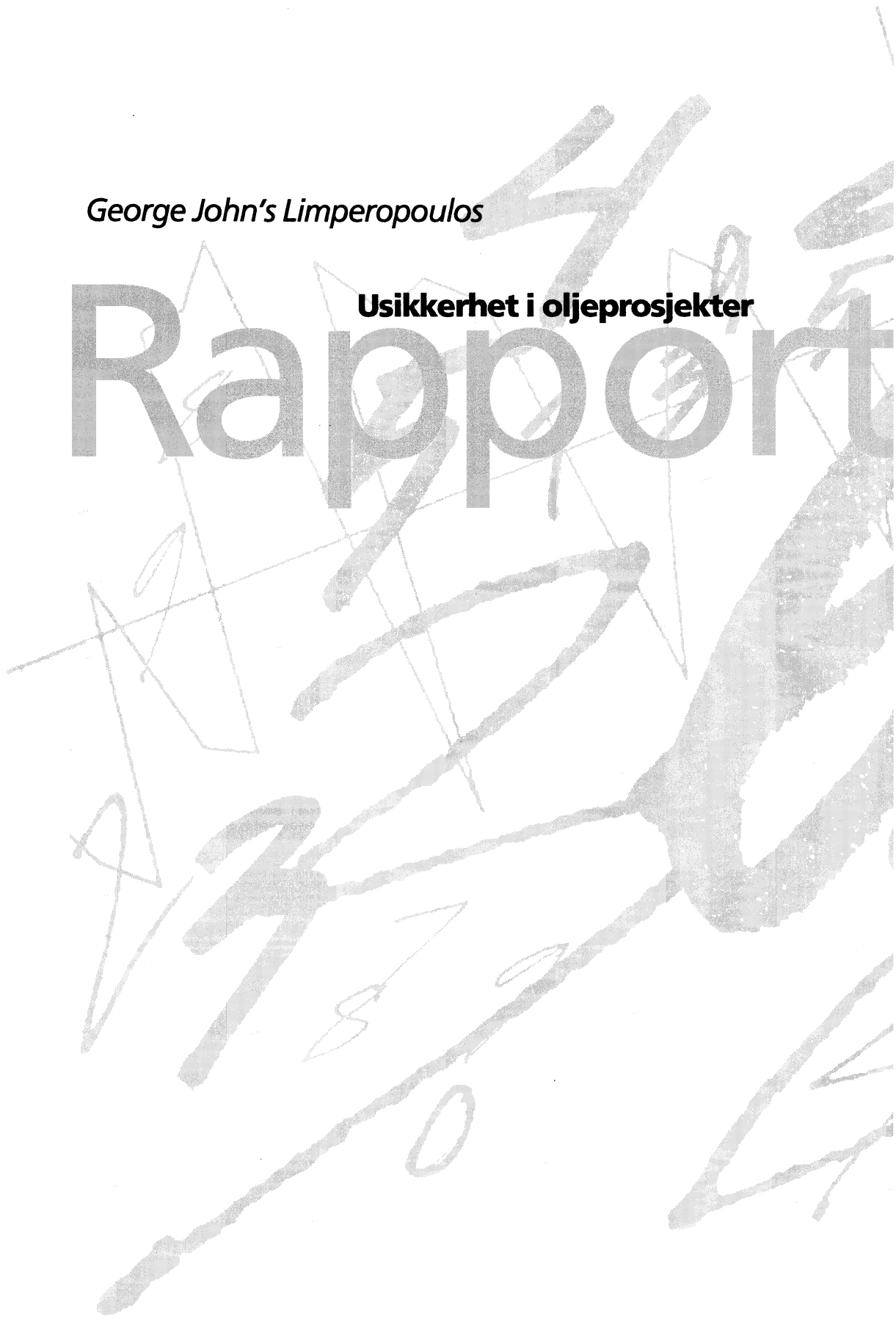
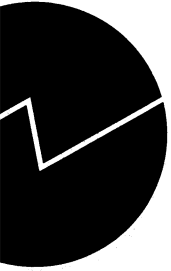


George John's Limperopoulos

Usikkerhet i oljeprosjekter

Rapport



George John's Limperopoulos

Usikkerhet i oljeprosjekter

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpige tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Rettet siden forrige utgave	Revised since the previous issue	r

ISBN 82-537-4222-3
ISSN 0806-2056

Emnegruppe

49 Andre næringsøkonomiske emner
Ny emnegruppe 1995: 10.90 metoder, modeller, dokumentasjon

Emneord

Modeller
Oljepriser
Realopsjoner
Usikkerhet

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå

Sammendrag

George John's Limperopoulos

Usikkerhet i oljeprosjekter

Rapporter 95/38 • Statistisk sentralbyrå 1995

Det sentrale temaet i denne rapporten er vurdering av oljeprosjekter under den usikkerhet som preger oljemarkedet. Svingninger i oljeprisene gjennom tid og deres betydning for den internasjonale økonomien understreker oljepris som den viktigste usikkerhetsfaktor.

Oljeprissjokket i 1973 bidro til lavkonjunktur i de store industrilandene på grunn av at produksjonen i stor grad var avhengig av et høyt oljeforbruk. Samtidig gjorde de høye prisene at oljeprosjekter ble mer lønnsomme, selv i oljefelt med høye produksjonskostnader som feltene i Nordsjøen. Oljeprisnedgangen i 1986 førte til at mange olje-produserende land, også Norge, fikk betydelig svekket i utenriksbalanse på grunn av at forventninger om sterk inntektsvekst hadde ført til en svært ekspansiv økonomisk politikk. De lave oljeprisene gjorde at mange oljeprosjekter ikke lenger var lønnsomme. Oljerenten ble redusert. Forventninger om fremtidige oljeinntekter ble mindre.

Med en slik iøynefallende usikkerhetsdimensjon ved oljevirkosomhet er hovedmålet ved oljeinvesteringer å maksimere forventet avkastning. Rapporten viser hvorledes vi kan kvantifisere risiko ved oljeprosjekter og anvende kapitalverdimodellen til å se en lineær sammenheng mellom forventet avkastning og risikoenheter ved oljeinvesteringer, slik at vi kan beregne den godtgjøring en investor må ha for å påta seg risikoen knyttet til et oljeprosjekt.

Rapporten gir også en innføring av realopsjoner i oljeprosjektsevaluering ut fra anslag for og risikojusterte rentesatser. Flexibiliteten ved å bruke realopsjoner i evaluering av oljeprosjekter, reduserer risiko knyttet til oljeprosjekter og gir dem en tilleggsverdi. Verdien av muligheten til å kunne utsette beslutning til et fremtidig tidspunkt er ikke til stede ved beregning av oljeprosjektsenes verdi ved den tradisjonelle nåverdikalculy.

Black-Scholes-modellen presenteres og tilpasses tilfellet der en investering i et ikke utbygd oljefelt evalueres. Her brukes spotprisutviklingen som den eneste usikkerhetsfaktor. Selv om umiddelbar utbygging skulle være lønnsomt i seg selv, kan det være mer lønnsomt å utsette feltutbyggingsbeslutningen.

Ut fra på R. C. Pindycks hypotese om at aksjekursens varians kan være et godt uttrykk for usikkerheten i markedet, testes sammenhengen mellom oljeinvesteringer og risiko, som i Pindycks undersøkelse for USA ga gode resultater. Det observerte standardavviket i OBX aksjekursindeks er brukt som et mål for usikkerheten i markedet. Grangers kausalitetstest er anvendt på sammenhengen mellom standardavvik i OBX-indeksens kurs og oljeinvesteringer. Rapporten bygger på en hovedoppgave til sosialøkonomisk embetseksamen.

Emneord: Modeller, oljepriser, oljevirkosomhet, realopsjoner, usikkerhet.

Summary

George John's Limperopoulos

Uncertainty in oil projects

Reports 95/38 • Statistics Norway 1995

The purpose of this report is to present an oil project valuation under uncertainty by using two well-known financial techniques The Capital Asset Pricing Model (CAPM) and The Black-Scholes Option Pricing Formula.

CAPM gives us a linear positive relationship between expected rate of return and risk but does not take into consideration the aspect of flexibility which is crucial for an irreversible investment as an oil project is. Introduction of investment decision flexibility by using real options can increase the oil project value substantially.

Some simple tests for the importance of uncertainty in stock market for oil investments are performed. Uncertainty in stock returns is correlated with aggregate product market uncertainty according to Pindyck (1991). The results of the tests are not satisfactory due to the short data series but introducing two other explanatory variables the interest rate and Gross Domestic Product make the situation better.

Keywords: Models, oil prices, Oil management, real options, uncertainty.

Innhold

1. Innledning	7
1.1 Historisk beskrivelse av oljemarkedet.....	7
1.2 Kort oversikt over teorier om oljemarkedet	15
1.2.1 Hotellingsregelen	16
1.2.2 Modeller for oljemarkedet	17
2. Relevant risiko ved oljeprosjekter og kapitalverdimodellen	21
2.1 Relevant risiko ved oljeprosjekter	21
2.2 CAPM.....	26
2.2.1 Forutsetninger for Kapitalverdimodellen.....	26
2.2.2 En beskrivelse av økonomien	27
2.2.3 Kapitalverdimodellen	30
2.3 Et norsk eksempel.....	33
3. Bruk av realopsjoner for evaluering av oljeprosjekter	37
3.1 Innledning	37
3.2 Finansielle opsjoner.....	37
3.3 Black-Scholes modellen.....	42
3.4 Bruk av opsjoner i oljeinvesteringssammenheng.....	43
3.5 Opsjonsbasert analyse ved investering i et ikke utbygd oljefelt	44
3.5.1 Tradisjonell investeringsbeslutning	46
3.5.2 Optimalt tidspunkt for start av investeringen	46
3.5.3 Opsjonsbasert investeringsbeslutning	47
3.5.4 Amerikansk kjøpsopsjons alternativet.....	50
3.6 Konklusjon.....	51
4. Empirisk undersøkelse av sammenhengen mellom oljeinvesteringer og risiko	53
4.1 Bakgrunn.....	53
4.2 Beregning av historisk standardavvik.....	55
4.3 Oljeinvesteringene pr kvartal for perioden 1991-1994	56
4.4 En test på at usikkerheten i aksjemarkedet påvirker oljeinvesteringene	56
4.5 Konklusjon fra empirisk undersøkelse	62
Referanser	64
Vedlegg	65
Tabell A.1 Beregning av historisk tstandardavvik til OBX-indeks 1991-1994	65
Tabell A.2 Oljeinvesteringer 1991-1994	69
Tabell A.3 Beregning av historisk standardavvik til OBX-indeks 1990.....	70
Tabell A.4 Data om oljeinvesteringer, standardavvik til OBX-indeks, rente og BNP i perioden 1990 (3.kvartal)-1994	71
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	72

1. Innledning*

1.1 Historisk beskrivelse av olje markedet

1859-1970

Råolje begynte å spille en stor rolle som energikilde fra slutten av 1800-tallet. I denne perioden fant oljefunn sted i flere deler av verden. Den første oljeutvinning ble realisert i 1859 i Pennsylvania, USA. Oljeforbruket startet å vokse over tid først i USA og senere i Europa.

I denne første fasen av oljevirksomhet hadde mange små produsenter kontroll over utvinning og omsetning av olje. På slutten av 1800-tallet førte overskuddstilbud og fallende oljepriser til en monopolisering i produksjon. Standard Oil hadde en dominerende rolle i det amerikanske markedet fram til 1910. En antitrust lovgivning splittet opp Standard Oil. Samtidig hadde andre amerikanske og europeiske selskaper engasjert seg i lete og produksjonsvirksomhet i andre deler av verden. Den økende betydning av olje gjorde det mer og mer vanskelig å få innpass til nye oljekilder. På grunn av dette fikk oljemarkedet en oligopolkarakter. Etter annen verdenskrig hadde de store multinasjonale selskaper som ble kalt «de syv søstre» (Exxon, BP, Shell, Standard Oil of California, Mobil, Texaco og Gulf), en dominerende rolle i dette oligopolistiske markedet. Fra 1945 til 1950 hadde «de syv søstre» opprettet konsortia som inngikk avtaler med de oljeproduserende landene om betaling av skatter og avgifter basert på produksjonsvolumet. Resultatet av disse avtaler var at de store multinasjonale selskaper kunne bestemme produksjons- og prissetningspolitikken. De enkelte regjeringene i produksjonslandene virket som selgere av konsesjoner. Til 1950 fikk landene «royalties» basert på produksjonsvolumet, slik at de ble mer interessert i produksjonsutfallet enn i prisen.

De store oljeselskapene brukte det «single basing point system» for å bestemme markedsprisen. Dette innebar at markedsprisen ble bygget opp med utgangspunkt i kostnader på olje levert fra Mexicogulfen. Med denne prisen som referanse for alle oljetyper tjente oljeselskapene stor profitt fordi Midt-Østens olje hadde en kostnadsstruktur som var en femtedel av de kostnadene i den Mexicogulfen.

I 1950-årene skjedde en forandring i konsesjonsregimet. Da oppstod de 50-50 avtalene for deling av overskudd i produksjonen mellom oljeselskapene og de oljeproduserende landene. Men beregningen av profitten var nå vanskelig. Spotmarkedsprisen var for lav og markedsprisen kunne ikke bli beregnet. Overføringspriser¹ kunne ikke bli akseptabel basis for beregning av markedspris, fordi de store oljeselskapene var deler av store multinasjonale firmaer som ved vertikal integrasjon kunne redusere skattforpliktelsen ved passende manipulering av de interne overføringsprisene. En skatterefransepris ble beregnet fra verdier av olje solgt i forskjellige markeder rundt i

* Forfatteren takker Olav Bjerkholt, Terje Skjerpen og Kjell Arne Brekke for nyttige kommentarer, Tone Veiby for redigering av teksten og figurer, og Svein Johannes Bøhn for hans støtte.

¹ Overføringspriser (transfer price) er pris anvendt mellom deler av multinasjonale foretak.

verden. Mot slutten av 1950 årene ble «de syv søstres» dominerende stilling gradvis svekket til fordel for de oljeproduserende landene.

De store fortjenestene ved oljeproduksjonen førte til at de fikk konkurranse fra mindre oljeselskaper samt tilbud om olje fra Sovjet. Land som Japan, Frankrike, Italia hadde allerede fra begynnelsen av 1950 årene opprettet egne statlige selskaper for å delta i leting, utvinning og omsetning av råolje og oljeprodukter. I USA etableres det nye selskaper. Oljeutvinning begynte i områder som var utenfor de tradisjonelle selskapers innflytelsesområde. Markedsandelen for «de syv søstre» sank fra hele 98% i 1950 til rundt 89% i 1957. På grunn av tilbudsøkningen ble oljeprisen redusert til under nivået for skattereferanseprisen. «De syv søstre» annonserte da to reduksjoner i skattereferanseprisen. Dette førte til store inntektsreduksjoner for flere av de oljeproduserende land og samarbeidstanken ble stadig sterkere mellom disse landene.

På et møte i Bagdad fra 10. september 1960 ble OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) dannet. De første medlemmene var Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabia og Venezuela. Etterhvert kom Qatar (1961), Indonesia og Libya (1962), De Forente Arabiske Emirater (Abu Dhabi 1967), Algerie (1969), Nigeria (1971), Ecuador og Gabon (1973).

OPEC-landene ville sikre seg en større andel av grunnrenten² ved oljeproduksjonen på bekostning av de internasjonale oljeselskapers og konsumentlandenes fortjeneste. Grunnleggerne av OPEC så store fortjenestemuligheter i oljemarkedet. Marginale produksjonskostnader pr fat var for lav i sammenligning med den prisen som konsumentene betalte for raffinerte oljeprodukter. De fem første medlemmene av OPEC ble stilt ovenfor det faktum at verdens produksjonskapasitet oversteg etterspørselen og at reservene var meget store. Hvert enkelt produksjonslands innflytelse på det internasjonale råoljemarkedet ble mindre. OPECs målsetningen er:

- 1) å koordinere oljepolitikken til beste for medlemslandene og
- 2) å tilstrebe stabilisering av oljeprisene.

Perioden fra 1960 til 1970 er karakterisert ved store forandringer i det internasjonale oljemarkedet. «De syv søstres» monopsonist stilling som den eneste kjøperen ble stadig svekket på grunn av nye selskaper som trådte inn i markedet fra 1950 årene allerede (Japan, Europa). Det kom som følge av en forsterkning i forhandlingsposisjonen for de oljeproduserende landene på bekostning av «de syv søstres» markedsrett. OPEC's hovedengasjement mellom 1960 og 1970 dreide seg i hovedsak om tre aspekter :

- 1) endring i skattesystemet,
- 2) produksjonskontroll, hvordan kontrollere og fordele produksjonen mellom medlemsland
- 3) nasjonalisering av oljeforekomstene

OPECs største suksess var endringen av skattesystemet. Skatter og avgifter var basert på markedspris og dermed var skatteinntektene utsatt for de samme svingninger som bedriftenes profit. For å overkomme dette problemet ble det opprettet skattereferansepriser som grunnlag for kalkulering av skatt.

Selv om markedsprisen fortsatte å synke gjennom 1960-årene med lavest punkt 1,29 USD pr fat i 1969 var skatteinntektene basert på skattereferansepris, som ble uendret på 1,80 USD pr fat.

Noen forsøk for å få kontroll over produksjonen fra selskapene mislyktes fordi landene hadde langsiktige kontrakter med oljeselskapene. Hvert land trodde de kunne klare det bedre ved å presse selskapene til å øke

² Grunnrenten er forskjellen mellom inntekter og kostnader, inkludert normal avkastning på kapital, ved oljeproduksjon (kalles også for oljerenten)

produksjonen enn ved å redusere produksjonen for å øke prisen. OPEC tok også tidlig mål av seg til å bli en viktig maktfaktor og det skulle ha avgjørende konsekvenser for oljemarkedet utover 1960 og 1970 tallet.

1970-1973

Mellom 1970 og 1973 økte etterspørselen etter OPECs råolje betydelig på grunn av en økning i europeisk og japansk etterspørsel og USAs produksjonsreduksjon. Dette førte til at markedsprisen ble fordoblet mellom 1970 og 1973 og som følge en økning i skattereferanseprisen til 3 USD pr fat sommeren 1973. Økningen i etterspørselen etter olje førte også til at landene sluttet å presse oljeselskapene til å øke utvinningstakten fordi deres gevinst økte p.g.a økte skattereferansepriser. Landenes forhandlingsposisjon var forsterket *vis a vis* selskaperens posisjon og medførte økt kontroll over produksjonen.

I 1970 sto Libya i spissen for krav om økte *royalties* og økning i inntektsskatten. Libyas press innebar en trussel om nasjonalisering og en sterk reduksjon i produksjonsmengden. Viktige faktorer som bidro til Ghaddafis suksess var utbruddet av den arabiske-israelske krigen (seksdagerskrigen) i 1967 som resulterte i stenging av Suezkanalen, og den arabiske transportsledningen Tapline som ble ødelagt. Også Biafra-krigen i Nigeria og stopp i oljeleveransene fra landet økte oljeprisen. Libyas forhandlingssituasjon var meget sterk også fordi mange uavhengige oljeselskaper hadde etablert seg i landet og blitt avhengig av aktiviteten der. Selskapene aksepterte derfor de nye skattekravene.

Et samlet OPEC stod bak disse kravene da organisasjonen møtte oljeselskapene til forhandlinger i Teheran og Tripoli i 1971. Medlemmene av OPEC bestemte å dele seg opp i to grupper for å diskutere skattereferansepriser og inntektsskatter, fordi medlemmenes interesser ikke var homogene. På grunn av «seksdagerskrigen» hadde den afrikanske oljen fått lavere transportkostnader enn olje fra den persiske gulf.

Resultatet av disse forhandlingene ble en økning i avregningsprisen fra 1,80 USD til 2,18 USD pr fat for gulfolje og en større økning for nord-afrikanske olje, og en økning inntektsskatten fra 50% til 55%. I 1971 nasjonaliserte Algerie oljeproduksjonen. Teheran-Tripoli avtalen ble undergravd av tiltagende inflasjon i OECD³-området. I oktober 1973 møttes OPEC landene i gulf-området med krav om at skattereferanseprisen skulle heves fra 3,01 USD til 5,12 USD pr fat.

Før slutten av disse forhandlingene gikk Egypt og Syria den 6. oktober 1973 til angrep mot Israel og startet dermed den såkalte «Yom-Kippur krigen». Araberlandene foretok restriksjoner på sin oljeproduksjon for å legge press på de vestlige land, spesielt USA og Nederland for sitt åpenbare vennskap med Israel. Resultatet ble en 5% reduksjon i det totale oljetilbudet i verden. Spotprisene steg sterkt, noe som fikk flere av OPEC land, spesielt Iran til å forlange at «posted price»⁴ skulle samsvare med spotprisen. Saudi-Arabia motsatte seg dette og mente at de høye prisene reflekterte en «embargo» situasjon.

Denne sterke økningen i spotprisen henger sammen med at på kort sikt er etterspørselen etter olje forholdsvis uelastisk som innebærer at små reduksjoner på tilbudssiden er tilstrekkelig til å medføre store prisøkninger. Den 22. desember 1973 vedtok OPEC å heve den offisielle avregningsprisen til hele 11,65 USD pr fat. Med dette var prisene nesten fordoblet på få måneder.

I 1973 ser vi at det skjedde en overføring av eiendoms- og disposisjonsrettighetene til råoljekilder i disse landene fra de multinasjonale selskapene til de oljeproduserende landene. Dette skiftet medførte endringer i OPECs politikk og markedsstrategi.

Endringen i eierforhold i følge Johany (1980) er årsaken til de kraftige prisøkninger på olje i årsskiftet 1973/1974. Denne nasjonaliseringen førte til en svekkelse av den integrerte industristrukturen. De store oljeselskapene

³ OECD: Organization for Economic Cooperation and Development.

⁴ Posted price: en referansepris som ble beregnet fra oljepriser i forskjellige markeder i verden.

kontrollerte produksjon, distribusjon og omsetting av råolje til 1970. Mellom oljeselskapene var det en horisontal integrasjon via samarbeidsorganer som førte til at disse ble en meget sterk maktfaktor. Dette ble forsterket også ved at store andeler av selskapenes oljeproduksjon ble omsatt gjennom egne distribusjonskanaler (vertikal-integrasjon). Via vertikalintegrasjonen kunne oljeselskapene beskytte seg bedre mot fall i oljeprisene.

1973 -1980

Etter embargoen i 1973/74 var oljemarkedet preget av et kaotisk prisfastsettingsmønster og ustabile leveranser. Selv om konsumentlandene fikk de forsyningene de trengte, hadde OPEC få likhetstrekk med et effektivt kartell. Hver OPEC-produsent bestemte selv sitt produksjonsvolum og langt på vei også sine egne priser. Denne situasjonen fortsatt utover i 1970 årene.

I perioden 1975-1978 gjennomførte OPEC konkrete tiltak for å begrense produksjonen. Oljeprisen økte svak i nominell forstand, men sett i forhold til inflasjonen hadde råoljeprisen en reell nedgang. Mellom 1974 og 1978 var denne nedgangen 29%. Høyere energipriser og nedgang i verdensøkonomien førte til at etterspørsel etter råolje i OECD falt. Denne fallende etterspørsel var grunn til reduksjon i produksjon, men OPEC hadde store vanskeligheter med å enes om en felles pris og produksjonspolitik. Mens Saudi Arabia kuttet kraftig ned for sitt tilbud av råolje i 1975 økte samtidig produksjonen i Irak betydelig. Rundt 1977 endret Saudi Arabia politikk og fram for 1980 økte landet sin andel av samlet OPEC produksjon, på bekostning av de andre medlemslandene.

Store vanskeligheter oppstod også på prissiden hvor Saudi Arabia var mer moderat med hensyn til nye prisøkninger enn andre land som Iran, Irak og Libya. Dette skjedde fordi Saudi Arabia med de store oljereservene og med sin oljepris fra OPEC, var det landet som tapte i sin produksjonsandel for hver eneste prisøkning. Andre land med betydelig mindre reserver og med fleksibilitet til å øke sine priser, presset for store økninger uten å være rede til reduksjon i sin produksjonsandel. Elleve land økte sine priser rundt 15%, mens Saudi Arabia og De Forente Arabiske Emirater rundt 5%.

Akkurat som prisøkningen i 1973/74 ble utløst av politisk ustabilitet var den iranske revolusjonen mot slutten av 1978 og den følgende krigen mellom Iran og Irak årsaken til priseksplosjon i 1979/80. Den iranske produksjon ble redusert med 40% fra 1978 på grunn av revolusjonen. Som følge av krigen med Irak ble produksjonen i begge landene redusert ytterligere i 1980. Den kraftig nedgang på tilbudsiden - det samlet produksjonsbortfall for Iran og Irak var 9 mill. fat pr dag i 1980 i sammenligning med 1978- førte til en priseksplosjon opp til 36 USD pr fat som var den offisielle OPEC prisen selv om Saudi Arabia solgte olje for 32 USD pr fat. Reduksjonen i oljeproduksjonen forårsaket på grunn av den iranske revolusjonen og Irak-Iran krigen førte til økt pris i spotmarkedene og var årsak til at betydning av spotmarkedene økte betydelig (Johany 1980). Prisøkningen skyldtes ikke bare reduksjon av tilbudet, forventninger om framtiden var også en viktig faktor.

Enkelte analytikere hevder at prisutslagene denne gangen var mer bevisst styrt av sentrale OPEC-lande enn i 1973/74. Saudi Arabia reduserte sin produksjon fra over 10 til ca 8 mill. fat pr dag mens urolighetene i Iran var et kritisk punkt i begynnelsen av 1979.

Det økonomiske forholdet i 1978/79 var noe annerledes. Etterspørselen hadde flatet noe ut sammenlignet med tidligere perioder. Det var et økende tilbud av olje fra land utenfra OPEC. I denne perioden (79/80) var det store forandringer i produksjonskvoter. Reduksjoner i Irans og Iraks kvoter ble tatt av Saudi Arabia som i 1978 produserte 30% ca av OPECs totale produksjon og i 1981 47%. Denne produksjonseksplosjonen i Saudi Arabia var basert på en pris noen dollarer lavere enn Saudi Arabias konkurrenter. Bestemmelsen for lav pris ble tatt for å selge mer på kort tid. Bortsett fra Irak fulgte alle de andre OPEC-landene en motsatt produksjonspolitik fra Saudi Arabia og reduserte produksjonen.

1981 -1989

De første årene på 1980-tallet gikk verdensøkonomien inn i en lavkonjunktur, dels som følge av det siste oljeprissjokket. Etterspørselen etter råolje var redusert. Det store prishoppet på slutten av 1970-tallet førte mange land til å utvikle nye metoder og teknikker for å substituere olje som energibærer.

De høye oljeprisene hadde gjort det lønnsomt å bygge ut felt selv i områder med høye produksjonskostnader. Så fant det etterhvert sted en sterk økning i tilbudet fra land utenfor OPEC.

OPECs strategi for å forsvare de høye oljeprisene var problematiske. Saudi Arabia som hadde påtatt seg rollen som svingprodusenter i OPEC måtte redusere sin dagsproduksjon i 1985 til en fjerdedel av produksjonen rundt 1980. I begynnelsen av 1981 prøvde OPEC å få til en enighet om oljeprisen og Saudi Arabia var enig i å øke sin pris med 2 USD til 34 USD. OPECs rolle var å fastsette priser på medlemslandenes ulike råoljetyper. Produksjonen i hvert enkeltland ble bestemt av etterspørselen etter disse råoljetyper til de eksisterende priser. Prisfastsettelse var en vanskelig oppgave da råoljetyperne er nære substitutter, og forskjellige priser kunne gi store utslag i markedsandeler i de ulike land.

På slutten av det samme år (1981) reduserte Nigeria sin oljepris med 5,50 USD, det samme gjorde senere Irak og de andre OPEC-landene. Kontroll over prisen ble en for vanskelig oppgave, så OPEC prøvde å kontrollere produksjonen med en vanlig kartellatferd. I mars 1982 annonserte OPEC en innføring av kvoteregulering der markedsandeler var avtalt med et aggregert maksimum på 17,50 mill. fat pr dag.

Tabell 1.1 OPECs kvoter Mars 1982

	KVOTE	% -ANDEL
Saudi Arabia	5,00	28,6
Kuwait	1,05	6,0
Iran	2,40	13,7
Irak	1,20	6,9
Forente Arabiske Emirater	1,10	6,3
Qatar	0,30	1,7
Libya	1,10	6,3
Algerie	0,73	4,2
Venezuela	1,67	9,5
Indonesia	1,30	7,4
Nigeria	1,30	7,4
Equador	0,20	1,1
Gabon	0,15	0,9
Total	17,50	100,0

Noen land var i høy grad avhengig av oljeinntektene og oversteget kvoter. Ved slutten av 1982 ble samlede kvote på 17,50 mill fat pr døgn ble oversteget 19,50 mill. fat pr dag. I mars 1983 fulgte Nigeria BNOCs prisreduksjon for nordsjøolje til 30,50 USD, og reduserte sin oljepris med 5 USD til 30 USD. Hele denne perioden produserte Saudi Arabia som svingprodusent forskjellen mellom summen av andre OPEC-landenes kvoter og OPECs maksimum dvs 7 mill. fat pr dag, men faktisk produserte mindre. For å forsvare markedspris reduserte Saudi Arabia sin produksjon fra rundt 10 mill. fat pr døgn i 1981 til 2,7 mill.fat pr dag midt i 1985. Saudi Arabias produksjonsandel i OPEC ble redusert fra 47% til 18% i den samme perioden.

Nedgangen i etterspørselen etter OPECs råolje fortsatte. Det skyldtes økt tilbud fra andre uavhengige produserende land, samt at etterspørselen gikk ned på grunn av langsamt tilpasning til prisendringer og forventninger om at oljeprisen ville stige.

Omsetningen på spotmarkedet økte i denne perioden, og det bidrog til priskonkurransen som oppstod. I februar 1985 annonserte den britiske regjeringer at BNOC ble oppløst og i framtiden skulle britiske råolje bli solgt til spotpriser.

Saudi Arabia kunne ikke lenger alene ha hele ansvar for å forsvare OPECs pris. Situasjonen for Saudi Arabia ble etterhvert uholdbar, både i forhold til landets inntektsbehov og posisjonen innen OPEC. Sommer 1985 når dagsproduksjonen for landet hadde nådd 2 mill. fat pr døgn deklarererte kong Fahd at Saudi Arabia skulle kreve sin markedsandel hvis de andre medlemmene ikke reduserte sin produksjon.

I september 1985 ble Saudi Arabias råoljeveranser tilbudt på såkalte «netbackavtaler» som knyttet kontraktsprisen til prisutviklingen på produksiden. Resultatet av denne bestemmelsen var at det oppstod kaotiske tilstander i spotmarkedet for råolje. Oljeprisen sank fra rundt 27 USD ved slutten av 1985 til under 10 USD pr fat sommeren 1986.

I desember 1986 ble OPEC-landene i et møte i Genève enige om å gå tilbake til et system med kvoter og offisielle salgspriser. Det ble foreslått fast pris på olje på 18 USD pr fat, som et gjennomsnitt basert på OPECs seks råoljetyper og et meksikansk. Enighet ble også nådd om reduserte produksjonskvoter på 5% for medlemslandene for hele 1987 fordelt på årets fire kvartaler. Irak satte seg mot avtalen og ønsket en høyere produksjonskvote enn det landet ble tildelt.

Det kraftige prisfallet i 1986 skapte store problemer for land som i høy grad var avhengige av oljeinntekter. Etter dette hadde også andre oljeproduserende land, både enkeltvis og i grupper, signalisert interesse for et nærmere samarbeid med OPEC med sikte på å stabilisere prisutviklingen i oljemarkedet.

Norges bidrag for å stabilisere oljeprisen var vedtaket fattet i 1986, om at utnyttelse av produksjonskapasitet skulle reduseres med 7,5% fra januar 1987. Så ble det en moderat prisøkning men samtidig ble det sørget for at prisoppgangen ikke ble så sterk at olje fra høykostnadsområder eller andre energiformer truet OPECs markedsandel. Sommeren 1987 var prisen over 19 USD pr fat.

På et møte 23. april 1988 mellom OPEC og en gruppe av utenforstående oljeprodusenter som bestod av Mexiko, Kina, Egypt, Angola, Colombia, Malaysia og Oman, ble disse syv land enig om å kutte sin oljeeksport med 5%, forutsatt at også OPEC skulle redusere sin oljeproduksjon. OPEC på sin side mottok ikke dette ønsket så varmt. I April møtte en tredje gruppe i Wien, som bestod av Norge, Sovjetunionen, Texas og den kanadiske delstaten Alberta, som alle hadde observatørroller. OPEC reduserte ikke sin produksjon i denne omgang men det var klart at en prosess mot en sterkere koordinering av oljeproduksjonen mellom flere produsenter var innledet.

Oljeministrene i 12 av OPEC landene, med unntak av Irak, møttes i juni 1988 i Wien for å forsøke å bli enige om produksjonsandeler for medlemslandene. Irak godtok ikke produksjonskvoten de var tildelt. De øvrige medlemslandene ble ikke enige. En gruppe ledet av Saudi Arabia ville heve produksjonskvotene mens den andre gruppen ønsket en forlengelse av den allerede eksisterende avtalen. Faktisk produserte de fleste OPEC-landene mer enn sine kvoter som resulterte i en sunket oljepris til 16,5 USD pr fat.

Lave priser og stor usikkerhet preget markedet i 1988. Det var klart at det eksisterte troverdighetsproblem for OPEC. Avslutningen av Irak-Iran krigen og Iraks villighet til å sitte ved forhandlingsbordet igjen førte til at i november 1988 ble det inngått en avtale mellom medlemslandene om produksjonsbegrensning til tilsammen 18,5 mill. fat pr dag.

Tabell 1.2 OPECs kvoter, november 1988 (millioner fat pr dag)

	KVOTER
Saudi Arabia	4,52
Kuwait	1,04
Iran	2,64
Irak	2,64
Forente Arabiske Emirater	0,99
Qatar	0,31
Libya	1,04
Algerie	0,70
Venezuela	1,64
Indonesia	1,24
Nigeria	1,36
Ecuador	0,23
Gabon	0,17
Total	18,52

Resultatet av den generelle optimistiske stemning i markedet var at oljeprisen, gjennomsnittlig, i begynnelsen av 1989 (i 1. kvartal) var 17,20 USD pr fat som var 4,50 dollar høyere enn på slutten av 1988.

Den relativt høye prisen skyldtes flere forhold:

1. Til tross for en overproduksjon hadde OPEC hatt suksess med sitt nye kvoteprogram om å redusere produksjonen til maksimum 18,5 mill. fat pr dag i den første halvdel av 1989.
2. Gruppen av oljeprodusenter som ikke var medlemmer av OPEC, hadde inngått en avtale om å begrense eksporten med 5%. Avtalen innebar at 190.000 fat pr dag ble trukket ut av markedet og det hadde en psykologisk effekt idet det viste oljemarkedet at også produsenter utenfor OPEC kan samarbeide.
3. I prioden hadde det vært større etterspørsel enn ventet.
4. Produksjonsnivået på britisk side i Nordsjøen hadde vært lavt.
5. Ulykken med Exxon Valdez i Alaska bidrog til en liten midlertidig prisoppgang. Innseilingen til utskipningshaven Valdez ble stengt i 4 dager.

Gjennomsnittsprisen fortsatt å stige i 2. kvartal til 18,63 dollar pr fat. Avtalen som ble inngått i November 1988 gjaldt bare første halvdel av 1989. Oljeministrene i OPEC møttes derfor i Wien i juni 1989 for å avtale produksjonsbegrensingen for siste halvdel av 1989. Den nye avtalen økte produksjonstaket fra 18,5 millioner fat pr dag til 19,5 millioner fat pr dag. Økningen var fordelt prosentvis på medlemslandene (se tabell 3).

Kuwait og De Forente Arabiske Emirater var mot avtalen, og sa de ville overprodusere. Disse to landenes motvilje mot avtalen skyldes at deres kvoter er små i forhold til reservene. Oljeministrene vedtok også at referanseprisen for OPECs kurv av oljer fremdeles skulle være 18 USD pr fat.

Den andre halvdel av 1989 var relativt rolig med en gjennomsnittspris på 17,47 pr fat. Den lille reduksjonen i oljeprisen kan forklares med betydelig økt produksjon av olje. OPEC hadde ikke maktet å overholde sin produksjonsbegrensing.

Tabell 1.3 OPECs kvoter i juni 1989 (millioner fat daglig)

Algerie	0,733
Ecuador	0,242
Forente Arabiske Emirater	1,041
Gabon	0,175
Indonesia	1,307
Irak	2,783
Iran	2,783
Kuwait	1,093
Libya	1,093
Nigeria	1,428
Qatar	0,329
Saudi Arabia	4,769
Venezuela	1,724
Total	

1990 -1994 (tredje kvartal 1994)

I de to første månedene av 1990 ble det notert priser på over 20 USD, men tendensen var fallende. Gjennom den første halvdel av året sank prisene ned mot 15 USD pr fat og den laveste prisen var i juli, på under 14 USD pr fat. Oljeprisen sank betydelig fordi De Forente Arabiske Emiraterne, Kuwait og Saudi Arabia produserte mer enn avtalte kvoter. Samtidig var det mindre etterspørsel etter olje. Dette resulterte i et krisemøte i mai som ikke hadde det ønskende resultat og det ble nødvendig for et nytt OPEC møte i juli.

Før møtet i juli gjorde Irak det helt klart at OPECs referansepris burde være 25 dollar pr fat. De understreket dette ytterligere med troppeforflytninger mot Kuwaits grense, samtidig som de formulerte krav i forbindelse med en uløst grensetvist med Kuwait. Rett før ministermøtet, avholdt fem Gulfland møter for å komme til enighet om produksjonskvoter. De ble enige om et forslag om at produksjonstaket for andre halvår burde økes til 22,5 millioner fat pr dag. På OPECs møte fikk planen tilslutning.

Irak opprettholdt presset mot Kuwait hele tiden mens møtet i OPEC ble holdt. Den 2. august innvaderte Irak nabolandet Kuwait. Nesten umiddelbart reagerte det internasjonale samfunn gjennom FN med en handelsboikott. USA vedtok å stasjonere militære styrker i Saudi Arabia, andre land blant dem flere arabiske, gjorde det samme. Dette førte til at olje fra Irak og Kuwait falt bort fra markedet. Dette var 22% av OPECs produksjon. Prisen økte umiddelbart, og nådde 31 dollar i slutten av august. Den sank igjen i september ettersom krigsfrykten avtok. Mulige forklaringer på invasjonen kan ha være:

1. Irak hadde behov for høye oljepriser fordi gjenoppbyggingen av landet etter krigen med Iran ville bli kostbar. Invasjonen kan sees som en måte å straffe et av landene som produserte over avtalte kvoter.
2. Ved en invasjon ble Irak kvitt en stor kreditor som hadde lånt dem store summer for finansieringen av krigen mot Iran. Irak ville få tilgang til Kuwaits oljeinntekter.
3. Ved okkupasjonen av Kuwait økte Irak sin andel av verdens oljereserver fra 10% til 20%, som resulterte i at de ville blitt en regional stormakt.

Prisen på råolje økte opp til 40 USD pr fat på grunn av alle urolighetene i Gulfoområdet. Etter prisstoppen høsten 1990, sank prisen mot nyttårsskiftet, og den fortsatte å synke i begynnelsen av 1991 til 26 USD pr fat.

Oljepriser for hele 1991 var relativt stabil. Den høye prisen i begynnelsen av 1990 hadde sammenheng med de ekstraordinære forholdene i forbindelse med krisen i Gulfen. Etter at USAs ledende koalisjon hadde etablert kontroll over irakisk luftrom, falt prisen til 20 dollar pr fat. Gjennom resten av året hadde den variert mellom 18 og 21 dollar pr fat. Den høye oljeprisen kan forklares slik: For det første var det stor usikkerhet om hvor stabile oljeforsyningene var. Det var antatt at få oljeproduiserende land på kort sikt hadde kapasitet til å øke oljeproduk-

sjonen ytterligere. Oljeproduksjonen som falt bort fra Irak og Kuwait, ble erstattet med økt produksjon fra Saudi Arabia. Samtidig sank oljeproduksjonen i et disintegrerende Sovjet. Den andre faktoren var forventninger om økonomisk vekst utover 1991, og økt etterspørsel etter olje.

Etter invasjonen i Kuwait ble kvotene i produksjonen fjernet. Gjeninnføring av kvoter kunne bli vanskelig å gjennomføre fordi flere land hadde investert for å imøtekomme behovet for erstatningsolje etter at produksjonen fra Irak og Kuwait falt bort i august 1990. Det var særlig Saudi Arabia som økte produksjonen, som takk for hjelpen til USA, fordi lave oljepriser vil bidra til å løfte den økonomiske aktiviteten i USA.

Oljeprisen i 1992 var om lag 19,3 dollar pr fat. Sammenlignet med 1991 var prisvariasjonen i 1992 mindre. Dette skyldes blant annet de store prisutsalgene i begynnelsen av 1991 i forbindelse med krigen i Golfområdet. På et OPEC-møte i februar 1992 ble medlemslandene enige om å gjeninnføre produksjonskvoter for første gang etter Gulfkrigen. Der ble det bestemt en reduksjon i produksjonen til 23,6 millioner fat pr dag. Dette sammen med usikkerheten omkring forsyningssituasjonen fra Russland og opprettholdelse av handelsboikotten av Irak var tilstrekkelig til å sette fart på oljeprisene som økte til en toppover 21 dollar, tidlig på sommeren 1992. I et nytt OPEC-møte i september bestemte medlemslandene å øke produksjonen opp til 24,2 millioner fat pr dag. Dette sammen med at Kuwaits produksjon økte til 1,2 millioner fat pr dag, førte til at oljeprisene sank det siste halvåret av 1992.

I 1993 sank gjennomsnittsprisen for Brent Blend til 17,76 dollar pr fat. Mot slutten av 1993 var prisene på olje for levering i fremtiden lavere enn spotprisene. Denne svake oljemarkedetsutviklingen i 1993 skyldes kombinasjonen av overproduksjon i OPEC, høyere produksjon utenfor OPEC og svak etterspørsel. I desember 1993 var spotprisen på Brent Blend nede i 13,50 dollar pr fat. Dette var den laveste prisen som er notert siden desember 1988. Etter OPECs ministermøte i september 1993, ble landene enige om en kvote på 24,5 millioner fat pr dag, da steg oljeprisene noe. Produksjonskvotene ligger for de fleste land nær opptil landenes produksjonskapasitet, med unntak av Saudi Arabia og Iran, og dette var hovedårsaken til den lave kvoteoverskridelsen resten av 1993.

Men overproduksjonen førte til et nytt ministermøte i november, hvor medlemmene ikke ble enige om produksjonsbegrensende tiltak for å øke prisene, og prisene sank til under 14 dollar pr fat like etter møtet. OPEC prøvde å få storeoljeprodusenter utenfor organisasjonen til å redusere sin produksjon, men viktige produsenter som Norge og Storbritannia støttet ikke opp om dette forslaget.

I begynnelsen av 1994 var gjennomsnittsprisen på 13,60 dollar pr fat, men prisen har vist en jevn stigning gjennom året med et topp nivå i august på 18,50 dollar pr fat. Den positive oljeprisutviklingen fra april til september skyldes økt etterspørsel etter råolje. Dette har spesielt skjedd i USA hvor etterspørsel etter oljeprodukter i følge Amerikan Petroleum Institute har økt med 4,2% i løpet av det første halvår av 1994. Årsaken til denne sterke veksten i olje-etterspørselen er resultat av en uvanlig kald vinter samt sterkere økonomisk vekst enn tidligere antatt.

1.2 En kort oversikt over teorier om oljemarkedet

Mitt mål i denne oppgaven er ikke å studere oljeprisen og hvordan den bestemmes, men å fokusere på utviklingen av oljeprisen som en viktig risikofaktor. Jeg skal derfor ikke presentere i detaljer de forskjellige økonomiske modeller som prøver å forklare oljemarkedetsutviklingen, men bare gi en så kort så mulig oversikt over noen av disse modellene.

Råolje er en ikke-fornybar naturressurs. Det betyr at en gitt beholdning blir mindre ved bruk, og at uttaket av ressursen er tidsbegrenset. Råolje blir dermed en form for formuesbeholdning (Hotelling, 1931). Verdien av formuen vil variere med prisen det til enhver tid er mulig å få solgt den for.

En annen egenskap karakteristisk for oljemarkedet er at råoljeforekomstene er lokalisert til begrensede geografiske områder, der eiendomsretten som oftest tilhører nasjonalstater.

Begrensinger i ressursgrunnlaget er kilde til store økonomiske overskudd for rettighetshavere som ofte kalles for *petroleumsrente*. Oligopolistisk adferd i oljemarkedet kan presse prisene ytterligere opp over det fri konkurranse tilsier, og gi produsentene en såkalt *monopolrente*. En tredje kilde til overskudd kommer fra kostnadsforholdene i oljeutvinning. I oljeproduksjonen er det en avtagende skalautbytte, som innebærer at med en passende utbyggingsrekkefølge vil det oppstå en *differensialrente*.

1.2.1 Hotellingregelen

Hotelling (1931), betraktet en naturressurs som en formuesbeholdning. Ressurseier kan disponere denne formuen som i et tradisjonelt porteføljevalgproblem. Formuebeholdning søkes plassert slik at den total sett gir høyest mulig avkastning.

Under forutsetninger om perfekt kapitalmarkedet og perfekt forutsigelse i en frikonkurranse økonomi, viste Hotelling at i likevekt måtte nettoprisen på ressursen (prisen fratrukket marginale kostnader) på ethvert tidspunkt stige med en rate lik renten. Dette er den såkalte *Hotellingregelen* for likevektsbane for en endelig naturressurs. Formelt sett kan det skrives som

$$(1.1) \quad \frac{\dot{P}(t)}{P(t)} = r(t)$$

hvor $P(t)$ er nettoprisen i periode t , $r(t)$ er renten i en samme perioden t . Dynamisk likevekt krever også at prisnivået må være akkurat passe høyt slik at samlet etterspørsel over tidshorisonten er lik den gitte ressursbeholdningen. Formelt:

$$(1.2) \quad \int_0^T X(P_0 e^{rt}) dt = S_0$$

hvor $x(p)$ er etterspørsel etter olje og S_0 er ressursbeholdningen. (1.1) og (1.2) gjelder når utvinningskostnader er uavhengige av ressursgrunnlaget. Når utvinningskostnader inkluderes blir likevektsbanen for nettoprisen påvirket. Kostnadsfunksjonen ved oljeutvinning er:

$$C = C(X(t), S(t), t) \quad C_x \geq 0, \quad C_s \leq 0$$

hvor $X(t)$ er oljeproduksjon i periode t

$S(t)$ er ressursbeholdning i periode t

C_x er partiell derivert av C mhp X

C_s er partiell derivert av C mhp S

Denne formuleringen tilsier at utvinningskostnadene øker etterhvert som ressursbeholdning avtar, blant annet på grunn av at tapping av reservoaret medfører redusert trykk. Likevekt i ressursmarkedet leder til:

$$(1.3) \quad \frac{\dot{P}(t)}{P(t)} - \frac{C_s}{P(t)} = r(t)$$

dvs. når utvinningskostnadene avhenger av størrelsen på ressursbeholdningen, skal nettoprisen i likevekt stige med en rate som er mindre enn markedsrenten. Det andre leddet på venstre side er gevinsten ved å utsette produksjonen i form av prisstigning på ressursen.

Selv om likevektsprisbanen i praksis blir påvirket også av tilbud og etterspørselssjokk, og av ressurseiers diskonteringsrenter, er *Hotellingregelen* viktig fordi den impliserer at marginalkostnaden og prisen er forskjellige. Det kommer i motsetning til situasjonen for fornybare ressurser.

For en bedre forståelse av det ikke-fornybare ressursmarkedet må vi isolere effekter av tømbarhet og markedsstrukturen som begge to fører til en pris som er høyere enn marginalkostnader.

Mange økonomer blant andre M. Adelman, avviser *Hotellingregelen* som en god beskrivelse av oljeprisutviklingen. Oljepriser er påvirket av oljens tømbarhet men ikke som beskrevet i *Hotellingregelen*.

1.2.2 Modeller for oljemarkedet

Det eksisterer to forskjellige typer modeller som har blitt brukt for å beskrive oljemarkedet: de av monopolkarakter og de av frikonkurransekarakter. I den første typen som er den mest populær er inkludert kartellmodellen og dominerende produsenter modellen. I den andre typen er inkludert : «property rights» modeller, begrenset absorpsjons- evne modeller og tilbudssjokk-modeller.

Monopolkarakter modeller

1) Kartell modeller

Et kartell er en gruppe produsenter som samarbeider for å redusere produsert kvantum av en gode som de tilbyr, slik at prisen skal stige.

Tekstbokkartellets hovedaktiviteter er:

- a) Å bestemme prisen for alle kartellmedlemmer sett under ett. Dette er en veldig vanskelig oppgave på grunn av at medlemmer har forskjellige forventninger for framtidige priser og forskjellige diskonteringsrater. I OPEC har Saudi Arabia og Kuwait, som har de største reserver har også lavere diskonteringsrater enn de andre medlemsland, som følge av dette krever disse landene lavere priser for deres råoljetyper enn f.eks. Algerie og Nigeria. Diskonteringsrater blir også påvirket av utviklingsstrategier og av politiske systemer i OPEC-land.

Inntil 1982 bestemte OPEC oljeprisen mens produksjonen ble bestemt fra markedet. Det var ingen allokering av produksjonen mellom medlemslandene. I 1982 ble OPEC enig om produksjonskvoteregulering, men det ble samtidig annonsert oljeprisen som OPEC ville forsvare.

Danielsen & Selby (1980) mener at OPEC fastsatte prisen ved å følge spotmarkedet. OPEC avgjorde ikke oljeprisen men betraktet spotpriser som en «minimum akseptabel» pris og videre bruker produksjonsrestriksjoner for å opprettholde denne prisen. Prissjokk kommer etter reduksjoner i oljetilbud spesielt i 1980.

Man finner vanskeligheter ved å prøve å forklare prissjokket i 1979/80 ved bruk av kartell-modeller. Siden prisøkningen i 1973 kan forklares med adferden av en formuesnåverdimaksimerende kartell, kunne tilpasning til den situasjonen hvor Iraks og Irans oljeproduksjon falt bort skje ved en økning i produksjon av de andre 11 medlemslandene så lenge produksjonskapasitet var tilgjengelig. Men det skjedde ikke.

- b) Å allokere produksjonen mellom medlemmene. Hvis OPEC var et rent profittmaksimerende kartell, måtte utvinningen begynne i områder med de laveste produksjonskostnader (Saudi Arabia, Kuwait). Profitten av å selge olje måtte da deles ut mellom de medlemsland. De som skulle produsere sist måtte utbetale de avtalte delene av de framtidige inntekter til dem som produserte først. På grunn av at disse intertemporale transaksjoner er vanskelig å hevde, må medlemsland generere sin del av profitten i hver priode ved å selge deres produkt.

Etter prissjokket i 1980, ble etterspørsel etter OPECs råolje redusert på grunn av reduksjon i samlet etterspørsel etter olje i OECD området og en økning i oljetilbud fra Mexico og Nordsjøen. Selv om OPECs produksjon ble

redusert p.g.a reduksjoner i produksjonen i Irak og Iran, oversteg samlet OPEC tilbud etterspørselen etter OPECs olje. Organisasjonen ble da enig om innføring av produksjonskvoter, og OPEC begynte å oppføre seg som et tekstbokkartell.

- c) Å straffe de medlemsland som jukset ved å overprodusere. Denne oppgave er den vanskeligste for organisasjonen. Saudi Arabias økning i produksjon litt før prisnedgangen i 1986 kan tolkes som en slik straff. Men det er klart at det er et stort behov for organisasjonen å skaffe seg et slikt kontrollorgan.

2) Dominerende produsent-modeller

På grunn av forskjellen mellom et tekstbokkartell og OPEC, har noen forfattere påstått at Saudi Arabia, med eller uten de andre oljeprodusenter i Gulf-området bedre kan tolkes som en Stackelbergsk prisleder. Generelt er en «dominant producer»-modell karakterisert ved at det finnes en produsent i markedet, en gruppe produsenter eller et kartell som har såpass stor makt at dette er prisfastsettere. De andre produsentene i markedet, de såkalte «followers» er pristakere og produserer det de måtte ønske til den fastsatte prisen. Utfra denne modellen vil OPECs stabilitet være bestemt av Saudi Arabias interne og eksterne behov for oljeinntekter, samt deres evne til å tilpasse dette til verdensmarkedets totale etterspørsel og tilbud til den gjeldende monopolpris. Saudi Arabia vil derfor opprette en monopolpris som samsvarer med deres egne behov for inntekter. I et slikt tilfelle er både nåværende og fremtidige tilbuds- og etterspørselsforhold av betydning. Saudi Arabia vil søke å maksimere inntekten over tid. Dersom prisen settes for høyt vil det være en generell tendens for alle produsenter til å øke sin produksjon og dermed vil prisen synke på kort og mellomlang sikt. Den dominerende produsent vil bli utsatt for et fall i etterspørselen på kort og mellomlang sikt og vil tape markedsandeler. Det samme vil skje dersom Saudi Arabia velger en for lav diskonteringsrate og dermed utsetter egen produksjon.

En for høy pris som innebærer stor profitt i dag, men som samtidig fører til en reduksjon i markedsandelen, er ikke i den dominerende produsentens interesse. Siden den dominerende produsenten har de største reserver, vil imidlertid posisjonen for lederen bli styrket etterhvert som de andre tømmer seg for olje. En produsent som Saudi Arabia må derfor operere med høy diskonteringsrente og en moderat pris som hindrer andre produsenter i å komme på markedet og i å utvide sin produksjonskapasitet.

Mabro (1975) var den første som bemerket at OPEC faktisk bestemmer på den såkalte «*market crude*» den såkalte "Arabian light", men de andre OPEC-landene var frie til å bestemme prisen på sine råoljetyper og dermed presse Saudi-Arabia til å redusere sin produksjon av Arabian light. Erickson (1980) bemerket at Saudi Arabia bestemte prisen mens de andre medlemsland bestemte sin produksjon gitt denne prisen.

Når Saudi Arabia i 1980 reduserte sin produksjon som reaksjon på en redusert etterspørsel etter OPECs olje, ble denne teorien om dominerende produsenter mer populær. Adelman (1982) presenterte den hypotese at oljemarkedet forandrer sin atferd mellom de to ekstremer: kartell og dominerende produsent.

Frikonkurranseskarakter modeller

1) Begrenset absorpsjonsevne

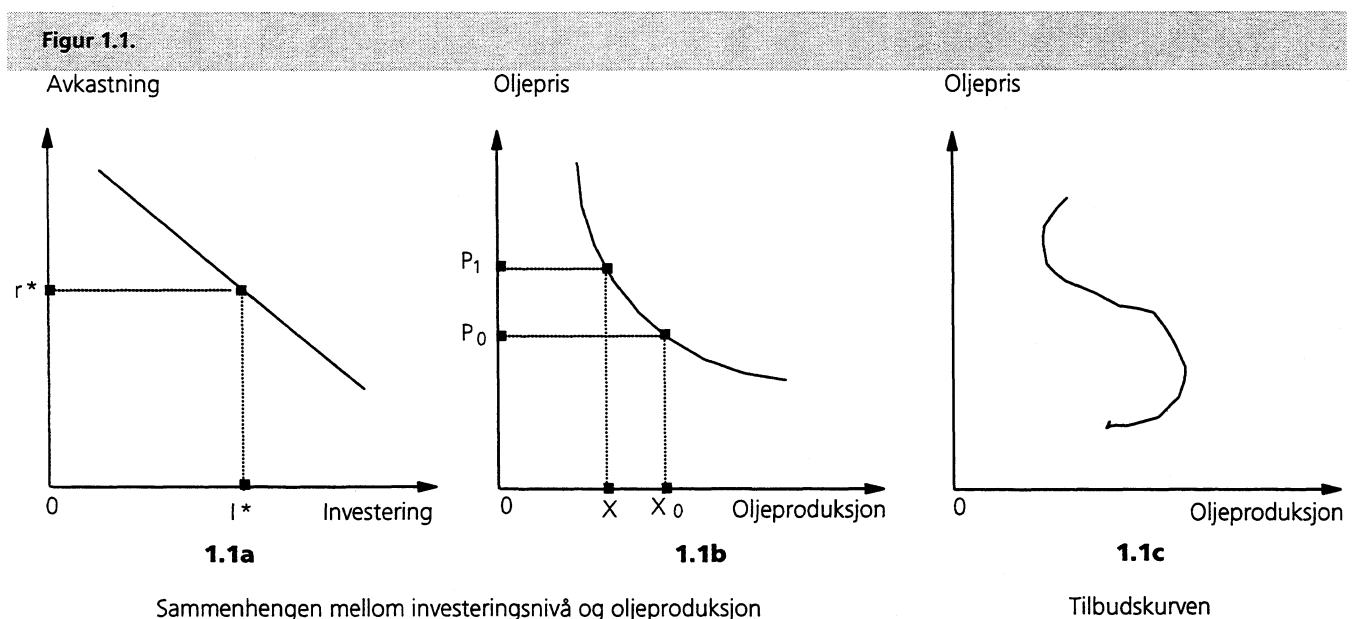
Denne type modeller hevder at mange av de oljeproduserende landene søker å tilfredsstille interne budsjettbehov slik at produksjonsbeslutninger tas i henhold til disse. Disse produsentene har ved flere anledninger begrenset produksjonen når prisene har økt og omvendt. En bakoverbøyd tilbudskurve illustrere dette. For flere av disse landene er det på kort sikt begrenset hvor store oljeinntekter som på en hensiktsmessig måte kan anvendes innenlands, vi sier da at de har begrenset absorpsjonsevne. Årsaken til dette er, som mange forfattere tror, at avkastningen av plasseringer av oljeinntekter i utlandet har vært for lav slik at dette ikke har vært noe godt investeringsalternativ. Valget for produksjonstempo har stått mellom løpende innenlands bruk eller utsettelse av produksjonen.

I figur 1.1a er oljeinntektene en kilde til potensielle investeringsprosjekter. Dersom et land ikke er villig til å akseptere en mindre avkastning enn r^* , er investeringsbehovet begrenset av I^* . I figur 1.1b illustreres sammenhengen mellom oljeprisnivå og produksjonsmengde som kan finansiere dette investeringsnivået. En økning i prisen fra p_0 til p_1 vil resultere i en produksjonsreduksjon fra X_0 til X_1 og omvendt ved en prisnedgang. Tilbudskurven vil dermed få en «feil» helning og den blir bakoverbøyd. Resonnementet bak en S-formet tilbudskurve er at når oljeprisen stiger, antas det at også produksjonen stiger, men med ytterligere økning av prisen vil produksjonen synke på grunn av at produsentlandenes kapasitetsgrense er nådd.

En viktig konsekvens av denne bakoverbøyde tilbudskurven vil være at produsenter som befinner seg på den delen av tilbudskurven som går bakover, ikke vil ha noe insitament til å jukse når det gjelder mengden av produksjon og overholdelse av kvoter. Disse land har allerede nådd sin absorberingskapasitet og har ingen mulighet til å utnytte en økning i inntektene på en effektiv måte. Motsatt gjelder for de land som befinner seg på den normalt stigende delen av tilbudskurven. Disse oljeprodusentene vil ønske å øke sin produksjonskapasitet og sin produksjon for å øke inntektene og tilfredsstillende de interne budsjettbehov. Denne hypotesen har en viktig konsekvens for OPECs atferd. Den indikerer at monopolprisnivået og den korresponderende oljeproduksjonen fra OPECs side vil bli utsatt for juksing eller overskridelser i forhold til kvotene så lenge de interne budsjettbehovene i OPEC-landene ikke er tilfredsstillende. Når disse behovene er dekket, vil det ikke lenger eksistere et press for å utvide kapasiteten og produksjonen. Den bakoverbøyde tilbudskurven indikerer at monopolprissetting er mulig uten at medlemslandene koordinerer, så stabiliteten i OPEC på 70- og 80-tallet skyldes ikke nødvendigvis at organisasjonen samarbeidet.

Forventninger om de framtidige oljepriser spiller en viktig rolle i denne type modeller. Etter prisøkningen i 1973 trodde OPECs medlemmer at prisforandringen var permanent, så de bestemte seg for å fortsette med det samme produksjonsnivået. De få svingninger i oljeprisen i perioden før 1973 skyldes kontrollen fra de store multinasjonale selskaper. Etter 1973 skyldes populariteten av kartellmodeller at det eksisterte en frikonkurranspris. Bevisstheten at OPEC virket som et kartell og at organisasjonen kunne opprettholde den høye prisen, kunne eliminere insentiver for produsenter til å øke produksjonen.

Etter prisøkningen i 1979/80 kan situasjonen, når Saudi Arabia øker sin produksjon mens de andre medlemslandene reduserer sin produksjon, tolkes som at Saudi Arabia innså at prisnivået var midlertidig, mens de andre landene oppfattet prisnivået som fast.



I følge konkurransemodeller var de OPEC-landene som stanset kapasitetsutvidelsesplanene etter 1973 (Saudi Arabia og Kuwait) de som hadde den laveste absorpsjonskapasiteten.

2) «Property rights» modeller

Denne type modeller fokuserer på den endring i eiendomsretten til ressursene som fant sted i 1973. I samsvar med at de store oljeselskapene innså at de var i ferd med å miste kontrollen over oljeproduksjonen og at de oljeproduserende land selv fikk økt makt over produksjonsbestemmelsene, økte oljeproduksjonen. Frykten for nasjonalisering var årsaken til at oljeselskapene hadde en veldig høy diskonteringsrente. Effekten av dette var for lave oljepriser. Oljeproduserende land hadde en betydelig lavere diskonteringsrente på grunn av mer langsiktige formål med utnytting av naturressurser enn profittmaksimerende oljeselskaper. Så etter at oljeproduserende land fikk full kontroll over oljeproduksjonen ved nasjonalisering av oljeindustrien i 1973 skjedde en medføring av lavere diskonteringsrenter. Både produksjonsnivå og prisnivå ble dermed utsatt for forandringer. Forandringene i diskonteringsratene var årsaken til den store prisoppgangen i 1973 og ikke OPECs kartelladferd ifølge Johany (1980) og Mead (1979).

Dette kan illustreres som en variant av Hotellingregelen med konstant eller neglisjerbare utvinningskostnader. Et negativt skift i diskonteringsrenten vil føre til en slakere likevektsbane for nettoprisen. Et hopp i likevektsprisen skal skje når forandring i diskonteringsrente skjer og det skal følge et tilsvarende negativt skift i produksjonen og i etterspørselen.

3) Tilbudssjokk modeller

I denne kategorien hører modeller som forklarer prisøkninger fra 1973 og deretter med tilbudssammenbrudd. Disse sammenbrudd (embargoen i 1973, den iranske revolusjonen og Irak-Iran krigen) var konsekvenser av politiske handlinger og derfor eksogene. I motsetning til de modeller med begrenset absorpsjonsevne forutsetter disse modeller tilbudskurver med entydig positivt helning og dermed en likevektspris.

I følge disse modellene førte embargoen i 1973 til en langvarig tilbudsreduksjon som forklarer de høye prisene i 70-årene. Denne reduksjonen ble forsterket av en økning i etterspørsel etter olje i OECD-området, som førte til en høyere oljepris enn tilbudsreduksjonen alene kunne forårsake.

OPEC bestemmer ikke prisøkninger men følger bare etter dem, ifølge Verleger (1982). Tilbudssjokk påvirker spotpriser først og deretter tilpasser OPEC de offisielle priser slik at markedssituasjonen blir reflektert.

2. Relevant risiko ved oljeprosjekter og kapitalverdimodellen

2.1 Relevant risiko ved oljeprosjekter

Investeringsprosjekter er generelt sett utsatt for usikkerheten som preger det økonomiske livet. Full sikkerhet som forutsatt i mange økonomiske analyser, er i praksis urealistisk. Usikkerheten er et iøynefallende trekk ved økonomisk virksomhet generelt og ved oljevirkosomhet spesielt. Investeringsprosjekter i oljevirkosomheten er ressurskrevende og dyre å reservere når de først er inngått. Dessuten er oljeprosjekter langvarige, slik at vi gjerne snakker om ca 15 års levetid. Knappt på noe tidspunkt i et investeringsprosjekts liv kan en med sikkerhet si hva gjenværende kontantstrøm vil vise seg å bli.

Usikkerheten preger både kostnads og inntektssiden. Utviklingen i oljeprisen i den senere tid, som har blitt presentert i første kapittel, har illustrert den økonomiske usikkerheten ved petroleumsvirkosomhet. Men selv om den økonomiske usikkerhetsdimensjonen om framtiden er av stor betydning, må beslutninger for oljeinvesteringer tas fortløpende.

I løpet av et oljefelts levetid opptrer en mengde ulike risikokilder som kan inndeles i fem kategorier:

1. Reservoarriisiko (forekomst av hydrokarboner, volum av drivverdige ressurser, olje- og gassforhold.)
2. Utbyggingsrisiko (teknologi, investeringsvolum, oppstartingstidspunkt.)
3. Produksjonsrisiko (utvinningsgrad, produksjonsprofil, driftskostnader.)
4. Inntektsrisiko (olje- og gasspris, valutakurser.)
5. Politisk risiko (skatter og avgifter, bæring)

Hva mener vi med risiko, og hvordan skal det tas hensyn til disse risikokildene når beslutning om feltutbygging fattes? For det første, siden beslutningstakeren er en ansatt (eller en gruppe av ansatte) i en bedrift som har som mål å ta bestemmelser som er i eiernes interesser, må vi vurdere risiko fra eiernes synsvinkel.

Når et nytt investeringsprosjekt igangsettes påvirker dette eiernes, som også kan være beslutningstakernes, samlede økonomiske situasjon. Siden et stort oljeselskap er eid av aksjonærer som er deleiere av alle selskapets eksisterende prosjekter, både finans og realinvesteringer, kan vi kalle denne summen av økonomisk aktivitet for en portefølje.

Før investeringen tas har eierne av bedriften en portefølje som kalles for en start- eller referanseportefølje (totalen eksklusiv prosjektet). Etter at investeringen er tatt, har eierne en portefølje som kalles for en sluttportefølje. Risikoeffekten av et nytt prosjekt er forskjellen mellom startportefølje og sluttportefølje. Relevant prosjektrisiko er det nye prosjektets bidrag til usikkerheten til eiernes portefølje.

Vi kan skrive at:

$$(2.1) \quad \text{Relevant risiko} = a \text{ (spesifikk risiko)} + b \text{ (samvariasjonsrisiko)}$$

Hvor a , b er andeler av henholdsvis spesifikk og samvariasjonsrisiko. Første leddet er prosjektspesifikk risiko, som er den økonomiske usikkerheten som oppstår ved det nye prosjektet hvis det hadde vært en separat enhet uten noen forbindelser med alt annet eiere er involvert i.

Andre ledd er samvariasjonsrisiko, som viser hvordan det nye prosjektet samvarierer med eiernes referanseportefølje. Uansett om prosjektet virker svært risikabelt vurdert alene, kan relevant risiko være ubetydelig dersom prosjektet gir god avkastning når resten av selskapet går dårlig (negativ samvariasjon). Jo mer et prosjekt bidrar til å stabilisere den samlede avkastning på alle prosjektene, desto mindre er dets relevante risiko. Men når et prosjekt er utsatt for samme type risiko som startporteføljen blir sluttporteføljen mer usikker og relevant risiko ved det nye prosjektet er høy (positiv samvariasjon).

Ved prosjektvurdering er en velkjent og brukbar prosedyre nåverdikalculy. I tilfellet uten usikkerhet betyr det at prosjektets framtidige kontantstrøm omgjøres til nåverdi ved diskontering.

$$(2.2) \quad NNV_j = \sum_{T=0}^N \frac{NX_{jT}}{(1 + R_F)^T}$$

hvor:

NNV_j er netto nåverdien av prosjekt j

NX_{jT} er netto kontantsstrøm av prosjekt j i periode T

R_F er den risikofri renten

N er antall av perioder.

I usikkerhetstilfellet må diskonteringsrenten lik risikofri rente, justeres slik at kapitalkostnader øker utover risikofri rente. Dette kalles Risikojustert rente-metoden (RJ). Risikojustert rente tar hensyn til både tids- og usikkerhetsdimensjonen. Risikojustert rente skal belaste en fremtidig forventet kontantstrøm med en kostnad både fordi kontantstrøm ikke mottas i dag og fordi det ikke vil bli mottatt på det fremtidige tidspunktet med sikkerhet. Slik at netto nåverdi av prosjekt j nå kan skrives som:

$$(2.3) \quad NNV_j = \sum_{T=0}^N \frac{NX_{jT}}{\left[1 + E(\tilde{R}_j)\right]^T}$$

Her definerer vi $E(\tilde{R}_j)$ som den risikojusterte diskonteringsrenten for prosjekt J , og kan oppfattes som summen av risikofri rente og et risikotillegg eller risikopremie, slik at denne renten tar hensyn til å omgjøre usikre kontantstrømmer til sikre.

Når beslutningstaker er et risikonøytralt individ bryr han seg utelukkende om forventet avkastning og ikke om usikkerheten. Men hvis beslutningstakeren er risikoavers, misliker han usikkerheten. Han påtar seg risiko hvis han blir tilstrekkelig betalt for det i form av økt forventet avkastning (dvs. at kapitalkostnaden blir høyere). Jo sterkere risikoaversjon, desto høyere forventet avkastning kreves fra et prosjekt for at investor skal foretrekke dette alternativet.

I praksis har alle beslutningstakere risikoaversjon, og de som oppfører seg som «risikotiltrukket» har bedre informasjon slik at de vet noe som andre ignorerer, gjennom insideinformasjon.

Den risiko som gir krav om risikokompensasjon kalles for relevant risiko og dermed innvirker den på verdi-fastsetting, eller rangering, av prosjekter. Det kan korrigeres for relevant risiko ved å justere diskonteringsrenten.

Irrelevant risiko er usikkerhet som riktignok opptrer i prosjekter men som i motsetning til relevant risiko ikke skal gi utslag ved prosjektvurdering. Irrelevant risiko gir ikke grunnlag for risikotillegg i diskonteringsrente. Dersom

irrelevant risiko likevel blir brakt inn i evalueringen, kan en komme til å forkaste de beste prosjektene. I beslutningsmodeller basert på avveining mellom forventet verdi og risiko er tradisjonelt varians eller standardavvik blitt mye brukt som et enkelt risikomål.

Jeg skal betegne med Z, Y og X henholdsvis referanseportefølje, sluttportefølje og et nytt prosjekt. Det betyr at: $Y=Z+X$. X og Z kan alternativt *fortolkes* som de betingede avkastninger beslutningstakeren ville oppnå hvis hele initial formuen hans ble plassert i prosjekt X og i utgangsporteføljen Z. Videre betegner vi med w og 1-w, de andelene av initial formue som ble plassert i de to alternative plasseringene. Slik at:

$$(2.4) \quad Y = w(X) + (1-w)(Z)$$

Variansen til sluttporteføljen blir da :

$$(2.5) \quad \text{VAR}(Y) = w^2\text{VAR}(X) + (1-w)^2\text{VAR}(Z) + 2w(1-w)\text{KOV}(X,Z)$$

Her betegner vi med $\text{KOV}(X,Z)$ kovariansen mellom prosjektet X og referanseporteføljen Z. Med variansen som risikomål har vi følgende sammenheng mellom variansene (gitt at $Y=Z+X$).

$$\begin{aligned} \text{VAR}(Y) &= E[Y-E(Y)]^2 \\ &= E[(X+Z)-E(X+Z)]^2 \\ &= E[(X-E(X)) + (Z-E(Z))]^2 \\ &= E[(X-E(X))^2 + (Z-E(Z))^2 + 2(X-E(X))(Z-E(Z))] \\ &= \text{VAR}(X) + \text{VAR}(Z) + 2\text{KOV}(X,Z) \\ &= \text{VAR}(X) + \text{KOV}(X,Z) + \text{VAR}(Z) + \text{KOV}(X,Z) \end{aligned}$$

Her har jeg brukt definisjon til kovariansen: $\text{KOV}(x,z) = E[(x-E(x))(z-E(z))]$.

ved å omformere $\text{VAR}(X) + \text{KOV}(X,Z)$ får jeg at:

$$E[(X-E(X))^2 + E[(X-E(X))(Z-E(Z))] = E[(X-E(X))(Y-E(Y))] = \text{KOV}(X,Y)$$

Tilsvarende for $\text{VAR}(Z) + \text{KOV}(X,Z) = \text{KOV}(Z,Y)$.

Jeg har vist at $\text{VAR}(Y) = \text{KOV}(X,Y) + \text{KOV}(Z,Y)$

Hvis porteføljen Z tilsvarer en situasjon uten prosjektet vil prosjektet endre sluttporteføljens varians med:

$$(2.6) \quad \text{VAR}(Y) - \text{VAR}(Z) = \text{VAR}(X) + \text{KOV}(X,Z)$$

Ved å reformulere (2.6) som tidligere får jeg: $\text{VAR}(Y) - \text{VAR}(Z) = \text{KOV}(X,Y) + \text{KOV}(X,Z)$ som viser prosjektets risikobidrag når en i utgangspunkt har Z som referanseportefølje. Dersom beslutningstakeren ikke er bundet til å sitte med Z, kan da X og Z tolkes som nye prosjekter slik at risikobidraget til X er gitt ved:

$$(2.7) \quad \text{KOV}(X,Y) = \text{VAR}(X) + \text{KOV}(X,Z)$$

Andeler investert i de to alternative plasseringene bestemmes fritt, slik at risikobidraget fra X er:

$$(2.8) \quad \text{KOV}(wX,Y) = w^2\text{VAR}(X) + w(1-w)\text{KOV}(X,Z)$$

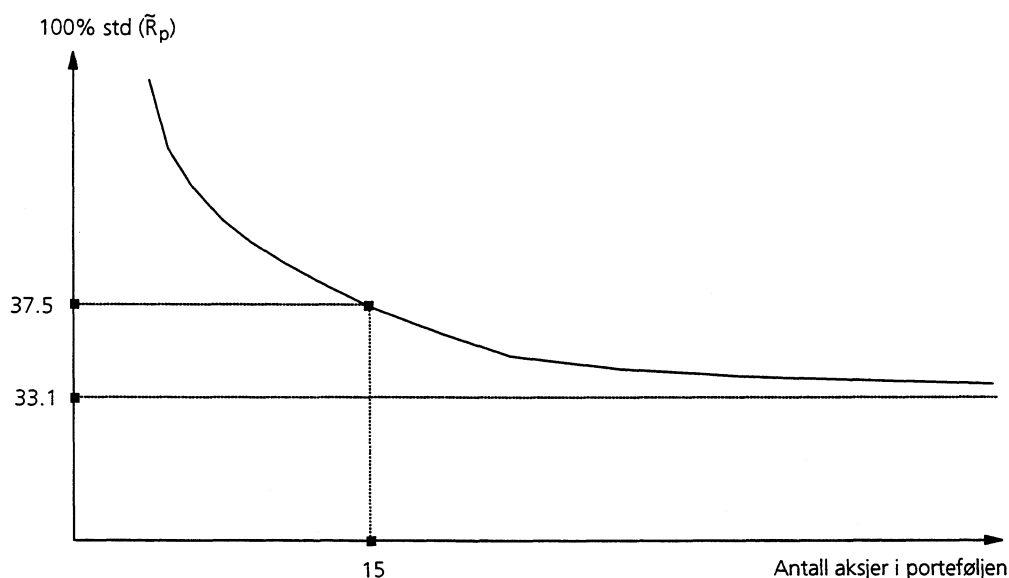
Relevant risiko kommer fra samvariasjonen mellom prosjektets bidrag til sluttportefølje wX og sluttporteføljen Y. Vi ser derfor at relevant risiko av prosjektet X deles opp i et variansledd som er prosjektsspesifikk risiko, tilsvarende til det første leddet i (2.1), og et kovariansledd som tilsvarer til samvariasjonsleddet i (2.1).

I en veldiversifisert portefølje skal prosjekt X inngå med en meget liten vekt. Da er w^2 ubetydelig i forhold til $w(1-w)$. Det betyr at i en veldiversifisert portefølje vil prosjektets varians, dvs prosjektsspesifikk risiko, i seg selv være nesten uten betydning. Relevant risiko bestemmes for det meste fra kovariansen mellom prosjektet og referanseporteføljen:

$$(2.9) \quad \text{KOV}(wX, Y) \approx w(1-w) \text{KOV}(X, Z)$$

Fra finansteori vet vi at man kan spre risikoen av en portefølje ved diversifisering, dvs. at risikoen som er knyttet til en portefølje reduseres når antall verdipapirer i porteføljen øker. Denne reduksjonen konvergerer mot en nedre grense, men hele risikoen kan ikke elimineres ved diversifisering. Den delen av risikoen som ikke kan diversifiseres bort er den systematiske risiko, og det er denne risikoen som en investor med risikoaversjon vil ha ekstra betalt for for å påta seg.

Figur 2.1



Figur 2.1 viser resultater av diversifisering i en referanseportefølje som består av norske aksjer. Risikoen, målt ved standardavviket til porteføljens avkastning, reduseres mot en grense på 1/3 av det gjennomsnittlige standardavviket for individuelle norske aksjer (100% i figuren). Nedre grense på 33.1% av det gjennomsnittlige standardavviket for enkeltaksjer, og kalles systematisk eller udiversifiserbar risiko, dvs. den delen av prosjektets risiko som er knyttet til økonomiens generelle konjunkturforløp.

Sammensetningen av referanseporteføljen er avgjørende for prosjektets relevante risiko. Det er viktig hvilke andre innteks- og utgiftsposter enn selve prosjektet som trekkes inn i analysen. Betydningen av referanseportefølje er stor. Hvis for eksempel referanseporteføljen er risikofri, og eieren bruker den for å kjøpe en tilfeldig aksje, skal han belastes med gjennomsnittlig risiko for en norsk børsnotert aksje. Hvis eieren ikke stopper der, men fortsetter å kjøpe flere aksjer av forskjellige selskaper, forsvinner denne selskapsesifikke (usystematiske) risikoen.

Grunnen til det er at så lenge sluttporteføljen består av mange ulike prosjekter (aksjer) vil virkningen av prosjektspesifikk hendelser nøytralisere hverandre i porteføljenettoa. Det er ikke perfekt positiv samvariasjon mellom ulike selskapers avkastning. For eksempel, ser vi på en investor som har en startportefølje som består av et oljeselskap eller rettere sagt av aksjer i dette oljeselskapet. Oljeselskapet gir høy inntjening ved høy oljepris og lav med lav oljepris. Eiere av dette selskapet, og dermed vår investor, kan redusere startporteføljens risiko ved å investere, for eksempel i plastindustrien, hvor avkastningen beveger seg motsatt av oljeprisen. I denne situasjonen blir risikotillegg til det nye prosjektet negativ, slik at risikojustert rente blir lavere enn den risikofrie renten. Mens prosjekt-

spesifikk risiko forsvinner kan ikke samvariasjonsrisiko bli borte. Samvariasjonsrisiko skyldes økonomiske faktorer som slår inn i de aller fleste bedrifter. Uansett diversifiseringsgrad er investoren vår utsatt for slik risiko som også kan kalles for makroøkonomisk risiko.

I noen tilfeller hvor prosjekter er store i forhold til referanseporteføljen, vil selskapspesifikk risiko være den som avgjør risikotillegget. Tilsvarende forskjellige referanseporteføljer vil det være ulike analysenivåer som et prosjekts risikobidrag sees i forhold til. Disse analysenivåer fra lavest til høyest er:

1) Prosjektnivået

På dette analysenivået ser vi på en situasjon hvor referanseporteføljen kun består av prosjektet. Det vil si at bare prosjektspesifikk risiko er av betydning og samvariasjonsrisiko er lik null. All prosjektspesifikk risiko blir relevant ($a=1$ og $b=0$). Alle fem risikokilder skal derfor med i analysen, i hvertfall i den grad de gjelder lokale effekter innen prosjektet. Prosjektets analysenivå vil gi et for stort risikotillegg som i et høyere analysenivå skal kunne reduseres.

2) Selskapsnivået

Her ser vi på den risikoendring det nye prosjektet gir for alle aktiviteter i et selskap. Prosjektets risikobidrag består av prosjektspesifikk risiko og prosjektets kovarianse med resten av selskapets aktiviteter. Når prosjektet er stort i forhold til resten av aktivitetene er prosjektspesifikk risiko stor. Dersom samlet selskapsaktivitet består av like store prosjekter er samvariasjonsrisiko viktigere. Jo mer diversifisert selskapet er, desto mindre relevant er prosjektspesifikk risiko. Inntekts- og politisk risiko virker i alle oljeprosjekter samtidig og dermed på samvariasjon mellom prosjektene.

Når det gjelder de tre andre risikokilder: reservoar-, utbyggings- og produksjonsrisiko kan disse delvis elimineres. Vertikal integrasjon er en aktuell strategi for diversifisering på selskapsnivået.

Hvis selskapets referanseportefølje består av forskjellige prosjekter, knyttet til for eksempel oljeproduksjon, raffinerier og bensinstasjoner, da skal disse selskapsdiversifiserende prosjekter ha lav eller negativ relevant risiko, fordi de virker diversifiserende for selskapets kontantstrøm.

3) Oljebransjenivå

Siden de fleste oljeselskaper, for eksempel i Norge, er mer eller mindre kopier av hverandre, betyr dette at det på oljebransjenivået vil tas hensyn til samme risikokilder som på selskapsnivået. På dette nivået, i det norske eksempelet, består referanseporteføljen av netto produksjonsverdi fra de norske oljefeltene, og relevant risiko er det bidrag prosjektet gir til usikkerheten i den samlede oljevirkomheten i Norge. Norske myndigheter er opptatt av samlet petroleumsvirkomhet (maksimalt produksjonsvolum, investeringsaktiviteter og sysselsetning er statens ansvar).

En stor del av statens inntekter kommer fra oljevirkomheten. Denne store avhengigheten av oljeinntekter fører til at statsinntektene svinger i samme takt som oljeinntektene.

4) Alle børsnoterte selskaper

Her er referanseporteføljen en veldiversifisert portefølje som består av samtlige selskaper notert ved Oslo Børs. Fra eierne av oljeprosjektenes synspunkt, er risiko i variable som er korrelert med totalindeksen av Oslo Børs, relevant risiko. Inntekts og politisk risiko (aksjemarkedetspolitikk) er relevante på dette nivået. For store prosjekter kan også de andre tre risikokategoriene være delvis relevant.

Som vi skal se senere, ved bruk av den enperiodiske kapitalverdimodellen (CAPM for den engelske tittel: Capital Asset Pricing Model) som utgangspunkt, og Oslo Børs indeks som markedsportefølje, ville relevant risiko være noe i likhet med Beta faktoren i CAPM, slik at vi skal kunne beregne den risikojusterte renten.

5) Nasjonal samfunnsportefølje

I dette tilfellet bruker vi som referanseportefølje den innenlandske delen av nasjonalproduktet. Utenlandske investeringer og finansprosjekter ser vi bort fra. Relevant risiko er bidraget det nye oljeprosjektet gir til usikkerheten i total innenlandsk verdiskapning. Oljebransjen i Norge utgjør en betydelig komponent av referanseporteføljen. Kuwaitiseringen av den norske økonomien fører til at oljeprosjekter og innenlandsk nasjonalprodukt varierer systematisk med petroleumspriser og valutakurs samt at de påvirkes av politiske beslutninger, slik at inntekts- og politisk risiko inngår i den relevante projektrisiko også på dette nivået. Dersom oljeprosjektet er spesielt stort, er også prosjektets varians relevant i tillegg til kovariansen.

Siden mer av innenlands nasjonalprodukt direkte eller indirekte knyttes til oljevirkksomheten, skal det oppstå stadig sterkere kovarians mellom et nytt prosjekt og innenlandsk verdiskapning, og den risikjusterte renten stiger siden kovariansen øker og oljeprosjekter blir derfor mindre verdt over tid. Prosjekter som er i motsigelse av oljevirkksomhet blir mindre og mindre risikable.

6) Interternasjonal samfunnsportefølje

Dette er det høyeste analysenivået hvor prosjektspesifikk risiko nesten elimineres totalt. Her består referanseporteføljen av samlet norsk verdiskapning i inn- og utland. Selv i dette tilfellet står vi likevel utsatt for udiversifiserbar risiko. For et oljeproduserende land som Norge er oljepris og dollarkursendringer av stor betydning. Risikotillegg for et nytt prosjekt bestemmes på dette nivået av samvariasjonsrisiko med oljepris og valutakurs.

Hvilken av de seks analysenivåer som er korrekt, avhenger av hvilken interessegruppe prosjektet skal tjene, og hvilken referanseportefølje denne interessegruppen ønsker som sammenligningsgrunnlag. Fra en fagøkonomisk synsvinkel er det høyeste nivået mest korrekt. I det fjerde analysenivået, dvs alle børsnoterte selskaper, kan man ved bruk av CAPM, få korrekte risikohensyn og muligheter til å justere risiko for faktiske prosjekter. Det skal vi se nærmere i det følgende avsnitt.

2.2 CAPM

2.2.1 Forutsetninger for Kapitalverdimodellen

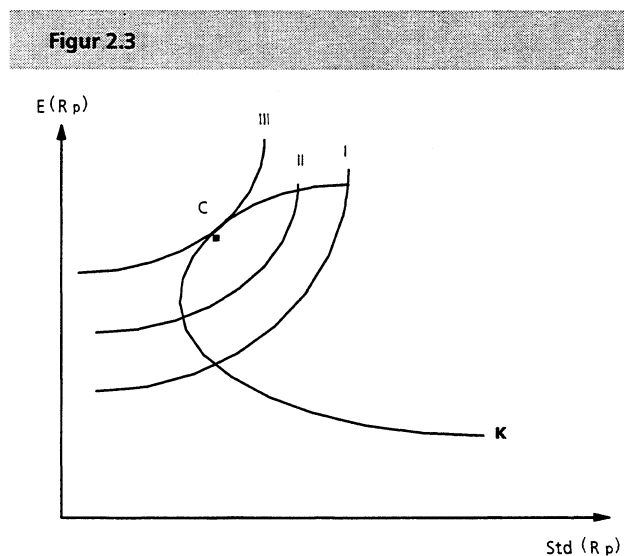
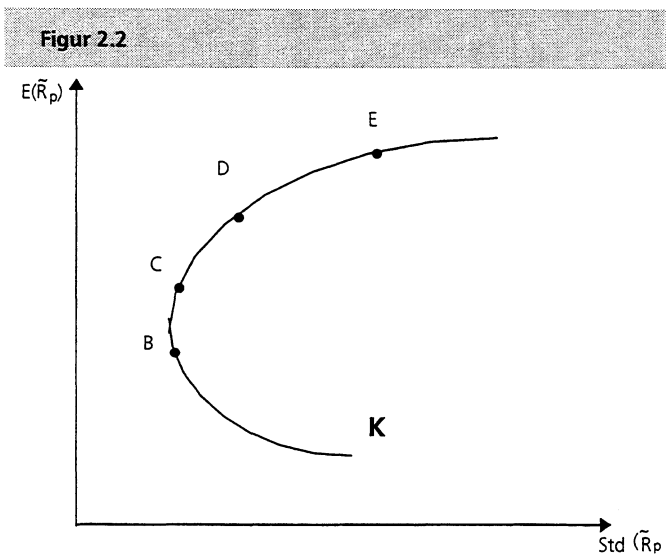
Den enperiodiske Kapitalverdimodellen (CAPM) ble utviklet nesten samtidig av Sharpe (1963-1964), Treynor (1961), Mossin (1966), Lintner (1965, 1969) og Black(1972). Artikkelen «Portfolio selection» av H.M.Markowitz (1952) la grunnlaget for teorier av denne typen. Det tiltalende med disse teorier er at de gir presise matematiske sammenhenger mellom forventet avkastning og risiko bare på grunnlag av parametre og variable som kan beregnes direkte fra opplysninger som allerede fins i markedet.

CAPM er bygd opp i en hypotetisk verden under forutsetninger om investorer og mulighetsområdet:

1. Alle investorer har risikoaversjon og maksimerer forventet nytte av sin formue på slutten av perioden.
2. Investorer er pristakere og har homogene forventninger om verdipapir (prosjekt) avkastning som følger en normal sannsynlighetsfordeling.
3. Det finnes et risikofri finansobjekt, slik at investorer ubegrenset kan låne inn og ut, til en risikofri rente.
4. Finansobjektets kvantum er gitt i markedet og alle finansobjekter er omsettbare og uendelig delbare.
5. Finansmarkeder er uten friksjoner og informasjon er kostnadsfri og samtidig tilgjengelig til alle.
6. Det eksisterer ikke markedsimperfeksjoner slik som skatter, reguleringer og restriksjoner på «shortselling».
7. Investorene fatter beslutninger ene og alene på grunnlag av forventet verdi og standardavvik på avkastningen på porteføljene deres.
8. Alle aktiva (assets) er omsettelige på markedet.

2.2.2 En beskrivelse av økonomien

Med utgangspunkt i disse forutsetningene kan en portefølje konstrueres på uendelig mange måter ved å variere andelen investert i hvert selskap. Ved slike variasjoner kan vi betegne et mulighetsområde.



I figuren 2.2 viser horisontalaksen standardavvik til porteføljens forventede avkastning, mens den vertikale akse viser forventet avkastning til denne porteføljen. Målet for en risikoavers investor er å maksimere forventet avkastning for gitt risiko, eller å minimere risiko for gitt forventet avkastning.

Generelt definerer vi minimum varians mulighetsområdet som den konvekse linjen som presenterer alle kombinasjoner av risiko og avkastning tilbudt fra forskjellige porteføljer av risikable prosjekter (objekter) som for en gitt avkastning, minimerer variansen og dermed standardavviket til porteføljens avkastning.

Minimum varians mulighetsområde er konvekst i det tilfelle hvor de forskjellige porteføljer ikke er perfekt positivt eller negativt korrelerte, dvs korrelasjonskoeffisienten ligger mellom -1 og 1. Jeg antar videre at dette er tilfellet, slik at minimum varians mulighetsområdet i figuren 2.2 er den konvekse linjen **K**. Fra minimum varians mulighetsområdet kalles de porteføljer, som for gitt risiko, (standardavvik) maksimerer forventet avkastning for effisiente porteføljer og hele mengden av disse porteføljer kalles for en effisient mengde, dvs BCDE delen av **K**.

Uansett graden av risikoaversjon skal investorer tilpasse seg på den effisiente mengden slik at han kompenseres for hver enhet risiko han påtar seg. Hvis han tilpasser seg utenfor det effisiente settet tar investoren på seg risiko som han ikke får kompensasjon for. Graden av risikoaversjon bestemmer hvilken av porteføljene langs det effisiente settet en investor skal velge og graden av risikoaversjon avgjør dermed tilpasningen. Risikoaverse investorer har indifferenskurver som er konvekse i minimum varians figuren.

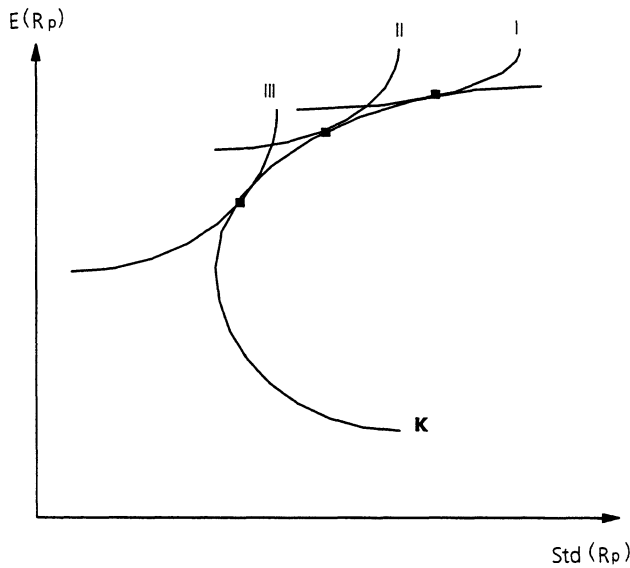
I figur 2.3 har indifferenskurven I mindre total nytte enn II, mens II har mindre total nytte enn III. Den optimale porteføljen gis fra punktet C hvor den marginale substitusjonsraten mellom risiko og forventet avkastning, representert ved indifferenskurver, og den marginale transformasjonsraten mellom risiko og avkastning som gjenspeiles fra minimum varians mulighetsområdet faller sammen. Slik at det optimalt punkt er tangeringspunktet mellom indifferenskurven III og **K**.

Investorer med forskjellige risikoaversjonsgrad, vil velge forskjellige porteføljer i det effisiente settet, selv om de har homogene forventninger om mulighetsområdet. I figur 2.4 har investor med preferanser representert ved indifferenskurven III, høyere risikoaversjon enn han med preferanser uttrykt ved II, som igjen har høyere risikoaversjon enn investoren med preferanser representert ved indifferenskurven I.

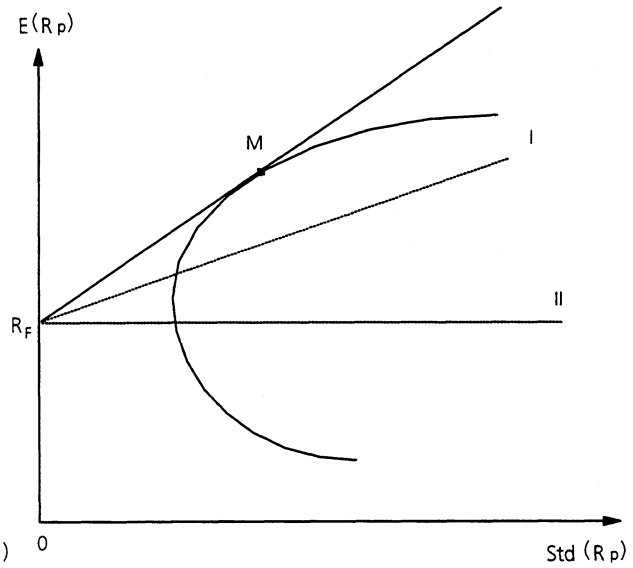
En investor med høy risikoaversjon vil velge en portefølje med mindre risiko pr enhet forventet avkastning og en investor med lav risikoaversjon vil velge en portefølje med større risiko pr enhet forventet avkastning.

Her må vi presisere at vi snakker om veldiversifiserte porteføljer når vi refererer til porteføljer som danner det effisiente settet. En enkel aksje kan ikke være effisient fordi den bærer usystematisk risiko.

Figur 2.4



Figur 2.5



Innføring av et risikofritt investeringsalternativ i vår analyse, som for eksempel en statsobligasjon eller en sparekonto, vil forandre situasjonen. Jeg avmerker en risikofri rente med R_F og kan tegne linjer som starter fra risikofri rente, som skal være på den vertikale akse slik at $\text{Std}(R_F) = 0$, og alle porteføljer av risikable prosjekter (finansobjekter).

Disse linjene utvider det opprinnelige mulighetsområdet slik at det er mulig å kombinere en risikofri investering med en risikofylt portefølje. Linjen fra R_F gjennom porteføljen M er den dominerende lineære kombinasjonen. Hvis vi befinner oss på linjen I eller II kan vi oppnå høyere forventet avkastning for samme risiko ved å bevege oss oppover. Men det er ikke mulig å bevege oss oppover fra linjen RFM fordi denne linjen tangerer det effisiente settet for risikofylte investeringer. Vi ser at linjen RFM er det nye effisiente settet som definerer investeringsalternativer for ethvert risikoavert individ. En viktig antagelse her er at det er likhet mellom lånerente og sparerente.

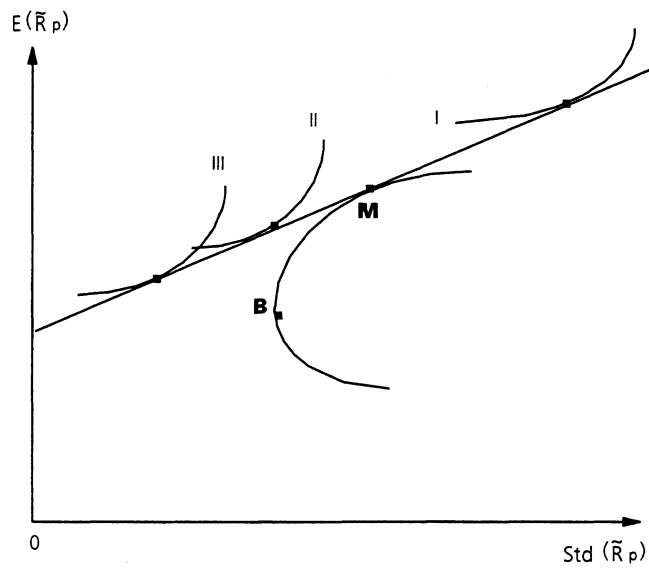
Den effisiente porteføljen for hver investor med risikoaversjon er et veiet gjennomsnitt mellom det risikofrie objektet og porteføljen M . Hvis tilpasningen skjer mellom R_F og M er investeringen delt mellom disse slik at investoren investerer i den risikofylte porteføljen M og sparer til den risikofrie renten R_F . Hvis tilpasningen skjer til høyre for M betyr det at investoren investerer mer i M enn han selv eier og dette betyr at han låner penger til den risikofrie renten.

Graden av risikoaversjon påvirker ikke porteføljen M og hvordan denne komponeres. Risikoaversjonsgraden bestemmer hvor mye som totalt skal investeres i den risikofylte fremfor den risikofrie investeringen.

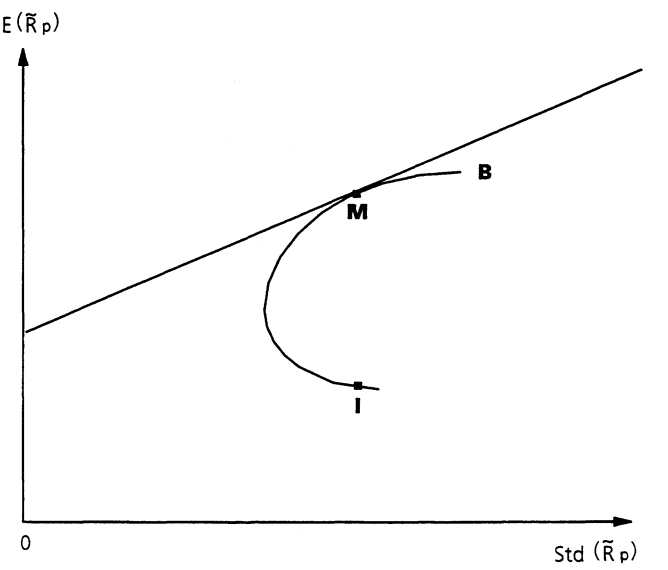
Alle investorer setter samme sin aksjeportefølje M på den samme måte fordi selv om de kan velge portefølje B , i figur 2.6, fra det minimum varians mulighetsområdet, kan de gjøre det bedre ved å velge porteføljen M , men ikke bedre enn det.

Vi har referert til Kapitalverdimodellen som en likevektsmodell, men for at det skal oppstå likevekt i markedet må det ikke finne sted tilbuds- eller etterspørselsoverskudd, slik at det ikke oppstår markedsklarering. Dette impliserer at i likevekt må porteføljen M, som investorer kombinerer med en risikofri investering, være markedsporteføljen, slik at alle risikofylte objekter er representert i denne med en andel a_i som er lik dette objektets markedsverdi romandel av verdien av den totale markedsporteføljen. Risikofritt objekt er ikke med i markedsporteføljen.

Figur 2.6



Figur 2.7



Jeg definerer med V_i risikoobjektets markedsverdi, andelen a_i er lik:

$$(2.10) \quad a_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^N V_i}$$

Her er a_i andelen av objekt i i markedsporteføljen og $\sum_{i=1}^N V_i$ er total verdi for alle finansobjekter i markedet.

Tilpasningen hvor alle investorer velger sine porteføljer slik at de først bestemmes den optimale portefølje av risikofylte investeringer, markedsporteføljen M, og deretter bestemmer kombinasjoner av risikofri og risikofylte investeringer i samsvar med sine risikoholdninger, kalles for to-fondsseparasjon. Denne tilpasningen beskrives av alle punkter på linjen som starter fra RF og tangerer markedsporteføljen, denne linjen kalles for kapitalmarkedslinjen.

Dersom andelen investert i den risikofylte markedsporteføljen er k , og andelen investert i det risikofrie alternativet er $(1-k)$, er forventet avkastning av den bestemte porteføljen langs kapitalmarkedslinjen:

$$(2.11) \quad E(\tilde{R}_p) = kR_F + (1-k)E(\tilde{R}_M)$$

På grunn av at standardavviket (og derfor variansen) til RF er null, er porteføljes varians langs kapitalmarkedslinjen lik:

$$(2.12) \quad \text{Var}(\tilde{R}_p) = (1-k)^2 \text{Var}(\tilde{R}_M), \text{ mens standardavviket er}$$

$$(2.13) \quad \text{Std}(\tilde{R}_p) = (1 - k)\text{Std}(\tilde{R}_M)$$

Ved å løse 2.13 for k og sette inn i 2.11 får vi:

$$(2.14) \quad E(\tilde{R}_p) = R_F + \left[\frac{E(\tilde{R}_M) - R_F}{\text{Std}(\tilde{R}_M)} \right] \text{Std}(\tilde{R}_p)$$

(2.14) uttrykker ligningen for kapitalmarkedslinjen.

$\left[\frac{E(\tilde{R}_M) - R_F}{\text{Std}(\tilde{R}_M)} \right]$ kan kalles for likevektspris for risiko, og $\text{Std}(\tilde{R}_p)$ er den relevante risikoen som porteføljen bærer.

2.2.3 Kapitalverdimodellen

En grunnleggende antagelse for kapitalverdimodellen er at markedsporteføljen må være effisient. Antagelsen om homogene forventninger sikrer at markedsporteføljen M er effisient. Som vi sa tidligere er kapitalverdimodellen en likevektsmodell, at markedet er i likevekt betyr at etterspørsel er lik tilbud og at priser tilpasser seg slik at det oppstår markedsklarering, likevekt vil alle risikable objekter ha positiv andel i markedsporteføljen. Porteføljen M må inkludere alle omsettbare aksjer, dvs. den må inkludere alle selskapene på børsen. Vekten for hvert selskap må være lik forholdet mellom selskapets aksjeverdi og børsselskapenes samlede aksjeverdi.

Vi så tidligere at porteføljer som befinner seg på kapitalmarkedslinjen er effisiente porteføljer. Disse porteføljene er perfekt korrelerte med markedsporteføljen M slik at risikoen knyttet til disse er markedets risiko som ikke kan diversifiseres bort. Standardavviket til disse porteføljene viser den relevante risiko de bærer. For et ikke effisient investeringsobjekt inneholder standardavviket både prosjektspesifikk og ikke diversifiserbar risiko, slik at standardavviket ikke er et godt nok mål for relevant risiko for ikke effisiente investeringsobjekter.

Dersom det finnes en portefølje K som består av en andel a investert i et risikabelt objekt I og en andel (1-a) investert i markedsporteføljen M, vil forventet avkastning på denne porteføljen være lik:

$$(2.15) \quad E(\tilde{R}_K) = aE(\tilde{R}_I) + (1 - a)E(\tilde{R}_M) = E(\tilde{R}_M) + a[E(\tilde{R}_I) - E(\tilde{R}_M)]$$

Og standardavviket til porteføljen K er:

$$(2.16) \quad \text{Std}(\tilde{R}_K) = \left[a^2 \text{Var}(\tilde{R}_I) + (1 - a)^2 \text{Var}(\tilde{R}_M) + 2a(1 - a) \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M) \right]^{1/2}$$

Mulighetsområdet for kombinasjoner mellom markedsporteføljen M og risikofylt objekt I er kurven IMB i figur 2.7.

Faktisk holder markedsporteføljen M allerede en andel av risikofylt objekt I. Vi ser fra definisjonen av M at den inneholder alle omsettbare finansobjekter i samsvar med sin markedsverdi i likevekt. Slik at andelen a i ligningene (1.15) og (1.16) er et etterspørsels overskudd etter det risikofylte investeringsobjekt I. Ved å derivere forventet avkastning og standardavvik til porteføljen K med hensyn på a, finner vi virkningen av en forandring i a.

$$(2.17) \quad \frac{\partial E(\tilde{R}_K)}{\partial a} = E(\tilde{R}_I) - E(\tilde{R}_M)$$

$$(2.18) \quad \frac{\partial \text{Std}(\tilde{R}_K)}{\partial a} = \left[2a \text{Var}(\tilde{R}_I) - 2 \text{Var}(\tilde{R}_M) + 2a \text{Var}(\tilde{R}_M) + 2 \text{Kov}(\tilde{R}_m, \tilde{R}_I) - 4a \text{Kov}(\tilde{R}_m, \tilde{R}_I) \right] \left[\frac{1}{2} \text{Std}(\tilde{R}_K)^{-1/2} \right]$$

Jeg setter videre: $\text{Var}(\tilde{R}_I) = \sigma_I^2$, $\text{Var}(\tilde{R}_M) = \sigma_M^2$ og $\text{Kov}(\tilde{R}_M, \tilde{R}_I) = \sigma_{IM}$.

I likevekt er etterspørselsoverskuddet lik 0 og alle investerings objekter er holdt i samsvar med deres markedsverdi slik at (2.17) og (2.18) kan skrives som:

$$(2.19) \quad \left. \frac{\partial E(\tilde{R}_K)}{\partial a} \right|_{a=0} = E(\tilde{R}_I) - E(\tilde{R}_M)$$

$$(2.20) \quad \left. \frac{\partial \sigma_K}{\partial a} \right|_{a=0} = \left[-\sigma_M^2 + \sigma_{IM} \right] \frac{1}{\sigma_M} = \frac{\sigma_{IM} - \sigma_M^2}{\sigma_M}$$

Vi ser at for $a=0$ er standardavviket til porteføljen Ks avkastning lik med standardavviket til markedsporteføljen M. Helningen på risiko-avkastnings kombinasjoner som beskrives fra mulighetsområdet IMB i punktet M, er i likevekt gitt ved :

$$(2.21) \quad \left. \frac{\frac{\partial E(\tilde{R}_K)}{\partial a}}{\frac{\partial \sigma(\tilde{R}_K)}{\partial a}} \right|_{a=0} = \frac{E(\tilde{R}_I) - E(\tilde{R}_M)}{\frac{\sigma_{IM} - \sigma_M^2}{\sigma_M}}$$

Men helningen til kurven IMB på punktet M må være lik helningen til kapitalmarkedetslinjen som er også en

likevektsrelasjon. Helningen til kapitalmarkedetslinjen er $\frac{E(\tilde{R}_M) - R_F}{\sigma_M}$ slik at følgende likhet gjelder:

$$(2.22) \quad \frac{E(\tilde{R}_M) - R_F}{\sigma_M} = \frac{E(\tilde{R}_I) - E(\tilde{R}_M)}{\frac{\sigma_{IM} - \sigma_M^2}{\sigma_M}}$$

Ved å løse for $E(\tilde{R}_I)$ i (1.22) får vi følgende likhet :

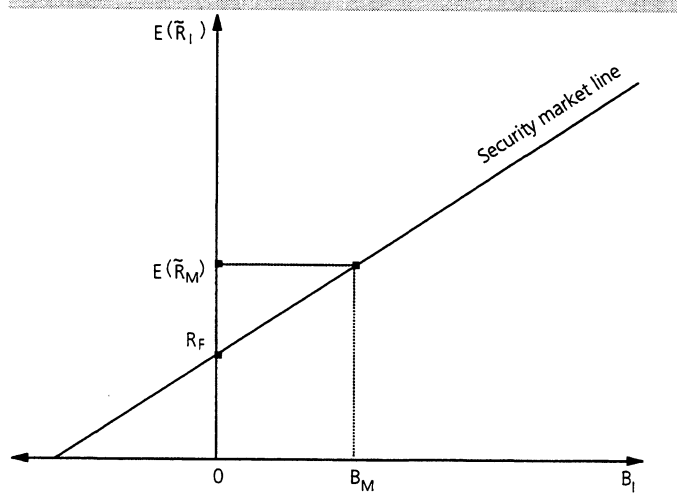
$$(2.23) \quad E(\tilde{R}_I) = R_F + \left[E(\tilde{R}_M) - R_F \right] \frac{\sigma_{IM}}{\sigma_M^2}$$

(2.23) er ligningen for verdipapirmarkedetslinjen (security market line) og er kjent som Kapitalverdimodellens ligning på ordinær form, uten skatt og andre imperfeksjoner. Vi ser at forventet avkastning for et prosjekt er

summen av en risikofri rente og en risikopremie. Risikopremien er produktet av $\frac{\sigma_{IM}}{\sigma_M^2}$, som uttrykker antall enheter

av relevant risiko som bæres i prosjekt I og kalles gjerne for B_I (Beta) som er bedre kjent, og kostnaden pr risikoenhet (eller prisen på risiko) $E(\tilde{R}_M) - R_F$, kalles også for markedets risikopremie. Siden det eksisterer risikoaversjon blant investorer skal alltid markedets risikopremie være positiv.

Figur 2.8



B_I er det relevante målet for risiko. Risikoobjektets varians er ikke egnet som mål for den risiko finansobjekt I bærer. Aktorene kan diversifisere bort all risiko, bortsett fra kovariansen med markedsporteføljen. Kapitalmarkedet gir kompensasjon bare for risiko som ikke kan elimineres med diversifisering.

Bare for veldiversifiserte porteføljer er standardavvik det relevante risikomålet. Slike porteføljer er nesten perfekt korrelerte med markedsporteføljen slik at usystematisk risiko er svært liten.

Kovariansen mellom $E(\tilde{R}_M)$ og $E(\tilde{R}_I)$ er gitt ved :

$\sigma_{IM} = \sigma_I \sigma_M \text{Korr}_{im}$, her definerer jeg Korr_{im} som

korrelasjonskoeffisienten mellom det risikofylt objekt I

og markedsporteføljen M. Definisjonen for B_I impliserer at dersom korrelasjonskoeffisienter nærmer seg +1, dvs når I og M er perfekte korrelerte, $B = \frac{\sigma_I \sigma_M}{\sigma_M^2} = \frac{\sigma_I}{\sigma_M}$, som betyr at B_I blir lik forholdet mellom porteføljens og markedsporteføljens standardavvik.

Den enperiodiske Kapitalverdimodellen er et lineært positivt forhold mellom forventet avkastning og relevant risiko. Fra figur (2.8) ser vi at jo større den relevant risiko er, desto høyere er forventet avkastning. Vi ser at verdipapirmarkedslinjen (security market line) beskriver denne sammenhengen mellom B_I og $E(\tilde{R}_I)$.

CAPM kan betraktes som investors avkastningskrav for investeringer. En realinvestering som har forventet avkastning som overstiger eller minst er lik dette avkastningskravet aksepteres fordi nåverdien av investeringen ved bruk av avkastnings kravet fra CAPM er positiv.

Når $B_I = 1$, har investeringen en systematisk risiko som tilsvarer den gjennomsnittlige systematiske risiko i markedet, slik at $B_I = 1$ uttrykker markedsporteføljens systematiske risiko. Forventet avkastning blir da lik $E(\tilde{R}_M)$ dvs lik markedsporteføljens forventede avkastning. For $B_I = 0$ bærer ikke investor risiko slik at $E(\tilde{R}_I)$ blir lik den risikofri renten R_f .

Vi kan omforme CAPM fra avkastningsform til en verdiform ved å definere likevektsavkastning for en investering I på slutten av perioden, (jeg understreker her at CAPM er en enperiodiske likevektsmodell, Merton (1973) og andre utvidet CAPMs alternativer i kontinuerlig tid men jeg skal konsentrere meg om den ordinære enperiodiske versjonen), som:

$$(2.24) \quad \tilde{R}_I = \frac{\tilde{P}_e - P_0}{P_0}$$

Her er P_0 likevekts markedsverdien på investering I på tidspunkt 0, \tilde{P}_e er den risikable kontantstrøm av investering I på tidspunkt 1. På forventningsform blir (2.24):

$$(2.25) \quad E(\tilde{R}_I) = \frac{E(\tilde{P}_e) - P_0}{P_0}$$

Fra CAPM ligningen har vi at $E(\tilde{R}_I) = R_F + [E(\tilde{R}_M) - R_F] \frac{\text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M)}{\text{Var}(\tilde{R}_M)}$

Vi kan omforme ligningen for Kapitalverdimodellen slik: vi definerer $\lambda = \frac{[E(\tilde{R}_M) - R_F]}{\text{Var}(\tilde{R}_M)}$

$$(2.26) \quad E(\tilde{R}_I) = R_F + \lambda \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M)$$

Fra (2.25) og (2.26) har vi at: $\frac{E(\tilde{P}_e) - P_0}{P_0} = R_F + \lambda \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M)$, vi løser for P_0 :

$$(2.27) \quad P_0 = \frac{E(\tilde{P}_e)}{1 + R_f + \lambda \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M)}$$

Vi har ved hjelp av CAPM funnet den risikojusterte, forventete kontantsstrøms nåverdiform. For investeringsobjekter uten risiko er den passende diskonteringsrente $1 + R_F$. For objekter med positiv systematisk risiko er en risikopremie lik $\lambda \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M)$ lagt til diskonteringsrenten. Kovariansen mellom det risikable prosjektet og markedsporteføljen M er lik:

$$(2.28) \quad \text{Kov}(\tilde{R}_I, \tilde{R}_M) = \text{Kov}\left[\frac{\tilde{P}_e - P_0}{P_0}, \tilde{R}_M\right] = \frac{1}{P_0} \text{Kov}(\tilde{P}_e, \tilde{R}_M)$$

Ved å substituere i (2.26) og (2.27) får vi at:

$$(2.29) \quad P_0 = \frac{E(\tilde{P}_e) - \lambda \text{Kov}(\tilde{P}_e, \tilde{R}_M)}{1 + R_F}$$

Telleren i (2.30) uttrykker sikkerhetsekivalenten for fremtidig kontantsstrøm av prosjektet, siden vi reduserer fremtidig kontantstrøm med en faktor som uttrykker prosjektets systematiske risiko.

Vi må her understreke at modellen viser det gjennomsnittlige avkastningskrav eierne stiller til igangsatte prosjekter i selskapet. Når eierne vil evaluere et nytt prosjekt, og det nye prosjektet har den samme systematiske risiko som aksjer til bedriften har, kan vi bruke aksjenes Beta-verdi til å estimere eiernes avkastningskrav for det nye prosjektet. Men dersom de to er forskjellige er det prosjektets systematiske risiko som er av betydning ved beregningen av prosjektets kapitalkostnad og ikke den gjennomsnittlige risiko for eksisterende aktiviteter som uttrykkes ved aksjenes Beta.

2.3 Et norsk eksempel

For å beregne forventet avkastning for et nytt prosjekt må følgende variable estimeres: den risikofrie renten, prosjektssystematiske risiko og markedsporteføljens avkastning. Risikofrirente og markedsporteføljens avkastning kan observeres fra kapitalmarkedet og er uttrykt i nominelle forstand. De må justeres for inflasjonsraten for å omformes til realverdier.

Inflasjonsraten

Inflasjonsraten blir beregnet fra den årlige vekst i konsumprisene. Historiske data viser en forholdsvis stabil situasjon i konsumprisene de siste fem årene.

Dagens inflasjon er ca 2.5% og Norges Banks vurdering for resten av året er nærmere 2% på grunn av de rolige forhold i pengemarkedet. Jeg antar at for et oljeprosjekt som bestemmes i dag vil inflasjonsraten i dets levetid være stabil på dagens nivå (2.0%). Denne antagelse er basert på den norske regjerings vilje til å stimulere investeringsaktivitet for å opprettholde sine hovedmål som er sysselsettingsvekst og bærekraftig vekst ved å beholde priser, renter og kapitalkostnader lave. Investeringene har allerede overtatt som den sterkeste innenlandske drivkraften.

Tabell 2.3.1 Inflasjonsraten fra 1990 til i dag

År	1990	1991	1992	1993	1994	1995 (FEBR)
Prosentvis endring	5.1%	3.7%	2.3%	2.3%	1.4%	2.6

Risikofri rente

Et godt estimat for risikofri rente er renten på tiårige statsobligasjoner som i dag i nominell forstand er ca 7.5%⁴. Ved å justere for inflasjonsraten lik 2% finner vi at den risikofri realrente er :

$$R_F = \left[\frac{1 + R_F(\text{nominell})}{1 + \text{Inflasjon}} \right] - 1 = \left[\frac{1 + 0.075}{1 + 0.02} \right] - 1 = 0.054 = 5.4\%$$

Dagens prognoser for en rentenedgang⁵ på tiårige statsobligasjoner gjør det rimelig å anta en risikofri realrente rundt 5% for oljeprosjektets levetid.

Markedsporteføljens avkastning

Som estimatavkastning på markedsporteføljen bruker jeg utviklingen av Oslo Børs totalindeks ved utgangen av året. De historiske data fra 1987 til utgangen av 1994 er følgende:

Tabell 2.3.2

År	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Total indeks	248,0	341,5	527,5	456,5	413,6	372,1	615	657
Endring fra året før %	-11,8	37,7	54,4	-13,5	-9,4	-10,0	65,1	6,8
Gjennomsnitt endring: 14,9%								

Vi ser at markedsporteføljens gjennomsnittlige avkastning, basert på historiske data er 14.9%, ved å justere for inflasjonsraten får vi markedsporteføljens avkastning på real form:

$$R_M = \left[\frac{(1 + R_M(\text{nominell}))}{(1 + \text{Inflasjon})} \right] - 1 = \left[\frac{1 + 0.149}{1 + 0.02} \right] - 1 = 12.6\%$$

En realavkastning for markedsporteføljen på 12.5% ser rimelig ut for oljeprosjektets levetid.

Prosjekts systematiske risiko

Systematisk risiko er den eneste av de fire variablene som påvirker prosjektets forventet avkastning, og er prosjektspesifikk og ikke en makrostørrelse. På grunn av manglende informasjon i beregninger av et oljeprosjekts

⁴ Dagens Næringsliv 09/06/1995.

⁵ Dagens Næringsliv 09/06/1995. Fokus Fonds vurdering.

systematiske risiko skal jeg finne et børsnoter selskap med en økonomisk virksomhet som er knyttet fullstendig til olje.

Det største norske rene oljeselskap er Saga Petroleum. Den totale systematiske risikoen som er knyttet til Saga Petroleum skal brukes som systematisk risiko for et nytt oljeprosjekt i Norge. Dagens data fra finansmarkedet viser at Betafaktoren som tilsvarer avkastningen på Sagas aksjer er lik 0.53⁶. Jeg har hittil sett på det tilfellet hvor et selskap er fullstendig egenfinansiert og har en gjeld lik 0, men det er ikke tilfellet i praksis og heller ikke for et selskap som Saga Petroleum. Sagas Betafaktor må kalkuleres på basis av at Saga har en viss andel gjeld som sammen med egenkapitalandelen utgjør Sagas totalkapital. Dersom vi definerer med B_G som Sagas gjeldsbeta er total Beta for Saga Petroleum:

$$(2.30) \quad B_T = \left[\frac{\text{Egenkapital}}{\text{Totalkapital}} \right] B_E + \left[\frac{\text{Gjeld}}{\text{Totalkapital}} \right] B_G$$

(2.30) gjelder på grunn av betas egenskapet om at den er lineært additiv når prosjekter kombineres med hverandre i en portefølje.

Jeg antar videre at gjeld er risikofri slik at B_G er 0 slik at det andre leddet i (2.30) blir borte. Sagas Beta totalt sett er representert med produktet mellom egenkapitalens Beta, dvs aksjenes Beta som fra dagens data er 0.53, og forholdet mellom egenkapital og totalkapital. På grunn av manglende informasjon skal jeg bruke tall som ble annonsert for 1992:

Markedsverdi	
Saga A	4.847.882.000
Saga B	2.441.617.000
Saga F	2.272.814.000
Sum	9.562.313.000 i Nok

Totalkapital: 16.383.000.000

Egenkapital-totalkapital brøk er: $\frac{9.562.313.000}{16.383.000.000} = 0.589$ og $B_T = (0.589)(0.53) = 0.31217$

Totalkapitalens Beta for Saga Petroleum er lik 0.31217. Jeg forutsetter at det ikke fant sted noen dramatiske forandringer i forholdet mellom egenkapital og totalkapital.

Oljeprosjekts risikjusterte forretningskrav

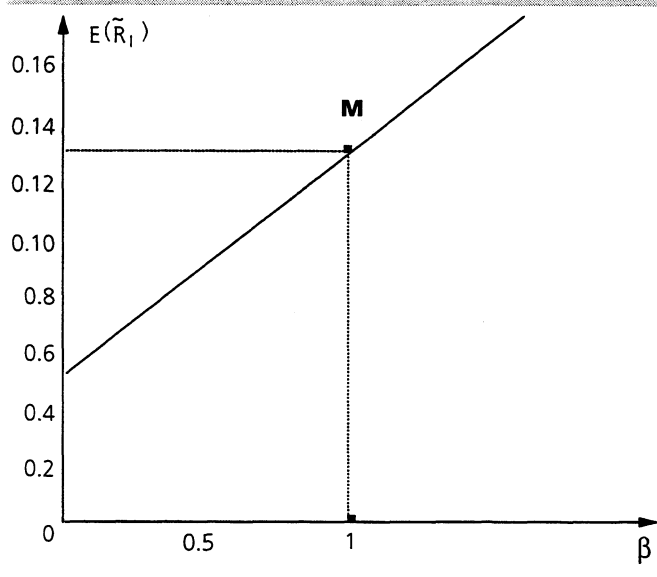
Fra Kapitalverdimodellen vi kan estimere forretnings krav for oljeprosjektet I samsvar med den systematiske risiko som oljeprosjektet bærer:

$$E(R_I) = R_F + [E(R_M) - R_F] B_I = 0.053 + [0.126 - 0.056] 0.31217 = 0.0778 = 7.78\%$$

En avkastning minst lik 7.78% gjør at et oljeprosjekt akseptert under forutsetningen om at mine estimeringsverdier gjelder for oljeprosjektets levetid. Verdipapirmarkedslinjen for vårt eksempel ser ut som følgende (figur 2.9):

⁶ Dagens Næringsliv 09/06/1995.

Figur 2.9



Ved bruk av 2.3 ligningen vi kan beregne prosjektets nettonåverdi (minus investerings kostnader) ved å sette inn for $E(\tilde{R}_J)$. Jeg gjentar 2.3

$$(2.31) \quad NNV_J = \sum_{T=0}^N \frac{NX_{JT}}{(1 + E(\tilde{R}_J))^T} = \sum_{T=0}^N \frac{NX_{JT}}{\{1 + 0.078\}^T}$$

Fra 2.31, dersom er prosjektets kontantstrøm kjent eller bedre kan beregnes ved bruk av for eksempel en tilstand formulering under kjent sannsynlighet fordeling mellom de forskjellige tilstander, kan vi beregne prosjektets nåverdi. Dersom den diskonterte nettonåverdien er positiv prosjektet aksepteres.

Vi befinner oss i det fjerde analysenivået, alle børsnoterte selskaper, hvor inntektsrisiko ikke kan diversifiseres bort. Oljeprisens svingninger, som ble

referert i det første kapitlet, er den viktigste årsaken for risiko knyttet til oljeprosjekter. Valutakurs endringer kan spille en stor rolle men de fleste oljeselskaper tilpasser mesteparten av sine kostnader i USD, slik at USDs endringer blir reflektert både på kontantstrøms og kostnads side. Politisk risiko kan være relevant men i min analysen betraktet jeg kontantstrøm før skatt, slik at denne risikokilde faller bort. At de andre tre risikokildene, resservoars, produksjons og utbyggingsrisiko, er relevante eller ikke avhenger av prosjektstørrelse. For virkelige store prosjekter, er disse risikokildene relevante.

Kapitalverdimodellen er bygd opp på noen urealistiske forutsetninger men dette betyr ikke at modellen ikke er brukbar. Den gir oss en enkel operasjonell metode om disponering av forventet kontantstrøm med et risikojustert rentekrav som i hvert fall i prinsippet kan estimeres fra markedsdata. (alternativt kan vi diskontere risikojustert kontantstrøm med den risikofrie renten). Forutsetningen bak modellen (2.1 delkapittel) er strenge og noen av dem holder ikke i virkeligheten, som for eksempel er lånerente alltid høyere enn sparerente, men selv om disse svakheter eksisterer, empiriske undersøkelser har vist at det finnes et positivt og lineært sammenheng mellom forventet avkastning og systematisk risiko.

Et alvorlig problem er at modellen forutsetter en enperiodisk planleggingshorisont som er ikke tilfellet ved oljeinvesteringsprosjekter. Den ordinært form av modellen som jeg brukte sier oss ikke hvordan kan vi behandle samspillet tid-risiko i flerperiodiske prosjekter. Vi kan tenke oss videre noen problemer som kan oppstå i en flerperiodisk sammenheng. Rentens effekten av et fast risikotillegg i diskonteringsrenten forutsetter at risikoen knyttet til fremtidige kontantstrømmer øker eksponensielt, men det er sant at risikoen knyttet til de enkelte kontantstrømmer oppløses gradvis over tid. Hurtighet av risikooppløsning må spille en viktig rolle i prosjektvurderingen.

Det finnes noen flerperiodiske varianter av kapitalverdimodellen og noen regler for i hvilke situasjoner en fortsatt kan bruke den enperiodiske kapitalverdimodellen på flerperiodiske prosjekter men jeg skal ikke komme nærmere inn på disse i min oppgave.

En annen viktig dimensjon som Kapitalverdimodellen forteller ikke oss noe om er fleksibilitetsdimensjonen ved oljeprosjektene. Men jeg skal se nærmere resultater av en innføring av fleksibilitet ved oljeinvesterings prosjekter i neste kapittel.

3. Bruk av realopsjoner for evaluering av oljeprosjekter

3.1 Innledning

En positiv nåverdi beregnet på den tradisjonelle måten er ikke et tilstrekkelig grunnlag for å sette igang et oljeprosjekt. Flexibiliteten ved en investeringsbeslutning er oversett slik at et prosjekts evaluering på denne måten ikke beskriver sannheten. Grunnen til dette er at flexibiliteten har en egenverdi. Investeringer i oljeprosjekter er irreversible, slik at investeringskostnader kan betraktes som «sunk costs».

Verdien av en mulighet til å kunne utsette beslutning til et fremtidig tidspunkt er ikke til stede ved beregningen av oljeprosjektets verdi ved den tradisjonelle nåverdianalysen.

Ved bruk av prissettingsteori for real opsjoner kan problemene med gjetninger på prisutvikling og risikostjusterte rentesatser reduseres fordi observerbare data kan brukes ved beregningen av oljeprosjektets verdi. Dette skjer ved at verdiberegningen av oljeprosjektet er basert på at prosjektets kontantstrøm kan dupliseres av en dynamisk tilpasset portefølje. Informasjon om komponentene denne porteføljen består av, kan man få ved å observere markedsverdiene i finans- og produktmarkeder. Verdien av oljeprosjektet tilsvarer verdien av denne forsikringsporteføljen (replicating portfolio).

I det følgende skal jeg presentere noen hovedpoenger for finansielle opsjoner, Black-Scholes opsjonprissettingsmodell og hvordan man kan bruke disse teknikker i evalueringer av oljeprosjekter.

3.2 Finansielle opsjoner

I løpet av de siste 20 årene har det funnet sted en sterk aktivitetsvekst i derivatmarkedene. Et derivat er en avtale om en fremtidig finansiell transaksjon til en forhåndsavtalt pris. Verdien av derivatet bestemmes, eller avledes, av verdien på det underliggende objekt eller variabel som den framtidige transaksjonen gjelder.

Derivater er godt egnet til å styre finansiell prisisiko, og derfor har etterspørselen etter derivater økt betydelig de siste årene i takt med økende svingninger i valutakurser, rentesatser, aksjekurser og varepriser. På den annen side har transaksjonskostnader blitt redusert på grunn av teknologisk utvikling innenfor kommunikasjon og informasjonsbehandling og av nedbygging av valuta og kapitalreguleringer.

En slik avtaletype er opsjoner. Opsjoner er kontrakter som gir eieren rett, men ingen plikt, til å kjøpe eller selge en vare (verdipapir) i en bestemt omfang til en avtalt pris i løpet av en spesifisert periode.

En kjøpsopsjon (call) gir rett til å kjøpe, mens en salgsopsjon (put) gir rett til å selge. Forhåndsavtalt pris (kurs) kalles for innløsningskurs. Hvis opsjonen bare kan benyttes ved forfall, kalles for den europeisk. Kan den innløses når som helst i løpet av kontraktsperioden, kalles for den amerikansk.

I den følgende analysen antar vi at den underliggende aksje ikke betaler utbytte og det ikke er risikofrie arbitrasjemuligheter¹. I dette tilfellet skal en amerikansk kjøpsopsjon utøves før forfall (jfr Copeland-Weston 1988 ss 253-255).

En kjøpsopsjon har en positiv verdi ved forfall, dvs er gunstig å innløse, dersom prisen på det underliggende objektet overstiger innløsningskursen. Verdien av en kjøpsopsjon ved forfall er derfor lik null så lenge prisen er lavere enn kontraktsprisen (innløsningsprisen). Ved høyere priser er opsjonsverdien lik differansen mellom prisen og kontraktsprisen.

Jeg betegner

- K = innløsningskurs (kontraktpris)
- S^* = markedspris for underliggende objekt ved forfall
- C^* = kjøpsopsjonens verdi ved forfall (for en enhet av det underliggende objektet)

Slik at :

$$(3.1) \quad C^* = \max(0, S^* - K)$$

Verdien før forfall vil være høyere enn verdien ved forfall, fordi det alltid vil være en mulighet for at opsjonen skal bli verdifull (eller mer verdifull) ved forfall, mens verdien aldri vil kunne bli negativ.

Dersom innløsningskurs overstiger markedspris for det underliggende objekt (aksjekurs) er kjøpsopsjonen *out-of-the-money* og salgsopsjonen *in-the-money*. Omvendt når markedspris for det underliggende objekt overstiger innløsningskursen, er kjøpsopsjonen *in-the-money* og salgsopsjonen *out-of-the-money*. Dersom innløsningskurs og markedspris er like kalles opsjonen *at-the-money*.

Dersom prisen på det underliggende objektet er svært lav i forhold til den avtalte kontraktsprisen, er det lite sannsynlig at kjøpsopsjonen skal bli verdifull ved forfall. En marginal prisendring på underliggende objekt vil gi en liten endring i opsjonens verdi.

Dersom prisen på det underliggende objekt ligger nær til kontraktsprisen på kjøpsopsjonen, vil en tilsvarende prisendring gi en større endring i opsjonens verdi.

Dersom prisen på underliggende objekt er svært høy i forhold til kontraktsprisen, er det stor sannsynlighet for at opsjonen vil bli innløst ved forfall. Opsjonsverdien vil nærme seg verdien av underliggende objekt minus nåverdien av kontraktsprisen.

Før forfall er ikke opsjonsverdien en lineær funksjon av prisen på det underliggende objektet. Prissensitiviteten til opsjonsverdien endres med underliggende objektet. Forholdet mellom endringer i opsjonens verdi og endringer i prisen på det underliggende objektet er ikke konstant. Opsjonsverdien er en konveks funksjon av prisen på det underliggende objektet før forfallsdato.

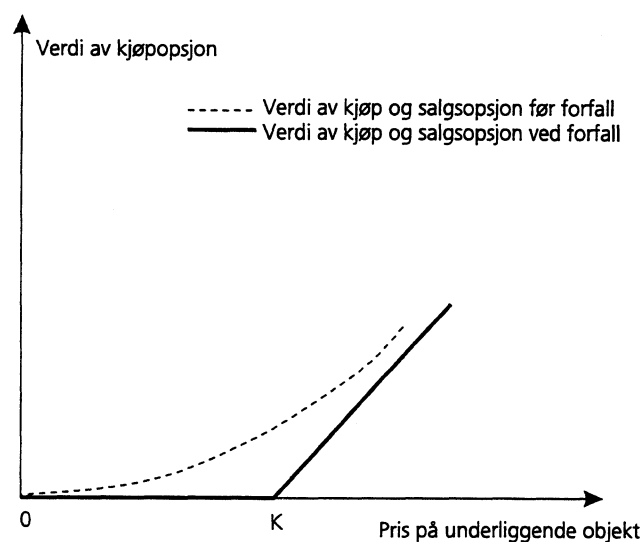
Tilsvarende salgsopsjonens verdi ved forfall er :

$$(3.2) \quad p = \max(0, K - S^*)$$

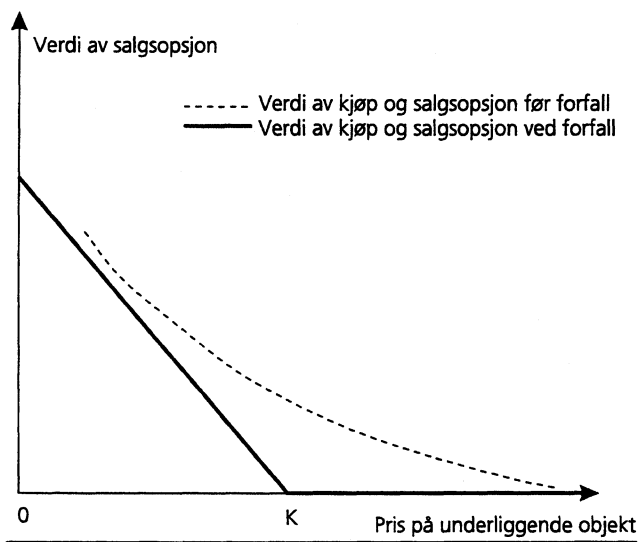
¹ Risikofrie arbitrasjemuligheter: anledning til risikofri gevinst for null innsats.

Tilsvarende gjelder også for salgsoptionsens verdi før forfall, men med en negativ virkning av prisendringer på det underliggende objektet.

Figur 3.1



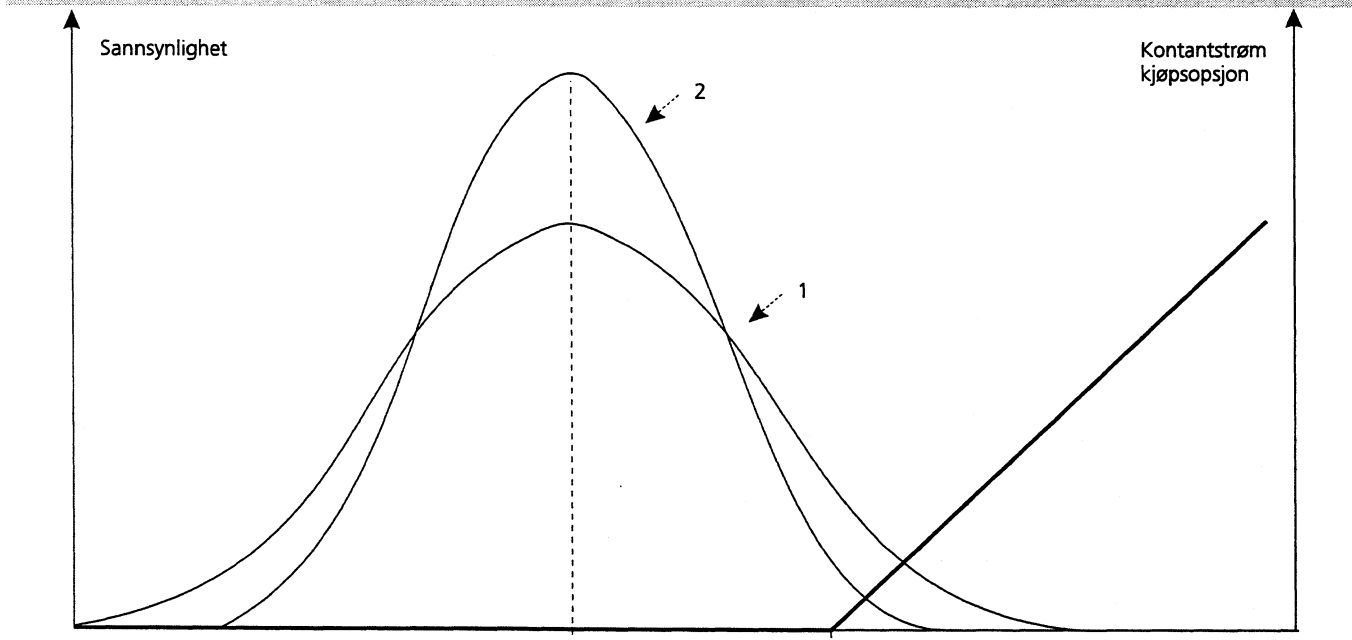
Figur 3.2



Verdien av en optionskontrakt kan splittes i en egenverdikomponent og en tidsverdikomponent. Egenverdien er verdien dersom opsjonen skulle forfalle øyeblikkelig, og er lik differansen mellom markedspris og avtalt pris dersom denne er fordelaktig for opsjonskjøperen. Dersom differansen ikke er fordelaktig er egenverdien lik null («parity value» i følge Cox & Rubinstein 1985).

Tidsverdien uttrykker verdien av å kunne vente med å utøve opsjonen i forventning om at opsjonen skal bli lønnsom eller mer lønnsom. Siden det kan bli mer lønnsomt å ha opsjonen «alive» enn «dead» skal opsjonsverdien kunne overstige sin egenverdi (parity value). Denne differansen mellom opsjonens verdi og opsjonens egenverdi er tidsverdien av opsjonen (premium over parity i følge Cox and Rubinstein). Denne tidsverdien av opsjonen er avhengig av forskjellige faktorer. Kjøpsopsjonsverdien øker med prisen på det underliggende objektet (avtar for

Figur 3.3



salgsopsjon). Kjøpsopsjonsverdien avtar med økende innløsningskurs (øker for salgsopsjoner). Opsjonsverdien øker med aksjekursens volatiliteten uavhengig om den er en kjøp eller salgsopsjon. Verdien av en opsjon er avhengig av usikkerheten knyttet til prisen på objektet (aksje) opsjonen gjelder. Det er størst mulig totalrisiko for objektsprisen som er best for opsjonseieren.

Vi ser av figur 3.3 at vi har 2 aksjer med samme forventede pris men ulik sannsynlighetsfordeling for fremtidig pris ved forfall. Aksje 1 har større prisvarians enn aksje 2.

Siden de to aksjene har den samme innløsningspris, og vil de dersom ender opp med den samme pris ved forfall, ha like kontantstrømmer. Men opsjonen som er knyttet til aksje 1 (med den største varians) har større sannsynlighet til å ende in-the-money.

Opsjonsverdien øker med tid til forfall, uansett om den er kjøps - eller salgsopsjon. Grunnen er at jo lengre tid det er til forfall desto større blir muligheten for at opsjonen vil ende in-the-money. En annen grunn til at opsjonsverdien øker med tid til forfall er at nåverdi av innløsningskurs blir mindre med en økning i gjenværende løpetid t.

Nåverdien til innløsningskurs er:

$$K_0 = \frac{K}{(1+R)^t}$$

Fra den formelle presentasjonen av nåverdien til innløsningskurs ser vi at en økning i rente skal medføre en reduksjon i innløsningskursens nåverdi som øker verdien av en kjøpsopsjon og reduserer verdien av en salgsopsjon. Verdien av en kjøpsopsjon avtar med utbetaling av utbytte fra den underliggende aksjen (salgsopsjonsverdien øker). Opsjoner som er notert i børslisten er forsikret for utbytte men det finnes også *over-the-counter*-opsjoner som ikke tilbyr forsikring mot utbytte. Ordinært utbytte kan tolkes som partiell likviditet av et selskap. Som resultat av en økning i utbyttesutbetaling kommer en reduksjon av prisen på aksjene. Høyere utbytte i fremtiden tilsvarer en kostnad fra en lavere aksjekurs i fremtiden.

Eiere av aksjer får begge komponenter av den totale avkastningen: utbetalt utbytte og prisendringer. Det er mulig at de som holder *over-the-counter* kjøpsopsjoner ikke får gevinst fra utbetaling av utbytte, men bare fra prisendring. Slik at jo større delen er av den totale avkastningen som kommer fra utbetaling av utbytte, desto mindre er kjøpsopsjonsverdien.

Vi kan konkludere :

	Kjøpsopsjon	Salgsopsjon
Pris på underliggende objekt	↑	↓
Innløsningskurs	↓	↑
Volatilitet til pris på underliggende bjekt	↑	↑
Gjenværende løpetid	↑	↑
Rente	↑	↓
Utbytte	↓	↑

Vi ser at de to følgende elementer noe overraskende ikke påvirker opsjonsverdien direkte :

1. Forventet vekstrate for aksjekursen.
2. Investorers risikoholdning.

Hvis alle andre faktorer som påvirker opsjonsverdien ligger fast, kan man intuitivt tenke seg at en økning i forventet vekstrate av aksjekurs medfører en økning i nåverdien av en kjøpsopsjon (tilsvarende reduserer nåverdien av en salgsopsjon). Men salg-kjøp paritet kan vise at forventet vekstrate av aksjekurs ikke påvirker opsjonsverdi direkte. Salg-kjøp paritet er sammenhengen mellom verdier av salgs- og kjøpsopsjoner med det samme underliggende objekt, den samme tid til forfall og den samme innløsningspris.

Vi ser bort fra transaksjonskostnader og skatter og forutsetter at det er mulig å låne eller låne bort i den samme rente. Videre antar vi at det ikke eksisterer risikofri arbitrasjemuligheter slik at ved å bruke prinsippet om at en portefølje med 0 avkastning, må ha en løpende verdi lik 0 på hvert tidspunkt, slik at risikofrie arbitrasjemuligheter er forsvunnet, kan vi få en sammenheng mellom kjøps og salgsopsjoner. En investor kan ha følgende posisjon på europeiske kjøps og salgsopsjoner på samme aksje, innløsningspris og gjenværende tid til forfall t : Kjøpe en aksje til dagens kurs S , selge en kjøpsopsjon C , kjøpe en salgsopsjon P og låne Kr^{-t} ved å selge obligasjoner med forfall i t . Kr^{-t} er nåverdien av en utbetaling av innløsningspris. Fremtidig verdi av porteføljen er beregnet for hvert mulig aksjeprisnivå ved forfall.

	Løpende dato	Innløsnings dato	
	$S^* \leq K$	$K < S^*$	
Kjøpe en aksje	-S	S^*	S^*
Selge en kjøpsopsjon	C	-	$K-S^*$
Kjøpe en salgsopsjon	-P	$K - S^*$	-
Låne	Kr^{-t}	-K	-K
Total	$C-P-S+Kr^{-t}$	-	-

Som følge av forutsetningen om at det ikke er arbitrasjemuligheter, må en initial investering som trengs for denne posisjonen, også være lik null på samme måte som fremtidige kontantstrømmer er null.

Slik at $C - P - S + Kr^{-t} = 0$ og dermed:

$$(3.3) \quad C = P + S - Kr^{-t}$$

Ligning (3.3) kalles for kjøp-salg paritets relasjon for europeiske opsjoner på aksjer som ikke betaler utbytter eller for utbytteutbetalingsbeskyttede europeiske opsjoner. Dersom paritetssammenhengen ikke gjelder, kan man starte arbitrasjehandel ved å selge den overpriset opsjonen og bruke pengene til å kjøpe den underpriset opsjonen samt med posisjonen på aksjer og lånefinansiering. Det som er igjen er profitt siden porteføljens kontantstrøm er lik null. For å tilpasse ligningen (3.3) til mulige utbytteutbetalinger trekker jeg fra aksjeprisen det utbytte D som aksjen gir. Slik at :

$$(3.4) \quad C = P + S - D - Kr^{-t}$$

Kjøp-salg paritetsrelasjonen sier at kjøpsopsjonsverdien er lik salgsopsjonsverdi plus fem av de faktorene som påvirker opsjonsverdi. Endringer i andre faktorer enn i de fem, S , K , D , r og t , har akkurat den samme effekt på kjøps og salgsopsjoner. Det betyr at en økning i forventet vekstrate på aksjekursen medfører en økning i både kjøps og salgsopsjoner. Men dette er i motsetning til hva vi intuitivt hadde tenkt. Man kan derfor tenke seg at det ikke er direkte innvirkning fra aksjekursens forventede vekstrate til opsjonsverdien. Men forventet vekstrate for aksjekursen har ingen direkte betydning, men den har en indirekte betydning da ingen arbitrasje medfører at høyerevekstrate må innebære lavere utbytte D . Investors risikoholdning kan påvirke opsjonsverdien indirekte gjennom innvirkning på aksjekurs, aksjekursens volatilitet og renten.

I en opsjonsavtale har kjøperen en rett, men ikke plikt, til å kreve avtalen innfridd, mens utstederen har plikt til å innfri opsjonen dersom kjøperen krever det, men ikke rett til selv å kreve innfrielse. I en opsjonsavtale er dermed rettigheter og plikter ulikt fordelt mellom kjøperen og selgeren av kontrakten. Men denne situasjon oppnås ikke gratis. Kjøperen betaler et beløp til utstederen ved inngåelsen av kontrakten som vederlag for retten til å utøve opsjonen. Dette beløpet, som kalles opsjonspremie eller opsjonspris, uttrykker verdien av opsjonen på det tidspunktet kontrakten inngås. Kjøperen av opsjonen får mulighet til å nyte godt av mulige fremtidige fordelaktige utfall og samtidig være delvis sikret mot ugunstige utfall. Selgeren av opsjonen står overfor en ensidig negativ risiko men mottar et sikkert beløp som kompensasjon. Ved forfall er opsjonsverdien gitt fra formlene (2.1) og (2.2), men hvordan kan vi beregne denne opsjonspremie eller opsjonsprisen før forfall?

En måte å se hvordan opsjonen prises er den såkalte Black-Scholes modellen, som ble basert på eksistensen av en ekvivalent portefølje (Replicating portfolio). Denne ekvivalente porteføljen består av aksjer og risikofrie obligasjoner. Kjøp av obligasjoner er ekvivalent med å låne bort og salg av obligasjoner er ekvivalent med å låne. Verdien av den ekvivalente porteføljen er lik med en kjøpsopsjonsverdi ved forfall. At det eksisterer ikke-risikofrie arbitrasjemuligheter gjør det nødvendig at løpende verdier av kjøpsopsjonen og porteføljen er like, $C = S \Delta + B$, der C er løpende verdien av kjøpsopsjonen, S er aksjepris, Δ er antall aksjer i porteføljen og B er beløpet investert i obligasjoner.

3.3 Black-Scholes modellen

Fischer, Black og Myron Scholes utviklet i 1973 en modell for europeisk opsjonsprissetting. Denne modellen er bygd opp på strenge forutsetninger:

1. Aktørene maksimerer forventet nytte av formuen.
2. Det er ingen skatter eller transaksjonskostnader.
3. Kort salg² er mulig
4. Det eksisterer ingen risikofri arbitrasjemuligheter.
5. Aksjen betaler ikke utbytte.
6. Det finnes et perfekt kredittmarkedet med risikofri rente lik r som er konstant i løpetiden.
7. Den relative endringer i aksjekurs $\frac{S_T}{S_{T-1}}$ fra inngåelse av opsjonen til forfall, er stokastisk uavhengige av S_t og historien til inngåelsestidspunkt.
8. Verdipapirhandelen foregår kontinuerlig ved at løpetiden inndeles i uendelig mange perioder.
9. Forventet avkastning $E\left(\ln \frac{S_t}{S_{T-1}}\right) = \mu_s$. Alle aktører har den samme forventet avkastning.
10. Volatilitet til den naturlige logaritmen av de relative prisene er $\left(\ln \frac{S_t}{S_{T-1}} - \mu_s\right)^2 = \text{Var}\left(\ln \frac{S_T}{S_{T-1}}\right) = \sigma_s^2$ og alle aktører har samme oppfatning om σ_s .
11. Den naturlige logaritmen av den relative prisen er normalfordelt slik at aksjekurs er lognormalt fordelt.
12. Markedet er effisient slik at all informasjon gjenspeiles i aksjepriser.

Mange av disse forutsetningene er svært tvilsomme. Kort salg er ulovlig i Norge og det finnes mange direkte og indirekte skatter. Aksjer betaler ofte utbytte. Aktørene sitter med forskjellig informasjon og har derfor ulik oppfatning om volatilitet knyttet til de relative aksjepriser og om forventet avkastning. Alle investorer er interessert og ser etter risikofrie arbitrasjemuligheter.

² Kort salg : Salg av en aksje til avtalt pris for fremtidig levering uten at selgeren nødvendigvis eier aksjen på avtaletidspunktet.

Under disse forutsetningene og basert på eksistensen av den ekvivalente porteføljen utledet Black og Scholes følgende prissettingsmodell for europeiske og amerikanske kjøpsopsjoner, uten utbytteutbetalinger³ :

$$(3.5) \quad C = SN(d_1) - Kr^{-t}N(d_2)$$

$$\text{Der} \quad d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{Kr^{-t}}\right)}{\sigma\sqrt{t}} + \frac{1}{2}\sigma\sqrt{t}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

$N(d_1)$ og $N(d_2)$ er tilsvarende sannsynlighet for at en standard normalfordelt, stokastisk variabel, er mindre eller lik d_1 og d_2 (kumulativ standard normalfordeling)

Dersom vi innløser opsjonen ved forfall (hvis $S^* > K$) skal vi få det underliggende objekt og vi skal betale den innløsningsprisen til selgeren. $SN(d_1)$ kan tolkes som nåverdien av det underliggende objekt og $-Kr^{-t}N(d_1 - \sigma\sqrt{t})$ kan tolkes som nåverdien av utbetalingen av innløsningsprisen. Når S er betydelig større enn K er

$$N(d_1) \approx N(d_2) \approx 1 \text{ og } C \approx S - Kr^{-t}.$$

$N(d_1)$ forklarer hvor mange kroner opsjonsverdien endres med når aksjekursen endres med en krone og $N(d_2)$ kan tolkes som sannsynligheten for at opsjonen er in-the-money ved forfall. Black og Scholes opsjonsprissettingsmodell har blitt mye brukt av investorer med gode resultater, selv om den i seg selv har en tendens til å overprise out-of-the-money opsjoner og underprise in-the-money opsjoner. Modellen gir riktige resultater for at-the-money opsjoner.

3.4 Bruk av opsjoner i oljeinvesteringssammenheng

Investeringer i oljevirkosomhet er i stor grad irreversible. Dette betyr at når et oljeprosjekt har bestemte påbegynte investeringskostnader er dette *sunk costs* og kan ikke bli overdekket. Det skyldes at realkapitalen er selskaps- eller bransjespesifikk og ikke kan bli brukt produktivt fra et annet selskap eller en annen bransje (industri). Selv om et oljeselskap kan selge sin kapital til et annet konkurrerende oljeselskap, kan det ikke tjene mye på denne handelen. Det er fordi en slik kapital har akkurat den samme verdi for alle konkurrerende selskaper, slik at en dårlig investering fra et oljeselskap også er dårlig vurdert fra de andre oljeselskapene.

En annen egenskap ved oljeprosjekter er stort sett at de kan «vente». Selv om det finnes situasjoner hvor muligheten til å utsette investeringsbeslutningen er borte, er det vanligvis en mulighet for sekvensielle beslutninger etter hvert som ny informasjon om priser, kostnader og markedssituasjon blir tilgjengelig. Irreversibiliteten og fleksibiliteten ved investeringsbeslutninger i oljeprosjekter er faktorer som den tradisjonelle nåverdiberegning med en risikostjustert rente, som ble presentert i kapittel 2, ikke tar hensyn til. Irreversibiliteten utsetter et oljeprosjekt overfor flere risikofaktorer som fremtidige oljepriser, driftskostnader og renter. For en stimulering av investeringer i oljevirkosomheten er derfor stabilitet og troverdighet av større betydning enn skatter og renter. Et irreversibelt oljeprosjekt ligner den finansielle opsjon som ble presentert tidligere.

Ved en finansiell kjøpsopsjon gis man en rettighet til å kjøpe den underliggende aksjen i finansmarkedet. Tilsvarende rettighet til å utføre et oljeprosjekt kan oppnås ved det konsesjonsregime som gjelder i Norge og i mange andre land. Denne rettigheten har sin egen verdi. Opsjoner til produktive investeringer er viktige komponenter av et selskaps verdi. En finansiell kjøpsopsjon som blir utøvd er «død», beslutningen kan ikke omgjøres på et senere

³ For amerikanske opsjoner uten utbetaling av utbytte er det aldri lønnsomt å innløse før forfall.

tidspunkt. Dette tilsvarer irreversibiliteten ved oljeprosjekter. En investor gir opp muligheten til å vente på mer informasjon når han utøver en kjøpsopsjon.

Når et oljeselskap utøver en opsjon på en produktiv investering gir det opp muligheten til å vente på mer informasjon for markedstilstander, i.e. etterspørsel og kostnadssituasjon, som kan brukes til å revurdere prosjektet. Verdien av den utøvde opsjonen er en kostnad som må bli inkludert i investeringskostnadene. En opsjon kan bli utøvd i en tidsperiode eller et bestemt tidspunkt, på samme måte som en opsjon til en oljeinvestering er begrenset til en tidsperiode eller i et fremtidig tidspunkt.

Vi ser at vi kan beregne verdien av en opsjon til en oljeinvestering ved hjelp av en kjøpsopsjons prissettingsmodell etter en passende omforming av parametrene. Nåverdi investeringsregelen for et oljeselskap må omformes slik: invester når verdien av en enhet av kapital overstiger anskaffelses- og implementeringskostnadene med et beløp lik verdien av å holde investeringsopsjonen « i live ». Opsjonspristeori kan trekkes inn ved prosjektsvurdering i oljeindustrien. Et oljeprosjekt kan tolkes slik at det består av en serie sekvensielle opsjoner :

1. *Leteopsjon*. Rett til å lete. Eieren av en petroleumskonsesjon har rett til å lete etter olje i det området hvor konsesjonen gjelder.
2. *Utbyggingsopsjon*. Dersom informasjonen etter at letingen har blitt gjennomført, er fordelaktig for eieren har han rett til å bygge ut feltet.
3. *Driftsopsjon*. Rett til å drive oljeproduksjon ved bruk av installert kapital i utbyggingsfasen, slik at oljereserver med produktiv kapasitet (developed reserves) blir utvunnet.

3.5 Opsjonsbasert analyse ved investering i et ikke utbygd oljefelt

I det følgende delkapitel skal jeg ta utgangspunkt i Black-Scholes økonomi og se hvordan et ikke utbygd oljefelt kan tolkes som en opsjon med utvunnet (produsert) olje som underliggende objekt. Det vil si at vi er i en situasjon hvor leting er gjennomført og beslutning om utbygging av prosjektet må tas. Jeg forutsetter at den eneste usikkerhetsfaktoren er spotprisen for olje S . Spotprisutvikling kan beskrives ved en geometrisk Brownsk bevegelse:

$$(3.6) \quad dS(t) = \alpha S(t)dt + \sigma S(t)dW(t)$$

eller

$$\frac{dS(t)}{S(t)} = \alpha dt + \sigma dW(t)$$

Der α er den forventede, momentane relative prisendringsraten, σ er standardavviket av den relative prisendringen og $dW(t)$ er endring i standard Wiener prosess. (3.6) kan tolkes som følgende: de relative prisendringene er identisk normalfordelte variable med forventning α og konstant standardavvik σ . Prisendringene er ikke ??? over tid.

Vi forutsetter at den naturlige logaritmen av den relative spotprisen $\ln \frac{S_{t+1}}{S_t}$ er normalfordelt slik at spotprisen for

olje er lognormalt fordelt. Vi forutsetter at det eksisterer et omsettelig objekt eller en dynamisk portefølje i markedet med relativ avkastning som er perfekt korrelert med den relative avkastningen av spotprisen av olje og med identisk standardavvik σ . Det kan være en portefølje som består av et oljeselskaps aksjer og risikofri obligasjoner. Under forutsetning at Kapitalverdimodellen gjelder, den forventete avkastningsraten μ likevekt skal være i gitt ved : $\mu = R_F + [E(R_M) - R_F]\beta_i$. Som har vi sett i kapittel 1, $E(R_M) - R_F$ er markedspris for risiko, β_i er risikoenheter som er knyttet til prosjektet eller porteføljen i og R_F er den risikofri renten. Vi forutsetter at forventet relativ prisendringsrate α er mindre enn den risikostjusterte likevektsavkastningen μ . Differansen mellom μ og α kalles for netto eierfordelsrate (net convenience yield).

$$(3.7) \quad \delta = \mu - \alpha > 0$$

Netto eierfordelsrate δ i oljesammenheng representerer fordelene som eier av et oljefelt kan oppnå ved å lagre produksjonen minus kostnader knyttet til lagring og forsikring. Denne fordelene kan eieren av en futures kontrakt ikke oppnå. Dersom det underliggende objekt, dvs produsert olje, ikke kan tjene en kapitalgevinst tilstrekkelig til å føre investoren til å holde det, skal den ekvivalente porteføljen til dette objektet også gi en lav avkastning. Denne situasjonen kalles for «under likevekts avkastningsrate». Som følge skal ingen holde denne porteføljen, og forutsetningen om ikke eksistens av risikofrie arbitrasjemuligheter holder ikke lenger.

CAPM krever lik avkastning for økonomiske objekter med lik relevant risiko. Derfor kommer gevinst fra lagring av produksjon i tillegg til kapitalgevinst fra prisendringer, slik at dersom vi inkluderer netto eierfordelsraten til oljeprisvekstens forventete avkastning $\alpha + \delta$, skal vi oppnå den forventete likevektsavkastning μ . Alle investorer trenger ikke være enige om størrelse α og μ , men om differansen δ .

Forutsetningen om $\delta > 0$ betyr at forventet kapitalavkastningsrate er mindre enn μ , slik at det er en alternativ kostnad fra å holde opsjonen levende. Når δ nærmer seg ∞ vil verdien av opsjonen gå mot null slik at eneste alternativ er å investere nå eller aldri, kan den tradisjonelle nåverdikalkylen gi gode resultater. Dersom $\delta = 0$ eksistere ingen alternativ kostnad for å holde opsjonen levende og en investor bør aldri investere, uansett hva nåverdien av oljeprosjektet er. Dersom $\delta < 0$, vil man aldri investere. Resten av Black-Scholes forutsetningene holder.

Vi antar at når en irreversibel investeringsbeslutning er igangsatt kan den bli beskrevet av en produksjonsplan $q(\tau / t)$ og en kostnadsstruktur $b(\tau / t)$ som er gitt. τ er prosjektets levetid og t uttrykker alle mulige beslutningstidspunkter. Vi antar at en investeringsbeslutning som er tatt i et fremtidig tidspunkt t' har den samme produksjonsplan :

$$(3.8) \quad q(\tau / t) = q(\tau)$$

Mens kostnaden knyttet til produksjonen vokser eksponensielt med en rate $\pi < r$:

$$(3.9) \quad b(\tau / t') = e^{\pi(t'-t)} b(\tau / t)$$

Dersom en beslutning om investeringen har blitt tatt kan oljefeltet bli beskrevet som et krav på fremtidig levering av olje i samsvar med produksjonsplanen, kombinert med utbetaling av et finansieringslån i samsvar med kostnadsplanen. Verdien av forpliktelsen til å starte prosjektet nå er:

$$(3.10) \quad C [S(t), t] = A S(t) - B(t)$$

der $A \equiv \int_0^{\infty} e^{-dt} q(t) dt$ er det tidsjusterte kvantum av olje som kan tolkes som det oljekvantum som blir produsert

over tid i samsvar med den gitte produksjonsplan, neddiskontert til en verdi i dag (periode t), over netto

eierfordelsrate og prosjektets levetid τ , og $B \equiv \int_0^{\infty} e^{-rt} b(\tau / t) dt$ er nåverdien av fremtidige investerings og

produksjonskostnader, neddiskontert over prosjektets levetid med den risikofri renten, dersom investeringen starter i periode (t). Verdien av oljefeltet, gitt umiddelbar utføring av investeringen er lineært knyttet til spotprisen på olje og avhenger av eierfordelsraten, renten og spotprisen for olje på følgende måte :

$$\frac{\partial C(S(t), t)}{\partial S(t)} > 0$$

$$\frac{\partial C(S(t), t)}{\partial \delta} < 0$$

$$\frac{\partial C(S(t), t)}{\partial r} > 0$$

3.5.1 Tradisjonell investeringsbeslutning

Investeringsbeslutning basert på den tradisjonelle analysen tar ikke hensyn til fleksibiliteten og beslutnings-situasjonen, og er av typen « nå eller aldri ». Basert på økonomien presentert før, kan vi si at forpliktelsen til å starte investeringen nå er ekvivalent med forpliktelsen til å utvinne olje. Beslutningsfleksibilitet er begrenset til å overta investeringen nå eller aldri og verdien av et ikke utbygde oljefelt, gitt at investeringen bestemt optimalt, er :

$$(3.11) \quad V[S(t), t] = \max\{C[S(t), t], 0\}$$

Der $C[S(t), t]$ er gitt ved (3.10).

Den optimale beslutningen om å akseptere eller avvise prosjektet er som følger:

$$(3.12) \quad \begin{array}{ll} \text{Aksepter om} & S(t) \geq S_{BE}(t) \\ \text{Avvis om} & S(t) < S_{BE}(T) \end{array}$$

Der $S_{BE}(t)$ er den såkalte *break-even* prisen som defineres som kostnad pr. enhet produsert olje, formelt :

$$S_{BE}(t) = \frac{B(t)}{A}.$$

Break- even prisen fører til at nåverdien av oljefeltet, beregnet med den tradisjonelle måten, er lik null. Denne prisen øker med økt netto eierfordelsrate δ og med redusert risikofri rente r . Ligningen (3.11) kan omformes slik:

$$(3.13) \quad \begin{array}{ll} 0 & \text{om } S(t) < S_{BE}(t) \\ V[S(t), t] = & \\ AS(t) - B(t) & \text{om } S(t) \geq S_{BE}(t) \end{array}$$

Verdien av oljefeltet er en lineær funksjon av spotprisen for olje med en «knekk» i break-even pris $S_{BE}(t)$.

3.5.2 Optimalt tidspunkt for start av investeringen

Dersom det nå er mulighet for å introdusere et fremtidig starttidspunkt for investeringen slik at det fremtidige starttidspunktet ikke kan forandres, ser vi på verdien av forpliktelsen for prosjektet på et fremtidig tidspunkt T :

$$(3.14) \quad C[S(t), T] \equiv V_t \{C[S(T), T]\} = e^{-\delta(T-t)} AS(t) - e^{-(r-\pi)(T-t)} B(t)$$

Gitt at beslutningen om oppstartingsdato har blitt tatt, er verdien av oljefeltet lik:

$$(3.15) \quad V[S(t), t] = \max_{T \geq t} \left\{ \max_{T \geq t} [C(S(t), T), 0] \right\}$$

Der $C[S(t), T]$ er verdien av forpliktelsen på tidspunkt T .

Vi har antatt at $\delta > 0$ og vi skal se nærmere på fire spesialtilfeller for parametrene.

1. $r - \pi \leq 0 < \delta$. I dette tilfellet er verdien av en fremtidig forpliktelse avtagende for et tidspunkt T , slik at valget står mellom å akseptere eller å avvise prosjektet umiddelbart.
2. $0 < r - \pi = \delta$. I dette tilfellet er verdien av å starte utbyggingen på et fremtidig tidspunkt T lik verdien av å starte utbyggingen umiddelbart, neddiskontert med $r - \pi$. Fortegnet til $C[S(t), t]$ og $C[S(t), T]$ er identiske og en oppstartning på et fremtidig tidspunkt T skal redusere absoluttverdien $C[S(t), T]$. Dersom $C[S(t), t]$ er positiv, er umiddelbar utbygging av oljefeltet optimal. Dersom $C[S(t), T]$ er negativ skal det aldri være optimalt å starte prosjektet på et fremtidig tidspunkt $T > t$ og vi er da i en akseptert/avvise situasjon.
3. $0 < r - \pi < \delta$. En indre løsning representerer et minimum (hvis noen), vi må begynne prosjektet enten for $T = t$ eller for $T = \infty$ og investorer kan godta eller avvise prosjektet.
4. $0 < \delta < r - \pi$. I dette tilfellet er den optimale beslutningen gitt ved:

$$(3.16) \quad \begin{aligned} &\text{Start på tidspunkt } T^* \text{ om } S(t) < S_{OT}(t) \\ &\text{Start umiddelbart om } S(t) \geq S_{OT}(t) \end{aligned}$$

Der $S_{OT}(t) = \left(\frac{r - \pi}{\delta} \right) S_{BE}(t)$ er den kritiske prisen som indikerer umiddelbart investering og er større enn break even prisen.

$$T^*[S(t)] = t + \max \left\{ 0, \frac{\ln \left(\frac{S_{OT}(t)}{S(t)} \right)}{(r - \pi) - \delta} \right\}$$

er det optimale oppstartningstidspunktet, som en avtagende funksjon av

løpende spotpris for olje $S(t)$.

Verdien av oljefeltet i den optimale bestemmelsen av oppstartningstidspunkt er:

$$(3.17) \quad V[S(t), t] = \begin{aligned} &C[S(t), T^*] \text{ om } S(t) < S_{OT}(t) \\ &C[S(t), t] \text{ om } S(t) \geq S_{OT}(t) \end{aligned}$$

Dersom $S(t) < S_{OT}(t)$ er tilfellet, er den løpende verdien av oljefeltet en konveks funksjon av løpende oljepris.

3.5.3 Opsjonsbasert investeringsbeslutning

Ved tradisjonelle beslutningsteknikker så vi at den beste strategien var å sammenligne situasjonen hvor man begynner et oljeprosjekt umiddelbart, med situasjonen hvor man begynner på et fremtidig tidspunkt.

Innføring av fleksibiliteten som er knyttet til en fremtidig godta/avvise beslutning, fører til at den optimale strategien ved en tradisjonell investeringsbeslutning ikke lenger er det beste alternativet. En slik situasjon kan oppstå i forbindelse med et satellittfelt hvor utbygging bare ville være lønnsom ved drift av nærliggende hovedfelt (se Ekern 1988). Fremtidig verdi av et felt, dersom utbygging på fremtidig tidspunkt T er bestemt optimalt, er gitt ved:

$$(3.18) \quad Y_C [S(T), T] = \max \{ AS(T) - B(T), 0 \}$$

Den optimale beslutningen er beskrevet slik:

$$(3.19) \quad \text{Godta investeringen om } S(T) \geq S_{BE}(T)$$

$$\text{Avvis investeringen om } S(T) < S_{BE}(T)$$

Der $S_{BE}(T) = \frac{B(T)}{A}$ er break even prisen.

Vi ser at den fremtidige verdien av en investeringsmulighet er en lineær funksjon av spotprisen for olje $S(t)$, med en knekk i $S_{BE}(T)$. Den fremtidige verdien av en investeringsmulighet $Y_C[S(T), T]$ er ekvivalent med verdien av A (europeisk kjøpsopsjoner ved forfall), med et fat olje som underliggende objekt i hver av dem, og innløsningspris lik $S_{BE}(T)$. Det er lett å se at

$$Y_C[S(T), T] = A \max\left\{S(T) - \frac{B(T)}{A}, 0\right\} = A \max\{S(T) - S_{BE}(T), 0\}$$

Ved hjelp av Black-Scholes opsjonsprissettingsmodell etter omforming av parametrene, kan vi estimere den løpende verdien av en fremtidig godta/avvise investeringsbeslutning

$$(3.20) \quad W_C \equiv V_t \left\{ \max[AS(T) - B(T), 0] \right\} = e^{-\delta(T-t)} AS(t)N(d_1) - e^{-(r-\pi)(T-t)} B(t)N(d_2)$$

$$\text{der: } d_1 = \frac{\left(\ln \frac{S(t)}{S_{BE}(t)} \right) + \left(r - \pi - \delta + \frac{1}{2} \sigma^2 \right) (T-t)}{\sigma \sqrt{T-t}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{T-t}$$

og $N(\cdot)$ er den kumulative standard normalfordeling.

I evaluering ligningen (3.20) har vi tolket et fat olje som underliggende objekt, som har en spotpris som følger en geometrisk Brownsk bevegelse. Netto eierfordelsraten δ er ekvivalent med den kontinuerlige utbytteutbetalingen av en aksje. $S_{BE}(T)$ har blitt tolket som innløsningspris for kjøpsopsjonen og $S_{BE}(T) = e^{\pi(T-t)} S_{BE}(t)$.

Parameteren σ^2 er variansen av spotprisen. Black-Scholes alternativ for opsjoner med underliggende objekt som betaler utbytte, har blitt tatt fra McDonald & Siegel (1985). W_C er en konveks funksjon av $S(t)$ og dersom spotprisen er for lav er sannsynligheten for at oljefeltet skal bli utbygd i et fremtidig tidspunkt T nær null. Dersom spotprisen er for høy, er sannsynligheten for utbygging på T nær 1. Formelt:

$$\lim_{S(t) \rightarrow 0} W_C = 0$$

$$\lim_{S(t) \rightarrow \infty} W_C = C[S(t), t]$$

Verdien av W_C blir påvirket av $\delta, r, \sigma, S(t)$ og $S_{BE}(t)$ på samme måte som verdien av en finansiell kjøpsopsjon blir, men gjenværende løpetid har en virkning som ikke lett bli determinert. På grunn av at selv om den direkte effekten av en endring i T , i en situasjon med en finansiell opsjon er positiv, alternativkostnad av å ha et ikke utbygd oljefelt, har en negativ virkning p.g.a. netto eierfordelsraten og π . Slik har vi at (Se McDonald & Siegel 1985):

$$\frac{\partial W_C}{\partial \delta} < 0, \frac{\partial W_C}{\partial r} > 0, \frac{\partial W_C}{\partial \sigma} > 0, \frac{\partial W_C}{\partial S(t)} > 0, \frac{\partial W_C}{\partial S_{BE}(t)} < 0 \text{ og } \frac{\partial W_C}{\partial T} \text{ ikke determinert.}$$

Optimal forfallsdato kan bestemmes fra:

$$(3.21) \quad V[S(t), t] = \max_{T \geq t} W_C[S(t), T]$$

og vi ser at W_C konvergerer mot 0 når T går mot ∞ og $\delta > 0, r - \pi > 0$. Et mulig oppgivelser alternativ i et fremtidig tidspunkt T kan tolkes som en europeisk salgsoption med fremtidig verdi ved forfall lik:

$$(3.22) \quad Y_p[S(T), T] = \max[-AS(T) + B(T), 0]$$

og løpende verdi av muligheten til oppgi prosjektet i tidspunkt T er lik:

$$(3.23) \quad W_p = V_t \{ \max[-AS(T) + B(T), 0] \\ = e^{-\delta(T-t)} AS(t)N(-d_1) + e^{-(r-\pi)(T-t)} B(t)N(-d_2) \}$$

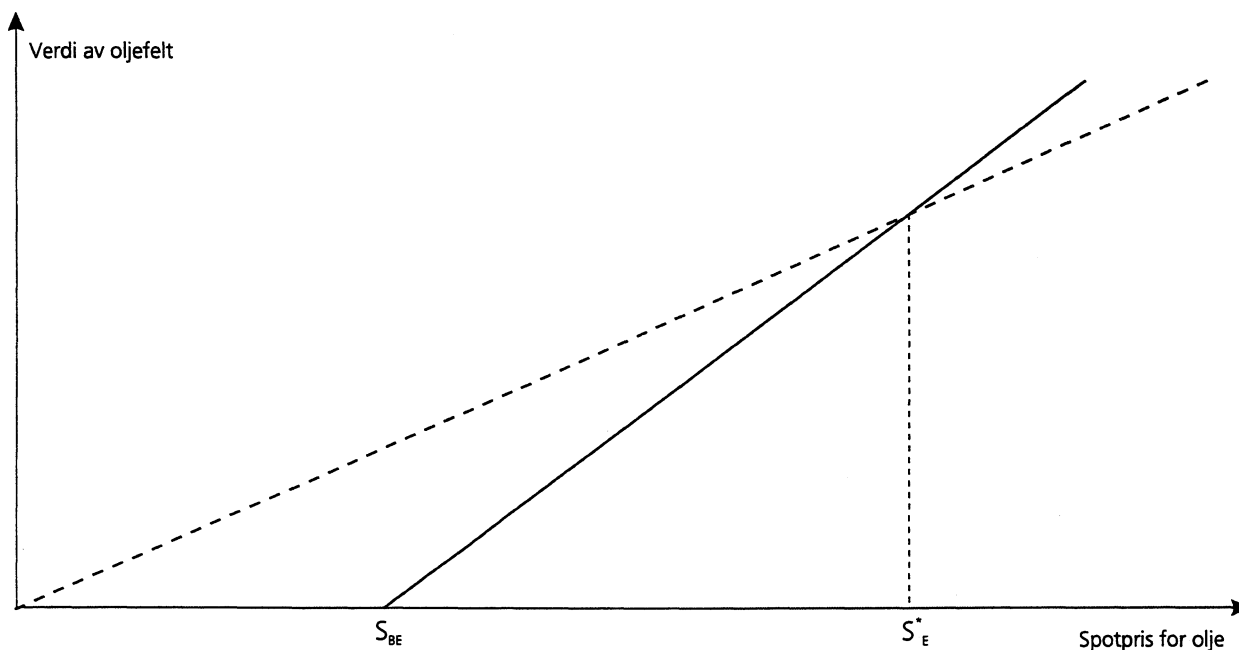
Forskjellen mellom optionsbasert (europeiske kjøpsoption) og tradisjonell investeringsbeslutningsanalyse er at den kritiske prisen er større enn $S_{BE}(t)$ i den optionsbaserte analysen slik at et oljeprosjekt, sammenlignet med et alternativ, har positiv verdi og ikke null verdi som i den tradisjonelle analysen. Den optimale beslutningen i en situasjon hvor eieren av konsesjonen må velge mellom å godta eller å avvise analysen og utsette av beslutningen til et senere tidspunkt er beskrevet slik:

$$(3.24) \quad \begin{aligned} & \text{Utsette beslutning om } S(t) < S^*_E(t) \text{ (} > S_{BE}(t) \text{)} \\ & \text{Starte investering umiddelbart om } S(t) \geq S^*_E(t) \text{ (} > S_{BE}(t) \text{)} \end{aligned}$$

Der $S^*_E = [S(t): AS(t) - B(t) = W_C]$ er den kritiske prisen for umiddelbar utbygging og dermed er løpende verdi av oljefeltet lik:

$$(3.25) \quad V[S(t), t] = \begin{aligned} & W_C \text{ om } S(t) < S^*_E(t) \\ & AS(t) - B(t) \text{ om } S(t) \geq S^*_E(t) \end{aligned}$$

Figur 3.4



3.5.4 Amerikansk kjøpsopsjons alternativet

Istedenfor at endelig beslutning utsettes til et gitt tidspunkt T , kan situasjon være slik at den kan tas når som helst i et gitt tidsrom. Med en slik utvidet beslutningsfleksibilitet økes verdien og den kritiske prisen for å igangsette umiddelbart. Et slik tilfelle kan oppstå dersom en konsesjonsavtale krever at oljeselskapet må tilbakelevere oljefeltet til eieren (Staten) etter et gitt tidspunkt.

Verdien av en endelig investeringsmulighet V tilfredsstiller følgende generell partiel differensial ligning slik at det ikke er risikofri arbitrasjemuligheter (Se Pindyck 1991 Appendix) :

$$(3.26) \quad \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 V_{SS} + (r - \delta) S V_S - rV + V_t = 0$$

Dersom investeringsbeslutning ikke har blitt tatt til forfallsdatoen T' , er eieren av den produktive opsjonen i en godta /avvise situasjon.

$$(3.27) \quad V [S(T'), T'] = \max [AS(T') - B(T'), 0]$$

På hvert tidspunkt i det gitte tidsrommet, eksisterer det en kritisk pris $S_F^*(t)$ som indikerer umiddelbar igangsetting av prosjektet. Dersom løpende spotpris for olje er lik denne kritiske prisen :

$$(3.28) \quad V[S_F^*(t), t] = AS_F^*(t) - B(t)$$

Fra (3.27) kan vi se at den kritiske prisen i tidspunktet T' er lik :

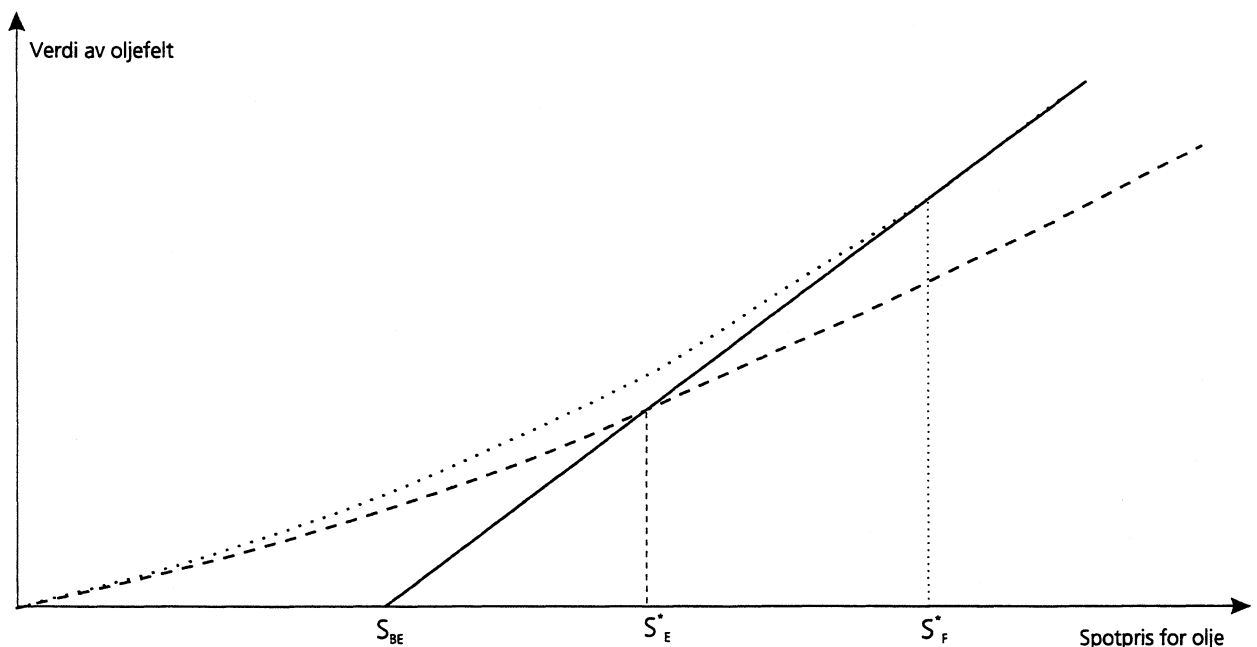
$$(3.29) \quad S_F^*(T') = \frac{B(T')}{A} = e^{(r-\pi)(T'-t)} S_{BE}(t)$$

Slik at den kritiske prisen ved forfall er identisk med break-even prisen i en situasjon med godta/avvise investeringsbeslutning. Det er mulig at eieren av opsjonen til den produktive investeringen umiddelbart må bestemme om utbygging av oljefeltet i perioden $T \in [t, T']$ eller skal avvise investeringen. En slik investeringsstrategi er ikke optimal og indikerer at :

$$(3.30) \quad \text{maks} \left[\text{maks}_{T \in [t, T']} C(S(t), T), 0 \right] \leq V[S(t), t]$$

Dette betyr at verdien av en endelig investeringsbeslutning aldri skal være negativ. En slik investeringsmulighet ligner en amerikansk kjøpsopsjon med gjenværende løpetid $T - t$ med et underliggende objekt som betaler en positiv kontinuerlig konstant utbytterate. Det finnes ikke noen analytisk løsning i dette tilfellet. Men en intuitiv tanke er at på grunn av en større fleksibilitet, som er knyttet til en endelig investeringsbeslutning, skal verdien og den kritiske prisen, som indikerer umiddelbar investering, være høyere enn i det tilfellet med en investeringsbeslutning på et fremtidig tidspunkt T . Følgende diagram oppsummerer analysen.

Figur 3.5



3.6 Konklusjon

Investeringsbeslutninger som bygger på den tradisjonelle nåverdiberegningsmetode fanger ikke opp beslutningsfleksibiliteten. En positiv nåverdi, etter tradisjonell beregning, gir ikke noe entydig signal om at prosjektet skal startes opp snarest mulig. Det kan være mer fordelaktig å utsette beslutningen om utbygging. Dersom umiddelbar utbygging skal være lønnsom, må verdien av feltet i ferdig utbygget tilstand, kompensere for både utbyggingskostnadene og verdi av tapt fleksibilitet til eventuelt å bygge opp senere ved å utøve opsjonen til utbygging.

Tolkningen av en feltutbyggingsprosess som en realopsjon, gir feltet en tilleggsverdi, som vanligvis overses. Selv om umiddelbar utbygging skulle være lønnsom i seg selv, kan det være mer lønnsomt å utsette feltutbyggingsbeslutningen. Den kritiske prisen for at øyeblikkelig utbygging skal være mest fordelaktig er høyere enn break-even prisen som framgår av vanlige analyser. Påslaget til de vanlige break-even prisene avhenger av den foreliggende fleksibiliteten. Dersom spotprisen for olje er for lav, kan likevel et oljefelt ha en positiv nåverdi ved at

senere utbygging kan være lønnsom ved andre priser. Selve verdiberegningen av prosjektet er basert på at prosjektets kontantstrøm kan dupliseres av en dynamisk tilpasset portefølje. Fra markedsprisene på komponentene av denne porteføljen kan en beregne hva prosjektet må være verdt.

4. Empirisk undersøkelse av sammenhengen mellom oljeinvesteringer og risiko

4.1 Bakgrunn

Usikkerhet knyttet til fremtidige markedstilstander påvirker investeringsbeslutninger i oljevirkksomheten gjennom de opsjoner som et oljeselskap holder. Oljeinvesteringenes irreversibilitet forklarer den investeringsadferd som ble drøftet tidligere (kap. 3). Irreversibiliteten gjør investeringene følsomme for forskjellige typer risiko som er knyttet til fremtidige oljepriser, driftskostnader, fremtidige renter, selve investeringskostnadene og beslutningstidspunktet. Vi har drøftet (kap. 3) om stabilitet og troverdighet kan være viktigere faktorer enn renter og skatter for en investeringsstimulerende politikk. Politisk og økonomisk ustabilitet fører til lavere investeringer. I teorien er det klart at høyere volatilitet i oljepriser eller renter vil føre til en reduksjon av oljeinvesteringene, men det er ikke klart hvor stor denne effekten er.

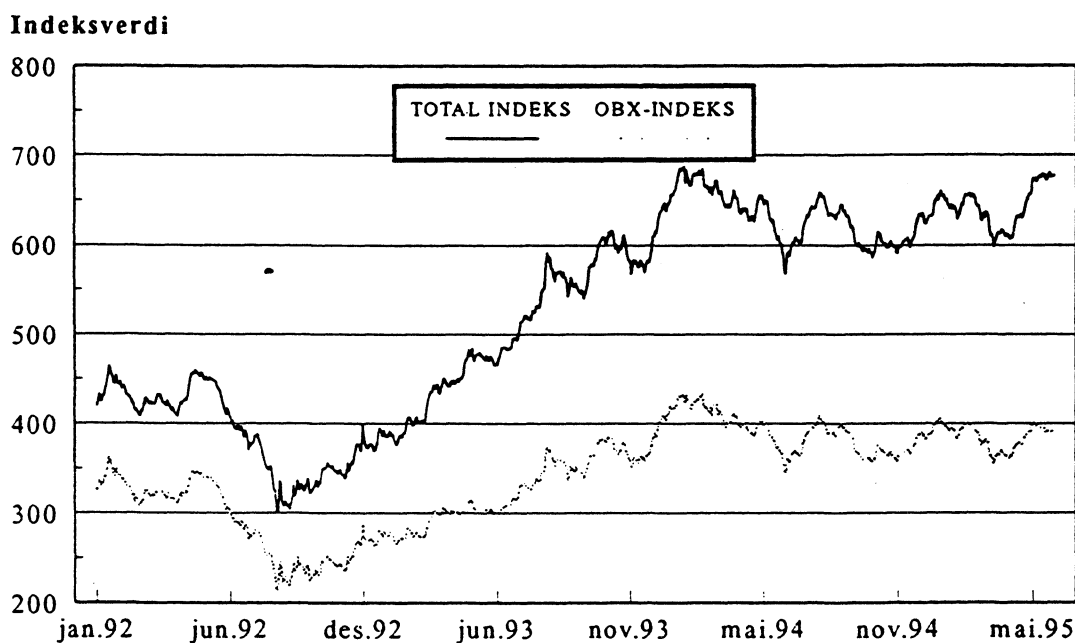
I Pindyck (1991) argumenteres det for at variansen til aksjekursen kan gi et godt uttrykk for usikkerheten i markedet. Videre påstår han at endringer i produktprisene fører til endringer i aksjekurs slik at volatiliteten i produktprisene på en måte overføres til aksjekursene. I vårt tilfelle som gjelder produktprisene, ser vi på spotprisen på olje (Brent Blend). Forutsatt effisiens i finansmarkedet gjenspeiler aksjekursen all tilgjengelig informasjon om markedsforholdene. Aksjekursenes volatilitet vil gjenspeile usikkerheten i finansmarkedet. Vi antar at Pindyck's resultat om sammenhengen mellom aksjekurs og produktpris også gjelder for oljemarkedet, slik at usikkerheten i aksjemarkedet har den samme negative virkningen på oljeinvesteringer som usikkerhet om spotprisen olje har. Som indikator på forventet neddiskontert verdi for markedet sett under ett kan det brukes en aksjekursindeks.

Vi skal bruke OBX-indeksen som en passende aksjekursindeks. OBX-indeks, som ble innført juni 1990, er en aksjekursindeks bestående av de 25 mest omsatte aksjeklassene på Oslo Børs. Målsetningen med OBX-indeksen er at den skal følge utviklingen av børsens totalverdi selv om den kun består av et begrenset antall aksjer. OBX-verdien endres når en av de 25 aksjeklassene som inngår i OBX-indeksen endrer kurs. Verdien av OBX blir oppdatert hvert minutt. OBX-indeksen er kapitalveiet, det vil si at selskapene som inngår i indeksen veies etter markedsverdien til den respektive aksjeklassen. OBX-indeksens beregningsgrunnlag justeres ikke for utbytte. 1/6 og 1/12 fastsettes aksjeklassene som inngår i indeksen hvert år. Dette betyr at de aksjeklassene som var mest omsatt forrige halvår inngår i OBX-indeksen innenfor det løpende halvår. Figur 4.1 viser at målsetningen med OBX-indeksen er nådd ved at den følger utviklingen til totalkursen.

Det finnes to måter å estimere den fremtidige volatiliteten til OBX-indeksen på: den ene tar som utgangspunkt at historien gjentar seg, slik at det historiske standardavviket er det beste estimat for det fremtidige. Den andre bygger direkte på den tidligere omtalte Black-Scholes modellen ved beregning av det såkalte implisitte standardavviket.

Beregningen av implisitt standardavvik forutsetter at den observerte markedspris på en opsjon til OBX-indeksen tilsvarer prisen vi får fra Black-Scholes-formelen. I dette tilfellet: Ved å bruke de observerte verdier for opsjonspremie, løpende markedspris for den underliggende OBX-indeksen (korrigert for utbytte), gjenværende tid til

Figur 4.1 OBX og total indeks



forfall, rente og innløsningspris, løser vi Black-Scholes-formelen for (den eneste ukjente faktor nemlig) volatiliteten. Det kan gjennomføres ved en numerisk løsning av et ikke lineært ligningssystem. Numeriske metoder som Newton-Raphson-metoden og varianter av den har vist gode resultater (jfr Koehler (1982)).

En annen måte å estimere implisitt standardavvik på (jfr Macbeth og Merville, 1979) er å velge alle de minste «out-of-the-money»-opsjoner til OBX-indeksen, siden Black-Scholes formelen gir beste resultat for «at-the-money»-opsjoner, og ta regresjon mellom standardavvik mhp prosentvis differanse mellom OBX-kurs og neddiskontert

$$\text{innløsningspris} \frac{S_T - K_j e^{-rT}}{K_j e^{-rT}} = M_{jT}, \text{ hver dag.}$$

Der S_T er OBX-kurs på dag T og $K_j e^{-rT}$ er nåverdien på dag T av innløsningspris j for en opsjon på OBX-indeksen.

Estimat for det implisitte standardavviket er konstantleddet $\hat{\alpha}_T$ i den følgende regresjonsmodellen :

$$(4.1) \quad \sigma_{jT} = \alpha_T + \beta_{jT} M_{jT} + \varepsilon_{jT} \quad j = 1, 2, 3, \dots, J$$

der α_T og β_{jT} er regresjonskoeffisienter og ε_{jT} er feilleddet.

Siden opsjonsmarkedet i Norge er så tynt, slik at opsjoner til OBX indeksen har liten omsetning, skal jeg ikke se på det implisitte standardavviket som estimat for volatiliteten til OBX-indeksens kurs. Selv om det ser ut til at implisitt standardavvik er et bedre estimat for volatiliteten fordi markedsforsventningene viser hva volatiliteten skal bli i fremtiden (jfr Latane og Redleman (1976)). En opsjon har en begrenset levetid, men vi har god grunn til å tro at investorer blir påvirket også av usikkerheten på kort sikt i sine beslutninger.

Vi antar at aktørene i markedet har korrekte forventninger, slik at historisk standardavvik er det beste estimat for hva risikoen var ved et gitt tidspunkt i fortiden. Videre antar vi at historiske standardavvik i OBX-indeksen er det beste estimat for fremtiden, slik at historien på en måte gjentar seg. Således skal vi bruke det historiske standardavviket for kursen til OBX-indeksen i vårt forsøk på å vise at volatiliteten i aksjemarkedet gir en god prediksjon for oljeinvesteringene i Norge.

4.2 Beregning av historisk standardavvik

Vi antar at vi er i en Black-Scholes økonomi slik at aksjekursen er lognormalt fordelt. Dette impliserer også at den naturlige logaritmen av relative endringene i OBX-kursen er normalfordelt med forventning og varians som er proporsjonale med tidsperiodenes lengde. Ukentlige observasjoner av OBX indeksens sluttkurs (mandager) i tidsperioden fra januar 1991 til desember 1994 brukes som estimeringsbasis for indeksens volatilitet. Som tabell A.1 i appendikset viser, beregnes de relative kursene samt deres naturlige logaritmer. Dersom vår antakelse gjelder, må de naturlige logaritmene følge en normal sannsynlighetsfordeling og ha standardavvik som viser den ukevise volatilitet av indeksen og dermed av markedet. Deretter trekker vi fra empirisk gjennomsnitt m som gis fra :

$$(4.2) \quad m = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \ln R_j$$

Der n er antall observasjoner innenfor et vilkårlig kvartal og R_j er de relative kursene til OBX-indeksen. Deretter summerer vi differansen $(\ln R_j - m)^2$ for hvert kvartal og multipliserer med $\frac{N}{N-1}$ som er en korreksjonfaktor slik at vi skal oppnå en forventningsrett estimator for variansen. Estimatoren blir slik :

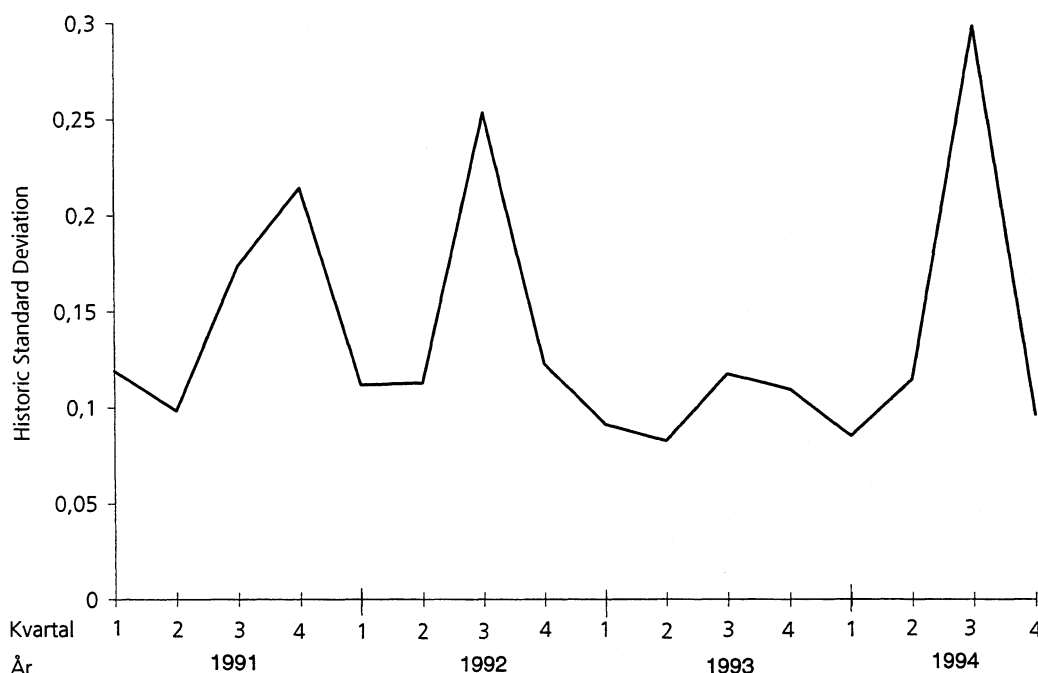
$$(4.3) \quad \hat{\sigma}^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (\ln R_j - m)^2$$

og estimatoren til standardavviket i et gitt kvartal er gitt ved :

$$(4.4) \quad \hat{\sigma} = (\hat{\sigma}^2)^{\frac{1}{2}}$$

Denne rekkefølgen i beregningen er beskrevet i tabell A.1 i appendiks.

Figur 4.2 Utviklingen i volatilitet* for OBX-indeksen i perioden 1991-1994



*Beregnet som historisk standardavvik hvert kvartal

Vi ser av resultatene at det historiske standardavviket mellom 1991 og 1994 har ligget mellom 0.08 og 0.29 på kvartalbasis i denne perioden. Grunnen til at vi bruker et estimat for historisk standardavvik i OBX-indeksen for hvert kvartal, er at de tilgjengelige dataene for oljeinvesteringene i den samme perioden er gitt som kvartalsvise tall. Figur (4.2) viser disse resultatene grafisk.

4.3 Oljeinvesteringene pr kvartal for perioden 1991-1994

Data for oljeinvesteringer er hentet fra de kvartalsvise publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå med tittelen Olje-og gassvirksomhet. Det er brukt tall for påløpte oljeinvesteringer.

Oljeinvesteringskostnader kan inndeles i fem følgende kategorier :

1. Påløpte investeringer i leting

Letekostnadene omfatter alle lisenser i letefasen definert som perioden fra letetillatelsen er gitt og fram til en eventuelt utbygging er godkjent av myndighetene. Alle kostnader som påløper i denne perioden regnes som letekostnader, også kostnader til feltevaluering og feltutvikling.

2. Påløpte investeringer i feltutbygging

Feltutbyggingsfase dekker perioden fra utbygging er godkjent av myndighetene og fram til driftsstart. Kostnader til alle typer varer og tjenester som inngår i lisensregnskapet regnes som investeringskostnader, også produksjonsboring, driftskostnader og andre kostnader påløpt i utlandet.

3. Påløpte investeringskostnader til felt i drift

Felt i drift er felt som er kommet i ordinær produksjon. Investeringer i denne fasen er ombygginger som gir en verdiøkning av produksjonsutstyret, forbedringer av prosessene eller utvidelse av kapasiteten, også produksjons- og vanninjeksjonsboring.

4. Investeringer i landvirksomhet

Investeringene i landvirksomhet omfatter investeringer i kontorer, baser og terminaler knyttet til olje og gassutvinning.

5. Investeringer i rørtransport

Investeringene i rørtransportsektoren omfatter investeringer i rørledninger som er i drift og rørledninger som er under utbygging. Investeringer i landvirksomhet og rørtransport publiseres kun årlig. En måte å omforme dem til kvartalsvise tall på er å forutsette at investeringsnivået er det samme i alle kvartallene innenfor et kalenderår, men en slik forutsetning kan være betenkelig gitt hvordan atferden er i dette markedet. Vi skal derfor se bort fra investeringer i landvirksomhet og rørtransport. De inngår ikke i de totale investeringene på kvartalbasis som er gjengitt i tabell A.2 i appendikset.

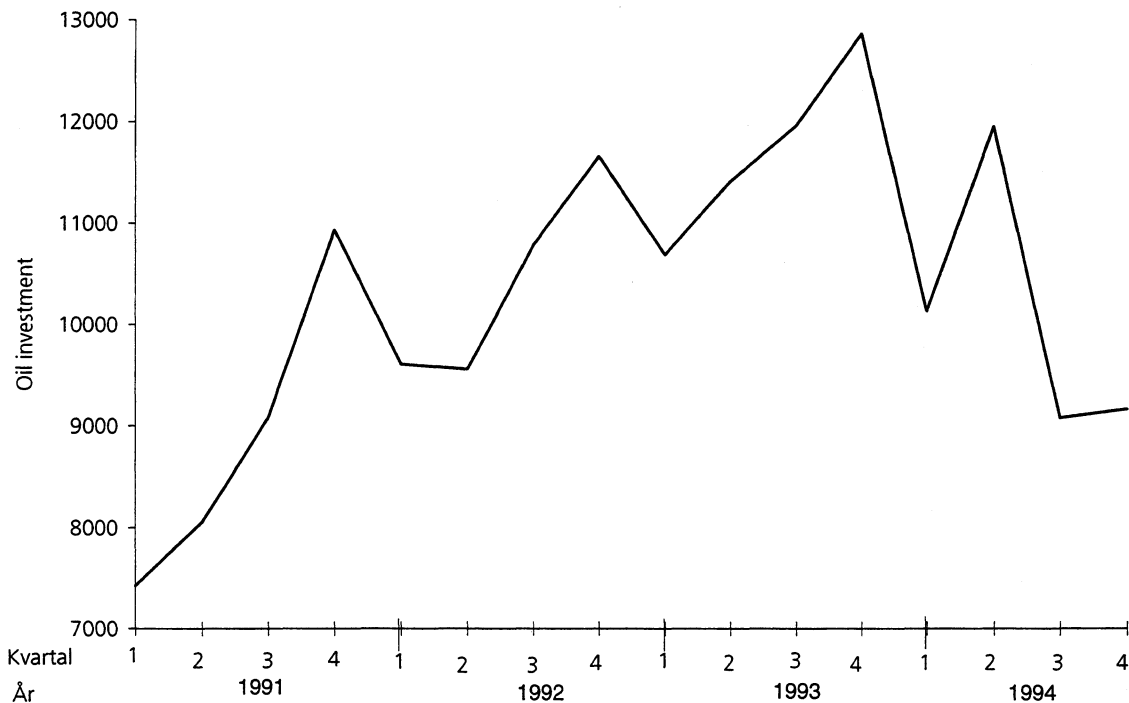
Figur 4.3 gir oss en grafisk illustrasjon av oljeinvesteringene i perioden 1991-1994 på kvartalbasis.

4.4 En test om usikkerheten i aksjemarkedet påvirker oljeinvesteringene

Etter at vi har bearbeidet de eksisterende dataene slik at vi har omformet dem til kvartalvise tall kan vi søke etter sammenhengen mellom oljeinvesteringer og usikkerhet målt ved tidsserien for standardavvik for de relative kursene i OBX-indeksen. For å gjøre dette skal vi se om standardavviket i ett kvartal kan brukes til å predikere hva oljeinvesteringer blir i et senere kvartal. Grunnen til at vi må bruke lag mellom observert usikkerhet og oljeinvesteringer er at tar tid å utføre et prosjekt. Vi er ute etter er usikkerheten på beslutningstidspunktet for å bestemme investeringen. Realiteten er at det tar rundt 15 år for at en oljeinvestering skal bli fullført i Nordsjøen (jfr Favero & Pesaram 1994), slik at bruk av lange lag er nødvendig i slike analyser. I vårt tilfelle har vi begrensede muligheter for å gjøre dette fordi OBX-indeksen ble innført bare seks måneder før den perioden vi ser på, slik at den maksimale lag-lengden som vi kan bruke er to kvartaler. Når det tar 15 år for at en endring av oljepriser reflekteres i oljetilbudet fra Nordsjøregionen kan vi ikke vente at vi skal få de best mulige resultater av et

tokvartalers lag i eventuell korrelasjon mellom aksjekursenes volatilitet, som følger produktprisers volatilitet (oljeprisen), og påløpte oljeinvesteringer. Modellen som estimeres nedenfor, innebærer derfor en forenkling men kan (forhåpentligvis) vise signifikante sammenhenger.

Figur 4.3 Oljeinvesteringene* i periode 1991-1994 (mill. kroner)



* Kvartalsdata for påløpte investeringer i leting etter olje, i feltutbygging og til felt i drift.

Jeg skal bruke følgende variabeldefinisjoner i den økonometriske modellen:

Oljeinvesteringer i periode t: Y_t

Standardavvik for kursen til OBX-indeksen i periode t: X_t

Rente i periode t: R_t

Brutto nasjonalprodukt (BNP) i periode t: P_t

For $t = 1, 2, 3, \dots, T$

For å teste prediksjonsevnen av usikkerhet for kommende oljeinvesteringer, skal vi bruke minste kvadraters metode. Bruk av denne metoden krever at det er en lineær sammenheng mellom usikkerhet «i går» og oljeinvesteringer «i dag», slik at en stokastisk sammenheng mellom usikkerheten og oljeinvesteringer kan beskrives ved:

$$(4.5) \quad Y_t = \alpha + \beta X_{t-1} + u_t \quad , \quad E(u_t) = 0, \quad \text{var}(u_t) = \sigma^2, \quad \text{kov}(u_t, u_{t'}) = 0 \text{ for } t \neq t'$$

Ved minste kvadraters metode minimerer man summen av kvadratavvik et Q:

$$(4.6) \quad Q = \sum_{i=1}^{16} (Y_t - \hat{\alpha} - \hat{\beta}X_{t-1})^2$$

$\hat{\alpha}$ og $\hat{\beta}$ står for estimatorer av regresjonskoeffisientene α og β . Det kan vises ved bruk av Gauss-Markov-teoremet at de estimatorene man får, ved å bruke minste kvadraters metode, er forventningsrette og variansminimerende estimatorer, de såkalte «Best Linear Unbiased Estimator» (BLUE).

Vi skal teste hypotesen om at standardavviket til OBX kurs kan «Granger-forårsake» oljeinvesteringer. «Grangers kausalitetstest» brukes for å vise at en handling har forrang fremfor en annen, jfr Maddala (1992), slik at en «forward-looking» av usikkerheten i finansmarkedet fører til at usikkerheten kan kvalifiseres som en god prediktor av oljeinvesteringer (er basert på premisset at fremtiden ikke kan forårsake nåtiden og fortiden). Dersom en handling A skjer etter en annen B, vet vi at A ikke kan forårsake B. Samtidig gjelder at dersom A skjer før B, betyr ikke dette nødvendigvis at A forårsaker B.

En uavhengig variabel, i vårt tilfelle OBX-indeksens standardavvik, «forårsaker» ikke den avhengige variabel, oljeinvesteringer i vårt tilfelle, hvis en i regresjon av oljeinvesteringer mhp laggede oljeinvesteringer og laggede verdier av den uavhengige variable får regresjonskoeffisient lik null.

Som Pindyck (1976) bemerker, for å kunne si at «X er årsaken til Y» eller «forklarer» Y krever denne testen at to betingelser er oppfylt: For det første bør X kunne predikere Y, dvs i en regresjon med Y som endogen (avhengig) variabel og tidligere verdier av Y som eksogen (uavhengig) variabel bør modellens forklaringskraft øke signifikant når en i tillegg tar tidligere verdier av X som eksogen variabel. For det andre bør ikke Y på tilsvarende måte forklare X. Dersom X forklarer Y og Y forklarer X, finnes det sannsynligvis andre variabler som forklarer både X og Y.

Disse to tilfellene skal jeg se nærmere på ved å teste null-hypotesen i hvert av dem, nemlig om at standardavviket i OBX-kursen ikke påvirker oljeinvesteringene, og at oljeinvesteringene ikke påvirker standardavviket i OBX-kursen.

Vi skal teste hypotesen om at «X ikke påvirker Y» ved å kjøre en regresjon mot de laggede verdier av Y og X. Deretter skal vi kjøre en regresjon med Y bare mot de laggede verdier av Y. Den samme prosedyren skal vi også bruke for den andre null-hypotesen. Vi skal dermed teste de to følgende null-hypoteser :

H_0 : Standardavviket i OBX kurs bidrar ikke til å predikere oljeinvesteringene .

H'_0 : Oljeinvesteringene bidrar ikke til å predikere standardavviket i OBX kursen.

Dermed skal det bli kjørt følgende regresjoner :

$$(4.7) \quad Y_t = \alpha + \beta Y_{t-1} + \gamma X_{t-1} + u_t \text{ og}$$

$$(4.8) \quad Y_t = \alpha + \beta Y_{t-1} + u_t$$

For den første null-hypotesen, og dersom kan vi forkaste denne (hypotesen) skal vi teste den andre hypotesen ved å kjøre flgende regresjoner :

$$(4.9) \quad X_t = \delta + \varepsilon X_{t-1} + \eta Y_{t-1} + \omega_t$$

og

$$(4.10) \quad X_t = \delta + \varepsilon X_{t-1} + \omega_t$$

Modellene der $\gamma = \eta = 0$ omtales som restriktive, mens modellene der $\gamma \neq 0$, $\eta \neq 0$ omtales som ikke-restriktive.

På grunn av at det bare er en restriksjon i vår modell kan vi bruke t-testen for å teste om X bidrar til å forbedre prediksjonen av modellen. Vi skal nemlig teste følgende hypotese:

$$H_0: \beta = 0$$

$$H_1: \beta \neq 0$$

Determinasjonskoeffisienten R^2 viser den delen av den totale variasjonen i Y som forklares av forklaringsvariablene Y_{t-1} og X_{t-1} . Således kan R^2 brukes til å vurdere modellens forklaringskraft.

Når man setter flere uavhengige variable inn i en regresjonsmodell må R^2 øke, dersom de nyinnførte variablene er korrelerte med den avhengig variabelen og ikke er kollineære med andre uavhengige variabler (kollinearitet er den egenskap de uavhengige variable har når de har lineær sammenheng med andre uavhengige variable). Økt R^2 betyr dermed økning av modellens forklaringskraft. Et problem ved å bruke R^2 for å evaluere regresjonsmodellen, er at R^2 refererer til forklart og ikke forklart variasjon av Y uten hensyn til antall frihetsgrader i modellen. En måte å løse dette problemet på er å innføre \bar{R}^2 som tar hensyn til varians og ikke til variasjon (jfr Pindyck (1976)). Varians er lik forholdet mellom variasjon og frihetsgrader. \bar{R}^2 kan skrives slik:

$$(4.11) \quad \bar{R}^2 = 1 - \frac{\text{Var}(\hat{u})}{\text{Var}(Y)}$$

Der $\text{var}(\hat{u})$ er variansen av den estimert feil som er $\hat{u} = Y_t - \hat{\alpha} - \hat{\beta}Y_{t-1} - \hat{\gamma}X_{t-1}$. En enkel generell regel for bestemmelse av når de uavhengige variable skal fortsette å være i regresjonsmodellen med mål å maksimere \bar{R}^2 , eksisterer, og sier at de uavhengige variable skal fortsette å være i regresjonsmodellen dersom t -observator er større enn 1 (jfr Pindyck (1976)).

Resultatene av vår test er beskrevet i tabell 4.1 nedenfor. Som vi ser av tabellen er resultatene interessante i seg selv fordi de ikke viser sterk korrelasjon mellom løpende oljeinvesteringer og oljeinvesteringer og standardavviket til den relative kursen i forrige periode. R^2_{justert} er ganske lav og ved innføring av standardavviket i perioden før, blir den enda lavere. At innføring av standardavviket ikke hjelper i maksimering av R^2_{justert} ser vi også av at t -verdien av standardavviket er betydelig mindre enn 1, slik at vi kan droppe den som uavhengig variabel i modellen. Vi ser at den første null-hypotesen ikke kan forkastes, fordi t -observator er betydelig mindre enn 2. Det er ikke grunn til å teste den andre nullhypotesen, men vi gjorde det bare for at resultattabellen skal bli mer komplett.

Table 4.1. A: Estimerings resultater av regresjonen av oljeinvesteringer (Y) mhp oljeinvestering og standardavvik til OBX-kurs, en og to perioder lagget. ($Y_{t,r}$, $Y_{t-1,r}$, $X_{t,r}$, $X_{t-1,r}$)

Regressør	a)		b)	
	Koeffisient	(t-observator)	Koeffisient	(t-observator)
Konstant	5 087	(2,07)	6 210	(3,05)
Y_{t-1}	0,537	(2,49)	-	-
X_{t-1}	-2 085	(-0,38)	-	-
Y_{t-2}	-	-	0,4973	(2,72)
X_{t-2}	-	-	-7 251	(-1,04)
\bar{R}_r^2	0,286			0,291
\bar{R}_i^2	0,239			0,295

Table 4.1.B: Estimeringsresultater av regresjonen av standardavvik til OBX-kurs (X) mhp på standardavvik til OBX-kurs og oljeinvesteringer, en og to perioder lagget. ($X_{t,r}$, $X_{t-1,r}$, $Y_{t,r}$, $Y_{t-1,r}$)

Regressør	a)		b)	
	Koeffisient	(t-observator)	Koeffisient	(t-observator)
Konstant	0,83	(1,45)	0,309	(3,22)
X_{t-1}	-0,124	(-0,44)		
X_{t-2}	-0,00003	-0,24		
Y_{t-1}		-	0,489	(-1,48)
Y_{t-2}		-	-0,000011	(-1,25)
\bar{R}_r^2	0,000			0,038
\bar{R}_i^2	0,000			0,113

Ved å kjøre regresjonen av Y mot X og Y lagget to perioder finner vi at selv om \bar{R}^2 ikke er tilstrekkelig stor, blir den større ved innføring av standardavviket som uavhengig variabel i tillegg til oljeinvesteringene to perioder lagget. Men den estimerte koeffisienten for standardavviket er ikke signifikant på 5% nivået siden t-observatoren for standardavviket er mindre enn 2 slik at nullhypotesen igjen ikke kan forkastes.

Videre tester vi den andre nullhypotesen. Testen gir oss for lav \bar{R}^2 , selv om innføring av oljeinvesteringene forbedrer den lave forklaringsgraden til modellen er verdien av t-observatoren for standardavviket mindre enn 2 slik at vi ikke kan forkaste den andre nullhypotesen om at standardavviket i OBX-kursen ikke er påvirket av oljeinvesteringene. Som resultat av regresjonene kan vi konkludere med at vi ikke kan forkaste noen av de to nullhypotesene og dette gir oss ikke rett til å si at standardavviket i OBX-kurs «Granger- forårsaker» oljeinvesteringer. Modellen gir «riktig» fortegn til korrelasjonen mellom oljeinvesteringer og standardavviket, nemlig negativ, standardavviket er «lite» $s=1277$ som er 12,43% av empirisk gjennomsnittet av Y, og ligger innen den ønskete intervallet av 10%-15% (jfr Pindyck (1976)), men effekten er ikke signifikant på 5% nivå. Videre skal vi prøve å innføre flere variable i regresjonsmodellen. De nye uavhengige variablene som vanligvis forekommer i investeringsligninger er:

1. Rente. Vi bruker som estimat for markedsrenten statens gjennomsnittlige renter på disponerte utlån i norske kroner ved utgangen av hvert kvartal.
2. Bruttonasjonalprodukt (BNP) i faste priser 1990 for hvert kvartal i perioden 1991-1994.

Vi skal teste om det kan øke forklaringskraften av modellen som er beskrevet ved 3.5 regresjonsligningen ved å bruke F-testen. Her skal vi ved F-testen undersøke om alle regresorer, ser under ett, er signifikante. Vi begynner med regresjonen i oljeinvesteringene mot bare standardavvik i OBX-kurs og deretter tar vi i tillegg først rente og deretter bruttonasjonalprodukt. I hvert tilfelle tester vi null hypotesen om at de eksogene variable ikke har prediksjonsevne slik at regresjonskoeffisientene er lik null. Data om renten og BNP finnes i tabellen A.4 i appendiks. Resultater av de to regresjonene i Y mot standardavviket i OBX kurs, rente og BNP er i tabell 3.2 som følger:

Tabell 3.2 Estimeringsresultater av regresjoner av oljeinvesteringer (Y) mhp standardavvik til OBX-kurs (X), renter (R) og BNP (pt). (Kvartalsdata fra 3. kvartal 1990 til 1994)

Regressør	1		2		3		4		5		6	
	Koeff.	(t-obs)	Koeff.	(t-obs)	Koeff.	(t-obs)	Koeff.	(t-obs)	Koeff.	(t-obs)	Koeff.	(t-obs)
Konstant	10 831,6	(11,09)	13 485	(3,85)	-7 763	(-0,38)	111 112	(9,61)	10 741	(2,79)	-33 579	(-246)
X _{t-1}	-3 949	(-0,62)	-4.428	(-0,68)	-5 617	(-0,86)	-	-	-	-	-	-
R _{t-1}	-	-	-296,5	(-0,79)	313,1	(0,46)	-	-	-	-	-	-
P _{t-2}	-	-	-	-	0,090011	(1,06)	-	-	-	-	-	-
X _{t-2}	-	-	-	-	-	-	-6 802	(-0,77)	-6 802	(-0,73)	-13 494	(-1,85)
R _{t-2}	-	-	-	-	-	-	-	-	46,2	(0,10)	1 507,1	(2,70)
P _{t-2}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,18229	(3,32)
R ²	0,000		0,000		0,000		0,000		0,000		0,375	
F	0,38		0,50		0,71		0,59		0,28		3,99*	

* :signifikant i 5% nivå.

der α, β, γ og δ er regresjonskoeffisienter i tilfellet med en periode lagget og $\alpha_1, \beta_1, \gamma_1$ og δ_1 er regresjonskoeffisienter i tilfellet med to perioder lagget.

Vi får lite støtte fra de fem regresjoner. $R^2_{justert}$ er lik null, t-observatoren har lave verdier og F-verdier er lave. Frihetsgrader for F-testen er lik k-1 og N-k, hvor k er antall forklaringsparametre og N er antall observasjoner. I den sjette regresjonen i oljeinvesteringer mot standardavvik, rente og BNP to perioder lagget, får vi bedre resultater med ganske høye t-verdier, bare for en variabel, nemlig standardavviket, er t litt lavere enn 2. $R^2_{justert}$ har økt til 37.5%. F- testen om nullhypotesen mellom oljeinvesteringene og disse tre forklaringsvariablene gir F-verdi med frihetsgrader 2 og 14 lik 3.99 som er signifikant i 5% signifikant nivå, slik at vi kan forkaste nullhypotesen om ingen forklaringskraft. Standardavviket er S = 1203 som er 11.7% av forventningen til Y som er 10,275.63. Denne ligger derfor innenfor det ønskete intervallet 10%-15%.

Videre skal vi se nærmere dersom de to nyinnførte forklaringsvariablene, nemlig renten og BNP, øker forklaringskraften av modellen. Vi følger den samme prosedyren med en restriktiv og en ikke-restriktiv modell, men nå skal vi bruke to restriksjoner.

Modellene ser ut som følgende :

$$(4.12) \quad Y_t = \alpha + \beta X_{t-1} + \gamma R_{t-1} + \delta P_{t-1} + e_t$$

$$(4.13) \quad Y_t = \alpha_1 + \beta_1 X_{t-2} + \gamma_1 R_{t-2} + \delta P_{t-2} + \varepsilon_t$$

der e_t og ε_t er feilleddene.

De restriktive modellene er karakterisert ved at $\gamma = \delta = 0$ og $\gamma_1 = \delta_1 = 0$

Vi skal bruke F-testen for å undersøke om at innføring av de to nye forklaringsvariablene øker forklaringskraften av den opprinnelige modellen. Således skal vi få F-verdier fra formelen :

$$(4.14) \quad F = \frac{\frac{SKR_r - SKR_i}{r}}{\frac{SKR_i}{N - k - 1}}$$

der SKR_r : Kvadratsummen av residualene til restriktive modellen.

SKR_i : Kvadratsummen av residualene til ikke-restriktive modellen.

N : antall observasjoner.

k : antall regressorer.

r : antall parameter restriksjoner.

I det første tilfellet er F-verdien: $F_{2,12} = 0,8720$ som er for lav for at de to nyinnførte forklaringsvariablene en periode lagget er signifikante på 5% nivå. I det andre tilfellet F-verdien er : $F_{2,12} = 5,508$ som tilsier at de to nyinnførte forklaringsvariablene to perioder lagget er signifikante på 5% nivå.

4.5 Konklusjon fra empirisk undersøkelse

Resultatene våre viser at standardavviket i OBX-kurs ikke «Granger-forårsaker» oljeinvesteringene. Dette betyr at vi kan ikke bruke «forward-looking» egenskapen av usikkerhet for å predikere oljeinvesteringene. Det samme gjelder også for prediksjonsevnen av oljeinvesteringene om volatilitetsutvikling. Det skulle ha vært for optimistisk å forvente at usikkerhet i finansmarkedet alene kunne forklare oljeinvesteringene fullstendig men vi hadde ventet en sterkere korrelasjon mellom de to basert på teoretiske beskrankninger og på tidligere empiriske undersøkelser av blant andre Pindyck (1991) og Merton og Fischer (1984).

Resultatene våre, også etter innføring av rente og BNP som eksogene variable, har $R^2_{justert}$ lik null bortsett fra ett tilfelle. Det var tilfellet med standardavvik, rente og BNP to perioder lagged som eksogene variable. Da kunne vi forkaste nullhypotesen med en signifikant F-verdi. Grunnen til at våre resultater ikke ble slik de som vi hadde ventet, er at tidsserien som ble brukt var ganske kort og ble enda kortere på grunn av transformasjon til kvartals-data.

De resultatene som ble oppnådd under regresjonsanalysen må ses i lys av et lavt antall observasjoner som følge av at OBX-indeksen ble innført juni 1990. Ved å bruke totalindeksen fra Oslo Børs og lengre tidsserier kunne det ha vært mulig å oppnå resultater som hadde vært mer i tråd med Pindyck (1991). Et annet alternativ kunne ha vært å bruke implisitt standardavvik som estimat for markedets usikkerhet.

Innføring av flere eksogene variable som f.eks. dollarkurs, vekst i BNP og inflasjonsrate vil kunne øke forklaringskraften. Men et problem, som gjelder generelt for alle økonomiske variable, er at vi i våre regresjoner bruker standardavvik i OBX-kurs som eksogen variabel. Men standardavviket i OBX-kursen er en funksjon av aksjepriser (kurser) som i seg selv i en generell likevektsmodell er endogene som derfor vanskelig kan omfattes som eksogene variable. En løsning kunne ha vært å bruke en autoregressiv modell med aksjekurs sammen med andre observert variable som rente og avkastning, som kan determinere aksjekursen. Dette er ikke vårt mål med denne oppgaven, men ville være en naturlig utvidelse i et eventuelt framtidig arbeid.

Referanser

- Adelman, M.A. (1982): "OPEC as a cartel" i Griffin, J.M and D. Teece (eds.): *OPEC Behaviour and World Oil Prices*, London: Allen & Unwin, 36-63.
- Bjerkholt, O., Ø. Olsen, og S.Ø. Strøm (1990): *Olje-og gassøkonomi*.
- Bjerksund, P. (1988): *A contingent claims analysis of an oil reserve*. Norwegian School of Economics and Business Administration (1988).
- Bøhren, Ø., og S. Ekern (1987): Usikkerhet i oljeprosjekter. Relevante og irrelevante risikohensyn, *Beta* 1/1987, 23-30.
- Bøhren, Ø., S. Ekern, T. Johnsen og P. Korsvold (1984): Lønnsomhet i oljeprosjekter, Senter for anvendt forskning, Rapport No 5 `84.
- Bøhren, Ø., og D. Michalsen (1994): *Finansiell Økonomi* 1994.
- Børs Kurslisten:1990-1994.
- Copeland, T, E. og J.F. Weston (1988): *Financial Theory and Corporate Policy*, 3. utg.
- Cox - Rubinstein (1985): *Option Markets*, Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall..
- Cremer, J. og D. Salehi-Isfahani (1991): Models of oil market, *Fundamentals of pure and applied economics* **44**.
- Damelsen, A.L. and E.B. Selby (1980): World oil price increases: sources and solutions, *The Energy Journal* **1**, 59-74.
- Ekern, S. (1988): An option pricing approach to evaluating petroleum projects, *Energy Economics* **10**, 91-99.
- Erickson, N. (1980): "Developments on the world oil market" in Pauchuri, R.K. (ed.): *International Energy Studies*, New York: Wiley & Sons, 9-16.
- Favero, A. C. og H.M. Pesaran (1994): Oil investment in the North Sea, *Economic Modelling* **11**, 308-329.
- Fischer, S. og R.C. Merton (1984): Macroeconomics and finance: The role of the stock market, *Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy* **21**, 57-108, North Holland.
- Johany, A. D. (1980): *The myth of the OPEC cartel*, 1980. New York: Wiley & Sons.
- Latane, A. H. og J.R. Rendleman (1976): Standard deviations of stock price ratios implied in option prices, *The Journal of Finance* **31**, 369-382.
- Mabro, R. (1975): Can OPEC hold the line?, *Middle East Economic Survey* **18**, (Supplement 28 February 1975).
- Macbeth, J. og L. Merville (1979): An empirical examination of Black-Scholes Call Option Pricing Model, *The Journal of finance* **34**, 1173- 1186.

- Maddala, G. S. (1992): *Introduction to econometrics*.
- Markowitz, H.M (1952): Portfolio selections, *The Journal of Finance* **7**, 77-91.
- McDonald, R.L. og D.R. Siegel (1984): Option pricing when the underlying asset earns a below equilibrium rate of return, *Journal of Finance* **39**, 261-265.
- McDonald, R.L. og D.R. Siegel (1985): Investment and the valuations of firms when there is a option to shut down. *International Economic Review* **26**, 331-349.
- Mead, W (1979): The performance of government energy regulation. *American Economic Review* **69** (Proceedings), 352-356.
- Monk, A. (1991): *Exploring statistics with Minitab*.
- Mossum, J (1966): Equilibrium in a capital asset market, *Econometrica* **62**.
- Paddock, J., D. Siegel, og J. Smith (1988): Option valuation of claims on real assets :the case of offshore petroleum leases, *Quarterly Journal of Economics* **103**, 479-508.
- Pindyck, S, R. (1976): *Economic models and economic forecasts*.
- Pindyck, S, R. (1991): «Irreversibility and the explanation of investment behaviour» in Lund, D. og B. Øksendal (eds.): *Stochastic models and option values*, Amsterdam: North Holland.
- Pindyck, S, R. (1989): Irreversible investment, capacity choice and the value of the firm, *The American Economic Review* **78**, 969-985.
- Pindyck, S, R. (1991): Irreversibility, uncertainty and investment, *Journal of Economic Literature* **29**.
- Solberg, L. (1990): OPECS rolle i det internasjonale oljemarkedet, Senter for anvendt forskning, Rapport nr. 2/90.
- Statistisk sentralbyrå (1995): *Bank og kredittstatistikk*. 3/95.
- Statistisk sentralbyrå (1991-95): *Økonomisk utsyn 1990-1994*.
- Statistisk sentralbyrå (1990-95): *Olje-og gassvirksomhet*, 3 kvartal 1990-1 kvartal 1995.
- Verleger, P.K. Jr. (1982): *Oil Markets in Turmoil*, Cambridge, MA: Ballinger.

Tabell A.1 Beregning av historisk standardavvik til OBX-indeks 1991-1994

Dato	OBX kurs	R=Relativ OBX kurs	ln R=Naturlig logaritmen til relativ OBX-kurs	lnR-mean=lnr- gjennomsnitt	sq-C5=(lnr-mean) ²
07.01.91	331,59	*	*	*	*
14.01.91	316,52	0,95455	-0,04651	-0,04620	0,00213
21.01.91	316,01	0,99839	-0,00161	-0,00130	0,00000
28.01.91	328,86	1,04066	0,03986	0,04017	0,00161
04.02.91	334,25	1,01639	0,01626	0,01657	0,00027
11.02.91	360,35	1,07809	0,07519	0,07550	0,00570
18.02.91	358,48	0,99481	-0,00520	-0,00489	0,00002
25.02.91	364,07	1,01559	0,01547	0,01578	0,00025
04.03.91	375,00	1,03022	0,02977	0,03008	0,00091
11.03.91	388,28	1,03541	0,03480	0,03511	0,00123
18.03.91	381,36	0,98178	-0,01798	-0,01767	0,00031
25.03.91	372,96	0,97797	-0,02227	-0,02196	0,00048
02.04.91	379,25	1,01880	0,01863	0,01894	0,00036
08.04.91	377,40	0,99512	-0,00489	-0,00458	0,00002
15.04.91	367,03	0,97252	-0,02786	-0,02755	0,00076
22.04.91	366,89	0,99962	-0,00038	-0,00007	0,00000
29.04.91	369,58	1,00733	0,00731	0,00762	0,00006
06.05.91	375,22	1,01625	0,01612	0,01643	0,00027
13.05.91	406,08	1,08225	0,07904	0,07935	0,00630
21.05.91	396,26	0,97582	-0,02448	-0,02417	0,00058
27.05.91	402,96	1,01691	0,01677	0,01708	0,00029
03.06.91	405,71	1,00682	0,00680	0,00711	0,00005
10.06.91	403,39	0,99428	-0,00573	-0,00542	0,00003
17.06.91	397,70	0,98589	-0,01421	-0,01389	0,00019
24.06.91	396,82	0,99779	-0,00222	-0,00190	0,00000
01.07.91	387,59	0,97674	-0,02353	-0,02322	0,00054
08.07.91	388,36	1,00199	0,00198	0,00230	0,00001
15.07.91	398,29	1,02557	0,02525	0,02556	0,00065
22.07.91	398,78	1,00123	0,00123	0,00154	0,00000
29.07.91	393,35	0,98638	-0,01371	-0,01340	0,00018
05.08.91	410,46	1,04350	0,04258	0,04289	0,00184
12.08.91	406,27	0,98979	-0,01026	-0,00995	0,00010
19.08.91	371,58	0,91461	-0,08925	-0,08894	0,00791
26.08.91	419,27	1,12834	0,12075	0,12106	0,01466
02.09.91	414,04	0,98753	-0,01255	-0,01224	0,00015
09.09.91	400,58	0,96749	-0,03305	-0,03274	0,00107
16.09.91	398,30	0,99431	-0,00571	-0,00540	0,00003
23.09.91	386,21	0,96965	-0,03082	-0,03051	0,00093
30.09.91	387,54	1,00344	0,00344	0,00375	0,00001
07.10.91	374,36	0,96599	-0,03460	-0,03429	0,00118
14.10.91	363,26	0,97035	-0,03010	-0,02979	0,00089
21.10.91	384,74	1,05913	0,05745	0,05776	0,00334
28.10.91	376,74	0,97921	-0,02101	-0,02070	0,00043
04.11.91	364,15	0,96658	-0,03399	-0,03368	0,00113
11.11.91	355,17	0,97534	-0,02497	-0,02466	0,00061
18.11.91	332,64	0,93657	-0,06554	-0,06522	0,00425
25.11.91	327,66	0,98503	-0,01508	-0,01477	0,00022
02.12.91	292,74	0,89343	-0,11269	-0,11238	0,01263
09.12.91	325,04	1,11034	0,10466	0,10497	0,01102

Tabell A.1 forts.

Dato	OBX kurs	R=Relativ OBX kurs	ln R=Naturlig logaritmen til relativ OBX-kurs	lnR-mean=lnr- gjennomsnitt	sq-C5=(lnr-mean) ²
16.12.91	325,37	1,00102	0,00101	0,00133	0,00000
30.12.91	320,60	1,05163	0,05034	0,05065	0,00257
06.01.92	336,59	1,04988	0,04867	0,04898	0,00240
13.01.92	339,92	1,00989	0,00984	0,01016	0,00010
20.01.92	357,76	1,05248	0,05115	0,05146	0,00265
27.01.92	350,16	0,97876	-0,02147	-0,02116	0,00045
03.02.92	335,83	0,95908	-0,04179	-0,04147	0,00172
10.02.92	328,68	0,97871	-0,02152	-0,02121	0,00045
17.02.92	319,74	0,97280	-0,02758	-0,02727	0,00074
24.02.92	310,71	0,97176	-0,02865	-0,02834	0,00080
02.03.92	318,86	1,02568	0,02536	0,02567	0,00066
09.03.92	320,06	1,00430	0,00429	0,00460	0,00002
16.03.92	319,93	0,99959	-0,00041	-0,00010	0,00000
23.03.92	327,22	1,02279	0,02253	0,02284	0,00052
30.03.92	316,86	0,96834	-0,03217	-0,03186	0,00102
06.04.92	313,67	0,98993	-0,01012	-0,00981	0,00010
13.04.92	308,62	0,98390	-0,01623	-0,01592	0,00025
21.04.92	322,34	1,04446	0,04350	0,04381	0,00192
27.04.92	324,36	1,00627	0,00625	0,00656	0,00004
04.05.92	341,57	1,05306	0,05170	0,05201	0,00271
11.05.92	347,22	1,01654	0,01641	0,01672	0,00028
18.05.92	344,85	0,99317	-0,00685	-0,00654	0,00004
25.05.92	340,50	0,98739	-0,01269	-0,01238	0,00015
01.06.92	338,70	0,99471	-0,00530	-0,00499	0,00002
09.06.92	333,59	0,98491	-0,01520	-0,01489	0,00022
15.06.92	322,66	0,96724	-0,03331	-0,03300	0,00109
22.06.92	302,80	0,93845	-0,06353	-0,06322	0,00400
29.06.92	293,72	0,97001	-0,03045	-0,03013	0,00091
06.07.92	292,07	0,99438	-0,00563	-0,00532	0,00003
13.07.92	286,48	0,98086	-0,01932	-0,01901	0,00036
20.07.92	267,89	0,93511	-0,06709	-0,06678	0,00446
27.07.92	277,54	1,03602	0,03539	0,03570	0,00127
03.08.92	277,81	1,00097	0,00097	0,00128	0,00000
10.08.92	253,37	0,91203	-0,09209	-0,09178	0,00842
17.08.92	255,42	1,00809	0,00806	0,00837	0,00007
24.08.92	215,84	0,84504	-0,16837	-0,16806	0,02824
31.08.92	232,23	1,07594	0,07319	0,07350	0,00540
07.09.92	223,70	0,96327	-0,03742	-0,03711	0,00138
14.09.92	243,92	1,09039	0,08653	0,08685	0,00754
21.09.92	246,96	1,01246	0,01239	0,01270	0,00016
28.09.92	235,98	0,95554	-0,04548	-0,04517	0,00204
05.10.92	224,48	0,95127	-0,04996	-0,04965	0,00247
12.10.92	231,12	1,02958	0,02915	0,02946	0,00087
19.10.92	233,75	1,01138	0,01132	0,01163	0,00014
26.10.92	248,34	1,06242	0,06055	0,06086	0,00370
02.11.92	246,87	0,99408	-0,00594	-0,00563	0,00003
09.11.92	239,79	0,97132	-0,02910	-0,02879	0,00083
16.11.92	238,27	0,99366	-0,00636	-0,00605	0,00004
23.11.92	244,95	1,02804	0,02765	0,02796	0,00078
30.11.92	255,10	1,04144	0,04060	0,04091	0,00167
07.12.92	267,96	1,05041	0,04918	0,04949	0,00245
14.12.92	269,81	1,00690	0,00688	0,00719	0,00005
21.12.92	271,19	1,00511	0,00510	0,00541	0,00003
28.12.92	263,30	0,97091	-0,02953	-0,02921	0,00085

Tabell A.1 forts.

Dato	OBX kurs	R=Relativ OBX kurs	ln R=Naturlig logaritmen til relativ OBX-kurs	lnR-mean=lnr- gjennomsnitt	sq-C5=(lnr-mean) ²
04.01.93	269,36	1,02302	0,02275	0,02307	0,00053
11.01.93	273,94	1,01700	0,01686	0,01717	0,00029
18.01.93	274,71	1,00281	0,00281	0,00312	0,00001
25.01.93	267,65	0,97430	-0,02604	-0,02572	0,00066
01.02.93	271,38	1,01394	0,01384	0,01415	0,00020
08.02.93	271,83	1,00166	0,00166	0,00197	0,00000
15.02.93	278,49	1,02450	0,00245	0,00276	0,00001
22.02.93	279,09	1,00215	0,00215	0,00246	0,00001
01.03.93	274,98	0,98527	-0,01484	-0,01452	0,00021
08.03.93	284,82	1,03578	0,03516	0,03547	0,00126
15.03.93	301,60	1,05891	0,05724	0,05756	0,00331
22.03.93	296,78	0,98402	-0,01611	-0,01580	0,00025
29.03.93	305,99	1,03103	0,03056	0,03087	0,00095
05.04.93	297,52	0,97232	-0,02807	-0,02776	0,00077
12.04.93	302,17	1,01563	0,01551	0,01582	0,00025
19.04.93	302,10	0,99977	-0,00023	0,00008	0,00000
26.04.93	302,68	1,00192	0,00192	0,00223	0,00000
03.05.93	315,22	1,04143	0,04059	0,04091	0,00167
10.05.93	302,34	0,95914	-0,04172	-0,04141	0,00171
18.05.93	308,40	1,02004	0,01985	0,02016	0,00041
24.05.93	304,64	0,98781	-0,01227	-0,01196	0,00014
01.06.93	300,65	0,98690	-0,01318	-0,01287	0,00017
07.06.93	299,87	0,99741	-0,00260	-0,00229	0,00001
14.06.93	297,00	0,99043	-0,00962	-0,00931	0,00009
21.06.93	306,01	1,03034	0,02989	0,03020	0,00091
28.06.93	310,07	1,01327	0,01318	0,01349	0,00018
05.07.93	315,13	1,01632	0,01619	0,01650	0,00027
12.07.93	331,59	1,05070	0,04946	0,04977	0,00248
19.07.93	329,59	0,99397	-0,00605	-0,00574	0,00003
26.07.93	328,61	0,99703	-0,00298	-0,00267	0,00001
02.08.93	338,47	1,03001	0,02956	0,02987	0,00089
09.08.93	347,12	1,02563	0,02530	0,02561	0,00066
16.08.93	372,59	1,07338	0,07081	0,07112	0,00506
23.08.93	354,94	0,95263	-0,04853	-0,04822	0,00233
30.08.93	360,99	1,01705	0,01690	0,01721	0,00030
06.09.93	353,71	0,97983	-0,02037	-0,02006	0,00040
13.09.93	350,38	0,99059	-0,00946	-0,00915	0,00008
20.09.93	351,23	1,00243	0,00242	0,00273	0,00001
27.09.93	345,36	0,98329	-0,01685	-0,01654	0,00027
04.10.93	351,56	1,01795	0,01779	0,01810	0,00033
11.10.93	365,15	1,03866	0,03792	0,03823	0,00146
18.10.93	379,12	1,03826	0,03754	0,03786	0,00143
25.10.93	382,01	1,00762	0,00759	0,00791	0,00006
01.11.93	383,75	1,00455	0,00454	0,00486	0,00002
08.11.93	370,06	0,96433	-0,03633	-0,03601	0,00130
15.11.93	368,42	0,99557	-0,00444	-0,00413	0,00002
22.11.93	369,14	1,00195	0,00195	0,00226	0,00001
29.11.93	349,26	0,94614	-0,05536	-0,05505	0,00303
06.12.93	359,17	1,02837	0,02798	0,02829	0,00080
13.12.93	363,35	1,01164	0,01157	0,01188	0,00014
20.12.93	365,83	1,00683	0,00680	0,00711	0,00005
27.12.93	384,25	1,05035	0,04912	0,04944	0,00244
03.01.94	389,71	1,01421	0,01411	0,01442	0,00021
10.01.94	407,31	1,04516	0,04417	0,04448	0,00198

Tabell A.1 forts.

Dato	OBX kurs	R=Relativ OBX kurs	ln R=Naturlig logaritmen til relativ OBX-kurs	lnR-mean=lnR- gjennomsnitt	sq-C5=(lnR-mean) ²
17.01.94	409,38	1,00508	0,00507	0,00538	0,00003
24.01.94	417,70	1,02032	0,02012	0,02043	0,00042
31.01.94	431,29	1,03254	0,03202	0,03233	0,00105
07.02.94	420,82	0,97572	-0,02458	-0,02426	0,00059
14.02.94	416,39	0,99049	-0,00956	-0,00925	0,00009
21.02.94	423,57	1,01724	0,01710	0,01741	0,00030
28.02.94	433,05	1,02238	0,02213	0,02245	0,00050
07.03.94	418,63	0,96670	-0,03387	-0,03355	0,00113
14.03.94	416,15	0,99408	-0,00594	-0,00563	0,00003
21.03.94	409,91	0,98501	-0,01511	-0,01480	0,00022
28.03.94	404,22	0,98612	-0,01398	-0,01367	0,00019
05.04.94	401,41	0,99305	-0,00698	-0,00666	0,00004
11.04.94	401,62	1,00052	0,00052	0,00083	0,00000
18.04.94	407,67	1,01506	0,01495	0,01526	0,00023
25.04.94	397,92	0,97608	-0,02421	-0,02390	0,00057
02.05.94	388,51	0,97635	-0,02393	-0,02362	0,00056
09.05.94	381,86	0,98288	-0,01726	-0,01695	0,00029
16.05.94	401,49	1,05141	0,05013	0,05044	0,00254
24.05.94	399,73	0,99562	-0,00439	-0,00408	0,00002
30.05.94	399,17	0,99860	-0,00140	-0,00109	0,00000
06.06.94	387,04	0,96961	-0,03086	-0,03055	0,00093
13.06.94	373,59	0,96525	-0,03537	-0,03506	0,00123
20.06.94	347,87	0,93115	-0,07133	-0,07102	0,00504
27.06.94	356,82	1,02573	0,02540	0,02571	0,00066
04.07.94	370,64	1,03873	0,03800	0,03831	0,00147
11.07.94	365,65	0,98654	-0,01355	-0,01324	0,00018
18.07.94	390,22	1,06720	0,06503	0,06535	0,00427
25.07.94	395,06	1,01240	0,01233	0,01264	0,00016
01.08.94	402,14	1,01792	0,01776	0,01807	0,00033
08.08.94	403,17	1,00256	0,00256	0,00287	0,00001
15.08.94	389,37	0,96577	-0,03483	-0,03452	0,00119
22.08.94	389,28	0,99977	-0,00023	0,00008	0,00000
29.08.94	400,59	1,02905	0,02864	0,02895	0,00084
05.09.94	390,01	0,97359	-0,26766	-0,26735	0,07148
12.09.94	383,12	0,98233	-0,01782	-0,01751	0,00031
19.09.94	367,97	0,96046	-0,04035	-0,04004	0,00160
26.09.94	359,17	0,97609	-0,02421	-0,02389	0,00057
03.10.94	359,04	0,99964	-0,00036	-0,00005	0,00000
10.10.94	359,48	1,00123	0,00122	0,00154	0,00000
17.10.94	374,42	1,04156	0,04072	0,04103	0,00168
24.10.94	368,02	0,98291	-0,01724	-0,01693	0,00029
31.10.94	368,80	1,00212	0,00212	0,00243	0,00001
07.11.94	356,16	0,96573	-0,03487	-0,03456	0,00119
14.11.94	365,59	1,02648	0,02613	0,02644	0,00070
21.11.94	371,86	1,01715	0,01700	0,01732	0,00030
28.11.94	370,00	0,99500	-0,00550	-0,00519	0,00003
05.12.94	388,63	1,05035	0,04912	0,04944	0,00244
12.12.94	383,15	0,98899	-0,01420	-0,01389	0,00019
19.12.94	387,94	1,01250	0,01242	0,01274	0,00016
27.12.94	403,40	1,03985	0,03908	0,03939	0,00155

Tabell A.2 Oljeinvesteringer 1991-1994

Leting	Feltutbygging	I Drift	Sum investeringer
1540	4862	1019	7421
2046	4613	1398	8057
1947	5770	1364	9081
2604	7016	1313	10933
1840	6431	1337	9608
2076	6172	1309	9557
1732	7882	1176	10790
2042	8379	1247	11668
1403	8042	1245	10690
1096	8619	1702	11417
1318	9192	1458	11968
1616	9356	1900	12872
1671	6807	1658	10136
1277	8726	1962	11965
1015	6616	1448	9079
1047	6435	1685	9167

Tabell A.3 Beregning av historisk standardavvik til OBX-indeks, rente og BNP

DATO	OBX	R=Relativ OBX-kurs	lnR=Naturlig logaritmen til raltiv OBX-kurs	lnR-mean= lnr-gjennomsnitt	sqC5=(lnr-mean) ²
02.07.90	473,46	*	*	*	*
09.07.90	475,69	1,00471	0,0046989	0,0183189	0,0003356
16.07.90	492,39	1,03576	0,0351355	0,0487555	0,0023771
23.07.90	495,21	1,00573	0,0057108	0,0193308	0,0003737
30.07.90	505,95	1,02169	0,0214559	0,0350759	0,0012303
06.08.90	478,06	0,94488	-0,0567016	-0,0430816	0,0018560
13.08.90	473,54	0,99055	-0,0094998	0,0041202	0,0000170
20.08.90	477,41	1,00817	0,0081393	0,0217593	0,0004735
27.08.90	459,55	0,96260	-0,0381279	-0,0245079	0,0006006
03.09.90	465,22	1,01234	0,0122626	0,0258826	0,0006699
10.09.90	468,00	1,00597	0,0059579	0,0195779	0,0003833
17.09.90	467,39	0,99870	-0,0013042	0,0123158	0,0001517
24.09.90	443,25	0,94835	-0,0530300	-0,0394100	0,0015531
01.10.90	422,23	0,95258	-0,0485837	-0,0349637	0,0012225
08.10.90	415,98	0,98520	-0,0149130	-0,0012930	0,0000017
15.10.90	387,99	0,93271	-0,0696576	-0,0560376	0,0031402
22.10.90	405,56	1,04529	0,0442892	0,0579092	0,0033535
29.10.90	393,32	0,96982	-0,0306452	-0,0170252	0,0002889
05.11.90	379,42	0,96442	-0,0362339	-0,0226139	0,0005114
12.11.90	374,09	0,98595	-0,0141473	-0,0005273	0,0000003
19.11.90	354,97	0,94889	-0,0524631	-0,0388431	0,0015088
26.11.90	358,62	1,01028	0,0102300	0,0238500	0,0005688
03.12.90	379,77	1,05898	0,0573024	0,0709224	0,0050300
10.12.90	363,66	0,95758	-0,0433464	-0,0297264	0,0008837
17.12.90	360,80	0,99214	-0,0078955	0,0057245	0,0000328
27.12.90	336,70	0,93320	-0,0691314	-0,0555114	0,0030815

Tabell A.4 Data om oljeinvesteringer, standardavvik til OBX-indeks, rente og BNP i perioden 1990 (tredje kvartal)-1994

	Col2 sqlnR- m	Col3 sqlnR-m	Col4 sum c2	Col5 sum c3	Col6 sumc2/11	Col7 sumc3/12	Col8 c6*12	Col9 c5*13	Col10 sqr c8	Col11 sqr c9
1	*	0,0012225	0,010022	0,019645	0,001002	0,001637	0,012024	0,021282	0,109654	0,145884
2	0,0003356	0,0000017								
3	0,0023771	0,0031402								
4	0,0003737	0,0033535								
5	0,0012303	0,0002899								
6	0,0018560	0,0005114								
7	0,0000170	0,0000003								
8	0,0004735	0,0015088								
9	0,0006006	0,0005688								
10	0,0006699	0,0050503								
11	0,0003833	0,0008837								
12	0,0001517	0,0000328								
13	0,0015531	0,0030815								

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter

Recent publications in the series Reports

- 95/11 Liv Grøtvedt og Liv Belsby: Barns helse. Helseundersøkelsene. 1995-53s. 95 kr ISBN 82-537-4140-5
- 95/12 Kristin Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃ in Norway. 1995-56s. 95 kr ISBN 82-537-4145-6
- 95/13 Odd Frank Vaage: Feriereiser 1993/94. 1995-48s. 80 kr ISBN 82-537-4149-9
- 95/14 Bodil Merethe Larsen og Runa Nesbakken: Norske CO₂-utslipp 1987-1993. En studie av CO₂-avgiftens effekt. 1995-40s. 80 kr ISBN 82-537-4158-8
- 95/15 Odd Frank Vaage: Kultur- og mediebruk 1994. 1995-68s. 95 kr ISBN 82-537-4159-6
- 95/16 Toril Austbø: Kommunale avløp Økonomi. 1995-39s. 80 kr ISBN 82-537-4162-6
- 95/17 Jan-Erik Lystad: Camping i Norge 1984-1994. 1995-80s. 95 kr ISBN 82-537-4170-7
- 95/18 Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020. Nasjonale og regionale framskrivinger. 1995-37s. 80 kr ISBN 82-537-4171-5
- 95/19 Marie W. Arneberg, Hanne A. Gravningsmyhr, Kirsten Hansen, Nina Langbraaten, Bård Lian og Thor Olav Thoresen: LOTTE – en mikrosimuleringsmodell for beregning av skatter og trygder. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4173-1
- 95/20 Ragni Hege Kitterød: Tid nok, - men hva så? Tidsbruk og tidsopplevelse blant langtidsarbeidsledige. 1995-123s. 110 kr ISBN 82-537-4177-4
- 95/21 Nico Keilman and Helge Brunborg: Household Projections for Norway, 1990-2020 Part I: Macrosimulations. 1995-82s. 95 kr ISBN 82-537-4178-2
- 95/22 Ragni Hege Kitterød: Tidsbruk og arbeidsdeling blant norske og svenske foreldre. 1995-100s. 110 kr ISBN 82-537-4179-0
- 95/23 Hilde Rudlang: Bruk av edb i skolen 1995. 1995-77s. 95 kr ISBN 82-537-4181-2
- 95/24 Leif Brubakk, Morten Aaserud, Wilma Pellekaan and Fritz von Ostvoorn: SEEM - An Energy Demand Model for Western Europe. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4185-5
- 95/25 Hilde Lurås: Framskriving av miljøindikatorer. 1995-30s. 80 kr ISBN 82-537-4186-3
- 95/26 Geir Frengen, Frank Foyn and Richard Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992. 1995-93s. 95 kr ISBN 82-537-4189-8
- 95/27 Knut H. Alfsen, Bodil M. Larsen og Haakon Vennemo: Bærekraftig økonomi? Noen alternative modellscenarier for Norge mot år 2030. 1995-62s. 95 kr ISBN 82-537-4190-1
- 95/28 Lasse Sigbjørn Stambøl: Flytting og arbeidsstyrken. Flyttetilbøyelighet og flyttemønster hos arbeidsledige og sysselsatte i perioden 1988-1993. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4193-6
- 95/29 Grete Dahl, Else Flittig, Jorunn Lajord og Dennis Fredriksen: Trygd og velferd. 1995-91s. 95 kr ISBN 82-537-4198-7
- 95/30 Terje Skjerpen: Seasonal Adjustment of First Time Registered New Passenger Cars in Norway by Structural Time Series Analysis. 1995-35s. 80 kr ISBN 82-537-4200-2
- 95/31 Annegrete Bruvoll og Karin Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet. 1995-41s. 80 kr ISBN 82-537-4208-8
- 95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmoell med energi- og effekt-dimensjon. 1995-54s. 95 kr ISBN 82-537-4212-6
- 95/34 Finn Roar Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraft-utfasing. 1995-58s. 95 kr ISBN 82-537-4213-4
- 95/35 Magne Sten Bjerkseth: Engroshandelen i Norge 1985-1992. 1995-43s. 95 kr ISBN 82-537-4214-2
- 95/36 Tom Kornstad: Vridninger i lønnskakernes relative brukerpriser på bolig, ikke-varige goder og fritid 1985/86 til 1992/93. 1995-35s. 80 kr ISBN 82-537-4216-9

B

Returadresse:
Statistisk sentralbyrå
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Publikasjonen kan bestilles fra:

Statistisk sentralbyrå
Salg-og abonnementservice
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 00 44 80
Telefaks: 22 86 49 76

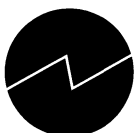
eller:

Akademika – avdeling for
offentlige publikasjoner
Møllergt. 17
Postboks 8134 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 11 67 70
Telefaks: 22 42 05 51

ISBN 82-537-4222-3
ISSN 0806-2056

Pris kr 95,00



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway