 Konklusjoner	326
6.3 Avslutning	329
APPENDIKS 1 BAYES REGRESJONER	331
APPENDIKS 2 BOX-COX REGRESJONER	332
VEDLEGG DATA	335

REFERANSER

REFERANSER	355
------------------	-----

TABELL-OG FIGURLISTER

DEL I

Tabeller

<u>Tabell 2.1</u>	Integrasjonsgrader for de åtte største amerikanske oljeselskapene og aritmetisk gjennomsnitt for 17 andre oljeselskaper	16
<u>Tabell 2.2</u>	De syv søstre's markedsandeler av verdens råoljeproduksjon	20
<u>Tabell 2.3</u>	Produksjon og raffinering utenfor Nord-Amerika, Kina og Øst-Europa i 1965	21
<u>Tabell 2.4</u>	Produksjon og raffinering av råolje i 1987	26
<u>Tabell 2.5</u>	Exxons produksjon av råolje, raffinering og markedsføring målt i mill. fat pr. dag.	29
<u>Tabell 2.6</u>	Gjennomsnittlige integrasjonsgrader for internasjonale oljeselskaper der utvalget er 12 selskaper	30
<u>Tabell 2.7</u>	Integrasjonsgrader til OPEC	33
<u>Tabell 2.8</u>	Oljeselskapenes andel av verdens totale tankflåte	38
<u>Tabell 4.1</u>	Payoffmatrise til integrasjonsspillet	110

Figurer

<u>Figur 2.1</u>	Integrasjonsstruktur i 1987 for to utvalg av oljeselskaper	23
<u>Figur 2.2</u>	Påviste reserver av råolje i 1987	25
<u>Figur 2.3</u>	Fordeling av $F(S_i)$ i 1987	28
<u>Figur 4.1</u>	Nash-forhandlingsløsning om deling av payoff i tilfellet vertikal integrasjon	107
<u>Figur 4.2</u>	Total industriprofit	113
<u>Figur 4.3</u>	Produksjonstilpasninger i nedstrømsnæringen	116
<u>Figur 4.4</u>	Tilpasningen i et markedssegment når prisen for mellomproduktet er gitt	124
<u>Figur 4.5</u>	Tilpasningen i et markedssegment når oppstrømsmonopolisten integrerer vertikalt med nedstrømsnæringen	127
<u>Figur 4.6.A</u>	Likevekt i produktmarked	151
<u>Figur 4.6.A</u>	Likevekt i produktmarked 1	151
<u>Figur 4.7</u>	Skisse over oljeindustrien	155

DEL II

Tabeller

Tabell 2.1	Omsetningsformer for OPECs nasjonale oljeselskaper	193
Tabell 4.1	Gjennomsnittlige løpende priser for råolje og gass; 1980-86	258
Tabell 4.2	Resultater fra regresjoner for fordeling av løftkostnader mellom råolje og gass	263
Tabell 4.3	Løftkostnader, nettopriser og markedsverdier for råolje og gass; 1980-86	266
Tabell 4.4	Adelman's (1988) estimater av utbyggingskostnader pr. fat for råolje, gass og råolje&gass	269
Tabell 4.5	Resultater fra regresjoner for utbyggingskostnader	272
Tabell 4.6	Estimerte markedsverdier pr. fat påviste reserver 1980-1986	279
Tabell 5.1	Deskriptiv statistikk for integrasjonsgrad S	299
Tabell 5.2	Deskriptiv statistikk for $f(S_i)$	300
Tabell 5.3	Resultater fra OLS-regresjoner	304
Tabell 5.4	De betingede sannsynlighetene, Pr 1 og Pr 2.	310
Tabell 5.5	Resultater fra OLS-regresjoner der utvalgene er eksklusive "Royalty Trust"	311
Tabell 5.6	Kritisk signifikansnivå for test 1.	315
Tabell 5.7	Kritisk forkastnings sannsynlighet for test 2	318

Figurer

Figur 3.1	Balanseoppstilling for et oljeselskap	213
Figur 3.2	Prinsippskisse for forløpet til en forekomst.	227
Figur 3.3	Renter for uttømming av en utbygd ikke-fornybar ressurs.	234
Figur 3.4	Opsjonsaspektet ved en ikke-utbygd reserve	241
Figur 4.1	Fordeling mellom løftkostnader og produksjonsskatter for produksjon av råolje i perioden 1980-86.	259
Figur 5.1	Eksempler på avbildninger $F(S_i)$	288
Figur 5.2	Indifferente grafer for totale samordningsgevinster av vertikal integrasjon	288
Figur 5.3	Sammenlikning mellom fordelingene av integrasjonsgrader for periodene 1948-72 og 1980-86	298
Figur 5.4	Stolpediagram for fordelingene av $f(S_i)$	300
Figur 5.5	Estimater for markedsverdiene pr. fat påviste utbygde reserver olje og gass, og markedsverdien pr. fat/år raffinering/ markedsføring.	307
Figur 5.6	Raffineringskapasitet og -utnyttelse for USA (U) og verden totalt (W); 1980-86.	308

DEL I

VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN

En teorigjennomgang

KAPITTEL 1.

INNLEDNING

Oljeindustrien var frem til begynnelsen av 1970-årene karakterisert ved en høy grad av vertikal integrasjon. Et oljeselskap var som regel engasjert i alt fra leting etter og produksjon av råolje til salg av bensinprodukter til den enkelte konsument. Etter at medlemsstatene i OPEC nasjonaliserte råoljeproduksjonen i sine respektive land, er den integrerte strukturen mellom råoljeproduksjon og raffinering blitt gradvis svekket. Men fortsatt er integrasjon mellom raffinering og markedsføring svært utbredt. I 1980-årene har enkelte av medlemsstatene i OPEC økt sine engasjementer innenfor raffinering og markedsføring av oljeprodukter.

Morgendagens næringsstruktur vil i stor grad avhenge av OPEC-statenes nedstrømsstrategi, og i den sammenhengen reiser det seg mange interessante problemstillinger. Har medlemsstatene økonomiske gevinster av å satse på nedstrømsintegrasjon, og dersom de har det, i hvor stor grad vil de satse på det? Vil dette få konsekvenser for den integrasjonsstrategien som Statoil bør velge? Dersom Statoil velger nedstrømsintegrasjon, skal selskapet engasjere seg i bare raffinering eller både raffinering og markedsføring av oljeprodukter? Uavhengig av OPECs valg av strategi vil selskaper som Statoil måtte vurdere andre problemstillinger som kan knyttes til lønnsomheten av vertikal integrasjon. Skal for eksempel Statoil transportere sin råolje med egne tankbåter eller skal selskapet bruke markedene for transporttjenester?

I denne delen av avhandlingen beskrives det hvorledes den vertikale strukturen i oljeindustrien har utviklet seg fra 1945 og frem til idag. Deretter gjennomgås teorier som forklarer hvorfor foretak i enkelte situasjoner bør velge vertikal integrasjon. En slik gjennomgang kan i neste omgang legge grunnlaget for konkrete analyser av de ovenfornevnte problemstillingene. I kapittel 2

beskrives det hvorledes den vertikale strukturen i oljeindustrien har utviklet seg i perioden 1945-87. En motivasjon for å studere historien om vertikal integrasjon, er at den kan gi informasjon om hvorvidt integrasjon er lønnsomt i dag. I praktiske beslutningssituasjoner er det ikke uvanlig å argumentere for at en beslutning er lønnsom siden andre foretak tidligere har fattet den samme beslutningen. Dersom en aksepterer denne tankegangen og anvender den for Statoils valg av nedstrømsstrategi, kan det spissformuleres som følger:

Statoil bør integrere vertikalt siden andre oljeselskaper integrer vertikalt. Dersom en godtar en slik argumentasjon, er det desto viktigere å avklare om alle foretak og om de alltid, har integrert vertikalt.¹ Kapittel 2 drøfter dette nærmere.

Kapitlene 3 og 4 gjennomgår forskjellige teorier om vertikal integrasjon. Motivasjonen for å presentere ulike teorier, er at ingen enkelt teori kan forklare integrasjonen i alle produksjonsstegene innenfor oljeindustrien. Selv om en spesiell teori belyser integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering, vil den sannsynligvis ikke forklare integrasjon mellom leting etter, utbygging og drift av en oljeforekomst eller integrasjon innenfor markedsføring av oljeprodukter. Under gjennomgangen av de forskjellige teoriene, vil vi hele tiden forsøke å relatere dem til deler av oljeindustrien. I dette ligger det også en drøfting av modellenes forutsetninger og deres relevans for næringen. I enkelte tilfeller foreslås endringer, og i noen av disse gjennomføres forslagene.

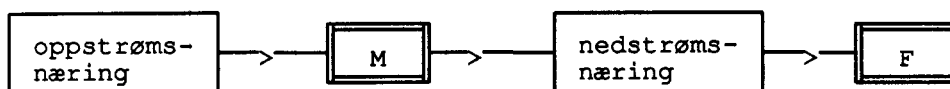
Resten av innledningskapittelet er organisert som følger: Avsnitt 1.1 definerer og drøfter sentrale begreper som vertikal integrasjon, vertikal kontroll og verdi av vertikal integrasjon. Det siste avsnittet, 1.2, gir en oversikt over resten av oppgaven.

¹I en frikonkurransøkonomi er historien irrelevant for vurderingen av en beslutning. Den initiale ressursallokeringen vil være relevant for allokeringen av ressursene i en økonomi. Historien om hvorledes den initiale allokeringen er fremkommet, vil være irrelevant for allokeringen (og for vurderingen av en beslutning).

1.1 DEFINISJONER OG BEGREPSAVKLARINGER

Definisjon av vertikal integrasjon

Vertikal integrasjon betyr at et foretak eier og dermed kontrollerer både oppstrøms-og nedstrømsaktiviteter.



Figur 1.1 Produktstrømmer, der M betyr mellommarkedet og F = ferdigvaremarkedet.

Foretak som organiserer oppstrømsaktiviteter, selger produkter i mellommarkedet. Foretak som organiserer nedstrømsaktiviteter kjøper produkter i mellommarkedet og bruker dem sammen med andre innsatsfaktorer i produksjonen av en ferdigvare. Et vertikalt integrert foretak eier og kontrollerer både oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter.

Innenfor økonomisk teori er vanligvis eiendomsrett og kontroll ekvivalente begreper. Aksjonærene i ett foretak kontrollerer ledelsen eller delegerer kontrollen til ledelsen av foretaket. Målet for ledelsen er å maksimere markedsverdien av foretaket. Dette er selvsagt ingen uproblematisk antagelse siden det i mange tilfeller er vanskelig for aksjonærene å utøve fullstendig kontroll med ledelsen.

Warren-Boulton ((1978), side 26-31) påpeker at når aksjonærene i et foretak ikke har fullstendig kontroll av dets ledelse, kan ledelsen ha incitamenter for vertikal integrasjon for å diversifisere sin egen risiko. Videre at integrasjon kan spesielt være attraktivt for ledelsen når resultatet i nedstrømsnæringen er negativt korrelert med resultatet i oppstrømsnæringen.

I denne avhandlingen forutsettes det at aksjonærene i et foretak har full kontroll med ledelsen, og at ledelsen maksimerer markedsverdien av foretaket.

Markedsverdi av vertikal integrasjon

Verdien av vertikal integrasjon for et foretak, som også betegnes som samordningsgevinsten, defineres som differansen mellom

markedsverdien av det integrerte foretaket og

summen av markedsverdien til et foretak som organiserer de samme oppstrømsaktivitetene som i det integrerte foretaket og markedsverdien av et foretak som organiserer de samme nedstrømsaktivitetene som det integrerte foretaket.

La oss betegne oppstrømsforetaket med indeksen a og nedstrømsforetaket med indeksen b. Definisjonen av verdien av vertikal integrasjon kan formelt uttrykkes som

$$(1.1) \quad V^i = V^{a+b} - (V^a + V^b), \text{ hvor}$$

V^i = verdien av vertikal integrasjon,

V^a = markedsverdien av foretak a før integrasjon,

V^b = markedsverdien av foretak b før integrasjon og

V^{a+b} = markedsverdien av det integrerte foretaket.

Verdien av vertikal integrasjon er strengt positiv når $V_i > 0$, og den er lik null hvis $V^i = 0$. For å være litt mer konkret la oss anta at a er Statoil og b er et foretak som eier raffinerier og markedsføringsaktiviteter. Videre at Statoil vurderer kjøp av foretak b og V^j er markedsverdier, der $j=a,b$ og $a+b$.²

²Det er selvsagt problematisk å finne markedsverdien av Statoil siden aksjene i Statoil ikke omsettes i aksjemarkedet. I teorien kan markedsverdien til Statoil beregnes ved for eksempel duplisering av andre omsettelige aksjer. For en innføring i hvordan dette kan gjøres, anbefales Bøhren, Ekern, Johnsen og Korsvold (1984). I praksis kan dette vise seg å være vanskelig.

Hvis verdien V^i er lik null er det ingen samordningsgevinster ved vertikal integrasjon. Statoils vurdering av nedstrømsprosjektet bør da foretas uavhengig av selskapets øvrige aktiviteter, og evalueringen av prosjektet skiller seg ikke ut fra andre investeringsbeslutninger som leting etter og utbygging av oljeforekomster. En måte å foreta prosjektvurderingen på er å beregne nåverdien av prosjektets forventede kontantstrøm diskontert med markedets avkastningskrav til prosjektet.³

Til tross for at verdien av vertikal integrasjon mellom Statoil og b er lik null, kan det altså være lønnsomt for staten å kjøpe foretak b. Dette kan synes som et paradoks. Dersom kjøp er lønnsomt, har lønnsomheten ikke noe med vertikal integrasjon å gjøre. Rent "tilfeldig" er det lønnsomme prosjektet en nedstrømsaktivitet. Staten er da indifferent mellom å organisere nedstrømsaktiviteten som et foretak og å la Statoil organisere nedstrømsaktiviteten.

Dersom verdien av integrasjon er strengt positiv, dvs. $V^i > 0$, og integrasjonen gjennomføres, vil integrasjon gi økonomiske gevinster for aksjonærene i de to foretakene. Statoil er villig til å betale maksimalt V^i mer enn markedets verdsetting av foretak b, dvs. V^b . Fordelingen av integrasjonsgevinsten mellom aksjonærene i Statoil og aksjonærene i foretak b, vil være gjenstand for forhandlinger, og utfallet avhenger blant annet av forhandlingsstyrke.

Det er viktig å merke seg at integrasjonsgevinsten, V^i , ikke er mulig å oppnå uten at foretakene integrerer. Hvis staten kjøper alle aksjene i b og de to foretakene, Statoil og b, drives som to atskilte foretak, er det ikke mulig å oppnå samordningsgevinsten V^i . For å oppnå denne gevinsten er det nødvendig enten at de to tidligere foretakene eies og drives som ett foretak eller at samarbeidet organiseres ved andre former for vertikal kontroll.

³ Bøhren, Ekern, Johnsen og Korsvold (1984) gir en oversikt over metoder for å beregne lønnsomhet av oljeprosjekter.

En positiv verdi av vertikal integrasjon, $V^i > 0$, er en form for positiv ekstern virkning for de to foretakene, a og b, ved at den totale verdien av de to foretakene øker når de eies og drives som ett foretak.

Effektivitetsgevinsten av vertikal integrasjon må ikke forveksles med samfunnsøkonomisk effektivitet. Hvis $V^i > 0$ og integrasjonen gjennomføres, kan konsumenter og andre foretak påføres kostnader. Prisen i mellommarkedet kan bli høyere etter integrasjon enn den ville ha vært uten integrasjon. Ikke-integrerte nedstrømsforetak må betale mer for å bruke mellomproduktet i produksjonen av ferdigvarer. Dette fører igjen til en høyere pris på ferdigvaren i tilfellet med integrasjon enn i tilfellet uten integrasjon. De totale kostnadene for konsumentene kan være så høye at integrasjonen er samfunnsøkonomisk ulønnsom. Denne oppgaven drøfter stort sett ikke konsekvenser av integrasjon for andre parter enn de to foretakene som integrerer.

Vertikal kontroll

Som nevnt innebærer vertikal integrasjon at et foretak eier og organiserer driften av en oppstrømsaktivitet og en nedstrømsaktivitet. I praksis eksisterer det andre former for organiseringer enn integrasjon, slik at det er mulig å ekstrahere hele eller deler av en eventuell samordningsgevinst $V^i (> 0)$. En felles betegnelse for slike organisatoriske løsninger, inklusiv vertikal integrasjon, er vertikal kontroll.⁴ Warren-Boulton (1978, side 2) definerer ulike former for vertikal kontroll, og nedenfor er det listet opp fem av dem:

1. Vertikal integrasjon: To eller flere separable produksjonssteg drives av det samme eierselskapet.

⁴ Warren-Boulton (1978) bruker uttrykket vertikal kontroll. Dette er noe uheldig siden kontroll og eiendomsrett i mange sammenhenger tolkes som ekvivalente uttrykk. I denne sammenhengen må derfor kontroll tolkes mindre restriktivt enn eiendomsrett.

2. Bindende kontrakter: En selger selger et produkt til en kjøper bare hvis kjøperen forplikter seg til å kjøpe andre produkter eller tjenester fra selgeren.

3. Eksklusive kontrakter: En kjøper av et produkt forplikter seg til ikke å handle med andre produsenter av dette produktet.

4. Profittdeling: Prisen på en innsatsfaktor er avhengig av profitten i ferdigvaremarkedet. I raffineringsindustrien er "net-back" avtaler en form for profittdeling.

5. Franchise kontrakter er en kontrakt mellom en selger og en kjøper på følgende måte: Kjøperen av ett produkt må i tillegg til prisen også betale en engangsavgift for retten til å kjøpe produktet fra selgeren.

I dagligtale omtales ofte kontrakten mellom ett oljeselskap og en bensinstasjon som en franchise kontrakt. I Appendix 1 vedlegges en standardkontrakt for avtaler mellom Norol og en bensinstasjon. Det kan være grunn til å merke seg at denne inneholder elementer av både bindende og eksklusive kontrakter.

Motivene for andre typer av vertikal kontroll enn integrasjon kan være de samme som for vertikal integrasjon. Denne oppgaven drøfter i liten grad hvorfor foretak i enkelte situasjoner velger andre former for vertikal kontroll fremfor vertikal integrasjon.

1.2 ORGANISERING

I litteraturen om vertikal integrasjon fastslås det at i perfekte markeder er det ingen incitamentener til vertikal integrasjon.

" In markets where: (a) transactions costs are absent; (b) all relevant information about costs and prices are knowns; and (c) output and input

prices are given to the firm, there exist no incentives for vertical integration."⁵

" The basic reason for all vertical control is the absence of a "perfect" intermediate market - a market with zero transactions costs, perfect information, and competitive pricing. To the extent that these conditions do not exist, the use of vertical control becomes more attractive relative to reliance on markets."⁶

" The study of vertical integration has presented difficulties at both theoretical and policy levels of analysis. That vertical integration has never enjoyed a secure place in value theory is attributable to the fact that, under normal conventional assumptions, it is an anomaly: if the costs of operating competitive markets are zero, " as is usually assumed in our theoretical analysis "(Arrow, 1969,p. 48), why integrate?"⁷

I en frikonkurransøkonomi fungerer priser som styringsmidler for allokering av ressurser - internt innen et foretak og eksternt mellom foretak og mellom foretak og konsumenter. Innenfor et integrert foretak bør en internpris være lik markedsprisen for et produkt, slik at verdien av interne leveranser reflekterer den beste alternative anvendelsen. Alternativet for avdelingen som mottar interne leveranser, er å kjøpe i markedet, og alternativet for avdelingen som leverer interne leveranser, er å selge i markedet. I en periode med knapphet og dermed høy markedspris, vil den interne allokeringen måtte reflektere knappheten i markedet. Et integrert foretak kan altså ikke konkurrere med effektiviteten i markedene, og det er derfor heller ingen samordningsgevinster å hente fra integrasjon.

Selv om frikonkurransemodellen er en teoretisk abstraksjon som utelater vesentlige sider ved den økonomiske virkelighet, kan den være viktig som et referansepunkt når vi diskuterer lønnsomheten ved vertikal integrasjon. Den forteller oss at alternativet til vertikal integrasjon er å bruke markeder. Når

⁵Kaserman (1978), side 484.

⁶Warren-Boulton (1978), side 3

⁷ Williamson (1971), side 112

vi skal drøfte om det eksisterer incitamentener til vertikal integrasjon, kan vi derfor konsentrere oss om å drøfte hvor "bra" markedene fungerer. Dersom de fungerer "bra" er det ikke grunn til å forvente at det skal være gevinster ved vertikal integrasjon.

Utgangspunktet for teoriene som gjennomgås i denne oppgaven, er at foretak og markeder er alternative måter for allokering av ressurser. Årsaken til at foretak velger integrasjon er markedssvikt, det vil si brudd på forutsetninger for en frikonkurransøkonomi. Eksempler på markedssvikt er eksistensen av monopoler og transaksjonskostnader. Når markedene svikter kan vertikal integrasjon være den mest effektive måten å organisere foretak på. Teorigjennomgangen systematiseres etter hvilke typer av markedssvikt som skaper incitamentener til integrasjon:

Transaksjonskostnader I en frikonkurransøkonomi forutsettes det at kostnadene ved å bruke markeder er lik null. I virkelighetens verden er situasjonen annerledes. I enkelte tilfeller kan kostnadene ved å bruke markeder være så høye at det er mer lønnsomt å organisere aktiviteter internt enn å bruke markeder. Coase (1937) definerer et foretak som et alternativ til markeder: Grunnen til at det i det hele tatt eksisterer foretak er at det er kostnader forbundet ved å bruke markeder.

Ufullstendige markeder I frikonkurransmodellen forutsettes det at alle markeder er åpne og at det ikke er kostnader forbundet ved å holde dem åpne. I praksis er det mange markeder som er ufullstendige, for eksempel forsikrings- og futuresmarkeder. Representanter for industrien hevder ofte at motivasjonen for å integrere vertikalt er å sikre tilgang på råvarer eller å sikre avsetning for produkter. Usikker råvaretilgang og -avsetning vanskeliggjør planlegging og effektiv drift. Økonomene på sin side hevder at problemene med usikre råvaretilførsler og usikre avsetningsmuligheter ikke skyldes usikkerheten i seg selv, men manglende markeder for å håndtere usikkerheten. Vertikal integrasjon er da en fornuftig måte å bøte på manglende og/eller ufullstendige

markeder på. Kapittel 3 behandler vertikal integrasjon når det eksisterer transaksjonskostnader og noen markeder er ufullstendige.

Markedsmakt i oppstrømsnæringen. Frikonkurransmodellen forutsetter at alle aktørene i økonomien er pristakere. Hvis noen aktører utøver markedsmakt, kan dette føre til et avvik mellom markedspris og marginale kostnader for et produkt. Dette avviket innebærer at prisene gir feilaktige informasjonssignaler om marginale kostnader og leder til en ineffektiv utnyttelse av ressursene. Vertikal integrasjon er en metode for å internalisere dette effektivitetstapet, noe som igjen kan gi økonomiske gevinster for et integrert foretak. Kapittel 4 drøfter vertikal integrasjon og markedsmakt.

Som det allerede er nevnt i innledningen til dette kapittelet, skal det neste kapittelet gi en beskrivelse av hvorledes den vertikale strukturen i oljeindustrien har utviklet seg fra 1945 og frem til idag. Kapittelet omhandler den historiske utviklingen av oljeindustrien etter 1945, med spesiell vekt på dagens situasjon. Kapittelet gir en oversikt over utviklingen av integrasjonsgrader for etablerte selskaper som Exxon, Shell og Mobil og nykommere i oljeindustrien som statsoljeselskaper i OPEC, Pemex og Statoil. Videre gir det en beskrivelse av integrasjon innenfor transport, markedsføring og råoljeproduksjon offshore.

KAPITTEL 2

VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN

Oljeindustrien var frem til omkring 1973 karakterisert ved både horisontal og vertikal integrasjon. Industrien ble dominert av en liten gruppe av store selskaper, de såkalte " Top Eight " i USA og "De syv søstre" i verden som helhet.¹ Gjennom en stor grad av horisontal samordning av råoljeproduksjonen i USA og Midt-Østen kontrollerte disse selskapene store deler av verdens råoljeproduksjon. I en analyse av vertikal integrasjon i amerikansk industri oppnådde oljeindustrien 76 poeng i en skala fra 0 til 100, mens ingen annen industri scoret mer enn 31 poeng på den samme skala; analysen er utført av Gort (1962).

Etter nasjonaliseringen av oljeindustrien i OPEC-landene ble innflytelsen til de store oljeselskapene gradvis svekket til fordel for OPEC. Utover på 70-tallet overtok medlemsstatene i OPEC kontrollen med beslutninger om leting etter, utbygging og kapasitetsutnyttelse av sine oljebrønner. Som en konsekvens av dette, brøt den integrerte strukturen til de store internasjonale selskapene sammen.

OPEC-statenes nedstrømsengasjementer har økt etter 1973. Spesielt har de involvert seg i raffinering og petrokjemisk industri. Kuwait og Venezuela, har

¹ "De syv søstre": Exxon, British Petroleum (BP), Shell, Gulf, Standard Oil of California (Socal), Texaco og Mobil. "Top Eight": Atlantic Richfield (Arco), Standard Oil of Indiana, Shell (USA) og "de syv søstre" eksklusive BP og Shell. For en kortfattet beskrivelse av opprinnelsen til begrepene "De syv søstre" og " Top Eight" vises det til innledningskapittelet til Blair (1976).

engasjert seg relativt mye innenfor raffinering og markedsføring av bensinprodukter i USA og Vest-Europa. Andre medlemmer av OPEC, som Iran og Irak, har foreløpig i liten grad engasjert seg i nedstrømsengasjementer utenfor landenes respektive grenser.

Hovedmålene med dette kapitlet er å belyse følgende spørsmål:

1) Hva betyr det at vertikal integrasjon var svært "utbredt" i oljeindustrien før 1973? Betyr det at de fleste oljeselskap produserte like mye råolje som de raffinerte og raffinerte like mye som de markedsførte gjennom egne kanaler? Eller betyr det at de fleste oljeselskap var involvert i råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring, men at det var en stor variasjon i selskapenes relative sammensetninger av de tre aktivitetene. Avsnitt 2.2 forsøker å gi svar på disse spørsmålene.

2) Etter OPECs overtakelse av kontroll med råoljeproduksjon og sammenbruddet i den vertikale strukturen innenfor den "gamle" oljeindustrien, hvilke integrasjonsstrategier har statsoljeselskapene i OPEC-landene og de internasjonale oljeselskapene valgt? De sistnevnte kan selge sine raffinering- og markedsføringskapasiteter og på den måten oppnå balanse mellom råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring. De statseide oljeselskapene innenfor OPEC kan satse på nedstrømsintegrasjon og dermed øke sine integrasjonsgrader. I avsnitt 2.3 drøftes disse spørsmålene.

Resten av dette kapitlet er organisert på følgende måte: Avsnitt 2.4 beskriver vertikal integrasjon innenfor markedsføring og transport. Til slutt, i avsnitt 2.5, refereres resultatene fra en empirisk undersøkelse om lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor den amerikanske oljeindustrien. Men aller først en kortfattet gjennomgang av den "tekniske" strukturen i oljeindustrien.

2.1 TEKNISK STRUKTUR

I denne avhandlingen studeres oljeindustrien selv om det i mange sammenhenger kan være naturlig å behandle olje- og gassindustrien som en næring. De fleste karbohydratforekomstene inneholder både olje og gass. For slike forekomster er produksjonsfasen (leting, utbygging og drift) sammenfallende for olje- og gassindustrien. Gass og oljeprodukter konkurrerer i en rekke anvendelser, som for eksempel til oppvarming av hus og som innsatsfaktorer i produksjon av elektrisk kraft.

Gassindustrien skiller seg vesentlig fra oljeindustrien når det gjelder transportteknologi. Innenfor gasstransport er det betydelige stordriftsfordeler, og transportkostnadene for gass er relativt høyere enn transportkostnadene for olje. Stordriftsfordeler og høye transportkostnader påvirker strukturene i gassmarkedene, globalt og lokalt. I praksis kan gassmarkedet deles i regionale markeder (Vest-Europa, Nord-Amerika og Japan). Dette står i kontrast til oljemarkedet som på grunn av lave transportkostnader i langt større grad enn gassmarkedet er ett geografisk marked.

Oljeindustrien kan deles i fire; råoljeproduksjon, transport, raffinering og markedsføring (dvs. salg av raffinerte produkter).

Råoljeproduksjon kan igjen deles i tre faser: leting, utbygging og drift. En totalt vertikalt integrert råoljeprodusent er engasjert i alle de tre fasene. Et slikt selskap bygger ut og driver alle forekomster som det finner. Alternativet til vertikal integrasjon er at selskapene bruker markeder: Leteselskaper kjøper rettigheter til å lete i geografiske avgrensede områder. Hvis det finnes forekomster i ett område, selges den tilhørende rettigheten til ett utbyggings-selskap som installerer produksjonskapasitet og klargjør feltet til produksjon. Deretter selger dette utbyggings-selskapet rettighetene til ett driftsselskap som produserer og selger råolje.

Transportaktiviteter kan grovt deles i to; transport av råolje og transport av raffinerte produkter. De to viktigste transport- midlene i hver av de to aktivitetene er tankskip og rørledninger.

Hovedprosessene i et **raffineri** er destillasjon og "cracking". I destillasjonsprosessene oppvarmes råolje og skilles i enkelte komponenter; lette produkter på toppen og tunge produkter i bunnen. "Crackingprosessen" konverterer tunge produkter til lette produkter som for eksempel bensin.

Sluttproduktene fra et raffineri kan grovt deles i tre; lette-, middelstunge- og tunge produkter. Lette produkter består blant annet av bensin som er et av de viktigste produktene fra raffineringindustrien, og LPG-produkter (Liquid Petroleum Gases) som er nedkjølt propan og butan. LPG-produkter brukes blant annet til oppvarming av hus og i industrien til skjæring av metall. Middelstunge produkter omfatter flybensin, parafin som brukes til sentraloppvarming av bolighus og næringsbygg, og diesel som brukes som drivstoff for biler, lastebiler, båter og kompressorer. Tyngre produkter innbefatter fyringsoljer som brukes i oppvarming av bolighus, som innsatsfaktor i produksjon av elektrisk kraft, som bunkers og til oppvarming av smelteovner.

Fordelingen av produktene varierer med råoljetype og raffineringsteknologi. En hypotetisk gjennomsnittlig råolje består av omkring 20 prosent lette produkter, 25 prosent middelstunge produkter og 55 prosent tunge produkter.²

Markedsføring av raffinerte produkter deles i to aktiviteter; grossister og detaljister. Grossistene kjøper produkter fra raffinerier og selger den videre til detaljister, for eksempel bensinstasjoner. Et integrert markedsføringsforetak består av en grossist og en kjede av detaljister. Alternativet til vertikal integrasjon er at grossistene selger til uavhengige konkurrerende detaljister og hver detaljist kjøper fra konkurrerende grossister.

² Kilde: Sinclair (1984), diagram 2.4

2.2 VERTIKAL INTEGRASJON I OLJEINDUSTRIEN FREM TIL 1973

2.2.1 USA

De åtte største amerikanske selskapene, "Top Eight" selskapene, - hadde i perioden 1945-73 høye markedsandeler i påviste reserver, produksjon, raffinering og markedsføring av bensin. I 1970 kontrollerte de tilsammen 64,0 prosent av påviste innenlandske reserver, 50,5 prosent av netto innenlandske råoljeproduksjon, 58,1 prosent av den innenlandske raffineringsskapasitet og 55,0 prosent av det amerikanske bensinmarkedet.³

Kontrollen av råoljeproduksjonen ble gjennomført i et samarbeid mellom selskapene og myndighetene. Motivasjonen fra myndighetene var ønsket om en jevn fordeling av den innenlandske produksjon mellom delstater. Selskapene og myndighetene møttes til regelmessige konsultasjoner om nivået for den totale råoljeproduksjonen. Blair (1976, kapittel 7) gir en detaljert beskrivelse av hvordan denne kontrollen ble gjennomført i praksis.

Tabell 2.1 viser at de åtte største amerikanske selskapene hadde høye grader av integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering og mellom raffinering og markedsføring. Ett selskaps integrasjonsgrad mellom raffinering og råoljeproduksjon er her definert som

$$100 * (\text{råoljeproduksjon} / \text{raffineringsskapasitet}).$$

Integrasjonsgraden mellom markedsføring av bensin og raffinering er definert som

$$100 * (\text{markedsandel i det innenlandske bensinmarkedet} / \text{markedsandel av den innenlandske raffineringsskapasitet}).$$

³Kilde: Blair (1976), tabell 6-1.

Selskap	Raffinering / råoljeprod.	Markedsføring av bensin / raffinering
Exxon	103%	83%
Texaco	74	87
Gulf	61	106
Shell	153	97
Socal	65	72
Arco	115	71
Standard of Indiana	127	87
Mobil	116	103
Aritmetiske gjennomsnitt		
De åtte største	102 (31)	88 (13)
Estimat andre selskap	530 (1177)	

Tabell 2.1 Integrasjonsgrader for de åtte største amerikanske oljeselskapene og aritmetisk gjennomsnitt for 17 andre oljeselskaper.⁴

Tallene i parentesene er henholdsvis aritmetisk standard avvik for de åtte store selskapene og estimert standardavvik for andre selskaper der utvalget er de ovenfornevnte 17 selskapene. Den første søylen i tabell 2.1 viser integrasjonsgrader mellom raffinering og råoljeproduksjon, og den andre søylen viser integrasjonsgrader mellom markedsføring av bensin og raffinering.

Exxons integrasjonsgrad mellom råoljeproduksjon og raffinering er 103 prosent dvs. at raffineringskapasiteten er 103 prosent av den råoljen som selskapet produserer. Integrasjonsgraden mellom raffinering og markedsføring er 83 prosent, dvs. dette selskapet markedsfører i USA 83 prosent av den bensinen som Exxon raffinerer innenlands.

⁴ Raffineringsteknologi og utnyttelsesgrad varierer innenfor et selskap og for næringen som helhet. Avhengig av raffineringsteknologi kan det samme fatet råolje raffineres til ulike mengder bensin. Dersom vi antar at de åtte selskapene hver for seg og raffineringsindustrien totalt har den samme "gjennomsnittlige" raffineringsteknologien, kan markedsandeler brukes til å beregne integrasjonsgrader mellom raffinering og markedsføring av bensin. For vårt formål synes en slik antagelse rimelig. Kilder for beregningene i tabell 2.1 : Første søyle er beregnet fra Teece (1976)'s tabell 1B (data fra 1972) og andre søyle er beregnet fra Mancke (1976)'s tabell 5 (andeler av total raffineringskapasitet i 1970) og tabell 7 (markedsandeler av bensinsalg i 1970).

For de åtte største oljeselskapene er den gjennomsnittlige integrasjonsgraden mellom raffinering og råoljeproduksjon 102 prosent. Den gjennomsnittlig integrasjonsgraden mellom raffinering og markedsføring av bensin er 88 prosent. De relativt lave integrasjonsgradene mellom markedsføring av bensin og raffinering kan i stor grad forklares ved at disse er målt ved tekniske raffineringskapasiteter. Den gjennomsnittlige gjennomstrømningen i ett raffineri som blir utnyttet fullt ut er ca. 90 prosent av den tekniske kapasiteten.⁵

Hvert av de åtte størst oljeselskapene var involvert i råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring, produserte omtrent like mye råolje som selskapet raffinerte og raffinerte like mye råolje som det markedsførte bensin. Konklusjonene er basert på tall fra 1970 og 1972, men det er god grunn til å tro at disse også er relevante for disse selskapene i hele perioden 1945-72.

Spørsmålet er om denne integrasjonsstrukturen er representativ for resten av den amerikanske oljeindustrien. Denne delen av næringen kontrollerte i 1970 tilsammen 36,0 prosent av påviste innenlandske reserver, 49,5 prosent av netto innenlands råoljeproduksjon, 41,9 prosent av innenlandske raffineringskapasitet og 45,0 prosent av det amerikanske bensinmarkedet.⁶ De fleste oljeselskapene involvert i alt fra råoljeproduksjon til markedsføring. De fleste raffineriene var eid av selskap som drev både med råoljeproduksjon og markedsføring. I 1973 var bare 6 prosent av den totale innenlandske raffineringskapasiteten uten eierinteresser i råoljeproduksjon og bare 2,5 prosent uten eierinteresser i verken råoljeproduksjon eller i markedsføring.⁷ Dersom vi nå bruker de 17 andre oljeselskapene som et tilfeldig utvalg for resten av den amerikanske oljeindustrien, viser tabell 2.1 at integrasjonsgraden mellom raffinering og råoljeproduksjon er høyere for resten av industrien enn den er for de åtte store

⁵ Årsaken til forskjellen mellom teknisk kapasitet og maksimale gjennomstrømning er at raffineriet i løpet av et driftsår stenges for nødvendig vedlikehold.

⁶Kilde: Residualer fra Blair (1976)'s tabell 6-1.

⁷ Kilde: Teece (1976), Appendiks 3.

oljeselskapene. Dette innebærer at resten av oljeindustrien var relativt mer involvert i raffinering enn i råoljeproduksjon.

Det er også interessant å observere at spredningen i integrasjonsgrad mellom raffinering og råoljeproduksjon er langt større for resten av industrien enn tilsvarende integrasjonsgrad for de åtte store, se tabell 2.1. Dette poenget bekreftes også av Levin (1981):

Levin bruker i sin analyse årlige observasjoner av integrasjonsgrader for 53 amerikanske oljeselskaper i perioden 1948-72. Halvparten av observasjonene har integrasjonsgrader som er elementer i intervallet (100 prosent, 300 prosent) hvor integrasjonsgraden til ett selskap i ett år er definert som

$$100 * (\text{årlig raffineringgjennomstrømning} / \text{årlig råoljeproduksjon})^8$$

En sjettedel av observasjonene har integrasjonsgrader som er større enn 300 prosent, en sjettedel har integrasjonsgrader som er mindre enn 33 prosent og resten av observasjonene ligger i intervallet (33 prosent, 100 prosent).

Derfor kan en trygt konkludere med at de åtte store oljeselskapene ikke er representative for resten av den amerikanske oljeindustrien når det gjelder variasjon i graden av integrasjon. I resten av næringen var det langt større spredning i integrasjonsgrader enn for de åtte store. Det var både selskaper med hovedaktiviteter innenfor raffinering og markedsføring (for eksempel Ashland Oil, American Petrofina og Clark Oil), og selskaper som kun var involvert i råoljeproduksjon (for eksempel Getty Oil).

Et annet interessant poeng er at letefasen ble dominert av ikke-integrerte selskaper. I 1974 kontrollerte mindre foretak 86,2 prosent av alle lete-

⁸Integrasjonsgradene mellom raffinering og råoljeproduksjon i tabell 2.1 er definert ved raffineringkapasiteter og er derfor ikke direkte sammenliknbare med Levins tilsvarende integrasjonssgrader.

aktiviteter i USA, hvor mindre foretak er definert som selskaper som ikke er blant de tretti største oljeselskapene.⁹ Leteaktivitetene var på den tiden konsentrert på land og spesielt i det såkalte "Lower 48" området. Lave letekostnader og store gevinster, dersom letingen ble en suksess, førte til at mange oljegeologer og ingeniører startet egne leteselskaper.

Som en oppsummering om den vertikale strukturen i den amerikanske oljeindustri frem til 1973 kan følgende fastslås: De åtte største selskapene hadde en høy grad av vertikal integrasjon fra råoljeproduksjon til markedsføring i den forstand at hvert selskap hadde en rimelig god balanse mellom de ulike aktivitetene. De resterende selskapene var også involvert i råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring. Men i motsetning til de åtte store var det en stor variasjon i integrasjonsgradene for disse selskapene.

Blair (1976, side 241-246) gir en god beskrivelse av hvordan de åtte største oljeselskapene opprettholdt sin integrerte struktur. Metodene som ble brukt var leveringsbegrensninger overfor konkurrenter, pris-skvis og prisdiskriminering. Dette vil bli drøftet mer detaljert i forbindelse med prisdiskriminering i kapittel 4.

2.2.2 Resten av verden

I resten av verden - unntatt Øst-Europa og Kina - har "de syv søstre" innehatt en dominerende posisjon i oljeindustrien frem til 1970. Ifølge Blair (1976) fungerte de som et kartell. De hadde høye markedsandeler og stor grad av vertikal integrasjon, se Stevens (1985) og Blair (1976). Tabell 2.2 viser utviklingen av markedsandelene for råoljeproduksjon til "de syv søstre".

⁹ Kilde: Mitchell (1976), side 41.

Nøkkelen til opprettholdelsen av kartellet lå i kontroll av oljereserver i OPEC-landene og da spesielt i Midt-Østen.¹⁰ Kartellet kontrollerte produksjonen gjennom "joint venture" selskaper. Blair (1976, kapittel 6) gir en god beskrivelse av hvordan samarbeidet fungerte i praksis.

Selskap	1950	1957	1969
Exxon	30,4%	22,8%	16,6%
British Petroleum	26,3	14,4	16,1
Shell	13,8	17,5	13,3
Gulf	12,1	14,8	9,8
St. Oil of California	6,1	7,6	7,5
Texaco	5,7	6,9	8,0
Mobil	3,9	5,0	4,8
De syv søstre totalt	98,3	89,0	76,1
Alle andre	1,7	11,0	23,9
Totalt	100,0	100,0	100,0

Tabell 2.2 De syv søstre's markedsandeler av verdens råoljeproduksjon (unntatt Nord-Amerika, Øst-Europa og Kina). Kilde: Griffin og Teece (1982), tabell 1.1.

Den dominerende stillingen til "de syv søstre" ble satt under press fra flere hold. I Libya dominerte de "uavhengige" selskapene, dvs. selskaper som ikke var blant "de syv søstre".¹¹ I 1970, sto "uavhengige" selskaper for 55 prosent av Libyas produksjon, som på den tiden var en av de høyeste innenfor OPEC, mot gjennomsnittlig 15 prosent i de andre OPEC-landene. Uavhengige raffinering- og markedsføringsselskaper etablerte seg i en rekke land. I 1965 stod

¹⁰ Opprinnelig bestod OPEC av 11 medlemmer hvorav 6 i Midt-Østen (Saudi Arabia, Iran, Kuwait, Irak, Forente Arabiske Emirater og Qatar), 3 i Afrika (Libya, Nigeria og Algerie), 1 i Sør Amerika (Venezuela) og 1 i Det Fjerne Østen (Indonesia). Senere er Ecuador og Gabon sluttet seg til OPEC og antall medlemsstater er i dag 13.

¹¹ Ledende "uavhengige" selskaper var: Compagnie Francaise Petrole (CFP), Continental, Marathon, Amerada Hess og Occidental. Kilde: Innledningskapittelet til Blair (1976).

uavhengige selskaper for 56, 44 og 37 prosent av raffineringgjennomstrømningen i henholdsvis Italia, Vest-Tyskland og Japan.¹²

	Råolje (C) 1000 fat/dag	Raffinering (R) 1000 fat/dag	Min (C,R) 1000 fat/dag	(Min (C,R)/C)*100 %
"Top Eight"	12.911	10.528	9.895	77
48 selskaper	1.681	5.670	707	42
8+48	14.529	16.198	10.602	73
Nasjonale og andre	1.693	459	193	11
Totalt	16.285	16.657	10.795	66

Min(C,R) for andre selskaper er stipulert til å være samme prosent av aggregert råoljeproduksjon som for 48 selskaper.

Tabell 2.3 Produksjon og raffinering utenfor Nord-Amerika, Kina og Øst-Europa i 1965. Fordelt etter ulike selskaper. Kilde: Beregnet fra data i vedlegg 1.

Tabell 2.3 viser produksjon og raffinering av råolje i 1965 fordelt på ulike selskapstyper; "Top Eight", som her består av de syv søstre og CFP, 48 uavhengige selskaper og til slutt nasjonale og andre selskaper.¹³ For hvert utvalg beregnes summen av minimum av råoljeproduksjon (C) og raffinering (R) til hvert selskap innenfor denne gruppen. Summen er rapportert i søylen merket Min (C,R). Som vi ser av tabell 2.3 kunne 66 prosent av handelen med råolje foregå innenfor vertikalt integrerte foretak. Dette betyr ikke at faktisk internhandel var 66 prosent av den totale produksjon. Prosentsatsen er heller

¹²Prosentsatsene er beregnet fra tabellene A2.5, A2.6 og A2.7 i Robinson (1985).

¹³Som nevnt i introduksjonen til dette kapitlet, ble de åtte største amerikanske selskapene kalt "Top Eight". Denne betegnelsen blir også brukt om de syv søstre og CFP.

et uttrykk for mulighetene for handel innenfor vertikalt integrerte selskaper. Mulighetene for internhandel var 77 prosent for "Top Eight" selskapene, og tilsvarende prosent for 48 uavhengige selskaper var 42 prosent.

For å få et nærmere bilde av den vertikale strukturen, defineres integrasjonsgraden til ett selskap i som

$$(2.1) \quad S_i = C_i / (C_i + R_i), \text{ hvor}$$

C_i = råoljeproduksjon (fat pr. år) og

R_i = raffinering (fat pr. år).

Videre defineres avbildningen

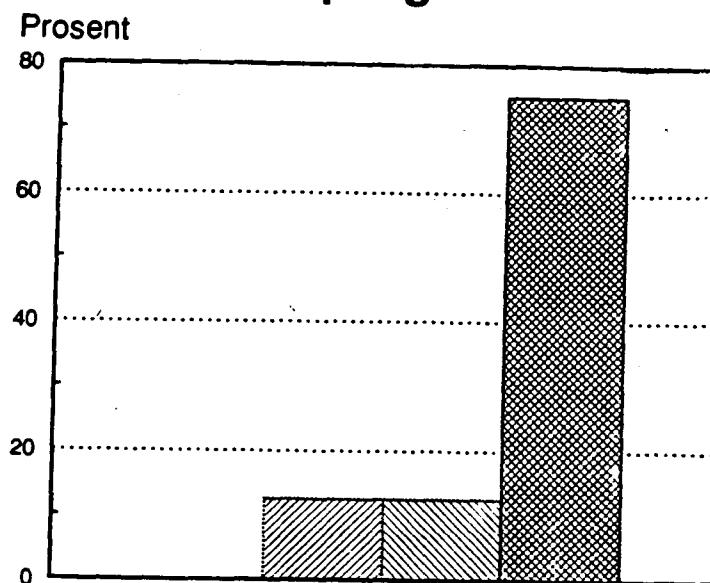
$$(2.2) \quad f(S_i) = \begin{cases} 2S_i & \text{når } S_i \in [0, 1/2) \\ 2(1-S_i) & \text{når } S_i \in [1/2, 1], \end{cases}$$

som er kontinuerlig for alle $S_i \in [0, 1]$, $f(S_i) \in [0, 1]$ og differensierbar for alle $S_i \in [0, 1]$ unntatt for $S_i = 1/2$. Avbildningen $f(S_i)$ forteller noe om "graden av vertikal integrasjon" til et selskap i ; $f(S_i)$ øker når S_i nærmer seg $1/2$ enten fra venstre eller fra høyre. Videre merker vi oss at avbildningen er symmetrisk, dvs. $f(S_i) = f(1-S_i)$. Symmetriegenskapen innebærer at det ikke skilles mellom selskaper som har for "lite" produksjonsaktiviteter og selskaper som har for "mye" raffineringsaktiviteter. Figur 2.1 viser fordelingen av avbildningene $f(S_i)$ i 1965 for følgende utvalg: "Top Eight" og 48 uavhengige selskaper. For hvert utvalg N defineres de fire følgende mengdene:

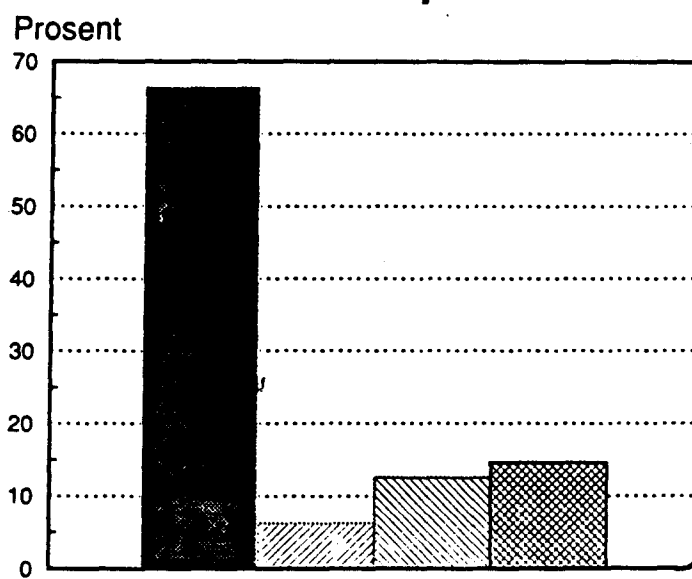
(2.3) - ikke vertikalt integrerte selskaper som mengden
 $\{i \mid f(S_i) \in [0, 1/4), i \in N\}$,

- moderat vertikalt integrerte selskaper som mengden
 $\{i \mid f(S_i) \in [1/4, 1/2), i \in N\}$,

"Top Eight"



48 selskaper



Vertikal integrasjonsstruktur

■ ikke ▨ moderat ▩ svakt ▤ sterkt

Figur 2.1 Integrasjonsstruktur i 1987 for to utvalg av oljeselskaper. Fordelingene er beregnet fra data i vedlegget.

- svakt vertikalt integrerte selskaper som mengden
{ $i \mid f(S_i) \in [1/2, 3/4), i \in N$ } og

- sterkt vertikalt integrerte selskaper som mengden
{ $i \mid f(S_i) \in [3/4, 1], i \in N$ }.

Som vi ser av figur 2.1 er de fleste selskapene innenfor gruppen "Top Eight" sterkt vertikalt integrert. I utvalget med 48 uavhengige selskaper dominerer ikke vertikalt integrerte selskaper; 67 prosent av de 48 selskapene er ikke vertikalt integrert.

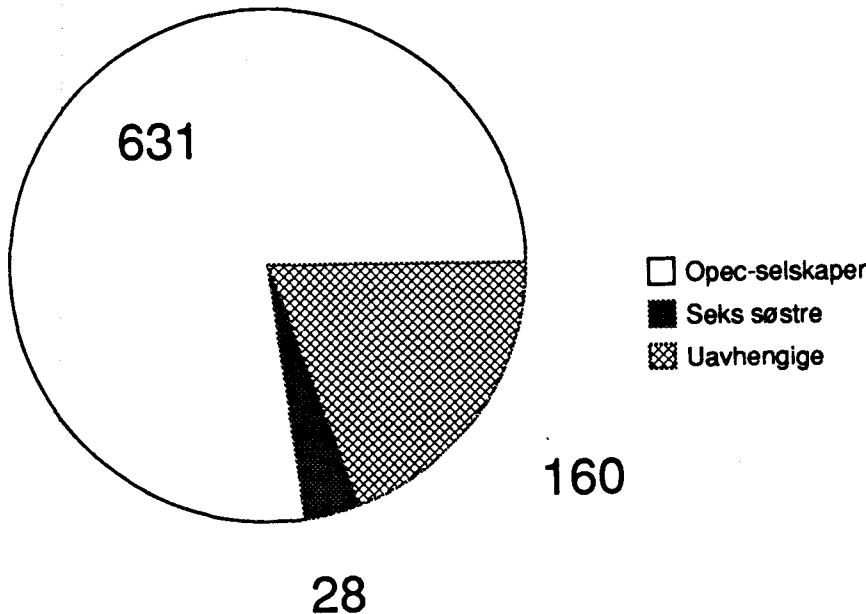
2.3 VERTIKAL INTEGRASJON FRA 1973

I løpet av 1960-årene ble innflytelsen til "de syv søstre" gradvis svekket til fordel for de nasjonale oljeselskapene i OPEC-landene. Medlemsstatene i OPEC nasjonaliserte sine respektive oljeaktiviteter og overtok kontroll med beslutninger om leting, utbygging og kapasitetsutnyttelse av sine oljebrønner. I 1987 kontrollerte de seks søstre (syv søstre er etter fusjon mellom Socal (Chevron) og Gulf i 1984 blitt til seks) 3,4 prosent av verdens påviste oljereserver. Tilsvarende andel for de nasjonale OPEC-selskapene var 77,1 prosent.

Det var ventet at den vertikale struktur skulle bryte sammen etter at OPEC-landene overtok kontroll med sine egne produksjonsvolum, men det skjedde først på et senere tidspunkt. I perioden 1972-79 kjøpte de internasjonale selskapene råolje på kontrakter på spesielle vilkår. I praksis kontrollerte de utskipping og salg fra OPEC-landene - inkludert salg til andre selskaper. I 1973 vidersolgte de 22 prosent av den tilgjengelige råoljen på spesielle vilkår, og i 1978 var proSENTSatsen fremdeles 16.¹⁴

¹⁴ Se Stevens (1985).

Forholdene endret seg dramatisk etter den iranske revolusjonen i 1979. Spotprisene på råolje ble da notert vesentlig over de offisielle prisene og synliggjorde dermed kontrollen til de store oljeselskapene. Fra og med 1979



Figur 2.2 Påviste reserver av råolje i 1987 (eksklusiv kommunistiske land). Målenhet milliarder fat. Kilde: PIW 12 des. 1988.

overtok OPEC-landene salgfunksjonene av råolje, og den sterke vertikale strukturen mellom råoljeproduksjon og raffinering brøt sammen.

Tabell 2.4 viser produksjon av råolje (C), raffinering av råolje (R) og min (C,R) i 1987 for 12 OPEC selskaper, de seks søstre, 32 uavhengige (private og statlige) selskaper og til slutt andre selskaper.¹⁵ Min (C,R) sier noe om

¹⁵Tallene i tabellen er bearbejdet data fra PIW 12/12 1988 og BP Statistical Review 1989 (BP 89). PIW rapporterer produksjon av råolje og raffineringkapasitet i 1987 for 50 oljeselskaper: 12 OPEC selskaper (Gabon mangler), seks søstre og 32 uavhengige selskaper. Raffineringsgjennomstrømning for hvert av de 50 selskapene estimeres som gjennomsnittlig raffineringsutnyttelse multiplisert med raffineringkapasitet. (fortsettes...)

mulighetene for interne leveranser av råolje. Mulighetene for internleveranser for OPEC-selskapene, seks søstre og 32 uavhengige er estimert til å være 58 prosent av total råoljeproduksjon for denne gruppen. For OPEC-selskapene er tilsvarende andel 32 prosent. For næringen som helhet vil mulighetene for

	Råoljeproduksjon (C) 1000 fat/dag	Raffinering (R) 1000 fat/dag	Min (C,R) 1000 fat/dag
OPEC (12 selskaper)	16.186	5.743	5.242
Seks søstre	8.483	13.043	8.483
32 uavhengige	11.313	11.157	7.205
Sum	35.983	29.943	20.930
Andre uavhengige	8.043	12.403	
Totalt	44.025	42.345	

Tabell 2.4 Produksjon og raffinering av råolje i 1987 (eksklusiv kommunistiske land). Kilde: Beregnet fra data i PIW 12/12 1988.

internleveranser være mellom 20,930 og 28,973 mill. fat/dag avhengig av mulighetene for "andre" selskaper, eller mellom 48 og 66 prosent av total råoljeproduksjon. Dersom vi antar at integrasjonsstrukturen til andre selskaper er den samme som de 32 uavhengige, vil prosentatsen være 59,6 prosent. Estimatet på 59,6 prosent er trolig for høyt siden utvalget, som det er estimert fra, ikke inneholder selskaper som kun raffinerer og derfor er skjævt.

¹⁵(...fortsatt)

Gjennomsnittlig raffineriutnyttelse i 1987 estimeres som total gjennomstrømning dividert med total kapasitet; 0.76 (= 42,345 mill fat/55,750 mill. fat, hvor total gjennomstrømning og kapasitet er hentet fra BP 89). Total produksjon og raffinering av råolje er hentet fra BP 89. Estimatene for andre uavhengige selskaper er residuelt bestemt.

Figur 2.3 viser fordelingen av avbildningene $f(S_i)$, definert ved henholdsvis (2.3) og (2.2). Størstedelen av de seks søstre og 32 uavhengige selskapene er svakt eller sterkt vertikalt integrert. Disse 6+32 selskapene er ikke et representativt utvalg av verdens oljeselskaper (eksklusiv OPEC selskaper) siden det ikke inneholder selskaper som kun raffinerer råolje.¹⁶ Av de 12-OPEC selskapene er de fleste ikke og moderat vertikalt integrert.

Formålet med dette avsnittet er å beskrive hvordan integrasjonsstrukturen har endret seg for ulike selskaper. Delavsnitt 2.3.1 redegjør for endringer i integrasjonsgrader for private oljeselskaper som Exxon, BP og Phillips. Delavsnitt 2.3.2 beskriver utviklingen i integrasjonsgradene for OPECs nasjonale oljeselskaper, og delavsnitt 2.3.3 redegjør for integrasjonsstrategier til nyetablerte oljeselskaper som Pemex og Statoil.

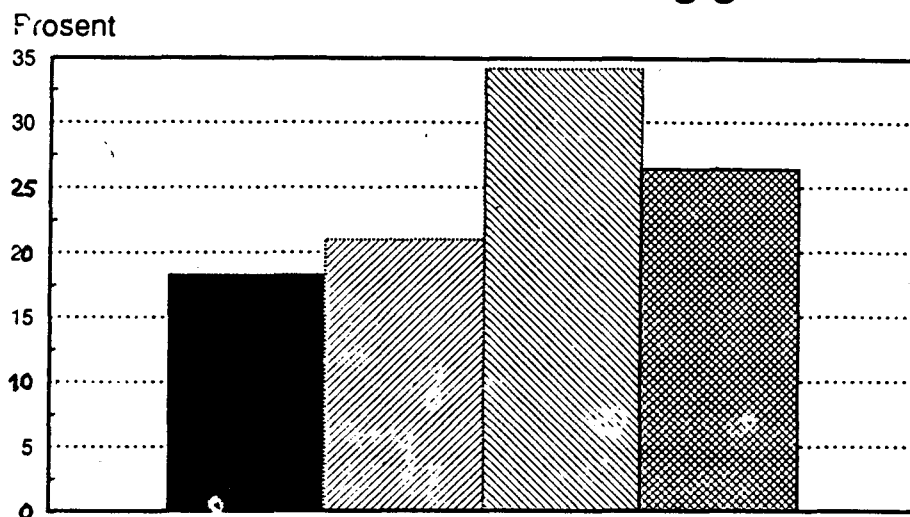
2.3.1 Private oljeselskaper

Mange private oljeselskaper ble etter nasjonaliseringen av oljeindustrien i OPEC-landene påtvunget desintegrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering siden en stor del av deres råoljeproduksjon ble nasjonalisert. Siden dengang har de hatt muligheten for å øke sine integrasjonsgrader ved å selge raffinerier. Ved å følge en slik strategi, oppnår ett selskap en jammere fordeling mellom egen råoljeproduksjon og egen raffineringsskapasitet. Det interessante spørsmålet er om selskapene benytter seg av denne muligheten.

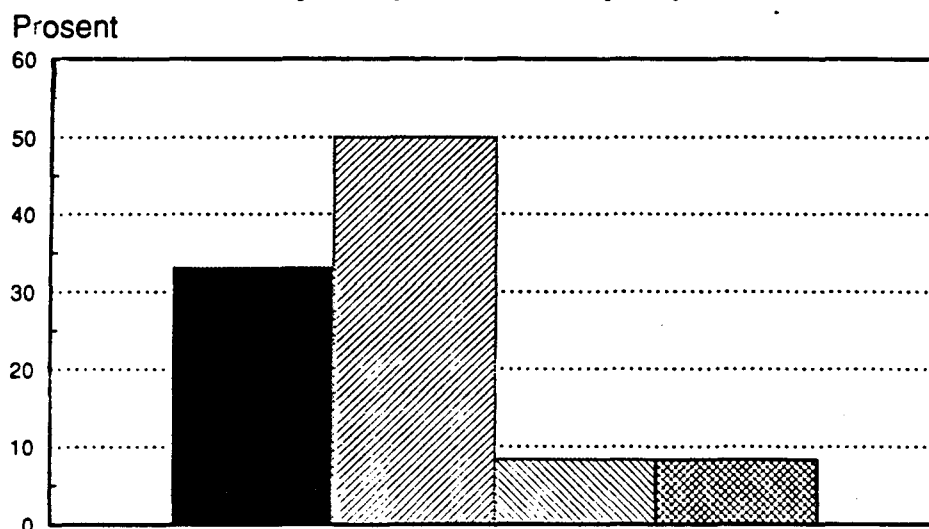
La oss se nærmere på utviklingen etter 1973 for ei av "De syv søstre": Exxon. Exxons råoljeproduksjon i 1973 var 6,7 mill. fat pr. dag og i 1985 var den redusert til 1,7 mill. fat pr. dag, se tabell 2.5. I perioden 1973-85 er Exxons raffineringssaktiviteter omtrent halvert, og i den samme perioden er markedsføringsaktivitetene til selskapet redusert med 34 prosent. Selskapet har

¹⁶Se datakilde; PIW 12/12 1988. Japanske raffinerier er for eksempel ikke med i utvalget på 50 selskaper.

Seks søstre + 32 uavhengige



Opec (12 selskaper)



Vertikal integrasjonsstruktur

■ ikke ▨ moderat ▩ svakt ▤ sterkt

Figur 2.3 Fordeling av $F(S_i)$ i 1987. Kilde: Beregnet fra data i PIW 12/12 1988.

redusert sine markedsandeler i både raffinering og markedsføring. Fra 1973 til 1979 reduserte Exxon volumet i markedsføring med 16 prosent, samtidig som det totale forbruket økte med 9 prosent.

Aktiviteter	1973	1979	1985
Produksjon	6,7	4,5	1,7
Raffinering	5,7 (117)	4,3 (104)	2,9 (57)
Markedsføring	6,2 (91)	5,3 (81)	4,1 (70)

Tabell 2.5 Exxons produksjon av råolje, raffinering og markedsføring målt i mill. fat pr. dag. Produksjonen inkluderer leveranser på spesielle vilkår. Tallene i parentesene i rekken for raffinering er egen råoljedekning i egne raffinerier (målt i prosent). Tallene i parentesene i rekken for markedsføring er lik $100 \cdot (\text{raffinerigjennomstrømning} / \text{markedsføringsvolum})$. Kilder: Exxon Annuals 1973, 79 og 85.

Tabell 2.5 viser at Exxons integrasjonsgrad mellom råoljeproduksjon og raffinering sank dramatisk i perioden 1973-85, og nedgangen var spesielt stor i årene etter 1979. I 1973 var Exxons råoljeproduksjon 117 prosent av raffinerigjennomstrømningen. Denne prosentatsen var i 1985 redusert til 57 prosent.

Som allerede påpekt ovenfor, skyldes størstedelen av denne nedgangen nasjonaliseringen av råoljeproduksjonen i OPEC-landene. Denne nedgangen har vært motvirket av at Exxon har solgt og nedlagt raffinerier. I perioden 1979-84 solgte og stengte Exxon totalt 14 raffinerier og reduserte dermed raffineringsskapasiteten med 30 prosent.¹⁷ Konsekvensen av denne strategien er at integrasjonsgraden er høyere enn den ville ha vært om selskapet hadde beholdt sin raffineringsskapasitet på 1973-nivå.

¹⁷Kilde: Petroleum Analysis (1985), Executive Summary.

Det kan synes som om Exxons integrasjonsstrategi har vært å selge raffineringsskapitet for derved å øke sin integrasjonsgrad. Før vi trekker noen endelig konklusjon, la oss studere utviklingen av integrasjonsgradene for 12 andre oljeselskaper.¹⁸ Tabell 2.6 viser utviklingen av den gjennomsnittlige integrasjonsgraden for de tolv selskapene i 1980 og 1984.

Integrasjonsgrader	1980	1984
Råolje og raffinering	58 (38)	67 (43)
Raffinering og markedsføring	114 (17)	102 (20)

Tabell 2.6 Gjennomsnittlige integrasjonsgrader for internasjonale oljeselskaper der utvalget er 12 selskaper. Tallene i parentes er ett empirisk standardavvik. Integrasjonsgradene mellom råoljeproduksjon og raffinering er målt som $100 \cdot (\text{råoljeproduksjon} / \text{raffineringskapasitet})^t$ og integrasjonsgradene mellom markedsføring og raffinering er målt som $100 \cdot (\text{raffineringskapasitet} / \text{markedsføringsvolum})^t$ der $t=1980$ og $t=1984$. Kilde: Beregninger fra tabeller i Petroleum Analysis (1985).

Den gjennomsnittlige integrasjonsgrad mellom råolje og raffinering økte fra 58 prosent i 1980 til 67 prosent i 1984. Denne økningen forklares primært av salg/utrangering av raffineringsskapitet: Alle de tolv selskapene reduserte sine raffineringsskapiteter. BP reduserte sin kapasitet fra 2,7 mill. fat pr. dag i 1980 til 1.8 mill. fat pr. dag i 1984, og Mobil reduserte i det samme tidsrommet kapasiteten fra 2,6 til 2,3 mill fat om dagen.¹⁹ I den samme perioden økte 4 av de 12 selskapene sin råoljeproduksjon og nedgangen i for de 8 andre var relativt beskjedent.²⁰ Dette siste innebærer, alt annet like, en reduksjon i integrasjonsgraden.

¹⁸De 12 selskapene er Amoco, BP, Chevron (Socal), Exxon, Mobil, Texaco, Amerada Hess, Arco, Phillips, Sohio, Sun og Unocal.

¹⁹Kilde: Petroleum Analysis (1985), tabell VIII-5.

²⁰Kilde: Petroleum Analysis (1985), tabell III-9.

Den gjennomsnittlige integrasjonsgraden mellom raffinering og markedsføring ble redusert fra 114 prosent i 1980 til 102 prosent i 1984. Denne nedgangen henger først og fremst sammen med den ovenfor nevnte reduksjonen i raffineringsskapasiteten. Markedsføringsvolumet for de tolv selskapene viste en svak nedgang. For eksempel reduserte BP sitt markedsføringsvolum fra 1,98 mill. fat om dagen i 1980 til 1,87 mill fat om dagen i 1984. Den nedgangen forklares først og fremst med nedgangen i verdens totale forbruk i den samme perioden.

Spørsmålet er om økningen i integrasjonsgraden mellom råoljeproduksjon og raffinering og reduksjonen i integrasjonsgraden mellom raffinering og markedsføring, gir uttrykk for en integrasjonsstrategi fra disse selskapene. Strategien skulle da i tilfelle være å tilstrebe en jevnere fordeling mellom råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring.

Vi skal være forsiktig med å trekke en slik konklusjon. Årsaken til dette er å finne i markedsforholdene for raffinerte produkter: Perioden 1980-84 karakteriseres med en betydelig overkapasitet i raffineringssindustrien og endringer i relative priser mellom lette og tunge produkter. Konsekvensene av dette var at den totale raffineringsskapasiteten var for høy og mange raffinerier for dårlig tilpasset endringene i de relative prisene på oljeprodukter. Verdens totale raffineringsskapasitet ble redusert fra 66 mill. fat pr. dag i 1980 til 58 mill. fat pr. dag i 1984.²¹ Størstedelen av denne reduksjonen forklares med nedbygging av raffineringsskapasitet i USA og Vest-Europa, der de 12 selskapene har sine største engasjementer. Man skal derfor være forsiktig med å tolke endringene i integrasjonsgrader i perioden 1980-84 som resultat av en bevisst integrasjonsstrategi. Endringene kan like gjerne forklares ved selskapenes tilpasninger til forandringer i markedsforholdene for raffinerte produkter.

²¹Disse tallene er eksklusive Kina og Øst-Europa. Kilde: BP Statistical Review (1986).

2.3.2 OPEC-landenes nedstrømsengasjementer

Gjennom OPEC-landenes nasjonaliseringer av sine respektive oljeindustrier overtok de, i tillegg til kontroll over egne råoljeproduksjon, også kontroll over den eksisterende raffineringindustrien i disse landene. I 1987 raffinerte OPEC 5.242 mill. fat råolje i egne raffinerier, noe som svarer til 32 prosent av den totale produksjonen av råolje, se tabell 2.4. OPECs produksjon var på den tiden relativt beskjedent, sammenliknet med den kapasitet kartellet har, og proportsatsen på 33 prosent gir et noe galt bilde av OPECs muligheter til å raffinere i forhold til deres kapasitet. I tillegg er mestparten av raffineringskapasiteten geografisk plassert innenfor OPEC for å dekke innenlandske etterpørsel etter raffinerte oljeprodukter.

I løpet av 1970-80 årene er det **innenfor** OPEC-landene investert i både raffinering og petrokjemisk industri. De arabiske medlemsstatene i OPEC, samt Libya og Algerie har tilsammen økt sine innenlandske raffineringkapasiteter fra 1,1 mill fat pr. dag i 1970 til 3,7 mill fat pr. dag i 1985/86, og i 1995 forventes kapasiteten å være økt til 4,4 mill fat pr. dag.²²

Økningen i den totale kapasiteten har ført til at disse landene er nettoeksportører av raffinerte produkter mens flere av dem i 1970 var nettoimportører. Gjennomsnittlig 50 prosent av OPECs totale årsproduksjon av raffinerte produkter ble eksportert i perioden 1976-81.²³

²²Kilde: Alwattari (1987), Appendiks tabell 1.

²³ Både Sinclair (1984) og Alwattari (1987) hevder at en viktig motivasjon for investering i raffinering, er ønsket om å industrialisere OPEC-landene. Gjennom teknologi- og kunnskapsoverføringer regner myndighetene med å fremme den industrielle utviklingen på andre områder enn raffinering og petrokjemi.

	1976	77	78	79	80	81
Integrasjonsgrad	11,5%	12,1	13,3	13,4	15,0	18,7

Tabell 2.7 Integrasjonsgrader til OPEC. En integrasjonsgrad i et år er her definert som forholdet mellom raffinert råolje og produsert råolje. Raffinert råolje er gjennomstrømning i OPECs raffinierier eksklusive anlegg som er lokalisert utenfor OPEC og som eies av et selskap fra en av medlemsstatene i OPEC. Kilde: Sinclair (1984), tabell 3.10.

Økningen i OPECs integrasjonsgrad fra 1979 til 1981 skyldes i hovedsak nedgangen i råoljeproduksjonen i den samme perioden. Sinclairs tabell 3.10 viser at det i denne perioden er små endringer i OPECs totale raffineringgjennomstrømning. Økningen i integrasjonsgraden i perioden 1979-81 kan derfor forklares med en reduksjon i råoljeproduksjonen.

Nedstrømsengasjementer utenfor OPEC har vært av begrenset omfang, og de nasjonale oljeselskapene har praktisert forskjellige strategier: Noen av medlemsstatene i OPEC, spesielt Kuwait, Venezuela, Libia og Saudi Arabia, har engasjert seg i nedstrømsaktiviteter lokalisert utenfor OPEC. Andre medlemsstater, som for eksempel Iran og Irak, har i svært liten grad investert i nedstrømsengasjementer utenfor landenes respektive grenser.

KPCs (Kuwait Petroleum Company) totale raffineringkapasitet i 1997 kan behandle 735 000 fat råolje om dagen, hvorav 145 000 av kapasiteten geografisk er plassert utenfor Kuwait.²⁴ Dette innebærer at KPC har kapasitet til å raffinere omkring 70 prosent av den produksjonskvoten for råolje som Kuwait ble tildelt våren 1987. Selskapet har kjøpt markedsføringsapparat i åtte europeiske land, deriblant Storbritannia, Italia, Nederland, Danmark og Sverige. Alt i alt selges 225 000 fat om dagen gjennom KPCs europeiske markeds-

²⁴ Kilde: Oil and Gas Journal, (mai 1987). KPCs internasjonale engasjementer ivaretas av en rekke heleide datterselskaper.

føringsselskap Q8. Selskapet arbeider også med planer om flere oppkjøp av markedsføringsforetak i Storbritannia, Vest-Tyskland og Frankrike.

Venezuelas statsoljeselskap, Petroleos de Venezuela SA (Pdvsa), har sikret seg avsetning for 435-585 tusen fat om dagen gjennom nedstrømsinvesteringer i USA, Vest-Tyskland og Sverige. Flere investeringer er under planlegging, og ifølge selskapets styreleder er målsettingen å sikre oversjøisk avsetning for 700 000 fat om dagen. Dette tilsvarer 46 prosent av landets totale eksport i 1986.²⁵

På samme måte som Kuwait har Saudi Arabia investert i eksportraffinerier. Saudi Arabia har økt sin raffineringsskapasitet fra 460 tusen fat om dagen i 1970 til 1 325 tusen fat om dagen i 1985/86.²⁶ I 1986 eksporterte Saudi Arabia 55 prosent av den totale produksjonen av raffinerte produkter. For 1995 er den planlagte raffineringsskapasiteten 2 mill. fat pr. dag. Siden det innenlandske forbruket ventes å øke sterkt i det neste ti-året, er det ikke ventet at eksporten av raffinerte produkter fra Saudi Arabia vil øke.²⁷

Saudia Arabia har først på slutten av 80-tallet involvert seg i raffinering/markedsføring utenfor landets grense. Saudi Arabia har inngått et samarbeid med Texaco; i og med opprettelsen av et felles selskap Star Enterprise; en 50 prosent eierandel for hver av partene. Star Enterprise's aktiva består av raffinier med en total kapasitet på 615 tusen fat/dag og 12 tusen bensinstasjoner; alle aktivitetene geografisk plassert i USA.

I tillegg til Kuwait, Venezuela og Saudi Arabia har enkelte andre medlemsstater også investert i nedstrømsengasjementer i Vest-Europa : Libya

²⁵Kilde om Pdvsa's nedstrømsengasjementer er Oil and Gas Journal (mai 1987).

²⁶ Kilde: Alwattari (1987), tabell 1 i appendiks.

²⁷ Kilde: Alwattari (1987), side 17 og 18.

har investert i markedsføringsapparat i Italia og har en markedsandel på 6 prosent. Det nigerianske statseide oljeselskapet, Nigerian National Petroleum Company, har i lngre tid vurdert å kjøpe nedstrømsaktiviteter i Vest-Europa og USA. Planene er ennå ikke realisert.²⁸

Som en kort oppsummering av OPECs nedstrømsengasjementer kan følgende fastslås: OPEC har fra 1970 økt sitt engasjement innenfor raffinering. I 1988 var OPECs totale raffinerikapasitet å være 8,5 mill fat om dagen, som tilsvarer omtrent 45 prosent av den gjennomsnittlige råoljeproduksjonen i 1987.²⁹ Dersom vi regner med at OPECs totale kapasitet for råoljeproduksjon er 30 mill fat om dagen, er raffinerikapasiteten i 1988 28 prosent av kapasiteten for råoljeproduksjon. OPECs medlemsstater kontrollerte ved utgangen av 1988 kun 5 prosent av den totale raffineringkapasiteten i OECD-området. Tilvarende prosentsats i EF og USA var heholdsvis 3,5 og 8 prosent, se Terzian (1989).

2.3.3 Statoil og Pemex

Både det meksikanske statsoljeselskapet, Pemex, og det norske statsoljeselskapet, Statoil, har engasjert seg i nedstrømsaktiviteter.

Pemex har kjøpt 34 prosent av et privateid spansk raffineri som totalt kan raffinere 250 000 fat om dagen. Selskapet forhandler om å overta 25 prosent av den største spanske raffinerigruppen. Den totale kapasiteten for denne gruppen er 514 000 fat om dagen.

Statoil utvider Mongstad raffineriet, og etter utvidelsen er Statoils totale raffineringkapasitet økt til 195 000 fat råolje pr. dag. Innenfor markedsføring er Statoil den nest største markedsføreren av oljeprodukter i Skandinavia; etter

²⁸ Kilde: Oil and Gas Journal (mai 89) og Terzian (1989).

²⁹ Kilde: Alwatteri (1987).

Shell men foran Q8. Markedsandelene i 1986 for Statoil var henholdsvis 27,5% i Norge, 20,5% i Danmark og 10% i Sverige.³⁰

Det er også i løpet av 70- og 80-årene etablert noen få ikke-integrerte markedsføringsforetak, det vil si foretak som ikke eier raffineringkapasitet. "Hvite Pumper" i Vest-Tyskland er et uavhengig markedsføringsforetak som kjøper mesteparten av produktene fra raffineringsindustrien i Rotterdam.

2.4 INTEGRASJON INNENFOR MARKEDSFØRING AV BENSIN OG TRANSPORT

Dette avsnittet studerer vertikal integrasjon innenfor markedsføring av bensin og transport av oljeprodukter.

Markedsføring av bensin

Innenfor markedsføring av bensin er graden av vertikal kontroll svært høy. Grossistene kontrollerer en kjede av stasjoner. Organiseringen av kjedene er stort sett den samme i alle land. La oss derfor se nærmere på hvordan den i praksis fungerer i det norske markedet og spesielt hvordan Norol inngår kontrakter med forhandlere.³¹

I det norske markedet er 44 prosent av utsalgsstedene for drivstoff selskaps-eide, dvs. oljeselskapene eier tomt, bygninger og faste installasjoner. Resten

³⁰ Kilder for informasjonen om Pemex og Statoils nedstrømsengasjementer er Oil and Gas Journal (mai 87).

³¹ Norols kontrakter med forhandlere representative for liknende kontrakter i Norge og andre land. I Norge er kontraktene regulert i det forslag som Bensinomsetningsutvalget fremla i 1972. (NOU 1972: 35).

av utsalgsstedene er forhandlereide, dvs. forhandlerne eier tomt og bygninger og oljeselskapene eier andre faste installasjoner som tanker, pumper og skilter.³²

En stasjon, selskapseid eller forhandlereid, er forpliktet til å kjøpe alle produkter som oljeselskapet, som i vårt tilfelle er Norol, tilbyr. Forhandleren har ikke lov til å selge produkter fra Norols konkurrenter.³³ Stasjonseieren dekker alle driftskostnader inklusiv lønn til betjening. I kontrakten mellom Norol og en forhandler inngår en målsetting om årlig omsetning. Oppnås ikke denne kan kontrakten sies opp av Norol, med mindre svikten skyldes forhold forhandleren ikke er herre over.

Brudd på kontrakten av en forhandler kan bli kostbart for forhandleren: Dersom kontrakten med en forhandlereid stasjon brytes, "...skal Norol overfor nåværende eier eller senere eiere av eiendommen ..., ha rett til i sitt valg, helt eller delvis å fjerne tanker, pumper og annet teknisk utstyr og teknisk materiell som Norol har utlånt til Forhandleren, eller kreve hel eller delvis innløsning av slikt utstyr og materiell. Alle kostnader ved demontering av Norols utstyr bæres av Forhandleren."³⁴

Transport

Oljeselskapene eide i 1978 36,5 prosent av verdens totale tankflåte og prosentandelen var i 1984 steget til 38,3. Dersom vi oppfatter langtidskontrakter som en form for vertikal kontroll, er den vertikale kontrollen fra oljeselskapene redusert fra 69,1 prosent i 1979 til 47,9 prosent i 1984. Reduksjonen faller sammen med en periode med betydelig overkapasitet i tankmarkedet.

³² Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt.

³³ I Appendiks 1 vedlegges en standard kontrakt mellom Norol og en forhandlereid stasjon. Den viktigste forskjellen på denne kontrakten og standardkontrakten som Norol inngår med en selskapseid stasjon, er at i den sistnevnte kontrakten må forhandleren betale leie for bygninger.

³⁴ Dette sitatet er hentet fra en standardkontrakt mellom Norol og en bensinstasjon. Denne kontrakten vedlegges i appendiks 1.

Av OPEC-landene er det spesielt Kuwait som har engasjert seg i transport av oljeprodukter. KPC har investert i kombinasjonsskip, dvs. skip som laster både råolje og raffinerte produkter.³⁵

Eiere	1978	1984
Oljeselskaper	36.5%	38.3%
Uavhengige, langtidskontrakt	32.6	9.6
Uavhengige, korttidskontrakt	30.0	48.0
Statlige (Øst-Europa, Kina)	0.9	4.1

Tabell 2.8 Oljeselskapenes andel av verdens totale tankflåte (målt i dødvekt tonn) i 1978 og 1984. Kilde: BPs Statistical Review 1985.

I mange tilfeller kan langsiktige kontrakter oppfattes som vertikal kontroll. La oss som ett eksempel på en langsiktig kontrakt se nærmere på avtalen mellom Knudsens rederier og Statfjord Transport:³⁶

Kontraksperioden mellom Statfjord Transport og Knutsens rederier om transport av råolje, er 10 år. I tillegg har Statfjord Transport opsjon på forlengelse av kontraksperioden med 5 år. I denne kontrakten er Knutsens rederier eier og operatør av de to tankskipene. Rettighetsinnehaverne, det vil si selskapene som eier lastene, gir beskjed om hvor og når de ønsker lastene levert. Statfjord Transport er ansvarlig for den logistiske planleggingen.

Rørledninger eies i hovedsak av oljeselskaper; enten som eneeier eller i samarbeid med andre. Historisk samsvarer eierandelene i en spesifikk rørledning med eierandelene i feltene som transport-anlegget opprinnelig ble

³⁵ Kilde: Seymour, side 77.

³⁶ Statfjord Transport eies av rettighetsinnehaverne for Statfjord feltet. Kilde: Statoil 86/4.

bygget for. For eksempel er eierandelene i Osebergfeltet og Oseberg Transport System identiske.³⁷

2.5 LEVINS (1981) EMPIRISKESTUDIE AV LØNNSOMHETEN VED VERTIKAL INTEGRASJON I DEN AMERIKANSKE OLJEINDUSTRIEN

Levin (1981) tester lønnsomheten av vertikal integrasjon mellom produksjon og raffinering. Studien baserer seg på data om 53 store amerikanske oljeselskaper i perioden 1948-72.

Levin definerer integrasjonsgraden til ett selskap som det relative forholdet mellom egen råoljeproduksjon og summen av raffinert råolje og egen produksjon av råolje, se (2.1). Råoljeproduksjon og raffinerte produkter inkluderer produksjon fra datterselskaper lokalisert utenfor USA. Integrasjonsgraden varierer fra 0 til 1. Et raffineri uten råoljedekning har en integrasjonsgrad som er lik 0. En råoljeprodusent uten raffinering har en integrasjonsgrad som er lik 1. Integrasjonsgraden for et komplett integrert selskap er lik 0,5, dvs. dette selskapet produserer like mye olje som det raffinerer.

Hvis intervallet deles i 4 like deler, er halvparten av observasjonene i intervallet mellom 0,25 og 0,50 og resten fordeles likt mellom de tre resterende intervallene. Det er små endringer i integrasjonsgradene over tid.

Konklusjonene til Levin kan kort oppsummeres i to punkter:

1) Profitten avhenger ikke av integrasjonsgraden. Profitten er da definert som det relative forholdet mellom nettoinntekt og summen av rentekostnader og brutto salgsinntekter.

³⁷Kilde: O.E.D (1985), side 28.

2) Derimot er variansen i profitten korrelert med integrasjonsgraden. Variansen er mindre for selskaper med høy grad av vertikal integrasjon, det vil si selskaper som har integrasjonsgrader nær 0,5.

Det kan være på sin plass med en kommentar til Levins resultater. Resultatet om at variansen i profitten er mindre for integrerte selskaper enn for ikke-integrerte selskaper er ikke overraskende. Fra porteføljeteorien, vet vi at variansen til en sammensatt portefølje er mindre enn variansen til de enkelte elementene i porteføljen.³⁸ Et integrert oljeselskap består av en portefølje sammensatt av råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring og det er derfor ingen overraskelse at variansen i profitten til et slikt selskaper mindre enn variansen til for eksempel ett selskap som bare driver med råoljeproduksjon.

Men dette faktumet innebærer ikke nødvendigvis at det er samordningsgevinst-er ved vertikal integrasjon. Levin (1981) påpeker at ledere av amerikanske oljeselskaper ofte hevder at en viktig motivasjon for vertikal integrasjon, er risikoreduksjon, hvor risiko synes å måles som varians i avkastningen på totalkapitalen til et selskap. Denne argumentasjonen ser også ut til å være viktig for norske myndigheters vurderinger av Statoils nedstrømsengasjement-er, jmf. St. meld. nr. 32 (1984-85) side 6 og St.meld. nr 46 (1986-87) side 13. Det er velkjent fra finansteorien at så lenge kapitalmarkedene fungerer perfekt vil foretak ikke få betalt for riskodiversifisering.³⁹ Selv om variansen i avkastn-ingen på kapitalen er mindre for integrerte oljeselskaper enn den er for ikke-integrerte selskaper, er det nødvendigvis ikke slik at det blir verdsatt i kapitalmarkedene.

³⁸For en læreboksfremstilling av porteføljeteori vises det til Copeland og Weston (1983).

³⁹ Dette poenget vil bli utdypet i kapittel 3. For en nærmere drøfting vises det til standard lærebøker i finansieringsteori, for eksempel Brealey og Myers (1984) side 132-35 eller Copeland og Weston (1983).

2.6 OPPSUMMERING

Den vertikale strukturen i oljeindustrien før 1973 var karakterisert av to forhold:

i) De dominerende selskapene, "syv søstre" og "Top Eight", var i stor utstrekning vertikalt integrert, dvs. de var i stand til å raffinere og markedsføre den råolje de selv produserte. Siden disse selskapene kontrollerte størstedelen av de totale produksjonsaktivitetene for råolje, var oljenæringen sett under ett preget av vertikal integrasjon, i den betydningen at råolje kunne byttes innenfor vertikalt integrerte foretak.

ii) Når vi studerer vertikal integrasjon på selskapsnivå og små selskaper tillegges samme vekt som store selskaper, var industrien karakterisert ved desintegrasjon. De fleste oljeselskapene var ikke-vertikalt integrert; de var i hovedsak involvert i enten produksjon av råolje eller raffinering/markedsføring av oljeprodukter.

De store private oljeselskapene har etter "tapet" av råoljeproduksjon innenfor OPEC-landene på 70-tallet, økt sine integrasjonsgrader mellom råoljeproduksjon og raffinering. Disse økningene er først og fremst skjedd ved at selskapene har solgt og lagt ned raffinerier. Siden økningene i integrasjonsgrader faller sammen med en periode med sanering og omstrukturering av raffineringsindustrien, er det vanskelig å fastslå om disse økningene er et uttrykk for at disse selskapene ønsker å oppnå en "bedre" fordeling mellom råoljeproduksjon og raffinering.

Etter at OPEC-landene overtok kontrollen med sine respektive oljeindustrier, har medlemsstatene økt sine engasjementer innenfor raffinering. OPECs totale engasjement innenfor markedsføring er foreløpig relativt beskjedent selv om

enkelte av medlemsstatene, spesielt Kuwait og Venezuela, har satset betydelig på nedstrømsaktiviteter.

I de to neste kapitlene gjennomgås det teorier for når det kan være foretaksøkonomiske incitamentener til vertikal integrasjon. Noe som kan være med på å danne grunnlaget for en diskusjon om OPECs og Statoils fremtidige nedstrømsstrategi.

KAPITTEL 3

TRANSAKSJONSKOSTNADER OG UFULLSTENDIGE MARKEDER

Kapitlet er organisert på følgende måte: I 3.1 utdypes og formaliseres resonnetet om at i en frikonkurransøkonomi er verdien av vertikal integrasjon lik null. Det neste avsnittet, 3.2, drøfter integrasjon når det er transaksjonskostnader forbundet med å bruke markeder. Avsnitt 3.3 diskuterer integrasjon når noen markeder er ufullstendige eller mangler helt.

3.1 VERTIKAL INTEGRASJON I EN FRIKONKURRANSEØKONOMI

Som nevnt i innledningskapitlet, er det ikke incitamentet til vertikal integrasjon når markeder fungerer perfekt. En annen betegnelse for denne egenskapen ved perfekte markeder er verdiadditivitet¹. Markedsverdien til et integrert foretak er lik summen av markedsverdiene til hver enkelt aktivitet i foretaket.

Verdiadditivitet er idémessig det samme som Adam Smiths lov om "den usynlige hånd": Markeder fungerer som en usynlig hånd til å allokere ressurser effektivt. En sentral planlegger i en økonomi kan ikke fordele ressurser bedre enn det markeder gjør. I perfekte markeder kan heller ikke en planlegger av to aktiviteter, a og b, allokere ressursene bedre enn en planlegger for aktivitet a og en planlegger for aktivitet b kan gjøre hver for seg.

¹Krouse (1986) bruker "value additivity", som oversettes til verdiadditivitet.

Verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi bygger på forutsetningene for denne økonomien. La oss se nærmere på noen av de viktigste forutsetningene for en frikonkurransøkonomi:

- 1) All relevant informasjon er kostnadsfritt tilgjengelig for alle aktørene i økonomien.
- 2) Transaksjonskostnader er lik null. Dette innebærer at det er kostnadsfritt for aktørene å bruke markedene.
- 3) Ingen tekniske eksternaliteter, dvs. produksjonsmengden til ett foretak blir ikke påvirket av andre aktørers handlinger.
- 4) Alle goder i økonomien er private: Et gode er privat når en aktør bruker en enhet av dette godet fører til at andre aktører reduserer sine muligheter for å bruke en enhet av det.
- 5) Alle aktørene i økonomien er pristakere.
- 6) Hvert foretak maksimerer sin profitt, og hver konsument maksimerer sin nytte.

Det interessante spørsmålet i forbindelse med vertikal integrasjon er: Hvilke brudd på forutsetninger fører til brudd på verdiadditivitet?

Ethvert brudd på forutsetningene for en frikonkurransøkonomi betegnes som markedssvikt. Eksistensen av monopoler, eksterne virkninger, kollektive goder og transaksjonskostnader er kjente eksempler på markedssvikt. En mer fundamental markedssvikt er det når det ikke eksisterer et marked for et gode. Markedssvikter kan bryte verdiadditiviteten.

Når markedene svikter kan vertikal integrasjon være den mest effektive måten å organisere et foretak på, men ikke nødvendigvis. Selv om markedene ikke er perfekte, kan de fremdeles gjøre jobben minst like godt som interne organisering av aktiviteter.

Resten av dette avsnittet er organisert som følger: I delavsnitt 3.1.1 formaliseres verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi, og i delavsnitt 3.1.2 anvendes denne egenskapen til å diskutere to problemer.

3.1.1 Formalisering av verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi

Verdiadditivitet står sentralt innenfor økonomisk teori og spesielt innenfor finansieringsteori. For eksempel er det velkjent fra finansieringsteorien at i en perfekt aksjeøkonomi er i) kapitalstrukturen til ett foretak irrelevant for dets verdi og ii) verdien av en investering uavhengig av et foretaks andre aktiviteter.² Disse to egenskapene er direkte konsekvenser av verdiadditiviteten. Her skal vi bruke verdiadditivitet til å til å konstatere at verdien av vertikal integrasjon er lik null i en frikonkurransøkonomi.

En frikonkurransøkonomi defineres blant annet av et endelig antall konsumenter som er karakterisert ved sine preferanser, et endelig antall foretak som karakteriseres ved sine produksjonsmulighetsmengder og de totale ressursene som er tilgjengelig for denne økonomien.³

La oss studere to foretak og betegne dem med henholdsvis a og b . Produksjonsmulighetsmengdene til de to foretakene er gitt som Y_a og Y_b . For

²For en nærmere drøftelse av disse to egenskapene vises det til standard lærebøker i finansiering, for eksempel Copeland og Weston (1983).

³ For en utfyllende oversikt over definisjoner og forutsetninger for en frikonkurransøkonomi vises det til Debreu (1959), Nikaido (1975) eller Krouse (1986). Fremstillingen her baseres på Krouse (1986).

det j 'te foretaket, der $j=a,b$, representeres en produksjonsplan med en vektor $y_j \in Y_j$, der forbruk av innsatsfaktorer er negative tall og produksjon av ferdigprodukter er positive tall. Mengdene Y_j er undermengder av det reelle vektorrommet R^k , hvor k er antall goder i økonomien. Vanligvis inneholder en vektor $y_j \in Y_j$ et relativt lite antall goder, dvs. de fleste koordinatene til vektorene y_j er lik null.

Krouse (1986, side 48) forutsetter blant annet at Y_j er lukkede og konvekse.⁴ Denne forutsetningen er tilstrekkelig, men ikke nødvendig, for å vise at verdiadditivitet holder i en frikonkurransøkonomi.⁵ Her forutsettes det at

(A1) mengden Y_j er konveks og lukket, der $j=a,b$, eller

(A2) mengden Y_j er kompakt, hvor $j=a,b$.⁶

Krouse viser at (A1) er en tilstrekkelig betingelse for verdiadditivitet. I dette delavsnittet vises det at antagelse (A2) også er en tilstrekkelig betingelse.

For en gitt prisvektor, $p \in R^k$, og produksjonsplan, $y_j \in Y_j$, er profitten til det j 'te foretaket definert som indreproduktet py_j . Det j 'te foretaket betrakter priser som gitte og maksimerer profitten over mengden Y_j .

⁴Krouses resterende forutsetninger om en produksjonsmengde er i) $0 \in Y_j$ (inaktivitet er mulig), ii) $R^k_+ \cap Y_j = \{0\}$ (det er umulig å produsere noe fra ingenting) og iii) ingen tekniske eksternaliteter.

⁵Kravet om at mengdene Y_j skal være konvekse er heller ikke nødvendig for å vise eksistens av likevekt. Debreu (1959, side 84 og fotnote 2, side 49) gir nødvendige betingelser for at det skal eksistere en likevekt i en frikonkurransøkonomi. Nødvendige betingelser er blant annet at i) produksjonsmengden for den totale økonomien er lukket og konveks, ii) inaktivitet er mulig for alle foretak og iii) det er umulig å produsere noe fra ingenting.

⁶En kompakt mengde er både lukket og begrenset.

Siden mengden Y_j , hvor $j=a,b$, tilfredsstillter enten (A1) eller (A2), følger det fra henholdsvis det separerende hyperplan teoremet og Weierstrass' teorem at det for enhver prisvektor \mathbf{p} eksisterer en optimal plan for foretak j , dvs. mengden

$Y_j^0 \equiv \{ \mathbf{y} \mid \mathbf{y} \in Y_j \text{ og } \mathbf{p}\mathbf{y} \geq \mathbf{p}\mathbf{y}' \text{ for } \forall \mathbf{y}' \in Y_j \}$ er ikke-tom.

Profitten til det j 'te foretaket er lik $\mathbf{p}\mathbf{y}_j$, der $\mathbf{y}_j \in Y_j^0$ og $j=a,b$.

La oss anta at de to foretakene a og b integrerer. Indeksen til det integrerte foretaket betegnes med $a+b$ og produksjonsmulighetsmengden er lik Y_{a+b} . La oss videre definere summen av de to mengdene Y_a og Y_b som

$Y_a + Y_b \equiv \{ \mathbf{y} \mid \exists \mathbf{y}_a \in Y_a \text{ og } \exists \mathbf{y}_b \in Y_b \text{ slik at } \mathbf{y} = \mathbf{y}_a + \mathbf{y}_b \}$.

En mulig produksjonsplan før integrasjon er alltid en mulig produksjonsplan etter integrasjon, det vil si mengden $Y_a + Y_b$ er en undermengde av Y_{a+b} .

Spørsmålet er om det eksisterer en produksjonsplan \mathbf{y}_{a+b} som er med i mengden Y_{a+b} , men som ikke er med i mengden $Y_a + Y_b$? Krouse (1986, side 73) påpeker at dette ikke er mulig fordi en forutsetning for en frikonkurransøkonomi er at det ikke er tekniske eksternaliteter. Siden det ikke er noen tekniske eksternaliteter, fører samordning av produksjonen verken til tekniske gevinster eller tap. På samme måte som Krouse forutsettes det her at produksjonsmulighetsmengden til det integrerte foretaket er lik summen av produksjonsmulighetsmengdene til foretakene a og b . Formelt uttrykkes dette som

$$Y_{a+b} = Y_a + Y_b.$$

Egenskapen om verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi formaliseres i følgende resultat:

Resultat 1.

Anta at mengdene Y_a og Y_b tilfredsstillter enten (A1) eller (A2), produksjonsmulighetsmengden til det integrerte foretaket som består av a og b er gitt som $Y_{a+b} = Y_a + Y_b$, prisvektor \mathbf{p} er gitt og aktørene antar at deres handlinger, inklusive integrasjon, ikke påvirker denne prisvektoren. Da er

$$y_a \in Y_a^0 \text{ og } y_b \in Y_b^0$$

hvis og bare hvis

$(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0 \equiv \{y \mid y \in Y_{a+b} \text{ og } py \geq py' \text{ for } \forall y' \in Y_{a+b}\}$, og verdien av denne integrasjonen er lik null.

Bevis. Se Appendiks 2.

Det kan være grunn til å merke seg at resultat 1 er en "lokal" egenskap ved en frikonkurransøkonomi. Beviset for dette resultatet krever for eksempel ikke eksistens av likevekt. De to foretakene a og b kommuniserer med resten av økonomien gjennom prisvektoren \mathbf{p} . Så lenge foretakene ikke tror de kan påvirke \mathbf{p} og de andre forutsetningene for resultatet er oppfylt, holder verdi-additiviteten.

3.1.2 Anvendelser

I dette delavsnittet anvendes resultat 1 på en statisk partiell likevektsmodell og en aksjeøkonomi. Til slutt drøftes det om valg av finansieringsform til et foretak kan føre til gevinster av vertikal integrasjon.

En partiell statisk likevektsmodell

La oss anta at vi ønsker å studere en næring med en vertikal struktur. I denne næringen varierer teknologi og dermed kostnadsforhold. Noen anlegg er

umoderne og har høye driftskostnader, mens andre anlegg er moderne og har lave driftskostnader. La oss videre forutsette at ett foretak i oppstrømsnæringen har ledig kapasitet og ett foretak i nedstrømsnæringen også har ledig kapasitet. De to foretakene betegnes med henholdsvis a og b. Spørsmålet er om det gjennom vertikal integrasjon og felles planlegging, er mulig å oppnå en samordningsgevinst?

Svaret er at når de partielle markedene er perfekte - fri informasjon, null transaksjonskostnader og alle foretak er pristakere - og produksjonsmulighetsmengdene til a og b tilfredsstillende enten (A1) eller (A2), er verdien av vertikal integrasjon lik null.

Etter den vertikale integrasjonen, vil det altså fremdeles være ledig kapasitet i både oppstrømsavdelingen og nedstrømsavdelingen. Integrerte foretak kan ikke planlegge og organisere bedre det perfekte markedet gjør.

Aksjeøkonomi

I diskusjonen om Statoils nedstrømsengasjementer argumenteres det ofte med at nedstrømsintegrasjon er lønnsomt fordi dette reduserer Statens risiko:

"På grunn av usikkerheten i petroleumssektoren er det av sentral betydning å viderutvikle inntektskilder for samfunnet som er uavhengig av utviklingen av norsk sokkel. Viktigheten av å skille oljeinntektene må understrekes kraftig. Også andre tiltak kan bidra til en større grad av fleksibilitet til å møte usikkerheten i sektoren:

- En internasjonal integrasjon i nedstrømsaktiviteter kan øke mulighetene for en fleksibel avsetningspolitikk på oljesiden."⁷

"Oljeselskaper med balansert portefølje innen oppstrøms- og nedstrømsvirksomhet har således hatt en mer stabil inntektsutvikling enn de rene råoljeselgerne. Statoils oppkjøp av Exxon's virksomhet i Sverige og Danmark er derfor oppfattet som gunstige med tanke på driftsmessig

⁷Dette sitatet er hentet fra St. meld. nr. 32 (1984-85), side 6.

integrasjon mellom produksjonen på sokkelen, raffineriene (Mongstad, Kalundborg) og distribusjonsapparatene i Norge, Sverige og Danmark."⁸

Som allerede nevnt i det forrige kapittelet, avsnitt 2.5, er det velkjent fra finansieringsteori at perfekte kapitalmarkeder ikke betaler for at foretak diversifiserer risiko. Dette resultatet er en direkte konsekvens av verdiadditivitet i en frikonkurransøkonomi. Markedsverdien til et foretak er lik summen av markedsverdiene til de enkelte bedriftene i foretaket.

Poenget er at investorer ikke har noen grunn for å betale for at foretak diversifiserer risiko så lenge de selv kan gjøre det samme. Investorer kan selv diversifisere ved å holde en portefølje av ulike aktiva. Dersom de ønsker, kan de holde en portefølje som tilsvarer et eventuelt integrert foretak. For å utdype dette resonnementet brukes en-periodisk tilstandsprefransemodell med fullstendige markeder. (For en oversiktlig innføring i den en-periodiske tilstandsprefransemodellen vises det til standarlærebøker i finansiering, for eksempel Copeland og Weston (1983), kapittel 5.)

Fullstendige markeder. Det forutsettes at antall tilstander er endelige og at det omsettes et endelig antall risikable fordringer i en økonomi med ett sett med fullstendige markeder. En risikabel fordring er et verdipapir som har en viss avkastningsprofil over ulike tilstander. Et komplett sett med markeder krever minst like mange lineært uavhengige fordringer som det er tilstander.

La oss forutsette at to foretak, som betegnes med a og b, integrerer og at markedsverdien til det integrerte foretaket like etter integrasjon er lik summen av de to de foretakenes verdi før integrasjon.⁹ Formelt kan dette uttrykkes som

$$V_{a+b} = V_a + V_b, \text{ hvor}$$

⁸Dette sitatet er hentet fra St. meld. nr 46 (1986-87), side 13.

⁹Videre forutsettes det at foretakene er 100 prosent egenkapitalfinansiert.

- V_{a+b} = markedsverdien av det integrerte foretaket,
 V_a = markedsverdien av foretak a før integrasjon og
 V_b = markedsverdien av foretak b før integrasjon.

La oss videre tenke oss at aksjekursen for det integrerte foretaket og aksjekursene til de to foretakene før integrasjon er slik at den ovenfornevnte likheten er oppfylt. For at denne likheten skal opprettholdes, når børsen åpner etter integrasjonen, må overskuddstilbudet av aksjer i det integrerte foretaket være lik null.

For at det skal være en strengt positiv overskuddsetterspørsmål, må det finnes investorer som er villig til å øke sine beholdninger av aksjer i det integrerte foretaket utover det de hadde før integrasjonen. Det eneste som har skjedd i forbindelse med integrasjonen er diversifisering. Investorer som ikke hadde aksjer i de to foretakene a og b, er ikke villige til å kjøpe aksjer i det integrerte foretaket siden disse kunne ha foretatt den samme diversifiseringen før integrasjonen. Som en konsekvens av dette vil det ikke være overskuddsetterspørsmål etter aksjer i det integrerte foretak.

Det neste spørsmålet er om det kan være noe overskuddstilbud av aksjer i det integrerte foretaket. Svaret er ja. For eksempel vil aksjonærer som før integrasjon hadde aksjer i det ene foretaket men ikke i det andre, etter integrasjonen sitte med en portefølje av aksjer av de to tidligere foretakene. Siden disse investorene i utgangspunktet var indifferent eller ikke ønsket en slik portefølje, er aksjene i det integrerte foretaket mindre attraktive enn aksjene i det "rene" foretaket. De eneste investorene som ikke vil selge er de som i utgangspunktet satt med en portefølje som var sammensatt på samme måte som i det integrerte foretaket.

Siden det ikke vil være noe overskuddsetterspørsmål og det absolutt er muligheter for overskuddstilbud, vil

$$V_{a+b} \leq V_a + V_b.$$

Dette betyr at diversifisering ikke har noen verdi for investorer. I enkelte tilfeller strider integrasjon mot aksjonærenes interesser siden integrasjon kan redusere mulighetsområdet for omsettelige aksjer. Dette kan inntreffe når økonomien er ufullstendig.

Integrasjon i en ufullstendig aksjeøkonomi. En økonomi med ufullstendige ("incomplete") markeder er en økonomi der mengden av eksisterende markeder effektivt begrenser mulighetsområdet til konsumentene. Mao. en økonomi er ufullstendig hvis det eksisterer punkter i konsumentenes mulighetsområder som ikke kan genereres av en lineær kombinasjon av markedsgoder, dvs. objekter som det handles med. Eksempler på situasjoner med ufullstendige markeder er; i) Produkter og tjenester som selges som en pakke; pakketurer tilbudt av reisebyråer, programpakker tilbudt på kabelfjernsyn, o.s.v. Markedene som disse produktene/tjenestene handles i, vil være ufullstendige dersom de sammensatte godene ikke utspenner hele goderommet. ii) En aksjeøkonomi der omsatte fordringer ikke utspenner hele tilstandsrommet.

Verdien av vertikal integrasjon innenfor en ufullstendig aksjeøkonomi vil avhenge av de eksterne virkningene av integrasjonen. Dersom integrasjonen ikke endrer det i utgangspunktet begrensede mulighetsområdet til konsumentene, vil verdien av vertikal integrasjon være lik null. En integrasjon i en ufullstendig aksjeøkonomi som utspenner det samme tilstandsrommet etter integrasjonen, vil ikke ha eksterne virkninger for økonomien.

Hvis integrasjonen endrer mulighetsområdet til konsumentene, har integrasjonen en ekstern virkning. Dersom mulighetsområdet reduserer dimensjonen til mulighetsområdet, kan markedsverdien av det integrerte

foretaket være mindre enn summen av verdiene til de to foretakene før integrasjon. Integrasjon fører til at investorer får redusert sine mulighetsområder. På samme måte som verdien av en utsøkt vin blir redusert når den blandes med en vin av en dårligere kvalitet, vil markedsprisen på en aksje med ett unikt tilbud av risiko være mindre om dette foretaket integrerer med ett foretak som har en mer ordinær risiko. I enkelte situasjoner strider altså vertikal integrasjon mot aksjonærenes interesser.

Dersom vi betrakter Statoil som et privat foretak, forutsetter at internasjonale kapitalmarkeder fungerer perfekt og det ikke er andre gevinster av integrasjon, er verdien av nedstrømsintegrasjon lik null. Dersom formålet med nedstrømsintegrasjon er risikodiversifisering, kan staten som aksjonær oppnå minst like god risikodiversifisering ved å opprette ett selskap som primært handler med risiko, det vil si kjøper og selger aksjer på internasjonale børser. Den kuwaitiske staten har opprettet et investeringsselskap som har som oppgave å handle med verdipapirer på internasjonale børser. Opprettelsen av et norsk oljefond vil kunne fungere på samme måte og vil kunne diversifisere statens formue gjennom plassering i ulike aktiva. Denne måten å diversifisere risiko på vil være bedre enn å la Statoil investere i nedstrømsaktiviteter.

Finansiering og vertikal integrasjon

Forutsetningen om at selskapene er 100-prosent egenkapitalfinansierte er ikke nødvendig for resultatet. Det er velkjent fra finansieringsteorien at når kapitalmarkedene er perfekte, er kapitalstrukturen til foretaket irrelevant for markedsverdien til foretaket.¹⁰ En annen måte å si dette på er at markedsverdien til passivasiden til et foretak er verdiadditive. Når kapitalmerkene er perfekte, vil det derfor heller ikke være gevinster ved vertikal integrasjon i forbindelse med valg av finansieringsform.

¹⁰Valg av kapitalstruktur til et foretak drøftes i Copeland og Weston (1983), og i Brealey og Myers (1984).

Avvik fra perfekt-markedsantagelsene om kapitalmarkedene kan føre til at det er incitamentet til vertikal integrasjon. Eksempler er konkurskostnader og skatter. I litteraturen er det drøftet hvorledes integrasjon generelt kan være skattemotivert og/eller for å spare konkurskostnader.¹¹ Eksempler på konkurskostnader er salær til bobestyret og indirekte kostnader ved å holde driften i gang i konkursperioden. Siden disse teoriene anvendes for fusjoner generelt og ikke spesielt for vertikal integrasjon, velger vi å ikke bruke plass til å gjennomgå dem.

3.1.3 Oppsummering

Resultatet om at det ikke er samordningsgevinster i en frikonkurransøkonomi bygger på forutsetningene for denne økonomien. I resten av denne delen av avhandlingen tas utgangspunkt i en markedssvikt i et marked og vises at i en slik situasjon kan det være samordningsgevinster av integrasjon.

En svakhet med den videre fremstillingen er at referanserammen er en frikonkurransøkonomi. Forutsetningene for denne økonomien er meget restriktive, ja en kan fastslå at de ikke vil være oppfylt i praksis. Kortfattet kan teorien om vertikal integrasjon sies å være et studium i når organiserte foretak kan gjøre det bedre enn markedet. Med en slik innfallsvinkel vil resultatet avhenge av hvilke krav som stilles for at et marked skal fungere tilfredsstillende. Det vanlige er å sammenlikne med en frikonkurransøkonomi.

Det kan være fruktbart å drøfte integrasjon relativt til andre og mindre restriktive markedsegenskaper, for eksempel effisiente markeder.¹² For at et marked

¹¹ I Copeland og Weston (1983), side 569-589, gis det en litteraturoversikt over temaet.

¹² Markedseffisiens betyr at informasjon som har betydning for vurderingen av verdien til et produkt og hvilken som helst annen informasjon som har betydning for denne vurderingen, lett og hurtig er tilgjengelig i markedet og at denne informasjonen hurtig og lett reflekteres i

skal være effisient, er det ikke nødvendig med kostnadsfri informasjon. Vertikal integrasjon i ett marked med markedssvikt kan føre til samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Spørsmålet er om et integrert foretak kan gjøre det bedre enn et effisient mellommarked. Vi lar denne diskusjonen ligge og lar den stå som et forslag til videre arbeid.

3.2 TRANSAKSJONSKOSTNADER

Et utgangspunkt for teorien om vertikal integrasjon kan spores tilbake til Coases (1937) definisjon av et foretak. Ifølge Coase må et foretak anses som et alternativ til markeder når det gjelder bruk av ressurser. Det kan være lønnsomt å etablere et foretak fordi det er transaksjonskostnader ved å bruke markeder til å bytte varer i. Det kan være rimeligere å organisere transaksjoner innenfor et foretak enn å bruke markeder. Et foretak fortsetter å organisere aktiviteter internt inntil kostnadene ved å bruke markeder er lik kostnadene ved å organisere aktiviteter internt. For en utfyllende litteraturoversikt av dette temaet vises det til Williamson (1975) og Casson (1984).

Resten av dette avsnittet er organisert på følgende måte: I delavsnitt 3.2.1 gjennomgås eksempler på at eksistens av transaksjonskostnader kan føre til samordningsgevinster av integrasjon. I delavsnitt 3.2.2 diskuteres om det er gevinster av vertikal integrasjon når to parter investerer i skreddersyde anlegg. Til slutt: i delavsnitt drøftes vertikal integrasjon i forbindelse med inngåelse av ufullstendige kontrakter.

markedsprisen. For en nærmere drøftelse av effisiensbegrepet vises det til Mossin (1986) som behandler effisiente kapitalmarkeder.

3.2.1 Eksempler på transaksjonskostnader

Teknologiske avhengige produksjonsprosesser

Et klassisk eksempel på transaksjonskostnader er i produksjonsprosesser som følger umiddelbart etter hverandre i tid og rom. Disse krever en viss samordning for å minimere kostnader. Teknologisk avhengige prosesser er vanlig innenfor prosessindustrien (kjemisk-, metallindustri o.s.v.). I oljeindustrien er raffinering et godt eksempel. Destillasjon og "cracking" krever nøyaktig planlegging og må foregå på samme sted for å minimere kostnader.

Det er ikke teknologien i seg selv som krever integrasjon. I prinsippet er det fullt mulig å tenke seg at destillasjon og "cracking" innenfor ett og samme raffineri eies og drives av to selvstendige foretak. En slik organisering krever midlertidig mye av det lokale markedet for destillerte produkter, i form av detaljerte avtaler, kontroll og informasjon utover det markedspriser på destillerte produkter gir. Dessuten kan denne formen for markedsorganisering føre til markedsrett siden de to foretakene geografisk er plassert på samme sted og det er kostnader forbundet ved å bruke eksterne markeder for destillerte produkter.

Problemer som oppstår i forbindelse med kompliserte teknologiske prosesser kan altså i dette tilfellet føres tilbake eksistensen av transaksjonskostnader og markedsrett.

Offentlige reguleringer

Et annet eksempel på transaksjonskostnader som kan skape incitament til vertikal integrasjon, er myndigheters rammebetingelser. For å illustrere dette skal vi se nærmere på hvordan offshore-aktiviteter organiseres på den norske sektoren og hvorledes myndighetenes rammebetingelser kan skape incitament til vertikal integrasjon.

Offshore-aktiviteter blir organisert som samarbeidsprosjekter. Rettigheter til leting etter, utbygging og drift av en forekomst eies i fellesskap av ulike selskaper. Lete-, investerings- og driftskostnader fordeles etter eierandeler. Rettighetshaverne er ansvarlige for salg av sine respektive andeler av den produserte råoljen fra et felt. Andeler av rettigheter kan i prinsippet omsettes. Men omsetning av rettigheter hører til unntakene, og råoljeproduksjon offshore er oftest totalt vertikalt integrert, dvs. oljeselskapene er involvert i både leting etter, utbygging og drift av en forekomst. En mulig forklaring på denne høye graden av vertikal integrasjon kan være de norske myndighetenes rammebetingelser. Frem til nå har myndighetene måttet godkjenne omsetning av eierandeler. En slik godkjenning blir bare gitt så lenge staten ikke ble skadelidende gjennom lavere skatteinntekter. Rammebetingelsene kan hindre omsetning av andeler. En eventuell skyggepris på rammebetingelsen kan tolkes som en transaksjonskostnad. Finansdepartementet la i 1987 frem et forslag til en ny fullmaktslov, som i prinsippet skal være nøytral når det gjelder omsetning av eierandeler i Nordsjøen. Dersom denne intensjonen slår til, vil de norske myndighetenes rammebetingelser ikke hindre at det åpnes markeder for rettigheter til leting etter, utbygging og drift av forekomster.

Andre eksempler på transaksjonskostnader

Andre eksempler på transaksjonskostnader er

- søkekostnader for å avdekke markedspriser,
- forhandlingskostnader og
- skatter som pålegges leveranser mellom foretak, men som ikke er effektive i interne leveranser.

Oppsummering

For å avgjøre om vertikal integrasjon er lønnsomt, må et foretak avveie transaksjonskostnader og kostnader ved å organisere aktiviteter internt. Det

kan være grunn til å merke seg at i mange situasjoner vil integrerte foretak stå overfor de samme kostnadene som ikke-integrerte foretak: For eksempel er internprisen til ett produkt et eventuelt styringsmiddel for et integrert foretak, og den bør være lik markedsprisen for dette produktet. I så fall er det ingen grunn til å tro at kostnadene ved å avdekke markedspriser eller kostnadene ved fordeling av kostnader mellom avdelinger innenfor et integrert foretak er vesentlig lavere enn tilsvarende kostnader for ikke-integrerte foretak.

3.2.2 Skreddersydde anlegg

Teori

Williamson (1975) og Klein, Crawford og Alchian (1978) argumenterer for at i et kontraktsforhold mellom to selvstendige foretak, selger og kjøper, vil det være incitamenter til reforhandlinger når ex post overskudd er stort og det er høye kostnader ved å inngå kontrakter som dekker alle eventualiteter. Slike situasjoner oppstår når kjøper og selger investerer i skreddersydde aktiviteter som har liten verdi utenfor den spesielle sammenhengen mellom kjøper og selger. Eksempler på skreddersydde anlegg er; i) fysiske anlegg som vannmagasiner og generatorer i et produksjonsanlegg for kraft og ii) merkevarekapital.

I slike tilfeller eksisterer det kvasiprofitt. Kvasiprofitten til et eksisterende anlegg er differensen mellom verdien av den beste bruken av dette anlegget og verdien av den nest beste bruken av dette. Anlegg som er skreddersydd til et bestemt formål, kan ha en høy kvasiprofitt. Det vil derfor være incitamenter til reforhandlinger etter at anlegget er installert. Deler av kvasiprofitten kan tilfalle andre enn eierne av installasjonen. Dersom kostnadene ved å inngå

kontrakter som hindrer muligheter for reforhandlinger er høye, vil det være incitamentener til vertikal integrasjon.¹³

Oljeindustrien

Klein, Crawford og Alchian (1978) hevder at denne teorien kan brukes til å forklare vertikal integrasjon i oljeindustrien:

" Appropriate rents exists in specialized assets of oil refineries, pipelines, and oil fields. This leads to common ownership to remove the incentive for individuals to attempt to capture the rents of assets owned by someone else." (Klein, Crawford and Alchian, side 310.)

La oss tenke oss at et oljefelt er plassert langs en oljerørledning som eies av et selvstendig foretak. Videre at det fins bare en rørledning og et felt i dette området. Det forutsettes at råoljen kan selges til en gitt markedspris. Når alle anlegg er plassert - oljebrønner er boret, prosesseringsanlegg og rørledning er bygget - er rørledningen skreddersydd til dette oljefeltet.

Kvasiprofiten for rørledningen er den del av verdien som overstiger verdien av den nest beste alternative bruken. La oss forenkle og forutsette at den nest beste alternative bruken er å la rørledningen ligge ubrukt. Den kontraktsfestet tariffen er 5,5 dollar pr. fat transportert råolje, og driftskostnadene er 1,5 dollar fat pr. råolje. Videre at de amortiserte kapitalkostnadene tilsvarer 4,0 dollar pr. fat råolje.¹⁴ Kvasiprofiten til rørledningen motsvares i differensen mellom tariffen og driftskostnadene, dvs. 4,0 dollar pr. fat råolje.

Etter at produksjonsplattformen og rørledningen er bygget, vil det eksistere kvasiprofitter, og det vil være incitamentener til reforhandlinger. Størrelsene av

¹³Machlup og Taber (1960) påpeker at det incitamentener til vertikal integrasjon når bilaterale monopolister mislykkes i å maksimere felles profitt. Grunnen til at bilaterale monopolister inngår i forhandlinger med hverandre, kan være at partene har to skreddersyde aktiva.

¹⁴Det forutsettes at det totale kvantumet som transporteres er konstant.

kvasiprofiten og utfallet av reforhandlingene vil avhenge av verdiene av de alternative anvendelsene for installasjonene. I vårt stiliserte eksempel er den alternative anvendelsen å la rørledningen ligge ubrukt, og kvasiprofiten tilsvarer 4 dollar pr. fat råolje. Eventuelle reforhandlinger vil kunne forandre fordelingen av kvasiprofiten mellom felteier og rørledningseier. Etter at rørledningen er bygget vil det ikke være noe effektivitetstap i forbindelse med eventuelle reforhandlinger. Reforhandlingene fordeler kun kvasiprofiten.

Før rørledningen bygges vil det kunne være et effektivitetstap. Når et selvstendig rørledningsselskap vurderer om rørledningen skal bygges, kan utfallet bli at rørledningen ikke bygges siden rørledningseieren er klar over incitamentene til reforhandlinger av transporttariffen.

Det vil være to alternative måter å unngå reforhandlinger: Kontrakt som hindrer reforhandlinger og vertikal integrasjon. Partene kan før rørledningen bygges inngå en kontrakt som hindrer reforhandlinger. Hvis kostnadene ved å inngå en slik kontrakt er høyere enn kostnadene ved vertikal integrasjon, vil partene foretrekke integrasjon.

3.2.3 Ufullstendige kontrakter

En ufullstendig kontrakt defineres som en kontrakt som enten ikke spesifiserer partenes forpliktelser i alle fremtidige tilstander eller ikke spesifiserer forpliktelsene uavhengige av tilstander (se oversiktsartikkel til Hart og Holmstrøm (1986)).¹⁵ Det første tilfellet kan oppstå siden det er kostnader forbundet ved å klarlegge alle fremtidige tilstander eller bli enig om forpliktelser i en gitt tilstand. Det andre tilfellet kan oppstå siden det er

¹⁵ En nødvendig betingelse for at en kontrakt er ufullstendig, er at den økonomien kontrakten betraktes i, er ufullstendig, se avsnitt 3.1.2.

kostnader å bli enig om eller spesifiserer forpliktelsene, uavhengig av tilstander. I tillegg kan begge tilfellene oppstå hvis det er umulig for en tredje part (for eksempel en domstol) å verifisere en tilstand eller identifisere en forpliktelse. Grossman og Hart (1986) argumenterer at eksistensen av ufullstendige kontrakter kan forklare vertikal integrasjon. Deres modell deles i tre perioder:

I den første perioden inngås en ufullstendig kontrakt mellom to parter. Kontrakten inneholder kun to forhold i) en bekreftelse på inngåelse av kontrakt og ii) en overføring av penger (overføringen kan være lik null). Andre forhold spesifiseres ikke i kontrakten. Det konkurreres med andre aktører om å inngå kontrakten.

I den andre perioden investerer hver av de to partene i realisasjonsspesifikke investeringer, dvs. investeringer som ikke har verdi utover sammenhengen mellom de to underskriverne av kontrakten. Eksempler kan være en produsent som produserer et parti med ukurrante produkter eller som investerer i et skreddersydd produksjonsanlegg. Den andre av de to partene kan være en distributør som investerer i en markedsføringskampanje eller et distribusjonsanlegg. De to partene tilpasser seg etter en ikke-kooperativ Nash strategi.

I den tredje perioden realiseres handel mellom de to underskriverne av kontrakten. Siden det ikke er inngått kontrakt om produksjonsbeslutninger i den tredje perioden, vil både produsent og forhandler selv fatte beslutninger om egne produksjonskvanta. Forhandlingen er kostnadsfrie og fører til en kooperativ Nash-løsning. Trusselpunktene er den ikke-kooperative Nash likevekt.

De to aktørene vet hvordan konkurransen og forhandlingene i påfølgende perioder gjennomføres.

Grossman og Hart (1986) definerer vertikal integrasjon (eiendomsrettsrett) som makt til å utøve kontroll over residuale rettigheter i den tredje perioden. Spesifikke rettigheter er rettigheter som er spesifisert i avtaler mellom eier(ne) og andre parter. En bank som yter lån til et foretak, har spesifikke rettigheter overfor foretaket. Maskiner og utstyr kan ikke selges uten tillatelse fra banken. De residuale rettighetene er alle andre rettigheter som ikke er spesifiserte i kontrakter.

Når et av foretakene integrerer vertikalt vil dette foretaket få kontroll over produksjonsbeslutninger til motparten. For gitte investeringer i periode 2, vil det integrerte foretaket velge de beslutninger som maksimerer dets profitt. Vertikal integrasjon endrer trusselpunktet i Nash-forhandlingene i periode 3.

Vertikal integrasjon, i betydningen kontroll over residuale rettigheter, er lønnsomt for den aktøren som må ha relativt mer av handelen i tredje periode for å dekke investeringene i den andre periode. Ikke-integrasjon vil realiseres når betydningen av investeringene er jevnlig fordelt mellom de to partene.

I modellen til Grossman og Hart er det ingen eksplisitte transaksjonskostnader eller kostnader forbundet med langsiktige kontraktsforhold. Samordningsgevinsten av vertikal integrasjon skyldes internalisering av ineffektiv handel (i periode 3). Imidlertid kan premissene for modellen, eksistensen av ufullstendige kontrakter, inneholde eksistens av transaksjonskostnader.

3.3 UFULLSTENDIGE MARKEDER¹⁶

Når representanter fra en næring hevder at vertikal integrasjon er nødvendig for å sikre avsetning av produkter eller å sikre råvaretilgang, hevder økonomer ofte at usikker råvaretilgang eller usikker avsetning ikke gir incitamenters til vertikal integrasjon. I et perfekt fungerende marked vil prisen fluktuere slik at den til ethvert tidspunkt sørger for at det totale tilbudet er lik den totale etterspørselen. Prisen gjenspeiler knapphet og overflod i markedet. Et integ-rert foretak som bruker markedsprisen som internpris, er indifferent mellom å selge en vare i markedet og å bruke denne varen internt.

Økonomenes argumenter bygger på forutsetningene for en frikonkur-ranseøkonomi. En av disse forutsetningene er at alle relevante markeder er åpne (mao. økonomien er fullkommen, se avsnitt 3.1.2). Green (1974), Arrow (1975) og Carlton (1979) hevder at når noen markeder for håndtering av usikkerhet ikke eksisterer, kan vertikal integrasjon gi økonomiske gevinster.

Det mer fundamentale spørsmålet om hvorfor noen markeder ikke eksisterer, drøftes ikke i de tre artiklene. En nærliggende forklaring er at det er høye kostnader forbundet med å opprettholde og bruke disse markedene. Vi lar denne diskusjonen ligge og forutsetter at noen markeder mangler.

Når representanter for industrien hevder at vertikal integrasjon er nødvendig for å sikre avsetning for sine produkter eller sikre tilgang på råvarer, vil altså økonomene på sin side hevde at det ikke er usikkerheten i seg selv men manglende markeder til å håndtere usikkerhet som skaper problemer.

Dette avsnittet drøfter hvorledes manglende markeder til å behandle usikkerhet fører til incitamenters til vertikal integrasjon. To av de viktigste funksjonene til slike markeder er formidling av informasjon og allokering av risiko.

¹⁶Ufullstendige markeder (og en ufullstendig økonomi) er definert i avsnitt 3.1.2.

Delavsnitt 3.3.1 viser hvorledes vertikal integrasjon delvis kan erstatte informasjonsfunksjonen, og delavsnitt 3.3.2 drøfter hvorledes vertikal integrasjon allokterer risiko.

3.3.1 Manglende informasjonsmarkeder

Teori

Arrow (1975) argumenterer for at asymmetrisk informasjon om prisen på et mellomprodukt kan gi incitamentet til vertikal integrasjon. For å illustrere dette bruker han følgende stiliserte modell:

En nedstrømsnæring produserer en ferdigvare, og til det formålet brukes to innsatsfaktorer: Råvarer og kapital. Det forutsettes at kapital installeres i perioden før selve produksjonen finner sted, råvareprisen er usikker og råvareprodusenter har bedre informasjon om denne råvareprisen enn det nedstrømsnæringen har. Med bedre informasjon menes at hvis et nedstrømsforetak har den samme informasjonen som en råvareprodusent, vil dette føre til økonomiske gevinster for dette nedstrømsforetaket. Informasjon har kun verdi for en beslutningstaker hvis den fører til verdiøkning for ham.

Dersom en råvareprodusent integrerer med et nedstrømsforetak, vil informasjon om råvareprisen føre til en bedre utnyttelse av kapitalen i sluttproduksjonen. Vertikal integrasjon er altså en metode for å innhente informasjon om relative priser mellom innsatsfaktorer for dermed å øke verdien av en beslutning.

Grossman og Hart (1986) påpeker at metodene for kommunikasjon ikke endres når foretakene integrerer. Sagt på en annen måte vil mulighetene for informasjonsutveksling innenfor et integrert foretak være de samme som mellom to ikke-integrerte foretak. Grossman og Hart argumenterer videre for at innenfor et integrert foretak vil incentivstrukturen være forskjellig fra incen-

tivstrukturen mellom to ikke-integrerte foretak. Vertikal integrasjon er lønnsom hvis endringene i incentivstruktur fører til at kostnadene ved den interne kommunikasjonsutvekslingen er mindre enn kostnadene for den samme informasjonsutvekslingen mellom to ikke-integrerte foretak.

Som Arrow selv påpeker er mulighetene for å innkassere samordningsgevinster av integrasjon, avhengige av at det ikke eksisterer markeder for slik informasjon og at det heller ikke eksisterer tilstandsbetingede markeder for råvaren. Hvis tilstandsbetingede markeder for råvaren hadde eksistert, ville markedsprisene sørget for de "riktige" informasjonssignalene. Disse prisene reflekterer all informasjon som er tilgjengelig blant aktørene i disse markedene og for aktører som ikke deltar. Alternativt kan uavhengige nedstrømsforetak kjøpe informasjon direkte fra oppstrømsforetak, eller uavhengige konsultantselskaper kan innhente, bearbeide og selge informasjon.

Dersom informasjonsmarkeder og/eller tilstandsbetingede markeder mangler, vil det alltid være incitamenter for vertikal integrasjon. Det er derfor en tendens mot fullstendig integrasjon, i den forstand at selvstendige nedstrømsforetak ikke eksisterer.

Crocker (1983) illustrerer innhenting av privat informasjon i en principal-agent modell. En forhandler (agent) har privat informasjon om etterspørselen etter ferdigproduktet er høyt eller lavt. Produsenten (principalen) maksimerer sin forventede profitt ved å tilby forhandleren en kontrakt som inneholder kvanta og engrospris som funksjon av forhandlerens informasjonsrapport. For å få forhandleren til å avsløre sin private informasjon, vil kontrakten gi kvasirente til forhandleren når prisen på ferdigproduktet er høy og fører til mindre kvanta ex post når ferdigvareprisen er lav. Forhandleren har ikke incentiv til å avsløre sin private informasjon om etterspørselsforhold. Nedstrømsintegrasjon eliminerer ineffektiviteten ved at det integrerte foretaket kan observere den samlede profitt. Det vertikalt integrerte foretaket kan sørge for at nedstrømsavdelingen avslører den korrekte pris ved å belønne avdelingen kun

når den rapporterte prisen er i overensstemmelse med den observerte totale profitten.

Oljeindustrien

Teece (1976) påpeker at i den **kortsiktige** planleggingen av et raffineri vil det være betydelige informasjonsproblemer for ikke-integrerte raffinerier i forhold til raffinerier som er nedstrøms-og/eller oppstrømsintegrerte:

"Vertically integrated oil companies have advantages over nonintegrated companies in the handling of the logistical problems of the producing, refining, and distribution processes, because information flows more freely within the firms than across markets." (Teece (1976), side 141-42)

Som en illustrasjon drøfter Teece hvordan et ikke-integrert raffineri tilpasser seg for å møte sesongsvingninger i etterspørselen etter raffinerte produkter. For å bygge opp sesonglagre er det nødvendig med nøyaktig informasjon om fremtidig etterspørsel. Ett raffineri som er integrert med en markedsføringsbedrift vil ha lettere tilgang til forhandlerne salgsstatistikker og lagerbeholdninger.

Raffineringskapasiteten, kapitalen, kan utnyttes bedre for et integrert raffineri enn tilfellet vil være for et ikke-integrert raffineri. Selv om et ikke-integrert raffineri kan bruke sine kunder for å innhente informasjon om salg og lager, vil det være betydelige kostnader forbundet med å innhente nødvendig informasjon, og disse vil sannsynligvis være høyere enn et ikke-integrert foretaks kostnader ved å innhente den samme informasjonen.

På en tilsvarende måte argumenterer Teece for at et raffineri som er integrert oppstrøms, har bedre informasjon om usikre råoljepriser og utnytter dermed raffinerikapasiteten bedre enn det et ikke-integrert raffineri ville ha gjort.

Den implisitte forutsetningen for argumentasjonene til Teece er at det ikke eksisterer markeder til å håndtere usikkerhet i råoljepriser og priser på raffinerte produkter. Dette var klart situasjonen frem til i slutten av 70-årene. Men i de påfølgende årene ble det utviklet futuresmarkeder for oljeprodukter og råoljer:

Fra en beskjeden start i 1979 med handel av futureskontrakter for lette fyringsoljer på New York Merchantile Exchange (NYMEX) har volumet økt kraftig frem til i dag. I 1983 startet omsetning av futureskontrakter på råoljer, og daglig volum i 1986, målt i fat råolje, har vært opp imot 50 mill. fat om dagen. Dette tilsvarer omtrent like mye som verdens totale forbruk av råolje.¹⁷ Størstedelen av futureskontraktene er kortsiktige dvs. 1-,2- og 3-måneders kontrakter.

Futurespriser kan fungere som informasjonssignaler om den fremtidige etterspørselen etter oljeprodukter. Effektive futuresmarkeder reflekterer til enhver tid aktørenes totale informasjon om tilbud og etterspørselsforhold og deres forventninger. Aktørene i markedet er aktive og godt informerte, og begivenheter som antas å ha betydning for etterspørsels- og tilbudsforhold, vil raskt fanges opp i markedet og komme til uttrykk i prisene på kontraktene. Kontraktspriser offentliggjøres kontinuerlig og det er derfor ikke nødvendig å delta aktivt i markedene for å innhente informasjon om priser som kan brukes i en kortsiktig planlegging av et raffineri.

Gjølberg og Johnsen (1985,side 71-74) tester hvor effektivt futuresmarkeder for gassolje fungerer som prognoser for fremtidige priser. Resultatene er at markedene for 1-månedskontrakter fungerer rimelig effektivt, mens resultatene for 2- og 3-måneders kontraktene er mer sprikende.

¹⁷Kilde: Gjølberg og Johnsen (1986). Verdens totale forbruk av råolje er eksklusiv Kina og Øst-Europa.

Fremveksten av futuresmarkeder for oljeprodukter faller i tid sammen med svekkelsen av den vertikale strukturen i oljeindustrien, jmf. kapittel 2. For fremtiden er det klart at vel fungerende futuresmarkeder (og for eksempel opsjonsmarkeder) for oljeprodukter og råoljer, reduserer behovet av å integrere vertikalt for å innhente informasjon som skal brukes i kortsiktig planlegging av et raffineri.

3.3.2 Manglende forsikringsmarkeder

Teori

Tradisjonelt har representanter fra næringslivet forklart vertikal integrasjon med ønsket om å sikre tilgang på råvarer/innsatsfaktorer og markeder for produkter, se Porter (1980). Dette betyr mer enn det å unngå tilfeldige variasjoner i priser eller det kjøpe (selge) råvarer til lave (høye) priser. Det å sikre avsetning eller å sikre tilgang i denne sammenheng kan heller ikke tolkes som strategiske handlinger: Et ikke-integrert foretak kan bli avstengt fra sluttmarkeder eller fra råvaremarkeder av strategiske årsaker, for eksempel ved at en integrert råvaremonopolist nekter å levere - uansett pris - til en ikke-integrert sluttprodusent. Begrepet "sikre tilgang og markeder" må forstås som det å være garantert å kunne få kjøpt de kvanta av råvarer som det ønsker å kjøpe til gjeldende priser, og å kunne selge de kvanta ferdigprodukter foretaket ønsker å selge til gjeldende priser. Mao. markedene klareres ikke ved gjeldende priser pga. imperfeksjoner i markedene. Vertikal integrasjon erstatter funksjonene til et forsikringsmarked og er med på å sikre avsetning for produkter eller tilgang på råvarer.

I en frikonkurransøkonomi vil markedsprisen til enhver tid sørge for at den samlede etterspørselen etter et produkt er lik det totale tilbudet og foretak kan selge eller kjøpe alt de etterspør og tilbyr til denne prisen. Denne stiliserte beskrivelsen passer ikke alltid like godt for det som observeres i praksis. En mer realistisk beskrivelse av et produktmarked er at prisen er fast i en

tidsperiode og aktører er usikre på om de får kjøpt eller solgt de kvanta som de henholdsvis etterspør og tilbyr til den faste prisen.

Et foretak kjenner ikke den nøyaktige etterspørselen etter dets produkt selv om markedets totale etterspørsel kan være kjent. Siden produksjon av et produkt ikke foregår momentant, må beslutning om produksjonsvolum (eller mer generelt produksjonskapasitet) fattes før etterspørselen etter dette produktet avdekkes. Foretak må da bære risiko for at de enten produserer for mye eller for lite (alternativt ubenyttet eller knapp produksjonskapasitet).

En etterspørter etter et produkt er ikke sikker på å få kjøpt alt han etterspør og må bære risiko for ikke å få kjøpt det han etterspør.

For en gitt markedspris på et produkt vil både etterspørrere og tilbydere måtte bære risiko: Etterspørrere er ikke sikre på å få kjøpt alt de etterspør til denne markedsprisen, og tilbydere er ikke sikre på få solgt alt de tilbyr til den samme prisen. Uten forsikringsmarkeder som allokere risiko vil markedsprisen for produktet være høyere enn den marginale kostnaden for dette produktet. Prisen skal i tillegg til å dekke den marginale kostnaden også dekke kostnadene ved å ikke få solgt en enhet som på forhånd er produsert.

Carlton (1979) viser at når det er to suksessive produktmarkeder med den ovenfornevnte type av risiki og det ikke eksisterer markeder som allokere disse risiki, vil vertikal integrasjon fungere som en forsikring. For å presentere idéene til Carlton gjennomgås hovedtrekkene i hans modell. I denne sammenhengen er det hensiktsmessig å definere følgende variabler:

- p = markedspris på et produkt,
- x = kvanta og
- q = markedets leveringssannsynlighet.

Variabler med toppskrift u og d betegner henholdsvis råvare og ferdigprodukt. Toppskriften u står for "upstream", og toppskriften d står for "downstream"

I Carltons modell er det tre typer aktører: Konsumenter, ferdigvareprodusenter og råvareprodusenter. For å forenkle fremstillingen forutsetter Carlton at konsumentene er identiske, ferdigvareprodusentene er identiske og råvareprodusentene er identiske.

Modellen deles i to perioder: Markedsperioden og perioden før markedsperioden.

Konsumenter etterspør en ferdigvare. En konsument må før han ankommer markedsplassen velge hvilke ferdigvareprodusenter han skal oppsøke og hvor mye han skal kjøpe fra disse. Når markedet er åpnet og dersom det viser seg at han ikke får kjøpt det han på forhånd har bestemt seg for å kjøpe, forlater han markedsplassen uten å ha fått med seg alt av det han etterspør av ferdigvaren til den gitte markedsprisen. En konsument velger å oppsøke de ferdigvareprodusentene som tilbyr den kombinasjonen av pris og leveringssannsynlighet, (p^d, q^d) , som gir den største forventede nytten.

Ferdigvareprodusenter bruker en råvare sammen med andre innsatsfaktorer for å produsere ferdigvaren. Produksjonen av ferdigvaren foregår momentant i markedsperioden. Både etterspørselen som retter seg mot den enkelte ferdigvareprodusent og den enkeltes leveranser av råvare er usikre. Alle ferdigvareprodusenter har muligheter for å produsere råvare internt. Hvis en slik mulighet benyttes av en ferdigvareprodusent, betegnes denne som vertikalt integrert. Beslutningene om vertikal integrasjon og hvilke råvareprodusenter som skal frekventeres, må fattes i perioden før selve markedsperioden.

Råvareprodusenter produserer råvare innen de ankommer markedsplassen. Det vil si at et bestemt kvanta av råvare medbringes til markedsplassen. Alternativt kan en tolke det som om råvareprodusenten installerer produksjonskapasitet før han ankommer markedsplassen. Dersom han ikke får

solgt alt - eller utnyttet kapasiteten fullt ut - i markedsperioden, forutsettes det at verdien av lagrede råvarer er lik null.¹⁸ Videre antas foretakene å maksimere forventet profitt.

Carlton forutsetter videre at enhetskostnadene for å produsere råvare er konstant lik c^a , og enhetskostnader for produksjon av ferdigproduktet - eksklusiv råvarekostnader - er konstant lik c^d . For å forenkle denne fremstillingen forutsettes det at for å produsere en enhet av ferdigproduktet kreves en enhet av råvaren.

I modellen fungerer markedene som følger:

Innen råvare- og ferdigvaremarkedet åpner er følgende markedsdata allment kjente: De to markedenes leveringssannsynligheter, q^a og q^d , og prisene p^a og p^d . Konsumenter må før markedene åpner bestemme seg for hvilke ferdigvareprodusenter de skal oppsøke. Ferdigvareprodusenter må beslutte seg for hvilke råvareprodusenter de skal oppsøke i markedsperioden og hvor mye råvare som skal produseres internt (vertikal integrasjon). Dersom en ferdigvareprodusent bestemmer seg for å produsere råvarer internt, må dette kvanta av råvare produseres innen han ankommer markedsplassen. Alle råvareprodusenter må, før de ankommer markedsplassen, produsere sitt tilbud av råvarer.

Etter at markedene er åpnet og usikkerheten er avdekket forutsetter modellen at det ikke er tillatt med reforhandlinger. Hvis for eksempel en råvareprodusent opplever svikt i sin etterspørsel, har han ikke muligheter for å redusere hans råvarepris for dermed å kapre kunder. En konsument som ikke får kjøpt alt han etterspør hos de ferdigvareprodusenter han på forhånd har bestemt seg for å oppsøke, har ingen muligheter til å oppsøke andre ferdigvareprodusenter.

¹⁸De kvalitative resultatene fra modellen er uendret så lenge det er kostnader forbundet ved lagerhold av råvarer.

Carlton starter med å analysere en situasjon der ingen ferdigvareprodusenter er vertikalt integrerte. Deretter viser han at en ferdigvareprodusent kan ha incitamenter for å produsere en enhet internt, dvs. vertikal integrasjon. Fremstillingen nedenfor følger den samme strukturen, men samtidig er den ulik Carltons fremstilling. Motivasjonen for det sistnevnte er forenkling.

Tilpasninger uten vertikal integrasjon.

La oss forutsette at råvaremarkedet og ferdigvaremarkedet er i likevekt. Som vanlig er, skal vi primært karakterisere likevektene og ikke bry oss om hvorledes de dannes.

Siden produksjonen av ferdigvarer forutsettes å foregå momentant, er det ingen risiko forbundet med denne aktiviteten, og i likevekt er derfor den marginale kostnaden lik den marginale inntekten. Formelt kan dette uttrykkes som

$$(3.3.1) \quad c^d + p^u = p^d.$$

Carlton formulerer ikke beslutningsproblemet til en råvareprodusent. For en gitt markedspris for råvaren, p^u , kan en råvareprodusents beslutningsproblem formuleres som et stokastisk lineært programmeringsproblem:¹⁹

En råvareprodusent må før markedet åpner produsere sitt tilbud av råvaren, x . Etterspørselen som retter seg mot denne råvareprodusenten, er stokastisk og betegnes med D . Den kumulative fordelingsfunksjonen betegnes med $F(D)$. En råvareprodusents beslutningsproblem formuleres som

¹⁹For en oversiktlig innføring i stokastisk lineær programmering vises det til Kall (1976), kapittel 1. Beslutningsproblemet til en råvareprodusent er det velkjente avisguttens problem.

finn den x som maksimerer $(p^u - c^u)x - p^u \int (x - D)d(F(D))$
 $D \leq x$

når $x \geq 0$.

Ved derivasjon av objektfunksjonen med hensyn på x , får en at den nødvendige betingelsen for en optimal løsning er

(3.3.2) $c^u = (1 - q^u)p^u$, hvor

$q^u \equiv F(x^*)$ og

x^* = optimale løsning av det ovenfornevnte optimeringsproblemet.²⁰

Råvaremarkedets leveringssannsynlighet, q^u , er sannsynligheten for at en råvareprodusent skal få levert sitt kvanta av råvare, x^* . Det er grunn til å merke seg at når leveringssannsynligheten for råvaren, q^u , er strengt mindre enn 1, er råvareprisen høyere enn den marginale kostnadene for råvaren.

I det tilfellet der ferdigvareprodusenter ikke integrerer vertikalt, er ferdigvaremarkedets leveringssikkerhet, q^d , lik råvaremarkedets leveringssikkerhet, q^u . Dette fordi ferdigvareproduksjonen foregår momentant.

Vertikal integrasjon

Det forutsettes at en ferdigvareprodusent produserer en enhet av råvaren internt. I denne sammenhengen betyr dette at denne produsenten er vertikal integrert. Videre forutsettes det at denne produsentens beslutning om integrasjon ikke endrer markedenes leveringssannsynligheter, q^u og q^d , og markedsprisene p^u og p^d .

Carlton forutsetter at den vertikalt integrerte ferdigvareprodusenten velger å produsere en enhet av råvaren internt dersom forventet dekningsbidrag av å

²⁰Implisitt forutsettes det en indre løsning, dvs. $x^* > 0$.

produsere denne enheten internt er høyere enn forventet dekningsbidrag av å kjøpe denne enheten i markedet.

Siden det forutsettes at ferdigvaremarkedet er i likevekt, er forventet dekningsbidrag av å kjøpe en enhet råvare i markedet lik null. Dette følger direkte fra likevektsbetingelsen for ferdigvaremarkedet, likning (3.3.1).

Dersom integrasjon skal være lønnsomt, må altså forventet dekningsbidrag av å produsere en enhet av råvaren internt være strengt større enn null. Formelt uttrykkes dette som

$$(3.3.3) \quad \text{Pr}^d(0)(p^d - c^u - c^d) - c^u(1 - \text{Pr}^d(0)) > 0, \text{ hvor}$$

$\text{Pr}^d(0)$ = sannsynligheten for at produsent d får solgt minst en enhet av ferdigproduktet.

Fra betingelse (3.3.1) følger det at markedsprisen til ferdigproduktet $p^d = p^u + c^d$. Substitueres dette uttrykket for p^d inn i betingelse (3.3.3) kan det vises at (3.3.2) er ekvivalent med følgende betingelse:

$$(3.3.4) \quad c^u < p^u \text{Pr}^d(0).$$

Når en sluttprodusent velger å produsere en enhet råvare internt, øker kostnadene med sikkerhet med c^u . De totale forventede kostnadsbesparelsene av å produsere den første enhet internt er lik

$$(1 - \text{Pr}^d(0))0 + (\text{Pr}^d(0))p^u = p^u \text{Pr}^d(0).$$

Hvis forventede kostnadsbesparelser overstiger kostnadene c^u , er der incitamenter til vertikal integrasjon.

Fra likevektsbetingelse (3.3.2) følger det at (3.3.4) er ekvivalent med

(3.3.5) $Pr^d(0) > 1 - q^u$.

Det å produsere en enhet internt er lønnsomt når den marginale sannsynligheten for å få brukt denne enheten, $Pr^d(0)$, er høyere enn den gjennomsnittlige markedssannsynligheten for ikke å få kjøpt råvare i markedet, $(1-q^u)$. I de fleste tilfellene vil $Pr^d(0)$ være høy, nær 1, og $(1-q^u)$ liten.

De tre ovenfornevnte ulikhetene, (3.3.3)-(3.3.5), er ekvivalente betingelser for at det skal være lønnsomt for ferdigvareprodusenten å produsere en enhet internt. Ulikhet (3.3.4) er den samme som Carltons tilsvarende ulikhet.²¹

Vi har frem til nå forutsatt at markedspriser er upåvirket av integrasjon. Som Carlton selv påpeker vil graden av integrasjon, dvs. hvor mye ferdigvareprodusenter velger å produsere av råvarer, påvirke markedsprisen på råvaren og dermed kostnadsstrukturen til ikke-integrerte produsenter.

Det vil eksistere en vertikal likevekt hvor distributørene velger dels integrasjon, for dermed å tilfredsstille etterspørselen som realiseres med høy sannsynlighet, og dels å bruke engrosmarkedet for å tilfredsstille den resterende etterspørsel som realiseres med lav sannsynlighet. Dersom det er slik at ferdigvareprodusenter dels dekker sine behov for råvare gjennom markedet og dels ved egenproduksjon, vil råvaremarkedet fungere som et forsikringsmarked. Vertikal integrasjon erstatter delvis funksjonene til et forsikringsmarked. Dette er måten som Carltons modell formaliserer begrepet "å sikre leveranser".

Green (1974) forutsetter at ferdigvareetterspørselen er eksogent gitt og det er muligheter for rasjonering i mellommarkedet. I Carltons modell betyr det at sannsynligheten for at det kommer minst en kunde, $Pr^d(0)$, er lik 1. Fra likning

²¹Se Carlton, side 197. Carltons bevis for denne ulikheten, som er gitt i hans appendiks, er forskjellig fra beviset som gjennomføres her.

(3.3.3) ser man at integrasjon alltid er lønnsomt når markedsprisen i mellommarkedet er høyere enn de marginale kostnadene c^u , noe som alltid vil være tilfelle når rasjoneringen er effektiv.

Olieindustrien

Casson (1986) og Mitchell (1976) hevder at for å utnytte kapitalen i et raffineri på en lønnsom måte, er det nødvendig med sikre leveranser av råolje og sikre avsetningsmuligheter for oljeprodukter. Det er kostbart med brudd i gjennomstrømningen i et raffineri: Råoljen må ankomme til riktig tidspunkt, ikke for sent når lagertankene er tomme og ikke for tidlig når lagertankene er fulle. Både Casson og Mitchell hevder at det kan være betydelige samordningsgevinster av integrasjon mellom råoljeproduksjon, transport, raffinering og markedsføring.

De ovenfornevnte resonnementene bygger implisitt på forutsetningen om at forsikringsmarkeder til å håndtere usikkerhet i leveranser, ikke eksisterer. I den grad forsikringsmarkedene fungerer godt vil det ikke være samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Dersom de ikke fungerer, kan vertikal integrasjon være en måte å erstatte funksjoner til forsikringsmarkeder. En alternativ strategi vil være å bygge lagertanker for råolje og oljeprodukter.

3.4 OPPSUMMERING

Dette kapitlet startet med en diskusjon om vertikal integrasjon i en frikonkurransøkonomi og viste formelt at det ikke er noen samordningsgevinster av vertikal integrasjon når markedene fungerer perfekt. I forlengelsen av dette ble det diskutert relevansen av risikodiversifisering i vurderingen av Statoils nedstrømsengasjementer. Dersom vi betrakter Statoil som et privat foretak, forutsetter at internasjonale kapitalmarkeder fungerer

perfekt og det ikke er andre gevinster av integrasjon, er verdien av nedstrøms-integrasjon lik null. Hvis formålet med nedstrømsintegrasjon er riskodiversifisering, vil staten som aksjonær oppnå minst like god riskodiversifisering ved å opprette et selskap som primært handler med risiko.

I avsnitt 3.2 drøftet vi hvorledes eksistensen av transaksjonskostnader kan skape incitamenter til vertikal integrasjon.

I avsnitt 3.3 diskuterte vi hvorledes manglende markeder for håndtering av usikkerhet skaper incitamenter til vertikal integrasjon. Det er også klart at disse teoriens relevans for oljeindustrien svekkes når futuresmarkeder for oljeprodukter og råoljer fungerer rimelig bra.

Det neste kapittelet drøfter hvorledes markedsrett i mellommarkedet kan skape incitamenter til vertikal integrasjon.

KAPITTEL 4

MARKEDSMAKT I OPPSTRØMSNÆRINGEN

Når en oppstrømsnæring utøver markedsrett i mellommarkedet, vil det være et avvik mellom markedspris og marginalkostnad for mellomproduktet. Dette avviket fører igjen til at de marginale kostnadene for nedstrømsnæringen er høyere enn de alternativt ville ha vært om markedsprisen for mellomproduktet reflekterte de marginale kostnadene. Som en konsekvens av dette kan det oppstå et effektivitetstap for næringen som helhet. Oppstrømsforetakene kan gjennom vertikal integrasjon redusere dette tapet og dermed skape samordningsgevinster av integrasjonen.

Når OPEC lykkes i å opprettholde en høy oljepris, er de variable kostnadene for raffinerier og markedsføringsforetak høyere enn de ville ha vært om OPEC hadde mislykkes. Økningene i de variable kostnadene kan føre til et effektivitetstap for oljeindustrien som helhet. I så fall kan OPEC gjennom nedstrømsintegrasjon redusere dette tapet og øke sin profit.

Eksistensen av samordningsgevinster av vertikal integrasjon, og den eventuelle størrelsen på disse, avhenger av tre forhold:

- i) Markedsstrukturen i nedstrømsnæringen,
- ii) substitusjonsmuligheter mellom innsatsfaktorer i nedstrømsnæringen og
- iii) oppstrømsnæringens muligheter til å prisdiskriminere.

i) Når nedstrømsforetakene utøver markedsrett som tilbydere av ferdigproduktet, vil det være gevinster ved vertikal integrasjon mellom et

oppstrømsforetak og et nedstrømsforetak. Uten integrasjon vil det være to suksessive markedspriser som avviker fra de marginale kostnadene for de respektive produktene. Vertikal integrasjon reduserer antall feilaktige prissignaler fra to til en og gir samordningsgevinster for det integrerte foretaket. I avsnitt 4.1 utdypes dette resonnementet.

ii) Hvis det er substitusjonsmuligheter mellom innsatsfaktorer i produksjonen av ferdigproduktet, vil et oppstrømsforetak med markedsrett øke sin profitt ved å integrere med et nedstrømsforetak:

La oss betegne råoljeproduksjon og raffinering som en oppstrømsnæring og produksjon av elektrisk kraft som en nedstrømsnæring. Konsekvensene av avvik mellom markedspriser og marginale kostnader for fyringsoljer er at nedstrømsnæringen substituerer andre innsatsfaktorer med fyringsoljer. Kull eller gass erstatter fyringsoljer som innsatsfaktorer i produksjonen av elektrisk kraft. Kortsiktig hvis det er teknisk mulig og langsiktig ved at det bygges færre oljebaserte kraftverk og flere kull- eller gassbaserte kraftverk.

Utøvelse av markedsrett i oppstrømsnæringen fører til vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. Vertikal integrasjon internaliserer disse vridningene og fører til at det integrerte foretaket oppnår samordningsgevinster. Dette temaet behandles i avsnittene 4.2 og 4.3.

iii) Når oppstrømsforetakene har muligheter til å prisdiskriminere mellom etterspørrere etter mellomproduktet, kan vertikal kontroll med deler av nedstrømsnæringen være en metode for å gjennomføre prisdiskriminering. I avsnitt 4.4 drøftes dette i mer detalj.

I modellene som brukes i avsnittene 4.1, 4.2 og 4.3, forutsettes det at nedstrømsnæringen produserer ett homogent produkt. Dersom vi bruker disse modellene til å drøfte om det er incitament til vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering, overser de at raffineriene produserer mange og

forskjellige produkter. I avsnitt 4.5 drøftes det om det er incitamenter til vertikal integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og nedstrømsnæring som produserer flere produkter. I det siste avsnittet, 4.6, anvendes teoriene i dette kapittelet til å drøfte om OPEC har incitamenter til nedstrømsintegrasjon.

4.1 SUKSESSIV MARKEDSMAKT

Verdien av vertikal integrasjon er positiv når det er markedsrett i både opp- og nedstrømsnæringen, dvs. suksessiv markedsrett. Utøvelse av markedsrett fører til feilaktige prissignaler om marginale kostnader, og suksessiv markedsrett innebærer to påfølgende feilaktige prissignaler. Vertikal integrasjon mellom et oppstrømsforetak og et nedstrømsforetak reduserer antall feilaktige prissignaler fra to til en, og de integrerte foretakene oppnår samordningsgevinster.

Teorien om vertikal integrasjon og suksessiv markedsrett har sine røtter fra Lerner (1934), McKenzie (1951), og Machlup og Taber (1960). Disse artiklene studerer integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en nedstrømsmonopolist. Avsnitt 4.1 drøfter i detalj en modell for integrasjon mellom to suksessive monopolister. Denne modellen betegnes som **monopolmodellen**.

Greenhut og Ohta (1976,1978), Haring og Kasermann (1978) og Perry (1978) drøfter integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en eller flere av et gitt antall Cournot-Nash oligopolister i nedstrømsnæringen. Greenhut og Ohta (1979) studerer vertikal integrasjon mellom et endelig antall Cournot-Nash oligopolister i oppstrømsnæringen og et endelig antall Cournot-Nash oligopolister i nedstrømsnæringen. La oss bruke **oligopolmodeller** som en felles betegnelse for disse modellene.

Forståelsen som disse oligopolmodellene gir, er den samme som for integrasjon mellom to suksessive monopolister. Suksessiv markedsmakt fører til en ineffektiv utnyttelse av ressurser, og integrasjon gir samordningsgevinster i form av høyere profitt til de integrerte foretakene og lavere priser for etterspørrere av ferdigvaren.

Siden disse oligopolmodellene ikke gir noe mer innsikt enn monopolmodellen og metodikken for de to modelltypene er den samme, vil vi ikke bruke plass til å gjennomgå oligopolmodellene. I stedet fokuseres det på et aspekt ved oligopolmodellene som ikke behandles i disse artiklene: Når to foretak fatter beslutninger om integrasjon, er verdien av disse beslutningene avhengig av andre aktørers beslutninger om integrasjon. Oligopolmodellene formaliserer ikke integrasjon som en beslutningsvariabel og avspeiler heller ikke spillaspektet ved integrasjonsbeslutninger. I **delavsnitt 4.1.3** presenteres et ikke-kooperativt Nash spill, der de strategiske variablene i spillet er integrasjonsbeslutninger.

Før vi fordyper oss i monopolmodellen, kan det være på sin plass med et par kommentarer om to antagelser som ligger bak både monopol- og oligopolmodellene:

1) For å rendyrke poengene antas det at **produksjonsstrukturen i nedstrømsnæringen er fast**. En annen betegnelse for fast produktionsstruktur er **Leontief teknologi**, se for eksempel Varian (1984), kapittel 1. Denne forenklingen er ikke nødvendig for resultatet om at det er samordningsgevinster av integrasjon når det er suksessiv markedsmakt. Når produktionsstrukturen i nedstrømsnæringen er variabel, er verdien av vertikal integrasjon positiv, men i tillegg til gevinsten i forbindelse med suksessiv markedsmakt, vil det også være økonomiske gevinster av å internalisere vridninger i bruken av innsatsfaktorer i nedstrømsnæringen. Denne effekten studeres i 4.2.

2) Aktørene i nedstrømsnæringene forutsettes å være **pristakere** når de opptrer som kjøpere i mellommarkedet. Machlup og Taber (1960, side 113) tenker seg at aktørene i nedstrømsnæringen har markedsmakt når de selger ferdigvare, men at de som kjøpere av mellomproduktet konkurrerer med andre etterspørrere, eksterne etterspørrere, som ikke er med i nedstrømsnæringen. Mellomproduktet kan for eksempel selges i geografiske markedssegmenter, hvor nedstrømsnæringen er ett av disse.

Så langt er pristakerforutsetningen grei nok, men når en sammenholder den med modellene som brukes i drøftingene om vertikal integrasjon, er den mer problematisk. I både oligopolmodellene og monopolmodellen er foretakene i nedstrømsnæringen de eneste etterspørrerne i mellommarkedet. Dette betyr at når oppstrømsforetakene fastsetter sine tilbud, tar de ikke hensyn til den eksterne etterspørselen. Både Perry (1978) og Haring og Kasermann (1978) påpeker inkonsistense mellom modelleringen av etterspørselen i mellommarkedet og forutsetningen om nedstrømsforetakenes atferd i mellommarkedet. I delavsnitt 4.1.2 diskuteres dette nærmere og presenteres en modifisert versjon av monopolmodellen som eksplisitt tar hensyn til den eksterne etterspørselen etter mellomproduktet.

4.1.1 Monopol i oppstrømsnæringen og monopol i nedstrømsnæringen

For å relatere diskusjonen om hvorvidt det er incitamentet til vertikal integrasjon når det er suksessiv markedsmakt, til oljeindustrien kan vi tenke oss at oppstrømsmonopolisten er OPEC og nedstrømsmonopolisten er et markedsføringsforetak for bensin. Vi forenkler og forutsetter at OPEC er den eneste tilbyderen i råoljemarkedet og at kartellet tilpasser seg som en monopolist. Videre forutsettes det at raffineringsindustrien karakteriseres som en frikonkurransenæring og at markedsføringsforetaket kjøper raffineritjenester til markedspriser som reflekterer marginale kostnader for raffinering.

Markedsføringsforetaket antas å være pristaker i råoljemarkedet og monopolist i et geografisk markedssegment. Spørsmålet som drøftes her er om det vil være samordningsgevinster av at OPEC integrerer med markedsføringsforetaket.

Resten av dette delavsnittet er organisert som følger: Først gjennomgås definisjoner og forutsetninger for monopolmodellen. Deretter drøftes tilpasningene i produktmarkedene når de to monopolistene er selvstendige foretak og når de er vertikalt integrert. Til slutt sammenliknes tilpasningene i de to ovenfornevnte tilfellene.

Definisjoner og forutsetninger for monopolmodellen

La oss holde oss til eksempelet fra oljeindustrien og definere følgende variabler:

- P_b = bensinpris,
- P_o = råoljepris,
- S_o = totalt tilbud av råolje,
- D_o = samlet etterspørsel etter råolje,
- S_b = totalt tilbud av bensin og
- D_b = etterspørsel som retter seg mot markedsføringsforetaket for bensin og som er implisitt gitt ved den inverse etterspørselsfunksjonen $P_b = f(D_b)$. Funksjonen $f()$ antas å være to ganger kontinuerlig og differensierbar.

Kostnader er gitt ved følgende data:

- C_o = enhetskostnadene for produksjon av råolje og
- C_b = enhetskostnadene, eksklusive råoljekostnader, for raffinering og markedsføring av bensin.

For å forenkle forutsettes det at kostnaden C_o er en konstant og teknologien i nedstrømsnæringen er slik at for å produsere ett fat med bensin kreves ett fat råolje. Kostnaden C_o inkluderer kostnadene av å la råoljen ligge i grunnen.

Siden produksjonsstrukturen i nedstrømsnæringen antas å være fast, er kostnadsfunksjonen for denne næringen lineær. Siden det også forutsettes at ett fat råolje kan raffineres til ett fat bensin, er den marginale kostnaden for raffinering av bensin lik $P_o + C_b$.

For å unngå trivielle løsninger, dvs. at totalt tilbudt kvanta i bensinmarkedet er lik null, antas $f(0) > C_o + C_b$.

Den marginale inntekten til nedstrømsmonopolisten er en funksjon av det totale tilbudet av bensin. Denne funksjonen betegnes med $g(S_b)$. Formelt er den gitt som følger:

$$g = g(S_b) \equiv f(S_b) + S_b \cdot d(f(S_b))/dS_b.$$

Funksjonen $g()$ forutsettes å være strengt monotont avtagende i sitt argument. Profitten i nedstrømsnæringen som funksjon av det totale tilbudet i bensinmarkedet, er derfor strengt konveks.¹ Dette fører igjen til at det optimale tilbudet fra nedstrømsmonopolisten er entydig.

Fravær av integrasjon

De to monopolistene opptrer da som to selvstendige foretak. Markedsføringsforetaket antar at prisen på råolje, P_o , er eksogent gitt. Profitten til nedstrømsforetaket maksimeres når dets tilbud av bensin er slik at de marginale inntektene er lik de marginale kostnadene, dvs.

$$(4.1.1) \quad g(S_b) = P_o + C_b.$$

¹Greenhut og Ohta (1976,1978), Haring og Kaserman (1978) og Perry (1978) drøfter hvilke betingelser som er tilstrekkelige for å vise at verdien av integrasjon er positiv. Perry konkluderer med at $d(g(S_b))/(S_b) < 0$ er en tilstrekkelig betingelse.

Siden teknologien i nedstrømsnæringen er slik at for å produsere ett fat bensin kreves det ett fat råolje og funksjonen $g()$ er monotont avtagende, er etterspørselen etter råolje fra nedstrømsmonopolisten implisitt gitt i likning (4.1.1).²

Siden det også forutsettes at nedstrømsmonopolisten er den eneste etterspøreren i mellommarkedet, er den inverse etterspørselsfunksjonen i råoljemarkedet, som betegnes ved $h()$, gitt som

$$P_o = h(D_o) \equiv g(D_o) - C_b.^3$$

Råoljeprodusenten maksimerer sin profitt når hans tilbud er slik at de marginale inntektene er lik de marginale kostnadene. Formelt uttrykkes dette som

$$(4.1.2) \quad h(S_o) + (d(h(S_o))/dS_o)S_o = C_o.$$

For at råoljemarkedet og bensinmarkedet skal være i likevekt, må den totale etterspørselen etter bensin være lik det totale tilbudet av bensin,

$$(4.1.3) \quad D_b = S_b, \text{ og}$$

den totale etterspørselen etter råolje være lik det totale tilbudet av råolje,

²Antagelsen om at funksjonen g er monotont avtagende, er nødvendig siden den garanterer at løsningen av (4.1.1) er ett punkt. Noe som igjen gjør det mulig å definere en etterspørselsfunksjon etter råolje.

³Flytt C_b over på venstre side av likhetstegnet i likning (4.1.1) og sett $S_b = D_o$. Implisitt forutsettes det at lagerhold av råolje og bensin ikke er noen aktuell strategi.

$$(4.1.4) \quad D_o = S_o.^4$$

Dersom P_o erstattes med $h(D_o)$ i likning (4.1.1), danner de fire likningene (4.1.1) - (4.1.4) et likningssystem med fire ukjente, D_b , S_b , D_o og S_o . Med de forutsetningene som er gjort for funksjonene f og g , er det enkelt å vise - noe som ikke vil bli gjort - at dette likningssystemet har en entydig løsning. Fra denne løsningen beregnes markedsprisene for råolje og bensin.

I likevekt er omsatt kvantum av råolje lik omsatt kvantum av bensin, og la oss betegne dem med X^u . Markedsprisen på råoljeprisen er lik $P_o^u = h(X^u)$, og bensinprisen er lik $P_b^u = f(X^u)$. Indeksen u står for "uten" integrasjon.

Integrasjon

Integrasjon mellom de to monopolistene fører til at mellommarkedet opphører og erstattes med interne leveranser innenfor det integrerte foretaket. Profitten til det integrerte foretaket maksimeres når de marginale inntektene er lik de marginale kostnadene. Formelt uttrykkes dette som følger:

$$(4.1.5) \quad g(S_b) = C_o + C_b.$$

For at bensinmarkedet skal være i likevekt må det totale tilbudet av bensin være lik den totale etterspørselen etter bensin, dvs.

$$(4.1.6) \quad S_b = D_b.$$

⁴Implisitt forutsettes det at markedsprisene på råolje og bensin er strengt positive. Dette innebærer at overskuddsetterspørselene i de to markedene er lik null.

Siden den marginale inntekten, $g()$, er monotont avtagende, har likningssystemet som består av de to likningene (4.1.1) og (4.1.2) og de to ukjente variablene S_b og D_b , en entydig løsning.

Totalt tilbudt kvantum av bensin betegnes med X^m , og bensinprisen er dermed gitt som $P_b^m = f(X^m)$, hvor indeksen m står for " med " integrasjon.

Sammenlikning

Hvis profitten til det integrerte foretaket er strengt større enn summen av profitten til den ikke-integrerte råoljeprodusenten og profitten til den ikke-integrerte nedstrømsmonopolisten vil det være samordningsgevinster av vertikal integrasjon. For å vise dette, innføres følgende notasjoner:

- π_o = profitten til den ikke-integrerte råoljeprodusenten,
- π_b = profitten til det ikke-integrerte markedsføringsforetaket og
- π_{o+b} = profitten til det integrerte foretaket.

Det er nå enkelt å vise at :

$$(4.1.7) \quad \begin{aligned} \pi_{o+b} &\equiv (f(X^m) - C_o - C_b)X^m \\ &> (f(X^u) - C_o - C_b)X^u \equiv \pi_o + \pi_b. \end{aligned}$$

Ulikheten i (4.1.7) følger direkte fra definisjonen av

$$X^m \equiv \underset{X}{\operatorname{argmax}} (f(X) - C_o - C_b)X \text{ og at}$$

marginallinntekten, g , er strengt monotont avtagende. Dette siste innebærer at optimeringsproblemet til det integrerte foretaket, finn X som maksimerer $f(X) - C_o - C_b)X$, har en entydig løsning X^m som er forskjellig fra X^u . Det at X^m er forskjellig fra X^u vises nedenfor.

Profitten til det integrerte foretaket er altså høyere enn den samlede profitten til de to ikke-integrerte foretakene. Verdien av vertikal integrasjon er positiv og det er derfor samordningsgevinster av integrasjon. Fordelingen av denne gevinsten avgjøres i forhandlinger mellom råoljeprodusenten og nedstrømsforetaket.

La oss sammenlikne bensinprisen i tilfellet ikke-integrasjon, P_b^u , med bensinprisen i tilfellet integrasjon, P_b^m .

Uten integrasjon maksimerer råoljeprodusenten sin profitt når hans tilbud av råolje er slik at råoljeprisen P_o^u er strengt større enn C_o . Siden $P_o^u > C_o$ og funksjonen $g()$ er strengt monotont avtagende, ser en ved å sammenlikne likningene (4.1.1) og (4.1.5) at det totale tilbudet av bensin i tilfellet integrasjon er høyere enn det totale tilbudet av bensin i tilfellet ikke-integrasjon. Det sistnevnte innebærer at X^u er forskjellig fra X^m . Siden etterspørsels grafen er fallende er bensinprisen lavere etter integrasjon enn den er før integrasjon.

Etterspørerne etter bensin er altså tjent med vertikal integrasjon: De kjøper mer bensin og til en lavere pris enn de ville ha gjort i tilfellet ikke-integrasjon.

Oppsummering og alternative former for vertikal kontroll

Dersom det er suksessiv markedsrett, er det incitament for vertikal integrasjon. Når en aktør utnytter sin markedsrett, fører dette til et avvik mellom markedspris og marginale kostnader og dermed feilaktige prissignaler om verdier av produkter. Utøvelse av markedsrett i to suksessive markeder fører til to feilaktige prissignaler. Vertikal integrasjon internaliserer ett av de to feilaktige signalene, noe som igjen fører til samordningsgevinster for det integrerte foretaket.

Det er grunn til å merke seg at tilbudet av ferdigvaren øker og at prisen på ferdigvaren dermed reduseres. Machlup og Taber (1960), Perry (1978) og Haring

og Kasermann (1978) påpeker at innenfor rammene til modellene er det samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinster ved integrasjon, men understreker samtidig at andre aspekter som ikke fanges opp av modellene, gjør at vertikal integrasjon ikke nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt: På lang sikt kan en integrert industristruktur hindre nyetablering og nødvendige omstillinger innenfor en næring.

Så langt har vi drøftet vertikal integrasjon som om det er det eneste middelet til å oppnå samordningsgevinster. Men det kan være grunn til å merke seg at andre former for vertikal kontroll enn integrasjon kan føre til de samme samordningsgevinstene.

Som et eksempel kan vi tenke at råoljemonopolisten inngår en franchisekontrakt med nedstrømsmonopolisten. Kontrakten består av en fastavgift F for retten til å kjøpe råolje fra oppstrømsmonopolisten og en kontraktspris C_0 for bruk av råolje.

Når kontraktsprisen på råolje settes lik den marginale kostnaden, så vil denne kontrakten fjerne det feilaktige prissignalet i råoljemarkedet. Det er derfor mulig å oppnå de samme samordningsgevinstene som i tilfellet med fullstendig vertikal integrasjon.

Oppstrømsmonopolisten kan faktisk innkassere hele samordningsgevinsten hvis avgiften F fastsettes som $\pi_{o+b} - \pi_o - \pi_b$. I så fall er profitten til nedstrømsforetaket lik null. En slik franchise kontrakt vil være mer fordelaktig for råoljeprodusenten enn integrasjon siden han i tilfellet med integrasjon ikke nødvendigvis oppnår hele samordningsgevinsten.

En franchisekontrakt er i vår modell et virkningsfullt instrument for oppstrømsmonopolisten til å innkassere hele samordningsgevinsten. Innenfor mer kompliserte sammenhenger vil det være ulemper forbundet med franchisekontrakter: i) Dersom det er usikkerhet om relevante forhold

(eksempelvis etterspørselsforhold og kostnader i nedstrømsnæringen) og denne usikkerheten avdekkes etter at kontraktene er inngått, vil en franchisekontrakt påvirke risikodelingen mellom oppstrøms- og nedstrømsforetak. Dersom oppstrømsagenten er risikonøytral og nedstrømsagenten er risikoavers, viser Rey og Tirole (1988) at den optimale kontrakten vil være en reduksjon i franchiseavgiften og økningen av engrosprisen. ii) Dersom nedstrømsforetaket på tidspunktet for kontraktsinngåelse har privat informasjon, vil det være vanskelig å bruke franchiseavgiften til å innkassere renprofitt hos nedstrømsforetaket. Optimal kontrakt vil for å avsløre privat informasjon, inneholde en lavere franchiseavgift og en engrospris som er høyere enn de marginale kostnadene, se Rey og Tirole (1988).

Et annet eksempel er å inngå en kvantumskontrakt, dvs. i dette tilfellet et krav om at nedstrømsforetaket selger minst X^m enheter, og engrosprisen (prisen på mellomproduktet) er lik $f(X^m) - C_b$. Siden etterspørselen er kjent og avhenger kun av ferdigvareprisen, vil denne kvantumskontrakten være den samme som en priskontrakt som inneholder et pristak på ferdigproduktet. På samme måte som en franchisekontrakt, vil en slik kvantumskontrakt innebære at hele samordningsgevinsten tilfaller oppstrømsforetaket. For å innkassere hele samordningsgevinsten kan oppstrømsmonopolistene auksjonere bort rettighetene, gitt at en slik auksjon er mulig.

4.1.2 Modifisert versjon av monopolmodellen

Som det allerede er nevnt, har flere forfattere påpekt inkonsistensen i både monopolmodellen og oligopolmodellene mellom det at nedstrømsforetakene er pristakere i mellommarkedet og det at de er de eneste etterspørerne i dette markedet. Denne logiske bristen påpekes av både Perry (1978) og Haring og Kaserman (1978, side 226) :

" This assumes no exercise of monopsony power by the downstream monopolist. Such would be the case if there were many other buyers of the input. However, the conditions, particularly the segregation of buyers, which allow one to ignore these other markets in the analysis (as G-O implicitly do) might make the lack of monopsony a questionable assumption. I make nothing more of this point and employ G-O's model as is. " Perry (1978, footnote 3).⁵

I prinsippet kan denne svakheten overvinnes på to måter:

Forutsetningen om aktørene i nedstrømsnæringen er pristakere i mellommarkedet kan endres. I så fall vil pris og kvanta i mellommarkedet være gjenstand for forhandlinger. For en litteraturoversikt om teorier for vertikal integrasjon og multilaterale (og bilaterale) forhandlinger vises det til Casson (1984) og Waterson (1984).

Den andre måten er å holde fast ved antagelsen om pristakeratferden og å endre modellene slik at de eksplisitt tar hensyn til eksterne etterspørere i mellommarkedet. Dette kan for eksempel gjøres ved å modellere etterspørselen etter mellomproduktet fra de eksterne etterspørerne eller ved å modellere en reservasjonspris i etterspørselen fra nedstrømsnæringen. I eksemplet med geografiske markedssegmenter vil reservasjonsprisen reflektere prisen på mellomproduktet i andre markedsegmenter og transportkostnader fra disse til nedstrømsnæringen. Når oppstrømsforetakene leverer i andre markedssegmenter, influerer disse tilbudene reservasjonsprisen.

Uansett hvordan den eksterne etterspørselen modelleres, vil det være et nytt aspekt ved integrasjon: Aktørene i oppstrømsnæringen vil gjennom vertikal integrasjon kunne prisdiskriminere mellom nedstrømsnæringen og de eksterne etterspørerne. Vertikal integrasjon og prisdiskriminering drøftes mer detaljert i avsnitt 4.4.

⁵ G-O står for Greenhut og Ohta (1976)

I dette delavsnittet endres monopolmodellen slik at den blir konsistent med forutsetningen om at nedstrømsforetaket er pristaker i mellommarkedet. Måten som dette gjøres på, er å modellere etterspørselen fra eksterne etterspørrere i mellommarkedet eksplisitt. Nedstrømsforetaket møter da reell konkurranse som kjøper av råolje. I en slik situasjon er det enkelt å vise at vertikal integrasjon gir samordningsgevinster:

For å vise dette skal vi ta utgangspunkt i monopolmodellen i det forrige delavsnittet. Til dette formålet er det hensiktsmessig å definere følgende variabler:

- π_o' = profitten til den ikke-integrerte råoljeprodusenten,
- π_b' = profitten til det ikke-integrerte markedsføringsforetaket,
- S_o^e = tilbudt råolje til eksterne etterspørrere,
- S_o^d = tilbudt råolje til nedstrømsmonopolisten og
- P_o^* = markedsprisen for råolje.

Ikke-integrasjon

La oss starte med å betrakte en situasjon uten integrasjon og forutsette at råoljemarkedet og bensinmarkedet er i likevekt. Videre forutsettes det at råoljeprodusenten ikke har muligheter for å prissdiskriminere mellom nedstrømsmonopolisten og de eksterne etterspørrerne. Råoljeprodusenten observerer markedets totale etterpørsel etter råolje. Beslutningsvariabelen til råoljeprodusenten er totalt tilbudt kvantum av råolje. På vanlig måte maksimeres hans profitt når det totale tilbudet av råolje er slik at den marginale inntekten er lik den marginale kostnaden. Markedsprisen på råolje, som betegnes med P_o^* , bestemmes slik at det totale tilbudet er lik den totale etterspørselen etter råolje for denne prisen. Nedstrømsmonopolisten observerer markedsprisen på råolje og fastsetter sitt tilbud av bensin slik at den marginale inntekten er lik den marginale kostnaden. Når råoljemarkedet og

bensinmarkedet er i likevekt, er summen av profittene til råoljeprodusenten og markedsføreren gitt som

$$(4.1.8) \pi_o' + \pi_b' = (P_o^* - C_o)S_o^e + (f(S_o^d) - C_o - C_b)S_o^d.$$

Det første leddet på høyre side i likning (4.1.8) er resultatet til råoljeprodusenten av å selge til de eksterne etterspørerne. Det andre leddet er summen av råoljeprodusentens resultat av å selge til dette markedsføringsforetaket og profitten til markedsføringsforetaket.

Vertikal integrasjon mellom råoljeprodusenten og nedstrømsmonopolisten

La oss nå gå over til å studere markedstilpasningene i det tilfellet at oppstrømsmonopolisten integrerer med nedstrømsmonopolisten. Problemstillingen er om det integrerte foretaket øker sin profitt i forhold til den samlede profitten til de to foretakene i tilfellet ikke-integrasjon.

Det integrerte foretaket har to beslutningsvariabler: Totalt tilbud av råolje på det åpne markedet og totalt tilbud av bensin. Som en første tilnærming til problemet, forutsettes det at det integrerte foretakets tilbud av råolje på det åpne markedet er S_o^e . Dette innebærer at markedsprisen på råolje er den samme som i tilfellet ikke-integrasjon. Resultatet til det integrerte foretaket av å selge råolje til de eksterne etterspørerne er derfor det samme som resultatet til den ikke-integrerte råoljeprodusenten.

Det integrerte foretakets resultat i nedstrømsnæringen er større enn summen av profitten til det ikke-integrerte markedsføringsforetaket og resultatet til den ikke-integrerte råoljeprodusenten. Dette følger direkte fra en tilsvarende argumentasjon som ble brukt i forbindelse med (4.1.7).

Siden resultatet av å selge til eksterne etterspørere er det samme som i tilfellet ikke-integrasjon, vil det være samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Denne samordningsgevinsten kan det integrerte foretaket øke ved

å endre tilbudet av råolje til de eksterne etterspørerne. Denne økningen er en konsekvens av at det integrerte foretaket kan prisdiskriminere mellom de eksterne etterspørerne etter råolje og nedstrømsmonopolet.

Oppsummering

Vertikal integrasjon mellom oppstrømsmonopolisten og nedstrømsmonopolisten har to fordeler. Den første fordelen er at denne integrasjonen reduserer antall feilaktige prissignaler fra to til en. Den andre gevinsten er at oppstrømsmonopolisten prisdiskriminerer mellom eksterne etterspørere og nedstrømsmonopolisten. Prisdiskriminering og vertikal integrasjon drøftes mer detaljert i avsnitt 4.4.

4.1.3 Integrasjon i oligopolistiske markeder og integrasjon som en beslutningsvariabel

I dette avsnittet presenteres et en-periodisk ikke-kooperativt spill hvor strategiske variabler er integrasjonsbeslutninger. Greenhut og Ohta (1979, fotnote 3) fastslår at det er spillaspekter ved integrasjonsbeslutninger, men gjør ikke noe mer ut av det. Originaliteten i dette delavsnittet ligger i det å formalisere og beregne en likevekt i et spill der strategiske variabler er integrasjonsbeslutninger.

Vi skal spesielt drøfte et eksempel der oppstrømsnæringen er et duopol og nedstrømsnæringen også er et duopol. Samordningsgevinsten av integrasjon mellom et oppstrømsforetak og et nedstrømsforetak avhenger av om de to andre foretakene er integrert eller ikke. Det viser seg at verdien er størst når de to andre ikke er integrerte. Det viser seg videre at en likevekt i spillet er fullsten-

dig integrasjon, dvs. hvert oppstrømsforetak integrerer med hvert sitt nedstrømsforetak.

Et interessant resultat av gjennomgangen av eksemplet er at den totale industriprofitten - oppstrøms og nedstrøms - er lavest i tilfellet med fullstendig integrasjon og størst i tilfellet ikke-integrasjon. Dette innebærer at dersom det er mulig å få i stand en avtale om ikke-integrasjon, kan foretakene komme bedre ut enn i tilfellet med fullstendig integrasjon. Dette resultatet avviker fra monopolmodellen hvor den totale industriprofitten er størst i tilfellet med fullstendig integrasjon. jmf. ulikhet (4.1.7)

Det ikke-kooperative spillet er et to-periodisk spill. I den første perioden fattes beslutninger om integrasjon, og resultatene av disse er en vertikal struktur i denne industrien.⁶ I den andre perioden, når den vertikale strukturen er etablert, tilpasser foretakene seg i produktmarkedene og realiserer sine profitter.

Gjennomgangen av spillet er organisert i den motsatte rekkefølgen: For alle mulige vertikale strukturer studeres tilpasningene i de to produktmarkedene. Deretter formuleres og beregnes likevekten i det ikke-kooperative spillet.

Definisjoner og forutsetninger

Som allerede nevnt, forutsettes det at oppstrømsnæringen er et duopol og nedstrømsnæringen er et duopol. La oss forenkle og forutsette at enhetskostnadene til nedstrømsnæringen, eksklusive kostnader for mellomproduktet, er lik null, teknologien i nedstrømsnæringen er slik at for å produsere en enhet av ferdigvaren kreves en enhet av mellomproduktet og det er konstante og identiske enhetskostnader for oppstrømsnæringen. Enhetskostnadene for oppstrømsnæringen betegnes med c . Videre forutsettes det at lagring av produkter er ikke mulig.

⁶Med industrien menes her opp- og nedstrømsnæringen.

La oss videre anta at markedets etterspørsel etter ferdigvaren er gitt som en lineær funksjon av prisen. Prisen på ferdigvaren betegnes med P_s og etterspørselen etter denne varen med E_s . Den inverse etterspørselsfunksjonen etter ferdigvaren er gitt ved:

$$(4.1.9) \quad P_s = \begin{cases} \alpha - E_s & \text{når } E_s \in [0, \alpha] \\ 0 & \text{når } E_s \in (\alpha, 2\alpha]. \end{cases}$$

Den øvre skranken for definisjonsmengden til den inverse etterspørselsfunksjonen garanterer at den er definert for strategirommet til nedstrømsduopolet. Dette strategirommet er definert som det kartesiske produktet $[0, \alpha] \times [0, \alpha]$: Hver spiller kan velge å tilby kvanta fra mengden $[0, \alpha]$. Når de begge velger å tilby α er det totale tilbudet lik 2α .

For å unngå trivielle løsninger, dvs. det totale tilbudet av ferdigvarer er lik null, forutsettes det at $\alpha > c$. Videre forutsettes det at $\alpha > 2c$. Motivasjonen for forutsetningen kommer vi tilbake til nedenfor.

La oss i tillegg definere følgende variabler:

P_m = prisen i mellommarkedet og

E_m = etterspørselen etter mellomproduktet

Siden de to oppstrømsforetakene er identiske og de to nedstrømsforetakene er identiske, er det tilstrekkelig å studere tilpasningene i produktmarkedene for tre vertikale strukturer: Ikke-integrasjon, fullstendig integrasjon og delvis integrasjon.

I denne sammenhengen betyr ikke-integrasjon at ingen av aktørene integrerer. Fullstendig integrasjon motsvarer at de to oppstrømsforetakene integrerer med hvert sitt nedstrømsforetak. Delvis integrasjon betyr at et oppstrømsforetak

integrerer med et foretak i nedstrømsnæringen og de to andre foretakene er ikke-integrerte.

For hvert av disse tre tilfellene beregnes profitt for hvert foretak, og i den sammenhengen er det hensiktsmessig å definere konstanten

$$\beta \equiv (\alpha - c)^2/1296.$$

For en lineær etterspørselsfunksjon i et marked beregnes i appendiks 3 likevektspriser, likevektskvanta og profitt når tilbyderen er et monopol og tilbyderne er et duopol. Resultatene av disse beregningene brukes nedenfor.

Ikke-integrasjon

For en gitt pris på mellomproduktet, P_m , tilpasser de to nedstrømsforetakene sine tilbud etter en Cournot-Nash strategi. De forutsetter at prisen på mellomproduktet, P_m , er eksogent gitt. For å unngå trivielle løsninger forutsettes $P_m < \alpha$. Markedets etterspørsel etter ferdigvarer er implisitt gitt ved den inverse etterspørselsfunksjonen i (4.1.9).

Siden de to nedstrømsforetakene er identiske og $P_m < \alpha$, vil begge tilby identiske positive kvanta av ferdigvaren. For å beregne det totale tilbudet i ferdigvaremarkedet brukes formlene i appendiks 3. Direkte innsetting av $a=\alpha$, $b=1$ og $C_1=C_2=P_m$ i likningene (A.3.5) og (A.3.6) og addisjon av disse to likningene gir at

$$(4.1.10) \text{ det totale tilbudet av ferdigvarer} = 2(\alpha - P_m)/3.$$

Når markedene er i likevekt, er det totale tilbudet av ferdigvarer lik den totale etterspørselen i mellommarkedet, E_m . Ved å bruke (4.1.10) følger det at den inverse etterspørselsfunksjonen i mellommarkedet er lik

$$P_m = P_m(E_m) = \begin{cases} \alpha - (3/2)E_m & \text{når } E_m \in [0, (2/3)\alpha] \\ 0 & \text{når } E_m \in ((2/3)\alpha, (4/3)\alpha]. \end{cases}$$

De to oppstrømsforetakene er identiske og tilpasser seg som ett Cournot-Nash duopol i mellommarkedet. For å beregne likevektskvanta, -pris og profitt til de to foretakene, kan en bruke resultatene i appendiks 3. Her skal vi nøye oss med å finne profitten til hvert enkelt foretak og markedsprisen for mellomproduktet:

Ved innsetting av $a=\alpha$, $b=(3/2)$ og $C_1=C_2=c$ i likningene (A.3.8) og (A.3.7), ser en at profitten til hvert oppstrømsforetak er lik 96β og markedsprisen i mellommarkedet er lik $(\alpha + 2c)/3$. Siden $\alpha > c$, er likevektsprisen for mellomproduktet mindre enn α .

Profitten til hvert nedstrømsforetak er lik 64β . Dette vises ved innsetting av $a=\alpha$, $b=1$ og $C_1=C_2=(\alpha + 2c)/3$ i likning (A.3.8) i appendiks 3.

Delvis integrasjon

Et av de to oppstrømsforetakene er integrert med et av nedstrømsforetakene. Det andre oppstrømsforetaket og det andre nedstrømsforetaket er to selvstendige foretak. Den ikke-integrerte ferdigvareprodusenten forutsetter at prisen på mellomproduktet, P_m , er eksogent gitt. La oss foreløpig anta at nedstrømsavdelingen i det integrerte foretaket også forutsetter at P_m er eksogent gitt. I realiteten kan det integrerte foretaket påvirke denne prisen gjennom sitt tilbud i mellommarkedet.

Det ikke-integrerte nedstrømsforetaket er den eneste etterspøreren i mellommarkedet, og den totale etterspørselen i mellommarkedet, E_m , er derfor lik tilbudt kvantum av ferdigvarer fra det uavhengige nedstrømsforetaket.

Implisitt forutsettes det at tilbudet i sluttmarkedet er lik etterspørselen i mellommarkedet.

Så lenge markedsprisen i mellommarkedet er strengt større enn den marginale kostnaden c for å produsere dette produktet kjøper nedstrømsavdelingen i det integrerte foretaket fra oppstrømsavdelingen i det samme selskapet.

Kostnadene i nedstrømsnæringen varierer: Den marginale kostnaden for avdelingen i det integrerte foretaket er lik c , og den marginale kostnaden for det ikke-integrerte foretaket er lik P_m . Når likevektstilbudene i ferdigvaremarkedet beregnes, behandles prisen P_m som en parameter. Likevektstilbudene avhenger av denne prisen.

Når prisen P_m ligger i det halvåpne intervallet $[0, (\alpha + c)/2)$ vil begge nedstrømsduopolistene tilby positive kvanta. Etterspørselen i mellommarkedet, som er lik likevektstilbudet fra den ikke-integrerte nedstrømsoligopolisten, er derfor gitt ved likning (A.3.6) innsatt $a=\alpha$, $b=1$, $C_1=c$ og $C_2=P_m$. Etterspørselen etter mellomproduktet som funksjon av pris er da gitt som $(\alpha + c - 2P_m)/3$. Når $P_m \geq (\alpha + c)/2$ tilpasser det integrerte foretaket seg som en monopolist i ferdigvaremarkedet, og det uavhengige nedstrømsforetaket tilbyr null enheter i ferdigvaremarkedet.⁷

Den totale etterspørselen etter mellomproduktet, E_m , som en funksjon av prisen P_m er derfor gitt som

$$(4.1.11) E_m = \begin{cases} (\alpha + c - 2P_m)/3 & \text{når } P_m \in [0, (\alpha + c)/2] \\ 0 & \text{når } P_m \in ((\alpha + c)/2, \alpha]. \end{cases}$$

⁷Det er enkelt å vise at når $P_m \geq (\alpha + c)/2$ er følgende løsning en Nash likevekt i ferdigvaremarkedet: Den uavhengige produsenten tilbyr null og det integrerte foretaket tilbyr $(\alpha - c)/2$ som er monopoltilpasningen.

I likevekt er etterspørselen i mellommarkedet lik det totale tilbudet i dette markedet. Prisen i mellommarkedet, P_m , avhenger av det totale tilbudet i mellommarkedet, $T_i + T_n$, hvor

T_i = tilbudt kvantum av mellomproduktet fra det integrerte foretaket og
 T_n = tilbudt kvantum av mellomproduktet fra det ikke-integrerte oppstrømsforetaket.

Den inverse etterspørselsfunksjonen i mellommarkedet betegnes med $f()$. Fra likning (4.1.11) følger det at $P_m = f(T_n + T_i)$ hvor

$$f(T_n + T_i) \equiv \begin{cases} [\alpha + c - 3(T_n + T_i)]/2 & \text{når } (T_n + T_i) \in [0, (\alpha+c)/3] \\ 0 & \text{når } (T_n + T_i) \in ((\alpha+c)/3, 2(\alpha+c)/3] \end{cases}$$

Funksjonen f er kontinuerlig i hele definisjonsmengden og differensierbar over alt unntatt for $T_i + T_n = (\alpha + c)/3$.

Når det integrerte foretaket fastsetter sitt tilbud i mellommarkedet må det, i tillegg til resultatet i oppstrømsavdelingen, også ta hensyn til hvorledes dets tilbud påvirker resultatet i dets nedstrømsavdeling. Resultatet i nedstrømsavdelingen avhenger av prisen P_m .

Når $P_m \in [0, (\alpha + c)/2]$, konkurrerer nedstrømsavdelingen med det uavhengige nedstrømsforetaket, og resultatet er gitt ved likning (A.3.8) innsatt $a=\alpha$, $b=1$, $C_1 = c$ og $C_2 = P_m$. Resultatet er da gitt ved $(\alpha + P_m - 2c)^2/9$.

Hvis det totale tilbudet i mellommarkedet er slik at $P_m > (\alpha + c)/2$, tilbyr det uavhengige nedstrømsforetaket null enheter, og det integrerte foretaket tilpasser seg som en monopolist i ferdigvaremarkedet. Resultatet i nedstrømsavdelingen

er da gitt ved likning (A.3.4) innsatt $a=\alpha$, $C=c$ og $b = 1$, og det er lik $(\alpha - c)^2/4$.

Resultatet i nedstrømsavdelingen, som betegnes med R , er en funksjon av prisen i mellommarkedet, P_m . La oss betegne denne funksjonen som $R(\cdot)$. Sammenhengen mellom R og P_m er gitt som følger:

$$(4.1.12) \quad R(P_m) = \begin{cases} (\alpha + P_m - 2c)^2/9 & \text{når } P_m \in [0, (\alpha + c)/2] \\ (\alpha - c)^2/4 & \text{når } P_m \in ((\alpha + c)/2, \alpha]. \end{cases}$$

Det er viktig å merke seg hvorledes det integrerte foretaket påvirker nedstrømskonkurrentens kostnader gjennom sitt tilbud i mellommarkedet, T_i :

Så lenge det totale tilbudet i mellommarkedet er slik at $P_m \in [0, (\alpha + c)/2]$, er konsekvensen av en marginal økning i tilbudet av mellomproduktet en marginal reduksjon i P_m . Denne reduksjonen fører til at nedstrømskonkurrenten får redusert sine kostnader. Dette igjen fører til økt konkurranse i nedstrømsnæringen og en reduksjon i resultatet til det integrerte foretakets nedstrømsavdeling. Omvendt vil en reduksjon av tilbudet i mellommarkedet føre til en økning i resultatet i nedstrømsavdelingen.

La oss formelt drøfte tilpasningene i mellommarkedet som et ikke-kooperativt Nash spill hvor

mengden av spillere er det integrerte foretaket og det ikke-integrerte oppstrømsforetaket,

de strategiske variablene er tilbudene i mellommarkedet, T_i og T_n . Hver spiller kan velge sitt tilbud fra det lukkede intervallet $[0, (\alpha + c)/3]$.

Payofffunksjonen til det ikke-integrerte foretaket er lik

$$\pi_n = \pi_n(T_n, T_i) = [f(T_n + T_i) - c]T_n, \text{ og}$$

for det integrerte foretaket er den lik

$$\pi_i = \pi_i(T_n, T_i) = [f(T_n + T_i) - c]T_i + R(f(T_n + T_i)).$$

Definisjonsmengden til vektorfunksjonen $(\pi_n(T_n, T_i), \pi_i(T_n, T_i))$ er det kartesiske produktet $[0, (\alpha + c)/3] \times [0, (\alpha + c)/3]$. Funksjonen er definert og kontinuerlig i hele definisjonsmengden og differensierbar overalt unntatt i mengden

$$\{ (T_n, T_i) \mid T_n + T_i = (\alpha + c) / 3 \}.$$

Reglene for spillet som er definert ovenfor, er de vanlige.⁸ Det er ikke tillatt å inngå bindende kontrakter mellom spillerne. Beslutningen til en spiller tas uavhengig og uten kjennskap til den andre spillerens beslutning. Et likevektspunkt i spillet er en tilbudsvektor (T_n^*, T_i^*) som ligger i strategirommet og som er slik at hver spiller maksimerer sin egen profitt over sitt strategirom når den andre spillerens likevektsstrategi er gitt. Markedsprisen i mellommarkedet er den prisen som sørger for at den totale etterspørselen er lik det totale tilbudet som spillerne har bestemt seg for å tilby, $T_n^* + T_i^*$.

I appendiks 4 vises det at $(T_n^* = (\alpha - c)/6, T_i^* = 0)$ er ett likevektspunkt i det spillet som er definert ovenfor. For å vise dette, er det tilstrekkelig å konstatere at $0 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_i((\alpha - c)/6, T_i), \text{ når } T_i \in [0, (\alpha + c)/3] \}$ og $(\alpha - c)/6 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_n(T_n, 0), \text{ når } T_n \in [0, (\alpha + c)/3] \}$. I likevektspunktet (T_n^*, T_i^*) tilbyr det integrerte foretaket null enheter i mellommarkedet, og det ikke-integrerte oppstrømsforetaket tilpasser seg som en monopolist i dette markedet.

⁸For en mer utfyllende fremstilling av regler og definisjon av likevektspunkt, vises det til for eksempel Friedman (1986, kapittel 2).

Kostnadsøkningene for det integrerte foretaket av å tilby en enhet i mellomproduktet er som følger: De totale kostnadene øker med c og inntektsreduksjonen i nedstrømsavdelingen som følger av denne økningen av utbudet i mellommarkedet.⁹ Siden disse kostnadsøkningene er høyere enn den marginale inntektsøkningen av å selge en enhet i mellommarkedet, velger det integrerte foretaket å tilby null enheter i mellommarkedet.

Profitten til det integrerte foretaket er $\pi_1((\alpha - c)/6, 0) = 225\beta$, og profitten til det uavhengige oppstrømsforetaket er lik $\pi_n((\alpha - c)/6, 0) = 54\beta$.

Det gjenstår å beregne profitten til det ikke-integrerte nedstrømsforetaket: Markedsprisen i mellommarkedet er gitt som $f((\alpha - c)/6 + 0) = (\alpha + 3c)/6$. Siden den er element i det lukkede intervallet $[0, (\alpha + c)/2]$, vil tilbyderne i ferdigvaremarkedet være et duopol. Profitten til det ikke integrerte nedstrømsforetaket er lik 36β . Dette vises ved innsetting av $a=\alpha$, $b=1$, $C_1=c$ og $C_2=(\alpha + 3c)/6$ i likning (A.3.9) i appendiks 3.

Før vi drøfter tilpasningene når det er fullstendig integrasjon, kan det være på sin plass med en digresjon om hvordan Greenhut og Ohta (1976,1978,1979), Haring og Kasermann (1978) og Perry (1978) modellerer tilpasningen til et integrert foretak når industristrukturen er delvis integrasjon:

Tilpasningen til et integrert foretak blir modellert ulikt. I modellen til Greenhut og Ohta (1979) - oligopol i både opp- og nedstrømsnæringen - tilbyr det integrerte foretaket null enheter i mellommarkedet. I modellene til Greenhut og Ohta (1976,1978), Perry (1978) og Haring og Kaserman (1978) - monopol i oppstrømsnæringen og oligopol i nedstrømsnæringen - tilbyr et integrert foretak et positivt kvantum i mellommarkedet.

⁹Hvis de totale oppstrømskostnadene, representeres ved en strengt konveks funksjon, vil en marginal økning av tilbudet i mellommarkedet også øke de marginale kostnadene c og redusere resultatet i nedstrømsavdelingen enda mer.

Ingen av artiklene viser formelt eller argumenterer for at deres måte å modellere et integrert foretaks tilpasning i mellommarkedet, er den "riktige". Utgangspunktet for beslutningsproblemet til et integrert foretak innbefatte muligheten for at dette foretaket kan tilby kvanta i mellommarkedet.

Perry (1978), og Greenhut og Ohta (1978) drøfter hvor mange nedstrømsforetak oppstrømsmonopolisten vil integrere med. Konklusjonen av drøftingene er at "the vertical integration would simply proceed in part, as the last firms willing to integrate would not receive an attractive contract offer from the upstream monopolist", Greenhut og Ohta (1978), side 222.

Dersom vi i vårt eksempel erstatter oppstrømsduopolet med en oppstrømsmonopolist og studerer tilpasningene i mellommarkedet når denne monopolisten integrerer med et av de to nedstrømsforetakene, er det enkelt å vise at en likevektsstrategi for det integrerte foretaket er å tilby null enheter i mellommarkedet. Det ikke-integrerte nedstrømsforetaket blir presset ut av markedet. Konsekvensen av integrasjon er altså en fullstendig monopolisering av nedstrømsnæringen.

Dette eksempelet kan tyde på at oppsummeringen av diskusjonen mellom Perry (1978), og Greenhut og Ohta(1978), er at det er tilstrekkelig for oppstrømsmonopolisten å integrere med et nedstrømsforetak. Det integrerte foretak ønsker å tilby et minst mulig kvantum i mellommarkedet, for å øke kostnadene til konkurrentene i ferdigvaremarkedet og dermed forbedre sitt resultat i nedstrømsavdelingen.

Fullstendig vertikal integrasjon

I dette tilfellet vil hvert oppstrømsforetak integrere med et nedstrømsforetak, og mellommarkedet erstattes med interne leveranser i de to integrerte foretakene. Internprisen på mellomproduktet er lik den marginale kostnaden c .

I ferdigvaremarkedet modelleres tilbudssiden som et duopol. Siden det forutsettes at $\alpha > c$ og det forutsettes at de to integrerte foretakene er identiske, er profittene identiske. Profitten til hvert foretak er lik 144 β . Dette vises ved innsetting av $a=\alpha$, $b=1$ og $C_1=C_2=c$ i likning (A.3.8) i appendiks 3.

Beslutning om integrasjon formulert som et ikke-kooperativt spill

Frem til nå har vi studert kortsiktige tilpasninger i produktmarkedene: For en gitt næringsstruktur, for eksempel delvis vertikal integrasjon, har vi drøftet tilpasningene i produktmarkedene og beregnet profittene for de fire foretakene. Vi skal nå gå over til å studere hvordan næringsstrukturen dannes og spesielt hvordan den vertikale strukturen kommer i stand.

Til dette formålet formuleres et ikke-kooperativt spill, $\Gamma = (N, S, F)$ hvor

$N = \{1, 2, 3, 4\}$ = mengden av spillere. Spiller 1 er oppstrømsforetak 1, spiller 2 er oppstrømsforetak 2, spiller 3 er nedstrømsforetak 1 og spiller 4 er nedstrømsforetak 2.

$S = \{ \mathbf{s} = (s_1, s_2, s_3, s_4) \mid s_i = 0 \text{ eller } 1 \text{ for alle } i \in N \}$ = strategimengden for spillet Γ . Når i'te spiller velger $s_i = 0$, betyr dette at han velger ikke-integrasjon, og $s_i = 1$ betyr at han velger integrasjon.

$F = (F_1, F_2, F_3, F_4)$ er payofffunksjonen for spillet Γ . Funksjonen F er en vektorfunksjon definert fra strategimengden, S , til R^4 . Det i'te elementet i vektorfunksjonen er payoff til den i'te spilleren, der $i \in N$.

Reglene for spillet Γ er som følger: Det er ikke tillatt for spillerne å inngå bindende kontrakter, strategivalget til hver spiller må være fastlagt før spillet begynner og valget må foretas uten kjennskap til strategivalgene til de andre

spillerne. Hver spiller kjenner payofffunksjonen, F , og hver spiller vet at alle andre har den samme informasjonen.

Strukturen i spillet endres ikke om vi multipliserer alle payoffer med en konstant. For å forenkle fremstillingen multipliseres alle payoffer med $(1/\beta)$.

Spillet Γ er et spill i rene strategier: En ren strategi betyr at hver spiller velger $s_i = 0$ eller $s_i = 1$. Ett eksempel på en ren strategi er $(1,0,1,0)$. Dvs. at spiller 1 og 3 velger integrasjon, og spiller 2 og 4 velger ikke-integrasjon. Tilsammen er det 16 rene strategier i spillet Γ .

To problemer ved beregninger av payoffmatrisen.

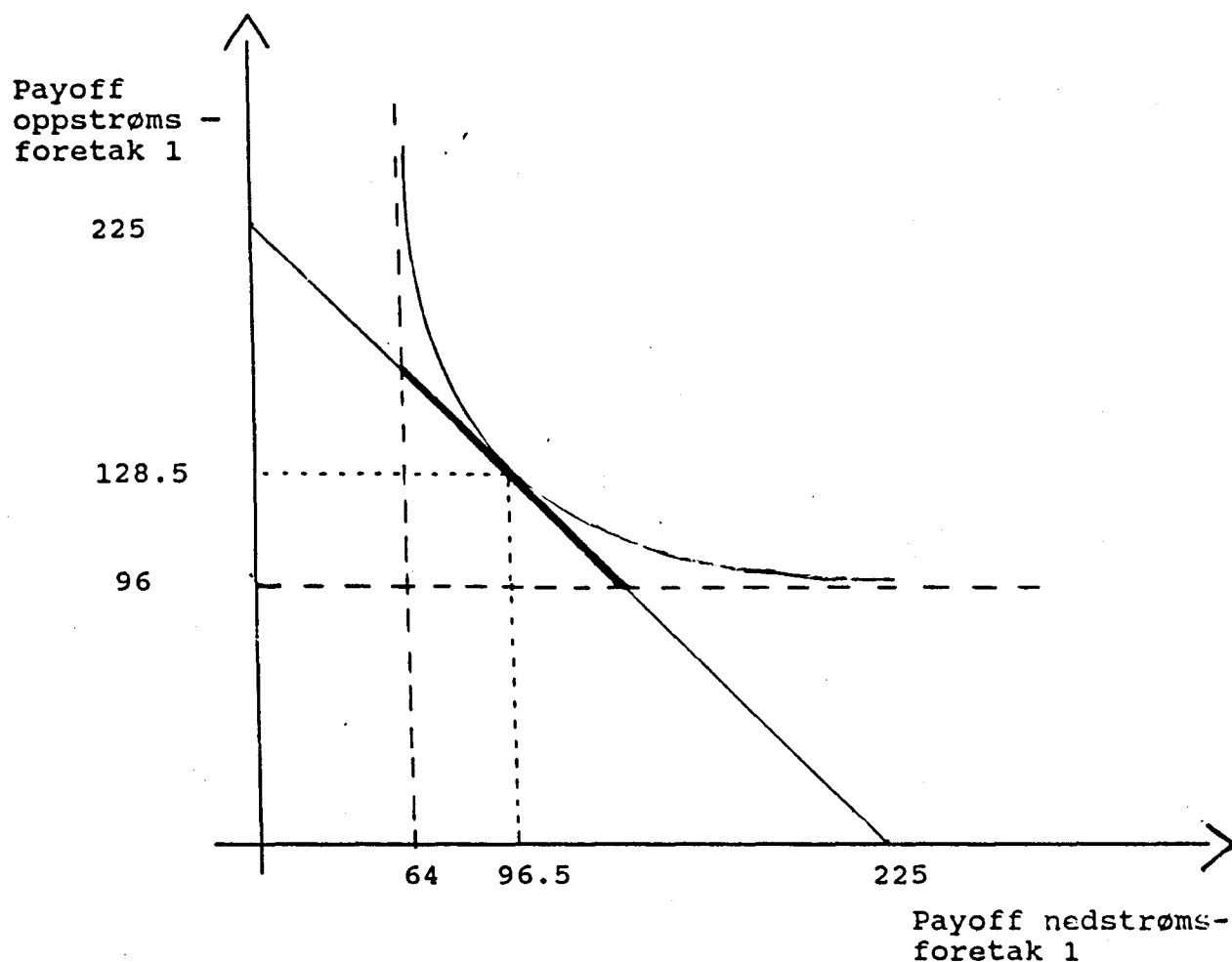
Det oppstår to problemer når payoffer for rene strategier skal beregnes:

1) Det første problemet er hvordan den totale profitten til det integrerte foretaket skal deles når to foretak integrerer. For å overkomme dette problemet, skal vi forutsette at profitten deles i henhold til en Nash-forhandlingsløsning:¹⁰

Vi skal illustrere delingsprinsippet med hvorledes det fungerer når oppstrømsforetak 1 integrerer med nedstrømsforetak 1 og de to andre foretakene velger ikke-integrasjon. Formelt betyr det at payoffene beregnes for strategivektoren $(1,0,1,0)$. Industristrukturen er delvis integrasjon. Den totale payoffen som skal deles mellom de to foretakene som velger integrasjon, er 225. I figur 4.1 er den totale payoffen gitt ved den rette linjen mellom de to punktene $(225,0)$ og $(0,225)$. Delingen av den totale payoffen avhenger av trusselpunktene til de to foretakene. Trusselpunktene er de payoffene som de to foretakene mottar når en av dem velger å bryte ut av samarbeidet. Dersom oppstrømsforetak 1 bryter ut kan han oppnå en payoff på 96 som tilsvarer

¹⁰For en innføring i kooperativ spillteori og Nash-forhandlingsløsning henvises det til Friedman (1986), kapittel 5.

profitten til oppstrømsforetak 1 i det tilfellet at ingen integrerer vertikalt. Trusselpunktet til nedstrømsforetak 1 er 64. Trusselpunktet i forhandlingene er da gitt ved punktet (64,96) i figur 4.1.



Figur 4.1. Nash-forhandlingsløsning om deling av payoff i tilfellet integrasjon.

Den uthevede delen av grafen som representerer det totale payoffen, er kjernen i det kooperative spillet. Kjernen til et spill med to spillere er de payoffene som er i) effisiente, dvs. at det ikke eksisterer alternative avtaler som gir begge spillerne samtidig høyere payoff, og ii) individuelle rasjonalitet, dvs. at ingen spillere får mindre payoff enn han kan oppnå ved å ikke inngå en avtale.

Nash-forhandlingsløsning ligger i kjernen. Den er karakterisert ved løsningen av følgende optimeringsproblem:

finn de X_1 og X_2 som maksimerer $(X_1 - 64)(X_2 - 96)$

når $X_1 + X_2 \leq 225$, $X_1 \geq 0$ og $X_2 \geq 0$.

Objektfunksjonen er en hyperbel med asymptotene $X_1 = 64$ og $X_2 = 96$, se figur 4.1. De optimale løsningen er gitt ved tangeringspunktet mellom hyperbelen og grafen for den totale payoffen og er gitt som $X_1 = 96,5$ og $X_2 = 128,5$. Dette betyr at Nash-forhandlingsløsning er at oppstrømsforetak 1 får en payoff på 128,5 og nedstrømsforetak 1 får en payoff på 96,5.

Payoffvektoren til strategivektoren (1,0,1,0) er derfor gitt som (128,5, 54, 96,5, 36). Oppstrømsforetak 1 mottar en payoff på 128,5 og oppstrømsforetak 2 på 54. Nedstrømsforetak 1 mottar en payoff på 96,5 og nedstrømsforetak 2 en payoff på 36.

2) Det andre problemet oppstår når det er et "misforhold" mellom antall oppstrømsforetak som velger integrasjon og antall nedstrømsforetak som velger integrasjon. For eksempel oppstår dette problemet når et oppstrømsforetak velger integrasjon, det andre oppstrømsforetaket velger ikke-integrasjon og de to nedstrømsforetakene begge velger integrasjon. I en slik situasjon vil gjennomføringen av spillet føre til at kun et av nedstrømsforetakene integrerer selv om begge har valgt denne strategien.

I slike situasjoner innføres følgende konvensjon: Det trekkes lodd om hvilket av de to nedstrømsforetakene som skal integrere med oppstrømsforetaket. Den heldig vinneren av lotteri deler profitten til det integrerte foretaket i henhold til Nash-forhandlingsløsning. Det er ikke tillatt for oppstrømsforetaket å bruke taperen i lotteriet til å forbedre utfallet i Nash-forhandlingene med vinneren av lotteriet. Payoffene til de to nedstrømsforetakene er gitt som forventet payoff

i lotteriet, hvor sannsynligheten for å vinne er $1/2$ og sannsynligheten for å tape er $1/2$.

Hvis for eksempel strategivektoren er lik $(1,0,1,1)$ så integrerer oppstrømsforetak 1 med vinneren av lotteriet mellom nedstrømsforetak 1 og nedstrømsforetak 2. Payoffvektoren er lik $(128.5, 54, 66.25, 66.25)$, hvor payoffen til nedstrømsforetakene er lik forventet payoff av lotteriet, dvs. $66.25 = (1/2) 96.5 + (1/2)36$. Konvensjonen er en del av spillet. Den er kjent og akseptert av alle spillerne.

Payoffmatrise

For å beregne payoffene for de rene strategiene brukes profittene som er beregnet foran i tilfellene ikke-integrasjon, delvis integrasjon og fullstendig integrasjon. Tabell 4.1 gir payoffene til de 16 rene strategiene.

Hver søyle i tabell 4.1 uttrykker et strategivalg til nedstrømsforetakene. For eksempel betyr søylen $(0,1)$ at nedstrømsforetak 1 velger ikke-integrasjon og nedstrømsforetak 2 velger integrasjon.

Hver rekke betegner et strategivalg for oppstrømsforetakene. Rekken $(1,0)$ betyr at oppstrømsforetak 1 velger integrasjon og oppstrømsforetak 2 velger ikke-integrasjon. Payoffene til en gitt strategivektor, er gitt ved tallene i den tilhørende cellen i tabellen. Payoffene til nedstrømsforetakene står i den øvre delen av cellen, og payoffene til oppstrømsforetakene står i den nedre delen av cellen. For eksempel er payoffvektoren til strategivektoren $(1,0,0,1)$ lik $(128.5, 35, 54, 36, 96.5)$.

OPP- STRØMS- FORETAK	NEDSTRØMSFORETAK			
	(0,0)	(1,0)	(0,1)	(1,1)
(0,0)	64,64 96,96	64,64 96,96	64,64 96,96	64,64 96,96
(1,0)	64,64 96,96	96.5,36 128.5,54	36,96.5 128.5,54	66.25,66.25 128.5,54
(0,1)	64,64 96,96	96.5,36 54,128.5	36,96.5 54,128.5	66.25,66.25 54,128.5
(1,1)	64,64 96,96	96.5,36 91.25,91.25	36,96.5 91.25,91.25	63,63 81,81

Tabell 4.1 Payoffmatrise til spillet Γ .

Likevektspunkter

En strategivektor s^* er en likevekt i spillet Γ når den i 'te spilleren maksimerer sin payoff F_i er s_i^* et optimalt strategivalg gitt at de andre spillerne har valgt strategivektoren s_{-i}^* . (Vektoren s_{-i} betyr strategivektoren for alle spillerne eksklusiv den i 'te spilleren.) Dette skal gjelde for alle spillerne $i \in N$. Det er to likevektspunkter i spillet Γ .

Strategivektoren (0,0,0,0) er et likevektspunkt. Det vil si at ingen integrasjon er en likevekt. La oss se på strategivalget til spiller 1 gitt at tre andre spillerne har valgt ikke-integrasjon, dvs. $s_i = 0$ for $i=2,3$ og 4. Fra tabell 4.1 ser vi at dersom spiller 1 velger strategien 0 er payoffen 96 og gitt at han velger strategi 1 er payoffen 96. Spiller 1 er altså indifferent mellom strategiene

integrasjon og ikke-integrasjon. Det viktig i den sammenhengen er at strategivalget $s_1 = 0$ er et optimalt valg av strategi for spiller 1. Tilsvarende kan det vises at for hver av de andre spillerne er det optimalt å velge ikke-integrasjon gitt at de andre spillerne har valgt ikke-integrasjon.

Den andre strategivektoren som er en likevekt er (1,1,1,1), dvs. fullstendig integrasjon. La oss betrakte strategivalget til spiller 1 gitt at de tre andre spillerne har valgt integrasjon. Fra tabell 4.1 ser vi da at payoffen til spiller 1 er 54 når han velger ikke-integrasjon og 81 når han velger integrasjon. Den beste strategien derfor å velge integrasjon gitt at de andre også velger integrasjon. Tilsvarende kan det vises at for hver av tre andre spillerne er det optimalt for en av dem å velge integrasjon når de tre andre har valgt integrasjon. Fullstendig integrasjon er derfor en likevekt i det ikke-kooperative spillet Γ .

Det finnes ingen andre strategivektorer som vil være likevekt i spillet Γ . La oss undersøke om strategivektoren (1,0,0,0), dvs. oppstrømsforetak 1 velger integrasjon og de tre andre foretakene velger ikke-integrasjon, er en likevekt. Fra tabell 4.1 ser vi at nedstrømsforetak 1 kan forbedre sin payoff fra 64 til 96.5 ved å velge integrasjon fremfor ikke-integrasjon når de andre spillerne holder fast på sitt strategivalg, dvs. oppstrømsforetak 1 velger integrasjon og de to andre foretakene velger ikke-integrasjon. Strategivektoren (1,0,0,0) kan derfor ikke være en likevekt i spillet Γ . Tilsvarende kan det vises at ingen av de andre strategivektorene, unntatt fullstendig integrasjon og ingen integrasjon, kan være likevektspunkter i spillet Γ .

Vi står altså igjen med to likevektspunkter: Ingen integrasjon og fullstendig integrasjon. Spørsmålet er om det er noen kvalitative forskjeller på de to likevektspunktene. Noe som er tilfellet. Strategivektoren i tilfellet fullstendig integrasjon er en dominerende strategivektor i spillet Γ og strategivektoren i tilfellet ingen integrasjon er det ikke. En dominerende strategi til en spiller dominerer de andre strategivalgene til denne spilleren for alle mulige

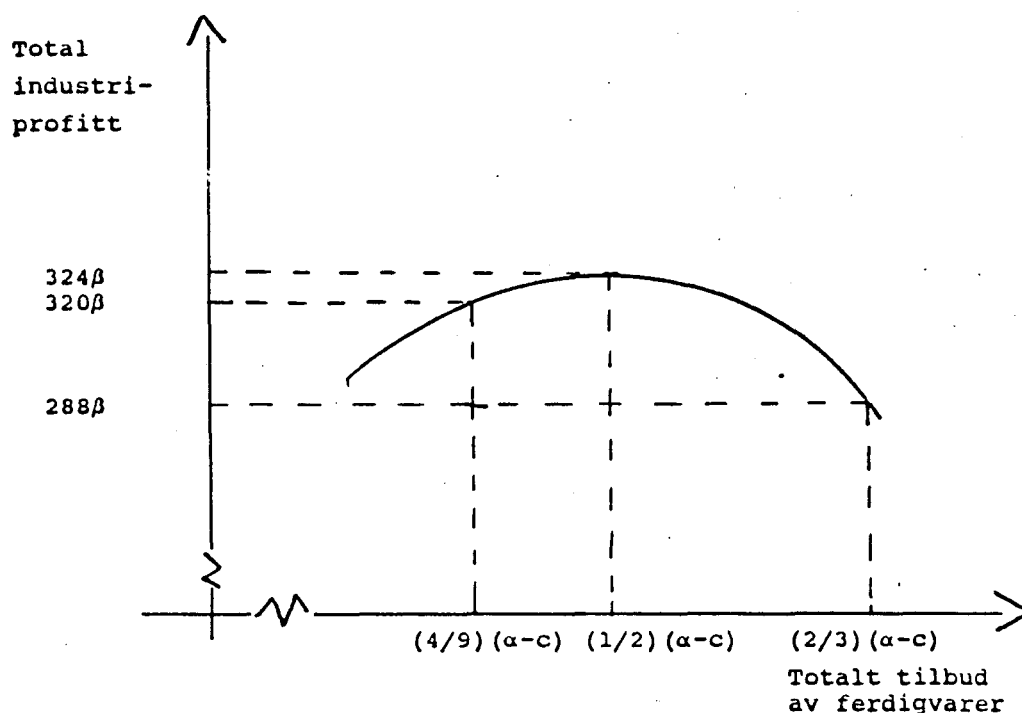
strategivalg til de andre spillerne. Dominerer i den betydningen at payoffen til den dominerende strategien er minst like høy som payoffene til andre mulige strategivalg til denne spilleren. En dominerende strategivektor består av en dominerende strategi for hver spiller.

Fra tabell 4.1 ser vi at (1,1,1,1) er en dominerende strategivektor. Vi skal nå vise at $s_1 = 1$ er en dominerende strategi for spiller 1. La oss først anta at oppstrømsforetak 2, spiller 2, velger ikke-integrasjon. Når oppstrømsforetak 1, spiller 1, velger ikke-integrasjon er payoffene til dette foretaket lik 96 uavhengig av hva nedstrømsforetakene velger, se første rekke i tabell 4.1. Dersom oppstrømsforetak 1 velger integrasjon vil han få minst 96 i payoff, men han kan få mer avhengig av hvilken strategi nedstrømsforetakene velger, se andre rekke i tabell 4.1. Når oppstrømsforetak 2 velger ikke-integrasjon er altså integrasjon en dominerende strategi for spiller 1. Tilsvarende kan det vises at når oppstrømsforetak 2 velger integrasjon er integrasjon en dominerende strategi for oppstrømsforetak 1. Det følger da at integrasjon er en dominerende strategi for spiller 1. Helt analogt kan det vises at integrasjon er en dominerende strategi for alle spillerne. Siden fullstendig integrasjon er dominerende strategi er den mer robust enn likevekten ingen integrasjon.

Oppsummering

Det kan være grunn til å merke seg at den totale industriprofitten er minst i tilfellet fullstendig integrasjon og størst når alle spillerne velger ikke-integrasjon. Den totale profitten i tilfellet ingen integrasjon er 320β og 288β i tilfellet fullstendig integrasjon. Når industristrukturen er delvis integrasjon er den totale industriprofitten 315β.

Fjerning av et feilaktig prissignal i mellommarkedet fører til en reduksjon i den totale industriprofitten. Dette kan synes som et paradoks. Individuelt har hvert foretak incitament til å fjerne et feilaktig prissignal, men når alle integrerer fører dette til en reduksjon i den totale industriprofitten.



Figur 4.2 Total industriprofitt som funksjon av det totale tilbudet av ferdigvarer.

Det totale tilbudet av ferdigvarer i tilfellet ingen integrasjon, $(4/9)(\alpha-c)$, er mindre enn det totale tilbudet i tilfellet med fullstendig integrasjon, $(2/3)(\alpha-c)$, se figur 4.2. Den samlede industriprofitten er størst når det totale tilbudet av ferdigvarer er lik $(\alpha-c)/2$. Dette tilsvarende tilpasningen når opp- og nedstrømsnæringen er et monopol, og den totale profitten er da lik 324β .

Det kan også være grunn til å merke seg at tilbudet er størst og prisen minst i likevektsstrategien fullstendig integrasjon. Etterspørerne etter ferdigvaren er altså best tjent med fullstendig vertikal integrasjon.

Oppsummering og forslag til utvidelser

Integrasjonsbeslutninger er formulert som et ikke-kooperativt Nash spill, og et likevektspunkt i dette spillet er fullstendig integrasjon. Motivasjonen for

gjennomgangen av eksemplet er å illustrere spillaspektet ved vertikal integrasjon:

Samordningsgevinster ved vertikal integrasjon avhenger av andre aktørs beslutninger om integrasjon. Et resultat fra gjennomgangen av eksempelet er at fullstendig integrasjon, det ikke-kooperative likevektspunktet, er den industristrukturen som gir minst industriprofitt. Med bakgrunnen i dette resultatet kan det være interessant å modellere integrasjonsbeslutninger med et fler-periodisk ikke-kooperativt spill. Fra litteraturen om spillteori, vet vi at samarbeidsløsningen i et ett-periodisk spill kan være en likevektstrategien i et fler-periodisk spill. I vårt eksempel betyr dette at likevekten i et fler-periodisk spill kan være ikke-integrasjon. I så fall vil dette være et resultat som avviker fra oppfatningen om at det alltid vil være foretaksøkonomisk incitament til vertikal integrasjon i markeder med suksessiv markedsrett.

4.2 MARKEDSMAKT I OPPSTRØMSNÆRINGEN OG VRIDNINGER AV INNSATSFaktorBRUKEN I NEDSTRØMSNÆRINGEN

Vertikal integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en nedstrømsnæring med en variabel produksjonsstruktur og pristakeratferd i ferdigvaremarkedet, gir økonomiske gevinster for det integrerte foretaket.

Uten integrasjon er det et avvik mellom markedspris og marginale kostnader for mellomproduktet. Dette avviket fører til vridninger i faktoreterspørselen fra nedstrømsnæringen: Den bruker relativt mer av andre innsatsfaktorer enn mellomproduktet, og etterspørselen etter mellomproduktet vil følgelig være mindre.

Gjennom vertikal integrasjon internaliseres vridningene i faktoreterspørselen fra nedstrømsnæringen, og det integrerte foretaket oppnår samordningsevinst. Som en konsekvens av en total integrasjon kan nedstrømsnæringen bli monopolisert. Det integrerte foretaket vil da også få fordeler av denne monopoliseringen.

Den samfunnsøkonomiske verdien av integrasjon vil være en avveining mellom gevinster av å internalisere vridningene og kostnader av monopoliseringen av nedstrømsnæringen. I de fleste tilfellene er den samfunnsøkonomiske verdien ubestemt.

Vernon og Graham (1971) var de første som påpekte at vertikal integrasjon kan internalisere vridninger i faktorbruken i nedstrømsnæringen, og avsnitt 4.2.1 gir et resymé av innholdet i deres artikkel.

Hay (1973), Schmalensee (1973), Warren-Boulton (1974), Mallela og Nahata (1980), Westfield (1981) og Quirmbach (1985),(1986) utvider modellen til Vernon og Graham (1971) og drøfter spesielt velferdsøkonomiske konsekvenser av vertikal integrasjon. Siden dette ikke er et sentralt tema i denne oppgaven, vil avsnitt 4.2.2 bare gi en kortfattet presentasjon av de viktigste poengene i disse artiklene.

4.2.1 Vernon og Graham (1971)

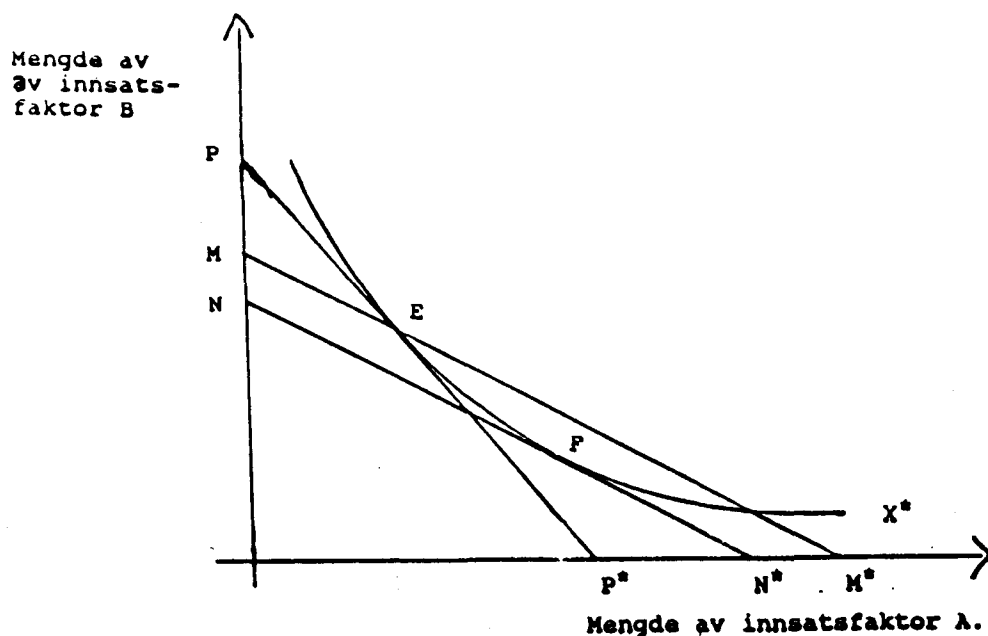
Det forutsettes at oppstrømsnæringen er et monopol. Videre at aktørene i nedstrømsnæringen er pristakere i alle innsatsfaktormarkeder og i ferdigvaremarkedet. Produksjonsteknologien i nedstrømsnæringen forutsettes å være variabel.

Utøvelse av markedsrett fra oppstrømsmonopolistens side fører til feilaktige signaler om de relative kostnadene for innsatsfaktorene i nedstrømsnæringen og dermed vridninger i etterspørselen etter innsatsfaktorer. Vertikal integrasjon

internaliserer disse vridningene i innsatsfaktorbruken, og det integrerte foretaket realiserer samordningsgevinster.

For å vise dette resultatet bruker Graham og Vernon en enkel modell med følgende forutsetninger:¹¹ Foretakene i nedstrømsnæringen bruker to innsatsfaktorer i produksjonen av et ferdigprodukt. De to innsatsfaktorene betegnes med A og B og ferdigproduktet med X. Innsatsfaktor A produseres av en oppstrømsmonopolist, og B kjøpes i et marked der både selgere og kjøpere forutsettes å være pristakere. Alle aktørene i nedstrømsnæringen er pristakere i ferdigvaremarkedet.

La oss se nærmere på tilpasningen til nedstrømsnæringen. Til dette formålet brukes en figur som er hentet fra Vernon og Graham (1971).



Figur 4.3 Produksjonstilpasninger i nedstrømsnæringen.

¹¹Vi bruker de samme notasjonene som Vernon og Graham.

Langs den vertikale akse avsettes mengde av innsatsfaktor B, og langs den horisontale akse avsettes mengde av innsatsfaktor A.

Uten integrasjon tilbyr nedstrømsnæringen X^* enheter av ferdigproduktet, og den effisiente produksjonsplanen er merket med E. Det relative forholdet mellom markedsprisen på innsatsfaktor A og markedsprisen på innsatsfaktor B representeres ved linjen PP^* . Siden alle aktørene i markedet for produkt B antas å være pristakere, er markedsprisen for B lik den marginale kostnaden for å produsere dette produktet.

Innsatsfaktor A produseres av en monopolist, og markedsprisen på A er høyere enn den marginale kostnaden. Det relative forholdet mellom de marginale kostnadene for å produsere innsatsfaktor A og innsatsfaktor B er gitt ved linjen MM^* . Oppstrømsmonopolistens profitt som måles i enheter av innsatsfaktor B, er lik PM .

Dersom oppstrømsmonopolisten integrerer med hele nedstrømsnæringen, er den relevante kostnaden for produkt A de marginale kostnadene. Innsatsfaktor A er dermed relativt billigere enn innsatsfaktor B når en sammenlikner med tilfellet ikke-integrasjon. Det relative prisforholdet mellom innsatsfaktorene A og B etter integrasjon er gitt ved linjene MM^* og NN^* . Dersom vi forutsetter at det totale tilbudet av ferdigvarer opprettholdes på det samme nivået som før integrasjon, X^* , er det optimalt for det integrerte foretaket å bruke mer av innsatsfaktor A og mindre av B. Den optimale produksjonsplanen er F.

Samordningsgevinsten ved vertikal integrasjon er minst MN - målt i enheter av B. Denne gevinsten skyldes internalisering av vridningene i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. Siden nedstrømsnæringen er monopolisert, kan gevinsten økes enda mer ved å endre det totale tilbudet i ferdigvaremarkedet, X^* .

4.2.2 Utvidelser av modellen til Graham og Vernon

Artiklene som gjennomgås i dette delavsnittet, drøfter i hovedsak velferdsøkonomiske konsekvenser av vertikal integrasjon. Siden målsettingen for denne oppgaven er foretaksøkonomisk lønnsomhet av integrasjon, er presentasjonen av disse artiklene kortfattet.

Vernon og Graham sammenlikner to situasjoner; ikke-integrasjon og fullstendig integrasjon. Det sistnevnte innebærer at det ikke er noen selvstendige ferdigvareprodusenter. Schmalensee (1973) drøfter hva som skjer når oppstrømsmonopolisten har muligheter for delvis integrasjon, dvs. det er tillatt for monopolisten å integrere med deler av nedstrømsnæringen. Den resterende delen av nedstrømsnæringen består av ikke-integrerte foretak.

For å gjennomføre en slik diskusjon bruker Schmalensee en modell der noen av forutsetningene er konstant skalaavkastning innenfor produksjonen i nedstrømsnæringen og at det integrerte foretaket selger ferdigvaren til den samme prisen som de ikke-integrerte ferdigvareprodusentene gjør.

Konklusjonen til Schmalensee er at det alltid vil være samordningsgevinster av videre integrasjon, uavhengig av hvor stor andel monopolisten eier av nedstrømsnæringen på forhånd. Monopolisten har altså incitament for å integrere med hele nedstrømsnæringen.

Quirnbach (1986) studerer hvordan ferdigvareprisen endrer seg etterhvert som monopolisten integrerer med nedstrømsnæringen. Forutsetningene for hans modell er mer generelle enn forutsetningene for Schmalensee's modell. Resultatet er at ferdigvareprisen øker etterhvert som monopolisten integrerer med nedstrømsnæringen. Når integrasjonen er fullstendig faller prisen på ferdigvaren. Differensen mellom ferdigvareprisen i tilfellet ikke-integrasjon og den samme prisen i tilfellet med fullstendig integrasjon, er ubestemt. Det er heller ikke mulig å fastslå om integrasjon er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Schmalensee (1973) og Warren-Boulton (1974) viser at med konstant elastisitet i etterspørselen etter ferdigvaren og en Cobb-Douglas produktfunksjon, øker prisen for ferdigproduktet. Men det er ikke mulig å anslå fortegnet til det totale velferdstapet. Warren-Boulton (1978) bruker både analytiske metoder og numeriske simuleringer til å vise at prisen i ferdigvaremarkedet som regel øker.

Quirnbach (1985) erstatter oppstrømsmonopolisten med ett dominerende foretak og et endelig antall selvstendige oppstrømsprodusenter som forutsetter at prisen i mellommarkedet er gitt, " a dominant firm with competitive fringe". Han studerer prosessen fra ingen integrasjon til nedstrømsnæringen er fullstendig monopolisert. Prosessen deles i tre steg:

I det første steget integrerer det dominerende oppstrømsforetaket med en liten del av nedstrømsnæringen. Etterhvert som integrasjonsgraden stiger, øker prisen i mellommarkedet. De uavhengige oppstrømsforetakene øker sitt volum og den uavhengige delen av nedstrømsnæringen blir mindre.

Det andre steget starter når de selvstendige oppstrømsforetakene dekker den totale etterspørselen fra de uavhengige nedstrømsforetakene. Det dominerende foretaket fortsetter å integrere med selvstendige ferdigvareprodusenter og prisen i mellommarkedet synker.

Det tredje steget starter når det dominerende foretaket har overtatt hele nedstrømsnæringen.

Det kan være grunn til å merke seg at det tredje steget ikke nødvendigvis blir nådd: En optimal strategi for det dominerende foretaket kan være delvis integrasjon. Dette resultatet avviker fra modellene der oppstrømsnæringen er et rent monopol.

Waterson (1982) drøfter integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og et oligopol i nedstrømsnæringen der produksjonsstrukturen er variabel. Vertikal

integrasjon er foretaksøkonomisk lønnsomt. Integrasjonsgevinsten deles i to: Den første delen skyldes internalisering av vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen, og den andre reduksjon av antall feilaktige prissignaler fra to til en, jmf. 4.1.

4.2.3 Oppsummering

Konklusjonen fra 4.2.1. og 4.2.2. er at vertikal integrasjon er foretaksøkonomisk lønnsomt. Det integrerte foretaket internaliserer vridninger av innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. En fullstendig integrasjon fører til monopolisering av nedstrømsnæringen.

En vurdering av om integrasjon er samfunnsøkonomisk lønnsomt vil være en avveining mellom gevinster av å internalisere vridninger i produksjonen av ferdigproduktet og kostnader av monopoliseringen av nedstrømsnæringen.

4.3 VERTIKAL KONTROLL AV EN NÆRING MED MONOPOLISTISK KONKURRANSE

Dixit (1983) diskuterer om vertikal integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en nedstrømsnæring med monopolistisk konkurranse fører til samordningsgevinster.

Fordelene ved vertikal integrasjon er at den internaliserer vridninger i faktoreterspørselen i nedstrømsnæringen og fører til horisontal samordning av nedstrømsaktivitetene. Den sistnevnte er mer en konsekvens av horisontal integrasjon i nedstrømsnæringen enn av vertikal integrasjon. Formålet med dette avsnittet er å presentere resultatene i Dixits artikkel og å anvende dem på markedsføring av bensinprodukter.

Graden av vertikal kontroll er svært høy innenfor markedsføring av oljeprodukter og innenfor distribusjon av bensinprodukter. En distributør kontrollerer en kjede av bensinstasjoner, og hver enkelt bensinstasjon kontrolleres av en distributør. Av i alt 2515 bensinstasjoner i Norge i 1986, var det bare 2 som ikke var kontrollert av en distributør.¹²

Distribusjon av bensinprodukter kan betraktes som regionale markeder. Innenfor en region er antall distributører relativt få, og siden det i tillegg er store muligheter for produkt differensiering, er det rimelig å tro at de har en viss markedsrett.

På lang sikt konkurrerer distributørene om etablering av bensinstasjoner. Den viktigste faktoren i denne sammenhengen er stasjonenes geografiske plassering i forhold til konkurrenter, bostedsområder, arbeidsplasser og trafikkårer. Når en stasjon først er etablert, vil den ha en viss markedsrett. Denne vil i hovedsak være begrenset av avstandene til de nærmeste bensinstasjonene.

For å analysere konsekvenser av egne og konkurrentenes beslutninger bruker oljeselskapene avanserte modeller til å planlegge i detalj etablering av bensinstasjoner. Alternativt kunne oljeselskapene overlatt planleggingen til markedet: Dersom vi tenker oss at oljeselskapene ikke kontrollerer bensinstasjonene, vil markedet sørge for etablering av nye stasjoner der det er lønnsomt.

Resten av dette avsnittet er organisert som følger: I delavsnitt 4.3.1 gjennomgås definisjoner og forutsetninger for Dixits modell. I delavsnitt 4.3.2 studeres tilpasningen i det tilfellet han integrerer med hele nedstrømsnæringen og incitamentene til vertikal integrasjon. Delavsnitt 4.3.3 drøfter hvorvidt oppstrømsmonopolisten oppnår den samme profitten, som i tilfellet fullstendig integrasjon, når han bruker "royalties" eller franchise kontrakter. Delavsnitt

¹²Kilde: Norol.

4.3.4 anvender Dixits teori til å drøfte vertikal kontroll innenfor markedsføring av bensin.

4.3.1 Definisjoner, forutsetninger og monopolistisk konkurranse i nedstrømsnæringen

Enhetskostnadene for oppstrømsmonopolisten forutsettes å være konstante og betegnes med w_0 . Prisen på mellomproduktet betegnes med w .

For å forenkle forutsettes det at nedstrømsforetakene er identiske. De totale gjennomsnittlige kostnadene for et nedstrømsforetak er gitt som en funksjon av prisen på mellomproduktet og tilbudt kvantum i dette foretakets markedssegment. Denne funksjonen betegnes med $AC(q,w)$, hvor q er tilbudt kvantum av ferdigvaren fra dette foretaket, og den er gitt som følger:

$$AC(q,w) = c + F/q, \text{ hvor}$$

F = etableringskostnader og

$c = C(w)$ = gjennomsnittlige variable kostnader.

Priser på andre innsatsfaktorer enn mellomproduktet forutsettes å være konstante og er derfor ikke argumenter i funksjonen $C()$. I følge Shepards lemma er $C()$ konkav. Som vi ser av definisjonen til funksjonen $AC(q,w)$, forutsetter Dixit at de variable kostnadene, c , er uavhengige av tilbudt kvantum q .

Nedstrømsnæringen produserer differensierte produkter som er nære, men ikke perfekte, substitutter. Produktene kan for eksempel variere i geografisk tilgjengelighet eller fysiske karakteristikk. Et eksempel på det førstnevnte er bensinstasjoner: Bensinstasjoner er geografisk spredt, og selv om en konsument står overfor den samme bensinprisen på alle stasjonene, er han ikke indifferent

mellom hvilken stasjon han kjøper bensin fra. Han foretrekker - alt annet like - å kjøpe bensin fra den stasjonen som geografisk ligger nærmest.

Dixit modellerer den totale etterspørselen som retter seg mot nedstrømsnæringen, på samme måte som Salop (1979) dvs. en "lokaliserings" tilnærmende måte.¹³ Antall etterspørrere er eksogent gitt, de er jevnt fordelt langs en gitt linjeavstand, hver etterspørrer etterspør en enhet av ferdigproduktet og en etterspørrers transportkostnader til et nedstrømsforetak er en lineær funksjon der argumentet er avstanden til dette foretaket. Videre antas det at ferdigproduktet har nære substitutter. Dette modelleres ved at hver etterspørrer har en reservasjonspris. Når prisen på ferdigproduktet, justert for transportkostnader, til en etterspørrer er høyere enn reservasjonsprisen, kjøper han ikke ferdigproduktet. Denne siste forutsetningen passer nokså dårlig for bensin siden det ikke finnes nære substitutter for bensin.

Etterspørselen som retter seg mot et nedstrømsforetak, avhenger av tilbudene fra de andre nedstrømsforetakene. Når konkurrentenes tilbud er gitt, inklusiv geografisk plassering, er den individuelle etterspørselen for et foretak gitt som grafen ABC i figur 4.4.

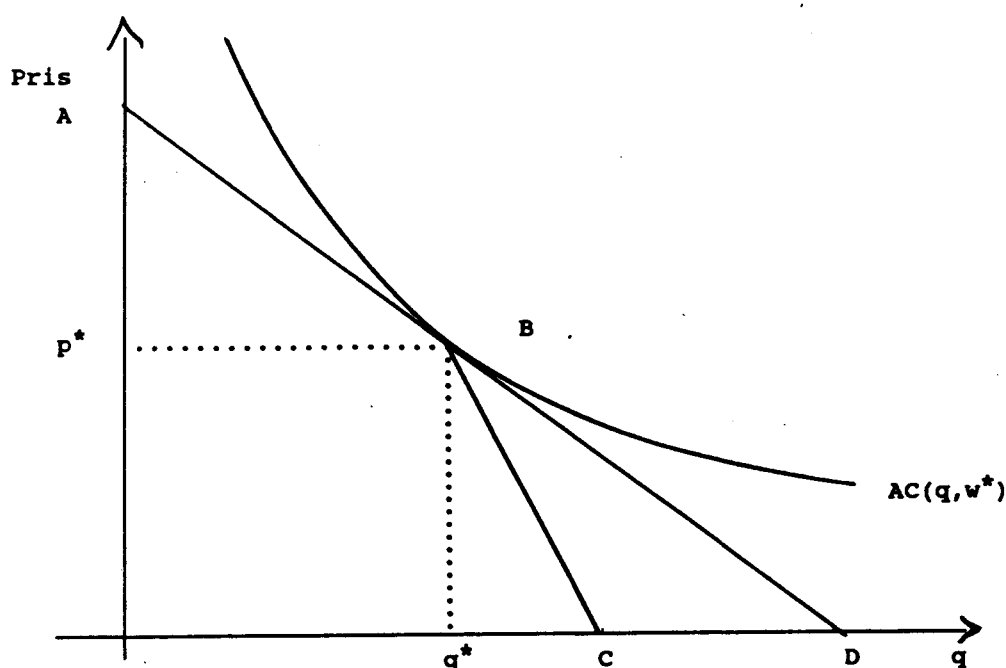
Knekkpunktet B reflekterer konkurransen fra konkurrentene til dette nedstrømsforetaket. Til venstre for punktet B, langs grafen AB, ligger de etterspørrerne som ikke er villige til å kjøpe en enhet av ferdigproduktet fra konkurrentene til deres priser. Dette betyr at så lenge prisen til nedstrømsforetaket ligger langs grafen AB, kan han selge til disse etterspørrerne uten å ta hensyn til konkurrentenes tilpasninger.

Langs grafen BC konkurrerer foretaket med de andre nedstrømsforetakene om å selge ferdigproduktet. I den situasjonen overlapper markedsområdene

¹³For en innføring av monopolistisk konkurranse og Salops modell henvises til Varian (1984, side 92-98)

hverandre. For at nedstrømsforetaket skal kunne selge en marginal enhet, må derfor prisreduksjonen være større enn den ville ha vært langs grafen AB.

I det spesielle tilfellet at konkurrentene til nedstrømsforetak tilbyr null enheter, er den individuelle etterspørselsgraf til dette foretaket representert ved ABD. I en slik situasjon kan foretaket tilpasse seg i sitt markedssegment uten å ta hensyn til konkurrentene.



Figur 4.4 Tilpasningen i et markedssegment når prisen for mellomproduktet er w^* . Likevektspunktet (p^*, q^*) er knekkpunktet B.

Hvis tilbudene til konkurrentene er høyere, og prisene dermed lavere, enn de er når etterspørselsgraf til et nedstrømsforetak er gitt ved ABC, forskyves knekkepunktet i den individuelle etterspørselsgraf seg mot venstre langs grafen AB.

Likevekten i ferdigvaremarkedet er en Nash-likevekt: Hvert nedstrømsforetak maksimerer sin egen profitt og beslutter, uavhengig og uten kjennskap til de andre nedstrømsforetakenes beslutninger, hvor mye han skal tilby i sitt markedssegment. Markedsprisen i hans segment er den prisen som er slik at tilbudet er lik hans etterspørsel.

For en gitt pris på mellomproduktet, w' , er de gjennomsnittlige kostnadene for et nedstrømsforetak en funksjon av tilbudt kvantum fra nedstrømsforetaket, q , se figur 4.4. Siden nedstrømsforetakene er identiske og etterspørselen er jevnt fordelt, er tilbudene og markedsprisene i hvert segment identiske. Fri etablering i nedstrømsnæringen sørger for at i likevekt er profitten lik null. Likevektspunktet i et markedssegment er tangeringspunktet mellom den individuelle etterspørselsgrafene ABC og gjennomsnittskostnadsgrafene $AC(q, w')$.

Det er tre mulige likevektspunkter:¹⁴

1) Rent monopol: Likevektspunktet i et segment ligger langs grafen AB . Hvert nedstrømsforetak tilpasser seg i sitt eget markedsområde og konkurrerer ikke med andre foretak. De etterspørerne etter ferdigvaren som er lokalisert mellom to markedsområder, får ikke dekket sine respektive etterspørsler etter ferdigproduktet. Prisen for ferdigproduktet, justert for transportkostnader, til disse etterspørerne er høyere enn deres reservasjonspriser

2) Likevektspunktet ligger i knekkpunktet B . Markedsområdene møttes akkurat, og hele markedet blir betjent. Likevektspunktet (p', q') i figur 4.4 er et slikt likevektspunkt.

3) Konkurranselikevekt: Likevektspunktet ligger langs grafen BC . Markedsområdene overlapper hverandre, og hvert foretak konkurrerer for noen

¹⁴Varian (1984, side 97-98) bruker følgende betegnelser disse tre likevektspunktene: Pure monopoly, kicked equilibrium og competing equilibrium.

av sine etterspørrere. Alle etterspørrere etter ferdigvaren får dekket sine etterspørsel.

4.3.2 Samordningsgevinster av vertikal integrasjon

Dette delavsnittet drøfter om det er incitamenter til vertikal integrasjon mellom oppstrømsmonopolisten og nedstrømsnæringen. Diskusjonen er organisert som følger:

Først studeres tilpasningene når oppstrømsmonopolisten integrerer med alle nedstrømsforetak. Deretter sammenliknes monopolprofitten i tilfellet integrasjon med den profitten monopolisten oppnår når han velger ikke-integrasjon. Ikke-integrasjon betyr her at oppstrømsmonopolisten kun bruker prisen på mellomproduktet for å innkassere sin monopolprofitt.

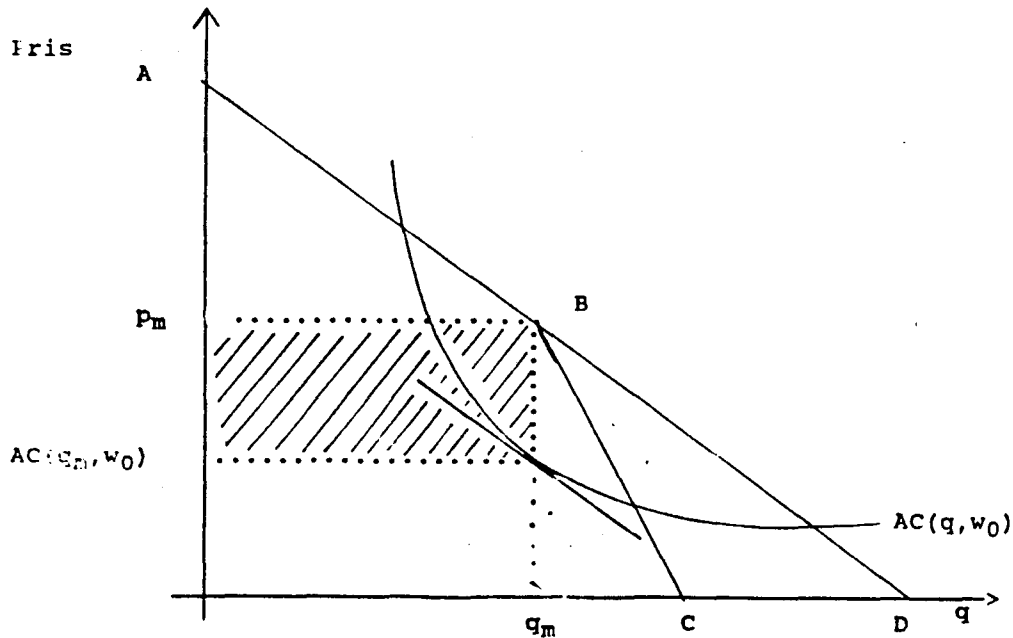
Vertikal integrasjon

La oss forutsette at oppstrømsmonopolisten integrerer med alle nedstrømsforetakene.

For å oppnå en effektiv bruk av mellomproduktet, er internprisen på mellomproduktet lik den marginale kostnaden, w_0 . Hvis internprisen er strengt større enn de marginale kostnadene, fører dette til vridninger av innsatsfaktorbruken i nedstrømsavdelingene og dermed et effektivitetstap. For et formelt bevis av dette resultatet vises det til Dixits likning (9). Den gjennomsnittlige kostnadsfunksjonen for en nedstrømsavdeling er derfor gitt som $AC(q, w_0)$, se figur 4.5.

Det integrerte foretaket vil gjennom sine tilbud fra de forskjellige nedstrømsavdelingene sørge for at de ikke konkurrerer med hverandre. Dette innebærer at likevektspunktet for et markedssegment ligger langs grafen ABD.

Den totale profitten maksimeres når avstanden, målt langs den vertikale akse, mellom grafene ABD og $AC(q, w_0)$ er størst mulig. Dixit viser formelt at likevektspunktet alltid ligger i knekkpunktet B. La oss betegne likevektsprisen og tilbudt kvanta i et segment med henholdsvis p_m og q_m .



Figur 4.5 Tilpasningen i et markedssegment når oppstrømsmonopolisten integrerer vertikalt med nedstrømsnæringen. Likevektspunktet er (p_m, q_m) . Det skraverte området er resultatet til monopolisten av å selge i dette markedssegmentet.

Vertikal integrasjon mellom oppstrømsmonopolisten sørger for en effektiv utnyttelse av mellomproduktet og hindrer samtidig at nedstrømsavdelingene ikke konkurrerer med hverandre. Det er også grunn til å merke seg at all etterspørsel etter ferdigvaren blir dekket siden likevektspunktet i et segment alltid er et knekkpunkt.

Ikke-integrasjon

La oss forutsette at oppstrømsmonopolisten ikke integrerer med nedstrømsnæringen og at prisen på mellomproduktet er det eneste styringsmiddelet som er tilgjengelig for ham.¹⁵

Ved å endre w kan oppstrømsmonopolisten forandre gjennomsnittlige kostnader for nedstrømsforetakene. Siden $dAC(q,w)/d(w) = dC(w)/dw$ er uavhengig av q , fører en endring i w til et vertikalt skift i grafen til de gjennomsnittlige kostnadene for et nedstrømsforetak. Når oppstrømsmonopolisten endrer w , og dermed $AC(q,w)$, forandrer han likevekten i ferdigvaremarkedet og dermed sin profitt. Målsettingen for oppstrømsmonopolisten er å maksimere sin profitt, og spørsmålet er om det er mulig å innkassere den samme profitten som i tilfellet fullstendig integrasjon.

Svaret på dette spørsmålet avhenger av substitusjonsmulighetene mellom innsatsfaktorer i produksjonen av ferdigproduktet og mulighetene for å hindre konkurranse i nedstrømsnæringen:

Fast produksjonsstruktur. I de tilfeller at det er fast produksjonsstruktur i nedstrømsnæringen, dvs. ingen substitusjonsmuligheter mellom innsatsfaktorer, kan monopolisten oppnå den samme profitten som i tilfellet med fullstendig integrasjon. Følgende argument vil belyse dette:

La oss forenkle og forutsette at teknologien er slik at for å produsere en enhet av ferdigproduktet kreves en enhet av mellomproduktet. Når monopolisten fastsetter en pris på mellomproduktet som er lik $w_0 + P_m - AC(q_m, w_0)$, er profitten til monopolisten den samme som i tilfellet med fullstendig vertikal integrasjon.

¹⁵Dixit bruker prisen på mellomproduktet som strategisk variabel. Alternativt kan en bruke totalt tilbudt kvantum i mellommarkedet siden det i dette tilfellet er en entydig sammenheng mellom totalt tilbud i mellommarkedet og markedsprisen.

Siden også likevektspunktene i ferdigvaremarkedene er de samme som i tilfellet fullstendig integrasjon, er verdien av en horisontal samordning av nedstrømsnæringen lik null.

Dersom produksjonsstrukturen er fast i nedstrømsnæringen, innkasserer altså oppstrømsmonopolisten den samme profitten som han ville oppnådd med fullstendig vertikal integrasjon. Monopolisten har derfor ingen incitament for vertikal integrasjon i dette tilfellet.

Variabel produksjonsstruktur. Når det er variabel produksjonsstruktur i nedstrømsnæringen, er det derimot mer problematisk å bruke prisen på mellomproduktet og det er vanskeligere desto større substitusjonsmuligheter det er mellom innsatsfaktorer i nedstrømsnæringen.

Et avvik mellom markedspris og marginalkostnad for mellomproduktet fører til vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. Nedstrømsnæringen bruker mer av andre innsatsfaktorer og følgelig vil etterspørselen etter mellomproduktet bli mindre.

I tillegg kan en ikke-integrert oppstrømsmonopolist gå glipp av gevinsten fra en horisontal koordinering av nedstrømsnæringen. Når markedsprisen på mellomproduktet er slik at likevektspunktene i nedstrømsnæringen er konkurranselikevektspunkter, vil et integrert foretak innkassere gevinsten av å samordne nedstrømsnæringen.

Hvis produksjonsstrukturen i nedstrømsnæringen er variabel, er altså monopolprofitten oppstrøms mindre enn den er i tilfellet med fullstendig integrasjon. Følgelig vil oppstrømsmonopolisten ha incitament til vertikal integrasjon.

Konklusjonen er dermed at prisen på mellomproduktet er et godt instrument til å innhente monopolprofitten når substitusjonsmulighetene i nedstrømsnæringen er små men at det fungerer dårlig når

substitusjonsmulighetene er store. I det ekstreme tilfellet med fast produksjonsstruktur i nedstrømsnæringen, er verdien av vertikal integrasjon lik null.

4.3.3 Alternative strategier for oppstrømsmonopolisten

Når oppstrømsmonopolisten velger ikke-integrasjon, kan en stille spørsmålet om det er mulig for monopolisten å oppnå den samme profitten som i tilfellet integrasjon ved å bruke andre former for vertikal kontroll. Dette delavsnittet drøfter dette spørsmålet og studerer spesielt to former for vertikal kontroll: "Royalties" kontrakter og franchise kontrakter.

"Royalties" kontrakter

En "royalty" kontrakt inngått mellom en oppstrømsmonopolist og et nedstrømsforetak er definert av to komponenter: Den første delen består av at nedstrømsforetaket betaler w_0 , den marginale kostnaden, for mellomproduktet. Den andre delen består av en stykkavgift på ferdigproduktet. Denne stykkavgiften betegnes som f . Den gjennomsnittlige kostnaden for et nedstrømsforetak er da lik $AC(q, w_0) + f$.

Ved å kontraktfeste $f = p_m - AC(q_m, w_0)$, vil likevekten i et markedssegment nøyaktig duplisere likevekten i tilfellet med fullstendig integrasjon, (p_m, q_m) . Profitten til oppstrømsmonopolisten er lik den totale profitten i tilfellet med fullstendig integrasjon.

Siden prisen på mellomproduktet er lik den marginale kostnaden for å produsere dette produktet, vil det ikke være tap i forbindelse med vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. Etersom likevektspunktene dupliserer (p_m, q_m) , vil "royalties" kontrakter sørge for at eventuelle gevinster av en horisontal koordinering av nedstrømsnæringen tilfaller oppstrømsmonopolisten.

Så langt kan det se ut som om "royalties" kontrakter er gode redskaper for å oppnå samordningsgevinster av integrasjon. Men bruken av "royalties" kontrakter fører til informasjons- og kontrollproblemer. Siden stykkavgiften, f , er en avgift på ferdigproduktet, er det nødvendig med informasjon og kontroll om hvor stort kvantum av ferdigvaren hvert enkelt nedstrømsforetak elger. Monopolisten har informasjon om hvor mye hvert enkelt nedstrømsforetak kjøper av mellomproduktet, men har ikke informasjon om hvor mye av dette som blir brukt i produksjonen av ferdigvaren og hvor store kvanta som blir produsert av ferdigvaren.

Fordelene med "royalties" kontrakter fremfor å bruke markedsprisen på mellomproduktet, er at de internaliserer vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. Ulempene er at de ikke ivaretar andre funksjoner som kontroll, til en markedspris.

Franchise kontrakter

En franchise kontrakt består av en fastavgift for retten til å kunne kjøpe mellomproduktet fra monopolisten, og en pris på mellomproduktet. Prisen på mellomproduktet er lik den marginale kostnaden, w . Fastavgiften betegnes med F .

Dixit viser at med hans måte å modellere etterspørselen etter ferdigprodukter, vil det i enkelte tilfeller være mulig å oppnå den samme profitten som i tilfellet med fullstendig integrasjon. I andre tilfeller er dette ikke mulig. For en mer detaljert beskrivelse vises det til Dixit.

Siden prisen på mellomproduktet reflekterer den marginale kostnaden er det ikke noe effektivitetstap i forbindelse med vridninger i produksjonen av ferdigvaren.

Imidlertid fører ikke franchise kontrakter alltid til en effektiv koordinering av nedstrømsnæringen. Franchise kontrakter kan føre til at det oppstår et effektivitetstap på grunn av manglende horisontal koordinering av

nedstrømsnæringen. Monopolisten kan redusere dette tapet ved å bruke andre instrumenter i tillegg til franchise kontrakter. For eksempel ved å pålegge geografiske restriksjoner på salget fra hvert enkelt nedstrømsforetak, som i praksis betyr at monopolisten hemmer konkurransen i nedstrømsnæringen.¹⁶

4.3.4 Anvendelse av Dixits modell på markedsføring av bensin og forslag til utvidelser av Dixits modell

Som det allerede er påpekt i innledningen til dette avsnittet, er graden av vertikal kontroll svært høy innenfor markedsføring av bensinprodukter. I dette delavsnittet drøftes det om Dixits modell kan anvendes til å forklare den høye graden av vertikal kontroll innenfor markedsføring av bensin. I forlengelsen av den diskusjonen drøftes forutsetningene for modellen og deres relevanse for å kunne anvende modellen på markedsføring av bensin.

Til dette formålet er det nødvendig med noen forenklede forutsetninger: Bensinstasjonene selger ett produkt, bensin. Markedets etterspørsel etter bensin modelleres på samme måte som i Dixits modell. Det vil si antall etterspørere er gitt, og hver konsument har en perfekt uelastisk etterspørsel etter bensin opptil sin reservasjonspris. Dette betyr at når bensinprisen, justert for transportkostnadene, er høyere enn reservasjonsprisen vil etterspørerne ikke etterspør bensin. Videre forutsettes det at et distribusjonsforetak selger bensin til stasjonene, og at dette tilpasser seg som et monopol i forhold til bensinstasjonene.

En rimelig beskrivelse av teknologien til en bensinstasjon er at bensin kan ikke substitueres med andre innsatsfaktorer. Vi skal derfor anta at produksjonsstrukturen til en bensinstasjon er fast.

¹⁶Når det i tillegg er usikkerhet og/eller distributørene har privat informasjon, kan franchise kontrakter føre til effektivitetstap, se 4.1.1.

I så fall er verdien av vertikal integrasjon lik null. Distributøren innkasserer hele monopolprofitten ved bare å bruke prisen på bensin levert til stasjonene. Selv om bensinprisen i dette tilfellet er høyere enn hans marginale kostnader, vil dette ikke føre til noe effektivitetstap. Bensinstasjonene kan ikke substituere bensin med andre innsatsfaktorer. Distributøren kan heller ikke planlegge geografiske plasseringer av bensinstasjoner bedre enn det markedet gjør.

Siden denne konklusjonen strider mot hva som observeres i praksis, kan det være grunn til å se nærmere på to av forutsetningene for Dixits modell: Konsumentenes etterspørselsfunksjon og monopol i oppstrømsnæringen.

1) Konsumentenes etterspørselsfunksjon.

Den mest påfallende svakheten ved å anvende Dixits modell til å forklare integrasjon innenfor markedsføring av bensin, er modelleringen av konsumentenes etterspørsel etter bensin: Når en ser bort fra transportkostnadene til bensinstasjonene, er priselastisiteten for konsumentens etterspørsel etter bensin i perfekt uelastisk. Det vil si at når bensinprisen til konsumentene er lavere enn reservasjonsprisen, vil en endring i prisen ikke føre til endring av den totale etterspørselen etter bensin. Som nevnt i delavsnitt 4.3.1 forutsettes det modellen til Dixit at hver konsument etterspør en enhet bensin og at det totale antallet av konsumenter er eksogent gitt. Når bensinprisen er høyere enn reservasjonsprisen, er den totale etterspørselen etter bensin lik null uavhengig av hvor høy bensinprisen er.

En mer dekkende beskrivelse er en fallende etterspørselsfunksjon etter bensin, dvs. etterspørselen er mer prisfølsom enn i Dixits modell. På kort sikt er etterspørselen etter bensin relativt lite elastisk med hensyn til endringer i bensinprisen. Amundsen og Rådal (1987) estimerer den kortsiktige priselastisiteten for bensin til å være -0,21 for Vest-Europa og -0,03 i Nord-Amerika.¹⁷ Det er grunn til å regne med at på lang sikt er bensinetterterspørselen mer prisfølsom enn dette.

¹⁷Kort sikt betyr her et år.

La oss forutsette at etterspørselen etter bensin modelleres som mer prisfølsom enn det som gjøres i Dixits modell. Spørsmålet er om denne endringen vil forandre konklusjonen om at det ikke er incitamentet til vertikal integrasjon innenfor markedsføring av bensin.

La oss vurdere hvilke effektivitetstap en ikke-integrert distributør kan påføres, gitt at alternativet er fullstendig integrasjon:

Hvis en fastholder at teknologien til en bensinstasjon beskrives ved en Leontief produktfunksjon, er det helt klart at det ikke vil være noe tap i forbindelse med vridninger av etterspørselen etter innsatsfaktorer fra en bensinstasjon. Et avvik mellom marginal kostnad og markedspris for bensin levert til stasjoner fører ikke til at bensin substitueres med andre innsatsfaktorer.

Den andre typen effektivitetstap som drøftes i Dixits modell, er eventuelle kostnader av å ikke kunne koordinere etableringene av bensinstasjoner. Som vi allerede har slått fast flere ganger, vil dette tapet i Dixits modell være lik null når produksjonsstrukturen er fast i nedstrømsnæringen. Dette betyr at distributøren oppnår eventuelle koordineringsgevinster ved ene og alene å bruke markedsprisen på bensin levert til bensinstasjon. Min hypotese er at denne konklusjonen kritisk avhenger av modelleringen av konsumentenes etterspørsel etter bensin. Begrunnelsen for hypotesen er som følger: Når konsumentenes etterspørsel etter bensin er følsom overfor endringer i prisen, kan likevekten i ferdigvaremarkedet i tilfellet ikke-integrasjon være slik at bensinstasjonene overlapper hverandre. Det vil si at bensinstasjonene konkurrerer vekk en del av monopolprofitten. Dersom det er tilfellet kan det være incitamentet til vertikal integrasjon for å hindre konkurransen mellom bensinstasjonene.

Et tredje potensielt effektivitetstap kan oppstå i forbindelse med suksessiv markedsrett, jmf. 4.1. Innenfor Dixits modell er dette tapet lik null uavhengig av produksjonsstruktur i nedstrømsnæringen. Likevektspunktene i

nedstrømsnæringen er alltid slik at hele markedet blir dekket.¹⁸ Dette betyr at en reduksjon i markedsprisen på bensin levert til bensinstasjoner ikke resulterer i økt totalforbruk av bensin. Endring i modelleringen av markedets etterspørselsfunksjon etter bensin kan innebære at en reduksjon i prisen på bensin levert til stasjonene fører til økt etterspørsel og økt profitt for næringen sett under ett. I så fall vil det være et effektivitetstap i forbindelse ved ikke-integrasjon og derved incitamentet til vertikal integrasjon.

Alt i alt kan vi si at en mer realistisk modellering av etterspørselsforholdene kan føre til endring av konklusjonen om at integrasjon ikke har verdi innenfor markedsføring av bensinprodukter. Samtidig kan det være grunn til å understreke at dette bare er en hypotese. Verifiseringen av denne gjenstår, noe som ikke vil bli gjort her.

2) Monopol i oppstrømsnæringen

En annen endring av Dixits modell som resulterer i en bedre beskrivelse av markedsføringen av bensinprodukter, er å erstatte oppstrømsmonopolisten med et oligopol. I så fall kan en oligopolists integrasjonsgevinst være avhengig av integrasjonsstrategiene til de andre oligopolistene. Hvis en modellerer et ikke-kooperativt spill analogt til spillet Γ i delavsnitt 4.1.3, er min hypotese at hver enkelt oligopolist har incitamentet til integrasjon, men at integrasjon ikke nødvendigvis er gunstig for industrien som helhet. Begrunnelsen for dette er som følger:

Vi forutsetter at antakelsene i Dixits modell ligger fast bortsett fra at den at oppstrømsnæringen er et monopol. Vi antar at oppstrømsnæringen består av et oligopol, at kostnadsforholdene er identiske for oligopolistene og at produksjonsstrukturen er fast i nedstrømsnæringen.

¹⁸Vi ser bort fra det trivielle tilfellet når konsumenter ikke får dekket sin etterspørsel.

I en situasjon hvor ingen av oligopolistene integrerer vertikalt er det grunn til å tro at en likevekt vil være at de har identiske markedsandeler av bensin levert til stasjonene.

Dersom en av oligopolistene integrerer vertikalt, og de andre ikke gjør det, slik at han kontrollerer like mange bensinstasjoner som tilsvarer hans markedsandel i tilfellet ikke-integrasjon, er det rimelig å tro at han kan øke sin profitt. Det er klart at han ikke får mindre profitt siden han ikke behøver å endre sitt tilbud av bensin gitt at de andre oligopolistene opprettholder sine tilbud av bensin til de uavhengige stasjonene. Den integrerte oligopolisten kan øke sin profitt ved å øke sitt salg av bensin gjennom egne stasjoner og/eller ved å konkurrere med de andre oligopolistene om å levere bensin til de uavhengige stasjonene. Hvis det er mulig å øke sin profitt, vil det være incitament til vertikal integrasjon.

For markedsføring av bensin betyr dette at vertikal kontroll er utbredt fordi hvert enkelt oljeselskap har incitament til integrasjon.

De to foreslåtte endringene av Dixits modell - konsumentenes etterspørselsfunksjon og erstatte oppstrømsmonopolet med et oligopol - kan endre noen av konklusjonene til Dixit. Vertikal integrasjon kan være lønnsomt selv om teknologien er fast. Verifiseringen av denne påstanden kan være et interessant utgangspunkt for et videre arbeid om vertikal kontroll innenfor markedsføring av bensin.

4.4 PRISDISKRIMINERING OG NEDSTRØMSINTEGRASJON¹⁹

I 4.1 konstaterte vi at gevinsten ved vertikal integrasjon er lik null når en oppstrømsmonopolist integrerer med en nedstrømsnæring som har en fast produksjonsstruktur og der aktørene følger en pristakeratferd i alle markeder.

¹⁹Dette avsnittet bygger i hovedsak på kapittel 4 i Warren-Boulton (1978).

En implisitt forutsetning for dette resultatet er at monopolisten ikke har muligheter for prisdiskriminering. I dette avsnittet forutsettes det at monopolisten kan identifisere grupper av etterspørrere etter mellomproduktet.²⁰ Vi kan tenke på hver gruppe som en nedstrømsnæring. Etterspørselen etter mellomproduktet fra hver av nedstrømsnæringene representeres med sine respektive etterspørselsfunksjoner. Dersom disse funksjonene for gitte kvanta har forskjellige egenpriselasiteter, lønner det seg for oppstrømsmonopolisten å prisdiskriminere.

Oppstrømsmonopolisten står overfor to problemer når han skal fastsette forskjellige priser for sitt produkt: For det første kan det være vanskelig å separere de markedene effektivt slik at vidersalg hindres. For det andre kan prisdiskriminering være ulovlig og eventuelt vanskelig å skjule.

Dette avsnittet drøfter to metoder som oppstrømsmonopolisten kan bruke for å unngå de to problemene: Vertikal integrasjon, som diskuteres i delavsnitt 4.4.1, og bindende kontrakter, som drøftes i delavsnitt 4.4.2.

4.4.1 Implisitt prisdiskriminering ved nedstrømsintegrasjon.

Oppstrømsmonopolisten kan implisitt prisdiskriminere gjennom nedstrømsintegrasjon med næringer som har de mest priselastiske etterspørselene etter mellomproduktet. Etter at nedstrømsintegrasjon er gjennomført, økes markedsprisen på mellomproduktet, og monopolisten kan implisitt

²⁰Prisdiskriminering betyr i denne sammenhengen tredje-grads prisdiskriminering. Første-grads eller perfekt prisdiskriminering betyr at monopolisten selger hver enhet til dens reservasjonspris. I praksis betyr det at konsumentoverskuddet er lik null. Med annen-grads prisdiskriminering menes at "blokker" av produktet blir solgt til reservasjonsprisen til hver "blokk". Tredje-grads prisdiskriminering betyr at monopolisten kan identifisere to eller flere grupper av etterspørrere og prisene er forskjellige for de respektive gruppene. For en nærmere drøfting av disse begrepene vises det til Warren-Boulton (1978), kapittel 4.

prisdiskriminere ved å øke tilbudet av ferdigproduktet fra de integrerte næringene. Implisitt økes tilbudet ved å sette en lavere internpris på mellomproduktet. Arbitrage med mellomproduktet blir effektivt forhindret.

For å forenkle fremstillingen skal vi anta at det kun er mulig å identifisere to nedstrømsnæringer, X og Y. Videre er det hensiktsmessig å definere følgende variabler:

P = prisen på mellomproduktet uten prisdiskriminering,

P_x = prisen på mellomproduktet til industri X når monopolisten prisdiskriminerer og

P_y = prisen på mellomproduktet til industri Y når monopolisten prisdiskriminerer.

Dersom oppstrømsmonopolisten ikke prisdiskriminerer mellom industriene X og Y, vil de to næringene stå overfor den samme prisen på mellomproduktet, P . La oss forutsette at for denne prisen er etterspørselen etter mellomproduktet fra industri Y mer elastisk enn etterspørselen etter mellomproduktet fra industri X. Dette betyr at en 10 prosent økning av prisen P fører til at den prosentvise reduksjonen i etterspørselen er størst fra industri Y.

Når oppstrømsmonopolisten prisdiskriminerer mellom industri X og Y, er prisen for mellomproduktet levert til industri Y lavere enn prisen på mellomproduktet levert til industri X, dvs. $P_y < P_x$. For at prisdiskrimineringen skal fungere i praksis, må en sørge for at industri Y ikke selger mellomproduktet til X. En måte å oppnå dette på er vertikal integrasjon med næring Y.

Dersom oppstrømsmonopolisten integrerer med næringen som har minst priselastisitet, næring X, vil prisdiskrimineringen bryte sammen. Nedstrømsintegrasjon med næring X og implisitt prisdiskriminering fører til at

internprisen $P_x >$ markedsprisen P_y . En slik nedstrømsstrategi vil være umulig å praktisere siden den lave markedsprisen på mellomproduktet vil føre til nyetablering i den næringen som opprinnelig ble integrert inn i oppstrømsforetaket, og ferdigvareprisen i dette segmentet vil reduseres. Den implisitte prisdiskrimineringen vil bryte sammen siden nedstrømsavdelingen i det integrerte selskapet ikke kan konkurrere med nytablerne som kjøper mellomproduktet til en lavere pris enn internprisen.

Derimot er den implisitte prisdiskrimineringen vellykket når oppstrømsmonopolisten intergrerer med nedstrømsnæringen som har den mest priselastiske etterpørselen. Når oppstrømsmonopolisten integrerer med hele industri Y, etablerer han to markeder for mellomproduktet: Et eksternt marked for industri X og et internt marked for industri Y. Prisen i det eksterne markedet er lik P_x og internprisen er lik P_y . Gjennom integrasjonen med næring Y oppnår monopolisten kontroll over Ys incitament til videresalg av mellomproduktet til X. Mer viktig, det er ikke incitament til nyetablering og dermed konkurranse i dette segmentet siden markedsprisen på mellomproduktet er høyere enn den reele internprisen, $P_x > P_y$.

I tillegg kan integrasjonen legalisere prisdiskriminering siden det integrerte selskapet kan fastsette en internpris for mellomproduktet som er lik den eksterne markedsprisen, P_x . Det regnskapsmessige resultatet for nedstrømsavdelingen kan i så fall bli negativt.

I praksis kan det vise seg å være vanskelig for oppstrømsmonopolisten å integrere med hele næring Y. Hvis monopolisten integrerer med deler av nedstrømsnæringen og fastholder markedsprisen på mellomproduktet, blir de uavhengige nedstrømsforetakene utsatt for prisskvis. De uavhengige foretakene betaler en høyere pris på mellomproduktet enn internprisen i det integrerte foretaket. Konsekvensene kan bli at de uavhengige blir presset ut av markedet for ferdigproduktet, enten ved at de legges ned eller ved at de blir oppkjøpt av oppstrømsmonopolisten. Prisskvis kan altså føre til fullstendig integrasjon mellom oppstrømsmonopolisten og næring Y.

Blair (1976, side 241-246) gir en god beskrivelse av hvordan de åtte største oljeselskapene opprettholdt sin integrerte struktur. Metodene som ble brukt var leveringsbegrensninger overfor konkurrenter, pris-skvis og prisdiskriminering. I 1968 kjøpte uavhengige raffinerier bare 0,5 prosent av sitt forbruk av råolje fra de åtte største selskapene. En representant for et uavhengig raffineri uttalte i en senatshøring at de åtte største oljeselskapene "will not sell to independents, regardless of price", (Blair (1976), side 243). Uavhengige selskaper ble ofte utsatt for prisskvis, hvilket vil si at marginen råvare- og ferdigproduktprisen, blir mindre. I nedgangsårene 1954 og 1958 økte råoljeprisen, samtidig som bensinprisen sank.

Vertikal integrasjon åpner mulighetene for monopolisten til å separere markeder for dermed å kunne gjennomføre prisdiskriminering. Det integrerte selskapet øker den totale profitten. Det er derimot ingen entydig konklusjon når det gjelder den samfunnsøkonomiske verdien av integrasjon. For en utfyllende drøfting av samfunnsøkonomiske konsekvenser av vertikal integrasjon som strategi for å gjennomføre prisdiskriminering, vises det til Katz (1987).

Romano (1988) diskuterer vertikal integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en eller flere nedstrømsmonopoler. Oppstrømsmonopolisten ha incitamenter til vertikal integrasjon av to grunner, implisitt prisdiskriminering og internalisering av ineffektivitet i forbindelse med suksessive monopoler, jmf. diskusjonen i avsnitt 4.1.2. I modellen til Romano (1988) (og i diskusjonen i avsnitt 4.1.2) forutsettes det at nedstrømsmonopolene ikke konkurrerer med hverandre i ferdigvaremarkedene, verken direkte eller ved at de produserer substitutter. Dersom det er konkurranse mellom nedstrømsforetakene, for eksempel at produktene konkurrerer i anvendelser, er vi tilbake til Dixit's (1983) modell, som er drøftet i 4.3.

4.4.2 Bindende kontrakter

Siden vertikal integrasjon kan føre til juridiske problemer og det i en del tilfeller vil være kostnader forbundet med integrasjon, er det nyttig å studere hvorledes oppstrømsmonopolisten kan bruke andre former for vertikal kontroll enn integrasjon, for å oppnå gevinster av prisdiskriminering.

La oss se nærmere på hvordan monopolisten kan bruke bindende kontrakter til å oppnå de samme samordningsgevinstene som han ville ha fått av vertikal integrasjon. I en bindende kontrakt selger selgeren et produkt til en kjøper bare hvis kjøperen forplikter seg til å kjøpe andre produkter fra ham.

La oss forutsette at industri X bruker mellomproduktet og innsatsfaktor A i produksjonen av sitt ferdigprodukt og industri Y bruker innsatsfaktor B og mellomproduktet i produksjonen av sin ferdigvare. For å beskrive en bindende kontrakt er det hensiktsmessig å definere følgende variabler:

P_A = markedsprisen for produkt A og

P_B = markedsprisen for produkt B.

På samme måte som i delavsnitt 4.4.1 antas det at industri Ys etterspørsel etter mellomproduktet har en egenpriselastisitet som er høyere enn den tilsvarende for industri X når prisen på mellomproduktet er P. Dersom oppstrømsmonopolisten lykkes i å prisdiskriminere mellom X og Y, er $P_X > P_Y$.

Oppstrømsmonopolisten kan bruke to forskjellige bindende kontrakter for å oppnå gevinsten av prisdiskriminering: Bindende kontrakter med industri X og bindende kontrakter med industri Y. For at en bindende kontrakt skal gi de samme gevinstene som vertikal integrasjon, må en forutsette at produksjonsteknologien i den næringen som en inngår kontrakter med, er fast. Nødvendigheten av denne forutsetningen forklares nedenfor.

La oss forutsette at produksjonsstrukturen i industri Y er fast og forholdet mellom bruken av mellomproduktet og innsatsfaktor B er 1:1.²¹ Markedsprisen på mellomproduktet settes lik P_X og oppstrømsmonopolisten tilbyr næring Y følgende kontrakt: Dersom et foretak i næring Y skal kjøpe mellomproduktet til markedsprisen P_X , må det samtidig kjøpe produkt B til en pris som er lik $P_B + P_Y - P_X$.

Det kan være grunn til å merke seg at kontraktsprisen på produkt B er lavere enn markedsprisen på B. Dette følger av at $P_Y - P_X < 0$. Monopolisten "subsidiierer" næring Ys bruk av innsatsfaktor B. Monopolisten kan enten produsere B internt eller kjøpe det i markedet siden det forutsettes at markedsprisen for produkt B er lik den marginale kostnadene for dette produktet.

La oss anta at alle foretak i industri Y inngår en bindende kontrakt med oppstrømsmonopolisten. Siden produksjonsstrukturen forutsettes fast i Y, er enhetskostnaden til et foretak i denne næringen gitt som

$$P_X + (P_B + P_Y - P_X) = P_B + P_Y,$$

som er lik enhetskostnaden når monopolisten prisdiskriminerer.

Dette innebærer at den totale etterspørselen etter mellomproduktet fra industri Y er den samme som i tilfellet med prisdiskriminering.

Monopolisten på sin side vil, når vi bare betrakter salget til industri Y, bokføre en pris på mellomproduktet som er lik

$$P_X + (P_B + P_Y - P_X) - P_B = P_Y.$$

²¹Den siste antagelsen forenkler fremstillingen og er ikke nødvendig for at monopolisten skal kunne inngå en effektiv bindende kontrakt.

Det første leddet på venstresiden av likningen, P_x , er prisen som Y betaler for mellomproduktet. Det andre leddet, $P_B + P_Y - P_x$, er Ys betaling for produkt B, og det siste leddet, $-P_B$, er monopolistens kostnaden for produkt B. Den bokførte prisen på mellomproduktet er lik P_Y .

Siden næring Y etterspør det samme kvantumet av mellomproduktet og den bokførte prisen for mellomproduktet er den samme som i tilfellet prisdiskriminering, er resultatet for monopolisten av å selge mellomproduktet til industri Y det samme som i tilfellet prisdiskriminering.

Dermed kan monopolisten gjennom bindende kontrakter med alle foretakene i industri Y, oppnå det samme resultatet som han oppnår ved fullstendig integrasjon med næring Y.

Det som i praksis skjer er at monopolisten fastsetter en høy markedspris for mellomproduktet, P_x , og deretter lar foretakene i industri Y få rabatt via et annet produkt, som i dette tilfellet er produkt B.

Forutsetningen om fast produksjonsstruktur er nødvendig for at de bindende kontraktene skal fungere på samme måte som vertikal integrasjon. Fast produksjonsstruktur innebærer at det relative prisforholdet mellom to innsatsfaktorer ikke innvirker på etterspørselen etter mellomproduktet. Etterspørselen etter mellomproduktet avhenger kun av de totale variable enhetskostnadene og etterspørselen etter ferdigproduktet fra industri Y. Dersom produksjonsstrukturen i industri Y er variabel, vil den subsidierte prisen på innsatsfaktor B, $P_B + P_Y - P_x$, føre til vridninger i innsatsfaktorbruken i næring Y. Det vil si at næring Y etterspør mindre av mellomproduktet enn den ville ha gjort i tilfellet med prisdiskriminering.

På tilsvarende måte som i tilfellet vertikal integrasjon vil det være umulig å inngå bindende kontrakter med industri X når produksjonsstrukturen i denne næringen er fast. Den eksterne markedsprisen på mellomproduktet vil i det tilfellet være P_Y , og industri X må kjøpe innsatsfaktor A til en pris som er lik

$P_A + P_X - P_Y$, som er høyere enn P_A . Siden kontraktsprisen på A er høyere enn markedsprisen, vil dette gi incitmanenter til nyetablering og dermed konkurranse i næring X. Det vil derfor ikke være mulig for monopolisten å opprettholde kontraktene med den opprinnelige industri X.

Som en oppsummering kan vi fastslå at det er enklere å inngå effektive bindende kontrakter med den næringen som har mest prisfølsomme etterspørslen etter mellomproduktet. Bindende kontrakter med denne næringen inneholder et tilbud om å kjøpe andre innsatsfaktorer til priser som er lavere enn markedspriser.

Vi har argumentert for at oppstrømsmonopolisten har incitamentet til vertikal integrasjon med nedstrømsnæringer som har den mest priselastiske etterspørsel. Hvis det er flere enn to nedstrømsnæringer, vil det være lønnsomt med vertikal integrasjon med alle nedstrømsnæringene bortsett fra det segmentet som har den laveste egenpriselastisiteten. Monopolisten vil være indifferent mellom nedstrømsintegrasjon og ikke-integrasjon med den siste næringen.

Perry (1978,A) erstatter oppstrømsmonopolisten med en næring med ett dominerende foretak og et haleheng. Det dominerende foretaket møter altså konkurranse om å tilby mellomproduktet. Omfanget av nedstrømsinterasjon, her definert som antall integrerte nedstrømsnæringer i forhold til et gitt antall nedstrømsnæringer, vil avhenge av denne konkurransen på tilbussiden i mellommarkedet. I det ekstreme tilfellet med ingen konkurrenter, vil det dominerende foretaket, som nå kan oppfattes som en monopolist, ha incitamentet til nedstrømsintegrasjon for å gjennomføre implisitt prisdiskriminering, med alle nedstrømsnæringer bortsett fra den som er minst priselastisk. I et annet ekstremt tilfelle, med perfekt konkurranse i nedstrømsnæringen, vil den implisitt prisdiskrimineringen være umulig å gjennomføre, og det er heller ikke incitamentet til vertikal integrasjon. Perry (1978,A) viser at konkurransen fra aktørene i halhenget vil begrense nedstrømsintegrasjonen. For en gitt størrelse på halhenget, dvs. en gitt tilbudsfunksjon fra halhenget, vil det

dominerende foretaket ha incitamentet til vertikal integrasjon med et gitt antall nedstrømsforetak. Dersom nedstrømsintegrasjon blir for omfattende, vil konkurransen opptrøms umuliggjøre implisitt prisdiskriminering. For mer detaljert beskrivelse av dette poenget vises det til Perry (1978,A).

4.5 NEDSTRØMSNÆRINGEN ER FLERVAREPRODUSENTER

I dette delavsnittet drøftes det om det kan være incitamentet til vertikal integrasjon mellom en oppstrømsmonopolist og en nedstrømsnæring som produserer flere produkter. Det forutsettes at nedstrømsnæringen er en frikonkurransenæring. For å relatere diskusjonen til oljeindustrien kan vi tenke oss at oppstrømsmonopolisten er OPEC og at nedstrømsnæringen er raffinering.

Diskusjonen er delt i to: I delavsnitt 5.1 forutsettes det at det er perfekte muligheter for substitusjon mellom ferdigprodukter i produksjonen. I delavsnitt 5.2 antas det at det er faste koeffisienter i produksjonen av ferdigprodukter. Faste koeffisienter innebærer at det er ingen muligheter for substitusjon mellom ferdigprodukter.

Raffineringsindustrien produserer omtrent 7500 forskjellige produkter. På kort sikt, når et raffineri er utbygd, er det små muligheter for endring av de relative andelene av produkter som et fat råolje kan raffineres til. På lang sikt er det større muligheter for variasjon. For eksempel ved å oppgradere og bygge nye raffinerier som produserer relativt mer av lette produkter.

4.5.1 Perfekte substitusjonsmuligheter mellom ferdigprodukter

Som det allerede er nevnt vil det på lang sikt være muligheter for variasjon i produktspektret av raffinerte produkter. I det ekstreme tilfellet at det er mulig å variere helt fritt og det ikke er substitusjonsmuligheter mellom anvendelser av raffinerte produkter, vil det være samordningsgevinster av vertikal integrasjon.

Forutsetninger

For å vise dette skal vi anta at raffineringsteknologien, kostnadsforholdene i raffineringsindustrien og etterspørselsforholdene etter raffinerte produkter er som følger:

A1. Raffineriene produserer n produkter og det fins bare en type råolje på markedet. Råoljen leveres av en monopolist, OPEC.

A2. Et fat råolje kan raffineres til en enhet av hvert av produktene i , der $i=1,2,\dots,n$. La y betegne mengden av råolje og x^i mengden av det i 'te raffinerte produktet der $i=1,2,\dots,n$. Produksjonsmulighetsmengden for raffineringsindustrien er formelt gitt som

$$T = \{(y, x^1, x^2, \dots, x^n) \geq 0 \mid -y + \sum_{i=1}^n x^i \leq 0\}.$$

A3. Raffineringskostnadene består kun av råoljeprisen som betegnes med p^o .

A4. Etterspørselen etter det i 'te produktet er gitt ved den inverse etterspørselsfunksjonen $p^i = f^i(d^i)$, der p^i er prisen på det i 'te produktet, d^i er etterspørselen etter det i 'te produktet og $i=1,2,\dots,n$.

A5. Markedene for raffinerte produkter er frikonkurransemarkeder.

Ikke-integrasjon

La oss først anta at OPEC velger å ikke integrere med raffinerisektoren. OPEC tilpasser seg da som en monopolist i råoljemarkedet. Kartellet maksimerer sin profitt når det totale tilbudet er slik at den marginale inntekten er lik den marginale kostnaden for å produsere råolje. Markedsprisen på råolje er den prisen som er slik at den totale etterspørselen etter råolje er lik det totale tilbudet. Markedsprisen for råolje betegnes som p^o .

Når markedene for de raffinerte produktene er i likevekt, er markedsprisene lik de marginale kostnadene for de respektive produktene. Formelt kan dette uttrykkes som

$$(4.5.1) p^i \equiv f(d^i) = p^o, \text{ der } i=1,2,\dots,n.$$

Markedsprisene for de raffinerte produktene er identiske og lik råoljeprisen p^o .

Eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon

Når egenpriselasitetene for etterspørslene etter de raffinerte produktene varierer, vil OPEC kunne innkassere en samordningsgevinst av integrasjonen med raffineriene. Det finnes potensielt to typer av gevinster:

1) Den første er knyttet til eventuelle gevinster ved at internprisen for råolje i et integrert foretak er lavere enn prisen p^o . Men i dette tilfellet med den teknologien som er forutsatt i A2, vil det ikke være gevinster ved internprisen er lavere enn prisen p^o . Grunnen til dette er at produksjonen av ett raffinert produkt kan oppfattes som en produksjonsaktivitet uavhengig av produksjonsaktivitetene til de andre produktene. Det er da mulig å vise at det ikke er samordningsgevinster ved vertikal integrasjon.

For å vise dette formelt henvises det til Waterson (1984). Han viser at samordningsgevinsten er lik null når en oppstrømsmonopolist integrerer vertikalt med en nedstrømsnæring som har en fast produksjonsstruktur og som er en frikonkurransnæring. I vårt tilfelle er nedstrømsnæringen produksjonen av ett raffinert produkt.

2) Den andre typen av samordningsgevinster er knyttet til prisdiskriminering mellom raffinerte produkter. Prisdiskrimineringen kan gjennomføres ved å fastsette forskjellige internpriser for råolje. En høy internpris for råolje anvendt til raffinering av et produkt der etterspørselen er lite følsom overfor

prisendringer. Omvendt bør internprisen være lav når etterspørselen er mer følsom overfor prisendringer.

Hvis egenpriselasiteteten for bensin etterspørselen i absolutt termer er høyere enn den tilsvarende elastisiteten for fyringsolje, bør internprisen for råolje levert til bensin være høyere enn internprisen levert til produksjon av fyringsolje.

Oppsummering

Når det er perfekte substitusjonsmuligheter mellom ferdigprodukter kan OPEC oppnå samordningsgevinster av vertikal integrasjon med raffineringindustrien. Denne gevinsten skyldes muligheter for prisdiskriminering mellom raffinerte produkter.

Forutsetningen om perfekt variasjon i produktspektret kan være noe urealistisk for raffineringindustrien. Men det er klart at på lang sikt er det muligheter for å endre "output" miksen fra raffineriene. Dersom OPEC integrerer vertikalt med raffineringindustrien kan det føre til at på lang sikt vil raffineriene bygges slik at de er tilpasset OPECs diskriminerende priser på ferdigprodukter.

Robinson (1985, side 332) påviser at på 50- og 60- tallet var raffineriene til de store oljeselskapene lite fleksible på den måten at de bare produserte en bestemt miks av raffinerte produkter. Utover 70-tallet endret de strategi ved bygging av nye raffineriene: De ble bygd slik at de var fleksible når det gjelder endringer i produktspektret.

4.5.2 Faste koeffisienter

Samproduksjon i ett raffineri betyr at når et fat bensin raffineres, raffineres det i tillegg en rekke andre produkter. I dette delavsnittet drøftes det en

oppstrømsmonopolist har incitamentet til vertikal integrasjon når det er ingen variasjonsmuligheter i produktspektret i nedstrømsnæringen.

La oss holde fast ved forutsetningene A1-A5 med unntakelse av A3. Denne erstattes med en forutsetning om faste koeffisienter i raffineringsindustrien:

A3'. Produksjonsteknologien i raffineringsindustrien forutsettes å være slik at produksjonsmulighetsmengden til industrien er som følger:

$$T = \{(y, x^1, x^2, \dots, x^n) \geq 0 \mid -y + x^i \leq 0, \text{ for } i=1, 2, \dots, n \}.$$

Skyggeprisen til restriksjonen $-y + x^i \leq 0$ betegnes som ξ^i , der $i=1, 2, \dots, n$.

La oss betrakte likevektsbetingelsene i produktmarkedene når OPEC velger ikke-integrasjon. Det antas at OPEC tilpasser seg som en monopolist på tilbudssiden av råoljemarkedet og maksimerer sin profitt når markedsprisen på råolje er lik p^o . Vi skal videre forutsette at i likevekt er alle tilbudene av raffinerte produkter strengt positive. Nødvendige betingelser for likevekt i produktmarkedene er da gitt som

$$(4.5.2) \quad p^i \equiv f(d^i) = \xi^i \text{ for } i=1, 2, \dots, n \text{ og der } \sum_{i=1}^n \xi^i = p^o.$$

Betingelsen (4.5.2) betyr at når det i'te produktmarkedet er i likevekt er markedsprisen lik den marginale kostnaden, ξ^i , for dette produktet. I motsetning til i betingelsen (4.5.1) varierer de marginale kostnadene for de raffinerte produkten, og de kan, og vil når minst to av skyggeprisene er strengt positive, derfor være strengt mindre enn råoljeprisen p^o .

Incitamentet til vertikal integrasjon

La oss forutsette at OPEC integrerer med hele raffineringsindustrien. Vi skal nå drøfte eventuelle gevinster av integrasjonen. Diskusjonen er delt i to:

1) En konsekvens av integrasjonen er at raffineringsindustrien blir monopolisert. Dette igjen åpner for mulighetene til monopolprising i de forskjellige produktmarkedene og mulige gevinster ved integrasjon. Følgende eksempel vil belyse dette:

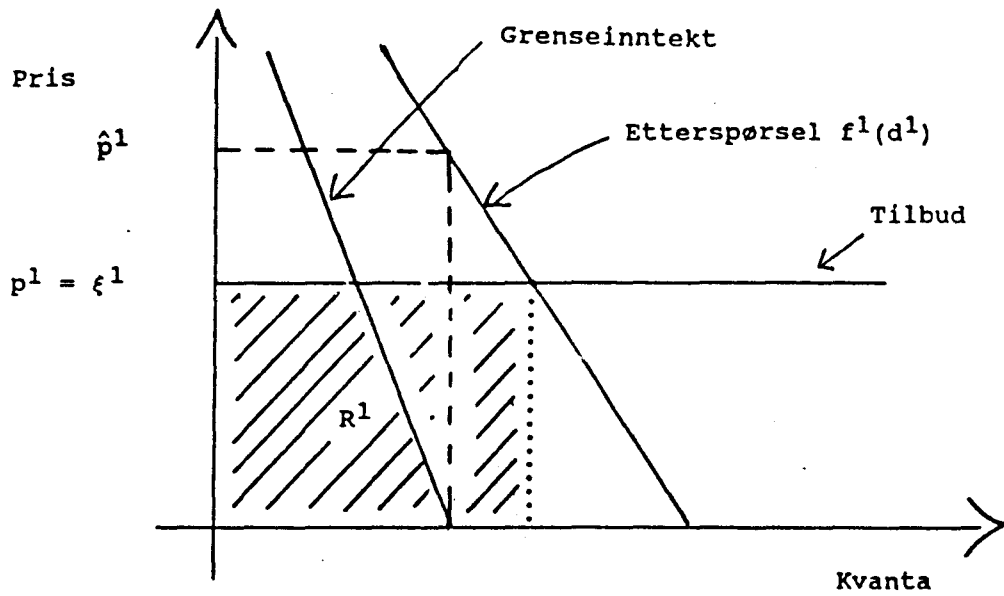
La oss anta at raffineriene produserer kun to produkter: Produkt 1 og produkt 2. Videre at i tilfellet ikke-integrasjon vil det i likevekt tilbys positive kvanta av de to produktene og at markedsprisene er strengt positive. Den simultane likevekten i to produktmarkedene er illustrert i de to figurene 4.6.A og 4.6.B. I likevekt vil markedsprisen på råolje $p^o = \xi^1 + \xi^2$.

La oss forenkle enda mer ved å anta at den marginale kostnaden for å produserer råolje er lik null. Da er profitten til oppstrømsmonopolisten i tilfellet ikke-integrasjon gitt som summen av de skraverte arealene R^1 og R^2 i henholdsvis figur 4.6.A og figur 4.6.B

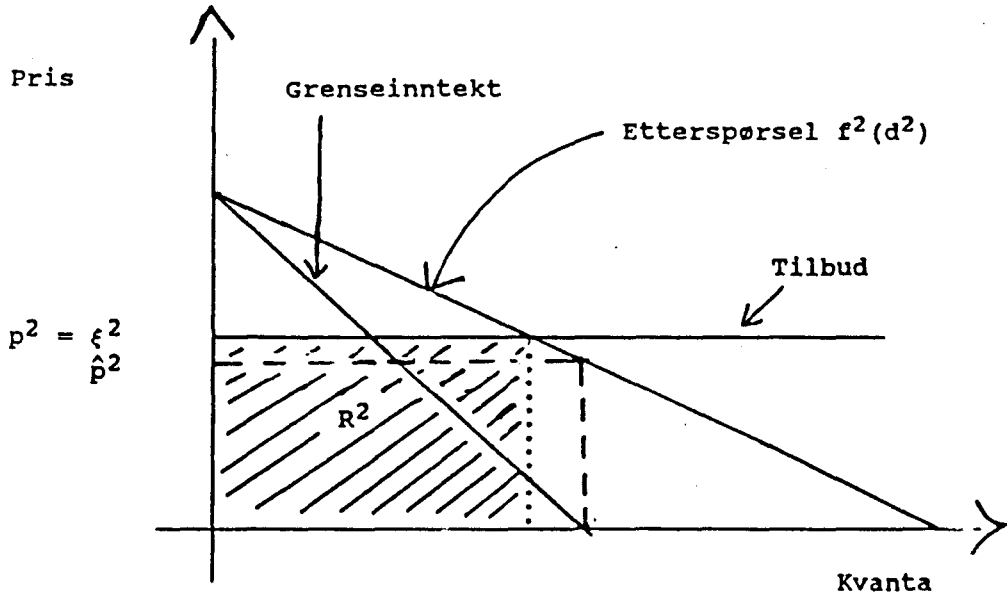
Når oppstrømsmonopolisten integrerer med hele nedstrømsnæringen har han muligheter til å tilpasse seg som en monopolist i hvert av produktmarkedene og på den øke sin totale profitt i forhold til tilfellet ikke-integrasjon. Den type av samordningsgevinster skyldes først og fremst monopoliseringen av nedstrømsnæringen og ikke selve den vertikale integrasjonen. Vi skal illustrere dette som følger:

Den marginale kostnaden i det integrerte foretaket er lik null for begge produkter siden summen av internprisene ξ^1 og ξ^2 i tilfellet integrasjon er lik null. Det integrerte foretaket kan utnytte sin monopolsituasjon til å øke sin profitt ved å tilby slike kvanta av de to produktene slik at grenseinntektsgrafene i de to markedene er lik null. Monopolprisene i de to markedene er henholdsvis \hat{p}^1 for produkt 1 og \hat{p}^2 for produkt 2, se figur 4.6.

Profitten i tilfellet integrasjon er i dette tilfellet høyere enn den er i tilfellet ikke-integrasjon.



Figur 4.6.A Likevekt i produktmarked 1



Figur 4.6.B Likevekt i produktmarked 2

2) For å isolere effekten fra vertikal integrasjon kan vi stille oss spørsmålet om det er mulig for det integrerte foretaket å øke sin profitt i forhold til profitten i tilfellet ikke-integrasjon ved ene og alene å bruke internprisen på råolje. Dette betyr at det integrerte foretaket ikke utnytter sin monopolsituasjon i produktmarkedene. I en slik situasjon vil det ikke være gevinster ved vertikal integrasjon. Grunnen til dette er at det ikke er mulig å skille råolje anvendt til de ulike produktene enten oppstrømsmonopolisten integrerer eller ikke. Dette er umulig siden produksjonsstrukturen er fast.

4.5.3 Oppsummering

Variasjon i produktspektret av raffinerte produkter kan gi incitamentener til vertikal integrasjon. Dette kan gjøres ved å prisdiskriminere mellom ulike raffinerte produkter. Kortsiktig dersom det er mulig å endre den relative sammensetningen av de raffinerte produktene, og langsiktig ved å bygge raffinerier som er tilpasset ulike internpriser for råolje. I tillegg kan OPEC oppnå gevinster ved en eventuell monopoliseringen av raffineringsindustrien.

4.6 HAR OPEC INCITAMENTER TIL NEDSTRØMSINTEGRASJON?

I en drøfting av Statoils nedstrømsstrategi er det viktig å klargjøre OPECs incitamentener til nedstrømsintegrasjon. Dette fordi OPECs strategivalg kan få få konsekvenser for råoljepriser og Statoils valg av integrasjonsstrategi. Dette avsnittet drøfter OPECs incitamentener til nedstrømsintegrasjon. Diskusjonen anvender teoriene som er gjennomgått i inneværende kapittel. Den overser eventuelle andre gevinster av vertikal integrasjon, jmf. kapittel 3.

Den sentrale forutsetningen i diskusjonen er at OPEC utøver markedsrett på tilbudssiden i råoljemarkedet. I delavsnitt 4.6.1 diskuteres OPECs maktgrunnlag. I delavsnitt 4.6.2 drøftes OPECs incitament til nedstrømsintegrasjon i henholdsvis raffinering og viderforedling av raffinerte produkter.

4.6.1 OPECs grunnlag for utøvelse av sin markedsrett.

OPEC har i forhold til andre råvarekarteller lyktes i sin strategi med å opprettholde høye priser. For å oppnå denne målsettingen har OPECs totale produksjon av råolje vært betydelig under medlemmenes totale kapasitet.

For å forklare hvorfor OPEC lyktes i sin målsetting, påpeker Danielsen (1982) blant annet følgende forhold:

i). Konsentrasjonen av lavkostnadsråolje er svært høy. Størstedelen av verdens totale reserver av råolje finnes i Midt-Østen, OPECs geografiske kjerneområde. I 1980 kontrollerte Saudi Arabia, Kuwait, De Forente Arabiske Emirater, Iran og Irak tilsammen 55,1 prosent av verdens totale påviste reserver. OPEC som helhet kontrollerte 67,9 prosent av reservene.²²

Etter nasjonaliseringene av oljeproduksjonen i de respektive medlemslandene OPEC, er det problematisk, for ikke å si umulig, for private selskaper å etablere seg på fritt grunnlag i medlemsstatene. Private selskaper er involvert i enkelte OPEC-land men myndighetene har kontroll over produksjonsvolumet. Produksjonen fra OPEC er i praksis kontrollert av myndighetene innenfor de respektive medlemsstatene i OPEC.

²²Kilde: Danielsen (1982).

Det er altså relativt få aktører som kontroll over størstedelen av verdens oljereserver. I tillegg er disse reservene billige å bygge ut.

ii). Det er ikke noe annenhåndsmarked for råolje. Når råolje blir brukt, forsvinner den praktisk talt opp i luften. Dette står i motsetning til gjenvinnbare råvarer som jern og kobber.

iii). Råoljeproduksjon er svært fleksibel. Innenfor en gitt produksjonskapasitet er det teknisk enkelt å øke eller å redusere produksjonen.

iv). Det er relativt rimeligere å lagre råolje i grunnen enn det er å lagre den etter at den er pumpet opp av grunnen. Følgelig er det billigere å lagre råolje for tilbyderne enn det er for etterspørrene etter råolje, noe som gjør det enklere for OPEC å utnytte sin markedsrett. For andre råvarer, for eksempel kaffe, er kostnadene av lagring de samme for tilbydere av og etterspørre etter varene.

For å anvende teoriene som er gjennomgått i dette kapittelet, til å analysere OPECs integrasjonsstrategier er det nødvendig med noen forenklede forutsetninger:

a) OPEC modelleres som én aktør. Dette er selvsagt en forenkling siden kartellet består av 13 medlemsstater med ulike reservegrunnlag og preferanser for uttømming av reserver.

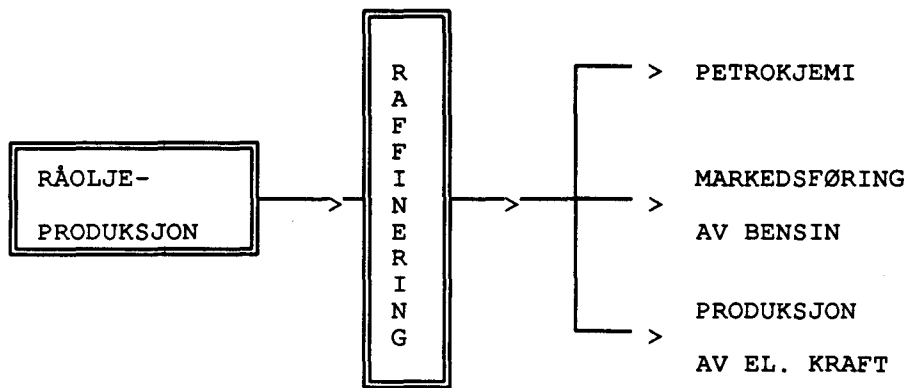
b) OPEC er den eneste tilbyderen av råolje. I praksis er markedsretten til OPEC begrenset av andre tilbydere av råolje. En alternativ måte å modellere tilbudssiden av markedet for råolje på, er å modellere OPEC som ett dominerende foretak og andre tilbydere som prisfaste kvantumstilpassere.²³

²³Se for eksempel Lensberg (1986) og Danielsen (1982).

c) Råoljemarkedene er statiske. Siden råolje er en begrenset ressurs, overser statiske modeller det dynamiske aspektet ved OPECs tilpasning i råoljemarkedet.

4.6.2 Eventuelle samordningsgevinster av OPECs nedstrømsintegrasjon.

Raffineringsindustrien er et sentralt ledd når OPEC velger strategi for nedstrømsintegrasjon. Dersom det er samordningsgevinster av å integrere med for eksempel petrokjemisk industri, er det nødvendig for OPEC å ha kontroll med deler av raffineringsindustrien. Hvis OPEC ikke har denne kontrollen, vil det være umulig å innkassere samordningsgevinsten av å integrere med petrokjemisk industri. OPECs kontroll med raffineringsindustrien kan utøves på alternative måter. En direkte måte er å eie raffinerier, dvs. vertikal integrasjon. En annen måte er å leie raffineringskapasitet, der leien reflekterer kostnadene for bygging av ny kapasitet.



Figur 4.7 Skisse over oljeindustrien.

I dette delavsnittet drøftes det først om det eksisterer samordningsgevinster for OPEC av å integrere med raffineringsindustrien. Deretter diskuteres det

om det er incitamentener til videre integrasjon i viderforedling og markedsføring av raffinerte produkter.

Incitamentener til vertikal integrasjon med raffinerier

For å strukturere diskusjonen, forutsettes det i denne delen at OPEC ikke integrerer med næringer som videreforedler raffinerte produkter. I praksis betyr dette at råoljeproduksjon betraktes som en oppstrømsnæring og raffinering som en nedstrømsnæring.

Variasjon i råoljekvalitet.

Råoljer varierer i kvalitet. Et mål for en råoljes kvalitet er den såkalte API-graden.²⁴ En lav API-grad for en råolje betyr at den er en tung råolje. Noe som igjen betyr at et raffinert fat av denne råoljeen gir, alt annet likt, en større andel av tyngre produkter enn den tilsvarende andelen for en råolje med en høyere API-grad. Prisdifferanser reflekterer kvalitetsforskjeller mellom råoljer. I dagens marked prises råolje med en lav API-grad lavere enn en råolje med en høy API-grad.

Hver enkelt medlem av OPEC kan ha incitamentener til vertikal integrasjon med raffinerier for å internalisere vridninger i bruken av ulike råoljetyper, jmf. teoriene i avsnitt 4.2. Teoriene der sier; når en råvare prises som et monopolprodukt og råvaren konkurrerer med andre produkter som innsatsfaktorer i viderforedling, kan det være incitamentener til vertikal integrasjon for produsenten av råvaren. Grunnen til dette er at monopolprising av en råvare fører til en ineffektiv utnyttelse av råvaren i viderforedlingen.

Venezuelansk råolje har en gjennomsnittlig API-grad som er meget lav. Venezuela har gjennom sitt statlige oljeselskap Pdvsa, satset betydelig på raffinering, jmf. kapittel 2. Denne strategien kan forklares med effektivitetsgevinster av å internalisere vridninger mellom venezuelansk råolje og råoljer med høyere API-grad. Siden venezuelansk råolje konkurrerer med

²⁴API står for American Petroleum Institute.

råolje produsert av andre medlemmer i OPEC kan venezuelansk nedstrøms-integrasjon først og fremst være en måte til å forbedre sin egen posisjon innad i OPEC på.

Produktspektrum av raffinerte produkter

Raffineringsindustrien produserer omtrent 7500 forskjellige produkter. På kort sikt, når et raffineri er utbygd, er det små muligheter for endring av de relative andelene av produkter som et fat råolje kan raffineres til. På lang sikt er det større muligheter for variasjon. For eksempel ved å oppgradere og å bygge nye raffinerier som produserer relativt mer av lette produkter.

Dersom OPEC velger å ikke integrere med raffinerier, vil etterspørerne etter raffinerte produkter i praksis stå overfor produktpriser som reflekterer den samme råoljeprisen. Vi ser da bort fra prisdifferanser for råolje på grunn av kvalitetsforskjeller på råolje. Siden mange av de raffinerte produktene ikke konkurrerer med hverandre vil OPEC ikke kunne utnyttet sin markedsrett til å prisdiskriminere mellom etterspørere av ulike raffinerte produkter.

Variasjon i produktspektret av raffinerte produkter kan gi incitamenter til vertikal integrasjon. Dette kan gjøres ved å prisdiskriminere mellom ulike raffinerte produkter. Kortsiktig dersom det er mulig å endre den relative sammensetningen av de raffinerte produktene, og langsiktig ved å bygge raffinerier som er tilpasset ulike internpriser for råolje. I tillegg kan OPEC oppnå gevinster ved en eventuell monopoliseringen av raffineringsindustrien.

Incitamentet til vertikal integrasjon med næringer som videreføder raffinerte produkter

Prisdiskriminering.

Det er to former for prisdiskriminering som kan være aktuell:

Den første formen er prisdiskriminering mellom etterspørrere etter forskjellige raffinerte produkter. Denne formen ble diskutert i det forrige delavsnittet, og der ble det argumentert for at det er tilstrekkelig for OPEC å integrere med raffineringsindustrien for å oppnå eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon.

Den andre formen er prisdiskriminering mellom etterspørrere etter det samme raffinerte produktet. For at det skal være samordningsgevinster av integrasjonen, må det for en gitt pris på dette produktet være variasjon i egenpriselasitetene for etterspørrere. Dersom dette er tilfellet, kan det være samordningsgevinster av OPECs integrasjon med enkelte av disse etterspørrerne av produktet, jmf. teoriene i avsnitt 4.4.

Et eksempel er bensin. Egenpriselasitetene for etterspørerne etter bensin kan variere mellom geografiske markedssegmenter. Dersom dette er tilfellet, kan OPEC gjennom kontroll med bensinstasjoner i ett geografisk markedssegment differensiere bensinpriser mellom segmenter. Dette hindrer salg av bensin mellom markedssegmenter.

Internalisering av vridninger i innsatsfaktorbruken.

I petrokjemisk industri konkurrerer LPG med våtgass som råstoff i produksjonen av petrokjemiske produkter. Uten integrasjon vil det være et avvik mellom markedspriser og marginale kostnader for LPG-produkter. Dette avviket fører til en vridning av råvarebruken fra LPG-produkter til våtgass. Kortsiktig ved direkte substitusjon, dersom det er teknisk mulig, og langsiktig ved å bygge petrokjemiske anlegg som baserer seg på å bruke våtgass som råstoff.

OPEC kan gjennom vertikal integrasjon med petrokjemisk industri internalisere disse vridningene og oppnå samordningsgevinster ved integrasjonen. Dette kan forklare OPECs satsing på petrokjemisk industri.

Tilsvarende kan det argumenteres for at OPEC kan oppnå samordningsgevinster ved vertikal integrasjon med oljebasert produksjon av elektrisk kraft. Fyringsoljer konkurrerer med gass og kull i produksjonen av elektrisk kraft. Gevinsten ved integrasjonen kommer fra at gass og kull substitueres med fyringsoljer. Kortsiktig dersom det teknisk mulig og langsiktig ved at det bygges flere oljebaserte kraftverk.

Markedsmakt i viderforedling av raffinerte produkter

Som allerede nevnt produseres det fra raffineriene omtrent 7500 forskjellige produkter. Det kan være knyttet markedsmakt til tilbudet av noen av disse produktene på grunn av produkt differensiering eller geografisk plassering. Markedsmakten vil blant annet avhenge av hvor nære substitutter det finnes til disse produktene.

Et eksempel er nok en gang markedsføring av bensin. I en del nasjonale markeder for bensin er det relativt få aktører. Det kan derfor være grunn til å tro at disse har markedsmakt i markedsføring av bensin. OPEC kan da gjennom oppkjøp av bensinstasjonskjeder i disse markedene oppnå samordningsgevinster ved vertikal integrasjon.

4.6.3 Oppsummering.

Diskusjonene i dette kapittelet har vært svært skjematisk og uten tallfesting av eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Det er også grunn til å understreke at selv om det eksisterer samordningsgevinster ved vertikal integrasjon, er det ikke sikkert at dette er den optimale strategien for OPEC. Gevinstene må avveies mot kostnadene ved integrasjon som for eksempel

kostnadene ved å holde en større andel av dets formue i oljerelaterte aktiviteter.

KAPITTEL 5

OPPSUMMERING OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

5.1 OPPSUMMERING

Deskriptiv del

Den vertikale strukturen i oljeindustrien før 1973 var karakterisert av to forhold:

- i) De dominerende selskapene, "syv søstre" og "Top Eight", var i stor utstrekning vertikalt integrert, dvs. de var i stand til å raffinere og markedsføre den råolje de selv produserte. Siden disse selskapene kontrollerte størstedelen av de totale produksjonsaktivitetene for råolje, var oljenæringen sett under ett preget av vertikal integrasjon, i den betydningen at råolje kunne byttes innenfor vertikalt integrerte foretak.
- ii) Når vi studerer vertikal integrasjon på selskapsnivå og små selskaper tillegges samme vekt som store selskaper, var industrien karakterisert ved desintegrasjon. De fleste oljeselskapene var ikke-vertikalt integrert; de var i hovedsak involvert i enten produksjon av råolje eller raffinering/markedsføring av oljeprodukter.

Etter OPEC-statenes nasjonaliseringer av sine respektive råoljeproduksjoner, ble de internasjonale oljeselskapene påtvunget desintegrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering. I begynnelsen av 80-tallet økte disse selskapene sine integrasjonsgrader mellom råoljeproduksjon og raffinering gjennom salg og

nedleggelse av raffineringskapasitet. Disse økningene i integrasjonsgradene er nødvendigvis ikke uttrykk for en bevist integrasjonsstrategi. En alternativ forklaring til økningene er tilpasninger til endrede markedsforhold for raffinerte produkter siden det i begynnelsen av 80-tallet var en betydelig overkapasitet i raffineringindustrien og den eksisterende industrien var dårlig tilpasset de endringene i relative priser for raffinerte produkter som skjedde på den tiden.

OPECs statenes nedstrømsengasjement har økt etter 1973. Spesielt har de involvert seg i raffinering og petrokjemisk industri. Noen av medlemslandene, spesielt Kuwait og Venezuela, har engasjert seg relativt mye innenfor raffinering og markedsføring av bensinprodukter i USA og Vest-Europa. Andre medlemmer, som Iran og Irak, har foreløpig i liten grad engasjert seg i nedstrømsengasjementer utenfor landenes respektive grenser. OPECs samlede engasjement i nedstrømsaktiviteter **utenfor** landene's respektive grenser er foreløpig beskjedent; i 1989 var raffineringkapasiteten 1,6 mill. fat pr. dag.¹

Teoretisk del

Utgangspunktet for den teoretiske delen er en betraktning om at foretak og markeder er alternative måter til å allokere ressurser på. Dersom det er markedssvikt, kan vertikal integrasjon være den mest effektive måten å fordele ressurser på. Her drøftes tre former for markedssvikt som kan skape incitamenter til vertikal integrasjon: Transaksjonskostnader, ufullstendige markeder og markedsmakt.

Eksistensen av transaksjonskostnader kan gi positive samordningsgevinster ved vertikal integrasjon. Et eksempel på dette er de norske myndighetenes rammebetingelser for omsetting av eierandeler. Skyggeprisene på rammebetingelsene er en form for transaksjonskostnader som fører til at det

¹Kilde: PIW, 15/1-1990.

er gevinster ved å organisere leting, utbygging og drift av en oljeforekomst i et foretak.

Manglende informasjonsmarkeder og markeder for allokering av risiko kan også føre til økonomiske gevinster av vertikal integrasjon. Fremveksten av futuresmarkeder for råoljer og oljeprodukter reduserer behovet av å integrere vertikalt i oljeindustrien for å innhente nødvendig informasjon og allokere risiko.

Utøvelse av markedsrett i oppstrømsnæringen fører til et avvik mellom markedspris og marginale kostnader for mellomproduktet. Dette avviket kan føre til at det er samordningsgevinster ved vertikal integrasjon. Om det er noen gevinst og eventuelt størrelsen på den avhenger av markedsstrukturen i nedstrømsnæringen, substitusjonsmuligheter av innsatsfaktorer i nedstrømsnæringen og oppstrømsnæringens muligheter til å prisdiskriminere mellom etterspørrere etter mellomproduktet.

Dersom det er suksessiv markedsrett vil det uten integrasjon være to påfølgende feilaktige prissignaler. Vertikal integrasjon reduserer antallet fra to til en og fører til økonomiske gevinster for det integrerte foretaket.

Når produksjonsstrukturen i nedstrømsnæringen er variabel, internaliserer vertikal integrasjon vridninger i innsatsfaktorbruken i nedstrømsnæringen. det vil da være incitament til vertikal integrasjon, jmf. teoriene i avsnitt 4.2. Teoriene der sier når en råvare prises som et monopolprodukt og råvaren konkurrerer med andre produkter som innsatsfaktorer i videreføring, kan det være incitament til vertikal integrasjon for produsenten av råvaren. Grunnen til dette er at monopolprising av en råvare fører til en ineffektiv utnyttelse av råvaren i videreføringen.

Vertikal integrasjon er en metode et oppstrømsforetak med markedsrett til å gjennomføre prisdiskriminering mellom etterspørrere etter mellomproduktet.

I den delene i avhandlingen formuleres et ikke-kooperativt spill hvor integrasjon er beslutningsvariabler. Originaliteten av dette er det å formulere spillet. Likevekten i spillet er fullstendig integrasjon selv om den totale industriprofitten er minst i dette tilfellet.

5.2 FORSLAG TIL VIDERE ARBEIDER

1) Incitamenter til vertikal integrasjon for en monopolistisk ressurseier

I kapittel 4 gis det en litteraturoversikt over når oppstrømsforetak med markedsmakt har incitamenter til vertikal integrasjon. Konklusjonen er at det kan være incitamenter for vertikal integrasjon. Et felles trekk ved disse teoriene er at de drøftes innenfor rammen av statiske modeller. Siden råolje er en begrenset ressurs, fanger de statiske modellene ikke opp det dynamiske aspektet ved for eksempel OPECs tilpasning i råoljemarkedet.

Det kan derfor være ønskelig om dynamiske modeller gir konklusjoner som er kvalitativt forskjellige fra konklusjonene i kapittel 4. Til dette formålet kan man bruke to typer modeller:

a) I den første modellen forutsettes det at oppstrømsnæringen er en monopolist som eier en begrenset ressurs. På tilsvarende måte som i kapittel 4, drøftes vertikal integrasjon når det er

- suksessiv markedsmakt,
- muligheter for substitusjon av innsatsfaktorer i nedstrømsnæringen og
- muligheter for oppstrømsmonopolisten til å prisdiskriminere.

b) I den andre modellen erstattes monopolisten med et dominerende foretak som har et haleheng av prisfaste kvantumstilpassere. I tillegg til de ovenfornevnte problemstillingene under punkt a), drøftes det om det er eventuelle gevinster av vertikal integrasjon for foretak i halehenget.

2) "Konsekvenser for et kartell når noen av medlemmene integrerer vertikalt"

Kuwait har som nevnt satset relativt mye på raffinering og markedsføringsaktiviteter utenfor landets grense. Noen hevder at denne strategien er fordelaktig for Kuwait i sitt forhold til de andre medlemmene av OPEC.² I første halvdel av 1988 var den offisielle prisen på OPEC-råolje 18 dollar pr. fat. Et svakt marked har ofte satt medlemmene i vanskelig avveining mellom å selge med rabatt og å la råolje ligge i grunnen. Kuwait har større muligheter enn de andre medlemmene til å unngå OPECs offisielle priser siden de har anledning til å raffinere råolje i egne anlegg i Europa. Råoljen kan prises etter OPECs offisielle priser, samtidig som produktene selges til konkurransedyktige priser. Dette kan gi Kuwait større muligheter enn de andre medlemmene av OPEC til å utnytte sin kvote i et marked med overskuddstilbud. I følge Terzian (1989) er det kjent innenfor oljenæringen at KPCs nedstrømsavdelinger systematisk pådrar seg regnskapsmessige tap utenlands. Det kan være skattemotivert eller også uttrykk for at internprisene for råolje er lavere enn de bokførte og offisielle prisene.

Forslaget går ut på å gjennomføre en teoretisk analyse av konsekvensen på samholdet innad i et kartell av at enkelte medlemmer satser på nedstrømsengasjement. Motivasjonen for å utføre en teoretisk analyse er å anvende den til å drøfte konsekvenser for OPEC og råoljeprisen av at noen av medlemmene integrerer vertikalt.

²The Economist, 26'te mars 1988, side 59-60.

3) "OPECs nedstrømsengasjement i et politisk spill."

Vestlige land argumenterer ofte at de må redusere sitt oljeforbruk for å gjøre seg mindre sårbar overfor en eventuell oljeboikott fra OPEC sin side. For å gjøre seg mindre sårbare overfor en eventuell boikott, oppmuntrer og støtter myndighetene i disse landene tiltak som energisparing og overgang fra olje til andre energibærere. Konsekvensen av å følge denne strategien er en reduksjon i etterspørselen etter råolje, relativt til å ikke følge denne strategien. OPEC på sin side er interessert i å opprettholde etterspørselen etter råolje. En måte å gjøre dette på er å gjøre det troverdig overfor de vestlige landene at oljeboikott ikke vil bli brukt i politiske situasjoner. Sannsynligheten for at OPEC skal bruke boikottvåpnet er avhengig av kostnadene ved en boikott. På kort sikt vil det være en kostnad i forbindelse med det direkte inntektsbortfallet som følger av en boikott. På lang sikt kan den føre til at vestlige land iverksetter enda flere tiltak for å gjøre seg uavhengig av OPEC-olje.

Desto høyere kostnader for OPEC av en boikott, desto mindre sannsynlig er det at boikott vil bli brukt som politisk virkemiddel. OPEC kan gjennom økt nedstrømsengasjement øke sine kostnader av en boikott og dermed øke troverdigheten for at OPEC ikke bruker boikottvåpnet. OPECs nedstrømsintegrasjon kan være en måte for OPEC "å binde seg til masten på."

APPENDIKS 1

Norsk Olje a.s



Kontrakt

Mellom

(nedenfor kalt Forhandleren)

og Norsk Olje a.s
(nedenfor kalt Norol)

er inngått følgende kontrakt:

§ 1.

På eiendommen kommune

skal det så lenge denne kontrakt gjelder, drives bensinstasjon med tilhørende virksomhet på de vilkår som fastsettes i denne kontrakt, og for øvrig i henhold til de retningslinjer som til enhver tid fastsettes for drift av Norolstasjoner.

§ 2.

Norol yter:

Forhandleren yter:

§ 3.

Allt utstyr, teknisk materiel, skilt o.l. som Norol forsyner stasjonen med holdes forsikret av Forhandleren.

Forsikringen skal tegnes med virkning fra den dato forværende kontrakt trer i kraft og skal godkjennes av Norol innen 3 – tre – måneder deretter.

Norol anbefaler Forhandleren å tegne en kombinert forsikring som bl.a. omfatter brannskade, vannskade, tyveri, hærverk- og glassforsikring samt eventuelt ansvar han måtte komme i forbindelse med drift av stasjonen.

§ 4.

Forhandleren forplikter seg til å kjøpe fra Norol hele sitt og stasjonens behov for motordrivstoff, smøremidler og Norols øvrige mineraloljeprodukter. I tilfeller hvor Norol påberoper seg force majeure, har Forhandleren anledning til å foreta dekningskjøp.

Forhandleren forplikter seg til å gå aktivt inn for markedsføring av det vare- og tjenesteutvalg som Norol til enhver tid legger opp til sine stasjoner. Dette begrenser ikke Forhandlerens rettigheter ifølge avsnitt A nr. 5 i avtale om regulering av forholdet mellom oljeselskapene og forhandlerne.

På stasjonen skal ikke selges, omsettes eller lagres mineraloljeprodukter som konkurrerer med de som markedsføres av Norol og Forhandleren skal ikke direkte eller indirekte være interessert i omsetning av slike konkurrerende produkter.

§ 5.

Norol forplikter seg til å levere til bensinstasjonen motordrivstoff, smøremidler og andre produkter som Norol markedsfører over sine stasjoner. Ved eventuell knapphet på mineraloljeprodukter forplikter Norol seg til å foreta en saktis begrunnet fordeling mellom stasjonene.

§ 6.

Forhandleren forplikter seg til å holde på lager tilstrekkelig kvanta av Norols mineraloljeprodukter for videresalg.

Reklamasjoner over Norols anførte mål og vekt må framsettes straks ved varens mottagelse.

Forhandleren må følge det opplegg for distribusjon som Norol finner mest hensiktsmessig.

Bestilling av varer må foretas etter retningslinjer som fastsettes av Norol under hensyn til stasjonens behov og beliggenhet.

Motordrivstoff uttas i hele tankbillaster eller det kvantum Norol finner hensiktsmessig å levere.

Forhandleren er ansvarlig for at oppfylling fra tankbil skjer i riktige tanker på stasjonen.

§ 7.

Forhandlerens kjøp av varer fra Norol skal skje til Norols til enhver tid for utsalgsstedets gjeldende forhandlerpriser og betingelser.

Betalingsbetingelsene er for tiden:

Motordrivstoff fra tankbil:

Andre produkter:

Kjøpet skjer for øvrig på vilkår som angitt i Norols til enhver tid gjeldende sluttседdelbetingelser.

Någjeldende sluttседdelbetingelser vedlegges og er å anse som en del av denne kontrakt.

§ 8.

Bensinstasjonen skal drives for Forhandleres regning og risiko.

All vedlikehold av bygninger og utstyr bæres av Forhandleren, unntatt utstyr beskrevet i eget bilag.

§ 9.

Forhandleren skal personlig lede den daglige drift.

Står et aksjeselskap som forhandler, skal det utpekes en daglig leder.

Bensinstasjonen skal anvendes til salg av motordrivstoff, smøremidler og andre mineraloljeprodukter, bilpleiemidler, bilrekvisita og andre produkter som vanligvis selges fra bensinstasjoner.

Det skal ikke drives annen virksomhet i vaske- og servicehallene enn vask, smøring, oljeskift og kvikkvask for biler (ikke karosseri- og motorreparasjoner, understellsbehandling og lignende).

Eventuell godkjenning av annen virksomhet som ønskes drevet på stasjonen, må foreligge skriftlig fra Norol på forhånd.

§ 10.

Stasjonen skal holdes åpen for salg minimum slik:

Sommer: / - / timer pr. uke.

Vinter / - / timer pr. uke

Den daglige åpningstid fastsettes under hensyn til trafikk- og konkurranseforhold på stedet.

Åpningstiden skal bekjentgjøres på skilt lett synlig for kundene.

§ 11.

Forhandleren skal sørge for at det til enhver tid hersker god orden og renslighet på stasjonen.

Stasjonsområdet, lokaler og skilter skal være belyst etter Norols bestemmelser for belysning.

Stasjonens betjening skal i tjenesten være iført uniform som foreskrivet av Norol. Uniformen skal være ren og i god stand.

Tankenes påfyllingsanordninger skal holdes låst og fri for sand, vann, snø og is. Alle stasjonens pumper skal daglig pusses/rengjøres.

§ 12.

Norol tilbyr opplæring av bensinstasjonspersonell (f.eks. ved selskapets forhandler-skole) og Forhandleren forplikter seg til å delta i slik opplæring.

Forhandleren er ansvarlig for at betjeningen på stasjonen får den nødvendige opplæring og utvikling i sitt arbeid.

Forhandleren skal benytte et av Norol godkjent regnskapssystem, og skal samarbeide med Norol om gjennomføring av regelmessig driftsrapporter som belyser lønnsomhet av de forskjellige salgs- og servicevirksomheter på stasjonen.

§ 13.

Forhandleren plikter å føre kontroll med kvantum og kroner solgt fra pumper og tanker.

Tankene skal peiles daglig. Peilerapport skal føres og oppbevares på stasjonen. Oppdages lekkasjer skal Forhandleren straks underrette Norol og skriftlig bekrefte denne underretning.

Etter oppfylling av tankene, kraftig regnvær eller snøsmelting skal tankene peiles med "Vannfinnerpasta". Påvises vann må dette fjernes omgående.

§ 14.

Tap eller skade oppstått i kontraktstiden som følge av svinn, lekkasje eller enhver annen grunn, herunder også skader som følge av feil ved utlånt utstyr, bæres av Forhandleren, med mindre tapet eller noen del skyldes uaktsomhet fra Norols side.

Norol skal i henhold til gjeldende instruksjoner underrettes om feil eller skader som oppstår på stasjonen eller på utstyret.

Forhandleren plikter selv å gjøre seg kjent med gjeldende offentlige lover, regler og forskrifter som vedrører virksomheten.

§ 15.

Partene er enige om at den årlige omsetning fra stasjonen etter års drift skal være minimum liter drivstoff. Oppnås ikke den omsetning, kan kontrakten sies opp av Norol med 3 – tre – måneders varsel, med mindre salgsvikten skyldes forhold Forhandleren ikke er herre over.

§ 16.

Denne kontrakt gjelder til:

Dersom kontrakten ikke er oppsagt skriftlig av en av partene 6 – seks – måneder før kontraktstidens utløp, løper den videre med 5 – fem – år ad gangen på samme vilkår som før.

Oppsigelsestiden er også i denne og senere 5-års perioder 6 – seks – måneder før kontraktutløp.

Er kontraktstiden opprinnelig satt lengre enn 17 år fordi Norol har ydet lån eller kausjonert for lån med amortiseringstid svarende til kontraktens lengde, har Forhandleren når 17 år er gått av kontraktstiden, adgang til å fri seg fra kontrakten mot å betale restbeløpet på lånet.

Ved kontraktopphevet etter oppsigelse eller misligholdelse fra Forhandlerens side, skal Norol overfor nåværende eller senere eiere av eiendommen gnr. bnr. i kommune, ha rett til i sitt valg, helt eller delvis å fjerne tanker, pumper og annet utstyr og teknisk materiell som Norol har utlånt til Forhandleren, eller kreve hel eller delvis innløsning av slikt utstyr og materiell. Alle kostnader ved demontering av Norols utstyr bæres av Forhandleren. Videre skal Norol overfor nåværende eller senere eiere av eiendommen ha rett til å kreve innløst verdien av ethvert bygningsmessig eller annet arbeid som Norol helt eller delvis har bekostet på eiendommen. Innløsningssummen fastsettes ved skjønn.

Åpnes konkurs eller akkordforhandling hos Forhandleren opphører Norols leveringsforpliktelse. Norol kan kreve å overta driften av stasjonen omgående og så lenge Norols salgsrettigheter er påheftet eiendommen, mot et rimelig vederlag til boet som i mangel av enighet blir å fastsette ved voldgift.

§ 17.

I tilslutning til denne kontrakt, underskriver Forhandleren vedlagte erklæring (bilag 2) som tinglyses for Norøls regning, på eiendommen gnr. bnr. i kommune.

§ 18.

Norol kan overdra sine rettigheter og forpliktelser etter denne kontrakt.

§ 19.

Enhver tvist som måtte oppstå i forbindelse med denne kontrakt avgjøres ved voldgift i Oslo overensstemmende med Rettergangslovens kapittel 32.

§ 20.

Kontrakten er utskrevet i eksemplarer, hvorav partene beholder hver.

§ 21.

Endringer eller tillegg til denne kontrakt skal for å være gyldig, gjøres skriftlig og undertegnes av partene.

..... den

.....

Norsk Olje a.s

APPENDIKS 2

Dette appendikset inneholder bevis for resultat 1 i kapittel 3. Den sentrale delen av beviset er at mengder beholder sine egenskaper under addisjon:

Dersom både Y_a og Y_b er lukkede og konvekse er mengden $Y_a + Y_b$ lukket og konveks, se Rockafeller (1972), teorem 3.1. Summen av to kompakte mengder er kompakt, se Debreu(1959), side 21. Den første egenskapen påpekes ikke eksplisitt av Krouse. Den andre egenskapen bruker han ikke siden han forutsetter at de to mengdene lukkede og konvekse.

Siden produksjonsmengden til det integrerte foretaket $Y_{a+b} = Y_a + Y_b$ og denne mengden enten er kompakt eller konveks og lukket, innebærer henholdsvis Weierstrass' teorem og det separerende hyperplan teoremet at Y_{a+b}^0 er en ikke-tom mengde.

Vi skal først vise at $y_a \in Y_a^0$ og $y_b \in Y_b^0$ er en tilstrekkelig betingelse for at $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0$. Altså at det integrerte selskapet ikke kan gjøre det bedre enn før integrasjon. Vi antar at $y_a \in Y_a$ og $y_b \in Y_b$. Dette innebærer at

i) $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}$. Dvs. at summen av de optimale planene til de ikke-integrerte selskapene er tillatte for det integrerte selskapet.¹

$$\begin{aligned} \text{ii) } p(y_a + y_b) &= py_a + py_b \\ &\geq py_a' + py_b' \text{ for } \forall y_a' \in Y_a \text{ og } \forall y_b' \in Y_b \\ &= p(y_a' + y_b') \text{ for } \forall y_a' \in Y_a \text{ og } \forall y_b' \in Y_b \\ &\equiv py'' \text{ for } \forall y'' \in Y_{a+b}, \end{aligned}$$

dvs. $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0$.

Vi skal nå vise at $y_a \in Y_a^0$ og $y_b \in Y_b^0$ er en nødvendig betingelse for at $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0$.

Vi antar at $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0$. Dette innebærer at

iii) $y_a \in Y_a$ og $y_b \in Y_b$. Dvs. at y_a er en tillatt løsning for det ikke-integrerte foretaket a og at y_b er en tillatt løsning for foretak b.

iv) Det gjenstår å vise at y_a og y_b er optimale tillatte produksjonsplaner for henholdsvis foretak a og foretak b. Dette vises med et negasjonsbevis:

Anta at $y_a \notin Y_a^0$ og/eller $y_b \notin Y_b^0$. La oss først anta at $y_a \notin Y_a^0$. Dette innebærer at det eksisterer en tillatt produksjonsplan y_a^* som er slik at $py_a^* > py_a$. For det integrerte selskapet betyr dette igjen at $py_a + py_b < py_a^* + py_b$, som igjen strider mot forutsetningen om at $(y_a + y_b) \in Y_{a+b}^0$. Tilsvarende kan det vises at antakelsen $y_b \notin Y_b^0$ og antagelsen $y_a \notin Y_a^0$ og/eller $y_b \notin Y_b^0$, fører til selvmotsigelser.

For å vise at verdien av vertikal integrasjon er lik null er det tilstrekkelig å konstatere at for $\forall y_j \in Y_j^0$, der $j=a,b$ og $a+b$ er $py_a + py_b = py_{a+b}$. Q.E.D.

¹Den engelske betegnelsen for tillatte løsninger er "feasible solutions"

APPENDIKS 3

I dette appendikset beregnes tilpasninger til ett monopol og ett duopol når markedets etterspørsel representeres ved en lineær funksjon. Markedets etterspørsel etter en vare, som betegnes med D , er gitt ved den inverse etterspørselsfunksjonen

$$(A.3.1) \quad P = \begin{cases} a - bD & \text{når } D \in [0, a/b] \\ 0 & \text{når } D \in [a/b, 2a/b], \end{cases}$$

hvor P = prisen på produktet.

I tillegg beregnes likevektskvanta, pris og profitt i det tilfellet at tilbyderne er et monopol og i det tilfellet at tilbyderne er et duopol. Alle mellomregninger er utelatt.

Monopolist

La oss anta at monopolisten har konstante enhetskostnader, C , og at $a > C$. I likevekt tilbyr monopolisten

$$(A.3.2) \quad T = (a - C)/2b.$$

Likevektsprisen, P_m , er gitt som

$$(A.3.3) \quad P_m = (a + C)/2.$$

Profitten til monopolisten, π , er lik

$$(A.3.4) \quad \pi = (a - C)^2/(4b).$$

Duopol

Duopolet tilpasser seg som to Cournot-Nash oligopolister. Strategiske variable er kvanta. En produsent beslutter, uavhengig av andre spillernes beslutninger og uten kjennskap til hva de andre har besluttet å produsere, hvor store kvanta han skal produsere. Etter at alle aktørene har tatt sine beslutninger om produksjonskvanta, medbringes det de har bestemt seg for å produsere til markedsplassen. Markedsprisen er den prisen som sørger for at den totale etterspørselen er lik det totale tilbudet.

La oss betrakte et duopol med konstante enhetskostnader, C_1 og C_2 . Det forutsettes at a , C_1 og C_2 er slik at i likevekt tilbyr begge duopolistene strengt positive kvanta. Konkret betyr dette at det forutsettes at

$$a + C_2 - 2C_1 > 0 \quad \text{og} \quad a + C_1 - 2C_2 > 0.$$

I likevekt tilbyr den første produsenten

$$(A.3.5) \quad T_1 = (a + C_2 - 2C_1)/3b, \quad \text{og}$$

den andre produsenten tilbyr

$$(A.3.6) \quad T_2 = (a + C_1 - 2C_2)/3b.$$

Markedsprisen i likevekt, P_m , er gitt som

$$(A.3.7) \quad P_m = (a + C_1 + C_2)/3.$$

Profitten for foretak 1 er

$$(A.3.8) \quad \pi_1 = (a + C_2 - 2C_1)^2/(9b), \text{ og}$$

profitten til foretak 2 er

$$(A.3.9) \quad \pi_2 = (a + C_1 - 2C_2)^2/(9b).$$

APPENDIKS 4

I dette appendikset vises det at

$$(T_n^* = (\alpha - c)/6, T_i^* = 0)$$

er et likevektspunkt i det spillet som er definert når den vertikale industristrukturen er delvis integrasjon, jmf. delavsnitt 4.1.3. For å bevise dette, er det tilstrekkelig å vise at

i) $(\alpha - c)/6 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_n(T_n, 0), \text{ når } T_n \in [0, (\alpha + c)/3] \}$ og

ii) $0 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_i((\alpha - c)/6, T_i), \text{ når } T_i \in [0, (\alpha + c)/3] \}$.

Angående i)

Når oppstrømsavdelingen i det integrerte foretaket tilbyr null enheter av mellomproduktet, tilpasser den uavhengige oppstrømsduopolisten seg som en monopolist. Etterspørselen som retter seg mot det uavhengige oppstrømsforetaket, er gitt på invers form som følger

$$f(T_n + 0) = f(T_n) = (\alpha + c - 3T_n)/2 \quad \text{når } T_n \in [0, (\alpha + c)/3].$$

Det følger fra monopoltilpasningen i appendiks 3, uttrykk (A.3.2) innsatt $a = (\alpha + c)/2$, $C = c$ og $b = (3/2)$, at

$$(\alpha - c)/6 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_n(T_n, 0), \text{ når } T_n \in [0, (\alpha + c)/3] \}.$$

Angående ii)

Når den uavhengige oppstrømsduopolisten tilbyr $T_n^* = (\alpha - c)/6$, er etterspørselen som retter seg mot oppstrømsavdelingen i det integrerte foretaket gitt ved

$$f(T_n + T_i^*) = \begin{cases} (\alpha + c - 3(T_n + T_i^*))/2 & \text{når } (T_n + T_i^*) \in [0, (\alpha+c)/3] \\ 0 & \text{når } (T_n + T_i^*) \in ((\alpha+c)/3, 2(\alpha+c)/3]. \end{cases}$$

Det følger direkte fra definisjonen av $f()$, jmf. delavsnitt 4.1.3.

Ved å substituere $T_n^* = (\alpha - c)/6$ inn i funksjonen $f()$, kan man vise at etterspørselen på invers form kan skrives som

$$f^*(T_i) = \begin{cases} (\alpha + 3c)/4 - (3/2)T_i & \text{når } T_i \in [0, (\alpha+3c)/6] \\ 0 & \text{når } T_i \in ((\alpha+3c)/6, (\alpha+c)/3]. \end{cases}$$

Toppskriften * markerer at tilbudet av mellomproduktet fra den uavhengige oppstrømsmonopolisten er eksogent gitt.

Av definisjonen av funksjonen $f^*(T_i)$ følger det at markedsprisen på mellomproduktet må være element i det lukkede intervallet $[0, (\alpha + 3c)/4]$ som igjen er en ekte delmengde av det lukkede intervallet $[0, (\alpha + c)/2]$.

Siden markedsprisen på mellomproduktet er element i det lukkede intervallet $[0, (\alpha + 3c)/4]$ som igjen er en ekte undermengde av det lukkede intervallet $[0, (\alpha + c)/2]$, er resultatet til nedstrømsavdelingen i det integrerte foretaket, gitt ved uttrykk (4.1.12), lik

$$R(P_m) = (\alpha + P_m - 2c)^2/9 \quad \text{når } P_m \in [0, (\alpha + 3c)/4].$$

I praksis betyr dette at når den uavhengige nedstrømsduopolisten tilbyr $T_n^* = (\alpha - c)/6$, vil prisen i mellommarkedet være så lav at nedstrømskonkurrenten til det integrerte foretaket alltid vil produsere et positivt kvantum. I dette tilfellet kan altså det integrerte foretaket ikke "skvise" den uavhengige nedstrømskonkurrenten.

Det integrerte foretakets profitt som funksjon av T_i , kan da skrives som følger:

$$\begin{aligned} \pi_i^* &= -cT_i + f^*(T_i)T_i + R^*(f^*(T_i)) \\ &= \begin{cases} -cT_i + f^*(T_i)T_i + R^*(f^*(T_i)) & \text{når } T_i \in [0, (\alpha+3c)/6] \\ -cT_i + (1/9)(\alpha - c)^2 & \text{når } T_i \in ((\alpha+3c)/6, (\alpha+c)/3]. \end{cases} \end{aligned}$$

Funksjonen $\pi_i^*(T_i)$ er kontinuerlig i hele sin definisjonsmengde og differensierbar overalt unntatt for $T_i = (\alpha+3c)/6$.

Når tilbudet T_i er element i det halvåpne intervallet $[0, (\alpha+3c)/6)$, vil markedsprisen i mellommarkedet være strengt positivt. Når tilbudet $T_i \in ((\alpha+3c)/6, (\alpha+c)/3]$, er

markedsprisen på mellomproduktet lik null. Ved å bruke definisjonene for π_i^* , f^* og R^* kan man vise at for alle $\tau \in [0, (\alpha+3c)/6]$ og alle $\tau^* \in ((\alpha+3c)/6, (\alpha+c)/3]$ er

$$\pi^*(\tau) > \pi^*(\tau^*).$$

Dette betyr at når vi skal finne et optimale tilbud i mellommarkedet fra det integrerte foretaket kan vi konsentrere oss om å søke i det lukkede intervallet $[0, (\alpha+3c)/6]$. Profittfunksjonen er differensierbar overalt i intervallet $[0, (\alpha+3c)/6]$. Det integrerte foretakets tilpasningsproblem i mellommarkedet er da redusert til følgende problem:

Finn det tilbudet T_i som
maksimerer $-cT_i + f^*(T_i)T_i + R^*(f^*(T_i))$
når $T_i \in [0, (\alpha+3c)/6]$.

Førsteordensbetingelsen for at det skal være en indre løsning av det ovenfornevnte optimeringsproblemet er gitt som

$$c - d(R^*(P_m))/dP_m d(f^*(T_i)/dT_i) = f^*(T_i) + (d(f^*(T_i))/dT_i)T_i.$$

Venstresiden av førsteordensbetingelsen er den marginale kostnaden av en marginal økning av tilbudet av mellomproduktet fra det integrerte foretaket. Produksjonskostnaden øker med c . I tillegg vil resultatet til nedstrømsavdelingen reduseres:

Når tilbudet øker marginalt, reduseres prisen i mellommarkedet, dvs. $d(f^*(T_i)/dT_i) = -3/2 < 0$. Som en konsekvens av prisnedgangen på mellomproduktet reduseres kostnadene til den uavhengige nedstrømskonkurrenten. Konkurransen i ferdigvaremarkedet blir "hardere". Resultatet til det integrerte foretakets nedstrømsavdeling blir redusert siden

$$d(R^*(P_m))/dP_m = 2(\alpha + P_m - 2c)/9 > 0.$$

Uttrykket $2(\alpha + P_m - 2c)/9 > 0$ siden det forutsettes at $\alpha > 2c$ og P_m pr definisjon er positiv.

Produktet $d(R^*)/dP_m d(f^*/dT_i)$ er derfor strengt negativt, og det vil være kostnader forbundet ved inntektsreduksjon i nedstrømsavdelingen når det integrerte foretaket øker tilbudet i mellommarkedet.

Høyresiden av førsteordensbetingelsen tolkes som den marginale inntekten av å tilby en enhet av mellomproduktet på det åpne markedet.

Dersom det integrerte foretakets optimale tilbud er element i det åpne intervallet $(0, (\alpha+3c)/6)$ er førsteordensbetingelsen at den marginale kostnaden skal være lik den marginale inntekten.

Spørsmålet er nå om det optimale tilbudet ligger i det åpne intervallet $(0, (\alpha+3c)/6)$. Svaret er at det gjør det ikke. Det optimale tilbudet fra det integrerte foretaket er null enheter. Dette kan enkelt vises ved å konstatere at objektfunksjonen er et konkavt annen-gradspolynom i T_i og som har maksimalverdi når $T_i < 0$.

Vi har derfor vist at

$0 \in \operatorname{argmax} \{ \pi_i((\alpha - c)/6, T_i), \text{ når } T_i \in [0, (\alpha + c)/3] \}.$

I likevektspunktet (T_n^*, T_i^*) tilbyr det integrerte foretaket null enheter i mellommarkedet, og det ikke-integrerte oppstrømsforetaket tilpasser seg som en monopolist i dette markedet.

Det er grunn til å merke seg at vi ikke har vist at likevektspunktet er entydig.

VEDLEGG

Raffinering og produksjon av råolje for 56 selskaper i 1965.

Data er samlet inn fra tabellene A2.5, A2.6 og A2.7 i Robinson (1985) og inneholder: Raffineringsaktiviteter (R) og produksjonsaktiviteter for råolje (C) utenfor Nord-Amerika og den kommunistiske del av verden. Aktivitetene oppgis i henholdsvis 1000 fat raffinert råolje pr. dag og 1000 fat råolje pr. dag.

"Top Eight":

	R	C
Exxon	2903.	3024.
Shell	2824.	2194.
BP	1352.	2445.
Texaco	1053.	1226.
Mobil	851.	856.
Socal	649.	991.
Gulf	471.	1453.
CFP	422.	684.
Totalt 8	10525.	12911.

48 selskaper:

Conoco (US)	53.	182.	Sohio (US)	15.	11.
AOC (J)	0.	180.	Teikoa (J)	0.	8.
Marathon (US)	40.	169.	Union (US)	68.	8.
Amerada (US)	0.	169.	Ashland (US)	14.	7.
Arco (US)	64.	129.	Fina (B)	207.	6.
Getty-Tide (US)	146.	107.	Murphy (US)	0.	5.
Aminol (US)	74.	106.	Deilman (G)	0.	5.
Sun (US)	25.	100.	Sarom-Med. (I)	213.	0.
Ind. Fr. (F)	0.	99.	Idemitsu (J)	197.	0.
Sinclair (US)	65.	91.	Cepsa (S)	152.	0.
Partex (US)	0.	85.	Antar (F)	120.	0.
Phillips (US)	43.	49.	Monti Edis (I)	110.	0.
Burmah (GB)	71.	42.	Commonw. (US)	96.	0.
Wintersh. (G)	92.	37.	Scholven (G)	92.	0.
Indiana (US)	63.	33.	Nippon Pet. (J)	86.	0.
DEA (G)	73.	31.	Garrone (I)	76.	0.
Gelsenberg (G)	125.	25.	Maruzsen (J)	75.	0.
Grace (US)	0.	24.	Toa Nenroy (J)	71.	0.
Signal (US)	51.	22.	URBK (G)	66.	0.
In F F (F)	0.	17.	Daikoa (J)	63.	0.
Preusstag (G)	0.	16.	Showa-Yokk (J)	61.	0.
Ultramar (US)	23.	14.	Nippon W. (J)	60.	0.
Sunray DX (US)	0.	12.	Koa Oil (J)	50.	0.
Scharcht (G)	0.	12.	Nynas (SW)	47.	0.

DEL II

LØNNSOMHETEN AV VERTIKAL INTEGRASJON

En empirisk analyse

KAPITTEL 1

INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Bakgrunn.

I forbindelse med planleggingen av moderniseringen av Mongstadraffineriet og senere ved Stortingets behandling av kostnadsoverskridelsene ved utbyggingen av Mongstad, ble det fra Olje- og energidepartementet påpekt en "langsiktig og strategisk viktig nasjonal problemstilling":¹

- Bør Statoil satse mer på at en større del av selskapets råoljeproduksjon raffineres i raffinerier som eies av selskapet?

Innfallsvinkelen til å analysere denne problemstillingen er som følger:

i) Dersom det ikke er strengt positive samordningsgevinster av vertikal integrasjon mellom produksjon av råolje og raffinering, bør det ikke være noen målsetning i seg selv å raffinere Statoils råolje i egne raffinerier. Tvert i mot bør selskapet tilstrebe å selge sin råolje til de raffineriene som er villig til å betale de høyeste prisene, uavhengig om hvem som eier raffineriene. Tilsvarende bør en evaluering av investering i raffinering og markedsføring vurderes uavhengig av Statoils oppstrømsaktiviteter. Prosjektevalueringen kan bestå i å beregne nåverdien av forventet kontantstrøm diskontert med kapitalmarkedenes avkastningskrav til prosjektet. Lønnsomheten av slike prosjekter vil da avgjøre om Statoil fortsetter sin nedstrømsintegrasjon.

ii) Hvis det er strengt positive samordningsgevinster ved vertikal integrasjon, bør nedstrømsprosjekter evalueres i sammenheng med Statoils oppstrøms-

¹St.prp. nr. 98 (1983/84) og St.meld. 16 (1987/88).

aktiviteter.² En måte å gjøre dette på er først å beregne nåverdien til nedstrømsprosjektet uavhengig av de øvrige aktivitetene til Statoil. Deretter tallfestes samordningsgevinsten mellom nedstrømsprosjektet og de øvrige aktivitetene til Statoil. Den totale nåverdi til prosjektet er da lik summen av de to ovenfornevnte nåverdiene. Dersom resultatene av en slik vurdering er at nåverdien er positiv, bør Statoil fortsette sin nedstrømsintegrasjon. Dersom samordningsgevinsten kan tilbakeføres til det at Statoils råolje raffineres i egne raffinerier, bør den daglige drift innrettes etter dette.

Et annet spørsmål som ble aktualisert i forbindelse med Statoils organisasjonsendringer etter kostnadsoverskridelsene på Mongstad, er:

Hvor langt bør Statoil gå i retning av å desentralisere beslutningsmyndighet til divisjonaliserte nedstrøms- og oppstrømsavdelinger.

På samme måte som svaret på forrige spørsmål, vil svaret være betinget av om det er samordningsfordeler ved vertikal integrasjon.

Dersom det ikke er samordningsfordeler av vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering, kan Statoil gå svært langt når det gjelder divisjonalisering av selskapet i oppstrømsaktiviteter og nedstrømsaktiviteter. Det er heller ikke noe i veien for at man tar skrittet fullt ut og privatiserer nedstrømsdelen til Statoil, et forslag som har vært fremme i debatten om omorganisering av Statoil. Det er selvfølgelig heller ikke noe i veien for å opprettholde en vertikalt integrert organisasjonsstruktur. Imidlertid bør en slik organisering være innrettet på å utnytte mulighetene som velfungerende råoljemarkeder gir.

Hvis det er strengt positive samordningsgevinster av vertikal integrasjon, bør Statoil organiseres på en slik måte at disse fordelene utnyttes. I et slikt

²I forbindelse med planleggingen av utvidelsen av Mongstad ble det fra Statoil's side argumentert for avsetningsstrategiske fordeler ved økt satsing på raffinering, (St.prp. nr. 98 (1983/84)). Argumentasjonen ble opprettholdt i forbindelse med Stortingets behandling av kostnadsoverskridelsene på Mongstad, (St.meld. nr. 16. 1987-88). Slike avsetningsstrategiske fordeler kan oppfattes som samordningsgevinster av vertikal integrasjon.

tilfelle kan divisjonalisering eller privatisering av nedstrømsdelen av Statoil virke uheldig.

Problemstilling.

Formålet med denne delen av avhandlingen er å teste om det er samordningsgevinster av vertikal integrasjon mellom produksjon og raffinering/markedsføring av råolje. Resultatene av en slik analyse vil være av betydning for Statoils fremtidige nedstrømsstrategi og organisasjonsstruktur.

Vi skal ta utgangspunkt i at målsetningen til Statoil er å maksimere total markedsverdi til selskapet. Staten, i rollen som aksjonær i Statoil, bør ha som målsetting å maksimere markedsverdien til selskapet. Denne målsetningen og andre formuleringer som at Statoil skal drives lønnsomt, står ikke i vedtektene til Statoil.³ Imidlertid kan vi vel trygt fastslå at slike mål bør gjelde for driften til Statoil. Målsetningen, om å maksimere markedsverdien til selskapet, kan komme i konflikt med paragraf 11 i vedtektene om at Statoil skal ivareta statens direkte interesser på den norske kontinental sokkelen.⁴

På samme måte som nåverdimetoden bruker kapitalmarkedenes krav til avkastning som alternativ kostnad til kapital, skal vi bruke kapitalmarkedenes vurderinger av å være vertikalt integrert.

Idéen bak den empiriske testen er som følger: I et gitt år observeres markedsverdier til børsnoterte oljeselskaper og et mål for vertikal struktur til selskapene.⁵ Deretter testes det om variasjoner i selskapers markedsverdier kan forklares med dette målet.

Før vi utdyper metoden, skal vi gå nærmere inn på begrepene vertikal integrasjon og markedsverdien av vertikal integrasjon.

³ Statoils vedtekter finnes i selskapets årsberetning for 1988, side 47.

⁴ I følge paragraf 11 har Statoil "ansvar for å ivareta statlige interesser knyttet til det direkte økonomiske engasjement staten forbeholder for seg selv i interessentskap for undersøkelser og leting etter, utbygging, produksjon, og transport av petroleum på eller i tilknytning til norsk kontinental sokkel."

⁵ Mål for et selskaps vertikale struktur introduseres først i kapittel 5.

1.2 Hva er vertikal integrasjon?

Vertikal integrasjon betyr at oppstrømsaktiviteter, (produksjon av råolje) og nedstrømsaktiviteter (raffinering og markedsføring) eies og kontrolleres av samme foretak. Det kunne også være ønskelig å studere vertikal integrasjon mellom raffinering (definert som en oppstrømsaktivitet) og markedsføring (definert som nedstrømsaktiviteter). Siden det er problematisk å operasjonalisere mål for integrasjon mellom raffinering og markedsføring, betraktes raffinering og markedsføring som en nedstrømsaktivitet.

Definisjonen av vertikal integrasjon relateres til eiendomsrett av og kontroll over aktiva. Denne innfallsvinkelen er i overensstemmelse med hvordan Grossman og Hart (1986) definerer vertikal integrasjon. For at et oljeselskap skal være vertikalt integrert, er det tilstrekkelig at opp- og nedstrømsaktiva eies og kontrolleres av én og samme eiergruppering. Det er ikke nødvendig at det foregår faktiske interne vareleveranser innenfor det integrerte foretaket. Andre forfattere, deriblant Perry (1989), definerer vertikal integrasjon som både felles eiergruppe og tilstedeværelse av faktiske interne leveranser: Et selskap med aktiva bestående av produksjonsaktiviteter for råolje og raffineringaktiviteter, vil være vertikalt integrert når selskapets råolje brukes i raffineriene til selskapet. Hvis all råolje ble solgt til andre raffinerier, ville selskapet i følge den alternative definisjonen ikke være vertikalt integrert.

Den alternative definisjonen er mest brukt i teoretiske betraktninger av lønnsomheten av vertikal integrasjon. Når vi i kapittel 2 gir en litteraturoversikt om temaet vertikal integrasjon, vil vi stort sett bruke vertikal integrasjon i betydning av den alternative definisjonen. Siden den alternative definisjon er en undermengde av definisjonen som legges til grunn for de empiriske testene, ligger det ingen motsetninger i dette. Det er mer et uttrykk for at man i litteraturen har vært mer opptatt av vertikal integrasjon når fysiske leveranser finner sted.

Det er grunn til å merke seg at en felles eiergruppering ikke er nødvendig for å innkassere eventuelle gevinster av vertikal samordning. I praksis observeres det mange andre former for vertikal kontroll enn integrasjon. Vertikal kontroll,

som inkluderer integrasjon, er en samlebetegnelse for vertikale bindinger som ikke er "vanlige" markedsrelasjoner. Med vanlige markedsrelasjoner menes kortsiktige priskontrakter. Skillet mellom vertikal kontroll og vanlige markedsrelasjoner er ikke helt enkelt å trekke og vil kunne variere fra en næring til en annen. Warren-Boulton (1978) og Tirole (1988) gir eksempler på vertikal kontroll:

- i) Bindende kontrakter som innebærer at en kjøper av et produkt forplikter seg til å kjøpe andre produkter fra selger.
- ii) Eksklusive kontrakter betyr at kjøper av et produkt forplikter seg til ikke å kjøpe fra konkurrerende produsenter.
- iii) Franchise kontrakter består av to deler: Den første delen er en avgift (pris) pr. enhet. Den andre delen er en avgift uavhengig av volum. Den siste avgiften kan tolkes som en avgift for retten til å kjøpe fra en selger.
- iv) "Net-back" avtaler og langsiktige leveringsavtaler. En "net-back" avtale mellom en oljeprodusent og et raffineri garanterer raffineriet en driftsmargin som i prinsippet skal dekke kapitalkostnader til raffineriet.
- v) Maksimums- og/eller minimumspriser for videresalg av produkter.

Kontrakter mellom oljeselskaper og bensinstasjoner inneholder elementer av bindende, eksklusive og franchise kontrakter.

Som nevnt betyr vertikal integrasjon at samme gruppering eier en oppstrøms- og en nedstrømsaktivitet. Utsagn basert på resultatene fra den empiriske studien er derfor betinget av denne snevre definisjonen av vertikal kontroll. Det betyr selvsagt ikke at andre former for vertikal kontroll kan føre til samordningsgevinster og andre konklusjoner.

1.3 Markedsverdien av vertikal integrasjon

Siden vi betrakter vertikal integrasjon i en eiendoms kontekst, er det rimelig å bruke eiernes vurdering av verdien av vertikal samordning. I den sammenheng omfatter eiere både egenkapitaleiere og långivere. Eiernes vurderinger av verdien av vertikal integrasjon reflekteres i markedsverdien til et selskap.

Markedsverdien av vertikal integrasjon er strengt positiv når markedsverdien til det integrerte foretaket er strengt større enn summen av markedsverdiene til tilsvarende oppstrømsforetak og nedstrømsforetak. La oss betegne markedsverdien til et oppstrømsforetak med V^u og markedsverdien til et nedstrømsforetak med V^d . Markedsverdien av det integrerte foretaket, bestående av de to ovenfornevnte foretakene, betegnes med V^i .

Markedsverdien av vertikal integrasjon er strengt positiv når følgende ulikhet er oppfylt:

$$V^i > V^u + V^d.$$

Selvsagt observeres ikke V^u og V^d siden de omsatte aksjene til selskapet er utstedt på selskapets totale aktiviteter og ikke enkelte aktiviteter. Verdiene V^c og V^m er markedsverdiene, som bestemmes i aksje- og lånemarkedene, dersom selskapet hadde blitt splittet opp.

Det er viktig å merke seg at definisjonen av den foretaksøkonomiske gevinsten av vertikal integrasjon begrenser seg til foretaksøkonomiske effektivitetsgevinster, dvs. total økning i verdien av foretakene. Om verdien av vertikal integrasjon er lik null, kan likevel eierne i ett av foretakene innkassere gevinster av integrasjonen. Imidlertid vil denne gevinsten motsvare et tilsvarende tap for eierne av det andre foretaket, og de samlede gevinstene vil derfor være lik null.

I oljeindustrien vil det typisk være høy grunnrente i produksjon av råolje og spesielt når prisene på råolje er relativt høye. Grunnrente er residuelt bestemt slik at høye forventninger om framtidige råoljepriser, vil øke grunnrenten. Dette vil bli mer utførlig diskutert i kapittel 3. Det som er viktig i denne sammenhengen, er at kampen om grunnrente ikke har noen betydning for om

det er gevinster av vertikal integrasjon. Selvsagt kan eiere av et raffineri gjennom oppstrømsintegrasjon få tak i deler av eller hele grunnrenten for en bestemt produktionsaktivitet. Imidlertid vil oppstrømsintegrasjonen ikke føre til effektivitetsgevinster, totalt sett, for de berørte foretak når det ikke er andre typer av samordningsgevinster ved integrasjonen.

I definisjonen av vertikal integrasjon forutsettes det implisitt at eiernes mål er å maksimere markedsverdien til foretaket. Det er velkjent at under sikkerhet og med perfekte kapitalmarkeder, vil effektiv allokering av kapital kreve at foretak maksimerer nåverdien av et prosjekt, uavhengige av eiernes preferanser. Det samme gjelder under usikkerhet i en økonomi med et komplett sett av markeder. En økonomi har et komplett sett med markeder når omsatte verdipapirer utspenner hele rommet av tilstander. Imidlertid er det ikke opplagt at målet om å maksimere markedsverdien er det beste for investorene når markedene er ufullstendige, dvs. omsatte verdipapirer utfyller ikke hele rommet av mulige tilstander. I så fall kan investeringsbeslutninger kreve kjennskap til investorenes preferanser. Hagen (1979) viser at bl.a. ved homogene forventninger, vil maksimering av markedsverdi i en ufullstendig økonomi være i investorenes interesse.

I definisjonen av verdien av vertikal integrasjon forutsettes det implisitt at eierne har tilstrekkelige kontrollmuligheter til å påse at ledelsen og organisasjonen forøvrig fatter beslutninger som er i eiernes interesser. Konkret betyr det at ledelsen maksimerer markedsverdien til foretaket. I praksis kan ledelsen ha andre mål som kan komme i konflikt med målet om å maksimere markedsverdien.

Eksempler på andre mål er selskapets størrelse, diversifisering og vekst. Ledelsen kan ønske vekst fordi vekst gir dem muligheter til forfremmelser. For eierne er vekst i seg selv ikke noe mål. Videre kan ledelsen ønske store og diversifiserte foretak siden de da vil sitte tryggere i stillingene sine. En måte å diversifisere på er vertikal integrasjon. Diversifiseringen har ingen verdi for aksjonærene siden de kan oppnå den tilsvarende diversifisering gjennom kapitalmarkeder. Siden eierne er indifferent og ledelsen kan ha fordeler av vertikal integrasjon, kan det se ut som om vertikal integrasjon er en pareto forbedring for de to partene. Imidlertid er det bare tilsynelatende siden eierne

trolig vil tape hvis ledelsen får gevinster av integrasjon. Hvis ledelsen gjennom vertikal integrasjon sitter tryggere enn de ellers vil ha gjort, gjør de det bare i den grad eierne ikke har tilstrekkelig informasjon om når en nedstrøms-aktivitet burde vært lagt ned.

Det er heller ikke opplagt at egenkapitaleierne og långiverne i alle situasjoner har felles mål. Spesielt gjelder det i konkurssituasjoner hvor långivere og aksjonærer kan ha motstridende interesser.

Selv om det kan være konflikter mellom eiere og ledelse og mellom egenkapitaleiere og långivere, skal vi holde fast ved antagelsen om at eierne opptrer som en gruppe og har tilstrekkelig kontroll med ledelsen til å påse at alle beslutninger fattes i eiernes interesser.

En annen viktig forutsetning er at marginale investorer har informasjon om eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon slik at prisingen av aktiva reflekterer disse gevinstene.⁶ Det kan tenkes at det er strengt positive driftsresultater av vertikal integrasjon og disse gevinstene ikke reflekteres i markedsverdiene til selskapene fordi marginale investorer har ufullstendig informasjon om gevinstene. Alle eller noen av de inframarginale investorene kan ha den nødvendige informasjon uten at dette får konsekvenser for prising av aktiva. Imidlertid er det vanskelig å tenke seg at marginale investorer vil være uinformert over en lengre tidsperiode. Eventuelle positive driftsgevinster av vertikal samordning mellom produksjon av råolje og raffinering/markedsføring vil før eller senere måtte reflekteres i regnskapene til disse selskapene.

⁶Med marginale investorer menes her aksjonærer (og långivere) som i et gitt tidspunkt og for en gitt markedspris enten er indifferent mellom kjøp og ikke-kjøp av en aksje (en utestående fordring) eller er indifferent mellom salg og ikke-salg av en aksje (utestående fordring). I et gitt tidspunkt er inframarginale investorer de som enten besitter aksjer (utestående fordringer) og foretrekker strengt å beholde dem framfor å selge eller de som ikke har aksjer (utestående fordringer) og foretrekker strengt det fremfor å kjøpe.

1.4 Metode

Som allerede nevnt er idéen bak den empiriske testen å observere markedsverdier til børsnoterte oljeselskaper og et mål for vertikal struktur til et selskap. Dernest testes det om variasjoner i selskapers markedsverdier kan forklares med dette målet.

Et naturlig utgangspunkt for formulering av modeller vil være å ta utgangspunkt i tidligere studier av lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor en næring og oljeindustrien spesielt. Levin (1981) tester lønnsomheten av vertikal integrasjon mellom produksjon og raffinering av råolje.⁷ Imidlertid har det vært en rekke studier om oljeindustrien er vertikalt integrert eller ikke. Eksempler er Adelman (1955), Laffer (1969), Tucker og Wilder (1977), Teece (1976), Levin (1981) og Robinson (1985).

Levin (1981) tester for lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri. Studien baserer seg på data om 53 amerikanske oljeselskaper i perioden 1948-72. I kapittel 2 drøftes modellen og resultatene til Levin. Innfallsvinkelen, som brukes i denne avhandlingen, avviker fra Levins, både når det gjelder mål for vertikal integrasjon og den økonomiske modell. Levin baserer sin økonomiske modell på driftsresultater i motsetning til markedsverdier som vi bruker. Dette nødvendiggjør en annen innfallsvinkel hvor det sentrale er teori for prising av aktiva.

⁷Resultatet fra søking i NHHs database der stikkordene var vertikal integrasjon og empirisk testing er som følger: Bortsett fra Levin (1981), omhandlet ingen av artiklene empiriske studier av lønnsomheten av vertikal integrasjon. At det er få arbeider innenfor denne retningen, blir også støttet av Suominen (1989, side 7):

"The connection between vertical integration and profitability is not studied in the literature as far I know..."

For å undersøke om Levin (1981) har blitt referert av andre, ble det gjennomført et søk i "Social Sci. Search Database" den 28/9-1989. Resultatet ble: Levin (1981) er referert i to artikler, Cohen (1983) og Thompson (1983). Ingen av de to artiklene tester for lønnsomheten av vertikal integrasjon verken i oljeindustrien eller i andre næringer.

Markedsverdi av oljeselskaps aktiva.

Aktiva til et oljeselskap består i hovedsak av raffinering/markedsføringsaktiviteter og/eller olje- og gassreserver. Det teoretiske grunnlaget som brukes til prising av reserver er Hotellings verdiprinsipp. Prinsippet bygger på Hotellings regel om nødvendige betingelser for en intertemporal frikonkurranselikevekt for utvinning av en ikke-fornybar ressurs. Hotellings verdiprinsipp tar hensyn til at aktivumet som prises er en ikke-fornybar ressurs.

I følge Miller og Upton (1985) har tidligere tester ikke gitt særlig overbevisende støtte for holdbarheten av Hotellings regel. Imidlertid har de selv testet for holdbarheten av Hotellings verdiprinsipp og konkluderer at den gir god forklaring til observerte markedsverdier av olje- og gassreserver.

I kapittel 3 utledes en enkel modell for prising av raffinering/markedsføring aktiva.

Mål for vertikal integrasjon.

Når det gjelder mål for vertikal integrasjon skal vi her basere oss på fysiske størrelser, råoljeproduksjon og gjennomstrømming av råolje i raffinerier. Den vertikale strukturen i et selskap i et gitt år blir beskrevet med selskapets produksjon av råolje og kvanta av råolje som bearbeides i selskapets raffinerier. Målet for vertikal integrasjon er relatert til eierstruktur og derfor i overensstemmelse med hvordan vertikal integrasjon og markedsverdien av vertikal integrasjon ble definert i henholdsvis avsnitt 1.2 og avsnitt 1.3.

Varianter av denne type av mål er i tidligere studier brukt til å beskrive den vertikale struktur i oljeindustrien, se for eksempel Mitchell (1976), Levin (1981) og Robinson (1985). I denne avhandlingen defineres og brukes nye mål for vertikal integrasjon. Disse brukes både til deskriptive analyser av den vertikale struktur i oljeindustrien og for å teste om vertikal integrasjon er lønnsomt (Levin (1981)).

Målene for vertikal struktur blir definert og brukt først i kapittel 5. I det samme kapittel drøftes alternative mål for vertikal integrasjon.

Utvalget som brukes til empirisk testing er amerikanske oljeselskaper notert på New York Stock Exchange (NYSE). Når vi ser bort fra paragraf 11 i Statoils vedtekter, bør Staten som egenkapitaleier, kreve samme avkastning på kapitalen som det private investorer gjør. Råoljeprisene som realiseres, er ikke influert av om råoljen produseres fra et statlig eller privat selskap. Videre er heller ikke prisene på stål, betong og teknisk utstyr på plattformer avhengig av hvem som eier produksjonsaktiva. Siden både produktpriser og faktorpriser ikke influeres av eierform, bør det stilles samme krav til avkastning på kapital for Statoil som det kreves av privateide selskaper. Selv om utvalget er private amerikanske selskaper, bør konklusjonen fra de empiriske testene være gyldig for Statoils vurderinger av lønnsomheten av vertikal integrasjon.

Alternative metoder.

En alternativ testmetode vil være å teste hvorvidt variasjon i driftsresultater kan forklares av vertikal integrasjon. En innvending mot en slik fremgangsmåte er at man i realiteten tester om eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon synliggjøres i regnskapene til selskapene. En slik innfallsvinkel vil for eksempel ikke fange opp en eventuell opsjonsverdi av å være vertikal integrert. Med opsjonsverdien av vertikal integrasjon menes her verdien av retten til å benytte seg av eventuelle fordeler av vertikal integrasjon på et senere tidspunkt. Dersom det i dag er slik at det ikke er samordningsgevinster av vertikal integrasjon, kan det i framtiden realiseres tilstander i økonomien der det er fordelaktig å være vertikalt integrert. Verdien i dag av å være vertikalt integrert i slike tilstander kan oppfattes som en opsjonsverdi. En slik opsjonsverdi vil ikke være bokført i regnskapet til et selskap. Derimot kan den reflekteres i selskapets aksjekurs og verdien av utstående til selskapet.

Dersom det er perfekt informasjon vil gevinster som synliggjøres i regnskaper, reflekteres i markedsverdiene til selskapene. Eventuelle gevinster som avdekkes ved den alternative metode, vil derfor reflekteres i resultatene fra en empirisk test basert på data fra kapitalmarkedene.

En annen alternativ testmetode er å observere fusjoner innenfor oljeindustrien. Ved å observere markedsverdier før og etter fusjoner, kan en teste om vertikal

integrasjon er lønnsomt. Denne metoden anvendes for å teste lønnsomheten av fusjoner i industrien generelt.⁸

Metoden er også brukt til å teste lønnsomheten av vertikal integrasjon spesielt. Spiller (1985) bruker FTC-data til å teste om eksistensen av transaksjonsspesifikke aktiva er motiv for vertikal integrasjon.⁹ Spiller estimerer gevinster ved vertikale fusjoner ved å bruke aksjepriser og finner at de er negativt korrelert med avstanden mellom vertikalt relaterte aktiva. Avstanden er mål for transaksjonsspesifikke aktiva.

Hvis metoden brukes til å teste lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor oljeindustrien, er det nødvendig med data fra fusjoner som endrer den vertikale strukturen i selskapene. Det er relativt få slike fusjoner, og det er derfor problematisk å bruke den alternative metoden.

1.5 Organisering

Denne delen av avhandlingen blir bygd opp på følgende måte: I neste kapittel vil vi gå nærmere inn på hvilke a priori oppfatninger vi har av markedsverdien av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri. Diskusjonen vil bli basert på teori og faktiske forhold om oljeindustrien. Modeller for prising av et enkelt oljeselskaps aktiviteter vil bli presentert og drøftet i kapittel 3. På bakgrunn av disse modellene vil det i kapittel 4 bli gjort rede for de nødvendige data som trengs til modellen som brukes til testing. Modellen blir først presentert i kapittel 5. I det samme kapittel presenteres resultatene fra regresjonene og hypotesetesting, mens vi avslutter i kapittel 6 med å drøfte resultatene.

⁸En litteraturoversikt over empiriske studier av lønnsomheten ved fusjoner, finnes hos Copeland og Weston (1983) kapittel 17.

⁹ FTC (Federal Trade Commission) klassifiserer fusjoner i tre kategorier: Horisontal, vertikal og konglemerat fusjon.

KAPITTEL 2

AMERIKANSK OLJEINDUSTRI OG VERTIKAL INTEGRASJON

Hensikten med dette kapittelet er å komme frem til en a priori oppfatning om fortegnet til markedsverdien av vertikal samordning mellom produksjon av råolje og raffinering/markedsføring innenfor den amerikanske oljeindustri. Mer konkret om markedsverdien er strengt positiv, null eller strengt negativ. Metoden som brukes her, er primært å argumentere innenfor en teoretisk ramme relatert til faktiske forhold i amerikansk oljeindustri. Dette vil bli drøftet i delavsnittene 2.1, 2.2 og 2.3. I delavsnitt 2.4 presenteres resultatene fra en empirisk studie av lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri.

2.1 Endringer i oljeindustrien, 1973-1986

Strukturen i amerikansk oljeindustri henger nøye sammen med rollen til de store internasjonale oljeselskapene og fremveksten av OPEC: De fleste av de store oljeselskapene er amerikanske, og strukturen og rammevilkårene til resten av den amerikanske oljeindustrien bestemmes delvis av OPEC og de store selskapene.

Strukturen i verdens oljeindustrien før 1973 var karakterisert med stor grad av både horisontal og vertikal integrasjon.¹ Industrien ble dominert av en liten gruppe av private selskaper; de såkalte "Top Eight" i USA og "The Seven Sisters" i resten av verden. Gjennom et omfattende produksjonssamarbeid i Midt-Østen og, i samvirke med amerikanske myndigheter, om produksjonsbegrensinger i USA, kontrollerte de private selskapene tilbudet av råolje.

I tillegg kontrollerte de samme selskapene størstedelen av verdens raffinerings- og markedsføringsaktiviteter. Disse forholdene endret seg gradvis utover på

¹For en mer utfyllende og detaljert beskrivelse av oljeindustrien før 1972, vises til kapittel 2 i del I av avhandlingen.

60-tallet da OPEC-statene nasjonaliserte sine respektive produksjonsaktiviteter. Innflytelsen til de private selskapene ble betydelig svekket fra og med 1972 da OPEC overtok kontroll med produksjonsbeslutninger innenfor de respektive medlemslandene.

I resten av dette delavsnittet pekes på viktige strukturelle endringer i oljeindustrien. Disse endringene er relevante for å kunne vurdere om det finnes positive gevinster av vertikal samordning innenfor amerikansk oljeindustri.

Sammenbrudd i den vertikale struktur, 1979.

Etter at medlemsstatene i OPEC nasjonaliserte råoljeproduksjonen i sine respektive land, var det ventet at den integrerte strukturen mellom råoljeproduksjon og markedsføring/raffinering skulle bryte sammen. Dette skjedde imidlertid først på et senere tidspunkt.

I perioden 1972-79 kjøpte de internasjonale oljeselskapene kontraktsolje fra OPEC-landene. Selskapene kontrollerte i praksis utskiping og salg fra OPEC-landene, inkludert salg av råolje til tredje parter. I 1972 videresolgte de 22 prosent av den tilgjengelige råolje på spesielle vilkår, og i 1978 var prosent-satsen fremdeles 16 prosent.² Hovedårsaken til at de private oljeselskapene beholdt kontrollen med salgfunksjonen, var ifølge Stevens (1985) at de nasjonale OPEC-selskapene manglet nødvendig ekspertise når det gjaldt oljehandel. I tabellen nedenfor gis en oversikt over omsetningsformer av råolje fra OPECs nasjonale oljeselskaper (NOCS).

²Kilde: Stevens (1985).

CRUDE OIL MARKETING BY NOCS (OPEC) AND SEVEN MAJORS, 1973-80

(mmbd)

	1973	1977	1978	1979	1980
Producing Country Governments and NOCs					
state-state sales	1.5	3.7	4.6	5.0	-
commercial sales	0.9	5.9	5.1	7.8	-
Total gov't sales	2.4	9.6	9.7	12.8	13.0
Major Oil Companies' Third Party Sales	6.7	5.0	3.7	1.5	0.9

Sources: Producing Country Governments' statistics from PIW, 25/2/80; for 1973-79; 1980 estimate from PIW, 8/9/80.

Tabell 2.1 Omsetningsformer for OPECs nasjonale oljeselskaper. Tallene er gitt mill. fat pr. dag. De syv "Major Oil Companies" er: Exxon, BP, Royal Dutch-Shell, Gulf, Chevron (Standard Oil of California), Texaco og Mobil. Tabellen er hentet fra Robinson (1985), tabell 8.2.

Forholdene endret seg dramatisk i forbindelse med IRANs reduksjon av sin produksjon med 5 mill. fat pr. dag i perioden november 1979 - mars 1980.³ I følge Robinson (1985, side 326) ble de store privateide oljeselskapene tvunget til å erklære force majeure overfor sine kunder. Disse ble igjen tvunget til kjøpe råolje på spotmarkedet, som på den tiden var forholdsvis "tynne", og deretter til å kjøpe direkte fra de nasjonale oljeselskapene i OPEC. De nasjonale oljeselskapene i OPEC erklærte på sin side force majeure overfor sine kontraktskunder. Resultatet var at spotprisene på råolje ble notert vesentlig over de offisielle prisene noe som synliggjorde kontrollen til de store internasjonale oljeselskapene. Fra og med 1979 overtok OPEC-landene salg-funksjonene av råolje, og den sterke vertikale struktur mellom råoljeproduksjon og markedsføring/raffinering brøt sammen.

³Økninger i Saudi Arabia's produksjon reduserte det samlede OPEC-reduksjonen til 3 mill. fat pr. dag. Kilde: Robinson (1985, side 326)

Opphevelse av amerikanske importkvoter.

Fram til april 1973 var innenlandske råoljepriser påvirket av statlige produksjonskvoter. I tillegg sørget effektive importkvoter for råolje og raffinerte produkter for en segmentering av det amerikanske marked fra resten av verden. Unntatt fra kvoter var import fra Mexico og Canada. Etter 1980 ble den amerikanske oljeindustrien deregulert og importkvotene opphevet. Amerikansk produsert råolje og raffinerte produkter har derfor måttet konkurrere med råolje og raffinerte produkter fra andre steder i verden. Mellom 1973 og 1980 eksisterte det ikke importkvoter og statlige produksjonsreguleringer fungerte lite effektivt, men fremdeles fungerte føderale prisreguleringer.⁴

Markedsorientert omsetning av råolje og raffinerte produkter.

Sammenbruddet av den integrerte strukturen i 70-åra og spesielt i 1979 førte til en betydelig endring i omsetningsform av olje. Mens omsetningen tidligere foregikk i et forhandlingsmarked med få og store transaksjoner, begynte omsetningen av råolje å likne mer på tradisjonelle varemarkeder der prisen dannes på grunnlag av kortsiktige tilbuds- og etterspørselsforhold.

Robinson (1985, side 329) legger også vekt på at utbyggingen av Nordsjøen på 70- og 80-tallet førte til mer spotrelatert handel. Utbygningstilisensene ble utdelt til svært mange selskaper og deriblant mange selskaper som ikke eide nedstrømsaktiviteter i Europa eller nedstrømsaktiviteter i det hele tatt. Videre at BNOG, et britisk statseid oljeselskap uten nedstrømsaktiviteter, hadde ansvar for salg av 700-800 tusen fat råolje pr. dag (gjennom sitt ansvar for "royalty" olje og olje tilknyttet direkte statlige eierandeler). Robinson hevder at disse forholdene var med på å skape aktive spotmarkeder for og spotrelaterte transaksjoner av råolje i Europa. Dette fikk også konsekvenser for det amerikanske markedet for olje i og med opphevelsene av amerikanske importkvoter for råolje og raffinerte oljeprodukter i 1979.

I 1983/84 ble mellom 20 og 40 prosent av all handel i råolje omsatt gjennom åpne markeder. Dette sammenliknet med under 5 prosent på begynnelsen av 70-

⁴For en nærmere diskusjon om deregulering av den amerikanske oljeindustri, vises det til Bohi og Toman (1984).

tallet⁵. I tillegg til spotmarkedet for råolje og oljeprodukter, ble det på 80-tallet etablert futuresmarkeder for råolje og enkelte oljeprodukter som fyringsolje⁶. Aktørene på disse markedene er integrerte oljeselskaper, raffineriforetak og markedsføringsforetak for oljeprodukter.

I tillegg til aktørene som er direkte involvert i fysisk handel med olje, er de såkalte "Wall Street Traders and Refineries" aktive i disse markedene. Disse aktører har ikke direkte interesser i den fysiske aksjehandel⁷. Spekulasjon og arbitrage bidrar til å effektivisere omsetningen, bl.a. ved tilførsel av likvide midler. Dermed får alle aktører anledning til å gjennomføre ønskede transaksjoner.

Omsetningen av råolje og oljeprodukter har endret form fra å være avtaleorientert mellom to parter før 1979 til å foregå gjennom standardiserte kontrakter som omsettes på organiserte varebørser på 80-tallet. De viktigste varebørsene for råolje og oljeprodukter er New York Merchantile Exchange (NYMEX) og International Petroleum Exchange (IPE) i London.

Divisjonisering av vertikalt integrerte selskaper.

Flere av de vertikalt integrerte oljeselskapene gjennomførte omfattende organisasjonsendringer på slutten av 70-tallet og i begynnelsen av 80-tallet. Selskapene iverksatte betydelig divisjonalisering av sine virksomheter.

Oppstrømsaktiviteter, som produksjon av råolje, ble skilt ut som egne forretningsområder med vide fullmakter til å selge råolje til høystbydende. Nedstrømsaktiviteter, som raffinering, ble tilsvarende skilt ut som selvstendige forretningsområder. Råoljeproduksjon og raffinerivirksomheter i selskapene ble

⁵ Kilde: Petroleum Economist, jan. 84, side 9-16.

⁶ Handel med futureskontrakter for lys fyringsolje startet i november 1978 og for råolje i mars 83. Kilde : Petroleum Economist 83.

⁷ Kilde: PIW, Mars 28, 1988.

egne profittsentre og oppmuntret til å selge og kjøpe der hvor det var mest lønnsomt⁸.

Et **sammenfattende** begrep for den forandring som har funnet sted i den amerikanske oljeindustri fra perioden før 1972 til perioden 1980-86, er en mer markedsorientert omsetningsform for råolje og raffinerte produkter. Med dette som bakgrunn drøftes det i de neste delavsnittene om det er eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri.

2.2 Vertikal integrasjon i en frikonkurransøkonomi

2.2.1 Allokering av produkter

I en frikonkurransøkonomi virker markedsprisene som styringsmidler for allokering av ressurser; internt innenfor et foretak og eksternt mellom foretak. Innenfor et integrert foretak bør internprisen være lik markedsprisen, slik at verdien av interne leveranser reflekterer den beste anvendelsen. Alternativet for avdelingen som mottar interne leveranser, er å kjøpe i markedet. Alternativet for avdelingen som leverer interne leveranser, er å selge i markedet. Alternativet til vertikal integrasjon er å bruke markeder. I en frikonkurransøkonomi er altså aktørene indifferent mellom vertikal integrasjon og å bruke markeder.⁹

Selv om frikonkurransmodellen er en teoretisk abstraksjon som utelater vesentlige sider ved den økonomiske virkelighet, kan den være viktig som et referansepunkt når vi diskuterer lønnsomheten ved vertikal integrasjon. Den forteller oss at alternativet til vertikal integrasjon er å bruke markeder. Når vi skal drøfte om det eksisterer incitament til vertikal integrasjon innenfor

⁸ For en mer detaljert beskrivelse av organisasjonsendringer i integrerte oljeselskaper, vises det til Petroleum Economist, jan. 1984: "Special report on the spot markets", side 9-16.

⁹ Vertikal integrasjon i betydning av den alternative definisjon: både felles eiere og faktiske internleveranser, se avsnitt 1.2.

amerikansk oljeindustri, skal vi diskutere hvor "bra" markedene fungerer. Dersom de fungerer "bra" er det ikke grunn til å forvente at det skal være gevinster av vertikal integrasjon.

Det gjenstår å drøfte hvilke krav som skal stilles for at et marked skal fungere "bra". For det første må en kreve at markedene eksisterer. For omsetning av råolje betyr det for eksempel at det eksisterer spot-, futures- og opsjonsmarkeder. Deretter må det avgjøres hvor godt de fungerer¹⁰. For et spesielt marked vil det kunne avhenge av størrelsen på etableringskostnader, antall aktører og om det er aktører som har markedsmakt.

2.2.2 Allokering av risiko gjennom kapitalmarkeder

Levin (1981) påpeker at ledere av amerikanske oljeselskaper ofte hevder at en viktig motivasjon for vertikal integrasjon er risikoreduksjon, hvor risiko oppfattes som varians til avkastningen på totalkapitalen til et selskap.¹¹ Denne argumentasjonen ser også ut til å være viktig for norske myndigheters vurderinger av Statoils nedstrømsengasjementer, jmf. St.meld. nr. 32 (1984-85) side 6 og St.meld. nr. 46 (1986-87) side 13.

Det er velkjent fra finansieringsteorien at når kapitalmarkedene er perfekte, er verdien av risikodiversifisering lik null¹². Videre er varians i avkastningen ikke det relevante målet for risiko. Den relevante risikoen til et prosjekt er den

¹⁰Et testbart mål for hvor godt et marked fungerer er markedseffisiens. Markedseffisiens betyr at informasjon som har betydning for vurderingen av verdien til et produkt og hvilken som helst annen informasjon som har betydning for denne vurderingen, lett og hurtig er tilgjengelig i markedet og at denne informasjonen hurtig og lett reflekteres i markedsprisen. For en nærmere drøftelse av effisiensbegrepet vises det til Mossin (1986) som behandler effisiente kapitalmarkeder.

¹¹I dette delavsnitt betyr vertikal integrasjon en felles eiergruppering; se avsnitt 1.2.

¹²Det henvises til lærebøker i finansiering, for eksempel Brealey og Myers (1984) og Copeland og Weston (1983).

delen av variansen som investorer er villige til å betale for.¹³ Siden investorer kostnadsfritt kan diversifisere risiko, ved å investere i forskjellige foretak, er de ikke villig til å betale for at foretak internt gjør det. Markedsverdien av vertikal integrasjon er derfor lik null når motivasjonen ene og alene er å redusere risiko.¹⁴

Faktisk kan en omfattende vertikal integrasjon i oljeindustrien virke negativt for investorer. Dersom alle oljeselskap er vertikalt integrert, vil mulighetene til å kjøpe aksjer i ikke-integrerte selskaper, for eksempel selskaper som kun produserer råolje eller selskaper som kun raffinerer råolje, være utelukket. Mulighetsområdet til investorer reduseres, noe som igjen kan være et tap for investorer.

På New York Stock Exchange (NYSE) ble det i januar 1988 notert 87 oljeaksjer. I tillegg kommer aksjer som ikke omsettes på NYSE, og som noteres på andre børser i USA. Blant de 87 noterte selskapene var det noen som primært drev med aktiviteter som boring etter olje og salg av produkter og tjenester til oljeindustrien. Blant resten av selskapene, med hovedaktiviteter innenfor produksjon av råolje, raffinering og markedsføring, er det en god spredning mellom vertikalt integrerte og ikke-vertikalt integrerte. Fordelingene mellom de ulike selskapskategoriene er beskrevet i kapittel 5. I tillegg til oljeaksjer omsettes det en rekke andre verdipapirer på de amerikanske børsene. Det er derfor god grunn til å hevde at de amerikanske kapitalmarkedene fungerer effektivt. Videre kan en hevde at for investorer er det å bruke kapitalmarkeder et bra alternativ til at oljeselskaper diversifiserer risiko gjennom vertikal integrasjon.

Er det mulig at markedsverdien av vertikal integrasjon kan være strengt negativ? Dersom kapitalmarkedene er perfekte og det er strengt negative

¹³ Andre betegnelser for den relevante risikoen er systematisk risiko og ikke-diversifiserbar risiko.

¹⁴ Når det er imperfeksjoner i kapitalmarkedene, kan det være positive gevinster av å integrere vertikalt. Et eksempel på en imperfeksjon er eksistensen av konkurskostnader. Gevinsten av vertikal integrasjon er lik markedsverdien av framtidige besparelser i konkurskostnadene. Siden produksjonsanlegg for råolje og raffinerier er relativt lett omsettlige, er det rimelig å tro at konkurskostnadene ikke er så høye.

samordningsgevinster av vertikal integrasjon, vil det ikke eksistere integrerte foretak når investorer er rasjonelle. For investorer vil det være bedre å kjøpe en portefølje bestående av det ikke-integrerte produksjonsselskapet for råolje og det ikke-integrerte raffineriet, enn å kjøpe aksjer i et integrert selskap bestående av de to ovenfornevnte ikke-integrerte selskapene. Når kapitalmarkedene er i likevekt, vil ingen investorer kjøpe aksjer og långivere selge lån til det integrerte foretaket. Hvis kapitalmarkedene ikke er i likevekt og det integrerte foretaket omsettes i kapitalmarkedene, vil en investor tjene på å kjøpe aksjer i selskapet og deretter splitte selskapet i et nedstrømselskap og et oppstrømselskap.

Denne argumentasjonen bygger på forutsetningene for perfekte kapitalmarkeder. Noen viktige antakelser er perfekt informasjon og at transaksjonskostnadene er lik null. Perfekt informasjon innebærer at investorer vet når et vertikalt integrert selskap blir priset lavere enn tilsvarende oppdelte selskaper. Dersom investorer erkjenner dette, kan man kostnadsfritt splitte opp selskapet i to atskilte foretak. Selvsagt vil kravene om kostnadsfrie transaksjoner og perfekt informasjon, ikke være i overensstemmelse med realitetene. På den annen side kan man hevde at amerikanske kapitalmarkeder fungerer så bra at det er vanskelig å tenke seg at man kan observere negative gevinster av vertikal integrasjon over en lengre tidsperiode.

2.3 Markedsimperfeksjoner og vertikal integrasjon ¹⁵

2.3.1 Transaksjonskostnader

Teori.

Coase (1937) argumenterte for at nøkkelen til forståelsen av vertikal integrasjon er å betrakte foretak og markeder som alternative måter å organisere vertikale byttehandler på. Vertikalt integrerte foretak organiserer byttehandelen internt innenfor foretaket. I motsetning til ikke-integrerte foretak

¹⁵For en utfyllende for teorier om markedsimperfeksjon og vertikal integrasjon, vises det til kapitlene 3 og 4 i del I av avhandlingen.

som bruker markeder til å bytte varer i. Det kan være lønnsomt å etablere et foretak fordi det er transaksjonskostnader forbundet ved å bruke markeder. Det kan være rimeligere å organisere transaksjoner innenfor et foretak enn å bruke markeder. Et foretak fortsetter å organisere aktiviteter internt inntil de marginale kostnadene ved å bruke markeder er lik de marginale kostnadene ved å organisere aktiviteter internt. For en utfyllende litteraturoversikt av dette temaet vises det til Williamson (1975) og Casson (1984).

Et klassisk eksempel på relativt høye transaksjonskostnader har vi i forbindelse med produksjonsprosesser som følger umiddelbart etter hverandre i tid og rom. Disse krever en viss samordning for å minimere kostnader. Teknologisk avhengige prosesser er vanlig innenfor prosessindustrien (kjemisk- og metallindustri o.s.v.). Organiseringen av et raffineri er et annet eksempel. Drift av et raffineri krever nøyaktig planlegging for å minimere kostnader. Det er ikke teknologien i seg selv som krever integrasjon. I prinsippet er det mulig å tenke seg at destillasjon og "cracking" innenfor ett og samme raffineri, eies og drives av to selvstendige foretak. Men en slik organisering vil kreve mye av det lokale markedet for destillerte produkter, i form av detaljerte avtaler, kontroll og informasjon. Dertil kan denne formen for markedsorganisering føre til markedsrett siden de to foretakene geografisk er plassert på samme sted og det i praksis ikke vil være andre potensielle selgere/kjøpere av destillerte produkter.

Transaksjonskostnader i råoljemarkedet.

I råoljemarkedet vil det typisk være transaksjonskostnader som er knyttet til innhenting av informasjon om markedspriser, forhandlingskostnader i forbindelse med leveringskontrakter og gebyr til meglere. Det er mulig å tenke seg at et vertikalt integrert oljeselskap kan redusere slike kostnader i forhold til ikke-integrerte selskaper, alt annet likt. Et vertikalt integrert selskap kan levere egenprodusert råolje til sine raffinerier, og på den måten unngå kostnader forbundet ved salg/kjøp av råolje i markedet.

På den annen side kan det være betydelige kostnader knyttet til feilaktig å levere egenprodusert råolje til egne raffinerier. Siden relative prisforhold for raffinerte produkter og for ulike typer av råolje stadig endrer seg, er det for

å oppnå best lønnsomhet, av stor betydning å bruke råolje som til enhver tid er tilpasset raffinerte teknologi og markedsforholdene for raffinerte produkter.

Endringene i prisdifferanser mellom to typer råolje, kan være opptil 1/2 dollar pr. fat.¹⁶ fra en måned til den neste. Dette blir selvsagt et stort beløp hvis et raffineri kjøper den gale råoljen når marginene for raffineriene varierer mellom 1/2 dollar og opptil 3 dollar pr. fat raffinert råolje.¹⁷

Ettersom vertikalt spotmarkedene for råolje fungerte godt på 80-tallet, er det god grunn til å tro at kostnadene ved feilaktig bruk av egen råolje overstiger transaksjonskostnadene forbundet ved å bruke markedet. Videre er det derfor rimelig å hevde at transaksjonskostnadsargumentet peker i retning av at det ikke er positive (eller negative) gevinster av vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering/markedsføring.

2.3.2 Ufullstendige forsikringsmarkeder

Representanter for oljeindustrien hevder ofte at vertikal integrasjon er lønnsomt siden det sikrer avsetning av råolje for produsenter og sikrer tilgang på råolje for raffinerier. Usikre leveranser vanskeliggjør planlegging og dermed effektiv drift.

Carlton (1979) og Green (1986) argumenterer for at problemer med usikre leveranser skyldes ikke usikkerheten i seg selv, men mangelfulle spotmarkeder og manglende forsikringsmarkeder til å håndtere usikkerhet i kvantum.¹⁸ Deres argumentasjon illustreres som følger:

¹⁶Kilde: Robinson (1985), tabell 8.1.

¹⁷Den gjennomsnittlige margin pr. fat raffinert olje for perioden 1983-87 var 1.17 dollar (standardavvik 0.70). Estimeringen er basert på data fra PIW (1989, June 19). For nærmere detaljer om utvalg og estimeringen vises det til delavsnitt 4.8.2.

¹⁸De manglende forsikringsmarkeder er for usikkerhet i kvantum. Usikkerhet i pris kan håndteres i terminmarkeder.

I en frikonkurransmodell vil markedsprisen for et halvfabrikata til enhver tid sørge for at foretak kan kjøpe alt det de etterspør til denne prisen. Denne stiliserte beskrivelsen passer ikke alltid like godt på det som observeres i praksis. En mer realistisk beskrivelse er at prisen ligger fast i en tidsperiode. Foretakene som foredler halvfabrikata, må planlegge sine innkjøp før selve produksjonen finner sted. Dersom foretakene venter med sine innkjøp til selve produksjonen foregår, er det usikkerhet om de får kjøpt det kvantumet som de på forhånd har planlagt å kjøpe. Usikkerheten kan reduseres ved å holde lager av halvfabrikata og/eller å tegne forsikringer for dermed å redusere eventuelle tap. Carlton (1979) og Green (1986) argumenterer for at vertikal integrasjon mellom en produsent av halvfabrikata og en produsent som videreforedler produktet, er et alternativ til lagerhold og forsikring. Vertikal integrasjon kan redusere lagerkostnadene. Hvis det ikke eksisterer et forsikringsmarked for usikkerhet i leveranser, fungerer i tillegg vertikal integrasjon som en forsikring.

Mitchell (1976) og Casson (1986) hevder at i den kortsiktige planleggingen av et raffineri er det nødvendig med sikre leveranser av råolje for at raffineriet skal utnyttes på en effektiv måte. Stans i gjennomstrømmingen i et raffineri er kostbart. For å unngå driftsstans må råoljen ankomme på det riktige tidspunktet, ikke for sent når lagertankene er tomme. Mitchell (1976) og Casson (1986) hevder, uten empirisk dokumentasjon av påstanden, at vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering kan være en måte å redusere sannsynligheten for driftsstans og dermed kostnadene forbundet ved et avbrudd. Imidlertid er det på sin plass å peke på at også integrerte oljeselskap vil stå overfor muligheten for driftsstans. Gevinsten av vertikal integrasjon vil være differensen mellom kostnadene ved driftsstans i tilfellene ikke-integrasjon og integrasjon.

2.3.3 Asymmetrisk informasjon

Arrow (1975) argumenterer for at asymmetrisk informasjon om framtidige priser på en råvare, kan gi foretak incitamentet til vertikal integrasjon. Et eksempel kan være råvareprodusenter som har bedre informasjon om råvareprisen enn

det nedstrømsforetak har. Gjennom integrasjon får nedstrømsforetak tilgang på denne informasjonen. Noe som igjen fører til en bedre utnyttelse av kapitalen i nedstrømsavdelingene.

Det er viktig å påpeke at mulighetene til å innkassere samordningsgevinster av integrasjon, avhenger av tre forhold:

For det første må informasjonen om fremtidige priser, ha verdi for nedstrømsforetaket. Informasjon har kun verdi for en beslutningstaker hvis den fører til verdiøkning gjennom endrede beslutninger. I den grad en spesiell informasjon ikke har noen verdi, er det heller ingen gevinster av å integrere vertikalt for å fremskaffe denne informasjonen.

Den andre forutsetningen er at det ikke eksisterer markeder for informasjonen som det her fokuseres på. Informasjonsmarkedene kan deles i to typer: Konsulenttjenester og papirmarkeder som futures- og opsjonsmarkeder. I den grad det er mulig å bruke konsulenttjenester, kan disse være et alternativ til vertikal integrasjon. I velfungerende futures- og opsjonsmarkeder for råolje vil markedsprisene reflektere all informasjon som er tilgjengelig både blant aktørene i disse markedene og for aktører som ikke deltar. Det er i så fall ikke nødvendig å delta aktivt i disse markedene for å fremskaffe informasjon om for eksempel markedenes forventninger om fremtidige priser på olje.

For det tredje kreves at integrasjon virkelig medfører fri informasjonsutveksling og en effektiv incentivstruktur for utveksling av informasjon. Grossmann og Hart (1986) påpeker at metodene for kommunikasjon ikke endres når foretakene integrerer. Sagt på en annen måte vil mulighetene for informasjonsutveksling innenfor et integrert foretak være de samme som mellom to ikke-integrerte foretak. Grossmann og Hart hevder videre at incentivstrukturen innenfor et integrert foretak vil være forskjellig fra incentivstrukturen mellom to ikke-integrerte foretak. Vertikal integrasjon er lønnsomt hvis endringene i incentivstruktur fører til at kostnadene ved den interne kommunikasjonsutvekslingen er mindre enn kostnadene for den samme informasjonsutveksling mellom to ikke-integrerte foretak.

Teece (1976, side 142-43) påpeker at i den kortsiktige planleggingen av et raffineri, vil det være betydelige informasjonsproblemer for ikke-integrerte raffinerier sammenliknet med hva det er for raffinerier som er oppstrøms-integrerte. Kort sikt betyr her fra 2 til 3 måneder. Videre at integrerte raffinerier har bedre informasjon om framtidige råoljepriser enn det et ikke-integrert raffineri har. Integrerte raffinerier vil derfor kunne planlegge og dermed kunne utnytte raffineriene bedre enn det ikke-integrerte raffinerier kan. Argumentasjonen kan være relevant for oljeindustrien på 50- og 60-tallet, men ikke på 80-tallet:

Som det allerede er nevnt ovenfor, fungerte terminmarkeder for råolje relativt bra på 80-tallet.¹⁹ Effektive terminmarkeder fungerer som informasjonsbærere for aktørenes totale informasjon om framtidige etterspørsels- og tilbudsforhold av råolje. Ikke-integrerte råoljeprodusenter og raffinerier har de samme muligheter som integrerte selskaper har, til å bruke disse markedene. De har da muligheter for å innhente nødvendig informasjon om framtidige råoljepriser. Informasjonen kan så brukes i den kortsiktige planleggingen i raffineriene. I perioden 1980-86, som utvalget er hentet fra, er det derfor rimelig å påstå at vertikal integrasjon ikke har positiv verdi på grunn av asymmetrisk informasjon om råoljeprisen på kort sikt.

For mer langsiktige beslutninger som oppgradering og bygging av raffinerier, er det heller ingen grunn til å tro at integrerte selskaper kan framskaffe bedre informasjon om framtidige råoljepriser enn det ikke-integrerte selskaper kan. Det kan selvsagt være gevinster i forbindelse med at antall analyseavdelinger kan reduseres fra to til en. Alternativt til egne analyseavdelinger er at selskapene kjøper konsulent tjenester. Vertikal integrasjon kan da redusere kjøp av slike tjenester. Det sentrale er at kvaliteten på informasjonen som igjen har konsekvenser for verdien av en beslutning, er den samme for integrerte og ikke-integrerte selskaper.

¹⁹ I terminmarkeder handles det kontrakter hvor kjøper (selger) forplikter seg til å motta (levere) en bestemt varemengde på et fremtidig tidspunkt til en pris som bestemmes på avtaletidspunktet. Det skilles mellom to typer av terminkontrakter: En forwardkontrakt er en individuell, skreddersydd avtale, og kontrakten er inngått direkte mellom kjøper og selger. Futureskontrakter er standardiserte kontrakter omsatt på børs. Transaksjonene mellom kjøper og selger splittes av en klareringssentral som opptrer som kjøpers selger og selgers kjøper.

2.3.4 Markedsmakt

Teori.²⁰

Utøvelse av markedsmakt på enten tilbuds- eller etterspørselssiden av råoljemarkedet kan skape foretaksøkonomiske incitament for integrasjon. En aktør har markedsmakt når prisen på produktet er strengt større enn den marginale kostnad aktøren påtar seg ved å fremskaffe produktet. For eksempel vil utøvelse av markedsmakt på tilbudssiden av råoljemarkedet føre til et avvik mellom markedspris og den marginale kostnaden for råolje. Dette avviket kan igjen føre til en ineffektiv utnyttelse av råolje i raffineringsindustrien og incitament for vertikal integrasjon for aktører med markedsmakt. I prinsippet er det tre forhold som kan skape incitament for vertikal integrasjon:

i) Prisdiskriminering. Et foretak kan ønske å selge det samme produktet i forskjellige markeder til ulike priser. Dersom det lar seg gjennomføre vil det skape incitament for arbitrasje mellom forhandlere som betjener disse markedene. Foretaket kan hindre arbitrasje ved vertikal integrasjon med distributøren av det produktet som har den laveste prisen når foretaket kan prisdiskrimineres. Prisdiskriminering er forbudt etter amerikansk lov.²¹ En måte å unngå loven på er vertikal integrasjon med en av kundene. Ved å fastsette en internpris som er lik markedsprisen, er det mulig å skjule diskriminering mellom kunder.

ii) Suksessiv markedsmakt. Dersom et nedstrømsforetak (raffinering/-markedsføring) utøver markedsmakt overfor sine kunder, vil det være gevinster av vertikal integrasjon med et oppstrømsforetak, som har markedsmakt. Uten integrasjon vil det være to påfølgende markedspriser som avviker fra de marginale kostnadene til de respektive produktene. Vertikal integrasjon reduserer antall feilaktige prissignaler og fører til gevinster for det integrerte selskapet.

²⁰For en utfyllende oversikt for teorier om når eksistensen markedsmakt vises det til kapittel 4 i del I av avhandlingen. I tillegg henvises det til Waterson (1984), Casson (1984) og Tirole (1988) som gir oversikt over litteraturen for dette teamet.

²¹Tirole (1988), side 17.

iii) Internalisering av vridninger i innsatsfaktorbruken. Dersom det er substitusjonsmuligheter mellom innsatsfaktorer i produksjon av et ferdigprodukt, kan et oppstrømsforetak øke den samlede profitt ved nedstrømsintegrasjon.

Markedsmakt i amerikansk oljeindustri?

Den sentrale antakelsen for teoriene i dette avsnittet er at aktører på tilbudssiden av råoljemarkedet har markedsmakt. Det er disse selskapene som eventuelt har incitament til vertikal integrasjon. Spørsmålet er om det er grunn til å tro at noen amerikanske oljeselskaper har markedsmakt på tilbudssiden av råoljemarkedet. På 80-tallet er det rimelig å beskrive atferden til amerikanske råoljeprodusenter som prisfaste kvantumstilpassere når de tilbyr råolje i markedet.

Raffineriene har heller ikke markedsmakt som kjøpere av råolje. Riktignok har de en viss mulighet for å utøve markedsmakt på grunn av geografiske atskilte markeder og transportkostnader. Denne markedsmakt har imidlertid ingen strategisk betydning. Det er derfor rimelig å beskrive raffinerinæringen som en frikonkurransenæring.

Siden de amerikanske oljeselskapene opptrer som prisfaste kvantumstilpassere i råoljemarkedet, er det grunn til å påstå at det ikke er samordningsgevinster ved vertikal integrasjon på grunn av markedsmakt.

2.3.5 Skattemotivert integrasjon?

I det følgende drøftes om skatter kan få konsekvenser for om et oljeselskap velger vertikal integrasjon eller ikke.

Merverdiavgift.

Merverdiavgifter virker nøytralt med hensyn på vertikal integrasjon, se Tirole (1988, side 17).

Produksjonsskatter for råolje.

I ulike land og stater i USA finnes det en rekke spesialskatter for produksjon av råolje.²² Amerikanske petroleumsskatter på 80-tallet bestod i hovedsak av to elementer :

i) "State severance tax" (SST) er en føderal skatt der grunnlaget for utlikning av skatten er brønnpris. Brønnprisen beregnes og bestemmes av de respektive myndighetene og skal i prinsippet reflektere markedsprisen for råolje. SST skatten er en prosentsats av brønnprisen. På 80-tallet har denne prosentsatsen variert mellom 7 og 12 prosent avhengig av hvilken føderal stat oljen pumpes fra.

ii) "The windfall profits tax" er en prosentskatt av verdien til råolje. Skatten utliknes som en prosentsats av differansen mellom brønnpris og en referansepris, hvor differansen er etter at SST-skatten er utlignet. Referanseprisen var 16 dollar pr. fat i perioden 1981-86. (The windfall profits tax ble innført i 1981). Prosentsatsen har endret seg i løpet av perioden 1981-86.

Et fellestrekk med de to typene av produksjonsskatter og de fleste utenlandske produksjonsskattene er at skattene utlignes på priser som selskapene ikke selv har kontroll over. I de to ovenfornevnte spesialskattene er prisene, som det utliknes skatt på, henholdsvis beregnet brønnpris og referansepris (16 dollar pr. fat). Vertikalt integrerte selskaper har derfor i praksis små muligheter til å redusere produksjonsskattene ved å operere med fiktive internpriser for råolje.

Ulike overskuddsskatter mellom stater.

Dersom det er ulike overskuddsskatter mellom land, kunne det tenke seg at vertikal integrasjon er en måte å redusere totale skatteinnbetalinger og dermed øke overskuddet, alt annet likt. Ved å fastsette bokførte internpriser som minimerer totale skatteinnbetalinger, kan et vertikalt integrert selskap komme bedre ut enn tilsvarende ikke-integrerte selskaper. Internasjonale avtaler skal i

²²For en mer utfyllende beskrivelse av det amerikanske skattesystemet og andre lands skattesystem vises det til Heaps og Helliwell (1985).

prinsippet begrense skattemotivert internprising. I så fall vil det ikke være gevinster ved vertikal integrasjon.

Opprettelsen av "Royalty Trusts".

I begynnelsen av 80-tallet organiserte enkelte oljeselskaper en del av sine reserver i egne selskaper; "Royalty Trusts". Aksjonærene i selskapene ble tildelt andeler i "trustene" og deretter ble andelene notert på børsen på vanlig måte. Opprettelsen av "trustene" var først og fremst skattemotivert. Fordelen for aksjonærene er kort at resultatet i en "trust" blir direkte overført til andelsinnehaverne og man unngår dermed å betale selskapskatt. Skattelovgivningen ble skjerpet utover 80-tallet og spesielt implementeringen av "Tax Reform Act 1984" førte til sterkt reduserte fordeler av "trustene".²³ Opprettelsen av "trustene" er altså et eksempel på skattemotivert disintegrasjon.

2.4 Resultater fra empiriske studier

Et viktig element av etablering av a priori oppfatning består av resultater fra tidligere empiriske studier om lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor oljenæringen og amerikansk oljeindustri spesielt. Dessverre er det ikke mange slik undersøkelser, og som allerede nevnt i innledningskapittelet har vi bare kommet over en: Levin (1981) tester lønnsomheten av vertikal integrasjon mellom produksjon og raffinering av råolje.

Imidlertid har det vært en rekke studier der det fokuseres på om oljeindustrien er vertikalt integrert eller ikke. Eksempler er Adelman (1955), Laffer (1969), Tucker og Wilder (1977), Teece (1976), Levin (1981) og Robinson (1985). Hovedkonklusjonen fra disse undersøkelsene kan oppsummeres som følger: For det første har oljeindustrien etter 1945 vært karakterisert med stor variasjon når det gjelder graden av vertikal integrasjon. For det andre og mer viktig har det ikke vært noen systematisk tendens mot at flere oljeselskaper er vertikalt integrert. Robinson (1985) hevder tvert i mot at det har vært en tendens til vertikal disintegrasjon i oljeindustrien i hele etterkrigstiden. Denne utviklingen

²³Kilde: Miller og Upton (1985), fotnote 10.

har også fortsatt på 80-tallet, for nærmere detaljer vises til kapittel 2 i del 1 av avhandlingen. Hvis det er systematiske gevinster av vertikal integrasjon, ville man forvente å observere en tilbøyelighet til vertikal integrasjon i næringen. Noe som altså ikke er tilfellet.

Som nevnt tester Levin (1981) for lønnsomheten av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri. Studien baserer seg på data om 53 amerikanske oljeselskaper i perioden 1948-72.

Levin definerer integrasjonsgraden til et selskap som det relative forholdet mellom egen råoljeproduksjon og summen av raffinert råolje og egen produksjon av råolje. Råoljeproduksjon og raffinerte produkter inkluderer produksjon fra datterselskaper lokalisert utenfor USA. Integrasjonsgraden varierer fra 0 til 1. Et raffineri uten råoljedekning har en integrasjonsgrad som er lik 0. En råoljeprodusent uten raffinerer har en integrasjonsgrad som er lik 1. Integrasjonsgraden for et komplett integrert selskap er lik 0,5, dvs. dette selskapet produserer like mye olje som det raffinerer.

Hvis intervallet deles i 4 like deler, er halvparten av observasjonene i intervallet mellom 0,25 og 0,50 og resten fordeles likt mellom de tre resterende intervallene. Det er små endringer i integrasjonsgradene over tid.

Den avhengige variabel i Levins modell er driftsresultat etter skatt, men før finansielle poster, dividert på summen av et selskaps råoljeproduksjon og kvanta av råolje som foredles i selskapets raffinerier. Vi skal benevne den avhengige variabel som driftsresultat pr. fat (dollar pr. fat).

For å teste for lønnsomheten av vertikal integrasjon bruker Levin et annengrads polynom av integrasjonsgraden på høyresiden i regresjonslikningen. Når vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering har en strengt positiv driftsgevinst, vil en forvente å observere at driftsresultatet pr. fat som funksjon av integrasjonsgraden, er strengt konkav, dvs. koeffisienten foran annengradsleddet er strengt negativ. Dersom gevinsten er lik null vil man forvente at koeffisienten foran annengradsleddet er signifikant lik null.

I tillegg til polynomet av integrasjonsgraden bruker Levin en rekke uavhengige variabler som gjeldsgrad, total bokført verdi (som skal representere stordriftsfordeler), andel av råolje av total råolje som produseres utenfor USA, organisasjonsstruktur (for eksempel divisjonalisert i motsetning til sentralisert). Mange av de ovenfornevnte variablene inngår lineært med integrasjonsgraden, dvs. en variabel er definert som produktet av integrasjonsgraden og den opprinnelige variabel og en variabel definert som den egentlig variabel. I den regresjonen som har flest variabler, er det tilsammen 21 uavhengige variabler.

Konklusjonene til Levin kan kort oppsummeres i to punkter:

- i) Driftsresultatet pr. fat avhenger ikke av integrasjonsgraden.
- ii) Derimot er variansen i driftsresultat pr. fat korrelert med integrasjonsgraden. Variansen er mindre for selskaper med høy grad av vertikal integrasjon, det vil si selskaper som har integrasjonsgrader nær 0,5.

Det kan være på sin plass med en kommentar til Levins resultat ii). Resultatet om at variansen i driftsresultatet pr. fat er mindre for integrerte selskaper enn for ikke-integrerte selskaper er ikke overraskende. Fra porteføljeteorien, vet vi at variansen til en sammensatt portefølje er mindre enn variansen til de enkelte elementene i porteføljen. Et integrert oljeselskap består av en portefølje sammensatt av råoljeproduksjon, raffinering og markedsføring, og det er derfor ingen overraskelse at variansen i driftsresultatet pr. fat til slike selskaper er mindre enn variansen til for eksempel ett selskap som kun driver med råoljeproduksjon.

Men dette faktumet innebærer ikke nødvendigvis at det er samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Levin (1981) påpeker at ledere av amerikanske oljeselskaper ofte hevder at en viktig motivasjon for vertikal integrasjon, er risikoreduksjon, hvor risiko synes å måles som varians i avkastningen på totalkapitalen til et selskap. Denne argumentasjonen ser også ut til å være viktig for norske myndigheters vurderinger av Statoils nedstrømsengasjementer, jmf. St.meld. nr. 32 (1984-85) side 6 og St.meld. nr. 46 (1986-87) side 13. Det er velkjent fra finansteorien at så lenge kapitalmarkedene fungerer perfekt vil

foretak ikke få betalt for risikodiversifisering.²⁴ Selv om variansen i avkastningen på kapitalen er mindre for integrerte oljeselskaper enn den er for tilsvarende ikke-integrerte selskaper, er det nødvendigvis ikke slik at det blir verdsatt i kapitalmarkedene.

Når det gjelder resultatet om at driftsresultatet pr. fat ikke avhenger av vertikal integrasjon, støtter det oppfatningen om at verdien av vertikal integrasjon er lik null på 80-tallet. Både råoljemarkedene og produktmarkedene fungerer langt mer effektivt på 80-tallet enn det de gjorde før 1972. Dersom det ikke var gevinster av vertikal integrasjon før 1972 er det heller ikke å forvente gevinster av vertikal integrasjon i perioden 1980-86.

2.5 Oppsummering

I følge Petroleum Analysis (1985) har det etter 1980 skjedd endringer i de integrerte oljeselskaperenes strategi i produktmarkedene: Fra å basere seg på internleveranser til mer markedsorientert atferd. De integrerte selskaperne har opprettet egne opp- og nedstrømsdivisjoner. Hver divisjon har eget resultatansvar. Konsekvensen av det, er at oppstrømsdivisjonene selger råolje til de som er villig å betale den høyeste prisen og nedstrømsdivisjonene kjøper råolje fra de som kan tilby den laveste prisen. Dette tyder på at alternativet til vertikal integrasjon, det å bruke markeder, fungerer så tilfredsstillende, at det ikke er gevinster å hente ved integrasjon på grunn av imperfeksjoner i produktmarkedene.

I neste kapittel skal vi gjennomgå modeller som drøfter prising av et oljeselskap og enkeltaktivitetene i et selskap.

²⁴ Dette poenget er drøftet i delavsnitt 2.2.2. For en nærmere drøfting vises det til standard lærebøker i finansieringsteori, for eksempel Brealey og Myers (1984) side 132-35 eller Copeland og Weston (1983).

KAPITTEL 3

PRISING AV OLJESELSKAP

Når vi skal teste om den vertikale struktur i seg selv forklarer variasjon i markedsverdiene til oljeselskaper, er det helt nødvendig å identifisere hvilke aktiva som bestemmer markedsverdien til et selskap. Markedsverdien til et oljeselskap blir bl.a. bestemt av oljereserver, gassreserver og raffineringsskapasitet. I avsnitt 3.1 identifiseres enkelt aktiviteter, og dernest drøftes hvordan de inngår i den totale markedsverdien til et oljeselskap. I avsnitt 3.2 skal vi drøfte prising av enkelt aktiviteter.

3.1 Verdiadditivitet

Den sentrale egenskap ved den økonomiske modell er verdiadditivitet:¹ I en frikonkurransøkonomi kan aktiva i et foretak (realøkonomien i et foretak) fordeles på enkeltaktiviteter, og den totale markedsverdien vil være lik summen av verdiene til hver enkelt aktivitet. Tilsvarende kan passiva i foretaket (kapitalstrukturen til foretaket) deles opp i enkelte poster, og markedsverdien av passiva er lik summen av markedsverdiene til hver enkelt passivapost. Og til slutt: Markedsverdien av aktiva er lik markedsverdien av passiva.

Verdiadditiviteten er illustrert i følgende balanseoppstilling til et oljeselskap, der balansen er gitt ved markedsverdier.

¹Den engelske betegnelsen for verdiadditivitet er "the principle of value additivity".

AKTIVAPOSTER	PASSIVAPOSTER
Råoljereserver	Gjeld
+ gassreserver	+ egenkapital
+ raffineringsskapasitet	
+ markedsføringsaktiva	
<hr/>	<hr/>
= total verdi	= total verdi

Figur 3.1 Balanseoppstilling for et oljeselskap, der balansen er gitt ved markedsverdier.

Resten av dette avsnittet er organisert som følger: I 3.1.1 drøftes verdiadditivitet for passivasiden, og diskusjonen relateres til oljeindustrien. I 3.1.2 diskuteres verdiadditivitet for aktivasisden; teoretisk og for oljeselskaper spesielt.

3.1.1 Passiva

Spørsmålet om og hvorledes kapitalstrukturen til et foretak påvirker den totale markedsverdi til foretaket, har vært ett av de mest diskuterte tema innenfor finansieringslitteraturen. Selv om temaet har vært grundig drøftet, vet vi fremdeles ikke hvorledes foretak velger å sette sammen gjeld og egenkapital. Myers (1984, side 575) stiller følgende spørsmål: "How do firms choose their capital structures?" og gir selv svaret "We don't know." Dette kan virke noe

pessimistisk siden det er akkumulert mye kunnskap om hvordan foretak velger sin kapitalstruktur.

I det følgende gis det et kortfattet resyme av teori om og empiriske studier på ovenfornevnte emne. Når kapitalstrukturen til foretak drøftes, forutsettes aktivasisden å være gitt, dvs. det skjer ingen endringer i maskinpark, bygningsmassen, arbeidsinnsats, organisasjon, produktpriser, osv. Det er kun den relative sammensetningen av lån og egenkapital som endres.

3.1.1.1 Teori

Perfekte kapitalmarkeder.

Som utgangspunkt for problematikken om valg av kapitalstruktur, refereres ofte Modigliani og Millers (1958) "proposition 1". Den fastslår at når kapitalmarkedene er perfekte, er kapitalstrukturen irrelevant for markedsverdien til et foretak. Det er altså ikke mulig å øke eller redusere markedsverdien til et foretak ved å endre sammensetningen av gjeld og egenkapital. Dette poenget kan illustreres i en enkelt en-periode Arrow-Debreu modell:

Vi betrakter et foretak som er 100 prosent egenkapitalfinansiert og som består av aktiviteter som genererer en kontantstrømsvektor x . Et element i vektoren x refererer seg til en tilstand. Videre er θ en gitt vektor av elementære tilstandspriser. Markedsverdien av aktivitetene er da gitt som $V \equiv \theta^t x$, hvor toppskriften t står for transponert. Spørsmålet er om en annen finansieringsform vil endre den totale markedsverdi til foretaket.

La oss anta at selskapet opptar et lån som tildeler eierne av lånet en kontantstrømsvektor d hvor det s 'te element er gitt som

$\min(d', \{x\}_s)$, hvor

$\{ \}_s$ = s 'te element i vektoren innenfor klammeparentesene og
 d' = summen av rente- og avdrag på lånet.

Så lenge foretaket unngår konkurs, dvs. de tilstandene s som er slik at $\{x\}_s \geq d'$, vil långivere få utbetalt rente og avdrag på lånet, d' , som da er uavhengig av hvilke tilstander som realiseres. Om bedriften slås konkurs, dvs. realisasjon av tilstander s som er slik at $\{x\}_s < d'$, overtar långivere retten til kontantstrømmen x . Markedsverdien av gjelden, D , er da gitt som $D = \theta^t d$.

Kontantstrømmen til egenkapitaleierne, som betegnes med vektoren e , er residualbestemt slik at $e = x - d$. Merk at i konkurstilstander s , dvs. tilstander s som er slik at $d' > \{x\}_s$, er kontantstrømmen til eierne lik null siden $\{d\}_s = \{x\}_s$. Markedsverdien av egenkapitalen, E , er gitt som $E = \theta^t e$.

Total markedsverdi av passivasiden kan skrives som summen av markedsverdien av egenkapital og lånekapital; $E + D = \theta^t(e+d) = \theta^t x = V$. Markedsverdien av passivasiden er altså lik markedsverdien av aktivasiden til foretaket. Siden det gjelder for en vilkårlig kapitalstruktur, må den totale markedsverdi V være uavhengig av sammensetning av gjeld og egenkapital.

Det er også kjent fra litteraturen at imperfeksjoner som skatter, konkurskostnader og asymmetrisk informasjon mellom ledelse og aksjonærer, kan føre til at kapitalstruktur påvirker total markedsverdi av foretaket.² Med imperfeksjoner menes avvik fra en frikonkurransøkonomi.

Skatter.

Ulik skattelegging av kapitalinntekt (utbytte, kapitalgevinst i form av økning av aksjeverdien og renteinntekt til långivere) kan lede til at valg av kapitalstruktur påvirker den totale verdi til et foretak. De viktigste bidragene er Modigliani og Miller (1963) og Miller (1977). I den førstnevnte argumenteres det for at foretak bør finansieres med kun gjeld siden renter er fradragsberettigede før utligning av selskapsskatt.

For å illustrere dette poenget brukes den ovenfornevnte Arrow-Debreu modell. Vektoren x er kontantstrømsvektor før skatt. La t være en vektor som representerer skatteinnbetaling når selskapet er 100 prosent egenkapital-

²For en innføring i dette temaet henvises det til Brealey og Myers (1984) kapittel 14.

finansiert. Kontantstrømmen til egenkapitaleierne er residualbestemt, og den er lik $(x-t)$. Når skattesystemet er slik at selskapene kun betaler skatt på overskudd, vil $\{t\}_s = 0$ hvis $\{x\}_s \leq 0$. Markedsverdien etter skatt av aktivitetene, V , er gitt ved $V = \theta^t(x-t)$.

La oss anta at selskapet delfinansieres med gjeld. Skatteinnbetalingene antas da å være gitt med kontantstrømsvektoren t' . Når skattesystemet har overskuddsskatt og renter er fradragsberettigede, vil $t' \leq t$. I de tilstander s som selskapet er i en skatteposisjon, vil ulikheten holde med streng ulikhet.

Den **samlede** kontantstrømmen til eierne (egenkapitaleiere og långivere) er residualbestemt, og den er lik $(x-t')$. Den totale markedsverdien for eierne er da gitt som $V' \equiv \theta^{t'}(x-t')$. Videre har vi at $V'-V = \theta^{t'}(t-t') > 0$ når selskapet har muligheter til å komme i skatteposisjon.

Gevinsten av å delfinansiere selskapet med gjeld er altså lik markedsverdien av reduksjonen i selskapsskatt som følger av gjeldsfinansiering, dvs. $\theta^{t'}(t-t')$. Dersom en kun tar i betraktning selskapsskatt, vil optimal gjeldsgrad derfor være 100 prosent.

Miller (1977) tar hensyn til, i tillegg til selskapsskatt, utlikning av personskatt på kapitalinntekt (personskatt på renteinntekt, utbytte på aksjer og verdistigning av obligasjoner og aksjer). Miller beskriver en **likevekt** for aggregert etterspørsel og tilbud av lån. I likevekt er den personlige marginale inntektskatt for den marginale selger av lån lik den marginale selskapsskatt til den marginale etterspøreren etter lån.

Siden likevekt bestemmer aggregerte størrelser (av lån), vil kapitalstruktur ikke være relevant for det enkelte selskap. Millers modell forklarer hvorfor det observeres forskjellige gjeldsgrader, uten å måtte bruke forklaringer som at ledelsen i foretak ikke maksimerer total markedsverdi.

I følge Myers (1984) er problemet med Millers modell at den bygger på forutsetningen om samme effektive marginale skattesats for alle selskaper. Myers hevder videre at antagelsen ikke er rimelig siden det observeres en utstrakt handel med avskrivningsmuligheter for selskaper. Imidlertid kan man

innvende mot Myers kritikk at den omfattende omsetning av skattefradrag nettopp kan føre til at selskaper har samme effektive marginale skattesats. Dette fordi en betydelig handel med skattefradrag vil føre til en utjevning av marginale skattesatser for selskaper.

Konkurskostnader.

Konkurskostnader inkluderer så vel administrative kostnader i forbindelse med en konkurs (salær til bobestyrer) som mer subtile kostnader forbundet med agentproblemer, moral hasard og kontraktskostnader som kan påvirke markedsverdien til et foretak, selv om det ikke slås konkurs. Agentproblemer og moral hasard er knyttet til asymmetrisk informasjon mellom aksjonærer og långivere. Så lenge et foretak ikke er slått konkurs, vil det kunne oppstå situasjoner hvor aksjonærene fatter beslutninger som går mot långiveres interesser. På den måten kan total markedsverdi reduseres. Myers (1984) oppsummerer sitt syn på konkurskostnader og kapitalstruktur med to kvalitative utsagn:

i) For det første bør foretak med en høy konkurssannsynlighet låne mindre enn foretak med en lav konkurssannsynlighet, alt annet likt. Med konkurssannsynlighet menes her sannsynligheten for å gå konkurs med en gitt kapitalstruktur. Markedsverdien av konkurskostnader øker når sannsynligheten for konkurs øker, noe som igjen fører til en reduksjon i total markedsverdi.

ii) For det andre bør foretak som består av lett omsettlige aktiviteter, låne mer enn foretak med aktiviteter hvis verdi hovedsakelig ligger i vekstpotensial eller spesialiserte aktiviteter. Med spesialiserte aktiviteter menes her aktiviteter som ikke er lett omsettlige og som taper verdi ved en konkurs. Typisk vil man observere at kunnskapsbaserte foretak faktisk har lave gjeldsgrader. Slike selskaper er i større grad avhengige av menneskelige ressurser ("human capital") enn andre foretak. Dersom et slikt kunnskapsbasert selskap slås konkurs, er det ikke enkelt å selge konkursboet stykkevis og delt. Markedsverdien av konkurskostnadene avhenger ikke bare av sannsynligheten for konkurs, men også av størrelsen på konkurskostnader. Selskaper med lett omsettlige aktiviteter vil ha lave konkurskostnader enn selskaper med vanskelig omsettlige aktiviteter.

Asymmetrisk informasjon.

Ross (1977) argumenterer for at i en situasjon med asymmetrisk informasjon mellom ledelsen i et foretak og kapitalmarkedene, kan ledelsens valg av kapitalstruktur være en måte å signalisere (eller avsløre) informasjonen til kapitalmarkedene. En ledelse av et "godt" selskap, dvs. et selskap hvor sannsynligheten for konkurs er liten, vil ha incitament til å øke gjeldsgraden og på den måten signalisere at selskapet er godt. Motsatt vil ledelsen av et "dårlig" selskap, dvs. et selskap som har en høy sannsynlighet for konkurs, ha incitament til å redusere gjeldsgraden og på den måten avsløre at selskapet er dårlig.

3.1.1.2 Empiriske studier

Det har vært utført empiriske tester om valg av gjeldsgrad påvirker markedsverdien til et foretak.³ Modigliani og Miller (1958) bruker tverrsnittsdata for 42 amerikanske oljeselskaper i 1953 for å teste om gjeldsgrad forklarer forskjeller i gjennomsnittlig kapitalkostnad til selskapene. Resultatet fra disse regresjonene er at kapitalkostnaden ikke påvirkes signifikante av gjeldsgrad, og følgelig blir heller ikke markedsverdien av selskapene påvirket.

Weston (1963) kritiserer analysen til Modigliani og Miller for at den implisitt forutsetter konstant avkastning i uendelig framtid. Videre kritiserer Weston at den ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til at risikoene til realaktivitetene i de enkelte oljeselskapene varierer.

En forklaring på at risiko varierer vil være ulike grader av vertikal integrasjon. Siden datasettet vårt inneholder informasjon om vertikal integrasjon og dermed også informasjon om sammensetning av aktivasiden, vil det være mulig å teste hvorvidt kapitalstruktur påvirker total markedsverdi når det tas hensyn til at risikoen varierer. En slik analyse vil være omfattende og vil derfor ikke bli utført her.

³ For en utfyllende litteraturoversikt over empiriske studier på dette temaet vises til Copeland og Weston (1983) kapittel 13.

3.1.1.3 Oppsummering

Copeland og Weston (1983) konkluderer sin gjennomgang av teori og empiriske studier med at spørsmålet om og eventuelt hvorledes verdien til foretaket påvirkes av gjeldsgrad er uavklart. Med det utgangspunktet antas det her at foretak velger kapitalstruktur på en optimal måte. Valget formaliseres ved å definere gjeldsgraden, som benevnes ved x , som

$$x' \equiv \text{DEBT}' / (\text{DEBT}' + \text{EQ}'), \text{ hvor}$$

DEBT' = markedsverdi av gjeld og

EQ' = markedsverdi av egenkapital.

Dersom aktivasiiden (dvs. verdien av fremtidige driftsinntekter generert fra bygninger, maskiner, arbeidskontrakter, osv.) er gitt, er optimal kapitalstruktur, som betegnes med x , gitt som følger:

$$x \in \underset{x'}{\text{argmaks}} \{ \text{VALUE}(x') \mid x' \in [0,1] \},$$

hvor $\text{VALUE}(x')$ er total markedsverdi som funksjon av gjeldsgraden til foretaket.

Når gjeldsgrad ikke påvirker total markedsverdi til et selskap, vil optimale gjeldsgrader være alle $x \in [0,1]$.

For en **optimal** gjeldsgrad, x , kan markedsverdien av et oljeselskap skrives som

$$(3.1) \quad \text{VALUE} = \text{VALUE}(x) = \text{EQ} + \text{DEBT}, \text{ hvor}$$

x = optimal gjeldsgrad,

EQ = markedsverdien av egenkapital når gjeldsgraden er optimal og

DEBT = markedsverdien av selskapets når gjeldsgraden er optimal.

Så langt har vi formulert en modell for bestemmelse av markedsverdien til de

finansielle postene til et oljeselskap. I det følgende beskrives en modell for bestemmelse av verdien for realdelen til et selskap.

3.1.2 Aktiva

I en frikonkurransøkonomi vil den totale markedsverdien til et foretak være lik summen av markedsverdiene til de enkelte aktivitetene i foretaket.⁴ Denne egenskapen ligger til grunn når en bruker nåverdimetoden til å evaluere prosjekter; enkeltprosjekter kan og bør vurderes uavhengig av et selskaps øvrige aktiviteter. Omvendt kan et selskaps aktiviteter deles opp, og summen av markedsverdien til hver enkelt aktivitet er lik total markedsverdi til aktiva-siden til selskapet.

I første omgang splittes et oljeselskaps aktiva i fire:

- I) Råoljeproduksjon som innbefatter leting etter, utbygging og drift av forekomster.
- II) Produksjon av gass som inkluderer leting etter, utbygging og drift av gassforekomster.
- III) Markedsføring/raffinering. Denne aktiviteten består av raffinering av råolje og distribusjon av oljeprodukter gjennom egne kanaler, for eksempel gjennom en kjede av bensinstasjoner.
- IV) Andre aktiviteter. Eksempler på slike aktiviteter er: forsikring, industriell jordbruk, ferdigvaremat og skogbruk.

Oppdelingen av petroleumsaktiva i fire er opplagt en forenkling. Mange oljeselskapers aktiviteter inkluderer også andre petroleumsrelaterte aktiviteter enn de tre ovenfornevnte, f.eks. aktiviteter som petrokjemisk industri og transport av råolje og oljeprodukter.

⁴Det henvises til standard lærebøker i finansiering, som for eksempel Brealey og Myers (1984) eller Copeland og Weston (1983).

Det kunne også vært ønskelig å skille mellom raffinering og markedsføringsaktiviteter. I så fall er det mulig å teste lønnsomheten av vertikal integrasjon mellom både råolje og raffinering og mellom raffinering og markedsføring. Problemet er at selskapene vanligvis ikke oppgir "mål" som kan skille raffinering og markedsføring. På samme måte som Levin (1981) behandles raffinering og markedsføring som én aktivitet.

Når verdiadditiviteten er oppfylt, innebærer det at den totale markedsverdi til et oljeselskap er lik summen av markedsverdiene til de fire aktivitetene. Implisitt følger det at verdiadditivitet er holdbar mellom de ovenfornevnte aktivitetene og mellom enhver kombinasjon av dem. Dette innebærer følgende:

- i) Det er ingen samordningsgevinster mellom produksjon av råolje og markedsføring/raffinering.

Siden målsettingen vår er å teste hvorvidt denne påstanden er holdbar, diskuteres ikke holdbarheten av dette utsagnet her.

- ii) Det er heller ingen samordningsgevinster mellom produksjon av råolje og produksjon av gass.

Ikke-assosiert uttømming.

I de tilfellene hvor olje (gass) pumpes fra en ren olje (gass) forekomst, er det opplagt at verdiadditiviteten mellom oljeproduksjon og gassproduksjon holder: Olje- og gassproduksjon kan da betraktes som atskilte aktiviteter. Markedsverdien av de samlede aktivitetene vil være lik summen av markedsverdiene til hver enkelt aktivitet.

Assosiert uttømming.

Det stiller seg annerledes når olje og gass pumpes fra den samme forekomst. Produksjon av gass og produksjon av råolje er da samkoblet og kan ikke skilles som selvstendige produksjonsprosesser. Kostnadsfunksjonen vil i det tilfellet være **subadditiv**.

For å definere subadditivitet er det hensiktsmessig med litt notasjon. Vektorene x og y defineres som henholdsvis produksjon av råolje og produksjon av gass hvor et element refererer seg til et tidspunkt og en tilstand. Vektorene x og y er definert i henholdsvis mengden X og mengden Y . Kostnadsfunksjonen er gitt ved $C=C(x,y)$ der $C()$ er en avbildning definert som $C:(X,Y) \rightarrow R^1$. Merk at $C(x,y)$ implisitt inneholder tilstandspriser og kan derfor oppfattes som en nåverdi (markedsverdi) av alle nåværende og fremtidige kostnader.⁵

Kostnadsfunksjonen $C(x,y)$ er strengt subadditiv i punktet (x,y) dersom det for alle vektorer $(x^1, y^1), (x^2, y^2), \dots, (x^k, y^k)$ hvor $(x^1, y^1) + (x^2, y^2) + \dots + (x^k, y^k) = (x, y)$ og $(x^i, y^i) \neq (x, y)$, $i = 1, 2, \dots, k$ og for alle $k = 2, 3, \dots$, er slik at

$$C(x, y) < C(x^1, y^1) + C(x^2, y^2) + \dots + C(x^k, y^k).^6$$

En nødvendig betingelse for at kostnadsfunksjonen skal være strengt subadditiv er at⁷

$$C(x, y) < C(x, 0) + C(0, y).$$

Kostnadene $C(x, 0)$ og $C(0, y)$ kalles for "stand alone costs"; kostnadene dersom uttømmingen splittes opp. Videre defineres optimal uttømmingsplan som $x^* \in X$ og $y^* \in Y$ og tilstandspriser med vektorene θ_c og θ_g der fotskriftene c og g står for henholdsvis olje ("crude") og gass ("gas"). Definisjonene av vektorene θ_c og θ_g forutsettes inneholde både produktpriser (råoljepriser og gasspriser) og elementære tilstandspriser.

⁵Priser på innsatsfaktorer er argumenter i kostnadsfunksjonen. Vi skal her la dem inngå i funksjonsformen.

⁶Definisjonen av subadditive kostnader er hentet fra Panzar (1989). Baumol (1977) var den som introduserte begrepet subadditive kostnader. Panzar og Baumol definerer subadditive kostnader i en økonomi uten usikkerhet og tid. Vi definerer subadditive kostnader i en Arrow-Debreu økonomi med endelig tellbare tilstander og tidspunkt. Sammenliknet med Panzar og Baumols definisjon innebærer dette at dimensjonen i rommet, som økonomien beskrives i, er høyere.

⁷Se Panzar (1989, side 26).

Total markedsverdi av olje- og gassforekomsten, er da gitt som

$$\theta_C^t x^* + \theta_G^t y^* - C(x^*, y^*) > \theta_C^t x^* + \theta_G^t y^* - C(x^*, 0) - C(0, y^*)$$

når kostnadsfunksjonen forutsettes å være subadditiv. Høyresiden i ulikheten overfor er lik markedsverdien av å tømme olje og gassforekomsten i to separate prosesser. Samordningsgevinsten ved å tømme forekomsten i én prosess i stedet for to er da lik differensen i kostnader; $C(x^*, y^*) - C(x^*, 0) - C(0, y^*)$. Implisitt forutsettes det at optimale uttømmingsplaner ikke endres når driften av forekomsten deles i to aktiviteter. Hvis optimale uttømmingsplaner endres, vil det i tillegg til de direkte kostnadsulempene også være indirekte kostnader knyttet til oppsplittingen. De indirekte kostnadene er relatert til endringer i kostnader og inntekter som følger av endrede uttømmingsplaner.

Selv om det er subadditive kostnader, er det ikke opplagt at de bør eller må internaliseres innenfor ett foretak. Gjennom kontrakter kan samordningsgevinsten internaliseres mellom to atskilte foretak. For eksempel kan distribusjon av aviser, som opplagt har subadditive kostnader, realisere samordningsfordeler ved at ulike aviser bruker det samme uavhengige selskap til distribusjon av aviser. Tilsvarende kan oljeselskaper gå sammen om å transportere olje og/eller gass gjennom rørledninger.

Teoretisk er det mulig å tenke seg å splitte en olje- og gassforekomst, hvor kostnadsfunksjonen er subadditiv for optimale uttømmingsplaner, opp i to selvstendige aktiviteter slik at verdiadditiviteten holder. La oss som et tankeeksperiment tenke oss at eierne av én forekomst, som inneholder både olje og gass, ønsker å selge forekomsten i to selvstendige aktiviteter: En aktivitet for uttømming av råoljen og en annen for uttømming av gass. Målet til eierne er å oppnå den høyeste pris for forekomsten. For å oppnå målsetningen kan følgende prosess følges:

- a) Uttømmingsplan for gass og olje og kostnadsdeling mellom de to aktivitetene på alle fremtidige tidspunkter fastsettes slik at den totale markedsverdi av forekomsten er høyest mulig.

b) Etter at den beste uttømmingsplan og kostnadsfordeling er fastsatt, auksjoneres hver for seg retten til uttømming av gass og retten til uttømming av råolje bort. Uttømmingsplan og kostnadsfordeling skal følge kontrakten som er utformet i punkt a).

Auksjonsprosessen vil da sørge for at fordelene ved en felles drift utnyttes og verdiadditiviteten opprettholdes.

I praksis vil det imidlertid være problemer med en slik fremgangsmåte. Problemene er knyttet til å utforme et komplett sett av kontrakter for kostnadsdeling og uttømmingsplan og å verifisere inngåtte kontrakter. Et komplett sett av kontrakter skal inneholde forskrifter for hva som skal skje i alle tenkelige og utenkelige situasjoner. Når kontraktene utformes, vil det i praksis være umulig å tilfredsstille et slikt krav ettersom det vil være umulig å kunne forutse alle eventualiteter som kan skje i fremtiden. Kontraktene vil derfor være inkomplette (ufullstendige), dvs. de vil ikke kunne beskrive hva som skal skje i alle fremtidige tilstander. Å skrive inkomplette kontrakter vil måtte påføre partene kostnader. Det koster bl.a. å spesifisere alle kontrakts-elementene, det koster å verifisere faktiske hendelser, det koster å bringe uoverensstemmelser til rettsapparatet og, ikke minst, det koster å ikke kunne realisere hele eller deler av samordningsgevinstene. En felles benevnelse for disse typer av kostnader er transaksjonskostnader, og klassiske referanser på dette området er Coase (1937) og Williamson (1975 og 1985). Som en oppsummering: Det er ikke subadditive kostnader i seg selv som fører til at verdiadditiviteten ikke er holdbar, men transaksjonskostnader forbundet med inngåelse av inkomplette kontrakter.

Når vi i kapittel 5 tester om det er gevinster ved å samordne råoljeproduksjon og markedsføring/raffinering, testes det om forutsetningen i) holder. Andre forutsetninger, der i blant ii), ligger faste.

3.2 Prising av realaktiva

I forrige avsnitt ble det argumentert for at verdien av realaktiva i et oljeselskap kan skrives som summen av verdiene til de enkelte aktivitetene. I dette avsnittet drøftes prising av hver enkelt aktivitet. Spesielt studeres prising av produksjonsaktiviteter fra en ikke-fornybar ressurs (gass og olje) og prising av raffinerings- og markedsføringsaktiviteter.

3.2.1 Prising av en ikke-fornybar ressurs

Utvinningen av en ikke fornybar ressurs (råolje eller gass) kan deles i tre steg:

i) Det første steget består av **leting** etter forekomsten. Når letingen er vellykket, defineres reservene som påviste ikke-utbygde reserver.⁸

ii) Det andre steget består av **utbygging** som transformerer påviste reserver fra ikke-utbygde til utbygde reserver. Selvsagt vil utbygging kun finne sted hvis det er lønnsomt.

iii) Det siste steget består av **uttømming** (drift) av påviste og utbygde reserver. Uttømming av en utbygd forekomst vil være en beslutning som må fattes av eierne. Det er ikke opplagt at det alltid vil lønne seg å tømme ut en forekomst. Det kan også være lønnsomt å vente med uttømming.

Det antas at verdiadditivitet gjelder mellom de tre aktivitetene; både for råolje og gass. Verdien av et selskaps aktiviteter for produksjon av råolje (og gass) kan derfor deles i tre: Verdien av leteaktiviteter, verdien av påviste og ikke-utbygde reserver og verdien av påviste og utbygde reserver. Videre forutsettes det altså at den totale verdi kan skrives som en sum av verdiene til de tre ovenfornevnte aktivitetene.

⁸ Engelsk betegnelse for påviste ikke-utbygde reserver er "proved and undeveloped reserves".

Denne forutsetningen kan godtgjøres ved at det observeres annenhåndsmarkeder for både utbygde og ikke-utbygde olje- og gassreserver. I følge Mitchell (1976) er amerikansk letevirksomhet dominert av små selskaper. I 1974 kontrollerte mindre foretak 86,2 prosent av alle leteaktiviteter i USA, hvor mindre foretak er definert som selskaper som ikke er blant de tretti største oljeselskapene.⁹ Siden leteaktivitetene domineres av små selskaper, og utbygging og drift av større selskaper, må en stor del av de påviste ikke-utbygde reservene selges til andre aktører.

Et Houston basert konsulentselskap har samlet inn data om 414 transaksjoner av påviste reserver i USA for de tre årene 1984, 1985 og 1986.¹⁰ I 1988 ble det i Nord-Amerika observert 27 større transaksjoner med et totalt beløp på ca. 15 mld. dollar.¹¹ I tillegg kommer transaksjoner der reservene og beløpene er mindre. Videre handles det aksjer i selskaper som kun driver med uttømming av olje og gass fra utbygde reserver.¹²

Det kan tenkes at regler i forbindelse med tildeling av lisenser for leting, utbygging eller drift kan inneholde klausuler om salgsforbud. Hvis et eventuelt salg av en lisensrettighet, skaper vanskeligheter for det selgende selskap på et senere tidspunkt i form av at de ikke får nye lisenser, kan forutsetningene om fri omsetning av reserver bryte sammen. Så lenge ikke salget er skattemotivert, og myndighetene (føderale, andre nasjonalstater) dermed taper på en transaksjon, er sannsynligheten for at det selgende selskap på et senere tidspunkt skal få problemer, liten.

Gangen fra leting til drift med alternativene salg eller kjøp i markeder er illustrert i figuren nedenfor. Hvis leteprosessen er vellykket, kan som nevnt forekomsten bygges ut. Et annet alternativ er å selge forekomsten og dermed overlate utbyggingsbeslutningen til andre selskaper. Etter at produksjonskapasitet er installert, er forekomsten klar for uttømming. Det selskapet som

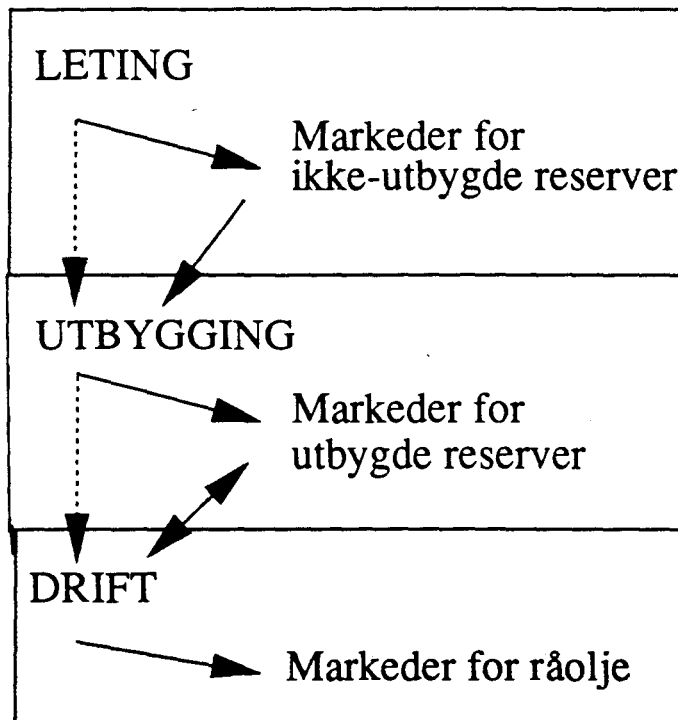
⁹Kilde: Mitchell (1976), side 41.

¹⁰Kilde: OGJ, april 24, 1989, side 42.

¹¹Kilde: PIW; Special Supplement, March 13, 1989.

¹²På New York Stock Exchange noteres for eksempel Permian Basis Royalty Trust og Sabine Royalty Trust.

står for utbygging, kan velge enten å tømme ut selv eller å selge forekomsten. En forekomst som allerede er satt i drift, kan selvfølgelig også selges.



Figur 3.2 Prinsippkisse for forløpet til en forekomst. Pilene indikerer handlingsalternativer. De vertikale stiplede pilene til venstre angir gangen når de tre aktivitetene foregår innenfor ett og samme selskap. De heltrukne pilene markerer markedsalternativene.

I resten av dette avsnittet skal vi gå nærmere inn på prising av påviste utbygde reserver, påviste ikke-utbygde reserver, og leteaktiviteter.

3.2.1.1 Markedsverdi av påviste utbygde reserver¹³

På samme måte som Paddock, Siegel og Smith (1988) forutsettes markeder for utbygde reserver å eksistere. I dette avsnittet vil det bli drøftet nærmere forhold som er med på å bestemme markedsverdien til en utbygd forekomst. Prisingen av en utbygd forekomst er nært knyttet til prising av de fysiske produktene som produseres fra forekomsten. Dette illustreres i diskret modell uten usikkerhet, der vi kommer fram til Hotellings verdiprinsipp. Hotellings verdiprinsipp følger av den kjente Hotellings regel for intertemporal endring av nettoprisen til en ikke-fornybar ressurs.

Modell.

La oss betrakte beslutningsproblemet til en profittmaksimerende eier av en ikke-fornybar ressurs. Produksjonskapasiteten forutsettes å være installert. Videre antas det at ressurseieren er pristaker i produktmarkedene. Reservene, som betegnes med R^d , forutsettes å være kjent med full sikkerhet på det nåværende tidspunkt og kan utvinnes på nåværende tidsperiode eller i ethvert av N senere tidsperioder.

De variable driftsavhengige kostnadene i en periode t er gitt som $C_t = C_t(q_t, Q_t)$, hvor q_t er utvinning i tidspunkt $t = 0, 1, 2, \dots, N$, og

$Q_t \equiv \sum_{s=0}^t q_s$ er akkumulert uttak fram til og med periode t .

Funksjonene $C_t(q_t, Q_t)$ forutsettes å være strengt konkav i begge argumenter for alle tillatte q_t (og implisitt for alle Q_t) for alle $t = 0, 1, 2, \dots, N$.

Videre forutsettes det at for alle tillatte Q_t er

$$(3.2) C_t(0, Q_t) = 0 = C_t(0, 0) \text{ for alle } t=0, 1, 2, \dots, N.$$

¹³ Fremstillingen bygger delvis på Miller og Upton (1985).

De faste driftsavhengige kostnadene i periode t er gitt som $F_t \geq 0$ for $t=0,1,2,\dots,N$. Markedsverdien (nåverdien) av kostnadsvektoren $(F_0, F_1, F_2, \dots, F_N)$ betegnes ved C^f . For å beregne nåverdien brukes kapitalmarkedenes avkastningskrav for kontantstrømmen $(F_0, F_1, F_2, \dots, F_N)$.¹⁴

Totale kostnader i en periode t , som benevnes med TC_t , kan da skrives som

$$TC_t = \begin{cases} F_t + C_t(q_t, Q_t) & \text{når } q_t > 0 \\ 0 & \text{når } q_t = 0. \end{cases}$$

En uttømmingsplan skrives som en vektor $q = (q_0, q_1, q_2, \dots, q_N)$. En optimal uttømmingsplan er gitt ved vektoren $q^* = (q_0^*, q_1^*, q_2^*, \dots, q_N^*)$. Vi antar at optimal uttømmingsplan $q^* > 0$. Det betyr at verken midlertidig nedlegging eller fullstendig stans er optimale uttømmingsplaner for ressurseieren.

Gitt at det forutsettes at optimal uttømmingsplan $q^* > 0$, så kan markedsverdien av forekomsten, som betegnes med V^d , skrives som

$$(3.3) \quad V^d \equiv -C^f + \max_{t=0}^N \sum_{t=0}^N (1+r)^{-t} [p_t q_t - C_t(q_t, Q_t)] \text{ når}$$

$$(3.4) \quad \sum_{t=0}^N q_t \leq R^d \text{ og}$$

$$(3.5) \quad q_t \geq 0 \text{ for } t=0,1,2,\dots,N.$$

hvor p_t = eksogent gitt markedspris for produkter i tidsperiode $t=0,1,2,\dots,N$.
Prisene er forutsatte kjente med full sikkerhet.

¹⁴Faste driftsuavhengige kostnader forutsettes å være irrelevant for markedsverdien til forekomsten. De faste driftsuavhengige kostnadene vil i det vesentlige bestå av en kapitalisert verdi av en alternativ anvendelse av produksjonsutstyret. Eksempler på alternative anvendelser er å flytte produksjonsutstyret til andre forekomster eller skraping. Dersom vi antar at den beste anvendelse av inninstallert kapitalutstyr er å la den stå hvor den er, vil faste driftsuavhengige kostnader ikke være relevant for verdien til forekomsten. En annen måte å se det på er å definere verdien av en utbygd forekomst som maksimum av verdien av å la produksjonsutstyret bli hvor det er og verdien av den beste alternative anvendelsen.

r = Kapitalmarkedenes avkastningskrav som forutsettes kjent med full sikkerhet og konstant over tid. Avkastningskravet $r \in (0,1)$.

N = En kjent periode som er slik at det ikke tømmes fra forekomsten etter den perioden.

R^d = Totale utbygde reserver som forutsettes kjent med full sikkerhet.

Førsteordensbetingelsene for optimeringsproblemet (3.3)-(3.5), gitt antakelsen om en indre løsning, kan skrives som følger:

$$(3.6) \quad (1+r)^{-t}[p_t - MC_t(q^*)] = \pi^* \quad \text{for alle } t=0,1,2,\dots,N, \text{ hvor}$$

$$MC_t(q^*) \equiv \partial C_t(q_t^*, Q_t^*) / \partial q_t + \sum_{s=t}^N (1+r)^{t-s} \partial C_s(q_s^*, Q_s^*) / \partial Q_s \text{ og}$$

π^* = optimal skyggepris på restriksjon (3.4)

Marginale kostnader med hensyn på uttømming i periode t , $MC_t(q^*)$, består av to deler. Den første delen er den marginale kostnadsøkning i periode t som følger av en marginal økning av uttømmingen i samme periode; dvs. $\partial C_t / \partial q_t$. Den andre delen er neddiskonterte marginale kostnadsøkninger i påfølgende perioder som følger av en økning i uttømming i periode t . En marginal økning i uttaket t vil medføre økninger i akkumulerte uttak i alle påfølgende perioder. Dette fører igjen til økning av driftskostnadene i påfølgende perioder.

Skyggeprisen forutsettes å være strengt positiv, og hele forekomsten blir derfor tømt.

Hotellings regel.

Optimal uttømmingsplan, q^* , er karakterisert ved at nåverdien av nettoprisen, dvs. differensen mellom pris og marginale kostnader, skal være lik i alle

perioder $t = 0, 1, 2, \dots, N$. Fra (3.6), innsatt $t=0$, følger det at $\pi^* = p_0 - MC_0(q^*)$, og (3.6) kan dermed skrives som **Hotellings regel**:

$$(3.6)' \quad p_t - MC_t(q^*) = [p_0 - MC_0(q^*)](1+r)^t, \text{ for } t=0, 1, 2, \dots, N.$$

Den effisiente uttømmingsplan er karakterisert ved at nettoprisen, differensen mellom pris og marginale kostnader som det er definert ved venstresiden av likhetstegnet (3.6)', vokser over tid med en rate som er lik $(1+r)$. Fra (3.6)' følger det at den relative endring i nettoprisen i likevekt er lik kapitalmarkedenes avkastningsrate r . Den relative endringen i nettoprisen i periode t er definert som differansen mellom nettoprisene i periode $t+1$ og periode t dividert på nettoprisen i periode t . **Likevekt** i produktmarkeder og kapitalmarkeder er altså karakterisert ved at avkastningen av å la en ressurs ligge i grunnen skal være lik avkastning til alternative finansaktiva.

Hotellings verdiprinsipp.

Hotellings verdiprinsipp er et eksplisitt uttrykk for markedsverdien V^d . For å komme frem til det, brukes førsteordensbetingelsene og objektfunksjonen. Konkret settes optimal uttømmingsplan inn i objektfunksjonen (3.3). Videre adderes og subtraheres $MC_t(q^*)q_t^*$ i det t 'te leddet i rekkesummen i objektfunksjonen for $t = 0, 1, 2, \dots, N$. Hvis en deretter bruker definisjonene av $MC_t(q^*)$ og (3.2), kan det vises at V^d kan skrives som

$$(3.7) \quad V^d = -C^f + \pi^* R^d + \sum_{t=0}^N (1+r)^{-t} \int_0^{q_t^*} \sum_{s=t}^N \frac{\partial C_s(q_s^*, Q_s^*)}{\partial Q_s} (1+r)^{s-t} dq + \sum_{t=0}^N (1+r)^{-t} \left[\int_0^{q_t^*} \left\{ \frac{\partial C_t(q_t^*, Q_t^*)}{\partial q_t} - \frac{\partial C_t(q, Q_t^*)}{\partial q} \right\} dq \right]$$

Uttrykk (3.7) blir av Milton og Upton (1985) kalt **Hotellings verdiprinsipp**. Hotellings verdiprinsipp er et eksplisitt uttrykk for markedsverdien til en utbygd ikke fornybar ressurs, hvor det tas hensyn til at nettoprisen for produktet følger Hotellings regel. Markedsverdien av en utbygd forekomst består av fire ledd:

i) Det første er nåverdien av faste kostnader, dvs. C^f . Selv om vi her forutsetter at de faste kostnadene ikke innvirker på optimal uttømmingsplan q^* , vil de selvsagt være med å bestemme markedsverdien av forekomsten. Verdien av forekomsten reduseres med nåverdien av forpliktelsene som er knyttet til faste kostnader.

ii) Det andre leddet er nåverdien av **knapphetsrenten** i hver periode $t=0,1,2,\dots,T$. Knapphetsrenten i periode t er her definert som $(1+r)^t \pi^*_t q_t^*$, og hvor $(1+r)^t \pi^*$ er framtidsværdien av ressursrenten. Nåverdien av knapphetsrentene er gitt som $\pi^* R^d$. Nåverdien av knapphetsrenten reflekterer det at ressursen er knapp og at uttømming av én enhet i dag fører til at det er en enhet mindre til uttømming i senere perioder.

Når ressursrestriksjonen (3.4) er bindende og ressursrenten er strengt positiv, er det opplagt at nåverdien kan skrives som ovenfor. I figur 3.3 nedenfor er knapphetsrenten i periode t illustrert i det tilfelle at $\pi^* > 0$.

Hvis ressursrestriksjonen ved optimal uttømming er oppfylt med streng ulikhet, vil $\pi^* = 0$. Nåverdien av knapphetsrentene vil være derfor lik null og kan også i dette tilfellet skrives som $\pi^* R^d (=0)$.¹⁵ Ressursrenten vil være lik null når

¹⁵Miller og Upton (1985, fotnote 3) redefinerer R^d , når ressursrestriksjonen ikke er bindende, slik at den blir bindende. Dette er både inkonsistent og unødvendig. Miller og Upton gjør et poeng av at ressursmengden ikke er økonomisk bestemt, men fastsatt av teknologiske og geologiske forhold. Når de så endrer ressursmengden, hvis restriksjon (3.4) ikke er bindende, er reservene blitt definert som de reserver som er økonomisk utvinnbare. Redefinisjonen av reservegrunnlaget er unødvendig for å komme fram til Hotellings verdiprinsipp. Miller og Upton forteller ikke leserne hvor mye reservene skal reduseres med. Det eneste rimelige er å redusere reservegrunnlaget slik at restriksjon (3.4) er oppfylt med likhet og skyggeprisen er lik null. Konsekvensen blir at nåverdien av ressursrentene blir lik null som igjen er den nåverdien som framkommer uten å redefinere ressursrestriksjonen.

kostnadsforholdene er slik at kostnadene ved uttømming av marginal enhet i siste periode er lik prisen i den periode, dvs.

$$MC_N(q^*) = p_N.$$

iii) Det tredje leddet kan tolkes som nåverdien av rentene fra kostnadseffektive lagringsmuligheter. I periode t er renten for kostnadseffektive lagringsmuligheter gitt som

$$\int_0^{q_t^*} \sum_{s=t}^N \partial C_s(q_s^*, Q_s^*) / \partial Q_s (1+r)^{s-t} dq$$

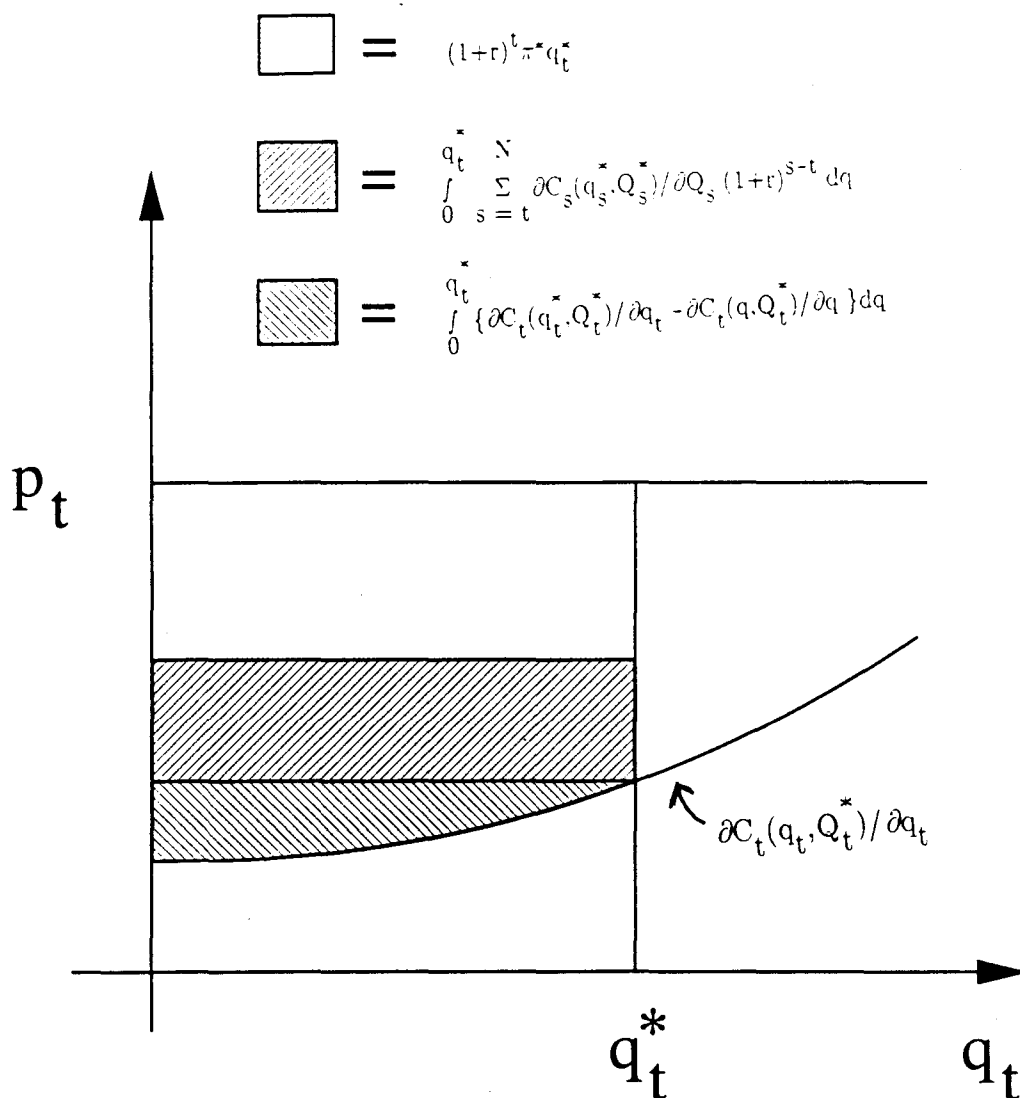
og den er illustrert i figur 3.3. Uttømming av forekomsten i periode t har en kostnadsfordel framfor uttømming av en enhet i påfølgende perioder siden kostnadene øker når det aggregerte uttaket øker. Denne fordelene kan tolkes som at uttømming i tidspunkt t har billigere lagringsmuligheter enn senere uttak.

Som vi ser av uttrykket ovenfor vil kostnadsfordelen ved lagring bli mindre desto kortere tid det gjenstår før endelig uttømming. I den siste periode vil kostnadsfunksjonen kun være en funksjon av uttømmingen i denne perioden, dvs.

$$C_N(q_N, Q_N^*) = C_N(q_N, R^d - q_N^* + q_N) \equiv F(q_N).$$

De marginale driftskostnadene i siste periode er da gitt som $\partial F(q_N) / \partial q_N$. Med denne redefinisjonen vil kostnadsfordelene ved effektiv lagring være null for alle enheter uttømt i siste periode ("marginale" enheter). Nåverdien av effektive lagringsmuligheter er strengt positiv for inframarginal uttømming, dvs. uttapping i perioder før N .¹⁶

¹⁶Nødvendigheten av denne redefinisjonen av kostnadsfunksjonen skyldes mer modellspesifikasjon enn realiteter. Ved å bruke en modell, der tid er en kontinuerlig variabel, vil fordelene ved effektiv lagring kun gjelde for den marginale enhet; dvs. den siste enhet som blir tappet ut. Alle de andre inframarginale enhetene vil ha en kostnadsfordel ved effektiv lagring.



Figur 3.3. Renter for uttømming av en utbygd ikke-fornybar ressurs. Langs den vertikale aksen måles dollar per fat hvor dollar er målt i periode t. Langs den horisontale aksen måles fat.

iv) Det fjerde og siste leddet er nåverdien av rentene som skyldes økende marginale kostnader, dvs. $\frac{\partial C_t(q_t, Q_t^*)}{\partial q_t} > 0$. De inframarginale enhetene som tømmes i periode t, dvs. $q_t \in [0, q_t^*]$, har en fordel framfor den marginale enhet q_t^* . Formelt kan denne formen for rente i periode t skrives som

$$\int_0^{q_t^*} \{ \frac{\partial C_t(q_t^*, Q_t^*)}{\partial q_t} - \frac{\partial C_t(q, Q_t^*)}{\partial q} \} dq$$

Oppsummert ser vi at markedsverdien (nåverdien) av en utbygd forekomst med et kjent reservegrunnlag R^d kan deles i fire: Nåverdien av knapphetsrentene, nåverdien av renten fra kostnadseffektive lagringsmuligheter, nåverdien av renten som skyldes økende marginale uttømmingskostnader og til slutt nåverdien av faste kostnader.

Det er grunn til å merke seg at for en gitt optimal uttømmingsplan vil økning i produktpriser føre til en økning i markedsverdien, nærmere bestemt gjennom økning av ressursrenten. I praksis betyr det at for relativt høye produktpriser vil kostnadsulikheter for forekomster være av mindre betydning for ulikheter i markedsverdiene, alt annet likt.

Generelt har vi at verdien av en utbygd reserve kan skrives som

$$V^d = v^d R^d,$$

hvor $v^d \equiv V^d/R^d$ er verdien pr. enhet reserve.

Operasjonalisering av Hotellings verdiregel.

I sin enkleste form, med konstante marginale uttømmingskostnader, kostnader som er uavhengige av akkumulert uttømming og faste kostnader som forutsettes å være lik null, kan Hotellings verdiprinsipp skrives som

$$V^d = \pi^* R^u = (p_0 - C_0) R^d.$$

Markedsverdien av en utbygd forekomst er da gitt som nettoprisen i dag multiplisert med utbygde reserver R^u . Markedsverdien er altså bestemt gjennom dagens prisforhold og kostnader.

I det neste kapitlet operasjonaliseres Hotellings verdiprinsipp for å beregne estimater til utbygde reserver. For hvert selskap og hvert år $t=1980, 1981, \dots$, og 1986, brukes følgende estimat:

$[(\text{Gjennomsnittspris})_t - (\text{gjennomsnittlige løftkostnader})_t] R_t^d$, hvor

gjennomsnittsprisen, som defineres som PROIL og PRGAS i avsnitt 4.2, er definert som total netto salgsinntekt pr. produsert enhet. Gjennomsnittlige løftekostnader er definert som løftekostnader pr. produsert enhet. Løftekostnader, som er definert som COST i avsnitt 4.2, inkluderer ordinære driftskostnader, vedlikeholdskostnader, kostnader ved injeksjonsprogrammer og administrasjonskostnader. Ordinære avskrivninger og avskrivninger som er spesielle for produksjon av råolje og naturgass er ikke med. Videre inkluderer løftekostnader spesialskatte for produksjon av råolje og naturgass både amerikanske såvel som utenlandske skatter.

Hvilke feil, sammenliknet med Hotellings verdiprinsipp (3.7), kan man forvente å gjøre når vi bruker ovenfornevnte estimat?

i) Nåverdien av framtidige faste kostnader er ikke med og estimatet vil derfor ha en tilbøyelighet til å være høyere enn det "sanne". Siden tidsperioden er så lang som et år, er det rimelig å anta at de eneste faste kostnader som er relevante, er kapitalkostnadene ved bruk av produksjonskapasiteten til den beste alternative anvendelse. Når en alternativ anvendelse aldri er aktuell, er denne feilen liten.

ii) Siden gjennomsnittlige løftekostnader er lavere enn den marginale kostnaden $MC_0(q^*)$ og estimatet av nettoprisen dermed høyere enn den "sanne", vil estimatet isolert sett tendere til å være høyere enn den som er gitt ved (3.7).

iii) Siden estimatet ikke tar hensyn til økende marginale kostnader og kostnadsfordelen gjennom effektiv lagring, vil estimatet ha en tendens til å være mindre enn det som er gitt ved (3.7).

Modellen som her ble brukt til å drøfte sammenhengen mellom markedspris for utbygde reserver og tilpasning i produktmarkeder, er selvfølgelig ganske enkel og "utelukker" en del forhold:

Markedsmakt.

I perioden som datagrunnlaget er hentet fra, 1980-86, nådde OPEC sin foreløpige høyde av sin makt; i den grad makt avspeiles i høye råoljepriser. Når vi forutsetter at selskapene i utvalget ikke har mulighet til å utøve

markedsrett i råoljemarkedet, betyr det selvsagt ikke at råoljeprisene nødvendigvis følger en tidsutvikling som ville ha vært i en frikonkurransøkonomi. Hotellings verdiprinsipp vil gjelde for den enkelte forekomst, eid av private selskaper, selv om prisene ikke følger en frikonkurrans bane. For en gitt prisbane vil de enkelte ressurseiere tømme forekomsten slik at deres nettoppris vokser med en rate som er lik alternativ avkastning på finansaktiva og Hotellings verdiprinsipp står ved lag.

I en særstilling står de selskaper som har produksjonsaktiviteter lokalisert i OPEC-land. Så lenge produksjonsnivået blir bestemt av myndighetene i de respektive OPEC-landene (eller i andre land som har produksjonsbegrensninger), vil de enkelte selskapene oppfattes som pristakere, alt annet likt. Forskjellen mellom en forekomst i et OPEC-land og en tenkt identisk forekomst plassert i USA, er at det vil være en kostnad forbundet med OPEC-forekomsten siden selskapene ikke kan pumpe som de vil. Vi ser bort fra forskjeller i kostnader som skyldes geografisk nærhet til markeder o.s.v. Kostnadene forbundet med forekomster plassert i OPEC-land kan oppfattes som en skyggepris på produksjonsbegrensninger pålagt av de enkelte OPEC-landene.

Enkelte OPEC-land som Saudi Arabia og Libya tillater ikke at de private selskapene oppgir reserver- og produksjonsdata. Oxy og Aramco-partnerne (Exxon, Texaco, Mobil og Chevron) begrunner sin manglende rapportering om selskapenes produksjons- og reservedata fra henholdsvis Libya og Saudi Arabia med at myndighetene i de respektive landene ikke tillater slik rapportering. For disse selskapene brukes estimatet fra de tallene som oppgis i årsrapportene. Estimaten er forventningsskjevne siden de ekskluderer en del av reservene.

Usikkerhet.

Usikkerhet kan representeres ved å bruke risikojusterte avkastningskrav. Usikkerhet kan også påvirke prisingen av en utbygd forekomst gjennom opsjonsaspektet som er påpekt av Brennan og Schwartz (1985)¹⁷. Eierne av en

¹⁷ I modellen til Brennan og Schwartz er driftskostnader lik null, og det underliggende aktivum i opsjonen er produktet som har tilhørende spotpris. Hvis spotprisen blir høy, vil verdien av lukningsopsjoner være liten, dvs. opsjonen vil alltid bli brukt (i opsjonsterminologi "kill option").

produserende forekomst har rett, innenfor rammen av en eventuell driftslisens, til midlertidig eller for alltid å stoppe produksjonen. Verdien av retten til en midlertidig stopp, kan karakteriseres som en opsjonsverdi. Som både Brennan og Schwartz (1985), og Miller og Upton (1985) påpeker, vil opsjonsverdien avta og nærme seg null for relativt høye nettopriser for råolje. I praksis betyr dette at opsjonen ikke vil bli benyttet når nettoprisene er høye.

3.2.1.2 Prising av påviste ikke-utbygde reserver

Nåverdimetoden.

Eierne av en påvist og ikke-utbygd reserve, der ressursgrunnlaget betegnes ved R^U , har en rett, men ikke plikt, til å bygge ut forekomsten. Hvis den bygges ut, vil markedsverdien være gitt som $v^d R^U$. Dersom vi antar at utbyggingen skjer momentant og neddiskonterte utbyggingskostnader er I , vil verdien av R^U med den tradisjonelle nåverdimetoden være gitt som

$$V^U = \text{maks} [0, -I + v^d R^U]$$

Utbyggingskostnadene I forutsettes neddiskontert med kapitalmarkedenes avkastningsrate. Markedsverdien V^U er en stykkevis lineær funksjon av v^d . Forekomsten bygges ut hvis markedsprisen på utbygde reserver, v^d , er slik at nåverdien $-I + v^d R^U \geq 0$. Dersom forekomsten ikke bygges ut, er markedsverdien lik null.

Opsjonsverdi.

Den tradisjonelle nåverdimetoden overser **opsjonsverdien** som er knyttet til retten til å bygge ut forekomsten. Selv om verdien av utbygde reserver er mindre enn utbyggingskostnadene, og markedsverdien vurdert med den tradisjonelle nåverdimetoden derfor er lik null, vil eierretten til forekomsten ha en positiv verdi. Eierne kan vente og se om prisen for utbygde reserver stiger tilstrekkelig til å forsvare en utbygging. Denne retten til "å vente og se" har en positiv markedsverdi. I det følgende diskuteres opsjonsaspektet mer detaljert, dog uten å formalisere de ulike sammenhengene.

Verdien av en påvist og ikke-utbygd reserve er verdien av en **real opsjon**. Analogien til finansielle opsjoner er som følger:

Det underliggende aktivum er utbygde reserver og kontraktsprisen er utbyggingskostnader pr. fat reserve. Forfallsdato er når retten til å bygge ut løper ut: I forbindelse med myndigheters tildeling av utbygningsrett til en forekomst, vil kontrakten ofte inneholde en klausul om å benytte retten innenfor en gitt tidsperiode. En aksje, som er et underliggende aktivum til en opsjon, vil gi eierne av aksjer rett til dividende. Dividende tilfaller **kun** eierne av aksjen og ikke eierne av opsjoner på aksjen. Analogt til en finansiell opsjon vil også det underliggende aktivum til realopsjonen for en ikke-utbygd forekomst gi rett til dividende. Denne dividende blir kalt "convenience yield" i litteraturen. Brennan og Schwartz (1985, side 139) definerer "convenience yield" som verdien av strømmen av tjenester som tilfaller eierne av det fysiske produkt, men ikke eierne av en kontrakt om fremtidige leveranser av produktet (en futureskontrakt).¹⁸ Eierne av en utbygd forekomst har rett til å lagre råolje og å utnytte lokale svingninger i priser. Disse rettene tilfaller ikke-eierne av opsjonen.

Siden eierne kan bygge ut forekomsten i ethvert tidspunkt før forfallsdato og det er "convenience yield", er opsjonen av typen en amerikansk call opsjon med dividende. Så lenge forfallsdatoen er endelig, vil det ikke være noen lukket løsningsform; dvs. det er ikke en analytisk funksjonssammenheng mellom opsjonsverdi og dagens pris på utbygde reserver. For å finne sammenhengen må det derfor brukes numeriske metoder.

I figur 3.4 nedenfor er det illustrert hvordan opsjonsverdien av en ikke-utbygd forekomst kunne tenkes å være. For et gitt reservegrunnlag R^U defineres utbyggingskostnader pr. fat, $i \equiv 1/R^U$, og markedsverdien av reserven pr. fat som $v^U \equiv V^U/R^U$.

Ved å bruke den **tradisjonelle nåverdimetode** vil v^U som funksjon av dagens pris på utbygde reserver v^d , være gitt som en stykkevis lineær funksjon.

¹⁸For en utfyllende referanseliste om "convenience yield" vises det til Brennan og Schwartz (1985).

Konkret kan v^u , som funksjon av v^d , skrives som $v^u = \max[0, -i + v^d]$. Når $v^d \leq i$, vil forekomsten ikke bli bygd ut og v^u er lik null. Hvis $v^d > i$, er det lønnsomt med utbygging og v^u er gitt ved den lineære grafen i figur 3.4.

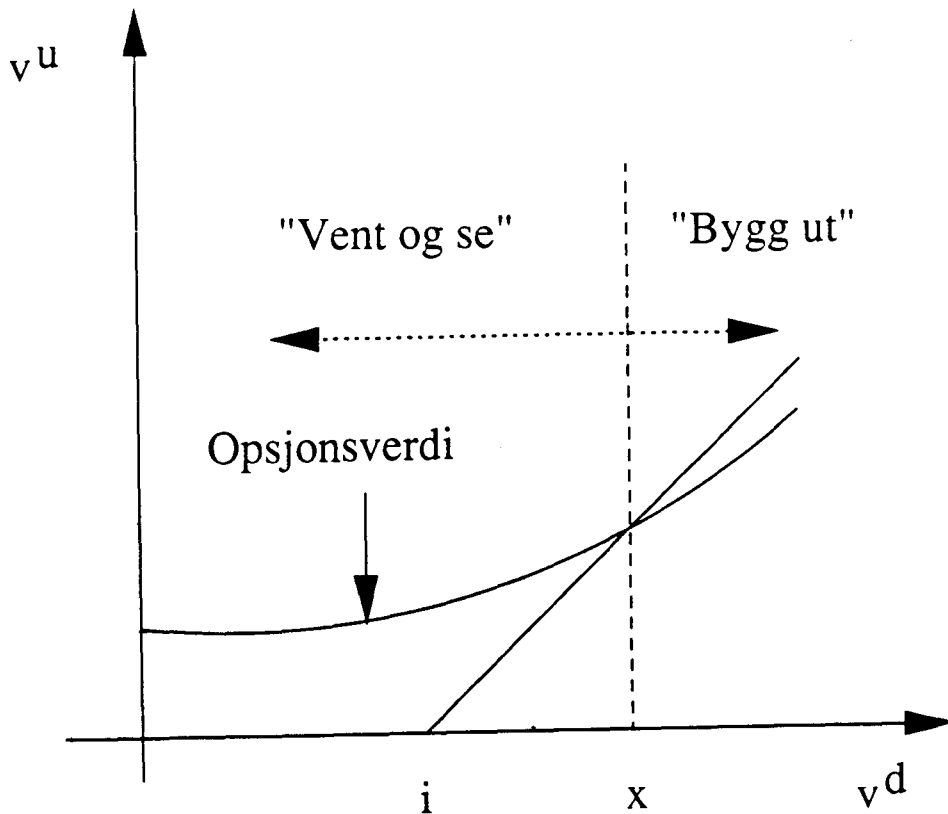
Markedsverdien, for en gitt pris for utbygde forekomster, v^d , er maksimum av den stykkevise lineære grafen og den ikke-lineære grafen (opsjonsverdien når den ikke brukes) i figuren nedenfor.

Når v^d er lavere enn x , vil det lønne seg "å vente og se" og opsjonsverdien er gitt ved den ikke-lineære grafen. Selv om prisen på utbygde reserver er lavere enn utbyggingskostnadene, vil altså det være en strengt **positiv** verdi knyttet til eierrettigheten av den ikke-utbygde forekomst. Grunnen er at det har en verdi å kunne "vente og se" om prisen på utbygde reserver stiger tilstrekkelig til at en utbygging kan forsvares.

Vi ser at når $v^d \in [i, x]$, vil det også lønne seg å "vente og se". I et slikt tilfelle vil en med tradisjonelle nåverdimetoder valgt å bygge ut forekomsten, mens en vil vente dersom opsjonsverdien legges til grunn for beslutningen. Årsaken til det er at det er lønnsomt å utsette utbyggingen for å se om prisen på utbygde forekomster synker slik at man ikke vil bygge ut.

Hvis dagens pris på utbygde forekomster er høyere enn x vil det lønne seg å bygge ut med en gang. I opsjonsterminologi vil det lønne seg å benytte opsjonen med en gang, dvs. "to kill the option". Den samme beslutningen, å bygge ut, ville blitt fattet om det hadde vært brukt den tradisjonelle nåverdimetode. Markedsverdien av ikke-utbygde forekomster er i det tilfellet den samme enten den tradisjonelle nåverdimetoden eller opsjonsmetoden brukes. Markedsverdien (pr. fat) av en ikke-utbygd forekomst kan da skrives som

$$v^u = -i + v^d \text{ for } v^d \geq x.$$



Figur 3.4 Opsjonsaspektet ved en ikke-utbygd reserve. Verdien pr. fat av en påvist og ikke-utbygd forekomst som funksjon av markedsprisen til utbygde forekomster.

Konklusjonen er altså at når prisen på utbygde reserver er tilstrekkelig høy, vil man velge å bygge ut med en gang, og da er opsjonsaspektet ikke relevant for vurderingen av markedsverdien til ikke-utbygde reserver. Vi vil i det følgende anta at så er tilfellet. Den antagelsen kan forsvares med følgende: Observasjonene er hentet fra en periode med relativt høye priser på råolje og dermed høye priser på utbygde reserver. Spesielt var prisene høy i begynnelsen av perioden.

Oppsummert: Markedsverdien av en ikke-utbygd forekomst med reservegrunnlag R^u kan skrives som

$$V^u = v^u R^u = -iR^u + v^d R^u.$$

3.2.1.3 Prising av leteaktiviteter

Den primære usikkerheten knyttet til leteaktiviteter er **kvanta** av og **kvalitet på** hydrokarboner. Denne usikkerheten blir oppløst gjennom leting. Etter gjennomføringen av et leteprosjekt vil man ha informasjon om hvor mye hydrokarbonforekomster det finnes og geologiske forhold ved forekomsten. Det sistnevnte er viktig for valg av utbygningsløsning og dermed kostnadene for utbygging av forekomsten. Gjennom leting vil man altså avdekke usikkerhet omkring utbyggingskostnader, i tillegg til usikkerhet om hvor mye forekomstene inneholder av ressurser.

Usikkerheten tilknyttet leting er altså i alt vesentlig knyttet til tekniske og geologiske forhold. Risikoen er derfor **usystematisk** og krever ingen risikokompensasjon. Riktignok finnes det systematiske risikokomponenter i forbindelse med prisen på råolje og utbyggingskostnader; for eksempel plattformkostnader, stålpris, arbeidskraftskostnader og andre kostnader i tilknytning til utbyggingen. Men denne form for usikkerhet er av langt mindre betydning enn usikkerheten knyttet til kvanta og kvalitet. Den eneste grunnen til at leteaktiviteter skulle ha noen systematisk geologiske risikokomponenter, er at letingen resulterer i så store kvanta at funnet påvirker alle andre aktiviteter i den amerikanske økonomi.

Siden usikkerheten knyttet til leteaktiviteter er usystematisk, kan det brukes risikonøytrale metoder til å fastsette verdien av leteaktiviteter til et oljeselskap. I praksis betyr det at verdien av leteaktiviteter er lik det beløpet som faktisk brukes til leteaktiviteter. Formelt har vi da at markedsverdien av et selskaps leteaktiviteter, V^e , kan skrives som

$V^e = E$, hvor

E = observert innsats (målt i dollar) av et selskaps leteaktiviteter etter skatt.

Implisitt forutsettes marginale kostnader å være lik gjennomsnittskostnadene ved det enkelte selskaps leteaktiviteter.

3.2.2 Prising av én raffinering- og markedsføringsaktivitet

I dette delavsnittet betraktes én raffinering- og markedsføringsaktivitet og diskuteres hva som er med på bestemme markedsverdien av aktiva. For å korte ned på notasjonen vil vi heretter benevne aktiviteten som raffinering-aktiviteten. For å gjennomføre diskusjonen brukes en en-periode Arrow-Debreu modell med endelig tilstandsrom S . Hver tilstand betegnes med en indeks $s \in S$. Elementære tilstandspriser er gitt ved vektoren θ , hvor dimensjonen til vektoren er lik antall elementer i S . Kapasiteten til raffinering-aktiviteten antas å være gitt ved Q^m som er den mengde råolje som det er mulig å raffinere i en periode. Kapasiteten er uavhengig av tilstand s . Dette begrenser mulighetene til å utvide kapasiteten innenfor den tidsperiode som betraktes her. Vi skal starte med driftsoptimeringsproblemet til raffineriaktiviteten når usikkerheten er realisert, dvs. for en gitt tilstand $s \in S$. Deretter vises det hvordan markedsverdien (nåverdien) av aktiviteten beregnes.

Driftsoptimeringsproblemet.

I en gitt tilstand $s \in S$ er produktpriser, driftskostnader og faste driftskostnader kjent med sikkerhet. For å formalisere beslutningsproblemet er det hensiktsmessig å definere følgende størrelser:

x_s = en m dimensjonal vektor, hvor hvert element i vektoren er kvanta av én type råolje. Antall råoljetyper er m .

p_s = en m dimensjonal prisvektor for råolje.

y_s = en n dimensjonal vektor, hvor hvert element er kvanta av én type raffinerte produkter. Antall produkter er n .

q_s = en m dimensjonal vektor av priser for raffinerte produkter, inklusiv markedsføringsmargin.

A = en $(n \times m)$ matrise som representerer teknologien til raffinering-aktivitetene. Teknologien er gitt ved at $y_s = Ax_s$.

F_s = faste kostnader som er uavhengige av aktivitetsnivået så lenge det raffineres, dvs. minst et element i vektoren y_s er strengt positiv. Dersom $y_s = 0$, vil forpliktelsene knyttet til de faste kostnadene frafalle. Inkludert i F_s er nåverdien for oppstartningskostnader i senere perioder, hvis raffineriene blir stengt i tilstand s .

π_s = overskudd i tilstand s .

e = m dimensjonal vektor hvor alle elementene er lik 1.

Overskuddet i tilstand s , π_s , kan skrives som

$$\pi_s = \max \{ 0, -F_s + \max_{x_s} [-p_s^t x_s + q_s^t (A x_s)], \text{ når } e^t x_s \leq Q^m \text{ og } x_s \geq 0 \},$$

hvor t står for transponert. Med andre ord er overskuddet i tilstand s definert ved to maksimeringsproblemer. Det innerste maksimeringsproblemet, definert som

$$\max_{x_s} [-p_s^t x_s + q_s^t (A_s x_s)], \text{ når } e^t x_s \leq Q, x_s \geq 0,$$

er et "rent" driftsoptimeringsproblem. Dvs. det tas ikke hensyn til faste driftskostnader F_s . Det innerste problemet er et LP-problem, og fra det sterke dualitetsteoremet følger det at verdien av objektfunksjonen kan skrives som $\mu_s Q^m$, hvor μ_s er optimal skyggepris på restriksjonen $e^t x_s \leq Q$. Siden LP-problemet har kun en restriksjon, består den optimale løsning av kun en basisvariabel, noe som igjen betyr at i en tilstand s er det kun en råoljetype som er aktuell å bruke i denne tilstanden. (I en annen tilstand kan det være en annen råoljetype som tilsvarer basisvariabelen til den optimale løsningen.) Dette er selvsagt en meget enkel beskrivelse av teknologien i et raffineri siden råstoff til et raffineri består av en blanding av en rekke råoljetyper.

Det andre problemet består i beslutningen om raffineriet skal drives eller ikke i tilstand s . Det er lønnsomt å raffinere dersom $\mu_s Q^m \geq F_s$. Overskuddet er i det tilfellet positivt. Hvis $\mu_s Q^m < F_s$, vil det være lønnsomt å stenge raffineriet og overskuddet er lik null.

Overskuddet i tilstand s kan, ved å bruke sterk dualitets egenskapen for LP-problem, skrives som

$$\pi_s = \text{maks} \{0, -F_s + \mu_s Q^m\}.$$

Markedsverdien av en raffineringsaktivitet.

Markedsverdien (nåverdien) av raffineringsaktivitetene, M , kan da skrives som $M = \theta^t \pi$, hvor t står for transponert og vektoren $\pi = \{\pi_s\}$ der $s \in S$. Markedsverdien kan videre skrives som

$$M = [(-1/Q^m) \left(\sum_{s \in S_1} \theta_s F_s \right) + \sum_{s \in S_1} \theta_s \pi_s] Q^m \equiv v^m Q^m, \text{ hvor}$$

$S_1 =$ mengden av tilstander der $\pi_s > 0$, $s \in S$.

For de spesielle raffineringsaktivitetene som betraktes her, kan markedsverdien uttrykkes som pris multiplisert med raffineringskapasiteten Q^m . Prisen består av to elementer: Markedsverdien pr. fat raffineringskapasitet av framtidige driftsmarginer og markedsverdien av framtidige faste driftskostnader der det for begge verdiene tas hensyn til mulighetene for nedlegging av aktivitetene.

Markedsverdien pr. fat raffineringskapasitet for et aktivum, vil avhenge av teknologimatriksen A . Matriksen A reflekterer mulighetene til å tilpasse seg dagens markedsforhold for råolje og raffinerte produkter, og eventuelle framtidige endringer i markedsforhold. Markedsverdien pr. fat vil kunne variere mellom ulike aktiva på grunn av forskjeller i teknologi beskrevet med matriksen A .

Operasjonalisering.

Data som vi bruker er på selskapsnivå. Dette innebærer at hvert selskap som besitter raffinering/markedsføring aktiva, eier en eller flere av disse aktivitetene. Markedsverdien til en aktivitet, som et selskap eier, vil avhenge av kapasiteten og teknologien. Når vi i kapittel 5 skal operasjonalisere teorien for

prising av en slik aktivitet, skal vi anta at hvert selskap har den samme markedsverdien pr. fat total raffineringkapasitet. Hvis alle selskaper har den samme relative fordeling av raffinering-/markedsføringsteknologi, vil en slik antagelse være rimelig.

Imidlertid observeres det stor variasjon i antall aktiva som et selskap disponerer innenfor raffinering/markedsføring. Quaker State Oil Refining Corporation (Quaker), som raffinerer minst råolje av utvalgets selskaper som eier raffinering-/markedsføringsaktiva, eier 3 raffinerier. I 1986 ble i gjennomsnitt 6780 fat råolje pr. dag raffinert i hvert av selskapets raffinerier. Det største selskapet innenfor raffinering/markedsføring, målt ved kvanta av råolje raffinert pr. dag, er Exxon som totalt raffinerte 3.032 mill. fat råolje pr. dag. Dersom vi regner med at Exxon's raffinerier i gjennomsnitt raffinerer 50 tusen fat råolje pr. dag, betyr det at Exxon eier 60 raffinerier.

Siden variasjonen i antall raffinerier er stort, vil trolig også det være relativt stor variasjon i teknologi, spesielt for de mindre selskapene. På den annen side skal ikke variasjonen overdrives. Ovenfornevnte Quaker er et spesialselskap for raffinering og markedsføring av smørningsprodukter. Ikke desto mindre består 70 prosent av produktsalget av bensinprodukter og fyringsoljer. Disse produktene blir dels solgt til uavhengige distributører og dels solgt gjennom sin markedsføringskjede¹⁹.

En mulig måte å ta hensyn til variasjon i raffineringsteknologi er bruke Nelson's indeks for raffinering. Nelson indeksen er et tall som beskriver kompleksiteten til et raffineri. Et høyt tall indikerer at raffineriet er fleksibelt og kan produsere relativt mer av lette produkter enn et raffineri med en lavere indeks. Beklageligvis gis ikke indeksen på selskapsform. Siden det ville kreve en betydelig arbeidsinnsats å beregne en indeks for et selskap, gitt at vi hadde indeksen til hvert enkelt raffineri i selskapet, brukes en annen metode for å ta hensyn til variasjon i raffineringsteknologi.

Siden kapasitetene (i et år) for raffinering i praksis ikke er homogene, har vi her valgt å bruke den aktuelle gjennomstrømningen (i det samme året) som

¹⁹Kilde: Quaker's årsrapport for 1986.

estimat for kapasitet. Gjennomstrømningen reflekterer hvor bra et selskaps raffinier er tilpasset de aktuelle markedsforholdene. På denne måten vil gjennomstrømningen også reflektere variasjon i teknologi.

3.3 Oppsummering

I dette kapitlet har vi i hovedsak diskutert hvilke forhold som er med på å bestemme markedsverdien til de enkelte aktiva i et oljeselskap. De teoretiske modellene som er lagt til grunn for drøftelsene, brukes til å formulere modellen som anvendes for å teste om vertikal integrasjon er lønnsomt. Modellen presenteres først i kapittel 5. I neste kapittel skal vi se nærmere på hvordan utvalget er bestemt og hvilke data som er brukt.

KAPITTEL 4

INNSAMLING AV DATA

Formålet med dette kapitlet er

- i) å definere og operasjonalisere den avhengige variabelen i modellen som brukes til å teste lønnsomheten av vertikal integrasjon.

Den avhengige variabelen defineres som VAL (VALue) og skal avspeile total markedsverdi av påviste utbygde olje- og gassreserver, raffinering/markedsføringsaktiviteter og eventuelle gevinster av vertikal integrasjon. For å finne estimatet av VAL for hvert selskap forutsettes det at aktiva til selskapet tilfredsstillende verdiadditivitet egenskapene, se 3.1. Konkret brukes følgende estimat for VAL:

$$(4.1) \quad \text{VAL} =$$

+	markedsverdi av passiva	[4.3]
-	markedsverdi av påviste ikke-utbygde reserver	[4.5]
-	markedsverdi av leteaktiviteter	[4.6]
-	markedsverdi av ikke-petroleum-relaterte aktiviteter	[4.7]

hvor tallene innenfor klammeparentesene til høyre henviser til avsnittet der estimatet drøftes nærmere.

- ii) Innsamling av a priori informasjon om koeffisientene i modellen som brukes for testing av lønnsomheten av vertikal integrasjon.

Koeffisientene tolkes som henholdsvis markedsverdien pr. fat utbygde råolje reserver, markedsverdien pr. fat utbygde gassreserver og markedsverdien pr.

fat/år raffinering- og markedsføringskapasitet. I avsnittene 4.4 og 4.8 presenteres estimater for disse koeffisientene.

iii) Beskrivelse utvalg og diskusjon av datakilde.

4.1 Utvalg og datakilde

4.1.1 Bestemmelse av utvalg

Et opplagt krav til de selskaper som skal være med i utvalget er at de omsettes på verdipapirbørser. Av praktiske grunner begrenses utvalget til selskaper som noteres på New York Stock Exchange (NYSE).

I samarbeid med Statoil ble det fremskaffet en adresseliste over samtlige oljeselskaper som ble notert på NYSE den 22/4-1988.¹ Totalt antall oljeselskaper var 87. Samtlige av disse selskapene ble tilskrevet og bedt om å sende årsrapporter for årene 1986, 1984, 1982 og 1980 og årsrapporter for eventuelt innfusjonerte oljeselskaper i perioden 1980-86. Antall selskaper som responderte var 49, en svarprosent på 56 prosent.

Siden vi kun er interessert i selskaper som drev med produksjon av råolje og/eller markedsføring/raffinering ble det foretatt en seleksjon. Selskaper som verken hadde produksjon av råolje eller markedsføring/raffinering blant sine aktiva ble utelukket. Aktivitetene til disse selskapene var eksempelvis geologiske undersøkelser, boring etter petroleumsforekomster, produksjon og transport av naturgass. Derneft ble selskaper med størstedelen av sine aktiva utenom produksjon av råolje og markedsføring/raffinering utelukket. Som seleksjonskriterium ble det brukt at 50 prosent av bokført verdi av aktiva måtte tilskrives andre aktiviteter.

¹Takk til Gøran Trapp (Statoil) for bistand med å fremskaffe adresselisten.

Etter seleksjonen var antall selskaper redusert til 38, hvor 4 er "Royalty Trust" selskaper, se delavsnitt 2.3.5. Antall observasjoner fordeler seg jevnt over årene i perioden 1980-86, varierende fra 32 i 1980 til 27 i 1984. Siden vi har relativt mange tverrsnittsdata velger vi å analysere tverrsnittsutvalg for hvert av årene i perioden 1980-86. Vi oppnår dermed å påvise eventuelle variasjoner fra et år til et annet og åpner for muligheten for ulike konklusjoner i forskjellige år.²

Spørsmålet er om disse selskapene er representative for de oljeselskaper som noteres på NYSE og som har sine hovedaktiviteter innenfor produksjon av råolje og raffinering/markedsføring. Etter nærmere gjennomgang av utvalget fant vi 7 av "Top Eight" selskapene. "Top Eight" bestod av: Exxon, Gulf, Chevron (tidligere Standard Oil of California), Amoco (St. Oil of Indiana), Texaco, Mobil, Arco og Shell (USA). Bortsett fra Shell (USA) responderte de syv andre selskapene. I tillegg svarte en del uavhengige selskaper som Unical, Phillips og Sun. Dette skulle tyde på at utvalget er skjevt i den forstand at de store selskapene er overrepresentert.

Dernest er spørsmålet om utvalget er representativt for amerikansk oljeindustri (begrenset til hovedaktiviteter innenfor produksjon av råolje og raffinering/markedsføring). Siden det finnes del mindre produksjonsselskaper som ikke noteres på NYSE, kan det være grunn til å hevde at utvalget ikke er representativt for denne delen av amerikansk oljeindustri.

4.1.2 Årsrapporter som datakilde

Som allerede nevnt bruker vi årsrapporter som kilde for innsamling av nødvendig data. Andre datakilder som er vurdert, er Petroleum Analysis (PA) og Financial Times's årlige bok: Oil and Gas International. Begge de vurderte alternativene gir forholdsvis detaljerte opplysninger om oljeselskaper, men ikke

²Dersom vi skulle ha brukt en kombinert tids-og tverrsnittsanalyse kunne vi skalert de observerte markedsverdiene med en aksjeindeks for olje. Imidlertid har vi et relativt lite paneldatasett slik at en slik fremgangsmåte er utelukket.

tilstrekkelig for vårt formål. Selv om dette har vist seg å være arbeidskrevende å innhente informasjon fra årsrapporter, er det flere grunner til å bruke årsrapporter framfor andre kilder:

i) Siden de aller fleste alternative datakilder baserer seg på å innhente informasjon fra årsregnskapene og deretter bearbeide dem, vil ikke alternative datakilder gi mer informasjon. Tvert i mot kan kvaliteten være dårligere. Dette ble også bekreftet ved å sjekke PAs (Petroleum Analysis (1985)) tall for produksjon av råolje mot tilsvarende i årsrapportene. Det var kun 2/3 av tallene som var i overensstemmelse med PAs sine egne definisjoner.³

ii) Årsrapportene inneholder informasjon som selskapene er pålagt av SEC og myndigheter å rapportere. For oljeselskaper skal slike størrelser som reserver og produksjon rapporteres etter bestemte retningslinjer. Siden det er felles retningslinjer for alle selskapene, er det rimelig god grunn til å hevde at data er sammenliknbare.

4.2 Definisjoner av variabler

Fra og med 1978 er amerikanske oljeselskaper pålagt av Securities and Exchange Commission (SEC) til å oppgi informasjon om reserver, produksjon, priser og kostnader. Retningslinjene ble delvis endret i 1982, og informasjonen etter den tid skal følge retningslinjer utarbeidet i "Standard of Financial Accounting Standards No. 69" (SFAS 69), fra 1982 og inkluderer følgende:⁴

CRUDE

Netto produksjon av råolje og NGL ("Natural Gas Liquids") er definert som total produksjon av råolje og NGL i et år fratrukket royalties olje og

³Produksjonen av råolje skal i følge PA rapporteres som netto produksjon etter nærmere bestemte regler utarbeidet av SEC, se 4.2 nedenfor. Det var avvik for 5 av i alt 15 selskaper. PAs tall for disse selskapene var større enn det de faktisk var.

⁴Vi vil fortsatt ikke bruke indeks for selskap og år.

eventuelle kvanta anvendt til injeksjonsprogrammer. Netto produksjon av råolje og NGL benevnes som CRUDE. Netto produksjon for et selskap inkluderer selskapets andeler i produksjonsfelleskap og minoritetsinteresser i andre oljeselskaper ("interest in nonsubsidiary companies"). Det er grunn til å merke seg at netto produksjon kan avvike fra realiserte salgskvanta siden selskapene har muligheter for lagring.

GAS

Netto produksjon av gass, som betegnes med GAS, inkluderer både assosiert og ikke-assosiert gass. På samme måte som for CRUDE inkluderer netto produksjon av gass et selskaps andeler i produksjonsfelleskap og minoritetsinteresser i andre oljeselskaper og ekskluderer royalties gass. Gass konverteres til råolje gjennom en standard transformasjon der 6000 kubikk fot gass tilsvarer et fat råolje. Det vil fremgå av sammenhengen om GAS måles i 1000 kubikk fot eller fat råoljeekvivalenter.

REFIN

Forbruk av råolje og NGL, som betegnes med REFIN, i raffinerier inkluderer forbruk i tilsvarende andeler av minoritetsinteresser i raffinerier. En del raffinerier eies av flere selskaper i fellesskap. Hvert oljeselskap har ansvar for å raffinere kvanta av råolje tilsvarende hvert selskaps eierandel.

RSOIL og RSGAS

Estimatene av netto påviste reserver av olje og gass, som betegnes som henholdsvis RSOIL (ReServe OIL) og RSGAS (ReServe GAS), blir oppgitt ved tidspunkt for regnskapsavslutning, vanligvis 31/12 hvert år. Netto reserver er oppgitt eksklusiv "royalty" reserver og den andelen av forekomstene som eies av andre. Vanligvis oppgis reserveestimer for råolje og NGL i en størrelse og et separat estimat for naturgass. Enkelte selskaper rapporter reserveanslag for råolje og NGL hver for seg.

Det er viktig å merke seg at estimatene er økonomisk betinget. Anslagene er basert på kunnskap om tekniske og geologiske forhold ved reservoar og økonomiske forhold på tidspunktet for regnskapsavslutning. Økonomiske forhold

inkluderer eksempelvis råolje- og gasspriser, driftskostnader og utbyggingskostnader. For en gitt påvist forekomst vil altså estimatene kunne endre seg når relative priser endres, alt annet likt.

DROIL og DRGAS

Estimerte netto påviste og utbygde reserver er de kvanta av påviste reserver (RSOIL og RSGAS) som forventes å bli tømt ut ved bruk av eksisterende installert utstyr og metoder. Påviste og utbygde reserver av råolje og NGL betegnes som DROIL (Developed Reserves OIL), og tilsvarende reserver for gass betegnes som DRGAS (Developed Reserves GAS).

UROIL og URGAS

Estimerte netto påviste reserver, RSOIL og RSGAS, omfatter alle påviste reserver. En del av disse vil være utbygde og benevnes DROIL og DRGAS som definert ovenfor. Resten, de ikke utbygde reservene av gass og råolje inklusiv NGL, benevnes henholdsvis URGAS (Undeveloped Reserves GAS) og UROIL (Undeveloped Reserves OIL). Følgende definisjonssammenheng gjelder for ovenfornevnte reservestørrelser:

$RSOIL = DROIL + UROIL$ og

$RSGAS = DRGAS + URGAS$.

SECVA

Standardisert nåverdi av framtidig kontantstrøm generert fra påviste reserver (dvs. RSOIL og RSGAS), benevnes SECVA (Securities and Exchange Commission Value). I følge SECs regler må selskapene bruke 10 prosent diskonteringsrente i beregningene av SECVA. Videre er selskapene pålagt å bruke råolje- og gasspriser, driftskostnader, utbyggingskostnader og skattesystem i tidspunktet for regnskapsavslutning i sine beregninger av framtidige kontantstrømmer. Selskapene er ikke pålagt å skille mellom verdien av utbygde og ikke-utbygde reserver og mellom reserver av råolje og gass.

PROIL og PRGAS

Gjennomsnittlige priser for råolje og gass, benevnt henholdsvis PROIL (PRice OIL) og PRGAS (PRice GAS), er netto salgsinntekter dividert på årets total produksjon av henholdsvis råolje og gass. Netto salgsinntekter er differensen mellom brutto salgsinntekter, og administrative salgskostnader. Interne leveranser prises etter markedspriser. Vi merker oss at gjennomsnittsprisen ikke er beregnet fra realiserte salgskvanta.

Noen selskaper oppgir priser fordelt på geografiske regioner. For disse selskapene brukes et veiet gjennomsnitt av geografiske priser. Vektene er produksjonen i det aktuelle området dividert på selskapets totale produksjon.

COST

SEC pålegger oljeselskapene å rapportere løftkostnader, som betegnes med COST. Løftkostnader inkluderer ordinære driftskostnader, vedlikeholdskostnader, kostnader ved injeksjonsprogrammer og administrasjonskostnader. Ordinære avskrivninger og avskrivninger som er spesielle for produksjon av råolje og naturgass er ikke med. Videre inkluderer løftkostnader spesialskatte for produksjon av råolje og naturgass, både amerikanske såvel som utenlandske skatter. Eksempler på produksjonsskatter er "windfall profit taxes" og "state severance taxes" i USA og royalty skatt i Canada.⁵ Selskapsskatt er altså ikke med i COST.

4.3 Egenkapital og gjeld

Fra delavsnitt (3.1.1.3) har vi at den totale markedsverdien til et oljeselskap i et gitt tidspunkt, kan skrives som summen av markedsverdien til de enkelte

⁵For en mer utfyllende beskrivelse av det amerikanske skattesystemet og andre lands skattesystem vises det til Heaps og Helliwell (1985) og delavsnitt 2.3.5.

finansielle postene i selskapet. Konkret er markedsverdien til et selskap gitt som summen av markedsverdiene av egenkapital og gjeld.

Egenkapital.

Som estimat for markedsverdien til egenkapitalen brukes produktet av gjennomsnittlige antall utestående aksjer i ett år og gjennomsnittlig markedspris på selskapets aksje det samme året.⁶ Den sistnevnte er beregnet som gjennomsnittet av årets høyeste og laveste kurs. Aksjekursene er justerte for aksjesplitt. Selskapene er pålagt av SEC å rapportere antall gjennomsnittlige aksjer ("weighted average common shares"). Disse er justert for konvertible obligasjoner, prefererte aksjer og konverterte opsjoner. Selskapseide aksjer ("Stocks in Treasury") er utstedte aksjer som eies av selskapet og er ikke inkludert i antall utestående aksjer .

Antall gjennomsnittlige aksjer og markedsprisen symboliseres med henholdsvis NUMSH og SHVAL. Estimatet for markedsverdien til egenkapitalen er gitt som produktet NUMSH*SHVAL.

Gjeld.

Markedsverdien av et selskaps gjeld er mer problematisk å finne data for. Her brukes den bokførte verdi av den totale gjeld som estimat på markedsverdien av gjeld. Konkret brukes den bokførte verdien av differensen mellom "Total Assets" og "Stockholders Equity", som betegnes med henholdsvis TOTAS og EQUIT. Gjelden inkluderer både langsiktig og kortsiktig gjeld.

En del av de langsiktige lånene noteres på verdipapirbørser og det ville vært mulig å bruke et bedre estimat for denne gjelden enn bokførte verdi. Siden det vil kreve en del arbeid, som vil gå utover rammen til denne avhandlingen, (å etterspore gjeld som er børsnotert) brukes bokført verdi av gjeld som estimat for markedsverdien. Estimatet til markedsverdien av passiva er da gitt som

$$(4.2) \quad (\text{Markedsverdi av passiva}) = \text{NUMSH} * \text{SHVAL} + \text{TOTAS} - \text{EQUIT}.$$

⁶En alternativ metode er å beregne markedsverdien på et gitt tidspunkt, for eksempel 31/12 hvert år.

4.4 Verdi av utbygde reserver

I dette delavsnittet skal vi bruke Hotellings verdiregel, som ble drøftet i 3.2.1.1, til å finne estimater for markedsverdiene pr. enhet utbygde reserver, DROIL og DRGAS. Motivasjon for dette er to-delt. For det første bruker vi estimatene til å finne estimater for markedsverdiene til ikke-utbygde påviste reserver (UROIL og URGAS). For det andre vil estimatene gi en a priori oppfatning om koeffisienter i regresjonsmodellene i kapittel 5.

En viktig forutsetning for å bruke Hotellings verdiregel til å beregne estimater for markedsverdien til utbygde olje og gassreserver, er at amerikanske oljeselskaper opptre som pristakere i henholdsvis råoljemarkedene og gassmarkedene. Sett på bakgrunn av drøftingene i 2.1 og 2.3.4, synes en slik antakelse å være rimelig for råoljemarkedet.

I følge Bohi og Toman (1984, side 124) var det amerikanske markedet for naturgass i stor grad regulert av offentlige myndigheter fram til gjennomføringen av NGPA ("The Natural Gas Policy Act of 1978") i 1978. Før iverksettelsen av NGPA var priser på gass levert mellom stater regulerte. Dereguleringen av det amerikanske gassmarkedet startet i 1978. Pristak ble opphevet for gass produsert fra nye brønner. Fra og med 1/1 1985 er gassmarkedet i praksis deregulert. Selv om det amerikanske gassmarkedet delvis var regulert i perioden 1980-84, brukes Hotellings verdiprinsipp til å estimere markedsverdien til påviste utbygde gassreserver.

4.4.1 Operasjonalisering av Hotellings verdiregel

I det følgende antas at

- i) marginale løftekostnader er lik gjennomsnittskostnader,
- ii) løftekostnadene er uavhengige av det aggregerte uttømmingsnivå og
- iii) faste kostnader er lik null.

Dette innebærer, i følge avsnitt 3.2.1.1, at markedsverdien i dag av en utbygd reserve kan skrives som produktet av nettoppris i dag og kvanta av utbygde reserver. For en nærmere diskusjon av de feil, relativt til mindre restriktive forutsetninger som gjøres, vises det til 3.2.1.1. For å ta hensyn til skatt, defineres nettoprisen etter alle spesialskatte for gass og olje. For et gitt år t skrives estimatene for markedsverdiene til i te selskaps utbygde reserver av henholdsvis råolje og gass som følger:

$$(4.3) \quad \text{MOILD}_i = (1-\tau)(\text{PROIL}_i - \text{COOIL}_i)\text{DROIL}_i \text{ for alle } i \in N_t \text{ og}$$

$$(4.4) \quad \text{MGASD}_i = (1-\tau)(\text{PRGAS}_i - \text{COGAS}_i)\text{DRGAS}_i \text{ for alle } i \in N_t,$$

der fotskriften i står for selskap i ,

N_t = selskapene som er med i utvalget i år $t=1980, 1981, \dots, 1986$,

COOIL_i = gjennomsnittlige løfteskostnadene pr. fat råolje,

COGAS_i = gjennomsnittlige løfteskostnadene pr. 1000 kubikkfot gass og

τ = selskapsskatt,

hvor $\text{PROIL}_i, \text{PRGAS}_i, \text{DROIL}_i$ og DRGAS_i er definert i 4.2.

For de selskapene som oppgir priser for både gass og olje, brukes disse til å beregne estimat for markedsverdien av påviste utbygde gassreserver. Noen selskaper rapporterer ikke priser, og for dem brukes et gjennomsnitt av de andre selskaperes priser. Dette vil bli gjort i 4.4.2.

Løfteskostnadene, COST , fordeles ikke på gass og råolje. Vi skal derfor estimere enhetskostnadene for henholdsvis råolje og gass og det relative forholdet mellom de to ovenfornevnte enhetskostnadene. Estimaterne brukes som estimater til de selskaper som vi ikke har data fra om løfteskostnader.

4.4.2 Råolje- og naturgasspriser

Siden det mangler informasjon om priser for råolje og gass for enkelte selskaper, brukes estimater for råoljepris og gasspris. Som estimat for råolje-

prisen (gassprisen) i et gitt år brukes veiet gjennomsnittlige råoljepriser (gasspriser) fra de selskap som vi har data fra. Som vekt brukes relativ andel av råoljeproduksjon (gassproduksjon) av utvalgets totale produksjon.

Vi har også beregnet veiet gjennomsnittspris for et fat råoljeekvivalenter, hvor vekten er et selskaps produksjon av råolje og gass i forhold til utvalgets totale produksjon av råolje og gass. Prisen til en råoljeekvivalent er definert som en veiet sum av råoljepris og gasspris, hvor gassprisen er målt i fat råoljeekvivalenter. Vektene som benyttes er selskapets produksjon av råolje (gass) i forhold til total produksjon av råolje og gass.

Estimatene vises i tabellen nedenfor. For å sammenlikne estimatene oppgis også estimater for amerikanske priser hentet fra Adelman (1988).

	År:						
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Råolje&gass	16.33	22.58	21.97	21.36	21.60	20.11	12.24
St.avvik	(1.90)	(1.75)	(1.50)	(1.40)	(1.21)	(1.70)	(1.88)
Gass	1.40	1.82	2.22	2.31	2.45	2.31	1.80
St.avvik	(0.20)	(0.27)	(0.31)	(0.29)	(0.16)	(0.16)	(0.18)
Råolje	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
St.avvik	(2.88)	(1.99)	(2.68)	(2.70)	(2.25)	(2.99)	(1.90)
Ant. obs.	21	22	20	21	20	21	22
Adelman :							
- Råolje	21.59	31.77	28.52	26.19	25.88	24.09	12.66

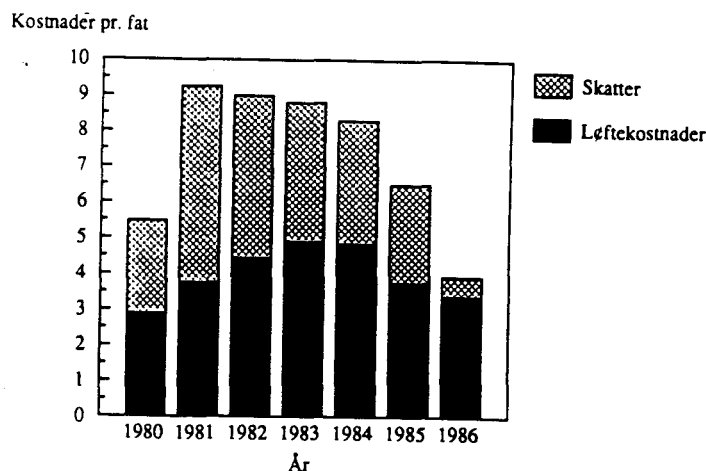
Tabell 4.1 Gjennomsnittlige løpende priser for råolje og gass; 1980-86. Prisene for henholdsvis et fat råoljeekvivalent av gass og råolje, 1000 kubikkfot gass og et fat råolje. Benevnelsene er henholdsvis dollar pr. fat råoljeekvivalenter, dollar pr. 1000 kubikk fot gass og dollar pr. fat råolje. Standardavvikene er empiriske. Råoljeprisene i siste rekke er amerikanske priser og er hentet fra Adelman (1988), tabell IV.

Som man ser fra tabellen avviker ikke prisene til Adelman så mye fra de estimerte råoljeprisene. For årene 1981 til 1985 er Adelmans priser litt høyere. En grunn til avvik kan være at våre estimerte priser er basert på priser fra hele verden og ikke spesielt på amerikanske priser som Adelman bruker.

4.4.3 Fordeling av løftekostnader

Som nevnt er ikke løftekostnadene COST fordelt på aktivitetene gass og råolje i kildematerialet. Vi er derfor interessert i å estimere enhetskostnadene for henholdsvis råolje og gass og det relative forholdet mellom de to ovenfornevnte enhetskostnadene.

En måte å gjøre dette på er å anta at enhetskostnadene for råolje er lik enhetskostnadene for gass, målt i fat råoljeekvivalenter. Siden det er rimelig å tro at enhetskostnadene for gass og råolje er forskjellige, er en slik fremgangsmåte ikke tilfredsstillende. En viktig grunn til at enhetskostnadene er forskjellige er ulik skattelegging av gass og råolje. Som allerede nevnt i 4.2 inkluderer løftekostnadene spesialsatter for råolje og gass. Produksjonsskattene avhenger av olje- og gasspriser. I stolpediagrammet nedenfor vises fordeling mellom løftekostnader og produksjonsskatter for selskapet SUN. Som man ser av diagrammet utgjør produksjonsskatter en betydelig del av driftskostnadene unntatt for 1986. Det dramatiske fallet i produksjonsskattene i 85/86 henger sammen med tilsvarende fall i oljeprisen i det andre halvåret av 1985. Grunnen til økningen i produksjonsskattene pr. fat råolje fra 1980 til 1981 er innføring av "windfall profit tax" i U.S.A. fra og med 1981.



Figur 4.1 Fordeling mellom løftekostnader og produksjonsskatter for produksjon av råolje i perioden 1980-86. Fordelingene gjelder for selskapet SUN, og data er hentet fra selskapets årsrapporter for 1982, 84 og 86. Målenheten langs den vertikale aksene er løpende dollar pr. fat råolje.

Nedenfor testes det om enhetskostnadene for råolje er forskjellig fra enhetskostnadene for gass. Resultatet av to-hale testene med et signifikansnivå på 10 prosent, er forkastelse av nullhypotesen om like enhetskostnader for gass og olje, for årene 1980, 81, 82, 85 og 86. I disse årene kan altså alternativhypotesen om at råoljekostnadene er forskjellig fra gasskostnadene aksepteres. For årene 1983 og 1984 får man ikke forkastet nullhypotesen.

For å beskrive regresjonsmodellen er det hensiktsmessig å definere løftkostnader pr. fat råoljeekvivalenter $COSTB_i \equiv COST_i / (CRUDE_i + GAS_i)$, hvor $COST_i$, $CRUDE_i$ og GAS_i er definert i 4.2. Utgangspunktet for regresjonene er følgende homoskedastiske tverrsnittmodell:

$$(4.5) \text{ COSTB}_i = \beta_1 + (\beta_2 - \beta_1) [CRUDE_i / (CRUDE_i + GAS_i)] + e_i, \text{ for alle } i \in N_t,$$

hvor i er indeks for i 'te selskapet, e_i er feilleddene som forutsettes å være multinormalfordelt med forventning $E(e_i) = 0$ og varians $E[(e_i)^2] = \sigma^2$, og N_t er mengden av selskaper i år $t = 1980, 1981, \dots, 1986$.

Regressorene β_1 og β_2 tolkes som løftkostnader pr. fat råoljeekvivalenter for henholdsvis gassproduksjon og råoljeproduksjon. Implisitt forutsettes det at kostnadene kun fordeles på aktivitetene for råoljeproduksjon og gassproduksjon.

Det vil selvsagt være andre forklaringsvariabler som f.eks. geografisk plassering av produksjonsbrønner. Plasseringen av produksjonsbrønner kan påvirke selve løftkostnadene og produksjonsskattene. Imidlertid skal estimatene kun anvendes til å estimere det relative forholdet mellom enhetskostnadene og som estimerer for de få selskapene som det mangler data for. Med et slikt formål er det tilfredsstillende å bruke produksjonen av gass og produksjonen av råolje som forklaringsvariabler.

Modellen forutsettes å være homoskedastisk, dvs. samme varians for de totale løftkostnadene pr. fat råoljeekvivalenter. Hver observasjon er på selskapsnivå. Noe som betyr at hver observasjon vil være et aggregat for hvert selskap. Det kan være stor variasjon i antall brønner og felt som selskapene løfter sine

respektive kvanta fra. Da vil typisk variansen til feilleddene variere med antall brønner. Selskaper som tømmer fra få brønner, vil ha større varians i feilleddene enn selskaper som løfter sin produksjon fra flere brønner.

Imidlertid tømmer også de minste selskapene fra mange brønner, fra 50 opptil mange tusen brønner.⁷ Siden mindre selskaper løfter fra mange brønner, og på grunn av store talls lov, er det rimelig å forutsette en homoskedastisk modell.

Vi tester for heteroskedastisitet i modell (4.5) ved å bruke Spearman's test for homoskedastisitet.⁸ Spearman's test er som følger: Estimatene for feilleddene rangéres etter absoluttverdier: Observasjonen med den laveste absoluttverdi tildeles rangverdi 1, den med nest laveste verdi tildeles rangverdi 2 o.s.v. Alle avhengige variabler rangéres tilsvarende. Spearman's rangkorrelasjonskoeffisient for en avhengig variabel k er definert som

$$r_k \equiv 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n (D_i)^2}{n(n^2-1)}, \text{ hvor}$$

hvor n = antall observasjoner og D_i = differensen mellom rangnummeret for feilleddet og avhengig variabel k . Nullhypotesen er at det eksisterer homoskedastisitet, eller formelt $r_k = 0$. Den alternative hypotesen er r_k forskjellig fra 0. Testobservatoren er $T = r_k(n-2)^{1/2}/(1-(r_k)^2)^{1/2}$, som er tilnærmet t -fordelt med $(n-2)$ frihetsgrader. Absoluttverdiene av estimatene til testobservatorene er for årene 1980,81,...86, som følger: 0.30, 0.24, 0.22, 0.19, 1.02, 0.43, 0.68 og 0.48. Som man ser, kan ikke nullhypotesen om homoskedastisitet forkastes i noen av årene når signifikansnivået på to-hale testene er 5 prosent.

⁷Et lite selskap som Sabine Corporation, som produserte totalt 4.16 mill. fat råoljeekvivalenter i 1986, tømte fra minst 77 steder i USA. I selskapets årsrapport fra 1986 gis en oversikt over de ulike divisjonene og med antall produksjonsbrønner: Gulf Coast 33 brønner, Mid-Continent 19 brønner og West-Texas 25 brønner. I tillegg kommer Rocky Mountain hvor det ikke rapporteres antall brønner. I gjennomsnitt løftes det maksimalt 148 fat råoljeekvivalenter pr. dag fra Sabine's 77 brønner. Et litt større selskap som SUN løfter fra ca. 50 000 brønner.

⁸Det finnes andre tester for heteroskedastisitet enn Spearman's test. For en oversikt over andre tester vises det til Judge (1985, kapittel 11). Andre tester krever flere observasjoner enn det vi har. Siden Spearman's test kan anvendes med færre observasjoner brukes den.

I datautvalget inngår alle selskaper som rapporterer kostnadsdata COST, unntatt selskapet Ashland. Årsaken til utelukkelsen av Ashland, er at selskapets produksjon i hovedsak skjer i ett område; Nigeria. I motsetning til de andre selskapene som har sin produksjon spredt over mange felt. I tillegg er løftekostnadene relativt høye i Nigeria, og COSTB for Ashland vil være atypisk for industrien.⁹

Resultatene fra regresjonene av (4.5) rapporteres i tabellen nedenfor. Tabellen viser estimatene til koeffisientene. I tillegg rapporteres forventningsverdien til estimatene av $COSTB_i$, med empirisk standard avvik, estimatene for testobservator for om enhetskostnadene for gass og olje er like ($\beta_2^e - \beta_1^e$), antall observasjoner, 95-prosentkonfidensintervaller for enhetskostnadene, t-verdier og R^2 .

⁹ I 1980 var løftekostnadene pr. fat for Ashlands produksjon i Nigeria 22.5 dollar pr. fat oljeekvivalenter mot 7.53 dollar pr. fat for produksjonen i USA. Totalproduksjonen av olje og gass for Ashland var 4.47 mill. fat råoljeekvivalenter hvorav 2.5 mill. ble produsert i Nigeria. (Enhetskostnadene i Nigeria kan synes relativt høy, men Ashland oppnår høye råoljepriser siden kvaliteten på råoljen er høy, 41 API-grad på råoljen produsert fra Izombe-Ossu feltet.) Alternativet til å utelukke Ashland er å bruke kostnadene for produksjon fra områder utenfor Nigeria.

År	GAS β_1^e	CRUDE β_2^e	Test est.	Antall observ.	R ²	COSTB ^e {Emp. staa.}
1980	2.35	5.64	3.29	24	0.192	4.27
t-verdi	(2.70)	(8.80)	(2.28)			{1.22}
Konf.int	[±1.81]	[±1.33]				
1981	3.99	10.36	6.37	25	0.398	7.77
t-verdi	(3.96)	(14.38)	(3.90)			{1.75}
Konf.int	[±2.08]	[±1.49]				
1982	5.18	8.60	3.41	24	0.173	7.16
t-verdi	(5.41)	(11.84)	(2.15)			{1.45}
Konf.int	[±1.99]	[±1.51]				
1983	5.39	7.33	1.94	24	0.057	6.59
t-verdi	(4.97)	(10.42)	(1.15)			{1.41}
Konf.int	[±2.25]	[±1.46]				
1984	4.82	7.07	2.25	22	0.067	6.18
t-verdi	(4.10)	(8.78)	(1.20)			{1.49}
Konf.int	[±2.45]	[±1.68]				
1985	3.99	7.10	3.11	23	0.160	5.84
t-verdi	(4.15)	(10.31)	(2.00)			{1.40}
Konf.int	[±2.00]	[±1.43]				
1986	2.43	6.00	3.57	25	0.138	4.53
t-verdi	(2.12)	(7.16)	(1.92)			{1.79}
Konf.int	[±2.37]	[±1.73]				

Tabell 4.2 Resultater fra regresjoner for fordeling av løftekostnader mellom råolje og gass.¹⁰ Toppskriften e til β 'ene står for estimat. I rekkene merket med t-verdier er standardavvik til den avhengige variabelen rapportert innenfor klammeparentesene.

For å teste om enhetskostnadene for olje er ulik enhetskostnadene for gass, brukes testobservatoren ($\beta_2 - \beta_1$), dvs. differensen mellom enhetskostnader for råolje og enhetskostnader for gass. Nullhypotesen er at $\beta_2 - \beta_1 = 0$, og den alternative hypotese er ($\beta_2 - \beta_1$) forskjellig fra null. Testobservatoren er t-fordelt med (antall observasjoner - 2) frihetsgrader. Med 10 prosent signifikansnivå forkastes nullhypotesen i årene 1980,81,82,85,86. Alternativhypotesen

¹⁰Estimatene til testobservatoren og estimatene av enhetskostnadene for gass skal summere seg til estimatene for enhetskostnader for råolje. Dersom de ikke gjør det i tabellen skyldes det avrunding.

om ulike enhetskostnader for råolje og gass kan derfor aksepteres i årene 1980,81,82,85,86. For de resterende årene, dvs. 1983 og 1984, kan nullhypotesen ikke forkastes.

Som allerede nevnt er det grunn til å tro at enhetskostnadene for råolje er høyere enn enhetskostnadene for gass. Denne troen styrkes av resultatene fra regresjonene siden estimerte råoljekostnader er signifikant høyere enn estimerte enhetskostnader for gass: Med 5 prosent signifikansnivå forkastes nullhypotesen om at gasskostnadene er mindre eller lik råoljekostnadene i årene 1980,81,82, 85 og 86. Alternativhypotesen om at enhetskostnadene for råolje er større enn tilsvarende kostnader for gass kan derfor aksepteres i årene 1980,81,82,85,86. For de resterende årene, dvs. 1983 og 1984, kan nullhypotesen ikke forkastes.

Estimatene for enhetskostnadene pr. fat for råolje og gass brukes som estimat for enhetskostnader for de selskapene som det mangler data for.

For de selskapene som vi har data om totale løftkostnader pr. enhet råolje-ekvivalenter, brukes det relative forholdet mellom estimatorene for enhetskostnader og estimatet til $COSTB_i$. Enhetskostnadene for produksjon av råolje til det i'te selskapet i et gitt år er altså gitt som

$$(4.6) \quad COOIL_i = COSTB_i [\beta_2^e / COSTB^e],$$

der estimatorene er fra det samme året. Parametrene merket med toppskrift e er estimater hentet fra tabell 4.2. Tilsvarende er enhetskostnadene for gass gitt som

$$(4.7) \quad COGAS_i = COSTB_i [\beta_1^e / COSTB^e]^{11}$$

¹¹Det er grunn til å merke seg at estimatorene som er brukt til $COOIL_i$ og $COGAS_i$ ikke er forventningsrett.

4.4.4 Oppsummering

Estimatorene (4.6) og (4.7) innsatt i henholdsvis (4.3) og (4.4) gir estimater for markedsverdiene til utbygde reserver av råolje og gass.

$$(4.8) \quad \text{MOILD}_i = (1-\tau)\{\text{PROIL}_i - \text{COSTB}_i[\beta_2^e/\text{COSTB}^e]\}\text{DRGAS}_i \text{ og}$$

$$(4.9) \quad \text{MGASD}_i = (1-\tau)\{\text{PRGAS}_i - \text{COSTB}_i[\beta_1^e/\text{COSTB}^e]\}\text{DRGAS}_i$$

for alle $i \in N_t$, og hvor τ er selskapsskatt.

I tabellen nedenfor oppsummeres resultatene fra estimeringen av løftekostnadene pr. fat råolje, løftekostnadene pr. fat gass (målt i råoljeekvivalenter) og kostnadene pr. fat råoljeekvivalenter råolje og gass. De to førstnevnte er hentet fra tabell 4.2 foran, og den sistnevnte er forventningsverdien til den avhengige variabel i modell (4.5). Videre rapporteres nettopriser, dvs. pris minus gjennomsnittlige løftekostnader pr. fat råoljeekvivalenter og gjennomsnittlige estimat av markedsverdier pr. fat råoljeekvivalenter (Hotellings verdier). Hotellings verdier er fremkommet ved multiplikasjon av nettopriser med faktoren $(1-\tau)$, der $\tau = \text{selskapsskatt} = 0.46$.

År	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Løftekostnader							
- Råolje	5.64	10.36	8.60	7.33	7.07	7.10	6.00
- Gass	2.35	3.99	5.18	5.39	4.82	3.99	2.43
- Råolje&gass	4.27	7.77	7.16	6.59	6.18	5.84	4.53
Nettopriser							
- Råolje	15.48	19.28	17.56	17.73	17.86	16.12	6.96
- Gass	6.05	6.93	8.14	8.47	9.88	9.87	8.37
- Råolje&gass	12.06	14.81	14.81	14.77	15.42	14.27	7.71
Markedsverdier							
- Råolje	8.36	10.41	9.48	9.57	9.64	8.70	3.60
- Gass	3.27	3.74	4.40	4.57	5.34	5.33	4.52
- Råolje&gass	6.51	8.00	8.00	7.98	8.33	7.71	4.16

Tabell 4.3 Løftekostnader, nettopriser og markedsverdier for råolje og gass; 1980-86. Utviklingen av løftekostnader, inklusiv produksjonsskatter, og nettopriser, i løpende dollar pr. fat råoljeekvivalenter for råolje, gass, og gass og råolje.

Estimatene for markedsverdiene pr. fat vil bli nærmere drøftet i avsnitt 4.7.

4.5 Verdi av påviste ikke-utbygde reserver

4.5.1 Modell for bestemmelse av markedsverdi

I denne delen beregnes estimater for markedsverdien til hvert enkelt selskaps påviste ikke-utbygde gass og råoljereserver, dvs. estimat av reservene UROIL_i + URGAS_i.

Som nevnt i 3.2.1.2, kan ikke-utbygde reserver oppfattes som amerikanske kjøpsopsjoner ("call option") med dividende utbetalinger, der det underliggende aktiva er utbygde reserver. Selskapenes definisjon, eller mer presist SECs krav til rapportering, av ikke-utbygde påviste reserver, UROIL og URGAS, er forekomster som det er lønnsomt å bygge ut i rapporteringstidspunktet. Disse kan derfor tolkes som de kvanta av ikke-utbygde reserver som selskapene vil

utøve opsjonen med engang ("kill the option") og dermed transformere ikke-utbygde reserver til utbygde reserver.

De rapporterte reservene UROIL og URGAS ekskluderer altså ikke-utbygde reserver som selskapene ikke finner utbygningsklare ved dagens priser og kostnader. Disse reservene har selvsagt en opsjonsverdi siden selskapene beholder rettigheten til disse reservene, og kan vente og se om verdien av utbygde reserver øker i framtiden.

I teorien kan vi tenke oss å beregne estimater for verdien av ikke-utbygde reserver som ikke er lønnsomt å bygge ut i dag. I praksis er det vanskelig siden selskapene ikke rapporterer anslag for hvor store disse reservene er. Vi ser derfor bort fra påviste reserver som det ikke er lønnsomme å bygge ut i dag. De estimerte verdiene av ikke-utbygde reserver, forventes derfor å være lavere enn de "sanne". Spesielt gjelder det for år hvor markedsverdien av utbygde reserver forventes å være lave.

Estimatene, som betegnes med $MAVUR_i$ (MArket Value Undeveloped Reserves), for markedsverdiene til reservene ($UROIL_i + URGAS_i$) er gitt som følger:

$$(4.10) \quad \begin{aligned} MAVUR_i = & - [nåverdien \text{ av utbyggingskostnader etter skatt for} \\ & \text{reservene } (UROIL_i + URGAS_i)]_i \\ & + (1-\tau)\{PROIL_i - COSTB_i[\beta_2^e/COSTB^e]\}UROIL_i \\ & + (1-\tau)\{PRGAS_i - COSTB_i[\beta_1^e/COSTB^e]\}URGAS_i \end{aligned}$$

for alle $i \in N_t$, hvor fotskriften som vanlig betegner selskap, og τ , $PROIL_i$, $PRGAS_i$, $COSTB_i$, β_2^e og β_1^e er definert i 5.4.4.

Med andre ord: Estimatet for markedsverdien av påviste ikke-utbygde reserver er gitt som differensen mellom estimat for markedsverdien, gitt at de er utbygd, og estimat av markedsverdien av utbyggingskostnadene. For en nærmere drøftelse vises det til 3.2.1.2. Som estimat for den førstnevnte markedsverdi brukes Hotellings verdiprinsipp. I det følgende skal vi gå nærmere inn på estimering av nåverdien til utbyggingskostnadene.

4.5.2 Estimering av nåverdien av utbyggingskostnader

A priori informasjon om utbyggingskostnader.

I tabell 4.4 rapporteres Adelmans (1988) estimater for utbyggingskostnader etter skatt pr. fat råoljeekvivalenter for

- råoljereserver,
- gassreserver og
- olje- og gassreserver.

Estimatene er basert på data om utbyggingskostnader i USA. Adelman (1988) tabell II rapporter gjennomsnittlige utbyggingskostnader pr. fat råolje for utbygging av råoljeforekomster og utbyggingskostnadene pr. 1000 kubikk fot for ikke-assosiert naturgass i USA.¹² Adelman beregner kostnadene før skatt pr. enhet simpelthen ved å dividere aggregerte utbygningsutgifter med tilhørende utbygde kvanta for et år, hvor kvanta og utgifter er gitt i Adelmans tabell I. (Siden det er noen trykkfeil i Adelmans tabell II beregnes alle tall om igjen basert på Adelmans tabell I.) Utbyggingskostnadene før skatt pr. fat råoljeekvivalenter olje og gass, som konverteres til råolje med den vanlige faktoren, beregnes ved å summere de veide enhetskostnadene for gass og råolje, der vektene er henholdsvis andelen utbygde kvanta av gass i forhold til totalt utbygde kvanta for råolje og gass og en analog andel for utbyggingskostnadene for råolje.

En dollar utbyggingskostnader før skatt forutsettes å være lik 0.82 dollar etter skatt. I følge Adelman (1986, note til tabell VI), kan 34 prosent av

¹²Hvorfor ikke bruke Adelmans estimater for utbyggingskostnader pr. fat?
i) Adelmans estimater er for amerikanske reserver og ikke for amerikanske selskaper som reserver i hele verden. ii) Det er vanskelig å vurdere estimatene til Adelman siden han ikke rapporterer statistiske mål som for eksempel standardavvik. iii) Adelman bruker sine estimater i en tidsserie fra 1945-86. I perioden 1980-86 er det store endringer fra ett år til et annet i utbyggingskostnadene for henholdsvis råolje og gass, som er de kostnadene vi har brukt til å beregne utbyggingskostnadene pr. fat råoljeekvivalenter. Siden Adelman bruker data i tidsserie kan en slik variasjon godtas. Derimot er det ikke tilfredsstillende for tverrsnittsanalyser.

utbyggingskostnadene etter selskapsskatt avskrives og med å anta 46 prosents selskapsskatt er 1 dollar før skatt gitt som 0.82 dollar etter skatt.

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Råolje	2.85	5.27	9.26	3.69	2.98	3.36	4.08
Gass	5.86	3.83	6.12	3.35	3.47	4.48	1.78
Råolje&gass	4.03	4.46	6.19	3.54	3.21	3.75	2.36

Tabell 4.4 Adelman's (1988) estimater av utbyggingskostnader pr. fat for råolje, gass og råolje&gass. Målenhet: Dollar pr. fat råoljeekvivalenter i løpende dollar.

Som allerede nevnt er nåverdien av utbyggingskostnadene basert på påviste reserver som selskapene vurderer lønnsomme å bygge ut. Estimerte utbyggingskostnader som er baserte på et slikt reserve begrep, vil altså avhenge av verdien (prisen) til utbygde reserver, som igjen vil være avhengige av nettoprisene for råolje og naturgass. I gitt år vil man forvente at i gjennomsnitt vil utbyggingskostnader pr. fat råoljeekvivalenter være lavere enn markedsverdien pr. fat råoljeekvivalenter utbygde reserver. Begrunnelsen for dette er som følger: i) Dersom det forutsettes økende marginale utbyggingskostnader, vil gjennomsnittlige utbyggingskostnader være lavere enn prisen (gjennomsnittlig markedsverdi pr. fat råoljeekvivalenter utbygd reserver).

ii) Selv med konstante marginale utbyggingskostnader og null faste kostnader, vil det på grunn av opsjonsaspektet forventes at prisen er høyere enn gjennomsnittskostnadene. For en mer utfyllende diskusjon om opsjonsaspektet vises det til figur 3.4 i avsnitt 3.2.1.2 hvor utbyggingskostnadene pr. fat råoljeekvivalenter tilsvarer i og markedsverdien pr. fat utbygd reserver tilsvarer x.

Regresjonsmodell.

For å estimere utbyggingskostnader etter skatt brukes SECVA-verdier som er definert i 4.2 som nåverdien av påviste reserver (RSOIL+RSGAS) der dis-

konteringsrenten er 10 prosent.¹³ SECVA kan skrives som summen av nåverdien av ikke-utbygde reserver og nåverdien av utbygde reserver. Nåverdien av ikke-utbygde reserver kan skrives som differensen av nåverdien, gitt at de er utbygd, og nåverdien av utbyggingskostnadene. Dersom vi bruker Hotellings verdiprinsipp til å finne estimat for utbygde påviste reserver og ikke-utbygde påviste reserver, gitt at de er utbygde, kan vi sette opp følgende modell for å estimere utbyggingskostnader:

(4.11)

$$\frac{-\text{SECVA}_i + (1-\tau)[(\text{PROIL}_i - \text{COOIL}_i)\text{RSOIL}_i + (\text{PRGAS}_i - \text{COGAS}_i)\text{RSGAS}_i]}{\text{RSOIL}_i + \text{RSGAS}_i}$$

$$= \beta_0 + \beta_1[\text{UROIL}_i + \text{URGAS}_i]/(\text{RSOIL}_i + \text{RSGAS}_i) + e_i \text{ for alle } i \in N_t^t,$$

der N_t er utvalg i år t , feilleddene e_i forutsettes å være uavhengige multinormalfordelte med samme forventning, som antas å være lik null og samme varians¹⁴, og selskapsskatten $\tau = 0.46$.

Utvalgene er de selskaper som rapporterer SECVA-verdier og produserer råolje og gass bortsett fra selskaper hvor ikke-utbygde reserver utgjør mindre enn 1 prosent av totale påviste reserver. Disse selskapene utelukkes siden variansen til feilleddene for selskaper som har en relativt liten andel utbygde reserver av totalt påviste reserver, er større enn andre selskaper. Variansen forventes å være større for slike selskaper siden den avhengige variabel er fremkommet som differensen mellom to relativt like store tall.

Som allerede nevnt i 4.2 er selskapene pliktig til å rapportere SECVA fra og med 1982. Siden de fleste selskaper rapporterer SECVA med tre års tilbake-

¹³Det betyr ikke at utbyggingskostnadene diskonteres med den samme renten. Det er fullt mulig å tenke seg at utbyggingskostnadene diskonteres med en lavere rente enn 10 prosent og kontantstrømmen til netto driftsinntekter diskonteres med en høyere rente enn 10 prosent.

¹⁴Vi tester om modellen er homoskedastisk ved å bruke Spearman's test som er beskrevet i 4.2.3. Resultatene for hvert av de syv årene er ikke-forkastelse av nullhypotesen om homoskedastisk der signifikansnivået på to-hale testen er 5 prosent.

blikk, gir årsrapportene fra 1982 SECVA-verdiene for årene 1980 og 1981. Unntatt for selskapene GAO i årene 1980, 81 og 82, Getty og Cities i årene 1980 og 1981, og Conoco i 1980.¹⁵

En svakhet er at SECVA og estimatet for verdien av påviste reserver er basert på priser og kostnader i ulike tidspunkt og tidsperioder. SECVA baseres på priser i tidspunktet for avslutning av regnskapet, som for de aller fleste selskapene vil være 31/12 hvert år. Estimatet av markedsverdien av påviste utbygde reserver konstrueres fra gjennomsnittstall for hele året. Dersom det er stor forskjell på priser og kostnader i slutten av et år og gjennomsnitt for hele året, vil en forvente at estimatoren for β_i er forventningsskjev.

¹⁵En mulig årsak til at GAO ikke rapporterer SECVA for 1982 er at regnskapet for dette året ikke ble avsluttet før 30/6 1982.

Resultater.

Resultatene fra regresjonene er som følger:

ÅR	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Est. β_0 (t-verdi)	1.44 (1.77)	2.17 (2.24)	1.70 (2.11)	2.55 (3.84)	2.05 (2.92)	2.35 (3.46)	0.77 (1.55)
Est β_1 (t-verdi)	5.50 ^b (1.95)	6.37 ^b (1.78)	7.60 ^a (2.54)	5.29 ^a (2.21)	7.36 ^a (2.92)	3.12 ^c (1.48)	2.99 ^b (1.84)
R ²	0.14	0.12	0.21	0.17	0.28	0.09	0.12
Ant. obs.	26	26	26	26	26	26	26
83-dollar:							
- Est β_1	4.96	4.87	5.49	5.29	7.67	3.25	3.52
- Adelman	3.63	3.41	4.46	3.54	3.35	3.91	4.61
Drilling Indeks	110.9	130.8	138.5	100.0	95.9	95.9	84.9
Markedsverdi:							
Råolje&gass	6.51	8.00	8.00	7.98	8.33	7.71	4.16

Tabell 4.5 Resultater fra regresjoner for utbyggingskostnader. R² er andelen av total varians som forklares av regresjonen. Estimat merket med toppskrift a, b og c er signifikant forskjellig fra null på henholdsvis 5, 10 og 20 prosents nivå. Rekken merket med Adelman er hentet fra tabell 4.4. Estimaten i faste 1983 dollar er skalert med drilling indeksen. Drilling Indeks er en indeks for lete- og utbyggingskostnader og den generelle prisindeks og er innhentet fra Adelman (1988), tabell I. Rekken markert med råolje&gass er gjennomsnittlig markedsverdi pr. fat råoljeekvivalenter utbygd reserver og er hentet fra tabell 4.3.

Som man ser fra tabellen ovenfor er estimatene gjennomgående høyere enn Adelmans estimater med unntak for 1985. Noe av forskjellen kan forklares med forskjeller i skattesystem mellom USA og resten av verden. Estimaten fra regresjon av modell (4.11) bygger på data om reserver fra hele verden og Adelmans estimater fra kostnader i USA. I følge Heaps og Helliwell (1985) medfører det amerikanske skattesystem at flere forekomster bygges ut enn andre steder i verden, alt annet likt. Noe som igjen må bety at utbyggingskostnadene etter skatt pr. fat må være mindre enn tilsvarende kostnader andre steder i verden. Ulikheter i skattesystem forklarer sannsynligvis ikke hele forskjellen.

Vi merker også at estimatene for utbyggingskostnadene pr. fat råolje-ekvivalenter er lavere enn de gjennomsnittlige markedsverdiene pr. fat råolje-ekvivalenter utbygd reserver. Som allerede nevnt er det i overensstemmelse med hva man vil forvente.

Som allerede nevnt vil man forvente at estimatene for utbyggingskostnadene pr. fat råoljeekvivalenter vil reduseres med synkende markedspriser pr. fat utbygd reserver. Tabellen ovenfor viser at så er tilfelle. Nedgangen i utbyggingskostnader fra 7.36 dollar pr. fat i 1984 til 3.12 dollar pr. fat i 1985 synes vel stor. Forklaringen kan grunne i det at SECVA_i baserer seg på råolje- og gasspriser pr 31/12 i 1985, dvs. etter sammenbruddet i oljeprisen høsten 1985, og Hotellings verdiestimat av påviste reserver bygger på gjennomsnitt av priser for hele 1985. I tillegg ser vi at estimatet for 1985 ikke er signifikant forskjellig fra null når nivået på testen er 10 prosent. For å korrigere for disse svakhetene brukes et annet estimat for utbyggingskostnadene pr. fat råoljeekvivalenter i 1985:

Estimatet er beregnet ved interpolasjon mellom utbyggingskostnadene pr. fat i 1984 og 1986, der kostnadene pr. fat er gitt i faste 83-dollar. Estimatet i løpende dollar er da gitt som

$$(1/2)(7.67+3.52)/0.959 = 5.83 \text{ dollar pr. fat.}$$

Reduksjonen i estimatene for utbyggingskostnadene pr. fat råolje fra 1982 til 1983 kan forklares av en reduksjon i faktorpriser. Det andre oljeprissjokket i 1979 ble etterfulgt av en oppgangstid for amerikansk bore- og utbygnings-industri og med dertil økende priser. Oppgangstiden nådde sin topp i 1982, se Drilling Indeksen i tabellen ovenfor. Endringen i utbyggingskostnadene pr. fat råoljeekvivalenter i faste dollar fra 1982 til 1983 er som man ser av tabellen svært små.

4.5.3 Oppsummering

Estimatene for utbyggingskostnader pr. fat råoljeekvivalenter for årene fra og med 1980 til og med 1986 er gitt som estimatene av β_1 med ovenfornevnte unntak for 1985. For et gitt år t benevnes estimatene med $DCOEB_t$ der $t=1980,81,\dots,86$.

Fra (4.11) har vi at markedsverdien av påviste ikke-utbygde reserver i et gitt år kan skrives som

$$(4.12) \text{MAVUR}_i = - \text{DCOEB}(\text{UROIL}_i + \text{URGAS}_i) \\ + (1-\tau)\{\text{PROIL}_i - \text{COSTB}_i[\beta_2^e/\text{COSTB}^e]\}\text{UROIL}_i \\ + (1-\tau)\{\text{PRGAS}_i - \text{COSTB}_i[\beta_1^e/\text{COSTB}^e]\}\text{URGAS}_i,$$

der det som vanlig ikke brukes indeks for år.

En svakhet er at vi antar at de ikke-utbygde reservene til et selskap er av samme type som selskapets utbygde reserver, siden vi bruker samme løftkostnader og priser som sistnevnte reserver.

4.6 Leteaktiviteter

I avsnitt 3.2.1.3 ble det argumentert for å bruke leteutgifter i ett år som estimat for markedsverdien til leteaktivitetene i det samme året. Her skal vi bruke kontantstrømmen til leteaktiviteter i løpet av et regnskapsår, dvs. "exploration expenses", som i vedlegget betegnes som EXPLO.

Kontantstrømmen EXPLO inkluderer utgifter til geologiske og geofysiske undersøkelser, boring av testbrønner og administrative kostnader relatert til leteaktiviteter. Alternativt kunne man ha brukt letekostnader, dvs. "exploration cost incurred", som oljeselskapene er pålagt av SEC til å oppgi. I tillegg til leteutgifter omfatter letekostnader bl.a. avskrivninger. Noe som betyr at letekostnader vil være høyere enn leteutgifter. Leteutgifter brukes som estimat for markedsverdien av leteaktiviteter siden det er den reelle kontantstrøm som er relevant for verdien og ikke kalkulatoriske avskrivninger. Noen få

selskaper rapporterer ikke leteutgifter, og vi bruker derfor letekostnader som estimat for leteutgifter for disse selskapene.

Siden leteutgiftene oppgis før skatt, må markedsverdien av leteaktivitetene justeres for skatt. I følge Paddock, Siegel og Smith (1988) er 90 prosent av leteutgiftene fradragsberettigede før utligning av selskapskatt. Videre vil de resterende 10 prosentene bli avskrevet på vanlig måte. Siden en så høy andel av leteutgiftene direkte kan føres til fradrag, antar Paddock, Siegel og Smith (1988), at 1 dollar leteutgifter før skatt svarer til $(1-\tau)$ dollar etter skatt, der den marginale selskapskatten $\tau = 0.46$.

Som estimatet for markedsverdien til et selskaps leteaktiviteter brukes derfor

$$(4.13) \quad (\text{Markedsverdi leteaktiviteter}) = (1-\tau)\text{EXPLO.}$$

4.7 Ikke-petroleumsrelaterte aktiviteter

Som estimat for markedsverdien til ikke-petrolumsrelaterte aktiviteter brukes den bokførte verdi av ikke-petroleumsrelaterte aktiviteter. Estimatenes betegnes med OASST ("Other ASSeTs"). I den bokførte verdien tas det hensyn til bl.a. avskrivninger og verdien av lagerbeholdning. Aktiviteter knyttet til hele selskapet og som ikke kan relateres til enkeltaktiviteter, "corporate assets", fordeles prosentvis på de oppgitte aktivitetene. Eksempler på slike selskapsaktiviteter er kontanter, kortsiktige verdipapirer og aktiviteter knyttet til konsernfunksjoner. Prosentandelen er bokført verdi av ikke-petroleumsrelaterte aktiviteter dividert på total bokført verdi eksklusiv selskapsaktiviteter. Estimatet for markedsverdien av ikke-petroleumsaktiviteter er altså gitt som summen av bokført verdi av disse aktivitetene og deres andel av bokført verdi av selskapsaktiviteter. Formelt:

$$(4.14) \quad (\text{Markedsverdi andre aktiviteter}) = \text{OASST.}$$

4.8 A priori informasjon om markedsverdier

Når vi i det neste kapittelet tester for om det er gevinster av vertikal integrasjon, bruker vi en modell der koeffisientene kan tolkes som markedsverdier pr. fat og (pr. fat/år) for

- påviste utbygde råoljereserver,
- påviste utbygde gassreserver og
- raffinerings-/markedsføringsaktiviteter.

En viktig del av evalueringen av modellen er å drøfte hvor gode estimatene er. I denne vurderingen er det viktig å sammenlikne estimatene med a priori informasjon om de samme koeffisientene.

4.8.1 Gass- og råoljereserver

I dette avsnittet rapporteres tidligere resultater fra estimering av markedsverdien pr. fat påvist råoljereserver og gassreserver. Resultatene er gitt i tabell 4.6 som inneholder følgende estimater:

Hotelling.

Estimatene i rekkene merket med Hotelling er markedsverdiene pr. fat råoljeekvivalenter påviste utbygde reserver hentet fra tabell 4.3.

Herold.¹⁶

Estimatene i rekken merket med Herold, er beregnet av Adelman, Desilva og Koehn (1988) og basert på Herold verdier. Antall observasjoner varierer mellom 122 i 1985 og 132 i 1981. Standardavvik er gitt i parentes.

¹⁶Herold er et velrenommert konsulentfirma og utgir i følge Miller og Upton det månedlige tidsskriftet Oil Industry Comparative Appraisals, Greenwich, Conn, John Herold S. Inc.

Herolds verdiestimer er på samme måte som SECVA, nåverdien av framtidig kontantstrøm diskontert med en gitt rente. Det er uklart hvilken rente som brukes. I følge Miller og Upton (1985) bruker Herold en diskonteringsrente på 10 prosent i analyser etter 1979. Adelman, DeSilva og Koehn (1988) hevder at "the company's estimators consider an appropriate rate".

I motsetning til SECVA baseres Herold's estimer seg på forventninger om framtidige priser og kostnader. Miller og Upton (1985) siterer Herold i deres antagelse i 1980: "...that the current average price received by each individual company will increase to decontrolled world oil price of 35.00 dollars per barrel by 1982, at which time the price will increase at an annual rate of 6% until the year 2000 and remain constant thereafter."

Adelman.

Adelman (1988) forkaster den enkle versjonen av Hotellings verdiregel. Begrunnelsen til denne avvisningen er et stort avvik mellom observerte nettopriser for råolje og estimerte markedspriser for råoljereserver (Herold estimer).¹⁷ Siden Adelman's nettopris ikke tar hensyn til selskapskatt (som var 46 prosent i denne perioden) er ikke tallene sammenliknbare.

For å få sammenliknbare tall, beregnes nettopris etter selskapskatt. Resultatene er gitt rekkene merket med Adelman, og som man ser er det godt samsvar mellom dem og Herold. Det er grunn til å merke seg at estimatene er for amerikanske påviste utbygde reserver.

Adelman I.

Adelman (1988, tabell VIII) bruker data fra 47 reservetransaksjoner fra januar 1986 til august 1987 til å finne estimat for prisen for råoljereserver og prisen for gassreserver. Estimaten er gitt i rekkene merket med Adelman I.

¹⁷Nettoprisene er omtrent dobbelt så høye som estimerte verdier, se Adelman (1988, tabell VII)

California.

Estimatene i rekkene merket med California er basert på transaksjoner av reserver i California. Tallene er hentet fra Adelman, DeSilva og Koehn (1988, tabell II), og observasjonene er fra juni i det året som rapportert i tabell 4.6, til mai året etter på. Antall transaksjoner er for årene 1983, 84, 85 og 86 henholdsvis 23, 34, 18 og 6.

Som vi ser fra tabellen er estimatene for oljereserver i rekken merket med California lavere enn sammenliknbare estimer. I følge Adelman, DeSilva og Koehn (1988, side 10) kan en stor del av forskjellene tilskrives det at den råolje som løftes i California er av en spesiell tung type, og derfor vil man forvente en relativt lav verdi av forekomster der.

Strevig.

I rekken merket med Strevig rapporteres gjennomsnittlige omsetningspriser per fat råoljeekvivalenter. Estimatene er hentet fra OGJ (Apr. 24, 1989, side 42) som igjen er basert på informasjon innsamlet av et Houston basert konsulent-selskap, Strevig & Associates Inc. Konsulentselskapet har samlet informasjon om transaksjoner av reserver mellom amerikanske selskaper og har beregnet gjennomsnittspris.

Gjennomsnittsprisene er basert på gjennomsnittlige 138 transaksjoner i hvert av årene 1984, 85 og 86. Siden de opererer med oljeekvivalenter er det grunn til å tro at estimatene er gjennomsnitt for gass og oljereserver.

	År:						
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Markedsverdier pr. fat:							
Råolje:							
- Hotelling	8.36	10.41	9.48	9.57	9.64	8.70	3.60
- Herold*	7.91	9.72	8.31	8.52	8.80	8.19	5.88
(St.avvik)	(3.58)	(3.90)	(2.94)	(4.49)	(2.58)	(2.64)	(2.16)
- Adelman	7.51	9.81	8.79	8.33	9.00	7.54	4.38
- Adelman 1*	-	-	-	-	-	-	5.22
- California*	-	-	-	5.55	3.78	4.02	-
Gass:							
- Hotelling	3.27	3.74	4.40	4.57	5.34	5.33	4.52
- Adelman 1*	-	-	-	-	-	-	4.33
- California*	-	-	-	-	-	-	4.62
Råolje&gass:							
- Hotelling	6.51	8.00	8.00	7.98	8.33	7.71	4.16
- Strevig*	-	-	-	-	7.36	6.32	5.75

Tabell 4.6 Estimerte markedsverdier pr. fat påviste reserver 1980-1986. Målenhet er løpende dollar pr. fat råoljeekvivalenter. I rekkene merket med toppskrift * er estimatene basert på både utbygde og ikke utbygde påviste reserver.

Som vi ser fra tabellen er ikke noen systematiske eller store avvik mellom estimatene basert på Hotellings verdier og andre estimater. Spesielt legger vi merke til rekkene som er basert på observerte transaksjoner ikke systematisk avviker.

Miller og Upton (1985, 1986) tester mer formelt hvor god Hotellings verdi-prinsipp er. De regresser markedsverdier av amerikanske innenlandske olje- og gassreserver mot tilhørende estimerte Hotellings verdier.¹⁸ Basert på observasjoner fra 1979 til 1983 er resultatene at Hotellings verdier forklarer en signifikant del av observerte variasjoner i markedsverdier. Videre, at Hotellings verdier er bedre indikatorer for markedsverdier enn det SECVA og Herold's estimater er.

¹⁸Reservene inneholder både utbygde og ikke-utbygde påviste reserver, se Miller of Upton (1985, fotnote 13).

4.8.2 Raffinering/markedsføringsaktiviteter

i) Estimeringen er basert på 10 observerte transaksjoner i USA i 1988. I transaksjonene inngår både raffinerier og markedsføringsapparat. PIW (March 1989) lister total kjøpspris, som her betegnes med VALTR, og raffineringsskapasitet målt i fat råolje pr. år, som betegnes med RAFCAP. En enkel lineær regresjon gir følgende resultat:

$$\text{VALTR} = \begin{array}{l} -103.02 \\ (-0.96) \end{array} + 11.215 \text{ (RAFCAP)}, R^2=0.664 \\ \begin{array}{l} (3.83) \end{array}$$

hvor t-verdien er gitt i parentes. Vi merke oss at estimatet er basert på raffineringsskapasitet.

Estimatet for 1988 er gitt da lik 11.21 dollar pr. fat/år og konfidensintervallet til estimatet er gitt som [4.50,17.93].

ii) Estimatet baseres på data rapportert i PIW (1989, June 19). Der rapporteres gjennomsnittlig kontantstrøm for raffinering og markedsføring pr. fat råolje for 21 amerikanske selskaper fra årene 1983-87. For noen selskaper oppgis både kontantstrøm i USA og i resten av verden. Kontantstrømmen er definert som inntekt etter skatt pluss renteinntekter, avskrivninger, amortisering, skatteavsetning. Gjennomsnittet, som er basert på i alt 33 observasjoner, er 1.17 dollar pr. fat/år (standardavvik 0.70).

Dersom vi forutsetter dette er estimat for framtidig konstant kontantstrøm i alle framtidige år, er nåverdien med 5 prosent diskonteringsrente gitt som 23,40 dollar pr. fat/år, med 10 prosent diskonteringsrente 11,70 dollar pr. fat/år og med 20 prosent diskonteringsrente 5.85 dollar pr. fat/år.

4.9 Oppsummering

Fra (4.1) har vi at estimatoren for markedsverdien for påviste utbygde gass- og oljereserver, og aktivitetene for raffinering/markedsføring, VAL_i , kan skrives som følger:

$$(4.15) \quad VAL_i =$$

+	$NUMSH_i SHVAL_i$	Verdi av passiva	(4.2)
+	$TOTAS_i - EQUITY_i$		
-	$MAVUR_i$	Verdi av påviste og ikke-utbygde reserver	(4.12)
-	$(1-\tau)EXPLO_i$	Verdi av leteaktiviteter	(4.13)
-	$OASST_i$	Verdi av ikke-petroleumsrelaterte aktiviteter	(4.14)

for alle $i \in N_t$, hvor vi som vanlig ikke bruker indeks t til å markere år. Tallene til høyre refererer seg til likningen som de tilhørende estimatorene er definert.

Til slutt vil vi peke på noen svakheter med estimatoren VAL_i :

i) Både for verdien av gjeld og verdien av andre aktiviteter ($OASST_i$) brukes bokførte verdier som estimer for markedsverdier. Selvsagt er dette verken korrekt eller ønskelig. På den annen side er det vanskelig å si om dette fører til at estimatoren VAL_i er forventningsrett eller ikke.

ii) Estimaten for markedsverdien av ikke-utbygde påviste reserver, $MAVUR_i$, bygger på forutsetningene om Hotellings verdiprinsipp siden denne regelen brukes til å estimere verdien når reservene er utbygde. Om dette fører til at estimatoren VAL_i er forventningsskjev eller ikke, er problematisk å avgjøre. For en nærmere diskusjon om dette vises det til diskusjonen om operasjonali-sering av Hotellings verdiregel i 3.2.1.1.

iii) Estimatorene VAL_t i ett gitt år t overser opsjonsverdien til ikke-utbygde reserver som er slik at de ikke er lønnsomme å bygge ut i det samme året t . Dette vil føre til estimatorene VAL_t underestimerer verdien til i'te selskaps aktiviteter. Spesielt gjelder det for 1986 siden oljeprisene da var lave, se 3.2.1.2.

I det neste kapittelet skal vi bruke estimatene VAL_t til å formalisere en modell som brukes til å teste for lønnsomheten av vertikal integrasjon.

KAPITTEL 5

RESULTATER

Dette kapitlet er organisert som følger: I avsnitt 5.1 formuleres og drøftes forutsetningene for den modell som ligger til grunn for testing. Videre defineres operasjonelle mål for den vertikale strukturen til et oljeselskap. I avsnitt 5.2 drøftes deskriptiv statistikk for disse målene. Resultatene fra regresjonene presenteres i avsnitt 5.3. Til slutt formaliseres hypotesetestingen og resultatene fra testene presenteres og drøftes.

5.1 Modellformulering

For å teste om vertikal integrasjon er lønnsomt, er det nødvendig å modellere en sammenheng mellom den totale markedsverdi og et operasjonelt mål for integrasjonsstrukturen til et selskap. Siden markedsverdien til et selskap reflekterer forventninger om framtidige kontantstrømmer, bør integrasjonsstrukturen avspeile forventninger om den framtidige struktur i selskapet. En måte å gjøre dette på er å la markedsverdien til et selskap i et gitt år bli forklart ved en veiet sum av de observerte målene for integrasjon i de påfølgende årene. Imidlertid har ikke investorer på et gitt tidspunkt, kjennskap til den framtidige integrasjonsstrukturen. De kjenner dagens struktur.

Vi velger derfor å bruke årets mål for integrasjon som estimat for den framtidige integrasjonsstrukturen. Konkret betyr det at markedsverdien i et år forklares med integrasjonsstrukturen i det samme året.

Som allerede nevnt i kapittel 4, skal estimatet VAL_t reflektere markedsverdien til det t 'te selskapets påviste utbygde olje- og gassreserver og aktivitetene for

raffinering og markedsføring, og eventuelt verdi av å være vertikalt integrert.

Dersom det forutsettes at markedsverdien av vertikal integrasjon er lik null, ble det i 3.1.2 argumentert for at markedsverdiene av tre aktivitetene (raffinering/markedsføring, gass- og råoljeproduksjon) tilfredsstilte verdi-additivitetsprinsippet. Hvis vi i tillegg antar at eventuelle gevinster av vertikal samordning inngår additivt med de tre ovenfornevnte aktivitetene, kan følgende modell formuleres for å teste lønnsomheten av vertikal integrasjon i et gitt år $t=1980,1981,\dots,1986$:

$$(5.1) \quad VAL_i = \beta_0 + \beta_1 REF_{IN_i} + \beta_2 DROIL_i + \beta_3 DRGAS_i + \beta_4 INTGR_i + u_i$$

for alle $i \in N_t$, hvor feilleddene u_i forutsettes å være uavhengige multinormalfordelte med samme forventning lik null og variansen antas å være gitt som $(REF_{IN_i} + RSOIL_i + RSGAS_i)^{1/2} \sigma^2$, der REF_{IN_i} , $RSOIL_i$ og $RSGAS_i$ er definert i 4.2. Videre er VAL_i definert i (4.15), kontrollvariablene REF_{IN_i} , $DROIL_i$ og $DRGAS_i$ er definert i avsnitt 4.2.

Kontrollvariabelen $INTGR_i$ (INTEGRation) er et operasjonelt mål for den vertikale struktur til det i 'te selskapet og er definert ved

$$(5.2) \quad INTGR_i \equiv F(S_i)[\min \{CRUDE_i, REF_{IN_i}\}],$$

hvor \min er minimumsoperatoren og F er en avbildning av integrasjonsgraden S_i slik at $F(S_i) \in [0,1]$ når $S_i \in [0,1]$. Videre er integrasjonsgraden S_i definert som:

$$(5.3) \quad S_i \equiv CRUDE_i / (CRUDE_i + REF_{IN_i}), \text{ hvor}$$

$CRUDE_i$ = råoljeproduksjon (fat råolje pr. år) og

REF_{IN_i} = forbruk av råolje i raffinerier (fat råolje pr. år),

hvor variablene $CRUDE_i$ og REF_{IN_i} er nærmere definert i 4.2. Siden utvalgene, N_t , er definert slik at $CRUDE_i + REF_{IN_i} > 0$ for alle $i \in N_t$, er integrasjonsgraden $S_i \in [0,1]$.

Modell (5.1) karakteriserer en partiell likevekt i kapitalmarkedene for aktivitetene raffinering og produksjon fra utbygde gass- og råoljeforekomster. Parametrene B_i , $i = 1, 2$ og 3 , tolkes som priser (henholdsvis dollar pr. fat, årlig raffineringsskapasitet og dollar pr. fat råoljееkvivalenter) og antas å være de samme for hele utvalget.

Modellen består av én likning, hvor venstresidevariabelen er endogen og høyresidevariablene er eksogene. Fra definisjonen av $REFIN_i$, $DROIL_i$ og $DRGAS_i$ i avsnitt 4.2, vet vi at variablene er bestemt av økonomiske forhold som også har betydning for variabelen VAL_i . Modell (5.1) kan derfor oppfattes som en redusert form til et system av strukturelle likninger hvor variablene $REFIN_i$, $DROIL_i$, $DRGAS_i$ og VAL_i alle er endogene variabler. Det strukturelle likningssystemet vil i tillegg bestå av eksogene variabler som er med å bestemme de endogene variablene. Til tross for at det kan argumenteres for at variablene $REFIN_i$, $DROIL_i$ og $DRGAS_i$ bør inngå i likningssystem, skal vi i fortsettelsen behandle dem som eksogene i modell (5.1).

Modell (5.1) inkluderer forklaringsvariabelen $INTGR_i$ som vi a priori forventer ikke skal påvirke variabelen VAL_i . Dersom det er "sant" at integrasjonsvariabelen ikke inngår i modell (5.1), hvilke feilspesifikasjoner gjør vi når denne irrelevante variabelen inkluderes i modellen? OLS-estimatene vil generelt være forskjellig fra de estimatene man hadde fått om den korrekte modell hadde blitt estimert, dvs. hvis integrasjonsvariabelen var blitt utelukket fra modell (5.1). Imidlertid vil estimatene være forventningsrette. Videre vil de estimerte variansene til estimatene være forventningsrette. De vanlige t-testene vil derfor være gyldig. Det eneste problemet er at estimatene ikke er effektive, dvs. estimatene vil ikke minimere variansen. Dette betyr at ved feilaktig å inkludere variabelen $INTGR$ i modell (5.1), fører til at estimatene er mindre pålitelige enn de ville ha vært om man ekskluderte integrasjonsvariabelen, gitt at eksklusjon er korrekt.

Resten av dette avsnittet er organisert som følger: I delavsnitt 5.1.1 skal vi drøfte mer detaljert integrasjonsmålet $INTGR$. Andre størrelser som brukes til å beskrive den vertikale struktur til et selskap drøftes i delavsnitt 5.1.2. I delavsnitt 5.1.3 drøftes antakelsene om feilleddene i modell (5.1). Fordelings-

egenskapene til koeffisientene blir gjennomgått i delavsnitt 5.1.4. Til slutt skal vi i delavsnitt 5.1.5 vurdere alternative formuleringer av modell (5.1).

5.1.1 Om kontrollvariabelen INTGR

Integrasjonsgraden S_i .

Integrasjonsgraden S og varianter av den brukes i deskriptive analyser av vertikal integrasjon i oljeindustrien, se for eksempel Mitchell (1976), Robinson (1985) og Sinclair (1984). Levin (1981) bruker den også i sine analyser når han tester for lønnsomheten av vertikal integrasjon. Som allerede nevnt er integrasjonsgraden $S_i \in [0,1]$, hvor S_i er definert ved (5.3). Hvis $S_i=0$ betyr det at i'te selskap ikke produserer råolje. Aktiviteten til selskapet består kun av raffinering og markedsføring. Dersom $S_i = 1$ er selskapet en råoljeprodusent uten raffineringsaktiviteter. Og når $S_i = 1/2$ produserer selskapet like mye råolje som det raffinerer. I avsnitt 5.2 presenteres deskriptiv statistikk om integrasjonsgraden.

Siden $F()$ er en avbildning av integrasjonsgraden, er variabelen $INTGR_i$ basert på fysiske størrelser og direkte relatert til eierstruktur. Dette er i overensstemmelse med hvordan vertikal integrasjon ble definert i avsnitt 1.2. Integrasjonsvariabelen $INTGR_i$ til det i'te selskap sier noe om mulighetene dette selskapet har enten til å raffinere sin produksjon av råolje eller til å produsere råolje til egne raffinerier.

Størrelsen på integrasjonsvariabelen sier ingenting om denne muligheten faktisk benyttes i selskapet. Den sier heller ingen ting om andre former for vertikal kontroll som langsiktige leveringsavtaler mellom råoljeprodusenter og raffinerier. Selv om et selskap i den daglige drift ikke benytter seg av det at selskapet er vertikalt integrert, for eksempel ved at både oppstrøms- og nedstrømsavdelingen omsetter alle sine produkter i markeder, kan det allikevel være av verdi for aksjonærene at selskapet er vertikalt integrert.

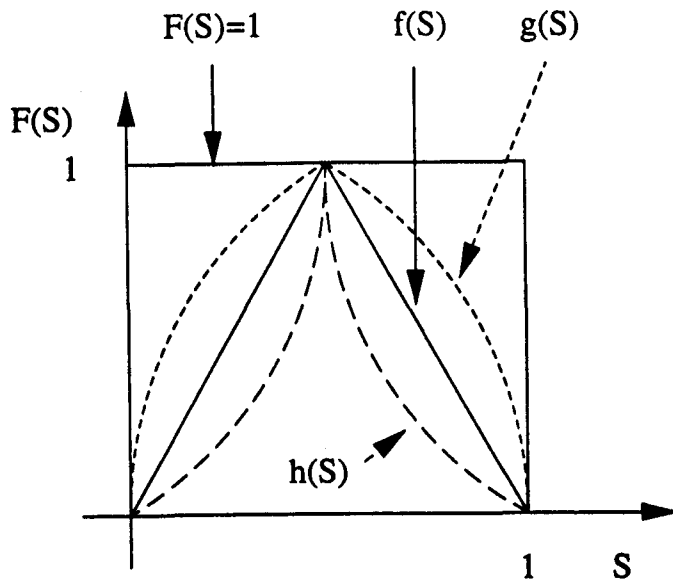
Alternative avbildninger $F()$.

Alternative avbildninger $F()$ er vist i figur 5.1. Ulike avbildninger kan gis spesielle tolkninger avhengig av hvordan kontrollvariabelen inngår i modell (5.1):

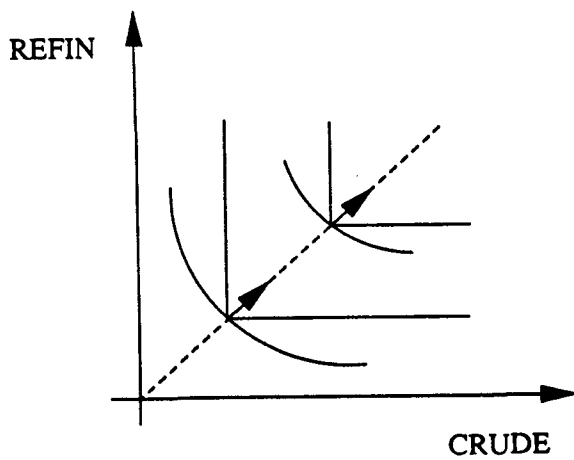
i) Når $F(S_i) \equiv 1$, for alle $S_i \in [0,1]$, er $INTGR_i = \text{minimum}\{CRUDE_i, REFIN_i\}$.

Variabelen $INTGR_i$ forteller m.a.o. hvor mange fat råolje produsert fra egne brønner i'te selskap kan raffinere i sine raffinerier. Dersom et selskap enten kun produserer råolje eller kun raffinerer råolje, er variabelen $INTGR_i$ lik null. Videre er $INTGR_i = CRUDE_i = REFIN_i$ når i'te selskap produserer like mye råolje som det raffinerer.

Hvis $F(S_i) = 1$ for alle S_i , betyr det at markedsverdien av eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon, er den samme for alle selskaper som har den samme $\min(CRUDE_i, REFIN_i)$, uavhengig av integrasjonsgrad. Dersom vi tenker oss at verdien av (eventuelle) samordningsgevinster er gitt ved produktet av koeffisienten β_4 og $\min(CRUDE_i, REFIN_i)$ og koeffisienten β_4 er den samme for alle selskaper, vil indifferensegrafene for verdien av integrasjon være gitt som i figur 5.2. Indifferensegrafene har samme form som $\min(CRUDE, REFIN)$. Markedsverdien av eventuelle samordningsgevinster er lineær funksjon av $\min(CRUDE_i, REFIN_i)$ der stigningskoeffisienten er β_4 .



Figur 5.1 Eksempler på avbildninger $F(S_i)$.



Figur 5.2 Indifferente grafer for totale samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Pilene angir gradientene til de indifferente grafene i tilfellet ii).

ii) En annet eksempel er å bruke $F()=f()$ hvor $f()$ er definert som

$$(5.4) \quad f(S_i) \equiv \begin{cases} 2S_i & \text{når } S_i \in [0, 1/2] \\ 2(1-S_i) & \text{når } S_i \in (1/2, 1] \end{cases}$$

som er kontinuerlig for alle $S_i \in [0, 1]$, $f(S_i) \in [0, 1]$ og differensierbar for alle $S_i \in [0, 1]$ unntatt for $S_i = 1/2$.

Transformasjonen $f(S_i)$ forteller noe om "graden av vertikal integrasjon" til det i'te selskapet; $f(S_i)$ øker når S_i nærmer seg $1/2$ enten fra venstre eller fra høyre. Videre merker vi oss at $f(0) = 0 = f(1)$.

Dersom vi på samme måte som i tilfelle i), antar at verdien av vertikal integrasjon kan skrives som produktet av koeffisienten β_4 , som forutsettes å være den samme for alle selskaper, og variabelen $INTGR_i$, kan vi konstruere indifferensgrafer for total markedsverdi av vertikal integrasjon. Indifferensgrafer er illustrert med de to buede grafene i figur 5.4.¹ Total markedsverdi av eventuelle samordningsgevinster av vertikal integrasjon er en ikke-lineær funksjon av de to variablene $CRUDE_i$ og $REFIN_i$.

Dersom to selskaper har samme verdi for minimum $\{CRUDE_i, REFIN_i\}$, vil markedsverdien av totale samordningsgevinster være størst for det selskapet med den største $f(S_i)$. I det tilfellet at $F()=f()$, vil markedsverdien av eventuelle samordningsgevinster for et vertikalt integrert selskap være større desto "mer" vertikalt integrert selskapet er, dvs. S er slik at $f(S)$ er nær 1.

iii) I tillegg til avbildningene i i) og ii) finnes det et uendelig antall avbildninger. I figur 5.1 illustreres to andre funksjoner:

$$F(S_i) = g(S_i) \equiv 4S_i(1-S_i) \text{ for } S_i \in [0, 1] \text{ og}$$

$$F(S_i) = h(S_i) = 2f(S_i) - g(S_i) = \begin{cases} 4(S_i)^2 & \text{når } S_i \in [0, 1/2] \\ 4(1-S_i)^2 & \text{når } S_i \in (1/2, 1]. \end{cases}$$

¹Krummingene til indifferensgrafene er gitt som $-(REFIN)^2/(CRUDE)^2$ når $F()$ er gitt ved $f()$.

Når vi skal teste om vertikal integrasjon er lønnsomt, skal vi begrense oss til de to tilfellene at i) $F(S_i) \equiv 1$ og ii) $F(S_i) = f(S_i)$.

5.1.2 Andre mål for vertikal integrasjon

I litteraturen brukes også andre mål for vertikal integrasjon enn integrasjonsgraden S og $INTGR$. Disse er basert på Coases (1937) og Williamsons (1975) tradisjon når det gjelder vertikal integrasjon. I følge denne litteraturtradisjonen defineres vertikal integrasjon som

"the combination of technologically distinct production, distribution, selling and/or other economic processes within the confines of a single firm... a decision by the firm to utilize internal or administrative transactions rather than market transaction to accomplish its economic purposes" [Porter (1980), side 300]

Definisjonen fokuserer på forskjellen mellom transaksjoner internt innen ett foretak og transaksjoner i markedet. Interne transaksjoner utøver en form for kontroll over transaksjonene gjennom felles eiere i motsetning til markeds-transaksjoner. Selskaper bruker også andre former for vertikal kontroll slik som langsiktige leveringsavtaler. Dersom vertikal kontroll skulle måles nøyaktig, måtte et operasjonelt mål også inkludere andre former for vertikal kontroll enn integrasjon. Imidlertid er det problematisk å fremskaffe data om slike typer kontrakter. Dette skyldes bl.a. at en del av kontrollen er av kvalitativ art og dermed vanskelig å verifisere.

De fleste operasjonelle mål for vertikal integrasjon definert innenfor Coase og Williamsons sine tradisjoner, måler andelen av økonomiske prosesser som foregår innenfor et foretak.

I følge Suominen (1989) er et av de mest brukte mål for vertikal integrasjon "value added ratio" (VAR). Målet VAR til et foretak er definert som merverdien som skapes i ett foretak dividert på bruttoverdier. Bruttoverdien er definert som verdien av produktene levert f.o.b. Merverdien bestemmes som bruttoverdien minus verdien av variable innsatsfaktorer. Eksempler på variable

innsatsfaktorer er: råvarer, halvfabrikata, drivstoff, innkjøpt elektrisitet, konsulenttjenester og kontraktsarbeid. Variable innsatsfaktorer inkluderer altså ikke lønnskostnader til fast ansatte og avlønning til kapital. Selvsagt vil hvilke innsatsfaktorer som er variable, bero på tidsperspektivet som foretaket betraktes i.

Idéen bak VAR er å reflektere det relative forhold mellom markedstransaksjoner og interne transaksjoner, der de variable innsatsfaktorene reflekterer markedstransaksjoner. På samme måte som integrasjonsgraden S , er VAR et tall mellom null og en. En høy verdi av VAR indikerer en høy grad av vertikal integrasjon; en stor del av bruttoverdien i et foretak skapes internt. En lav verdi av VAR betyr at en liten del av bruttoverdien skapes internt i selskapet.

Som allerede nevnt, vil VAR ikke fange opp eller skille mellom ulike typer av vertikal kontroll. Noen former for vertikal kontroll omfatter også markeds-transaksjoner. En langsiktig leveringsavtale av råolje til et raffineri vil eksempelvis oppfattes som kjøp av innsatsfaktorer. Disse typer av vertikal kontroll vil heller ikke fanges opp av kontrollvariabelen $INTGR_i$ eller avbildninger av integrasjonsgraden S_i .

I visse tilfeller kan VAR overse klart definert vertikalt integrerte aktiviteter, dvs. med felles eierstruktur. For et vertikalt integrert oljeselskap med divisjonaliserte oppstrøms- og nedstrømsenheter kan det være vanskelig å skille interne leveranser fra markedsleveranser. Hvis oppstrømsavdelingen selger all råolje på markedet og nedstrømsnæringen kjøper all råolje i markedet, vil en ved å bruke VAR ikke oppfatte dette som vertikalt integrerte enheter, selv om de eies av en og samme gruppe av aksjonærer og långivere. Dette er opplagt en svakhet ved VAR som mål for vertikal kontroll.

To andre svakheter med VAR som mål for vertikal integrasjon er:

i) VAR er avhengig av relative priser mellom solgte produkter og variable innsatsfaktorer. La oss tenke oss at vi ønsker å bruke VAR til å måle graden av vertikal integrasjon i et oljeselskap som produserer 1 mill. fat i året og raffinerer **den samme råolje** (1 mill. fat råolje i året) i sitt eneste raffineri. Hvis de relative prisene mellom raffinerte produkter og råolje øker til fordel

for råolje, vil VAR reduseres, alt annet likt. Hvis markedsforholdene for raffinerte produkter er slik at raffinerimarginen kun dekker variable kostnader i raffinering og produksjon av råolje, vil VAR være nær null. I den motsatte situasjonen, med relativt høye priser på raffinerte produkter, vil VAR være nær en. VAR vil m.a.o. variere med det relative prisforhold når kvantumsbeslutninger, deriblant det relative forholdet mellom internt organiserte transaksjoner og markedstransaksjoner, er de samme.

ii) En annen svakhet, som henger nøye sammen med i) er at næringer med relativ høy grunnrente vil ha en høy grad av vertikal integrasjon. For å se det, er det hensiktsmessig å definere følgende verdier for et foretak:

bv = bruttoverdi,
 vv = verdi av variable innsatsfaktorer,
 vr = grunnrente.

Grunnrenten er residualt definert slik at følgende sirkulasjonssammenheng er oppfylt:

$$bv = vv + vr.$$

Vi har da at $VAR \equiv (bv - vv) / bv = vr / bv$ som øker med økende grunnrente, vr , gitt at $vv > 0$ og vv holdes fast.

Vi merker oss at grunnrente er her definert som verdien generert av faste faktorer i et gitt tidspunkt. Grunnrente inneholder derfor alle typer av rente: Klassisk grunnrente med basis i kostnadsforskjeller grunnet ulikheter i naturgitte forhold som kvalitetsforskjeller på produkter, egenskaper ved reservoar og geografisk beliggenhet i forhold til markedene for produktene. Ressursrente knyttet til uttømming av en ikke-fornybar ressurs. Normalrente som er avlønning til faste faktorer gitt at disse kunne kostnadsfritt og momentant vært tilpasset den betraktede økonomien. Og til slutt, kvasirente som er knyttet til midlertidig knapphet på faste faktorer. Kvasirente blir også kalt ulikevektsrente siden den vil forsvinne når de knappe faktorene tilføres eller tas ut av den betraktede økonomien.

Målet for vertikal integrasjon, VAR, vil altså avhenge av størrelsen på grunnrenten. Desto høyere grunnrente desto høyere mål for vertikal integrasjon. Dette betyr at én og samme aktivitet, betraktet på ulike tidspunkter, vil ha ulike mål for vertikal integrasjon hvis kvasirentene er forskjellige. Dette kan være tilfellet, selv om interne- og markedstransaksjoner er identiske i de to tidspunktene. Kvasirenten kan endres som følge av forandring i etterspørselen, nyetablering eller avgang i næringen. Dvs. forhold som ikke har relevans for intern organisering av et bestemt foretak. To aktiviteter som er identiske bortsett fra at den ene har en høyere grunnrente p.g.a. fordelaktige naturgitte forhold, vil ha ulike mål for vertikal integrasjon.

Typisk vil en næring som produksjon av råolje score høyt når VAR brukes som mål for vertikal integrasjon, siden der er stor grunnrente, se Balakrishnan (1983). Også raffineringsindustrien kan ha en høy grad av vertikal integrasjon siden den i enkelte perioder kan ha høy kvasirente grunnet økning i etterspørsel og den lange byggetid for raffinerier.

Mål for vertikal integrasjon som er basert på relativ verdiskapning internt i et foretak, brukes i analyser av vertikal integrasjon mellom ulike næringer.³ Vi skal analysere vertikal integrasjon i én næring og i den sammenhengen vil kontrollvariabelen INTGR være et godt mål for vertikal integrasjon. En viktig egenskap ved å bruke dette målet er at det er invariant for endringer i relative priser gitt at kvantumsbeslutninger er uendret. Videre er det heller ikke avhengig av størrelsene på grunnrente. Noe som er en viktig egenskap når vi studerer en næring som oljeindustrien hvor det kan eksistere betydelig grunnrente.

5.1.3 Diskusjon av antagelse om feilledd

Fra modellformuleringen i delavsnitt 5.1.4 har vi at variansen til VAL_i antas å være proporsjonal med

$$(\text{REFIN}_i + \text{RSOIL}_i + \text{RSGAS}_i)^{1/2}.$$

³Se Balakrishnan (1983) og MacDonald (1985) for referanser til empiriske studier basert på et slike mål for vertikal integrasjon.

Motivasjonen for denne antagelsen er som følger: Estimert markedsverdi til et stort oljeselskap, målt i totale reserver og raffineringsskapasitet, forventes å ha større varians enn et mindre selskap. Videre er det rimelig å anta at variansen på marginen vil være mindre desto større selskapene er siden større selskaper enten tømmer fra flere brønner eller raffinerer fra flere raffinerier.

Det er estimert en modell der variansen forutsettes å være proporsjonal med $(REFIN_i + RSOIL_i + RSGAS_i)$, dvs. en marginal økning av størrelsen på selskapene fører til en konstant økning av variansen uavhengig av størrelsen av selskapene. Ved å dividere gjennom alle variablene med kvadratroten av $(REFIN_i + RSOIL_i + RSGAS_i)$, vil den framkomne modellen være homoskedastisk. Videre er det testet for heteroskedastisitet ved å bruke Spearman's test, og resultatene er at man i alle år med et rimelig signifikansnivå kan akseptere alternativhypotesen om heteroskedastisitet.⁴

For å gjennomføre regresjon av modell (5.1) transformeres den ved å multiplisere hver variabel, inklusiv den avhengige variabel og det konstante leddet, med $(REFIN_i + RSOIL_i + RSGAS_i)^{-1/4}$. Den transformerte modellen er homoskedastisk, siden feilleddene forutsettes å være slik som de er angitt i modell (5.1). Modellen kan derfor kjøres som en ordinær lineær regresjon (OLS).

5.1.4 Koeffisientene; fordelingsegenskaper og tolkning

Fordelingsegenskaper til koeffisientene.

Med de forutsetningene som ligger til grunn om feilleddene i modell (5.1) og ovenfornevnte transformasjon, vil den stokastiske koeffisientvektoren β være multinormalfordelt med forventning lik estimatet til vektoren β og kovariansmatrisen definert på vanlig måte, se Judge (1985), kapittel 1. Siden de uavhengige variablene er stokastiske, vil fordelingen til koeffisientene være betinget av de observerte verdiene til de uavhengige variablene. Alle konklusjoner og resultater vil altså være betinget av de observerte uavhengige variablene.

⁴For en nærmere beskrivelse av Spearman's test vises det til delavsnitt 4.4.3.

Tolkning av koeffisientene.

Bak modellformulering (5.1) ligger en forutsetning om at den gjennomsnittlige markedsverdien pr. fat utbygde oljereserver, markedsverdien pr. fat utbygde gassreserver og markedsverdien pr. fat/år raffinering/markedsføringskapasitet er den samme for alle selskaper:

i) I 3.2.1.2 ble det via Hotellings verdiregel argumentert for at verdien av utbygde påviste oljereserver kunne skrives som produktet av markedsverdien pr. fat og kvanta påviste utbygde reserver. Tilsvarende at markedsverdien av påviste utbygde gassreserver kunne skrives som produktet av markedsverdien pr. fat og kvanta utbygde reserver. (For en nærmere diskusjon om dette vises det til operasjonalisering av Hotellings verdiregel i 3.2.1.2.). I modell (5.1) forutsetter vi altså at gjennomsnittlig markedspris pr. fat olje (gass) er den samme for alle selskaper:

Hvert selskap løfter olje og gass fra en rekke brønner. Selv de minste selskapene tømmer fra svært mange brønner. Som det allerede er nevnt i 4.4.3 løfter et lite selskap som Sabine fra minimum 77 brønner fordelt over hele USA og på land ("onshore") og utaskjærs ("offshore"). Et større selskap som SUN løfter fra ca. 50 000 brønner lokalisert i USA og resten av verden.

Dersom vi antar at hvert oljeselskap har samme relative fordeling av forekomster, vil gjennomsnittlige markedsverdier pr. fat hver den samme for alle oljeselskaper.

Det altså viktig å være oppmerksom på at modell (5.1) ikke forutsetter at forekomstene av råolje (gass) er homogene. Dette innebærer at verdien av enkelt forekomst kan variere med geologiske egenskaper ved reservoar og kvaliteten på råolje og gass.

Koeffisientene β_2 og β_3 i modell (5.1) kan da tolkes som markedspriser: β_2 tolkes som markedsverdien pr. fat. utbygd reserver av råolje med målenhet dollar pr. fat, β_3 oppfattes som markedsverdien pr. fat utbygde gassreserver. Disse koeffisientene forteller om den marginale økningen i markedsverdien av å

øke henholdsvis utbygde oljereserver og utbygde gassreserver med en marginal enhet.

ii) I 3.2.2 ble det argumentert for at markedsverdien av en raffinering/markedsføringsaktivitet kunne skrives som produktet av markedsverdien pr. fat/år og raffineringsskapasitet. Videre ble det argumentert for å bruke gjennomstrømning av råolje i løpet av et år som estimat for raffineringsskapasitet.

Siden den uavhengige variabelen REFIN inngår eksplisitt i uttrykket for kontrollvariabelen $INTRG_i$, skal man være forsiktig med å tolke koeffisienten β_2 som markedsverdien pr. fat/år raffineringsskapasitet. Spesielt skal man være forbeholden når koeffisienten foran $INTGR_i$ er forskjellig fra null. Når koeffisienten β_4 er lik null kan β_2 tolkes som markedsverdien pr. fat/år raffineringsskapasitet.

Den konstante koeffisienten β_0 , forventes å være lik null siden de uavhengige variablene i modell (5.1) forventes å være de som er med på å bestemme markedsverdiene til oljeselskap.

5.1.5 Alternative formuleringer av modell (5.1)

i) En alternativ modell til (5.1) er å flytte markedsverdien av utbygde gassreserver over på venstresiden av likhetstegnet av (5.1): Som estimat for markedsverdien til et selskap's påviste utbygde gassreserver ($DRGAS_i$), kan man bruke Hotellings verdiprinsipp konkretisert ved (4.9). Dersom dette estimatet flyttes over på venstresiden av likhetstegnet og man utelukker $DRGAS_i$ som forklaringsvariabel i (5.1), får man en alternativ modell.

ii) Et annet alternativ er å erstatte den uavhengige variabelen $INTGR_i$ i modell (5.1) med dummyvariabler. For eksempel kan vi gruppere selskapene i tre:

- Vertikalt integrerte selskaper definert som mengden
 $\{i \mid f(S_i) \in (2/3, 1], \text{ for alle } i \in N_i\}$.

- Moderat vertikalt integrerte selskaper definert som mengden $\{i \mid f(S_i) \in (1/3, 2/3], \text{ for alle } i \in N_i\}$.
- Ikke-vertikalt integrerte selskaper definert som mengden $\{i \mid f(S_i) \in [0, 1/3], \text{ for alle } i \in N_i\}$.

Deretter kan vi bruke to dummyvariabler til å representere tre-delingen og basere testingen på resultatene fra modell (5.1) med de to dummyvariablene.

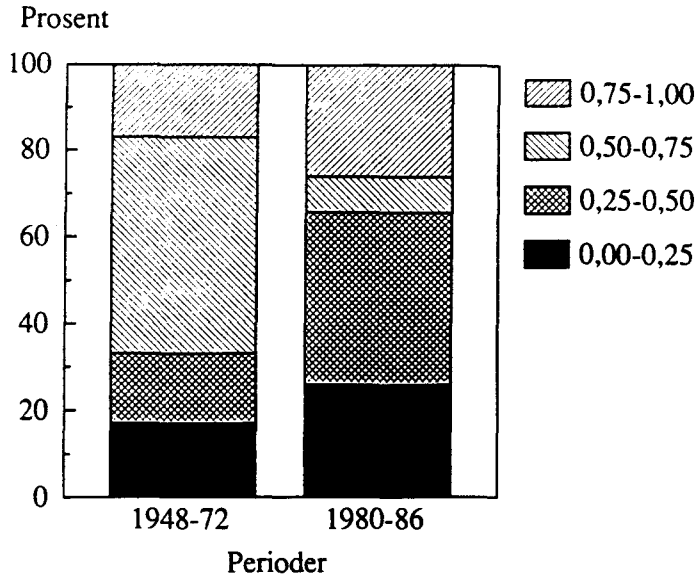
Årsaken til at vi har valgt å ikke bruke dummyvariabler, er at vi på den måten utnytter all informasjon innenfor hver enkelt gruppe. Innenfor hver av de tre gruppene vil det være variasjon med hensyn på vertikal struktur. Siden vi har informasjon om den variasjonen, bør vi utnytte dette når vi tester for lønnsomheten av vertikal integrasjon. Kontrollvariabelen $INTGR_i$ forteller noe om variasjonen av den vertikale struktur innenfor hver gruppe, og ved å bruke den bruker vi all tilgjengelig informasjon.

5.2 Deskriptiv statistikk om vertikal integrasjon

5.2.1 Deskriptiv statistikk om integrasjonsgrad S

Endring i integrasjonsgraden fra perioden 1948-47 til 1980-86.

I figur 5.3 vises fordelingen av integrasjonsgrader S , definert ved (5.3), for periodene 1948-72 og 1980-86. Fordelingen fra perioden 1948-72 er hentet fra Levin (1981) og baserer seg på observasjoner av 58 amerikanske oljeselskaper. Fordelingen for perioden 1980-86 er basert på 204 observasjoner fra vårt datasett.



Figur 5.3 Sammenlikning mellom fordelingene av integrasjonsgrader for periodene 1948-72 og 1980-86.

Som vi ser av figuren er begge fordelingene skjeve. I perioden 1947-72 er det flere observasjoner med integrasjonsgrader som er større enn 0,5 enn det er observasjoner med integrasjonsgrader mindre enn 0,5. I perioden 1980-86 er det motsatte tilfelle.

Endringen av fordelingen fra perioden 1947-72 til perioden 1980-86 reflekterer forandringen som har skjedd i den amerikanske oljeindustrien fra 1972 til 1980. Mange selskaper har endret situasjon fra å være nettoselger av råolje til å være nettokjøper av råolje. En forklaring på disse endringene er at en del amerikanske oljeselskaper måtte avskrive interesser i produksjon av råolje i forbindelse med OPEC-statenes nasjonalisering, se avsnitt 2.1. Konsekvensen ble at selskapene hver for seg endret posisjon fra å være nettoselger av råolje til å være nettokjøper av råolje.

Fordeling av integrasjonsgrader i perioden 1980-86.

I tabell 5.1 vises gjennomsnitt, standardavvik og utvalgenes fordeling av integrasjonsgrader. Den gjennomsnittlig integrasjonsgrad til et tverrsnitts-utvalgene varierer fra 0.461 til 0.514. Utvalgene domineres av selskaper med integrasjonsgrader $S \in [0.25, 0.50)$. Siden medianene gjennomgående er betydelig lavere enn gjennomsnittene, er fordelingene skjeve.

År	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Gj.snitt	0.457	0.457	0.461	0.483	0.478	0.503	0.514
St.avvik	0.335	0.338	0.351	0.357	0.351	0.357	0.367
Median	0.365	0.347	0.350	0.354	0.337	0.372	0.372
S_€							
[0.00,0.25)	28.1%	29.0%	28.6%	27.6%	22.2%	21.4%	24.1%
[0.25,0.50)	37.5	38.7	42.9	37.9	44.4	39.3	37.9
[0.50,0.75)	12.5	9.7	3.6	6.9	7.4	10.7	6.9
[0.75,1.00]	21.9	22.6	25.0	27.6	25.9	28.6	31.0
Ant. obs.	32	31	28	29	27	28	29

Tabell 5.1 Deskriptiv statistikk for integrasjonsgrad S. I første rekke vises de gjennomsnittlige integrasjonsgradene i utvalgene, i andre rekke empiriske standardavvikene og i tredje rekke medianene. I de fire neste rekkene vises prosentvis fordeling av integrasjonsgradene.⁵ I den siste rekken vises antall observasjoner i hvert tværsnitt.

Tabell 5.1 viser at integrasjonsgraden har økt fra 0.457 i 1980 til 0.514 i 1986. Siden standardavvikene også har økt, betyr økningen i integrasjonsgrad nødvendigvis ikke at den amerikanske oljeindustri var "mer vertikalt integrert" i 1986 enn det den var i 1980.

5.2.2 Deskriptiv statistikk om f(S)

For å studere nærmere endringer i graden av vertikal integrasjon brukes avbildningen $f(S_i)$ definert ved (5.4):

$$(5.4) \quad f(S_i) = \begin{cases} 2S_i & \text{når } S_i \in [0, 1/2] \\ 2(1-S_i) & \text{når } S_i \in (1/2, 1] \end{cases}$$

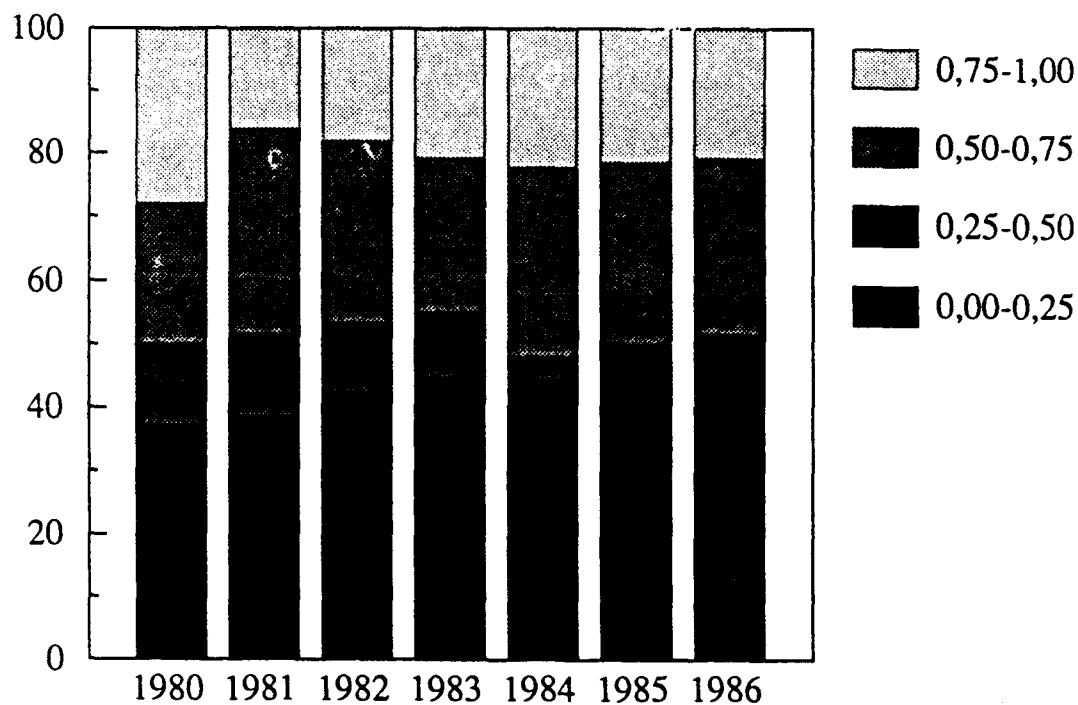
Endringer innenfor perioden 1980-86.

I tabellen nedenfor rapporteres gjennomsnitt, standardavvik til gjennomsnitt, median og fordeling av transformasjonene $f(S_i)$ i utvalgene:

⁵Fordelingen av integrasjonsgrader summerer seg nødvendigvis ikke til 100.0 på grunn av avrundinger.

	Gj.snitt (St.av.)	Median	$f(S_i) \in$				Ant. obs.
			I	II	III	IV	
1980	0.430 (0.346)	0.435	37.5	12.5	21.9	28.1	32
1981	0.425 (0.352)	0.447	38.7	12.9	32.2	16.1	31
1982	0.399 (0.354)	0.455	42.6	10.8	28.6	17.9	28
1983	0.395 (0.363)	0.395	44.8	10.3	24.1	20.7	29
1984	0.417 (0.376)	0.349	44.4	3.7	29.6	22.2	27
1985	0.400 (0.372)	0.299	46.4	3.6	28.6	21.4	28
1986	0.378 (0.372)	0.188	51.7	0.0	27.6	20.7	29

Tabell 5.2 Deskriptiv statistikk for $f(S_i)$. Søylene merket med I,II, III og IV står for henholdsvis følgende intervaller: $[0,0.25)$, $[0.25,0.50)$, $[0.50,0.75)$ og $[0.75,1]$.



Figur 5.4 Stolpediagram for fordelingene av $f(S_i)$.

I tabellen ovenfor merker vi oss at prosentandelen av selskaper som er lite vertikalt integrert, dvs. selskaper som tilfredsstillter $f(S_i) \in [0,0.25)$, har økt fra 37.5 prosent av utvalget i 1980 til 51.7 prosent i 1986. Samtidig har andelen av vertikalt integrerte selskaper, dvs. selskaper som er slik at $f(S_i) \in [0.75,1]$, blitt redusert fra 28.1 prosent i 1980 til 20.7 prosent i 1986. Data støtter derfor påstanden om at den amerikanske oljeindustri er "mindre" vertikalt integrert i 1986 enn den var i 1980.

Sammenlikning mellom periodene 1948-72 og 1980-86.

Dersom selskaper med $f(S_i) \in [0.50,1,00]$ sies å være vertikalt integrerte og de resterende oljeselskap å være ikke-integrerte, har andelen av integrerte selskaper blitt redusert fra 67 prosent i perioden 1948-72 til 48.0 prosent for perioden 1980-86. Andelen av vertikalt integrerte selskaper er redusert fra 50.0 prosent i 1980 til 44.8 prosent i 1986.

Dersom vi oppfatter Levin's utvalg og vårt utvalg som representative for henholdsvis periodene 1948-72 og 1980-1986 er det god grunn til å hevde at den amerikanske oljeindustrien var mindre vertikalt integrert i perioden 1980-86 enn den var i perioden 1948-72. Videre at den amerikanske oljeindustrien er mindre vertikalt integrert i 1986 enn den var i 1980.

Imidlertid skal vi være forsiktig med å trekke en slik konklusjon siden utvalget ikke er representativt for den amerikanske oljeindustrien, se 4.1.1. Der ble det påpekt at andelen av store vertikalt integrerte selskaper er relativt høyere enn det som trolig er reelt. På den annen side er de selskapene som er underrepresentert i utvalget, mindre selskaper som typisk kun driver med produksjon av råolje (og gass). Dersom andelen av slike selskaper ikke har endret seg, vil konklusjonene ovenfor holde.

5.3 Resultat fra regresjonene

5.3.1 OLS-regresjoner

I dette avsnittet presenteres og drøftes regresjonene fra modell (5.1) når samordningsgevinsten av vertikal integrasjon forutsettes å være i) lineær, dvs. $F(S_i) \equiv 1$ for alle $S_i \in [0,1]$ og ii) ikke-lineære, dvs. $F(S_i) = f(S_i)$ for alle $S_i \in [0,1]$.

Som allerede nevnt i avsnitt 5.1 transformeres modell (5.1) ved å multiplisere hver variabel med $(REFIN_i + RSOIL_i + RSGAS_i)^{-1/4}$. Den transformerte modellen er homoskedastisk, gitt forutsetningene om feilleddene til den opprinnelige modell (se delavsnitt 5.1), og man kan bruke en ordinær lineær regresjon, OLS.

Det er testet for heteroskedastisk i den transformerte modell ved å bruke Spearmans korrelasjonskoeffisient mellom residualene og hver enkelt variabel.⁶ Resultatene fra testene er som følger: Gitt et signifikansnivå på 5 prosent, kan nullhypotesen om homoskedastisitet ikke forkastes for noen variabler og år. Resultatene fra testene støtter dermed antagelsen om en homoskedastisk modell.

For å avdekke eventuelle multikolinearitet i den transformerte modell har vi beregnet kondisjonstallet til designmatrisen i modell (5.1).⁷ Kondisjonstallet

⁶For en nærmere beskrivelse av Spearman's test for heteroskedastisitet, vises til delavsnitt 4.4.3.

⁷Judge (1985, side 902) definerer kondisjonstallet som kvadratrotten til det relative forholdet mellom den største og minste egenverdien til matrisen $(X^T X)$, der X er designmatrisen i modell $y = X\beta + u$, og hvor y =vektor med observasjon av den avhengige variabel, β =parameter vektor, u =feilleddsvektor og vektorene av uavhengige variabler er normalisert slik at lengdene er lik 1. Lengdemålet er 2-normen, dvs. kvadratrotten av summen av kvadratene til elementene i vektoren. Normallikningene til ovenfornevnte modell er gitt som $(X^T X)\mathbf{b} = X^T \mathbf{y}$, hvor \mathbf{b} er estimatorvektoren. Formelt kan kondisjonstallet til en kvadratisk matrise A defineres som $|A|/|A^{-1}|$, der lengden av en matrise $|A| \equiv \max |A|/|x|$ når vektoren x er forskjellig fra nullvektoren og $|x|$ er lengden til vektoren relativt til en norm, se Dahlquist og Björk (1974). Når lengdemålet er 2-normen, vil kondisjonstallet til den symmetrisk matrisen $(X^T X)$ være gitt som

antyder hvor numerisk sensitivt estimatene er overfor endringer i matrisen og høyresidevektoren i normallikningene til en modell. Et høyt kondisjonsnummer indikerer at normallikningene er et numerisk ustabil likningssystem og et lavt nummer antyder et numerisk stabilt likningssystem. Hva er et høyt kondisjonsnummer? Belsley's tommelfingerregel, som i følge Judge (1985, side 902) er det beste kriterium for å avdekke multikolaritet som er tilgjengelig, er gitt som følger:⁸ Et kondisjonstall mellom 5 og 10 tyder på svak multikolaritet og et tall mellom 30 og 100 tyder på moderat og sterk multikolaritet. For hvert år $t=1980, 1981, \dots, 1986$ rapporteres kondisjonsnummeret for modellene der det forutsettes lineære gevinster av vertikal integrasjon. Kondisjonstallene rapporteres i hakeparentesen i den samme rekke som årstallet. Kondisjonstallet varierer fra 12.76 i 1981 til 18.40 i 1983.⁹ Noe som med å bruke Belsley's tommelfingerregel kan tolkes som mellom svak og moderat multikolaritet.

En mer ad hoc metode for å avdekke multikolaritet er å skalere observasjoner og undersøke om estimatene er sensitive for skalering. Data er skalert på forskjellige måter, og resultatene er at det er ingen numeriske signifikante endringer i estimatene.¹⁰ Disse resultatene sammen med Belsley's tommelfingerregel tyder på at data ikke skaper problemer når det gjelder multikolaritet.

Resultatene fra OLS-regresjonene er gitt i følgende tabell:

det relative forholdets høyeste og laveste egenverdi. Dahlquist og Björk (1974, side 207) definerer kondisjonstallet til en rektangulær matrise X som $(\max |Xx| \text{ når } |x|=1) / ((\min |Xx| \text{ når } |x|=1))$ og viser at den er lik (den positive) kvadratroten av det relative forholdet mellom største og minste egenverdi til matrisen $(X^T X)$. Når vi beregner kondisjonalitet normaliseres designmatrisen.

⁸ Belsley (1980, side 105) kommer fram til tommelfingerregelen ved å bruke numeriske eksperimenter.

⁹ I modellene hvor forklaringsvariabelen INTGR er utelukket varierer kondisjonstallet mellom det laveste på 5.63 i 1981 og det høyeste 7.02 i 1982.

¹⁰ I regresjonene som presenteres her, er alle variabler, unntatt den "konstante" koeffisienten og kontrollvariabelen INTGR_t, skalert med faktoren 1/100.

		Koeffisientene til forklaringsvariablene:					R ²
		Konst.	REFIN	DROIL	DRGAS	INTGR	
År:							
1980	(32)	[12.78]					
LIN	Est.	4.29	14.01	4.04	5.99	-0.19	0.951
	(t-verdi)	(1.39)	(3.68)	(2.28)	(3.03)	(-0.87)	
IK-LIN	Est.	4.71	11.22	4.02	6.08	-0.20	0.951
	(t-verdi)	(1.58)	(3.45)	(2.40)	(3.11)	(-0.98)	
1981	(31)	[12.76]					
LIN	Est.	4.00	15.24	3.63	5.97	-0.16	0.960
	(t-verdi)	(1.45)	(4.08)	(2.34)	(3.40)	(-0.75)	
IK-LIN	Est.	4.38	12.65	3.54	6.18	-0.17	0.960
	(t-verdi)	(1.64)	(3.76)	(2.62)	(3.49)	(-0.92)	
1982	(28)	[18.40]					
LIN	Est.	2.37	19.68	6.35	2.65	-0.27	0.975
	(t-verdi)	(1.22)	(5.66)	(2.78)	(2.28)	(-1.27)	
IK-LIN	Est.	2.93	15.07	6.18	3.03	-0.29	0.977
	(t-verdi)	(1.59)	(4.83)	(3.61)	(2.60)	(-1.80)	
1983	(29)	[12.74]					
LIN	Est.	2.25	23.37	5.52	2.69	-0.31	0.975
	(t-verdi)	(1.33)	(6.50)	(4.10)	(2.36)	(-2.19)	
IK-LIN.	Est.	2.80	17.95	5.39	2.99	-0.30	0.977
	(t-verdi)	(1.75)	(6.61)	(4.50)	(2.64)	(-2.59)	
1984	(27)	[13.06]					
LIN	Est.	2.21	24.45	6.64	2.58	-0.23	0.989
	(t-verdi)	(1.45)	(7.32)	(6.17)	(3.24)	(-2.02)	
IK-LIN	Est.	2.65	20.36	6.63	2.82	-0.23	0.991
	(t-verdi)	(1.87)	(7.82)	(7.11)	(3.64)	(-2.63)	
1985	(28)	[14.98]					
LIN	Est.	3.95	11.56	5.90	4.74	0.00	0.984
	(t-verdi)	(1.98)	(2.27)	(4.03)	(4.91)	(0.03)	
IK-LIN.	Est.	3.90	11.74	6.06	4.76	-0.02	0.984
	(t-verdi)	(2.01)	(2.95)	(4.76)	(4.93)	(-0.14)	
1986	(29)	[14.88]					
LIN	Est.	1.91	16.22	5.74	2.53	0.07	0.975
	(t-verdi)	(0.80)	(2.57)	(3.20)	(2.16)	(0.37)	
IK-LIN	Est.	1.80	17.21	5.82	2.51	0.06	0.975
	(t-verdi)	(0.78)	(3.61)	(3.80)	(2.15)	(0.42)	

Tabell 5.3 Resultater fra OLS-regresjoner. Resultatene når det forutsettes lineære gevinster av vertikal integrasjon er gitt i rekkene merket med LIN (LINeær), og resultatene i tilfellet ikke-lineære samordningsgevinster er rapportert i rekken merket IK-LIN (IKke-LINeær). Antall observasjoner er gitt i parentes rett til høyre for årstallene. Innenfor de påfølgende klamme-parentesene angis kondisjonstallene.

Hvor god er modellen(e) og spesielt estimatene?

i) Som man ser fra tabell 5.3 er forklaringskraftene, R^2 , tilfredsstillende. Dvs. forklaringsvariablene forklarer mellom 95,0 prosent og 98,9 prosent av variasjonen i markedsverdiene til oljeselskapene.¹¹

ii) A priori er det forventet at markedsprisene pr. enhet er strengt positive, dvs. $\beta_1 > 0$, $\beta_2 > 0$ og $\beta_3 > 0$. For $i=1,2$ og 3 er resultatene fra en t-test, med signifikansnivå på 5 prosent, som følger: Forkast nullhypotesen om at markedsverdien pr. enhet er negativ, dvs. $\beta_i \leq 0$, og aksepter alternativ hypotesen om strengt positiv markedsverdi pr. enhet, dvs. $\beta_i > 0$. Dette resultatet gjelder for alle årene.

Videre forventes markedsprisen pr. fat råoljeekvivalenter å være høyere for råoljereserver enn den er for gassreserver jmf. tabell 4.6 (i delavsnitt 4.8.1). Estimaterne til markedsprisen for et fat råolje er lavere enn estimatet for markedsprisen til et fat gassreserver, målt i råoljeekvivalenter i årene 1980 og 1981. Det er midlertidig grunn til å merke seg at markedsprisene i disse årene ikke er signifikant forskjellige med testnivå på fem prosent. I de resterende årene er estimatet for markedsverdien av et fat råolje høyere, men ikke signifikant når nivåene er fem prosent, enn tilsvarende estimat for gass.

iii) En pekepinn for hvor "god" modellen er å sammenlikne estimatene for markedsprisene for henholdsvis reserver av råolje og gass og for raffinering/markedsføring, med andre estimater av tilsvarende priser.

¹¹Siden den transformerte modellen av (5.1) er uten konstant koeffisient, brukes $R^2 \equiv 1 - \frac{(e'e)}{(y'y)}$ som mål for hvor god modellen er, hvor der e er estimerte feilleddsvektor, y er vektor for estimerte avhengige variabel og t står for transponert. I praksis betyr det at variasjonen i den avhengige variabel måles rundt null i motsetning til den vanlige R^2 der variansen til den avhengige variabel måles fra forventet verdi (til den samme variabel). Grunnen til at den vanlige R^2 ikke er noe godt mål, når den konstante koeffisient er lik null, er at den vanlige R^2 vil kunne variere mellom minus uendelig og +1. Det er derfor vanskelig å tolke den vanlige R^2 som den relative andel av variasjonen i den avhengige variabel som forklares med regresjonen. For en mer utfyllende diskusjon om dette og mer generelt om mål for hvor godt en regresjon forklarer en avhengig variabel vises til Judge (1985), kapittel 2.

Råolje- og gassreserver.

I figur 5.5 nedenfor rapporteres estimatene for råolje og gass med 95-prosents-konfidensintervall. Sammenliknet med estimatene i tabell 4.6 synes våre estimater for markedspriser for gass og råolje, når man tar hensyn til konfidensintervallene, å være rimelig "gode".

Raffinering/markedsføring

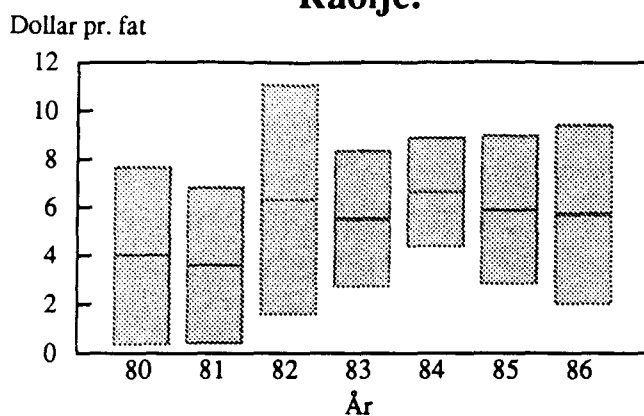
Som nevnt i delavsnitt 5.1.4 skal vi være litt forsiktig med å tolke koeffisienten β_4 når koeffisienten foran kontrollvariabelen INTGR er forskjellig fra null. Siden estimatet til β_4 ikke er signifikant forskjellig fra null for årene 1980, 1981, 1982, 1985 og 1986 når nivåene på testene er 5 prosent, velger vi likevel å sammenlikne estimatet til β_4 med estimerte markedsverdier pr. fat/år raffineringsskapasitet.

For å sammenlikne estimatene for markedsverdiene, målt som dollar pr. fat/år, til raffinering/markedsføring, estimeres en markedspris basert på observerte transaksjoner i 1988 til å være 11.21 dollar pr. fat/år, hvor konfidensintervallet til estimatet er gitt som [4.50,17.93], se delavsnitt 4.8.2.

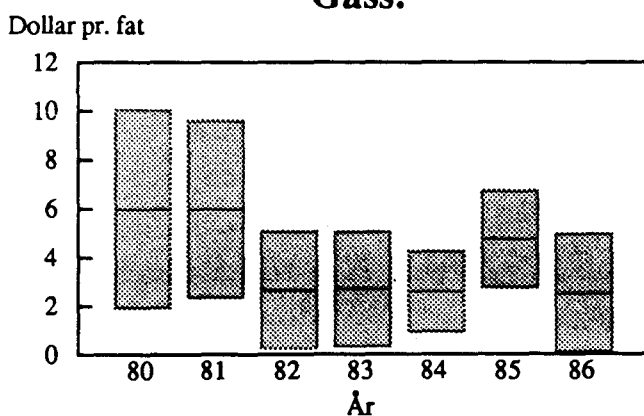
I det samme delavsnitt er det også rapportert resultatene fra estimert markedsverdien av å raffinere og markedsføre et fat råolje basert på kontantstrømmer i perioden 1983-87: Hvis diskonteringsrente er 10 prosent, er nåverdien gitt som 11.70 dollar pr. fat/år raffinering-/markedsføringskapasitet.

Fra tabell 5.3 (og figur 5.5) ser vi at estimatet for markedsverdien til raffinering omtrent halveres fra 1984 til 1985. I det lineære tilfellet reduseres estimatet fra 24,45 dollar pr. fat/år i 1984 til 11.56 dollar pr. fat/år, og i det ikke-lineære tilfellet reduseres estimatet fra 20,36 til 11,74 dollar pr. fat/år. Man ville forvente en økning fra 1984 til 1985 siden det i perioden 1980-84 var en betydelig overkapasitet i raffineringindustrien og relativt bedre tider for denne næringen i perioden 1985-87.

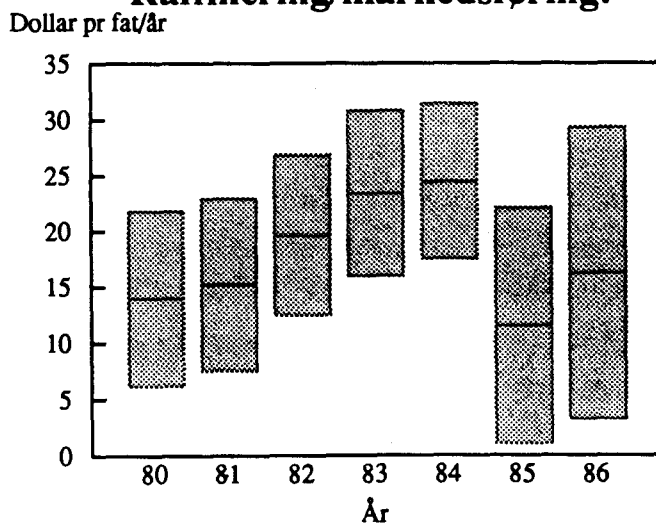
Råolje:



Gass:

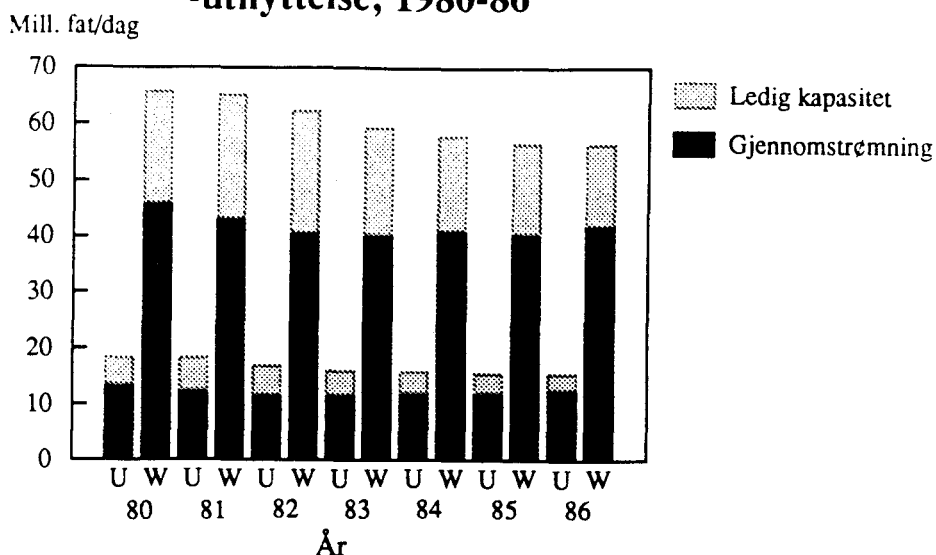


Raffinering/markedsføring:



Figur 5.5 Estimer for markedsverdiene pr. fat påviste utbygde reserver olje og gass, og markedsverdien pr. fat/år raffinering/markedsføring. Konfidensintervallene er gitt på 95-prosents nivå. Estimatenes er hentet fra modellen(e) der det forutsettes lineære gevinster av vertikal integrasjon.

Raffineringskapasitet og -utnyttelse; 1980-86



Figur 5.6 Raffineringskapasitet og -utnyttelse for USA (U) og verden totalt (W); 1980-86. Verden totalt er eksklusive kommunistiske land. Kilde: BP Statistical Review 1987.

I følge Stevens (1985) skyldtes nedgangen i raffineringsindustrien både redusert etterspørsel og vridning av etterspørselen fra tunge og til lettere produkter. Kapasiteten var for høy og den var dårlig tilpasset de relative endringene mellom lette og tunge produkter. Oppgangstidene begynte i 1985 som en konsekvens av økt etterspørsel etter raffinerte produkter og saneringen av næringen i perioden 1980-84, (kilde: PIW, June 89).

Siden usikkerheten til estimatene i 1985 er langt større enn tilsvarende estimat for 1984 er ikke nedgangen så dramatisk som endringen i estimatene kan tyde på, se figur 5.3. I tillegg har vi i avsnitt 5.1 argumentert for, å være forsiktig med å tolke koeffisientene foran kontrollvariabelen REFIN når koeffisienten foran INTGR_i er forskjellig fra null.

iv) I kapittel 2 ble det argumentert for at det ikke kan være strengt negative samordningsgevinster av vertikal integrasjon. Argumentasjonen bygget på antakelser som perfekte kapitalmarkeder som igjen innebærer at det ikke er transaksjonskostnader og aktørene i økonomien har perfekt informasjon.

Innenfor en slik ramme kan det ikke være strengt negative gevinster av vertikal samordning. Dersom det var tilfellet for et selskap, vil selskapet øyeblikkelig blitt splittet opp i et oppstrømsselskap og et nedstrømsselskap.

Formaliseringen av en slik a priori oppfatning vil være å forvente at $\beta_4 \geq 0$. Resultatene fra OLS-regresjonene viser at estimatene til $\beta_4 \geq 0$ i kun 3 av i alt 14 tilfeller. For å drøfte dette nærmere, beregnes følgende to betingede sannsynligheter:

$$\text{Pr 1} \equiv \text{Pr} (\beta_1 \geq 0, \beta_2 \geq 0, \beta_3 \geq 0, \beta_4 \geq 0) \text{ og}$$

$$\text{Pr 2} \equiv \text{Pr} (\beta_1 \geq 0, \beta_2 \geq 0, \beta_3 \geq 0),$$

hvor sannsynligheten er betinget av en a priori oppfatning om at hver av koeffisientene er uniformt fordelt på hele den reelle tallinjen.

Sannsynlighetene beregnes med å bruke Bayes estimering med ulikheter, heretter kalt BAYES.¹² Det er grunn til å merke seg at slik a priori oppfatning formelt ligger til grunn for klassisk hypotesetesting, som det for eksempel er utført i punkt ii) ovenfor. I motsetning til bayesiansk regresjon som eksplisitt formulerer a priori informasjon. Bayesiansk estimering bruker a priori informasjon, som i vårt tilfelle er at hver av parametrene er uniformt fordelt på den positive delen av den reelle tallinjen, sammen med data's informasjon om parametervektoren β til å si noe om posteriori fordelingen til parametrene. Klassisk hypotesetesting og bayesiansk faller sammen i det tilfellet det ikke er noen a priori oppfatning om koeffisientene, dvs. koeffisientene kan anta hvilken som helst verdi. Resultatene fra Bayes estimering er gitt i appendiks 1. Sannsynlighetene Pr 1 og Pr 2 er gitt i tabellen nedenfor:

¹²For en nærmere beskrivelse av BAYES estimering vises til Geweke (1986) og Judge (1988, kapittel 20). I Shazam brukes algoritmen beskrevet av Geweke (1986).

År

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Pr 1	0.18	0.22	0.10	0.02	0.03	0.49	0.62
Pr 2	0.98	0.99	0.98	0.99	1.00	0.98	0.97

Tabell 5.4 De betingede sannsynlighetene, Pr 1 og Pr 2.

Den betingede sannsynligheten for at koeffisientene $\beta_i \geq 0$, $i=1,2,3$ og 4, er lav, spesielt for årene fra og med 1980 til og med 1984. Siden sannsynlighetene Pr 1 er lave og sannsynlighetene Pr 2 er nær 1, gir data god grunn til å revurdere oppfatning om fortegnet til koeffisienten β_4 .

Konklusjonen er altså en revurdering av oppfatning om fortegnet til koeffisienten β_4 til å omfatte hele den reelle tallinjen. I praksis betyr det en åpning for muligheten til negative gevinster av vertikal integrasjon. I forbindelse med drøftelse av resultatene fra hypotesetesting kommer vi nærmere inn på mulige årsaker til å observere negative gevinster av vertikal integrasjon.

Det er viktig å være oppmerksom på at revurderingen av oppfatning av fortegnet til koeffisient β_4 ikke får konsekvenser for hypotesetestingen i det neste avsnittet. Dette fordi den implisitt forutsetter at alle koeffisientene er uniformt fordelt på hele den reelle tallinjen.

Hvilken modell er best?

Hvilken modell er best, den lineære eller den ikke-lineære? Som man ser fra tabellen er det små forskjeller mellom de to modellene når det gjelder R^2 . Siden forskjeller i R^2 ikke nødvendigvis betyr at en modell er bedre enn den andre, lar vi den diskusjonen ligge og bruker begge modellene. Men én kommentar er på sin plass: Siden vi a priori forventer at vertikal integrasjon ikke spiller noen rolle for markedsverdiene til selskapene og den eneste forskjellen mellom modellene er ulike formuleringer av kontrollvariabelen $INTGR_i$, er det heller ikke å forvente at man kunne si at den ene modellen er bedre enn andre.

5.3.2 OLS-regresjoner uten "royalty" selskaper

I delavsnitt 2.3.5 ble det argumentert for at opprettelsen av "Royalty Trust" selskapene i hovedsak var skattemotivert. Videre ble det påpekt at skattefordelene ble betydelig redusert etter 1984, slik at fordelene for årene 1985 og 1986 i praksis er lik null. Når vi skal ekskludere "royalty trust" i utvalgene, skal vi derfor begrense oss til perioden 1980-84.¹³

Av 38 selskaper i utvalget er det 4 "Royalty Trust" selskaper. De fire selskapene er : UXP(1985,86), Sabine RTC (1983,84,85,86), Santa Fe P, (1986) og Enserche (1985,86), hvor tallene innenfor parentesene refererer seg til årstallene som vi har data for. Resultatene fra OLS-regresjonene der utvalgene er eksklusive "trustene" er gitt i tabellen nedenfor.

		Koeffisienter foran forklaringsvariabler:					
		Konst.	REFIN	DROIL	DRGAS	INTGR	R ²
1983 (28)							
LIN	Est.	2.16	23.42	5.53	2.69	-0.31	0.975
	(t-verdi)	(1.17)	(6.35)	(4.02)	(2.31)	(-2.15)	
IK-LIN.	Est.	2.79	17.96	5.39	2.98	-0.30	0.977
	(t-verdi)	(1.61)	(6.45)	(4.40)	(2.59)	(-2.54)	
1984 (26)							
LIN	Est.	2.18	24.46	6.64	2.59	-0.23	0.989
	(t-verdi)	(1.30)	(7.12)	(6.17)	(3.16)	(-1.97)	
IK-LIN	Est.	2.69	20.35	6.63	2.82	-0.23	0.991
	(t-verdi)	(1.72)	(7.61)	(6.94)	(3.56)	(-2.57)	

Tabell 5.5 Resultater fra OLS-regresjoner der utvalgene er eksklusive "Royalty Trust". Resultatene når det forutsettes lineære gevinster av vertikal integrasjon er gitt i rekkene merket med LIN, og resultatene i tilfellet ikke-lineære samordningsgevinster er rapportert i rekken merket IK-LIN. Antall observasjoner gitt i parentes rett til høyre for årstallene.

¹³For OLS regresjonen for årene 1985 og 1986 der utvalgene er eksklusive "truster" er det små endringer i estimater, t-verdier og R² i forhold til tilsvarende størrelser for hele utvalget.

Som vi ser fra tabellen ovenfor og tabell 5.3 er det små endringer i forhold til regresjonene med hele utvalg.

5.3.3 Box-Cox regresjoner

Modellen(e) som er gitt ved (5.1) har sine svakheter: forklaringsvariabelen $INTGR_i$ forutsettes å inngå lineært i modellen. Det er en svakhet siden vi tidligere har argumentert for at vi ikke har noen formening om hvordan $INTGR$ skal inngå dersom det er gevinster av vertikal integrasjon. Konklusjonene basert på OLS-regresjonen ovenfor er derfor betinget av at eventuelle integrasjonsgevinster inngår lineært i modellen.

Hva om integrasjonsvariabelen i den "sanne" modell inngår i andre funksjonsformer? Eksempelvis parabolisk, logaritmisk eller eksponensiell form. Gitt at det finnes mange alternative algebraiske funksjonsformer, blir det økonomiske problem å bruke det observerte datamaterialet til å skille mellom de ulike alternativene. En måte å gjøre dette på er å bruke Box-Cox transformasjon av kontrollvariabelen $INTGR_i$. Transformasjonen er gitt som

$$INTGR_i(\lambda) = \begin{cases} (INTGR_i)^{\lambda/\lambda - 1/\lambda} & \text{når } \lambda \text{ er forskjellig fra null og} \\ \ln(INTGR_i) & \text{når } \lambda \text{ er lik null.} \end{cases}$$

Box-Cox transformasjonen inneholder den lineære form som et spesialtilfelle når $\lambda = 1$, på en konstant nær. Modellen(e) for Box-Cox regresjonene er som følger:

$$(5.5) \text{ VAL}_i = \beta_0 + \beta_1 \text{REFIN}_i + \beta_2 \text{DROIL}_i + \beta_3 \text{DRGAS}_i + \beta_4 \text{INTGR}_i(\lambda) + e_i,$$

der modellen(e) forutsettes å være homoskedastiske og variablene merket med toppskrift ' er de tilhørende variablene multiplisert med

$$(\text{REFIN}_i + \text{RSOIL}_i + \text{RSGAS}_i)^{-1/4}.$$

Når det gjelder motivasjonen for den sistnevnte multiplikasjonen vises til diskusjonen ovenfor i forbindelse med modell (5.1). Vi merker oss at konstantleddet i modell (5.5) er forskjellig fra konstantleddet i (5.1).¹⁴

Transformasjonsfaktoren λ blir bestemt slik at sannsynligheten for å generere de ukjente variablene, betinget av observerte avhengige variabler, er størst mulig. Konkret finnes den λ som maksimerer likelihoodfunksjonen til modell (5.5). Resultatene fra Box-Cox regresjonene er gitt i appendiks 2:

En "svakhet" med BOX-COX regresjonene er at standardavvikene til de estimerte koeffisientene er betinget av λ^* . I følge Judge (1988, side 841) vil de betingede standardavvikene underestimere de tilsvarende ubetingede standardavvikene. De betingede t-verdiene vil følgelig bli høyere. Hypotesetesting, basert på betingede t-verdier, vil tendere til å forkaste nullhypoteser der man i tilfellet med hypotesetesting basert på ubetingede t-verdier ville fått ikke-forkastelse av nullhypotesen.

Selv om BOX-COX regresjoner virker tiltalende, siden den lar data bestemme formen som kontrollvariabelen $INTGR_i$ inngår i modellen på, velger vi å bruke OLS regresjonen som basis for testing av lønnsomheten av vertikal integrasjon. Årsaken er at testobservatoren i tilfellet BOX-COX regresjonene, er forventningsskjev. Imidlertid har vi kontroll over svakheten ved BOX-COX estimatene siden vi vet hvilken retning de tenderer å forkaste nullhypotesen. Dette vil bli brukt til å støtte konklusjonen basert på OLS-estimatene.

5.4 Resultater fra hypotesetesting

5.4.1 Resultater fra test 1

I kapittel 2 har vi argumentert for at a priori forventes markedsværdien av samordningsgevinster av vertikal integrasjon å være lik null. Denne oppfat-

¹⁴Årsaken til at vi bruker et annet konstantledd er at Box-Cox regresjon i SHAZAM krever et konstantledd.

ningen støtter seg spesielt på hvordan råoljemarkedene fungerte etter 1980. Etter sammenbruddet i den vertikale strukturen i oljeindustrien på slutten av 70-tallet ble omsetningen av råolje og raffinerte produkter mer markedsorientert; i den forstand at omsetningen lignet mer på tradisjonelle varemarkeder. Siden alternativet til vertikal integrasjon fungerte "bra" i perioden 1980-86, er det ikke grunn til å forvente å observere verken strengt positive eller strengt negative samordningsgevinster mellom produksjon av råolje og raffinering/markedsføring.

Operasjonalisering av a priori oppfatninger vil være som følger: Variabelen $INTGR_i$ gir ingen signifikant forklaring til variasjon i markedsverdiene til oljeselskapene. For å teste om dette er tilfellet, formuleres følgende nullhypotese, som betegnes med H_0^1 , og alternative hypotese, som betegnes med H_a^1 :

H_0^1 : Kontrollvariabelen $INTGR_i$ forklarer ikke variasjon i markedsverdiene til selskapene, dvs. formelt at $\beta_4 = 0$.

H_a^1 : Introduksjonen av variabelen $INTGR_i$ forklarer variasjon i markedsverdiene til selskapene, dvs. β_4 forskjellig fra null.

Som testobservator brukes t-verdien til variabel $INTGR_i$. For et gitt signifikansnivå α , foreligger to mulige konklusjoner fra en to-hale test i et gitt år:¹⁵

- i) Forkastning av H_0 . Det kan hende at dette er galt, at H_0 faktisk er riktig. Men sannsynligheten for at vi da skulle få forkastning er så liten, dvs. α , at vi velger å se bort fra denne muligheten. Følgelig velger vi å godta H_a , dvs. å regne med at H_a er riktig.
- ii) Ikke forkastning av H_0 . Det kan hende at H_0 er riktig men vi har ikke bevist det. Og vi har heller ikke forkastet H_a . Det kan godt være at H_a er riktig, men vi har bare ikke greid å vise dette.

¹⁵Når vi velger signifikansnivå på en test binder vi oss til sannsynligheten for å gjøre type I feil, dvs. forkaste nullhypotesen når den i virkeligheten er sann. Når vi for eksempel velger et nivå på testen på 5-prosent betyr det at vi tolererer å forkaste nullhypotesen når den i virkeligheten er sann, 5 ganger av totalt 100 forsøk.

Det kan være grunn til å skille mellom to situasjoner hvis vi kommer fram til konklusjon ii): Hvis vi på forhånd, a priori, har grunn til å tro at H_0 er riktig, som er tilfellet i test 1, "vi vil bare for sikkerhets skyld undersøke om H_0 gjelder", så må vi rolig kunne regne med at dette er tilfelle når H_0 ikke blir forkastet. Hvis vi derimot a priori har grunn til å tro at H_0 ikke er riktig, vi vil påvise at H_0 er gal, så kan vi se på dette som et uttrykk for at materialet ikke er tilstrekkelig til å forkaste H_0 slik at for eksempel nye undersøkelser vil føre til et annet resultat, men det er også mulig at H_0 er riktig.

Det "beste" resultatet som kan forventes, dersom vi ønsker å få bekreftet utsagn om at vertikal integrasjon ikke forklarer noe av variasjonen i markedsverdiene til oljeselskaper, er altså ikke forkastelse av nullhypotesen.

Valg av nivå for testen vil opplagt være avhengig av subjektive vurderinger. Vanligvis velges α mellom 1 prosent og 10 prosent. Siden valget av signifikansnivå vil være preget av subjektive oppfatninger, rapporteres kritisk signifikansnivå, dvs. det nivået som er slik at nullhypotesen forkastes for nivå som er høyere enn det kritiske nivå og nullhypotesen forkastes ikke når nivået er lavere enn det kritiske.¹⁶

	År						
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Modell:							
Lineær	38.96%	46.11	21.67	3.840	5.578	97.67	71.24
Ikke-lin.	33.72	36.53	8.517	1.606	1.540	89.32	67.58
Lin*	-	-	-	4.222	6.180	-	-
Ikke-lin*	-	-	-	1.848	1.800	-	-

Tabell 5.6 Kritisk signifikansnivå for test 1. Rekkene merket med * basert på utvalg eksklusiv "royalty trust".

¹⁶Engelsk betegnelse for kritisk signifikansnivå er "prob value".

Siden vi a priori ikke har noen oppfatning om hvordan variabelen INTGR inngår i modell (5.1) på, er det tilstrekkelig at det finnes en modell som gir forkastelse for å kunne akseptere at vertikal integrasjon betyr noe for variasjonen i markedsverdiene til selskapene.

i) Utvalgene inkluderer "royalty trusts"

Resultatene av testene vil avhenge av nivået på testene. Når vi bruker et signifikansnivå på 1.500 prosent, dvs. vi aksepterer at sannsynligheten for å forkaste nullhypotesen, når den er sann, er 1.500 prosent, vil resultatet være ikke-forkastelse av nullhypotesen i alle årene uavhengig av modell som legges til grunn. Dersom vi bruker et slikt signifikansnivå, er det god grunn til å hevde at data støtter opp om påstanden at det ikke er samordningsgevinster av vertikal integrasjon mellom råoljeproduksjon og raffinering. Dersom vi velger et høyere nivå på testene, vil resultatene variere fra et år til et annet.

Resultatene fra disse testene kan oppsummeres som følger:

1980, 1981, 1985 og 1986:

For alle rimelige testnivå, er resultatene ikke forkastelse av nullhypotesen uavhengig av hvilken modell som legges til grunn. Siden vi a priori forventer at nullhypotesen, dvs. kontrollvariabelen INTGR ikke forklarer variasjon i markedsverdiene til selskapene, er sann, gir data god støtte for en slik oppfatning for disse årene.

Det er også grunn til å merke seg at tilsvarende test for BOX-COX regresjonen, gir som resultat ikke forkastelse av nullhypotesen når signifikansnivået er 5 prosent, se Appendiks 2. Siden testobservatoren er forventningsskjev i retning av forkastelse av nullhypotesen, støtter disse resultatene opp om påstanden om at kontrollvariabelen INTGR_i ikke forklarer noe av variasjonen i markedsverdiene til selskapene.

1982, 1983 og 1984:

a) Når nivåene på testene ligger i intervallet (1.540, 8.517) er det minst en modell for et år som gir forkastelse av nullhypotesen i årene 1983 og 1984.

Dvs. med slike signifikansnivå kan den alternative hypotese aksepteres. I 1982 kan nullhypotesen ikke forkastes.

b) Dersom nivåene på testene befinner seg i intervallet (8.517, 10) er resultatet forkastelse av nullhypotesen for minst en modell i hvert av årene 1982, 1983 og 1984.

ii) Eksklusiv "Royalty Trust"

Som vi ser fra tabell 5.5 er de kritiske signifikansnivå høyere enn tilsvarende nivå der regresjonen er basert på hele utvalget. Imidlertid er forskjellen så liten at det ikke endrer noen kvalitative utsagn.

Resultatene fra testene for årene 1982, 1983 og 1984 åpner for muligheten til å revurdere a priori oppfatning om at vertikal integrasjon ikke betyr noe for markedsverdien til amerikanske oljeselskaper. Gitt at vi ser bort fra muligheter for feilspesifikasjon av modellen som gjør at vi feilaktig forkaster nullhypotesen, er konklusjonen for disse årene at kontrollvariabelen INTGR_i forklarer variasjon i markedsverdien til oljeselskapene. Spørsmålet er om variabelen virker positivt eller negativt på markedsverdien. Dette vil være temaet for det neste delavsnittet.

5.4.2 Resultater fra test 2

For hvert av årene 1982, 1983 og 1984 testes om markedsverdien av vertikal integrasjon er positiv eller ikke. Følgende nullhypotese, H_0^2 , og alternative hypotese, H_a^2 formuleres:

H_0^2 : Markedsverdien av samordningsgevinster ved vertikal integrasjon er positiv, dvs. $\beta_4 \geq 0$ og

H_a^2 : Markedsverdien av samordningsgevinster ved vertikal integrasjon er ikke-positiv, dvs. $\beta_4 < 0$.

Kritisk forkastnings sannsynlighet rapporteres i tabellen nedenfor når en-hale test anvendes og testobservator er t-verdien.

	År		
	1982	1983	1984
Modell:			
Lineær	10.8	1.92	2.79
Ikke-lineær	4.26	0.803	0.771
Lineær*	-	2.11	3.09
Ikke-lineær*	-	0.924	0.900

Tabell 5.7 Kritisk forkastnings sannsynlighet for test 2. Rekkene merket med * er kritiske nivå når utvalgene er eksklusive "Royalty Trust".

Dersom signifikansnivået velges lik 5 prosent er resultatene forkastelse av nullhypotesen for minst en av modellene. Mao. den alternative hypotesen, om at markedsverdien av samordningsgevinster av vertikal integrasjon innenfor oljeindustrien er negativ, aksepteres for årene 1982, 1983 og 1984.

I det følgende kapittel drøftes resultatene av testene.

KAPITTEL 6

DISKUSJON AV RESULTATER

6.1 Oppsummering

Før resultatene drøftes, er det på sin plass med et kort tilbakeblikk på konklusjonene fra testene i avsnitt 5.4:

Innen observasjon av data, ble det argumentert for at markedsverdien av vertikale samordningsgevinster mellom råoljeproduksjon og raffinering/markedsføring er lik null og umuligheten av å observere strengt negative gevinster av vertikal integrasjon. Mao. dersom det skulle vise seg at vertikal integrasjon, operasjonalisert med kontrollvariabelen INTGR, forklarer noe av variasjonen i markedsverdiene til selskapene, måtte det være positive gevinster av vertikal integrasjon.

Etter å ha observert data, ble a priori oppfatning revurdert til å inkludere mulighetene for negative gevinster. Denne revurderingen ble foretatt uten å gå nærmere inn på hva som kan føre til negative samordningsgevinster ved vertikal integrasjon.

Gitt modellspesifikasjon og observasjonene av de uavhengige variablene, kan resultatene fra testene oppsummeres som følger:

- i) For tilstrekkelige lave nivå på testene, for eksempel 1 prosent, gir data god støtte for påstanden om at markedsverdien av vertikal samordningsgevinster er lik null i alle årene i perioden 1980-86.

Dersom slike lave nivåer kreves for testene, kan man slå seg til ro med disse resultatene. Markedene for råolje fungerte tilstrekkelig effektivt til at

vertikalt integrerte selskaper ikke hadde noen fordeler framfor ikke-vertikalt integrerte selskaper.

ii) For tilstrekkelig høye, men fremdeles rimelige, nivå for testene, støtter data påstanden om at markedsverdien av vertikale samordningsgevinster er lik null i årene 1980, 1981, 1985 og 1986. I årene 1982, 1983 og 1984 underbygger data påstanden om at markedsverdien av vertikal samordning mellom produksjon av råolje og raffinering/markedsføring var negativ. Spesielt for det tilfellet når modellene er ikke-lineære, dvs. tapet ved vertikal integrasjon er større desto mer vertikalt integrert et selskap er (desto nærmere $f(S_i)$ er 1).

Dersom påstanden om negative gevinster av vertikal samordning i årene 1982, 1983 og 1984 er riktig, gjenstår det å greie ut om mulige forklaringer til denne konklusjonen.

6.2 Hvorfor negative gevinster av vertikal integrasjon?

Utgangspunktet for diskusjonen i dette avsnittet, er at eierne av amerikanske oljeselskaper verdsatte det at selskapene var vertikalt integrert negativt alternativt til å være ikke-vertikalt integrert i årene 1982, 1983 og 1984. Med dette utgangspunktet skal vi peke på mulige forklaringer.

Sett på bakgrunn av sammenbruddet i den vertikale struktur innenfor oljeindustrien rundt årskiftet 1978/79 og den samtidige fremvekst av mer markedsbaserte omsetningsformer for råolje, er det i ettertid overraskende at ulempene ved å være vertikalt integrert først avspeiles i markedsverdiene i årene 1982, 1983 og 1984 og ikke i årene 1980 og 1981:¹

Etter endringene av omsetningsformer etter 1979, ville man forvente at aksjemarkedet ville reflektere nødvendige omstillingskostnader for vertikalt integrerte selskaper. Før 1979 ble mesteparten av råoljen enten overført

¹For en mer detaljert beskrivelse av sammenbruddet i den vertikale struktur og utviklingen av markedsorientert omsetning av råolje, vises det til avsnitt 2.1.

innenfor vertikalt integrerte selskaper eller omsatt på langsiktige leveringsavtaler (3-5 år).² Dette i kontrast til årene etter 1979, hvor en langt større del av råoljen ble omsatt enten på spotmarkeder eller gjennom kortsiktige spotrelaterte leveringsavtaler (2-3 måneder).

Denne forandringen i omsetningsform krevde omstilling i driften til vertikalt integrerte oljeselskaper. Siden både prisdifferensene for ulike råoljekvaliteter og relative priser for raffinerte produkter av olje, stadig endret seg, måtte både oppstrøms- og nedstrømsavdelingen bruke markedene mer aktivt. Det var ikke selvfølgelig lenger at egenprodusert råolje var den som gav de beste økonomiske resultatene for egne raffinerier.

I prinsippet kan det være tre typer av omstrukturering: 1) Fullstendig oppsplitting av selskapet i et oppstrømselskap og et nedstrømselskap. 2) Opprette atskilte oppstrøms- og nedstrømsdivisjoner med desentraliserte salg/innkjøps beslutninger. 3) Endre rutiner innenfor en vertikal organisasjon, for eksempel med en felles "trading" avdeling.

Kostnadene ved omstilling til mer markedsorientert atferd for de vertikalt integrerte selskapene kan deles i to. For det første vil det være direkte kostnader forbundet med organisasjonsendringene. Eksempler er kostnader forbundet med å opprette "trading" avdelinger gjennom nyansettelse og/eller omskolering av ansatte. Den andre type av kostnader er relatert til forspilte muligheter i løpet av omstillingstiden. Siden prisvariasjonen mellom ulike typer av råolje kan variere opptil 1/2 dollar pr. fat fra en måned til en annen og raffinerimarginer vanligvis varierer mellom 0 til 3 dollar pr. fat, er det vesentlig, for å oppnå god lønnsomhet, at raffineriene hele tiden bruker den riktige blanding av råolje til raffinering, se delavsnitt 2.3.1. De alternative kostnadene forbundet med feilaktige beslutninger i en omorganiseringsperiode kan derfor bli betydelig.

²Kilde: Robinson (1985), kapittel 6.

6.2.1 Endringer i omsetningsformer for olje i perioden 1979-83

I avsnitt 2.1 ble det pekt på at 1979 markerte overgangen fra avtalebaserte til mer markedsorienterte omsetningsformer for råolje. Dette tidsskillet er ikke absolutt, og det tok tid før de "nye" omsetningsformene ble tatt i bruk i stor skala.

I følge Robinson (1985, side 327) stod spothandelen (handel direkte i spotmarkedene og spotrelaterte korttidskontrakter) med råolje for mindre enn 10 prosent av den ikke-kommunistiske delen av verdens råoljehandel i årene før 1983. Tilsvarende andel varierte mellom 40 og 50 prosent i løpet av 1983³.

Utviklingen av markedsorienterte omsetningsformer for råolje i perioden 1979-83 er nært knyttet til OPECs endrede posisjon i råoljemarkedet gjennom den samme perioden. I perioden 1979-83 skjedde det store forandringer i OPECs posisjon i oljemarkedene. Mens salget av OPEC-olje utgjorde 31 mill. fat pr. dag i 1979, var det redusert til 18 mill. fat pr. dag i 1983, en reduksjon på 42 prosent.⁴ Markedsandelen for OPECs produksjon av verdens totale produksjon var 48 prosent i 1979 og 32 prosent i 1983.⁵

Den reduserte etterspørselen etter OPEC-olje skapte store problemer internt i kartellet. Problemet ble delvis løst ved at Saudi Arabia fungerte som svingprodusent, en rolle som landet i praksis hadde innehatt siden 1973.⁶ I følge BP Statistical Review (1984) ble Saudi Arabias produksjon redusert fra 9.6 mill. fat pr. dag i 1979 til 5.2 mill. fat pr. dag i 1983, en reduksjon på 55 prosent. I og med OPECs, og spesielt Saudi Arabias, sterkt reduserte markedsandel fra 1979 til 1983, ble det vanskelig for Saudi Arabia å fortsette sin rolle som svingprodusent. Etter press fra Saudi Arabia innførte OPEC i mars 1983 produksjonskvoter for hvert enkelt medlem.

³Kilde: Petroleum Economist, jan. 1984: "Oil industry's changing structure", side 9-16.

⁴Kilde: BP Statistical Review 1984, tabell på side 5.

⁵Beregnet fra tabell på side 5 i BP Statistical Review 1984.

⁶For en mer detaljert beskrivelse av dette, vises det til Lensberg (1986).

Konsekvensen av denne nye strategien var at prisene ble etterspørselsbestemt. I motsetning til tidligere da OPEC fastsatte priser for (og dermed prisdifferenser mellom) oljetyper, og kvanta av de ulike typene ble bestemt av etterspørselen.⁷

Resultatene av OPECs endrede strategi var at en langt større andel av omsetningen av olje foregikk i spotmarkedene og spotrelaterte forhandlingsmarkeder i 1983 enn den hadde vært i årene før.

6.2.2 Omorganisering av vertikalt integrerte oljeselskaper

Hensikten med dette delavsnittet er å klargjøre om og når de vertikalt integrerte selskapene startet å tilpasse seg de nye omsetningsformene for olje. Tidspunktet er viktig fordi det trolig vil være et signal til investorer om at selskapene taper penger på å være vertikalt integrert. I den sammenhengen er det ikke tilstrekkelig å basere seg på informasjon om selskapene i utvalgene N_t. Informasjon om andre oljeselskaper, inkludert utenlandske, er viktige informasjonssignaler for investorer i USA. Denne informasjonen kan påvirke markedsverdiene til alle oljeselskaper.

Shell.

I følge Robinson (1985, side 328) var Shell (Royal Dutch/Shell) i første rekke til å endre sin organisasjon til å utnytte de nye omsetningsformene for olje. Han refererer til en representant (De Bruyne, Dirk) fra Shell som i Financial Times 6/10 1981 uttalte seg om behovet for å forandre oljeselskapers struktur til mer spotrelaterte transaksjoner. Robinson begrunner det med at Shell var første ute med å utnytte spotrelaterte omsetningsformer, ved at selskapet manglet råolje i forhold til sin raffineringskapasitet allerede før nasjonaliseringen på 70-tallet, og at selskapet derfor tidlig måtte skaffe til veie råolje fra markedet.

⁷For en nærmere beskrivelse av OPECs endring fra et priskartell (før mars 1983) til et kvantumskartell (etter mars 1983), vises det til Lensberg (1986).

Det er uklart om Shell hadde gjennomført sine organisasjonsendringer før oktober 1981. Videre om behovet, som selskapets representant uttaler seg om, gjelder for de andre selskapene, eller om han mener Shells behov for forandring. For å undersøke dette nærmere gjennomgås styrets årsberetninger for 1981, 1982 og 1983.⁸

"New opportunities arise from the changing natures of oil products markets and we believe Shell companies will be among the profitable survivors, having recognized the changed environment and being flexible enough to adjust. Operating companies (Shells selskaper, vår anmerkning) have been able to make their own decisions on supplies and market strategies in the light of tough and changing local conditions. As a result, they have been able to achieve considerable cost savings in their downstream activities." (Styrets årsberetning for 1982, datert 10/3 1983)

"In the five years ending in 1983, Group Companies have demonstrated the advantages of flexibility in supply, trading and marketing operating. (Styrets beretning for 1983, datert 15/3 1984.)

I styreberetningen for 1981 (datert i mars 1982) ble det ikke avdekket noen tilsvarende og heller ikke noe om at selskapet i fremtiden ville satse mer på divisjonalisering og/eller spotrelaterte omsetningsformer. Det utelukker selvsagt ikke at selskapet hadde planer om slike tiltak eller at selskapet hadde gjennomført tiltakene. Resultatene fra gjennomgangen av Shell's årsberetninger kan tyde på en markert endring av organisasjonen i retning av å legge mer vekt på spotrelatert handel fra og med 1982.

BP.

Både Petroleum Analysis (1985), Robinson (1985) og Petroleum Economist (1984, jan.) hevder at BP (The British Petroleum Company) var det vertikalt integrerte selskapet som først og i størst omfang begynte å bruke de mulighetene som aktive fungerende spotmarkeder for olje gav. Selskapets styreformann (Mr. Peter Walters) forsikrer i selskapets årsrapport for 1982 (datert mars 1983) overfor aksjonærene at BP var

⁸Styreberetningene er hentet fra årsrapportene for The "Shell" Transport and Trading Company, p.l.c., som er et holdningselskap for 40 prosent av aksjene i Royal Dutch/Shell.

"well placed to survive and prosper in a weaker oil market... thanks to the flexible arrangements for crude oil acquisition and product trading that we have established in recent years."

I den samme årsrapporten ble det hevdet at

"good progress was made in increasing further the proportion of crude oil purchased by the group on a spot basis".

Det ble ikke oppgitt noen tall, men i følge Petroleum Economist (1984, jan) var tilsvarende andel i 1983 50 prosent.

Sohio.

Sohio (Standard Oil of Ohio) var i følge Petroleum Analysis (1985) et annet selskap som var tidlig ute med omstruktureringen. Selskapet startet ikke sin omorganisering før sommeren 1982: I Sohio's årsrapport for 1981, som ble offentliggjort i april 1982, kunngjøres en omorganisering av selskapet⁹.

Årsrapporten for 1982, utgitt i april 1983 beskriver omorganiseringen og drøfter konsekvenser av den:¹⁰ I følge toppledelsen i selskapet kan endringene oppsummeres i to hovedpunkt: a) Etableringen av selvstendige divisjoner, som hver har myndighet og ansvar for driftsbeslutninger. Produksjon av og leting etter hydrokarboner er en divisjon og raffinering/markedsføring en annen divisjon. b) Sentral ledelse har ansvar for selskapets overordnede strategi. Omorganiseringen var i følge ledelsen i det alt vesentlig gjennomført innen april 1983, se årsrapporten for 1982, side 5.

Oxy.

Etter at Oxy (Occidental Petroleum Corporation), som er et oppstrømselskap, kjøpte det vertikalt integrerte selskapet Cities (Cities Service Company) i 1982,

⁹Kilde: SOHIO (1981, side 55).

¹⁰Årsrapporten for 1982, utgitt i april 1983, inneholder 4 sider om omstruktureringen i selskapet, SOHIOS årsrapport for 1982, side 6-9.

beholdt Oxy oppstrømsaktivitetene og solgt alle de tidligere nedstrømsaktivitetene til Cities i 1983.

Oxy's råoljeproduksjon i 1982 var 370 tusen fat pr. dag, hvorav 90 tusen fat pr. dag fra tidligere Cities. Selskapet raffinerte 209 tusen fat råolje pr. dag, der hele kvantumet kom fra innfusjonerte Cities tidligere anlegg. I 1983 solgt Oxy alle sine raffineri- og markedsføringsaktiviteter.

Andre selskaper.

For å avdekke hvorvidt det har skjedd en endring til mer spotrelatert omsetning av olje for selskapene i utvalgene N_t , skal vi studere nærmere årsrapportene til de selskaper som var "mest" vertikalt integrert i årene $t=1980, 1981, \dots$, og 1984. "Mest" vertikalt integrerte selskaper betyr her de selskapene $i \in N_t$ som er slik at $f(S_i) \in [3/4, 1]$ der $t=1980, 1981, \dots$, og 1984 og $f(S_i)$ er definert ved (5.4).¹¹

Bortsett fra ovenfornevnte Sohio var søkingen negativ, i den forstand at det ikke ble avdekket noen klare tegn på en omorganisering i retning av mer spotrelatert handel av råolje. Det utelukker selvsagt ikke at en slik utvikling har funnet sted.

Som en konklusjon for dette delavsnittet: Omstillingene til de vertikalt integrerte selskapene til mer spotrelatert handel med oljeprodukter startet sannsynligvis først i 1982.

6.2.3 Konklusjoner

Tilbake til utgangspunktet: Hvorfor reflekterte kapitalmarkedene negative gevinster ved vertikal integrasjon i årene 1982, 1983 og 1984 og ikke i de to

¹¹Følgende selskaper er "mest" vertikalt integrert (årstall i parentes): Amoco (1980,81,82,83,84), Arco (1980,81,82,83,84), Phillips (1980,81,82,83,84), Louisiana Land (1980,81,82,83,84), Murphy (1980), Getty (1980, 81), Conoco (1980), Unical (1982,83,84) og Sohio (1983,1984).

årene 1980 og 1981? Det finnes minst to mulige innfallsvinkler til å besvare spørsmålet:

i) Spotmarkedene og de kortsiktige leveringsavtalene for råolje fungerte ikke tilstrekkelig godt i årene 1980 og 1981. Dvs. de markedsrelaterte omsetningsformene fungerte ikke effektivt nok til at ikke-vertikalt integrerte selskaper kunne gjøre det noe bedre enn vertikalt integrerte selskaper. Det var først fra 1982/83 at disse omsetningsformene fungerte så effektivt at det var ulempe å være vertikalt integrert.

Etter at markedene for råolje fungerte mer effektivt måtte de vertikalt integrerte selskapene omstille sine organisasjoner for å utnytte de mulighetene som de nye omsetningsformene for olje skapte. De ikke-vertikalt integrerte selskapene var i utgangspunktet i stand til å utnytte de nye mulighetene på en langt bedre måte siden de alltid har måtte kjøpe eller selge råolje. De negative gevinstene av vertikal integrasjon for årene 1982, 83 og 84 reflekterer kapitalmarkedenes vurderinger av omstillingskostnadene til de vertikalt integrerte oljeselskapene.

Etter at omorganiseringen var gjennomført i 1984, var markedsverdien av vertikal integrasjon lik null i årene 1985 og 1986.

ii) Selv om spothandelen med olje utgjorde en forholdsvis liten del av den totale handel omsetning i årene før 1983, fungerte de bra nok til at vertikalt integrerte selskaper kunne gjøre det like bra ved å basere seg på spotmarkeder enten aktivt eller ved å basere internprisingen på markedspriser.

Sammenbruddet av den vertikale struktur og fremveksten av omsetningsformer som liknet tradisjonelle varemarkeder, krevde omstilling av vertikalt integrerte oljeselskaper. Omstillingen av organisasjonene til de vertikalt integrerte selskapene måtte kreve tid. For det første måtte ledelsen bli klar over om og hvordan selskapene skulle omorganiseres. Dernest må selve organisasjonsendringene gjennomføres.

I årene 1980 og 1981 tapte de vertikalt integrerte oljeselskapene penger siden de ikke fullt ut benyttet de nye omsetningsformene for olje. Imidlertid hadde ikke de marginale investorene informasjon om det før selskapene "annonserte" og startet sine omstruktureringer i 1982/83.

Prisingen i kapitalmarkedene reflekterte den negative verdi av å være vertikalt integrert i årene 1982, 83 og 84, der verdien kan oppfattes som neddiskonterte omstillingskostnader. Etter at omorganiseringen var fullført, og de vertikalt integrerte oljeselskapene utnyttet mulighetene som ligger i spotrelaterte omsetningsformer fullt ut, er verdien av vertikal integrasjon lik null.

Utgangspunktet for dette avsnittet var at markedsverdien av vertikal integrasjon var signifikant strengt negativ i årene 1982, 1983 og 1984 og ikke signifikant forskjellig fra null i årene 1980, 1981, 1985 og 1986. Forklaringene i de ovenfornevnte punktene i) og ii) er forsøk på å forklare et eventuelt slik resultat.

Dette ble begrunnet ved å ta utgangspunkt i faktiske hendelser, både endring av omsetningsformer for råolje og vertikalt integrerte selskapers omstilling til mer spotrelatert handel med råolje. Denne metoden har opplagt sine svakheter siden den i hovedsak baserer seg på kvalitative utsagn om hvor bra eller dårlig spotmarkedene for råolje fungerte. Videre er endringene i vertikalt integrerte selskaper strategi for handel av råolje ikke tilstrekkelig godt dokumentert.

En alternativ metode vil være å bruke statistiske metoder for å teste effektiviteten av råoljemarkedene eller å teste hvorvidt variasjon i driftsresultatene forklares med driftsgevinster av vertikal integrasjon. Den sistnevnte kunne gjennomføres på en analog måte som vi har brukt for å teste om markedsverdien av vertikal integrasjon er positiv. Dersom resultatet fra en slik test er at driftsresultatet til de vertikalt integrerte selskapene er signifikant mindre enn tilsvarende ikke-integrerte selskaper i årene 1980 og 1981, vil det støtte opp om forklaring ii). Tilsvarende vil et resultat om ikke-signifikante driftsgevinster av vertikal integrasjon underbygge forklaring i).

6.3 Avslutning

Resultatene fra de statistiske testene støtter opp om oppfatningene om at det ikke er strengt positive gevinster av vertikal integrasjon. For årene 1980, 1981, 1985 og 1986 er gevinstene av vertikal integrasjon ikke signifikant forskjellig fra null. I de resterende årene i perioden 1980-86 tyder data på at det er negative gevinster av vertikal integrasjon.

Som mål for verdien av vertikal integrasjon har vi brukt eiernes vurderinger, nærmere bestemt markedsverdiene til selskapene. Med en slik innfallsvinkel kan man reise spørsmålet om marginale investorer har tilstrekkelig informasjon til å avgjøre om det er gevinster av vertikal integrasjon. Det kan tenkes at det har vært strengt positive driftsgevinster av vertikal integrasjon for alle årene i perioden 1980-86 og disse gevinstene ikke reflekteres i markedsverdiene til selskapene fordi marginale investorer ikke har informasjon om gevinstene. Alle eller noen av de inframarginale investorene kan ha den nødvendige informasjon uten at dette får konsekvenser for prising av aktiva. Imidlertid er det vanskelig å tenke seg at marginale investorer vil være uinformert over en lengre tidsperiode. Eventuelle positive driftsgevinster av en vertikal samordning mellom produksjon av råolje og raffinering/markedsføring vil før eller senere måtte reflekteres i årsregnskapene til disse selskapene. Noe som igjen vil reflekteres i markedsverdiene av selskapene. Siden data støtter oppfatningen om ikke-positive gevinster av vertikal integrasjon i alle de syv årene i perioden 1980-86, er det lite trolig at det var strengt positive driftsgevinster av vertikal integrasjon innenfor amerikansk oljeindustri i den perioden.

De som argumenterer for strengt positive gevinster av vertikal integrasjon innenfor oljeindustrien kan reise motforestillinger til resultatene av flere grunner. Hvorfor observerer man faktisk at noen oljeselskaper er vertikalt integrerte når det ikke er lønnsomt? Imidlertid er resultatene mer i overensstemmelse med faktiske observasjoner:

For det første har oljeindustrien etter 1945 vært karakterisert med stor variasjon når det gjelder graden av vertikal integrasjon.

For det andre og mer viktig har det ikke vært noen systematisk tendens mot at flere oljeselskaper er vertikalt integrert. Dette er dokumentert av bl.a. Robinson (1985), Levin (1981) og andre som Levin viser til.¹² Robinson hevder tvert i mot at det har vært en tendens til vertikal disintegrasjon i oljeindustrien i hele etterkrigstiden. Denne utviklingen har også fortsatt på 80-tallet, se figur 5.1. Dersom det er systematiske gevinster av vertikal integrasjon, ville man forvente å observere en tilbøyelighet til vertikal integrasjon i næringen. Noe som altså ikke er tilfellet.

For det tredje er det viktig å være oppmerksom på at resultatene baserer seg på å avdekke systematiske gevinster av vertikal integrasjon. Dette utelukker ikke at oppstrømselskap investerer i nedstrømsaktiviteter. Investeringen foretas simpelthen fordi den er lønnsom. Poenget er at investeringen vil også være lønnsomme for investorer uten eierinteresser i produksjon av råolje.

¹²Levin (1981) henviser til tre undersøkelser: Adelman (1955), Laffer (1969) og Tucker og Wilder (1977) som alle konkluderer med det samme.

APPENDIKS

APPENDIKS 1 BAYES REGRESJONER

For den lineære versjon av modell (5.1), dvs. $F(S_i) \equiv 1$, er det foretatt to typer regresjoner som er forskjellig med hensyn på hvilken a priori informasjon som antas. Koeffisientene er uniformt fordelt over mengden definert med i) $\beta_1 \geq 0$, $\beta_2 \geq 0$, $\beta_3 \geq 0$, $\beta_4 \geq 0$ og ii) $\beta_1 \geq 0$, $\beta_2 \geq 0$ og $\beta_3 \geq 0$. Gitt forutsetning om normalfordelte uavhengige feilleddsvektor, er den posteriori fordelingen gitt som avkortet multi t-fordelt hvor estimer for forventning og varians er hentet fra OLS-regresjonene. For å finne den posteriori fordelingen bruker Shazam Monte Carlo numerisk integrasjon. Antall replikasjoner er 30 000. Resultatene fra Bayes-regresjoner i ovenfornevnte tilfelle ii) er gitt som følger:

	Konst.	REFIN	DROIL	DRGAS	INTGR
1980 (32) Est. (st.avvik)	4.25 (3.18)	14.06 (3.92)	4.12 (1.75)	6.01 (2.03)	-0.19 (0.22)
1981 (31) Est. (st.avvik)	3.98 (2.84)	15.28 (3.86)	3.69 (1.54)	5.98 (1.81)	-0.17 (0.22)
1982 (28) Est. (st.avvik)	2.36 (2.03)	19.68 (3.63)	6.37 (2.32)	2.69 (1.15)	-0.28 (0.22)
1983 (29) Est. (st.avvik)	2.25 (1.77)	23.35 (3.75)	5.51 (1.39)	2.73 (1.13)	-0.31 (0.15)
1984 (27) Est. (st.avvik)	2.21 (1.60)	24.44 (3.50)	6.64 (1.13)	2.60 (0.83)	-0.23 (0.12)
1985 (28) Est. (st.avvik)	3.92 (2.07)	11.80 (5.07)	5.92 (1.52)	4.73 (0.99)	-0.00 (0.03)
1986 (29) Est. (st.avvik)	1.88 (2.49)	16.32 (6.32)	5.73 (1.83)	2.58 (1.14)	0.06 (0.04)

Tabell A1.1 Resultater fra BAYES regresjoner når det forutsettes at modellen er lineær. Antall observasjoner gitt i parentes rett til høyre for årstallene.

APPENDIKS 2 BOX-COX REGRESJONER

For å kunne gjennomføre Box-Cox regresjonene kreves det at variablene $INTGR_i > 0$, og vi har derfor brukt $(INTGR_i + 10^{-3})$ som observerte verdier av integrasjonsindikatorerne. I tillegg er variablene multiplisert med 10^{-2} .

Som man kan se fra tabellene nedenfor er regresjonene tilfredsstillende; Andelen i total variasjon i markedsverdiene som forklares av regresjonene varierer fra den laveste på 0.897 i 1980 for de lineære tilfellene og til den høyeste på 0.984 for de ikke-lineære tilfellene i 1984. Det kan synes uventet at R^2 gjennomgående er lavere for BOX-COX regresjonene enn tilsvarende OLS regresjoner. Årsaken til dette er at konstantleddet i de underliggende modellene er modellert ulikt.

Videre er alle estimatene til β_1 , β_2 og β_3 signifikant strengt positive. For $i=1,2$ og 3 er resultatene fra t-tester, der testens signifikansnivå er 5 prosent, som følger: Forkast nullhypotesen om at markedsverdien pr. enhet er negativ, dvs. $\beta_i \leq 0$, og aksepter alternativ hypotesen om strengt positive markedsverdier pr. enhet, dvs. $\beta_i > 0$. Det er grunn til å merke seg at standardavvikene er betinget på λ^* og at de ikke er forventningsrette. De betingede standardavvikene er mindre enn tilsvarende ubetingede og de betingede t-verdiene tilsvarende høyere.

Estimatene til λ varierer fra -2.05 i 1985 til 1.03 i 1981. For å teste om den lineære versjon av modell (5.1) er signifikant, dvs. $\lambda = 1$, brukes "loglikelihood ratio" test. Nullhypotesen er at variabelen $INTGR_i$ inngår lineært i modell (5.1), dvs. $\lambda = 1$, og den alternative hypotese er λ forskjellig fra 1. Som testobservator brukes $2\log(L(\lambda=1))-2\log(L(\lambda=\lambda^*))$, der toppskriften $*$ står for optimal og $L()$ er "likelihood" funksjonen. Testobservatoren er betinget asymmetrisk kjikvadrat fordelt, gitt nullhypotesen. Resultatene fra testene, hvor nivået til testene er 5 prosent, er at nullhypotesen ikke kan forkastes. Dette gjelder for alle år og for begge modellene.

	Konst.	REFIN	DROIL	DRGAS	INTGR	R ²
1980 (32) [0.92]						
Est.	1.63	13.75	3.35	5.56	-0.18	0.897
(t-verdi)	(1.49)	(3.73)	(1.74)	(2.84)	(-0.37)	
Konf. intv.		±7.56	±3.96	±4.01		
1981 (31) [1.03]						
Est.	1.49	15.13	3.02	5.67	-0.121	0.918
(t-verdi)	(1.52)	(4.11)	(1.89)	(3.23)	(-0.609)	
Konf. intv.		±7.56	±3.27	±3.61		
1982 (28) [0.73]						
Est.	0.59	19.39	6.83	2.40	-0.60	0.956
(t-verdi)	(0.85)	(6.45)	(3.26)	(2.20)	(-1.852)	
Konf.intv.		±6.22	±4.33	±2.26		
1983 (29) [0.83]						
Est.	0.63	22.87	5.39	2.61	-0.47	0.954
(t-verdi)	(0.98)	(6.72)	(3.90)	(2.37)	(-2.31)	
Konf. intv.		±7.02	±2.85	±2.27		
1984 (27) [0.77]						
Est.	0.69	23.74	6.61	2.62	-0.42	0.983
(t-verdi)	(1.29)	(8.18)	(6.20)	(3.37)	(-2.31)	
Konf.intv		±6.04	±2.21	±1.61		
1985 (28) [-2.05]						
Est.	1.16	13.34	5.40	4.60	-0.00	0.974
(t-verdi)	(1.59)	(3.27)	(6.44)	(5.00)	(-0.95)	
Konf. intv.		±8.43	±1.74	±1.90		
1986 (29) [0.41]						
Est.	-0.27	21.29	7.21	2.68	-0.59	0.963
(t-verdi)	(-0.33)	(4.66)	(9.64)	(4.99)	(-1.85)	
Konf. intv.		±9.42	±2.42	±2.31		

Tabell A2.1 Resultater fra Box-Cox regresjoner når det forutsettes at modellen er lineær. Antall observasjoner gitt i parentesen rett til høyre for årstallene. Innenfor klammeparentesene rapporteres estimatene av λ . Konfidensintervallene er gitt med 95-prosents signifikansnivå. Både konfidensintervallene og t-verdiene er betinget av optimal λ^* .

	Konst.	REFIN	DROIL	DRGAS	INTGR	R ²
1980 (32) [0.78]						
Est.	1.61	11.55	3.56	5.73	-0.30	0.898
(t-verdi)	(1.57)	(3.42)	(1.97)	(3.05)	(-0.91)	
Konf. interv.		±6.92	±3.70	±3.86		
1981 (31) [0.91]						
Est.	1.54	12.91	3.07	5.92	-0.199	0.919
(t-verdi)	(1.72)	(3.95)	(2.20)	(3.44)	(-0.884)	
Konf. interv.		±6.71	±2.87	±3.53		
1982 (28) [0.71]						
Est.	0.58	15.04	6.56	2.76	-0.61	0.958
(t-verdi)	(0.87)	(5.12)	(3.69)	(2.54)	(-2.142)	
Konf.intv.		±6.08	±3.68	±2.25		
1983 (29) [0.83]						
Est.	0.73	17.96	5.26	2.90	-0.46	0.957
(t-verdi)	(1.20)	(6.75)	(4.25)	(2.66)	(-2.68)	
Konf. interv.		±5.49	±2.55	±2.25		
1984 (27) [0.80]						
Est.	0.69	20.22	6.58	2.79	-0.39	0.984
(t-verdi)	(1.46)	(8.09)	(6.94)	(3.70)	(-2.78)	
Konf.intv		±5.18	±1.96	±1.56		
1985 (28) [-2.05]						
Est.	1.16	13.34	5.40	4.60	-0.00	0.974
(t-verdi)	(1.59)	(3.27)	(6.44)	(5.01)	(-0.95)	
Konf. interv.		±8.43	±1.74	±1.90		
1986 (29) [0.28]						
Est.	-0.65	19.48	7.07	2.70	-0.65	0.963
(t-verdi)	(-0.68)	(4.50)	(6.11)	(2.40)	(-1.74)	
Konf. interv.		±8.93	±2.39	±2.32		

Tabell A.2.2 Resultater fra Box-Cox regresjoner når ikke-lineære samordningsgevinster for vertikal integrasjon forutsettes. Antall observasjoner gitt i parentesen rett til høyre for årstallene. Innenfor klammeparentesene er estimatene av λ . Konfidensintervallene er 95-prosents signifikansnivå. Både konfidensintervallene og t-verdiene er betinget av optimal λ^* .

VEDLEGG

Dette vedlegget inneholder informasjon om hvert selskap i utvalget. Informasjonen er ordnet etter selskap. For en detaljert definisjon av de ulike variablene vises det til avsnitt 5.1.2. Nedenfor gis en korte definisjon av hver enkelt variabel i den rekkefølge de blir presentert :

CRUDE	Årlig netto produksjon av råolje og NGL, målt i fat råolje
REFIN	Årlig forbruk av råolje i selskapets raffineri(er), målt i fat råolje.
GAS	Årlig netto produksjon av naturgass, målt i mill. fat råoljeekvivalenter.
RSOIL	Netto påviste reserver av råolje og NGL ved årsregnskapsavslutning (mill fat råolje).
DROIL	Netto påviste og utbygde reserver av råolje og NGL ved avslutning av årsregnskap (mill. fat råolje).
RSGAS	Netto påviste reserver av naturgass ved årsregnskapsavslutning (mill. fat råoljeekviv.)
DRGAS	Netto påviste og utbygde reserver av naturgass ved avslutning av årsregnskap, mill.fat råoljeekviv.
NUMSH	Gjennomsnittlige utstående aksjer i løpet av et regnskapsår (mill.).
SHVAL	Gjennomsnittlig aksjekurs i et regnskapsår, (dollar pr. aksje)
TOTAS	Bokført totalkapital, (mill dollar).
EQUIT	Bokført egenkapital, (mill dollar).
EXPLO	Utgifter til leting etter olje- og gassforekomster, (mill. dollar).
OASST	Bokført verdi av ikke-petroleumsrelaterte aktiva, mill dollar.
SECVA	Standardisert nåverdi av utbygde reserver (mill. dollar)
COST	Totale løftekostnader (mill. dollar)

PROIL	Brønnpriser for råolje (dollar pr. fat)
PRGAS	Brønnpriser for gass (dollar pr. fat råoljeekvivalenter)
COOIL	Løftekostnader for råolje pr. fat (dollar pr. fat)
COGAS	Løftekostnader for gass (dollar pr. fat råoljeekvivalenter)
HOOIL	Estimerte Hotellingsverdier for råolje (dollar pr. fat)
HOGAS	Estimerte Hotellingsverdier for gass (dollar pr. fat)

SELSKAP: AMOCO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	305.87	289.08	279.96	287.99	309.15	306.96	293.83
REFIN :	417.93	347.12	339.45	340.55	327.40	328.14	333.61
GAS :	184.69	173.01	167.35	157.50	169.79	171.49	167.35
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	2649.00	2678.00	2640.00	2632.00	2618.00	2769.00	2424.00
DROIL :	2283.00	2225.00	2174.00	2263.00	2338.00	2506.00	2256.00
RSGAS :	2280.33	2488.83	2509.67	2531.67	2533.67	2522.83	2562.50
DRGAS :	1948.33	2047.50	2057.33	2207.00	2288.00	2261.33	2336.67
Andre data:							
NUMSH :	292.81	292.99	292.16	292.33	283.51	263.21	256.70
SHVAL :	68.75	63.69	42.75	46.63	54.38	60.25	62.63
TOTAS :	20202.00	22964.00	24289.00	25805.00	25734.00	25198.00	23706.00
EQUIT :	9385.00	10665.00	11426.00	12440.00	12524.00	11588.00	11324.00
EXPLO :	1632.00	1183.00	1217.00	1156.00	1286.00	1425.00	925.00
OASST :	4311.00	5004.00	4829.00	4978.00	4995.00	3233.00	3362.00
SECVA :	16885.00	18739.00	18696.00	17863.00	18087.00	19103.00	12191.00
COST :	2887.00	4650.00	3963.00	3688.00	3639.00	3257.00	2188.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	20.39	30.19	27.37	25.76	25.58	24.07	13.96
PRGAS :	8.76	11.76	13.62	13.62	14.70	13.56	10.68
COSTB :	5.89	10.06	8.86	8.28	7.60	6.81	4.74
COOIL :	7.77	13.42	10.64	9.21	8.69	8.28	6.28
COGAS :	3.24	5.17	6.41	6.77	5.93	4.65	2.54

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	6.81	9.06	9.03	8.94	9.12	8.53	4.15
HOGAS :	2.98	3.56	3.89	3.70	4.74	4.81	4.39

SELSKAP: CHEVRON
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	169.00	170.46	170.46	174.11	316.09	319.01	368.65
REFIN :	797.89	725.62	563.92	523.41	743.51	713.94	657.00
GAS :	88.33	85.17	83.16	82.67	142.35	151.66	136.33
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	1724.00	1635.00	1626.00	1643.00	4090.00	3831.00	3513.00
DROIL :	1544.00	1505.00	1456.00	1444.00	3029.00	2733.00	2655.00
RSGAS :	1200.83	1193.33	1145.50	1109.67	1993.50	1665.67	1680.17
DRGAS :	1013.67	1023.67	986.17	973.67	1804.50	1500.67	1524.50
Andre data:							
NUMSH :	342.02	341.95	341.69	341.94	342.41	342.26	342.11
SHVAL :	42.75	43.44	33.19	35.88	33.50	35.00	41.00
TOTAS :	22162.00	23680.00	23490.00	24010.00	45404.00	38899.00	34583.00
EQUIT :	11077.00	12703.00	13246.00	14106.00	14763.00	15554.00	15493.00
EXPLO :	954.00	1011.00	992.00	775.00	896.00	1022.00	1006.00
OASST :	1083.00	1031.00	1861.00	1795.00	4056.00	3292.00	3570.00
SECVA :	10240.00	9510.00	9420.00	10760.00	18080.00	17090.00	9750.00
COST :	1000.00	2508.00	2158.00	1958.00	3221.00	3624.00	2588.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	21.12	29.47	26.91	25.86	25.93	25.17	13.39
PRGAS :	8.40	12.54	14.34	15.00	15.54	13.44	9.48
COSTB :	0.00	9.81	8.51	7.63	7.03	7.70	5.12
COOIL :	5.64	13.08	10.22	8.48	8.04	9.36	6.79
COGAS :	2.35	5.04	6.16	6.24	5.48	5.26	2.75

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	8.36	8.85	9.01	9.38	9.66	8.54	3.57
HOGAS :	3.27	4.05	4.42	4.73	5.43	4.42	3.63

SELSKAP: EXXON
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	620.86	493.48	511.00	569.04	596.41	627.80	655.54
REFIN :	1514.39	1415.47	1276.04	1192.09	1175.30	1059.59	1106.68
GAS :	427.84	402.72	349.73	342.37	360.01	344.38	324.18
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	6730.00	6518.00	6347.00	6478.00	6474.00	6733.00	6512.00
DROIL :	3983.00	3626.00	3863.00	3962.00	3924.00	4536.00	4889.00
RSOIL :	4876.33	4844.67	4779.33	4879.83	4964.17	4953.83	4905.00
DRGAS :	3953.67	3817.67	3749.67	3835.00	3860.00	4001.67	2807.67
Andre data:							
NUMSH :	869.92	864.87	868.46	861.25	816.54	753.87	722.37
SHVAL :	35.19	35.25	28.56	34.13	38.31	50.00	61.20
TOTAS :	57854.00	61575.00	62289.00	62963.00	63278.00	69160.00	69484.00
EQUIT :	26627.00	27743.00	29440.00	29443.00	28851.00	29096.00	32012.00
EXPLO :	1153.00	1650.00	1773.00	1408.00	1616.00	1462.00	1206.00
OASST :	4871.00	5586.00	5857.00	6215.00	6157.00	6181.00	6511.00
SECVA :	29783.00	27254.00	25903.00	26859.00	29949.00	30822.00	16409.00
COST :	4028.00	6848.00	6572.00	6027.00	5712.00	5902.00	3812.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat :							
PROIL :	21.70	29.78	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	7.74	9.12	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	3.84	7.64	7.64	6.61	5.97	6.07	3.89
COOIL :	5.07	10.19	9.17	7.36	6.83	7.38	5.15
COGAS :	2.11	3.92	5.52	5.41	4.66	4.15	2.09
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	8.98	10.58	9.17	9.56	9.77	8.55	4.22
HOGAS :	3.04	2.81	4.21	4.56	5.42	5.24	4.70

SELSKAP: MOBIL
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	198.93	186.00	184.00	191.00	216.99	236.15	236.89
REFIN :	715.04	647.15	624.52	581.81	591.30	580.35	563.92
GAS :	188.64	173.62	164.01	143.32	194.00	219.67	212.31
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	2251.00	2425.00	2255.00	2148.00	2433.00	2366.00	2460.00
DROIL :	1634.00	1663.00	1658.00	1635.00	1868.00	1868.00	2007.00
RSOIL :	2379.00	2896.33	2876.17	3054.50	3653.67	3447.83	3413.17
DRGAS :	2176.67	2157.83	2666.50	2851.83	3307.17	3200.17	3132.67
Andre data:							
NUMSH :	424.92	425.35	416.84	406.22	407.72	407.84	407.83
SHVAL :	34.82	32.66	24.06	29.44	27.63	28.06	33.56
TOTAS :	32705.00	34776.00	35216.00	35072.00	41851.00	41752.00	39412.00
EQUIT :	13069.00	14657.00	13807.00	13952.00	13624.00	14089.00	15239.00
EXPLO :	524.00	803.00	850.00	618.00	619.00	702.00	580.00
OASST :	7463.00	8213.00	8418.00	8672.00	9099.00	6116.00	6310.00
SECVA :	18777.00	20511.00	21255.00	19816.00	22586.00	20310.00	13036.00
COST :	1872.00	2957.00	2771.00	2849.00	2947.00	3437.00	2356.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat :							
PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	4.83	8.22	7.96	8.52	7.17	7.54	5.24
COOIL :	6.38	10.96	9.56	9.48	8.20	9.17	6.95
COGAS :	2.66	4.22	5.76	6.97	5.59	5.15	2.81
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	7.96	10.09	8.96	8.41	9.03	7.59	3.25
HOGAS :	3.10	3.62	4.08	3.72	4.92	4.70	4.31

SELSKAP: TEXACO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 249.00 236.99 229.99 231.99 374.13 362.01 340.98
REFIN : 924.55 807.02 655.17 623.42 739.13 674.52 705.91
GAS : 174.41 164.01 147.16 129.33 175.44 164.49 143.32

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :

RSOIL : 2335.00 2118.00 1943.00 1840.00 3249.00 3333.00 3225.00
DROIL : 1871.00 1747.00 1583.00 1526.00 2877.00 2688.00 2595.00
RSGAS : 1806.33 1694.67 1577.83 1421.33 1598.33 1452.67 1336.50
DRGAS : 1584.17 1471.50 1369.17 1234.50 1452.00 1329.33 1233.33

Andre data:

NUMSH : 269.55 264.00 260.37 256.88 240.94 238.03 240.86
SHVAL : 40.94 40.32 30.44 34.82 39.94 33.62 31.56
TOTAS : 26430.00 27489.00 27114.00 27199.00 37744.00 37703.00 34940.00
EQUIT : 12526.00 13752.00 14226.00 14726.00 13107.00 13628.00 13739.00
EXPLO : 556.00 592.00 735.00 622.00 610.00 699.00 445.00
OASST : 1273.00 1815.00 1611.00 1604.00 1350.00 2029.00 2164.00
SECVA : 11659.00 11644.00 11202.00 10173.00 16727.00 14996.00 8427.00
COST : 1666.00 2785.00 2644.00 2385.00 3501.00 3227.00 2435.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL : 18.87 27.30 25.87 25.60 25.12 23.60 13.28
PRGAS : 6.36 8.10 10.14 11.46 13.26 13.32 11.28
COSTB : 3.93 6.95 7.01 6.60 6.37 6.13 5.03
COOIL : 5.20 9.26 8.42 7.34 7.29 7.45 6.66
COGAS : 2.17 3.57 5.07 5.40 4.97 4.19 2.70

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 7.38 9.74 9.42 9.86 9.63 8.72 3.58
HOGAS : 2.27 2.45 2.74 3.27 4.48 4.93 4.63

SELSKAP: AMERADA HESS
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 69.57 57.01 55.85 55.99 60.99 61.72 57.01
REFIN : 175.57 151.11 151.84 124.47 134.32 123.01 106.94
GAS : 38.92 38.00 32.36 29.67 29.67 29.17 32.33

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :

RSOIL : 812.00 816.00 771.00 740.00 699.00 692.00 458.00
DROIL : 596.00 565.00 563.00 562.00 606.00 586.00 388.00
RSGAS : 378.50 378.50 357.33 331.33 313.17 313.67 322.67
DRGAS : 344.83 345.33 330.00 308.33 298.67 295.50 305.50

Andre data:

NUMSH : 83.85 84.19 84.50 84.36 85.07 84.41 84.72
SHVAL : 36.78 33.31 25.31 27.50 28.50 28.37 22.75
TOTAS : 5895.00 6322.00 6145.00 6217.00 6353.00 6214.00 4905.00
EQUIT : 2357.00 2491.00 2571.00 2526.00 2573.00 1939.00 2115.00
EXPLO : 81.00 319.00 219.00 136.00 212.00 230.00 149.00
OASST : 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
SECVA : 3329.00 3291.00 3200.00 3104.00 3007.00 3043.00 2086.00
COST : 319.00 667.00 572.00 463.00 455.00 436.00 332.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL : 21.12 29.64 26.16 25.06 24.93 23.22 12.96
PRGAS : 8.40 10.92 13.32 13.86 14.70 13.86 10.80
COSTB : 2.94 7.02 6.48 5.41 5.02 4.80 3.72
COOIL : 3.88 9.36 7.79 6.01 5.74 5.83 4.92
COGAS : 1.62 3.61 4.69 4.42 3.91 3.28 1.99

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 9.31 10.95 9.92 10.29 10.36 9.39 4.34
HOGAS : 3.66 3.95 4.66 5.10 5.82 5.71 4.76

SELSKAP: ARCO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	216.01	209.00	234.99	253.02	261.01	259.99	267.00
REFIN :	265.36	242.00	244.55	254.41	270.46	129.21	130.31
GAS :	89.49	83.83	86.51	87.66	90.52	87.48	81.64
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	2631.00	2632.00	2710.00	2783.00	2941.00	2931.00	2927.00
DROIL :	1735.00	1758.00	1934.00	1990.00	1941.00	2062.00	2293.00
RSGAS :	2322.83	2285.33	2497.83	2456.83	2514.50	1177.50	1149.17
DRGAS :	1939.17	1936.67	2180.83	2150.67	2124.33	832.50	900.50
Andre data:							
NUMSH :	248.64	250.90	253.56	256.72	256.56	208.25	181.95
SHVAL :	56.50	52.38	41.13	44.88	46.56	54.92	54.82
TOTAS :	16605.00	19733.00	21633.00	23282.00	22130.00	20279.00	21604.00
EQUIT :	7439.00	8665.00	9868.00	10888.00	9948.00	5506.00	5259.00
EXPLO :	621.00	856.00	1009.00	986.00	1070.00	999.00	479.00
OASST :	8320.00	9512.00	9846.00	10942.00	7665.00	6997.00	8770.00
SECVIA :	12100.00	13100.00	13100.00	12800.00	13200.00	12100.00	12100.00
COST :	1568.00	2872.00	2399.00	2308.00	1743.00	1729.00	1428.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	18.19	27.90	23.51	21.00	21.30	16.21	9.44
PRGAS :	8.94	10.62	13.08	15.36	14.76	14.52	11.40
COSTB :	5.13	9.81	7.46	6.77	4.96	4.98	4.10
COOIL :	6.78	13.08	8.96	7.54	5.67	6.05	5.43
COGAS :	2.82	5.04	5.40	5.54	3.87	3.40	2.20
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	6.16	8.00	7.86	7.27	8.44	5.49	2.17
HOGAS :	3.30	3.02	4.15	5.30	5.88	6.00	4.97

SELSKAP: PHILLIPS
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	124.83	102.93	94.17	105.85	113.88	117.90	101.11
REFIN :	95.63	104.03	101.11	94.90	105.12	106.58	109.87
GAS :	93.81	84.01	75.49	77.99	78.84	81.15	66.86
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	916.00	915.00	1048.00	1030.00	1110.00	1063.00	903.00
DROIL :	785.00	818.00	883.00	870.00	893.00	884.00	758.00
RSGAS :	1127.67	1112.83	1143.17	938.50	1019.00	813.83	857.33
DRGAS :	1082.83	1057.17	1034.83	904.00	955.67	750.50	758.00
Andre data:							
NUMSH :	152.86	152.08	152.72	153.08	153.99	278.90	227.50
SHVAL :	50.25	46.75	32.13	34.13	39.31	14.08	10.44
TOTAS :	9844.00	11264.00	12097.00	13094.00	16965.00	14045.00	12399.00
EQUIT :	4937.00	5481.00	5773.00	6149.00	6624.00	1644.00	1724.00
EXPLO :	301.00	251.00	241.00	265.00	293.00	227.00	145.00
OASST :	2689.00	3165.00	3419.00	3386.00	5731.00	4419.00	4173.00
SECVIA :	5849.00	5690.00	5500.00	5161.00	5601.00	4723.00	3194.00
COST :	837.00	1251.00	1067.00	1083.00	1048.00	1119.00	823.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	29.03	35.04	31.72	28.31	27.60	25.60	14.07
PRGAS :	12.18	14.16	17.16	17.28	15.00	15.54	10.92
COSTB :	3.83	6.69	6.29	5.89	5.44	5.62	4.90
COOIL :	5.06	8.92	7.55	6.55	6.22	6.83	6.49
COGAS :	2.11	3.44	4.55	4.82	4.24	3.84	2.63
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	12.95	14.10	13.05	11.75	11.54	10.13	4.09
HOGAS :	5.44	5.79	6.81	6.73	5.81	6.32	4.48

SELSKAP: SOHIO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	261.34	261.71	253.68	223.38	231.41	262.69	265.21
REFIN :	146.37	132.13	131.40	143.81	148.19	218.09	227.32
GAS :	4.87	5.11	5.54	5.84	5.35	6.70	9.39

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	3659.00	3419.00	2856.00	2818.00	2903.00	2648.00	2406.00
DROIL :	1822.00	2093.00	1791.00	2117.00	2074.00	1936.00	1708.00
RSGAS :	1117.50	1111.50	1065.17	1041.17	1162.00	1203.17	1218.00
DRGAS :	802.67	670.83	594.17	909.33	956.00	217.67	228.83

Andre data:

NUMSH :	245.73	245.83	246.26	246.25	242.35	235.11	234.69
SHVAL :	65.57	54.50	34.00	47.00	45.25	48.00	46.00
TOTAS :	12080.00	15743.00	16016.00	16362.00	17487.00	17508.00	15955.00
EQUIT :	4562.00	5963.00	7221.00	8094.00	8390.00	8018.00	7020.00
EXPLO :	176.00	368.00	486.00	834.00	704.00	1101.00	926.00
OASST :	966.00	5984.00	5842.00	5411.00	5439.00	4235.00	3360.00
SECVA :	13073.00	13142.00	10400.00	9600.00	10100.00	9100.00	3400.00
COST :	1247.00	2679.00	1801.00	1133.00	1224.00	1344.00	836.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	16.89	24.14	20.28	18.04	18.07	16.75	7.78
PRGAS :	9.18	11.52	14.28	15.60	14.28	13.08	8.94
COSTB :	4.68	10.04	6.95	4.94	5.17	4.99	3.04
COOIL :	6.19	13.39	8.35	5.50	5.91	6.07	4.03
COGAS :	2.58	5.16	5.03	4.04	4.03	3.41	1.63

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	5.78	5.81	6.44	6.77	6.56	5.77	2.02
HOGAS :	3.57	3.44	5.00	6.24	5.53	5.22	3.95

SELSKAP: SUN
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	85.00	89.00	88.00	85.00	82.00	82.00	74.00
REFIN :	187.61	167.17	159.87	163.52	168.63	171.18	174.11
GAS :	70.38	69.90	58.64	50.37	53.17	44.96	42.04

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	854.00	812.00	783.00	780.00	896.00	848.00	796.00
DROIL :	743.00	703.00	663.00	621.00	654.00	628.00	619.00
RSGAS :	655.17	630.33	605.67	568.33	535.17	529.00	486.17
DRGAS :	546.83	494.33	492.00	456.83	408.17	386.50	366.00

Andre data:

NUMSH :	126.62	125.26	122.05	117.97	115.20	111.65	108.76
SHVAL :	45.19	39.19	36.25	39.25	49.88	48.25	50.86
TOTAS :	10877.00	11675.00	11850.00	12466.00	12789.00	12923.00	11683.00
EQUIT :	4311.00	5006.00	5192.00	5236.00	5272.00	5289.00	5287.00
EXPLO :	214.00	263.00	349.00	297.00	348.00	357.00	246.00
OASST :	1697.00	1906.00	2262.00	2295.00	2366.00	2247.00	1628.00
SECVA :	5986.00	6002.00	5362.00	5090.00	5686.00	5041.00	3142.00
COST :	848.00	1468.00	1317.00	1190.00	939.00	852.00	455.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	20.54	31.55	29.58	27.75	27.16	25.59	14.45
PRGAS :	9.48	11.28	13.62	14.28	14.52	14.22	10.74
COSTB :	5.46	9.24	8.98	8.79	6.95	6.71	3.92
COOIL :	7.21	12.32	10.79	9.78	7.95	8.16	5.19
COGAS :	3.00	4.74	6.50	7.19	5.42	4.59	2.10

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	7.20	10.39	10.15	9.71	10.37	9.41	5.00
HOGAS :	3.50	3.53	3.85	3.83	4.92	5.20	4.66

SELSKAP: UNICAL
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	91.62	90.89	91.98	91.98	95.00	100.74	97.82
REFIN :	158.78	152.57	145.64	138.70	127.75	136.51	151.84
GAS :	77.32	76.47	75.86	60.16	68.19	67.53	60.35
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :	882.00	883.00	872.00	856.00	853.00	887.00	882.00
DROIL :	631.00	647.00	666.00	671.00	666.00	701.00	688.00
RSGAS :	1201.67	1186.83	1065.50	1060.83	1032.33	1031.50	1032.33
DRGAS :	696.50	752.83	688.33	681.33	688.00	684.67	682.33
Andre data:							
NUMSH :	173.46	173.46	173.65	173.89	173.70	137.71	116.56
SHVAL :	38.75	37.13	29.56	32.81	36.63	39.56	21.69
TOTAS :	6772.00	7593.00	8511.00	9228.00	10203.00	10541.00	10133.00
EQUIT :	3477.00	4114.00	4745.00	5180.00	5694.00	1624.00	1681.00
EXPLO :	457.00	386.00	400.00	375.00	323.00	354.00	247.00
OASST :	1422.00	1700.00	2193.00	2474.00	2966.00	2771.00	2765.00
SECVA :	5274.00	7423.00	6897.00	5889.00	5867.00	6464.00	4309.00
COST :	661.00	1094.00	1010.00	884.00	875.00	809.00	539.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	26.56	30.37	27.84	25.91	25.41	23.81	12.67
PRGAS :	9.12	12.00	13.80	13.02	14.28	13.44	12.36
COSTB :	3.91	6.54	6.02	5.81	5.36	4.81	3.41
COOIL :	5.17	8.72	7.23	6.46	6.13	5.85	4.51
COGAS :	2.15	3.36	4.35	4.75	4.18	3.28	1.83

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	11.55	11.69	11.13	10.50	10.41	9.70	4.40
HOGAS :	3.76	4.67	5.10	4.46	5.45	5.48	5.69

SELSKAP: ASHLAND
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 30/9

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	3.60	3.70	5.40	6.10	7.85	8.59	12.20
REFIN :	132.50	117.17	113.88	104.03	110.23	108.41	117.53
GAS :	1.58	1.70	1.64	1.64	1.80	1.95	2.31
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :	18.90	17.10	17.70	25.40	54.70	53.70	58.20
DROIL :	18.60	16.80	17.30	24.90	39.70	30.40	49.40
RSGAS :	35.50	36.17	34.67	34.33	35.67	36.00	34.50
DRGAS :	35.50	36.17	34.67	25.83	27.00	27.83	26.33
Andre data:							
NUMSH :	27.43	26.50	30.06	27.01	27.78	28.23	32.64
SHVAL :	38.12	29.50	31.25	30.25	26.25	30.37	48.12
TOTAS :	3358.00	4122.00	4210.00	4133.00	4037.00	3928.00	3805.00
EQUIT :	907.00	972.00	1047.00	1085.00	846.00	929.00	971.00
EXPLO :	22.00	15.00	6.00	27.00	24.00	33.00	33.00
OASST :	975.00	1816.00	1601.00	1453.00	1431.00	1326.00	1387.00
SECVA :	129.00	200.00	256.00	277.00	294.00	271.00	235.00
COST :	73.00	86.00	113.00	122.00	148.00	154.00	134.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	33.50	37.02	34.98	31.41	29.82	28.19	18.39
PRGAS :	10.92	13.56	16.44	19.56	21.54	22.50	20.16
COSTB :	14.09	15.91	16.05	15.77	15.34	14.62	9.24
COOIL :	18.61	21.22	19.28	17.54	17.55	17.77	12.23
COGAS :	7.76	8.17	11.61	12.90	11.96	9.99	4.95

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	8.04	8.53	8.48	7.49	6.63	5.63	3.33
HOGAS :	1.71	2.91	2.61	3.60	5.17	6.76	8.21

SELSKAP: MURPHY
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	22.27	22.63	23.36	23.36	20.81	20.11	19.42
REFIN :	35.41	38.33	43.44	42.71	39.42	41.25	41.25
GAS :	10.95	9.37	8.70	7.48	10.10	10.22	11.56
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	184.90	177.00	165.10	150.40	136.50	127.30	108.80
DROIL :	101.00	132.00	147.00	134.00	121.00	113.00	96.00
RSGAS :	92.17	90.00	101.00	111.83	116.00	113.00	104.17
DRGAS :	54.17	50.50	50.17	49.00	60.67	56.67	55.00
Andre data:							
NUMSH :	37.47	37.13	36.92	36.67	36.58	35.42	33.80
SHVAL :	44.25	38.75	23.38	29.58	31.50	28.37	26.12
TOTAS :	2308.00	2776.00	2989.00	2792.00	2685.00	2661.00	1980.00
EQUIT :	679.00	795.00	896.00	976.00	1006.00	1014.00	777.00
EXPLO :	111.00	155.00	183.00	152.00	113.00	85.00	32.00
OASST :	435.00	680.00	730.00	752.00	809.00	868.00	572.00
SECVA :	1299.00	1043.00	1103.00	1044.00	1138.00	1061.00	640.00
COST :	102.00	248.00	245.00	133.00	144.00	128.00	105.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	27.98	33.93	30.41	28.42	27.81	26.18	13.75
PRGAS :	11.94	13.26	15.72	16.26	17.70	16.98	13.02
COSTB :	3.07	7.75	7.64	4.31	4.66	4.22	3.39
COOIL :	4.06	10.33	9.18	4.80	5.33	5.13	4.49
COGAS :	1.69	3.98	5.53	3.53	3.63	2.88	1.82
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	12.92	12.74	11.46	12.76	12.14	11.37	5.00
HOGAS :	5.53	5.01	5.50	6.88	7.60	7.61	6.05

SELSKAP: SOUTHLAND
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	6.94	7.04	6.53	6.55	6.16		
REFIN :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
GAS :	10.04	11.19	9.49	7.67	8.09		
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	94.80	88.50	81.80	69.30	69.70		
DROIL :	71.80	66.40	59.70	52.50	53.30		
RSGAS :	104.83	100.83	102.17	95.17	97.50		
DRGAS :	86.67	84.67	84.83	77.33	79.83		
Andre data:							
NUMSH :	46.58	45.71	44.84	43.51	43.08		
SHVAL :	35.87	29.69	20.00	17.75	15.44		
TOTAS :	613.00	688.00	683.00	676.00	643.00		
EQUIT :	107.00	106.00	107.00	145.00	168.00		
EXPLO :	37.50	51.10	72.00	48.00	72.00		
OASST :	15.10	17.70	20.00	25.00	40.40		
SECVA :	743.00	813.00	752.00	692.00	717.00		
COST :	77.00	125.50	117.20	103.90	95.10		
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	23.27	34.36	31.41	29.14	28.59		
PRGAS :	11.64	13.92	15.84	16.56	17.64		
COSTB :	4.54	6.88	7.31	7.31	6.67		
COOIL :	5.99	9.18	8.79	8.13	7.63		
COGAS :	2.50	3.53	5.29	5.98	5.20		
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	9.33	13.60	12.22	11.34	11.32		
HOGAS :	4.94	5.61	5.70	5.71	6.72		

SELSKAP: KERR MCGEE
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	21.27	18.69	15.65	15.30	17.09	17.34	16.55
REFIN :	41.41	41.47	43.19	43.51	42.46	44.46	50.37
GAS :	13.93	13.72	12.67	11.35	11.35	10.85	11.28
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	146.40	146.80	137.20	146.00	131.90	120.50	97.50
DROIL :	78.70	96.50	91.80	86.40	85.10	77.90	66.70
RSGAS :	160.00	145.83	143.00	136.67	125.83	137.67	127.67
DRGAS :	115.00	108.83	104.00	96.83	86.67	91.83	96.33
Andre data:							
NUMSH :	51.85	51.84	52.76	52.68	53.28	52.29	48.59
SHVAL :	26.25	37.27	30.05	32.69	31.42	31.12	28.69
TOTAS :	2807.00	3415.00	3763.00	3807.00	3771.00	3702.00	3090.00
EQUIT :	1342.00	1501.00	1672.00	1733.00	1740.00	1722.00	1338.00
EXPLO :	43.00	52.00	141.00	88.00	73.00	103.00	63.00
OASST :	849.00	1196.00	1506.00	1670.00	1886.00	2221.00	2228.00
SECVA :	1306.00	1453.00	1664.00	1560.00	1376.00	1238.00	768.00
COST :	94.00	176.00	169.00	177.00	160.00	217.00	172.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat :							
PROIL :	21.12	33.89	31.98	29.26	28.63	26.86	14.74
PRGAS :	6.00	13.92	17.58	18.48	18.24	15.96	12.12
COSTB :	2.67	5.43	5.97	6.64	5.62	7.70	6.18
COOIL :	3.53	7.24	7.17	7.39	6.44	9.36	8.18
COGAS :	1.47	2.79	4.32	5.43	4.39	5.26	3.31
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	9.50	14.39	13.40	11.81	11.99	9.45	3.54
HOGAS :	2.45	6.01	7.16	7.05	7.48	5.78	4.75

SELSKAP: LOUISIANA LA.
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	18.14	15.77	13.47	13.80	15.70	15.88	15.40
REFIN :	13.83	15.11	16.57	18.54	18.40	18.21	17.81
GAS :	19.41	17.03	13.02	11.62	13.14	12.84	15.33
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	95.40	91.90	95.50	96.00	99.10	90.70	92.60
DROIL :	74.60	71.50	70.40	70.30	67.30	70.10	75.30
RSGAS :	73.83	73.83	72.50	80.67	82.67	92.00	152.17
DRGAS :	67.50	67.83	66.67	75.00	69.33	79.67	114.50
Andre data:							
NUMSH :	37.97	37.96	37.81	35.47	30.16	27.37	29.01
SHVAL :	46.75	38.31	26.19	24.98	28.56	33.37	28.00
TOTAS :	1143.00	1549.00	1682.00	1682.00	1545.00	1405.00	1680.00
EQUIT :	745.00	823.00	838.00	635.00	590.00	566.00	604.00
EXPLO :	169.00	226.00	156.00	112.00	93.00	116.00	51.00
OASST :	155.00	70.00	87.00	90.00	89.00	95.00	115.00
SECVA :	937.00	1103.00	1098.00	1119.00	1001.00	1026.00	1013.00
COST :	166.00	298.00	234.00	184.00	185.00	162.00	97.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat :							
PROIL :	19.97	34.81	31.87	29.92	29.36	27.07	15.04
PRGAS :	10.86	12.60	16.14	16.80	17.64	17.10	15.66
COSTB :	4.42	9.08	8.83	7.24	6.42	5.64	3.16
COOIL :	5.84	12.11	10.61	8.05	7.34	6.86	4.18
COGAS :	2.43	4.67	6.39	5.92	5.00	3.85	1.69
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	7.63	12.26	11.48	11.81	11.89	10.91	5.86
HOGAS :	4.55	4.28	5.26	5.87	6.82	7.15	7.54

SELSKAP: EQUITY OIL
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. år) :

CRUDE :	0.70	0.70	0.75	0.69		
REFIN :	0.00	0.00	0.00	0.00		
GAS :	0.17	0.14	0.15	0.15		

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.)

RSOIL :	8.00	8.60	8.70	8.50		
DROIL :	6.42	8.15	8.40	7.40		
RSGAS :	11.00	13.00	11.50	11.00		
DRGAS :	3.63	4.96	5.04	4.88		

Andre data:

NUMSH :	11.76	11.85	11.89	11.78		
SHVAL :	16.69	15.42	8.12	9.56		
TOTAS :	41.60	47.40	48.00	51.80		
EQUIT :	28.30	31.50	33.40	36.80		
EXPLD :	1.30	3.40	5.10	2.90		
OASST :	0.00	0.00	0.00	0.00		
SECVA :	132.70	142.70	90.90	69.70		
COST :	3.76	9.80	8.36	7.01		

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06		
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86		
COSTB :	4.32	11.64	9.31	8.41		
COOIL :	5.71	15.53	11.18	9.35		
COGAS :	2.38	5.98	6.73	6.88		

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	8.32	7.62	8.09	8.48		
HOGAS :	3.25	2.67	3.56	3.77		

SELSKAP: TESORO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 30/9

År : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. år) :

CRUDE :	2.53	2.40	2.38	1.97	1.83	2.04	1.57
REFIN :	19.97	18.08	18.54	18.71	18.37	19.35	27.89
GAS :	0.57	0.87	1.18	0.30	0.24	0.44	0.41

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :

RSOIL :	10.80	10.10	10.18	7.60	7.20	6.88	2.50
DROIL :	10.44	9.91	9.70	7.58	7.14	6.23	2.24
RSGAS :	14.67	19.67	25.67	6.65	10.28	9.67	9.26
DRGAS :	6.42	13.97	16.75	3.43	5.15	5.00	4.88

Andre data:

NUMSH :	13.30	15.09	15.37	13.71	13.73	13.94	13.73
SHVAL :	23.12	18.25	19.56	15.75	16.75	11.87	11.25
TOTAS :	707.00	760.00	840.00	987.00	1125.00	898.00	567.00
EQUIT :	375.00	449.00	398.00	435.00	438.00	337.00	198.00
EXPLD :	7.95	14.97	28.43	21.31	23.10	35.82	6.33
OASST :	139.00	154.00	168.00	172.00	175.00	177.00	172.00
SECVA :	56.90	72.70	61.30	59.20	93.20	88.80	31.30
COST :	22.08	30.27	35.20	20.21	23.50	22.96	19.73

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	27.40	34.22	34.16	29.89	28.78	27.19	19.59
PRGAS :	15.06	18.42	18.48	20.40	20.94	19.08	13.50
COSTB :	7.13	9.27	9.89	8.91	11.36	9.25	9.95
COOIL :	9.42	12.36	11.88	9.91	13.00	11.25	13.18
COGAS :	3.92	4.76	7.15	7.28	8.86	6.32	5.34

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	9.71	11.80	12.03	10.79	8.52	8.61	3.46
HOGAS :	6.01	7.38	6.12	7.08	6.52	6.89	4.41

SELSKAP: APACHE
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :			0.66	1.46	2.25	3.03	3.46
REFIN :			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS :			2.93	5.52	8.56	10.26	11.95
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :			6.00	11.30	11.10	15.23	16.30
DROIL :			5.94	10.42	10.42	14.77	14.80
RSGAS :			31.67	39.00	43.67	60.33	68.50
DRGAS :			31.17	35.83	39.83	55.67	61.67
Andre data:							
NUMSH :			13.40	29.60	36.50	39.90	47.60
SHVAL :			20.56	20.69	17.69	17.06	12.06
TOTAS :			541.00	713.00	802.00	898.00	686.00
EQUIT :			394.00	571.00	589.00	520.00	320.00
EXPLO :			26.60	26.30	37.90	83.20	51.60
OASST :			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SECVA :			440.00	539.00	565.00	735.00	560.00
COST :			16.15	29.60	50.40	56.30	53.85
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :			33.38	29.86	28.98	25.47	13.43
PRGAS :			19.14	18.18	17.82	17.16	11.70
COSTB :			4.50	4.24	4.66	4.23	3.50
COOIL :			5.40	4.71	5.33	5.15	4.63
COGAS :			3.25	3.47	3.64	2.89	1.88
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :			15.11	13.58	12.77	10.97	4.75
HOGAS :			8.58	7.95	7.66	7.70	5.31

SELSKAP: SABINE
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	3.02	2.81	3.07	1.50	1.90	2.13	2.03
REFIN :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS :	5.36	5.21	5.46	2.81	2.49	2.08	2.13
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :	19.60	21.80	11.60	8.50	12.90	14.20	12.30
DROIL :	18.30	19.90	11.00	7.80	10.20	11.00	9.70
RSGAS :	38.75	40.22	29.50	19.77	20.87	21.53	20.28
DRGAS :	38.17	38.17	29.33	19.67	20.17	20.17	19.50
Andre data:							
NUMSH :	14.45	14.61	14.48	14.72	14.92	15.04	15.02
SHVAL :	48.44	50.00	33.87	21.00	20.50	17.00	13.94
TOTAS :	243.00	347.00	359.00	285.00	323.00	339.00	295.00
EQUIT :	160.00	183.00	176.00	212.00	221.00	227.00	191.00
EXPLO :	10.90	28.30	36.40	13.90	16.80	15.10	8.20
OASST :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SECVA :	280.00	359.00	224.00	180.00	205.00	202.00	143.00
COST :	26.90	45.70	48.70	24.60	29.40	29.20	23.50
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	24.19	33.83	31.71	29.25	28.79	26.57	15.55
PRGAS :	11.34	14.64	19.02	21.48	18.42	17.70	12.78
COSTB :	3.21	5.70	5.71	5.71	6.69	6.94	5.64
COOIL :	4.24	7.60	6.86	6.35	7.65	8.44	7.48
COGAS :	1.77	2.93	4.13	4.67	5.22	4.74	3.03
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	10.77	14.16	13.42	12.37	11.41	9.79	4.36
HOGAS :	5.17	6.32	8.04	9.08	7.13	7.00	5.27

SELSKAP: TOSCO CORP.
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	0.00	0.01	0.05	0.27	0.39	0.32	0.26
REFIN :	56.58	69.35	69.35	59.13	52.56	37.38	36.68
GAS :	0.00	0.01	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :	0.00	0.38	2.52	8.26	12.00	8.00	4.80
DROIL :	0.00	0.38	1.23	1.12	1.55	1.50	1.45
RSGAS :	0.00	0.63	0.73	0.79	0.60	0.55	0.50
DRGAS :	0.00	0.63	0.65	0.66	0.58	0.50	0.47
Andre data:							
NUMSH :	21.54	22.14	22.11	17.71	20.83	23.67	27.41
SHVAL :	29.67	24.00	13.50	5.33	1.00	2.25	2.87
TOTAS :	881.00	1066.00	1298.00	953.00	695.00	629.00	492.00
EQUIT :	236.00	259.00	302.00	-163.00	-64.00	-153.00	150.00
EXPLO :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OASST :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SECVA :	0.00	7.70	19.20	37.60	41.20	37.20	16.40
COST :	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COOIL :	5.64	10.36	8.60	7.33	7.07	7.10	6.00
COGAS :	2.35	3.99	5.18	5.39	4.82	3.99	2.43

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	8.36	10.41	9.48	9.57	9.64	8.70	3.76
HOGAS :	3.27	3.74	4.40	4.57	5.34	5.33	4.52

SELSKAP: QUAKER
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	1.68	1.68	1.68	1.53	1.48	1.27	1.04
REFIN :	7.69	7.35	7.02	7.70	7.01	7.21	7.42
GAS :	0.62	0.58	0.53	0.55	0.61	0.64	0.69
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :	29.20	29.60	27.70	23.70	20.50	17.80	10.60
DROIL :	11.15	10.97	11.09	10.20	10.10	8.93	6.17
RSGAS :	11.71	11.70	12.12	9.54	11.62	14.30	12.83
DRGAS :	5.02	4.76	4.82	5.04	5.42	6.39	6.01
Andre data:							
NUMSH :	21.66	21.72	21.79	24.17	23.33	25.22	25.76
SHVAL :	17.12	16.19	12.94	17.87	17.44	21.19	26.50
TOTAS :	498.00	510.00	512.00	552.00	573.00	649.00	665.00
EQUIT :	230.00	240.00	261.00	290.00	283.00	312.00	391.00
EXPLO :	0.60	1.40	2.60	2.30	1.80	3.40	3.30
OASST :	143.00	143.00	133.00	182.00	166.00	188.00	193.00
SECVA :	143.00	109.00	89.00	94.00	89.00	68.00	37.00
COST :	12.52	12.78	9.97	9.47	9.36	8.94	7.23

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	37.19	36.06	30.55	28.00	27.57	24.95	15.15
PRGAS :	9.60	10.38	11.94	13.74	15.78	17.34	15.06
COSTB :	5.45	5.66	4.50	4.55	4.47	4.69	4.17
COOIL :	7.20	7.55	5.41	5.06	5.11	5.70	5.53
COGAS :	3.00	2.91	3.26	3.72	3.49	3.21	2.24

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	16.20	15.40	13.58	12.39	12.13	10.39	5.20
HOGAS :	3.57	4.04	4.69	5.41	6.64	7.63	6.92

SELSKAP: TRITON
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/5

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	0.37	0.39	0.55	0.74	1.60	3.33	4.37
REFIN :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS :	1.68	1.81	1.06	1.34	1.25	1.70	3.28

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	7.92	8.32	6.09	10.91	19.98	29.40	43.48
DROIL :	2.23	2.38	3.86	7.61	8.99	10.21	16.73
RSGAS :	26.41	23.97	10.37	15.07	15.88	15.24	36.60
DRGAS :	16.83	12.78	6.88	12.84	13.50	14.18	34.08

Andre data:

NUMSH :	5.03	5.79	6.03	6.61	7.12	7.83	10.61
SHVAL :	26.50	20.44	12.25	15.94	18.19	21.31	17.25
TOTAS :	119.90	142.60	160.80	145.90	219.50	264.00	484.00
EQUIT :	47.98	49.70	47.40	87.96	96.87	104.00	177.00
EXPLO :	8.90	5.60	14.70	25.30	8.30	14.30	5.60
OASST :	15.60	16.70	18.40	15.00	20.00	22.00	20.00
SECVA :	66.35	89.20	131.70	207.10	118.80	321.00	402.00
COST :	4.17	5.28	6.11	12.48	14.09	25.90	31.98

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	2.03	2.40	3.78	6.01	4.95	5.16	4.18
COOIL :	2.68	3.19	4.54	6.69	5.66	6.27	5.53
COGAS :	1.11	1.23	2.73	4.92	3.86	3.52	2.24

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	9.96	14.28	11.67	9.92	10.41	9.15	4.01
HOGAS :	3.93	5.23	5.72	4.83	5.85	5.58	4.62

SELSKAP: GULF
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	212.07	201.85	190.90	196.01			
REFIN :	505.63	413.40	374.86	342.37			
GAS :	123.61	114.31	99.52	89.00			

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	1998.00	1912.00	1968.00	2265.00			
DROIL :	1577.00	1530.00	1653.00	1583.00			
RSGAS :	1055.17	987.67	950.83	943.17			
DRGAS :	927.83	857.00	825.83	827.67			

Andre data:

NUMSH :	195.15	193.25	180.72	167.75			
SHVAL :	43.13	38.00	24.06	29.44			
TOTAS :	18638.00	20429.00	20436.00	20964.00			
EQUIT :	9637.00	9984.00	9914.00	10128.00			
EXPLO :	609.00	750.00	752.00	601.00			
OASST :	2580.00	3426.00	3232.00	3002.00			
SECVA :	9124.00	8397.00	8455.00	9222.00			
COST :	1375.00	2295.00	2052.00	1703.00			

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL :	24.42	33.04	30.45	28.40			
PRGAS :	7.62	9.60	10.68	10.90			
COSTB :	4.10	7.26	7.07	5.98			
COOIL :	5.41	9.68	8.49	6.65			
COGAS :	2.25	3.73	5.11	4.89			

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	10.27	12.61	11.86	11.75			
HOGAS :	2.90	3.17	3.01	3.29			

SELSKAP: SUPERIOR
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. år) :

CRUDE :	29.39	28.84	29.57	36.50			
REFIN :	0.00	0.00	0.00	0.00			
GAS :	64.30	61.50	58.22	6.08			

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.)

RSOIL :	266.00	270.00	268.00	100.00			
DROIL :	252.00	249.00	254.00	100.00			
RSGAS :	707.17	729.83	736.17	16.67			
DRGAS :	571.67	559.83	596.67	16.67			

Andre data:

NUMSH :	126.52	127.11	126.70	100.00			
SHVAL :	37.00	38.44	28.94	10.00			
TOTAS :	3461.00	4521.00	4993.00	100.00			
EQUIT :	1805.00	2151.00	2308.00	100.00			
EXPLO :	183.00	244.00	312.00	100.00			
OASST :	469.00	569.00	649.00	100.00			
SECVA :	3179.00	3969.00	4049.00	100.00			
COST :	254.00	447.00	462.00	100.00			

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06			
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86			
COSTB :	2.71	4.95	5.26	0.00			
COOIL :	3.58	6.60	6.32	7.33			
COGAS :	1.49	2.54	3.81	5.39			

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	9.47	12.44	10.71	9.57			
HOGAS :	3.73	4.52	5.14	4.57			

SELSKAP: OCCIDENTAL
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. år) :

CRUDE :	101.83	89.79	94.90	121.18	113.15	105.12	118.99
REFIN :	0.00	0.00	36.50	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS :	6.81	6.45	10.16	43.68	43.01	38.69	44.17

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :

RSOIL :	832.00	758.00	990.00	941.00	1031.00	961.00	748.00
DROIL :	658.00	640.00	912.00	841.00	765.00	718.00	598.00
RSGAS :	81.67	73.67	572.00	481.67	494.67	450.50	588.00
DRGAS :	63.17	67.00	525.67	461.33	412.83	384.50	418.50

Andre data:

NUMSH :	77.08	86.61	96.05	96.57	99.62	103.84	149.73
SHVAL :	29.06	28.25	20.50	22.25	30.06	29.94	26.94
TOTAS :	6630.00	8075.00	15772.00	11775.00	12731.00	11586.00	17467.00
EQUIT :	2054.00	2864.00	2690.00	2641.00	2904.00	3281.00	4308.00
EXPLO :	69.00	168.00	212.00	263.00	256.00	220.00	222.00
OASST :	3385.00	4557.00	4981.00	3576.00	3821.00	4120.00	11285.00
SECVA :	3860.00	3277.00	5649.00	4849.00	5454.00	4801.00	3159.00
COST :	1128.00	861.00	100.00	1292.00	1109.00	990.00	538.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	10.38	8.95	0.00	7.84	7.10	6.88	3.30
COOIL :	13.71	11.93	8.60	8.72	8.12	8.37	4.37
COGAS :	5.71	4.59	5.18	6.41	5.54	4.70	1.77

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL :	4.00	9.56	9.48	8.83	9.07	8.02	4.64
HOGAS :	1.45	3.42	4.40	4.02	4.95	4.94	4.88

SELSKAP: GETTY
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 149.00 150.00
REFIN : 98.19 97.09
GAS : 53.47 54.51

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.)

RSOIL : 1914.00 2066.00
DROIL : 1721.00 1743.00
RSGAS : 470.67 463.67
DRGAS : 441.33 428.67

Andre data:

NUMSH : 82.25 82.24
SHVAL : 14.50 14.25
TOTAS : 8267.00 9536.00
EQUIT : 4140.00 4774.00
EXPLO : 857.00 872.00
OASST : 677.00 826.00
SECVA : 100.00 100.00
COST : 100.00 100.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL : 21.37 29.35
PRGAS : 8.46 11.16
COSTB : 0.00 0.00
COOIL : 5.64 10.36
COGAS : 2.35 3.99

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 8.49 10.25
HOGAS : 3.30 3.87

SELSKAP: CITIES
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 38.02 36.00
REFIN : 86.87 76.29
GAS : 52.50 53.35

P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :

RSOIL : 318.00 307.00
DROIL : 311.00 298.00
RSGAS : 535.00 512.50
DRGAS : 506.83 493.50

Andre data:

NUMSH : 83.24 81.83
SHVAL : 44.12 51.86
TOTAS : 5358.00 6048.00
EQUIT : 2579.00 2107.00
EXPLO : 294.00 375.00
OASST : 1131.00 1260.00
SECVA : 100.00 100.00
COST : 329.00 635.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL : 20.11 30.36
PRGAS : 7.56 9.84
COSTB : 3.63 7.11
COOIL : 4.80 9.48
COGAS : 2.00 3.65

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 8.27 11.28
HOGAS : 3.00 3.34

SELSKAP: CONOCO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År : 1980 1981 1982 1983 1

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r)

CRUDE : 144.18
REFIN : 163.52
GAS : 73.30

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.)

RSOIL : 1683.00
DROIL : 1288.00
RSGAS : 950.00
DRGAS : 797.33

Andre data:

NUMSH : 107.77
SHVAL : 57.00
TOTAS : 11036.00
EQUIT : 4584.00
EXPLO : 347.00
OASST : 2495.00
SECVA : 100.00
COST : 1392.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL : 31.56
PRGAS : 6.84
COSTB : 6.40
COOIL : 8.45
COGAS : 3.52

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 12.48
HOGAS : 1.79

SELSKAP: GAO
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 30/6

År : 1980 1981 1982 1983

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r)

CRUDE : 9.10 8.50 8.10 36.50
REFIN : 0.00 0.00 0.00 36.50
GAS : 9.80 8.70 8.68 6.08

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.)

RSOIL : 78.60 77.60 80.40
DROIL : 77.10 76.50 71.60
RSGAS : 99.83 93.50 86.50
DRGAS : 90.67 86.17 79.67

Andre data:

NUMSH : 25.53 25.54 25.41
SHVAL : 42.12 38.00 31.06
TOTAS : 462.00 524.00 576.00
EQUIT : 378.00 420.00 465.00
EXPLO : 28.60 48.90 44.30
OASST : 43.00 47.00 48.00
SECVA : 100.00 100.00 100.00
COST : 42.00 107.00 118.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL : 17.98 29.19 32.54
PRGAS : 9.24 11.10 13.44
COSTB : 2.22 6.22 7.03
COOIL : 2.94 8.29 8.44
COGAS : 1.22 3.19 5.09

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 8.12 11.28 13.01
HOGAS : 4.33 4.27 4.51

SELSKAP: UXP
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 19.09 19.00
REFIN : 0.00 0.00
GAS : 17.87 20.53

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :

RSOIL : 243.00 234.00
DROIL : 161.00 165.00
RSGAS : 433.17 422.17
DRGAS : 26.67 25.17

Andre data:

NUMSH : 220.71 229.09
SHVAL : 20.56 16.37
TOTAS : 744.00 1633.00
EQUIT : 311.00 1277.00
EXPLO : 63.50 56.20
OASST : 0.00 0.00
SECVA : 4612.00 2783.00
COST : 179.00 90.90

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat :

PROIL : 26.74 14.62
PRGAS : 17.22 14.04
COSTB : 4.84 2.30
COOIL : 5.89 3.05
COGAS : 3.31 1.23

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 11.26 6.25
HOGAS : 7.51 6.92

SELSKAP: MARATHON
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 98.92 82.13
REFIN : 171.92 154.03
GAS : 33.34 34.98

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :

RSOIL : 1178.00 1191.00
DROIL : 1021.00 985.00
RSGAS : 600.17 576.33
DRGAS : 501.50 479.33

Andre data:

NUMSH : 60.45 58.93
SHVAL : 64.25 76.44
TOTAS : 5043.00 5994.00
EQUIT : 1923.00 2063.00
EXPLO : 217.00 315.00
OASST : 525.00 582.00
SECVA : 7615.00 7702.00
COST : 100.00 100.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL : 21.12 29.64
PRGAS : 8.40 10.92
COSTB : 0.00 0.00
COOIL : 5.64 10.36
COGAS : 2.35 3.99

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 8.36 10.41
HOGAS : 3.27 3.74

SELSKAP: NOBLE
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 3.16 3.19 3.23 2.92
REFIN : 0.00 0.00 0.00 0.00
GAS : 4.66 4.73 4.42 5.92

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :

RSOIL : 26.60 29.60 27.19 30.19
DROIL : 20.55 22.74 20.79 25.49
RSGAS : 34.17 44.33 50.50 62.33
DRGAS : 33.67 44.00 49.83 61.83

Andre data:

NUMSH : 44.65 44.90 45.04 44.32
SHVAL : 15.75 15.69 15.04 10.69
TOTAS : 720.00 768.00 565.00 590.00
EQUIT : 408.00 424.00 300.00 216.00
EXPLO : 32.00 30.00 26.30 39.20
OASST : 247.00 211.00 0.00 0.00
SECVA : 520.00 498.00 476.00 440.00
COST : 45.00 41.00 37.50 28.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL : 28.85 28.58 25.68 14.44
PRGAS : 20.22 20.52 18.90 13.32
COSTB : 5.75 5.17 4.90 3.17
COOIL : 6.40 5.92 5.96 4.20
COGAS : 4.71 4.03 3.35 1.70

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 12.12 12.24 10.65 5.53
HOGAS : 8.38 8.90 8.40 6.28

SELSKAP: COASTEL
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r : 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986

Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :

CRUDE : 3.43 3.25 2.88 2.85 2.74 4.49 4.05
REFIN : 71.90 57.67 60.96 64.97 55.85 71.18 89.79
GAS : 7.43 6.81 6.56 5.02 5.18 8.70 7.27

P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :

RSOIL : 20.76 20.02 17.99 20.62 18.53 33.43 28.56
DROIL : 18.74 18.49 17.09 18.34 16.79 26.69 21.98
RSGAS : 85.67 80.83 71.67 73.50 68.83 113.50 108.83
DRGAS : 61.17 60.17 58.00 57.17 53.17 88.33 85.83

Andre data:

NUMSH : 21.66 21.57 53.99 53.26 48.83 45.67 45.94
SHVAL : 34.31 36.56 10.38 11.03 13.15 19.22 21.17
TOTAS : 4113.00 3182.00 3166.00 3317.00 3259.00 8258.00 7777.00
EQUIT : 590.00 477.00 524.00 572.00 578.00 772.00 789.00
EXPLO : 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
OASST : 889.00 960.00 1256.00 1202.00 1056.00 5267.00 5031.00
SECVA : 375.00 539.00 459.00 512.00 439.00 674.00 531.00
COST : 46.00 63.00 62.00 47.00 48.00 68.00 55.00

Priser og produksjonskostnader for olje og gass,
pr. fat OEB (dollar pr. fat) :

PROIL : 22.62 29.13 25.94 24.74 24.80 23.29 14.25
PRGAS : 12.06 13.80 15.96 15.84 17.58 15.36 13.02
COSTB : 4.24 6.27 6.57 5.98 6.06 5.16 4.86
COOIL : 5.60 8.35 7.89 6.65 6.93 6.27 6.43
COGAS : 2.33 3.22 4.75 4.89 4.73 3.52 2.61

Estimerte Hotellingsverdier:

HOOIL : 9.19 11.22 9.75 9.77 9.65 9.19 4.22
HOGAS : 5.25 5.71 6.05 5.91 6.94 6.39 5.62

SELSKAP: ENSERCH P
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :						2.67	2.38
REFIN :						0.00	0.00
GAS :						12.90	13.51
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :						20.20	20.10
DROIL :						17.30	17.10
RSGAS :						168.67	192.00
DRGAS :						131.33	150.33
Andre data:							
NUMSH :						78.06	88.84
SHVAL :						18.63	14.50
TOTAS :						959.00	965.00
EQUIT :						783.00	797.00
EXPLO :						13.20	11.70
OASST :						0.00	0.00
SECVA :						1436.00	948.00
COST :						57.00	48.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	25.90	14.89
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	17.64	11.64
COSTB :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.66	3.02
COOIL :	5.64	10.36	8.60	7.33	7.07	4.45	4.00
COGAS :	2.35	3.99	5.18	5.39	4.82	2.50	1.62
Estimerede Hotellingsverdier:							
HOOIL :	8.36	10.41	9.48	9.57	9.64	11.58	5.88
HOGAS :	3.27	3.74	4.40	4.57	5.34	8.17	5.41

SELSKAP: SANTA FE P
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

r :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :							4.05
REFIN :							0.00
GAS :							4.06
P viste reserver (mill. fat r oljeekviv.) :							
RSOIL :							24.40
DROIL :							23.80
RSGAS :							33.83
DRGAS :							32.17
Andre data:							
NUMSH :							27.20
SHVAL :							21.31
TOTAS :							399.00
EQUIT :							296.00
EXPLO :							15.70
OASST :							0.00
SECVA :							272.00
COST :							34.70
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :							13.15
PRGAS :							13.86
COSTB :							4.28
COOIL :							5.66
COGAS :							2.29
Estimerede Hotellingsverdier:							
HOOIL :							4.04
HOGAS :							6.25

SELSKAP: SAB. RTC
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :				0.96	0.96	0.87	0.81
REFIN :				0.00	0.00	0.00	0.00
GAS :				1.03	1.17	1.00	0.90
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :				8.42	7.51	7.03	6.47
DROIL :				7.34	7.28	6.84	6.32
RSGAS :				9.37	8.43	7.83	7.07
DRGAS :				9.00	8.27	7.75	6.97
Andre data:							
NUMSH :				14.58	14.58	14.58	14.58
SHVAL :				23.25	19.50	16.13	13.19
TOTAS :				53.95	49.62	46.47	41.83
EQUIT :				23.45	20.49	17.79	15.12
EXPLO :				0.00	0.00	0.00	0.00
OASST :				0.00	0.00	0.00	0.00
SECVA :				198.00	181.00	150.00	84.00
COST :				100.00	100.00	100.00	100.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :				29.31	29.15	26.69	14.85
PRGAS :				16.50	15.78	14.46	9.84
COSTB :				0.00	0.00	0.00	0.00
COOIL :				7.33	7.07	7.10	6.00
COGAS :				5.39	4.82	3.99	2.43
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :				11.87	11.92	10.58	4.78
HOGAS :				6.00	5.92	5.65	4.00

SELSKAP: PACIFIC R.C.
AVSLUTNING AV REGNSKAP: 31/12

År :	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Produksjonsdata (mill. fat r oljeekv. pr. r) :							
CRUDE :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
REFIN :	22.63	22.63	22.63	22.63	22.63	22.63	22.63
GAS :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
P viste reserver (mill. fat r oljeekv.) :							
RSOIL :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DROIL :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RSGAS :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DRGAS :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Andre data:							
NUMSH :	12.70	12.50	12.10	13.10	14.20	14.30	16.10
SHVAL :	11.62	11.87	10.31	10.00	7.87	8.94	13.87
TOTAS :	211.00	225.00	241.00	291.00	276.00	277.00	298.00
EQUIT :	93.00	82.00	86.00	144.00	140.00	155.00	199.00
EXPLO :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OASST :	36.00	38.00	41.00	49.00	47.00	47.00	51.00
SECVA :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COST :	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Priser og produksjonskostnader for olje og gass, pr. fat OEB (dollar pr. fat) :							
PROIL :	21.12	29.64	26.16	25.06	24.93	23.22	12.96
PRGAS :	8.40	10.92	13.32	13.86	14.70	13.86	10.80
COSTB :	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COOIL :	5.64	10.36	8.60	7.33	7.07	7.10	6.00
COGAS :	2.35	3.99	5.18	5.39	4.82	3.99	2.43
Estimerte Hotellingsverdier:							
HOOIL :	8.36	10.41	9.48	9.57	9.64	8.70	3.76
HOGAS :	3.27	3.74	4.40	4.57	5.34	5.33	4.52

REFERANSER

REFERANSER

Litteratur

Adelman, M.A. (1955): "Concept and statistical measurement of vertical integration", i National Bureau of Economic Research: "Business concentration and price policy" (Princeton University Press, Princeton, NJ).

Adelman, M.A. (1986): "Finding and Developing Costs in the USA 1945-85." MIT Energy Lab Working Paper, No. MITEL-86-008WP.

Adelman, M.A. (1988): " Finding and Developing Costs in the USA 1945-1985. MIT Energy Lab Working Paper, No. MITEL-88-003WP, januar 1988 (revidert versjon av 86-008WP).

Adelman, M.A., DeSilva, H. and Koehn, M.F. (1988) "The Valuation of Oil Reserves 1946-1986." MIT Energy Lab Working Paper, No. MITEL-87-014WP, (revidert versjon datert mars 1988).

Alwattari, A. (1987): "Outlook for the refining industries and trade in oil products in OAPEC member countries". Presentert på Bergenskonferansen for olje og økonomi, mai 1987.

Amundsen, E. og Rådal, T. (1987): "En integrert likevektsmodell for verdens råolje- og oljeproduktmarkeder." Arbeidsnotat nr. 34/1987. Senter for anvendt forskning. Norges Handelshøyskole.

Arrow, K.J. (1953): " Le rôle des valeurs boursières pour la repartition la meilleure des risques", Econométrie, CNRS, Paris, 41-47. Engelsk oversettelse som "The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk Bearing", Review of Economic Studies 31, 1964, pp. 91-96.

Arrow, K. (1975): "Vertical Integration and Communication", Bell Journal of Economics", Vol. 6, pp. 173-83.

Auerbach, A.J. and Feldstein, M. (ed) (1985): "Handbook of Public Economics", Vol. 1, North-Holland 76 (1985).

Balakrishnan, S. (1983): "A dynamic analysis of the vertical integration strategy". Ph.D. avhandling, The University of Michigan, 1983.

Baumol, W.J. (1977): "On the Proper Cost Tests for Naturally Monopoly in a Multiproduct Industry", *American Economic Review*, Des. 1977, pp. 809-822.

Belsley, D., Kuh, E. and Welsh, R.E. (1980): "Regressions Diagnosing Collinearity", Wiley, New York.

Bernhart, I. (1977): "Vertical Integration and Demand Variability", *Journal of Industrial Economics*, Vol. 25, pp. 213-29.

Bewley, T. (ed) (1986): "Advances in Economic Theory". Cambridge University Press.

Blair, John M. (1976): "The Control of Oil" Random House, Inc., New York.

Bohi, D.R. and Toman, M.A. (1984): "Analyzing nonrenewable resource supply", *Resources for the Future/Washington D.C.* 1984.

Brealey, R. and Myers, S. (1984): "Principles of corporate finance". McGraw-Hill series in finance. Second edition. 1984.

Brennan, M.J. and Swartz, E. (1985): "Evaluating Natural Resource Investments", *Journal of Business*, 1985, Vol. 58, no. 2.

Bøhren, Ø., Ekern, S., Johnsen T. og Korsvold P. (1984): "Lønnsomhet av oljeprosjekter. En systematisk gjennomgang av alternative modeller for prosjektvurderinger under usikkerhet." Senter for anvendt forskning. Rapport nr. 5, 1984. Norges Handelshøyskole.

Carlton, D.W. (1979): "Vertical Integration in Competitive Markets under Uncertainty", *Journal of Industrial Economics*, Vol. 27, pp. 189-209.

Casson, Mark (1984): "The Theory of Vertical Integration: A Survey and Synthesis", *Journal of Economic Studies* 2, 1984.

Casson, Mark (1986): "Vertical Integration in the Shipping Industry", *Journal of Transport Economics and Policy*, Vol. XX, no. 1, jan. 1986.

Coase, R.H. (1937): "The Nature of the Firm", *Economica* 4, pp. 386-405, 1937.

Cohen, W.M. (1983): "Investment and Industrial Expansion - A Corporate Variables Framework", *Journal of Economic Behavior & Organization*, 1983, Vol. 4, pp. 91-111.

Copeland, T.E. and Weston, J.F. (1983): "Financial Theory and Corporate Policy." (Second Edition) Addison-Wesley Publishing Company, USA.

Crocker, K.J. (1983): "Vertical Integration and the Strategy Use of Private Information", Bell Journal of Economics, 14, pp. 236-248.

Dahlquist, G. and Björk, Å. (Translated by Anderson, N.) (1974): "Numerical Methods", Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J. (USA). Boka er en utvidelse og oppdatert oversetning av "Numeriska metoder" av Björk og Dahlquist (1969) Lund, Sverige.

Dasgupta, P. and Heal, G. (1979): "Economic Theory and Exhaustible Resources". Cambridge Economic Handbooks, Oxford.

Debreu, G. (1959): "The Theory of Value. An Axiomatic Analysis of Economic Equilibrium", Cowles Foundation for Research In Economic at Yale University.

Danielsen, A.L. (1982): "The evolution of OPEC", University of Georgia, Harcourt Brace Jovanovich Publishers, New York.

Dixit, A. (1983): "Vertical Integration in a Monopolistically Competitive Industry", International Journal of Industrial Organization 1, pp. 63-78, North-Holland, 1983.

Dreze, J.H. (1970): "Market allocation under uncertainty", European Economic Review, 2 (1970), pp. 133-165.

Friedman, J.W. (1986): "Game Theory with Applications to Economics", Oxford University Press.

Geweke, J. (1986): "Exact Inference in the Inequality Constrained Normal Linear Regression Model", Journal of Applied Econometrics 1986, Vol. I, pp. 127-141.

Gjølberg, O. og Johnsen, T. (1985): "Terminmarkeder: Bedre styring og mindre risiko. En innføring og en analyse av futuresmarkeder for gassolje. Fondet for markedsføring og distribusjon, nr. 51, 1985.

Gjølberg, O. og Johnsen, T. (1986): "The performance of NYMEX energy futures trade", presentert på IAAE konferansen mai. 86.

Gort, M. (1962): "Diversification and Integration in American Industry". Princeton University Press.

Green, J.R. (1974): "Vertical Integration and Assurance of Markets, Cambridge, Mass. Harvard, Institute of Economic Research, Discussion Paper no. 383/1974.

Green, J.R. (1986): "Vertical Integration and Assurance of Markets" i Stiglitz og Mathewson (1986).

Greenhut, M.L. and Ohta, H. (1976): "Related Market Conditions and Interindustrial Merger." *American Economic Review*; Vol 66, 1976, pp. 267-77.

Greenhut, M.L. and Ohta, H. (1978): "Related Market Conditions and Interindustrial Merger: Comment." *American Economic Review*; Vol. 68, 1978, pp. 228-30.

Greenhut, M.L. and Ohta, H. (1979): "Vertical Integration of Successive Oligopolists." *American Economic Review*; Vol. 69, 1979, pp. 137-41.

Griffin, J.F. and Teece, D.J. (eds) (1982): "OPEC behavior and world oil prices." Center for Public Policy, University of Houston.

Grossman and Hart (1986): "The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration", *Journal of Political Economy*, 1986, Vol. 94, no. 4, pp. 691-719.

Hagen, K.P. (1979): "On the Additivity of Market Value of Risky Assets" i "Studies in the Theory of Incomplete Markets". The Norwegian School of Economics and Business Administration, Bergen 1979.

Haring, J.R. and Kaserman, D.L. (1978): "Related Market Conditions and Interindustrial Merger: Comment." *American Economic Review*; Vol. 68, 1978, pp. 225-27.

Hart, O. and Holmstrom, B. (1986): "The Theory of Contracts" i Bewley (1986).

Hawden, D. (ed.) (1985): "The Changing Structure of Oil Industry", Croom Helm.

Hay, G.A. (1973): "An Economic Analysis of Vertical Integration", *Industrial Organization Review*. 1, no. 3, pp. 183-98.

Heaps, T. and Helliwell, J.F. (1985): "The Taxation of Natural Resources" in "Handbook of Public Economics", Auerbach, A.J. and Feldstein, M. (ed) Vol. I, North-Holland, 1985.

I.E.A (1984): "Energy policies and programmes of IEA countries, 1983 Review, Paris.

Judge, G., Hill, R., Griffiths, W., Lutkepohl, H. and Lee, T. (1988): "Introduction to the Theory of Econometrics, Wiley, Second Edition", 1988.

Judge, G., Griffiths, W., Hill R., Lutkepohl, H. and Lee, T. (1985): "The Theory and Practice of Econometrics", Second Edition, 1985.

Kall, P. (1976): "Stochastic Linear Programming." Springer Verlag, Berlin, 1976.

Kaserman, D.L. (1978): "Theories of vertical integration: Implication for Antitrust policy", *Antitrust Bulletin*, 23: 483-510.

Katz, M.L. (1987): "The Welfare Effects of Third-Degree Price Discrimination in Intermediate Good Markets". *The American Economic Review*. March 1987, Vol. 77, pp. 154-67.

Klein, B., Crawford R.G. and Alchian, A.A. (1978): "Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process". *Journal of Law and Economic*, Vol. 21, (1978) pp. 297-326.

Krouse, C.G. (1986): "Capital markets and prices", Elsevier Science Publishers, Amsterdam.

Laffer, A.B. (1969): "Vertical Integration by Corporations". *Review of Economics and Statistics*, Feb. 1969, pp. 91-93.

Lensberg, T. (1986): "Strategier for salg av råolje", SAF-rapport 8, Senter for anvendt forskning, Bergen, 1986.

Lerner, A. (1934): "Monopoly and the Measurement of Monopoly Power". *Review of Economic Studies*, Vol. I (1933-34), pp. 157-75.

Levin, R.C. (1981): "Vertical Integration and Profitability in the Oil Industry", *Journal of Economic Behavior and Organization* 2, (1981), pp. 215-235.

MacDonald, J.M. (1985): "Market Exchange or Vertical Integration: An Empirical Analysis", *The Review of Economic and Statistic*, pp. 327-31, 1985.

Machlup, F. and Taber, M. (1960): "Bilateral Monopoly, Successive Monopoly and Vertical Integration" *Economica*, May 1960, 27, pp. 101-19.

Mallela, P. and Nahata, B. (1980): "Theory of Vertical Control with Variable Proportions", *Journal of Political Economy*, 1980, Vol. 88, no. 5, pp. 1009-25.

Mancke, R. B. (1976): "Competition in the Oil Industry" i Mitchell (1976).

Mckenzie, L.W. (1951): "Ideal Output and the Interdependence of Firms." *Economic Journal*, Vol. LXI (1951), pp. 785-803.

Miller, M.H. (1977): "Debt and Taxes", *Journal of Finance*, 32, May 1977, pp. 261-275.

Miller, M.H. and Upton, C.W. (1985): "A Test of the Hotelling Value Principle", *Journal of Political Economy*, 1985, Vol. 93, no. 1, pp. 1-25.

Miller, M.H. and Upton, C.W. (1986): "A Test of the Hotelling Value Principle", *The Journal of Finance*, pp. 1009-1018, 1980.

Mitchell, Edward J. (1976): (Editor) "Vertical integration in the oil industry", American Enterprise Institute for Policy Research, Washington, D.C.

Modigliani, F. og Miller, M. (1958): "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment", *American Economic Review*, 53, June 1958, pp. 261- 297.

Modigliani og Miller (1963): "Taxes and the Cost of Capital: A Correction", *American Economic Review*, 1963, pp. 433-443.

Mossin, J. (1986): "Markedseffisiens. Finansiære for nøkterne investorer." TANO, Oslo, 1986.

Myers, S.C. (1984): "The Capital Structure Puzzle", *The Journal of Finance*, Vol. XXXIX, July 1984, no. 3, pp. 575-592.

Nikaido, H. (1975): "Introduction to Sets and Mappings in Modern Economics", North Holland/American Elsevier.

Oil and Gas International: Financial Times's årlige serie om data for verdens oljeselskaper. Longman, London.

Paddock, J.L., Siegel, D.R., Smith J.L. (1988): "Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases", *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. CIII, August 1988, no. 3, pp. 479-508.

Panzar (1989): "Determination of Firm and Industry Structure", i Schmalensee og Willig (1989).

Perry, M.K. (1975): "The Theory of Vertical Integration by Imperfectly Competitive Firms", Ph.D avhandling Stanford University, Dec. 75.

Perry, M.K. (1978): "Price discrimination and forward integration". *The Bell Journal of Economics*, Vol 9, no. 1, pp. 209-17.

Perry, M.K. (1978): "Vertical Integration of Successive Monopolists: Comment", *American Economic Review*, Vol. 68, 1978, pp. 221-24.

Perry, M. (1989): "Vertical Integration", i Schmalensee og Willig (1989).

Petroleum Analysis (1985): "Oil Company Performance and Strategies 1980-84", Petroleum Analysis, Limited, New York.

Porter, M.E. (1980): "Competitive strategy: techniques for analysing industries and competitors." New York; Free Press, 1980.

Q.E.D. (1985): "Faktahefte 1985:1". Utgitt av Olje- og energidepartementet.

Quirnbach, H.C. (1985): "The Path of Price Changes in Vertical Integration", Working Paper no. M8513. Los Angeles: Univ. Southern California, July 1985.

Quirnbach, H.C. (1986): "The Path of Price Changes in Vertical Integration", Journal of Political Economy, Vol. 94, no. 5, pp. 1110-19.

Rey, R.E. and Tirole, J. (1988): "The Logic of Vertical Restraints", American Economic Review, 76, pp. 921-939.

Robinson, D.G. (1985) "Vertical Disintegration in the International Petroleum Industry, 1950-70". Ph.D. Thesis, Oxford, England, 1985.

Rockafeller, R.T. (1970): "Convex Analysis".

Romano, R.E. (1988): "A Note on Vertical Integration: Price discrimination and Successive Monopoly", *Economica*, 55, pp. 261-8.

Ross, S.A. (1977): "The Determination of Financial Structure: The Incentive Signalling Approach", *Bell Journal of Economics*, Spring 1977, pp. 23-40.

Salop (1979): "Monopolistic Competition with Outside Goods", *The Bell Journal of Economics*, 10, pp. 141-56.

Schmalensee, R. (1973): "A note on the theory of vertical integration." *Journal of Political Economy*, 81, pp. 442-49.

Schmalensee, R. and Willig, R. (ed.) (1989): *Handbook of Industrial Organization*, Vol. I og 2, North-Holland 1989.

Sharkey, W.W. (1982): "The Theory of Natural Monopoly", Cambridge University Press, Cambridge, 1982.

Sinclair, Stuart W. (1984): "The World Petroleum Industry. The Market for Petroleum and Petroleum Products in the 1980's." London.

Spiller, P.T. (1985): "On vertical mergers", *Journal of Law, Economics, and Organizations*, 1, pp. 285-312.

Stevens, P. (1985): "A Survey of Structural Change in the International Oil Industry 1945-85", Hawden (1985).

Stiglitz, J. and Mathewson, G.F. (1986): "New Developments in the Analysis of Markets Structure", Macmillian Press Ltd. (1986).

Suominen, S.I. (1989): "The measurement of vertical integration", framlagt på EARIE konferansen i Budapest, august 1989.

Teece, D.J. (1976): "Vertical Integration in the U.S. Oil Industry", i Mitchell (1976).

Terzian, P. (1989): "Argument for and Against Foreign Downstream Integration of Oil Export Countries", foredrag holdt på Bergenskonferansen om gass og olje i mai 1989.

Thompson, R.S. (1983): "The Spread of an Institutional Innovation - The Multidivisional Corporation in the UK." Journal of Economic Issues, 1983, Vol. 17, no. 2, pp. 529-38.

Tirole, J. (1988): "The Theory of Industrial Organization". MIT Press, 1988.

Tucker, I.B. og Wilder, R.P. (1977): "Trends in vertical integration in the U.S. manufacturing sector", Journal of Industrial Economics 26, Sept, 1977.

Varian, Hal R. (1984): "Microeconomic analysis", Second edition, W.W. Norton & Company, Inc., New York - London.

Vernon, John M. and Graham, Daniel A. (1971): "Profitability of monopolization by vertical integration." Journal of Political Economy, 79, pp. 924-25.

Warren-Boulton, F.R. (1974): "Vertical control with variable proportions". Journal of Political Economy, 82, pp. 783-802.

Warren-Boulton, F.R. (1978): "Vertical Control of Markets: Business and Labor Practices" Cambridge, Massachusetts (USA), Ballinger Publishing Company, 1978.

Waterson, M. (1982): "Vertical Integration, Variable Proportions and Oligopoly", Economic Journal, Vol. 92, 1982, pp. 129-88.

Waterson, M. (1984): "Economic Theory of the Industry", Cambridge University Press, Cambridge.

Westfield, P. (1981): "Vertical Integration: Does Product Prices Rise or Fall?", American Economic Review, Vol. 71, June 1981, pp. 334-46.

Weston, J.F. (1963): "A Test of Capital Propositions", Southern Economic Journal, Oct. 1963, pp. 105-112.

White, K.J. (1987): "SHAZAM - An Econometrics Computer Program, Version 6", University of British Columbia, Vancouver.

Williamson, Oliver E. (1971): "The Vertical Integration of Production: Market Failure Consideration." American Economic Review, Papers and Proceedings. 61 (May): pp. 112-23.

Williamson, Oliver E. (1975): "Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications - A study in the Economics of Internal Organization". New York: Free Press.

Williamson, Oliver E. (1979): "Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations." Journal of Law and Economics, Vol. 22, 1979, pp. 233-61.

Ytreberg, P. (1986): "Teorier om utviklinga av vertikal integrasjon." Fondet for markeds- og distribusjonsforskning, forskningsrapport nr. 60, 1986.

Tidsskrifter

The Economist, London

The Petroleum Economist, London

Oil and Gas Journal, Tulsa Oklahoma USA

Petroleum Intelligence Weekly, (PIW), London

BP Statistical Review of World Energy, The British Petroleum Company, London

