

Arbeidsnotat nr. 21/2000

**TERMINSTRUKTUREN I BRENT-FUTURES
MARKEDET**

av

**Pål Brudvik
Espen R. Henriksen
Øystein Thøgersen**

SNF-prosjekt nr. 2120
«Diversifisering av oljepriserisiko og nasjonaløkonomisk sårbarhet:
Hvordan kan finansielle virkemidler utnyttes?»

Prosjektet er finansiert av Norges Forskningsråds «PETROPOL» program

STIFTELSEN FOR SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING
BERGEN, MAI 2000

ISSN 0803-4028

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

Terminstrukturen i Brent-futures markedet*

Pål Brudvik Espen R. Henriksen[†] Øystein Thøgersen

2. mai 2000

*Mange takk til Geir Sivertsen for verdifull bistand og gode innspill

[†]Korrespondanseadresse: espen.henriksen@snf.no

Sammendrag

Terminstrukturen for en råvare har stor betydning for hensiktsmessigheten av ulike prissikringsstrategier. I dette notatet studerer vi prisbildet i markedet for Brent-futures i perioden 1988-1998. Sentrale begreper når futures-markeder karakteriseres er *backwardation* og *contango*. Backwardation er betegnelsen på tilstanden når spotprisen er høyere enn de diskonterte futures-prisene, mens contango er betegnelsen på tilstanden når spotprisen er lavere enn de diskonterte futures-prisene. Resultatene fra de empiriske analysene på grunnlag av daglige data for Brent Blend futures fra International Petroleum Exchange for perioden juni 1988 til desember 1998 viser at markedet ikke entydig kan beskrives som backwardated. Andelen av tiden hvor markedet er backwardated i vårt datasett er vesentlig lavere hva som funnet i analyser av andre markeder for råolje.

1 Innledning

For å sikre Statens kontantstrøm fra oljesektoren har flere mulige tilnærminger vært trukket frem. Blant de strategiene som har vært diskutert, har vært å minske variansen ved å implementere en sikringsstrategi med rullerende oljefuturesposisjoner. Hensiktsmessigheten av en slik strategi og måten den i så fall bør implementeres på, er imidlertid avhengig av prisstrukturen i markedet. Fordi alle norske råoljetyper omsettes som differanser til Brent Blend, vil prisstrukturen på futures-kontrakter på denne råoljetypen være sentral i vurderingen.

Vi vil i dette notatet studere prisbildet i futures-markedet hvor Brent råolje er underliggende aktivum, eller mer presist på sammenhengen mellom spotprisen og futures-prisen. Prisbildet kan karakteriseres ved uttrykkene *backwardation* og *contango*. Backwardation er betegnelsen på tilstanden hvor spotprisen er høyere enn de diskonterte futures-prisene, mens contango er betegnelsen på tilstanden hvor spotprisen er lavere enn de diskonterte futures-prisene. I det kjente Metallgesellschaft-caset var selskapets strategi basert på nettopp det at prisbildet i oljemarkedet skulle være backwardated og at denne tilstanden var rimelig stabil (se f.eks. Culp og Miller, 1995b,a; Edwards og Canter, 1995; Kuprianov, 1995).

I 1988 introduserte International Petroleum Exchange (IPE) en futures-kontrakt på Brent råolje som revolusjonerte markedet. Med denne kontrakten ble det, i tillegg til fysisk levering (*Exchange of Futures for Physical* – EFP), åpnet for å gjøre opp kontraktene kontant (*Exchange of Futures for Swaps* – EFS). Denne innovasjonen, som var helt ny for råvaremarkeder, førte til at kontraktsstørrelsene kunne bli betydelig mindre og samtidig beholdt forbindelse til Nordsjø-prisene og markedet knyttet til Sullom Voe. IPE Brent crude futures contract ble en umiddelbar suksess. Ikke bare møtte man behovene til de tradisjonelle markedsaktørene, men også nye aktører som amerikanske investeringsbanker gikk inn på markedet. Dette førte til bedret likviditet.

I det følgende ønsker vi først å gi en oversikt over teori og tidligere empiriske arbeider over terminstrukturen for en ikke-fornybar ressurs. Deretter vil vi ved enkle empiriske metoder beskrive prisbildet for markedet for Brent Blend-futures i perioden 1988-1998.

2 Teori om backwardation og contango i futures-markedet

I henhold til tradisjonell teori for futures-kontrakter på råvarer vil futures-prisen være avhengig av forventet spotpris på kontraktens forfall, lagringskostnader og convenience yield. Den forventede fremtidige spotpris for den aktuelle råvaren uttrykkes gjerne som $S_0 e^{rt}$, hvor S_0 er spotpris på tidspunkt 0, r er rente og t er tidsperioden. Lagringskostnadene består av rentekostnader samt fysiske lagringskostnader. *Convenience yield* for en råvare vil normalt bestå av en fleksibili-

tetsfordel for innehaveren av lageret. Dette er altså en fordel som kun tilkommer innehaveren av den fysiske varen, og ikke innehaveren av en kontrakt om fremtidig levering av varen. Etter ovennevnte teori vil således futures-prisen for en råvare fastsettes som

$$F_{t,T} = S_t e^{-r(T-t)} + W_{t,T} - C_{t,T},$$

hvor $W_{t,T}$ er fysiske lagringskostnader fra tidspunkt t til T og $C_{t,T}$ er convenience yield fra tidspunkt t til T .

Dersom $F_{t,T} > S_t e^{-r(T-t)}$ kalles dette *contango*. Det motsatte tilfellet oppstår dersom $F_{t,T} < S_t e^{-r(T-t)}$ og kalles *backwardation*. Det forutsettes da at både lagringskostnadene og convenience yield er svært lav.

2.1 Teori

Sammenhengen mellom spot priser og futures-priser har vært gjenstand for tildels stor oppmerksomhet blant forskere. Litteraturen på området omfatter både teoretiske arbeider og empiriske studier av sammenhengen mellom spot- og futures-prisen i markedet.

2.1.1 Terminstruktur under sikkerhet

Markedet antas å være et frikonkurransemarked som består av mange ressurseiere. Utvinningskostnadene settes lik null. Ressursen i reservoaret er en formue som den enkelte rasjonelle eier ønsker å disponere best mulig. Avkastningen pr. enhet petroleum ved å sitte med formuen som petroleum i reservoaret et ekstra år til er lik realprisstigningen et år fremover, $p_{t+1} - p_t$. Ved å utvinne ressursen kan formuen alternativt plasseres i rentebærende fordringer. Dette gir en avkastning pr. enhet produsert petroleum lik pris multiplisert med renten, $p_t r$. Det vil altså kun være lønnsomt å tappe kilden så lenge $p_t r > p_{t+1} - p_t$. I likevekt vil eieren være indifferent mellom de to plasseringene, og dermed må likevektbetingelsen altså være $p_t(1 + r) = p_{t+1}$. Med andre ord vil netto-likevektsprisen (pris minus produksjonskostnader) for en gitt mengde petroleumsressurser i et frikonkurransemarked stige med en proSENTSATS lik r . Dette kalles Hotellings regel.

Med utgangspunkt i denne prisendringsregelen kan vi slutte noe om prisnivået. Anta at kildene fra nå, tidspunkt 0, varer i T år. Når back-stop prisen p_T nås, skal kildene være tømte. Med back-stop teknologi menes de energikildene som kan bli perfekte substitutter til olje og gass (f.eks. solenergi, hydrogen), mens back-stop prisen er det maksimale nivået petroleumsprisen kan stige til før back-stop teknologien fullstendig har utkonkurrert petroleum som energikilde. Da må $p_0(1 + r)^T = p_T$ eller $p_0 = \frac{p_T}{(1+r)^T}$.

Vi har til nå forutsatt at produksjonskostnadene, K_t , er lik null. Dermed vil nettoprisen være lik markedsprisen under denne forutsetningen. Når $K_t > 0$, så blir petroleumsprisen lik: $P_t = p_t + K_t$. I det lange løp er det naturlig å

anta at K_t er stigende på grunn av at mer kostnadskrevenne kilder taes i bruk. Petroleumsprisen (P_t) må derfor stige raskere enn renten, siden nettoprisen (p_t) stiger i takt med renten. I et frikonkurransemarked vil prisen utøve rollen som knapphetsindikator ved at beslutningstakerne i egeninteresse tar hensyn til både at ressursmengden er gitt, og til (stigende) utvinningskostnader.

Med utgangspunkt i Hotellings regel om stigning i nettopris med en prosent-sats lik renten og den markerte veksten det har vært i oljeforbruket, skulle vi ha observert en sterk, langsiktig stigning i oljeprisen på grunn av økende knapphet. Dette har ikke skjedd. Den viktigste forklaringen har vært at forutsetningen om gitt ressursmengde ikke har holdt. Stadig nye kilder er oppdaget. Teknologisk utvikling har senket lete- og utvinningskostnadene og gjort det mulig hente ut stadig mer olje fra kildene. Det kan også tenkes at oljeprisen i utgangspunktet har vært ekstremt høy, med stor potensiell fallhøyde.

Etter Hotellings regel vil olje futures priser ikke være svakt backwardated med mindre utvinningskostnadene stiger med mindre enn risikofri rente. For at prisene skal være sterkt backwardated må utvinningskostnadene falle over tid (Hotelling, 1931).

2.1.2 Under usikkerhet: CAPM-tilnærming

En rekke forfattere har tatt for seg sammenhengen mellom råvare betaer og risikopremien på råvare futures kontrakter i en CAPM kontekst. Disse argumenter for en lineær sammenheng mellom råvare beta og risikopremie i futures prisene (Hazuka, 1994; Dusak, 1973; Black, 1976).

2.1.3 Under usikkerhet: opsjonstilnærming

Litzenberger og Rabinowitz (1995) inkluderer usikkerhet i modellen og viser at denne kan forklare svak og sterk backwardation selv når utvinningskostnadene stiger med risikofri rente og påpeker at backwardation vil være det normale pris-bildet i oljefutures markedet. Dette gjelder både såkalt sterk backwardation og svak backwardation. Med sterk backwardation menes positiv differanse mellom spotpris og futurespris, dvs. at futuresprisen er lavere enn spotprisen. Med svak backwardation menes positiv differanse mellom spotpris og diskontert futures pris. Futures prisen diskonteres da med en risikofri rente med samme løpetid som futures kontrakten.

Med en opsjonstilnærming kan oljereservene betraktes som kjøpsopsjoner på olje med strike lik utvinningskostnadene. Backwardation oppstår for å skape en likevekt mellom å utøve denne realopsjonen (dvs. utvinne oljen) og å la oljen forbli i grunnen. Dersom de diskonterte futures prisene er høyere enn spotprisen og det forutsettes at utvinningskostnadene ikke øker med mer enn risikofri rente, ville produsentene ønske å utsette produksjonen. Svak backwardation vil således være en betingelse for produksjon i dag. Dersom usikkerheten knyttet til futures

prisene er høy, vil det kunne oppstå situasjoner hvor sterk backwardation er en nødvendig betingelse for produksjon i dag.

En naturlig innsigelse mot ovennevnte er at produksjon i dag i visse tilfeller kan være optimalt for produsenten selv om spot prisen er lavere enn utvinningskostnadene. Dette gjelder hvor kostnadene ved å stenge og gjenoppta produksjonen er høye, eller i det ekstreme tilfellet hvor oljebrønnen ikke kan gjenåpnes når den først er stengt. Dette kan være forklaringer på hvorfor oljemarkedet ikke til enhver tid kan beskrives som svakt backwardated. Litzemberger og Rabinowitz går imidlertid ikke nærmere inn på dette, men overlater det til fremtidig forskning.

I artikkelen bygger forfatterne først opp en to-periode modell for så å utvide denne til en flerperiode modell. I modellen antas det at det er en rekke produsenter med heterogene utvinningskostnader som har valget mellom å utvinne oljen nå eller i neste periode. Dersom det antas at det handles et kontinuum av put- og call opsjoner med forfall ved modellens horisont og strike lik produsentens utvinningskostnader i den andre perioden, så vil den optimale tilpasning, mhp produksjon på tidspunkt 0, til en produsent med utvinningskostnader lik x være

$$S_0 - e^{-r}x < C_x \Rightarrow \text{La oljen bli i grunnen} \quad (1)$$

$$S_0 - e^{-r}x = C_x \Rightarrow \text{Indifferent} \quad (2)$$

$$S_0 - e^{-r}x > C_x \Rightarrow \text{Utvinn oljen nå} \quad (3)$$

hvor: S_0 er dagens spotpris, C_x er verdien av en kjøpsopsjon med strike x og forfall i neste periode, $e^{-r}x$ er den diskonterte verdien av strike på opsjonen. En naturlig følge av ovennevnte er at det ikke vil utvinnes olje for lagring over grunnen ettersom lagring i reservoaret ikke medfører fysiske lagringskostnader.

Det aggregerte tilbudet av olje vil således være en funksjon av spotprisen på olje og prisene på kjøpsopsjonene. Tilbudet vil være en stigende funksjon av spotprisen og en fallende funksjon av verdien på kjøpsopsjonene.

Etterspørselen etter olje antas å ta følgende form

$$D_0 = a - bS_0 \text{ ved tidspunkt 0 og}$$

$$D_1 = a + \varepsilon - bS_1 \text{ ved tidspunkt 1.}$$

Likevekten på tidspunkt 0 vil avhenge av utvinningskostnadene til den marginale produsenten på tidspunkt 1, og til sannsynlighetsfordelingen til etterspørselssjokket ε .

En enhet olje fra den marginale produsentens reserver vil gi en betaling ved tidspunkt 1 lik

$$\max [S_1 - x, 0].$$

Verdien av dette på tidspunkt 0 vil være lik verdien av en kjøpsopsjon på olje med strike lik x .

I en likevekt er den marginale produsenten indifferent mellom å utvinne sine oljereserver og la dem være i grunnen dersom

$$S_0 - e^{-r}x = C_x \quad (4)$$

Likevektsnivåene for svak og sterk backwardation, B_w og B_s , vil da bli

$$B_w = [S_0 - e^{-r}F^e]^+ \quad (5)$$

$$B_s = [S_0 - F^e]^+, \quad (6)$$

hvor F^e er likevekts futures-prisen.

I en likevekt hvor utvinningskostnadene øker med risikofri rente vil markedet være svakt backwardated. Denne er lik verdien av en salgsoption, P_x , på tidspunkt 1 olje med strike lik x (utvinningskostnaden til den marginale produsenten).

$$B_w = [P_x]^+ \quad (7)$$

Verdien av en slik option vil alltid være positiv.

Dersom markedet er sterkt backwardated, vil denne størrelsen være lik verdien av salgsoptionen minus differansen mellom den udiskonterte og diskonterte futures prisen.

$$B_s = [P_x - (1 - e^{-r})F^e]^+ \quad (8)$$

Ved bruk av put-call-paritet kan det vises at

$$C_x = e^{-r}(F^e - x^e) + P_x \quad (9)$$

Verdien av reservene kan således betraktes som summen av den diskonterte differansen mellom futures prisen og utvinningskostnadene, pluss verdien av optionen til å la være å produsere ved tidspunkt 1.

Ved å kombinere uttrykkene ovenfor kan likevektsnivåene for backwardation uttrykkes slik

$$B_w = [P_x - (e^{-g} - e^{-r})x^e]^+ \quad (10)$$

$$B_s = [P_x - (e^{-g} - e^{-r})x^e - (1 - e^{-r})F^e]^+ \quad (11)$$

hvor g er endringsraten for utvinningskostnadene.

Dersom $g < r$, kan svak backwardation delvis forklares ved den lave veksten i utvinningskostnadene. Dersom $g \geq r$, vil en positiv put optionsverdi være nødvendig for å forklare både svak og sterk backwardation. Resultatene i to-periode modellen kan som sagt generaliseres til en fler-periode modell.

2.2 Empiri

I følge Litzenberger og Rabinowitz (1995) var olje-futures markedet mellom februar 1984 og april 1992 kjennetegnet ved at markedet var sterkt backwardated 77 % av tiden og svakt backwardated 94 % av tiden. Disse studiene var basert på daglige noteringer på 9-måneders futureskontrakten. Som risikofri rente benyttet forfatterne LIBOR dollar rente med samme løpetid som futures kontrakten.

Analysene viste også at både svak- og sterk backwardation var en stigende funksjon av gjenstående løpetid til futures kontraktens forfall.

Resultatene av ovennevnte studier er inkonsistent med Hotellings teori som sier at nettoprisen av en ikke-fornybar ressurs over tid vil øke med risikofri rente. Nettopris er her definert som differansen mellom spotpris og utvinningskostnader.

Resonnementet til Litzenberger og Rabinowitz om at oljereserver kan karakteriseres som kjøpsopsjoner på olje med strike lik utvinningskostnadene, ledet dem til å foreta analyser av sammenhengen mellom graden av backwardation og usikkerheten til den fremtidige futures-prisen. Usikkerheten i markedet mhp. den fremtidige futures prisen måles da ved den implisitte volatiliteten i *at-the-money* salgsopsjoner.

$$B_{\tau,t}^w = \alpha_t + \beta_{\tau} \sigma_{\tau,t} + \varepsilon_{\tau,t} \quad (12)$$

Konklusjonen av disse analysene var at svak backwardation var en positiv funksjon av implisitt volatilitet, dvs. at β var signifikant positiv. Cochrane-Orcutt prosedyren ble brukt for å ta hensyn til autokorrelasjon i dataene. Gulf-krigen fra august 1990 til februar 1991 var en periode preget av stor usikkerhet mhp. fremtidige oljepriser. Analysene av denne tidsperioden støtter opp om ovennevnte sammenheng ved at prisbildet var sterkt backwardated.

Forfatterne studerer også sammenhengen mellom endring i produksjon delt på reserver og laggede endringer i månedlig gjennomsnittlig implisitt volatilitet for *at-the-money* futures kjøpsopsjoner.

$$\Delta q_t = \alpha_t + \beta_{\tau} \Delta \sigma_{\tau,t-1} + \varepsilon_{\tau,t} \quad (13)$$

Resultatene av disse analysene var en signifikant negativ regresjonskoeffisient for endringen i volatilitet. Dette er i tråd med de teorier som ble lansert av forfatterne i teoridelen av paperet.

3 Empirisk analyse

3.1 Datagrunnlag og beskrivende statistikk

Datagrunnlaget har bestått av daglige noteringer for spot (dated) og futures priser på olje av Brent Blend kvalitet fra juli 1988 til august 1999. Futures-priser fra 1. til 18. posisjon ble innhentet fra IPE. Vi bestemte oss for kun å benytte

1. til 9. posisjon ettersom utvalgsstørrelsen var mindre for posisjoner med lengre løpetid enn dette. Spotprisene ble innhentet fra Statoil.

For å beregne svak backwardation valgte vi å benytte LIBOR dollar rente med ett års løpetid fra januar 1988 til desember 1998 fra International Financial Statistics.* Av forenklingshensyn brukte vi samme rentestørrelse ved diskontering av alle futures-posisjonene. Vi diskonterte derfor alle futures-prisene innen samme måned med renten for denne måneden.

Vi startet den empiriske analysen med å beregne daglig svak og sterk backwardation for samtlige av posisjonene. Deretter beregnet vi hvor stor andel av tiden markedet var backwardated for de ulike posisjonene.

Tabell 1: Absolutt sterk backwardation/contango i perioden 1988 - 1998 basert på daglige observasjoner (2656 obs.).

Posisjon	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gj.snitt	-.10	-.02	.01	.05	.08	.10	.12	.13	.15
Median	-.11	-.06	-.05	-.03	.00	.03	.06	.06	.07
Std. avvik	.44	.69	.91	1.10	1.27	1.42	1.54	1.65	1.76
Min.	-2.30	-2.92	-3.40	-3.80	-4.10	-4.38	-4.58	-4.75	-4.92
Maks.	1.73	3.05	4.30	5.20	5.73	6.05	6.27	6.44	6.56

Positive verdier indikerer sterk backwardation og negative verdier contango

Tabell 2: Absolutt svak backwardation/contango i perioden 1988 - 1998 basert på daglige observasjoner (2656 obs.).

Posisjon	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gj. snitt	-.03	.12	.24	.34	.44	.54	.63	.71	.81
Median	-.04	.08	.16	.24	.35	.47	.58	.65	.74
Std. avvik	.44	.70	.94	1.13	1.31	1.46	1.59	1.71	1.87
Min.	-2.24	-2.79	-3.20	-3.53	-3.76	-3.97	-4.09	-4.19	-4.28
Maks.	1.81	3.21	4.57	5.54	6.15	6.54	6.83	7.07	8.88

Positive verdier indikerer svak backwardation og negative verdier contango

Tabellene 1 og 2 viser for hver av posisjonene 1 til 9 gjennomsnittlig absolutt backwardation eller contango for hele perioden 1988 - 1998. Som det kommer tydelig frem fra begge tabellene øker graden av backwardation med løpetiden på futures-kontraktene. Dette gjelder både for svak og sterk backwardation. Standardaviket og differansen mellom min. og maks. øker også med løpetiden på

*I utgangspunktet var det ønskelig å benytte daglige noteringer og en rente som hadde samme løpetid som futures posisjonen. Databasen hadde imidlertid kun månedlige noteringer.

futures-kontraktene. For hele perioden under ett er det tegn på at markedet for lange posisjoner for Brent-futures har vært både sterkt og svakt backwardated.

Tabell 3: Andel av tiden markedet er backwardated

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Svak	.47	.56	.59	.62	.64	.65	.67	.67	.69
Sterk	.39	.46	.47	.48	.50	.51	.51	.52	.52

Basert på daglige observasjoner

Tabell 3 bekrefter bildet fra tabellene 1 og 2. Andelen av tiden markedet har vært backwardated har vært en stigende funksjon av lengde på posisjonene. Verdt å merke seg er at for de korteste posisjonene har markedet oftere vært i svak og sterk contango enn i backwardation. Fra tabell 3 kommer det også frem at for den lengste posisjonen har markedet vært svakt backwardated i over 2/3 av tiden, mens den kun har vært sterkt backwardated litt over halvparten av perioden. Disse resultatene kommer også grafisk frem i figur 1.

Gulf-krigen fra august 1990 til februar 1991 var en periode hvor volatiliteten i oljemarkedet var høy. Det vil derfor være interessant å studere denne perioden separat ettersom vi forventer høy backwardation i perioder med høy usikkerhet knyttet til den fremtidige prisen på olje. Denne perioden var kjennetegnet ved ekstrem høy backwardation. Backwardation synes derfor å ha en positiv sammenheng med volatilitet.

3.2 Sammenheng mellom futuresposisjoner og backwardation

Vi foretok så en regresjonsanalyse av svak backwardation mhp. på futures-posisjon etter følgende spesifisering

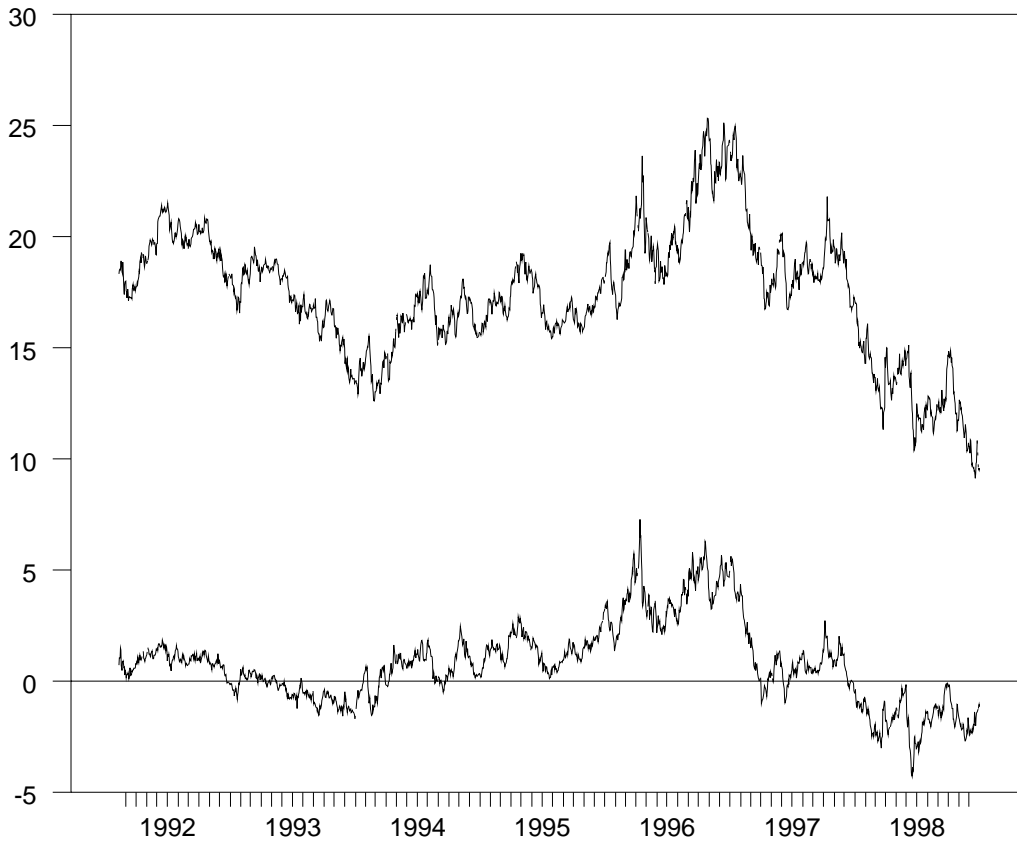
$$B_{wt} = \alpha_t + \beta_t pos + \varepsilon_t$$

hvor B_{wt} er svak backwardation og pos er futures-posisjoner 1-9.

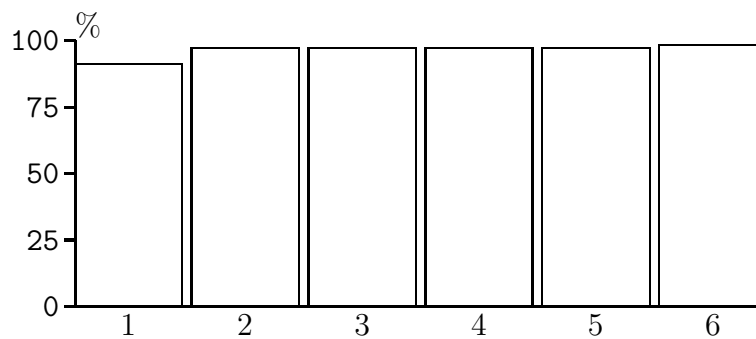
Analysen ble gjort som en tverrsnittsanalyse hvor vi gjorde en regresjon for hver handelsdag i perioden juni 1988 til desember 1998. På grunnlag av de daglige estimatene foretok vi deskriptiv statistikk. Resultatene er gitt i tabell 4.

Vi foretok så samme analyse for hvert enkelt år i perioden. Resultatene er gjengitt i tabell 5.

Vi skilte ut tidsrommet for Gulf-krigen for separat analyse ettersom denne perioden var preget av høy volatilitet. Etter Litzenbergers og Rabinowitz' teori skulle vi derfor forvente en høy tidskoeffisient i denne perioden. Dette synes også å stemme.



Figur 1: Sammenhengen mellom spotpris og svak backwardation for 9. posisjon i perioden februar 1992 til desember 1998.



Figur 2: Gulfkrigen og andel av perioden markedet var sterkt backwardated

Tabell 4: Deskriptiv statistikk fra regresjonsanalysen for de daglige estimatene. Hele datasettet.

	Obs.	Gj. snitt	Std. avvik	Min.	Maks.
Estimert konstant	2656	.0013381	.5670309	-2.350049	3.231167
Std. feil konstant.	2656	.0913831	.100907	0	1.11127
Estimert posisjon	2656	.0913831	.2905014	-.504853	1.837866
Std. feil posisjon	2656	.0209669	.0278499	0	.285348

Tabell 5: Deskriptiv statistikk fra regresjonsanalysen for de daglige estimatene. Fordelt på år.

År	Snitt est. pos.	Std. avvik snitt est. pos.	Snitt std. feil est. pos.
1988	.031322	.165200	.0186811
1989	.387959	.172120	.0329441
1990	.529662	.569252	.0606328
1991	.239910	.220056	.0317198
1992	.113665	.043910	.0074999
1993	-.039732	.059217	.0084726
1994	.05589	.098736	.0091067
1995	.151595	.062034	.0110782
1996	.410443	.147847	.028374
1997	.153077	.143478	.0100796
1998	-.0143431	.054434	.01095

Tabell 6: Deskriptiv statistikk fra regresjonsanalysen for de daglige estimatene. Gulf-krigen skilt ut.

År	Obs.	Snitt est. pos.	Std. avvik snitt est. pos.	Snitt std. feil est. pos.
Gulfkrigen	114	1.117136	.327112	.090626
Øvrige obs.	2542	.136323	.205212	.017843

Resultatene i tabellene 4, 5 og 6 viser at prisbildet ikke entydig kan karakteriseres som backwardated. Standardavvikene til snittet av de estimerte koeffisientene er høye, og det er derfor ikke mulig å trekke noen klare konklusjoner.

Samme oppsett ble også forsøkt estimert ved en 3-grads spline for å ta hensyn til eventuell ikke-lineær tidsstruktur. Resultatene for 3. gradsleddet ble imidlertid svake og var statistisk ikke ulike fra null.

Til slutt foretok vi en analyse av sammenhengen mellom volatilitet og nivået på svak backwardation. Ettersom vi ikke hadde prisene på at-the-money opsjoner kunne vi ikke beregne implisitt volatilitet fra disse. Vi beregnet derfor volatilitet basert på historiske priser for 9 måneders kontrakten for å bruke dette volatilitetsmålet som en proxy på implisitt volatilitet. Målet syntes imidlertid ikke å være særlig godt. Regresjonsresultatet viste en positiv regresjonskoeffisient for volatilitet, men med svært lav t -verdi.

Gitt modell-spesifikasjonen finner vi det ikke sannsynlig at det er autokorrelasjon i feilleddene, og vi har derfor ikke foretatt justeringer for dette. Derimot antok vi at det var høy førsteordens autokorrelasjon mellom estimatene. Vi testet følgende spesifisering

$$\beta_t = \phi\beta_{t-1} + v_t.$$

Dette ga et estimat for $\phi = .9867178$ med tilhørende standardavvik og t -verdi .0031553 og 312.717.

4 Konklusjon

Det fremstår som klart at markedet for Brent-futures ikke til enhver tid kan karakteriseres som svakt backwardated. Våre empiriske analyser viser at markedet i perioden februar 1992 til desember 1998 var svakt backwardated 69 % av tiden basert på daglige målinger for 9 måneders posisjonen. Dette ligger langt under Litzenberger og Rabinowitz resultat for WTI-futures for perioden 1984 til 1992. De kom frem til at dette markedet i denne perioden var svakt backwardated 94 % av tiden. Visuelt i figur 1 og fra den enkle regresjonsanalysen fremgår det tydelig at når markedet er i contango er størrelsen på denne jevnt over mindre enn når markedet er backwardated.

For en eventuell strategi for å redusere variansen i kontantstrømmen fra petroleumssektoren har disse grunnleggende funnene klare implikasjoner. Så lenge markedet er preget av backwardation over lange perioder, vil en enkel strategi med rullerende futures-kontrakter være uegnet. Mangelen på permanens og endringene i prisbildet viser imidlertid samtidig at det må utvises forsiktighet ved utforming av en eventuell strategi.

I videre studier ville det vært ønskelig også å hatt opsjonsprisene og de tilhørende volatilitetene. Dette ville tillatt langt mer sofistikert empirisk analyse og forhåpentligvis gitt langt sterkere og klarere resultater.

Referanser

- Black, F. (1976). “The pricing of commodity contracts,” *Journal of Financial Economics* **3**, 167–179. 2.1.2
- Culp, C. L. og M. H. Miller (1995a). “Hedging in the theory of corporate finance: A reply to our critics,” *Journal of Applied Corporate Finance* **8**, 121–127. 1
- Culp, C. L. og M. H. Miller (1995b). “Metallgesellschaft and the economics of synthetic storage,” *Journal of Applied Corporate Finance* **7**, 62–76. 1
- Dusak, K. (1973). “Futures trading and investor returns: An empirical investigation of commodity risk premiums,” *Journal of Political Economy* ss. 1387–1406. 2.1.2
- Edwards, F. R. og M. S. Canter (1995). “The collapse of Metallgesellschaft: Unhedgable risks, poor hedging strategy, or just bad luck?” *Journal of Futures Markets* ss. 211–264. 1
- Hazuka, T. (1994). “Consumption betas and backwardation in commodity markets,” *Journal of Finance* **3**, 647–. 2.1.2
- Hotelling, H. (1931). “The economics of exhaustible resources,” *Journal of Political Economy* **3**, 137–175. 2.1.1
- Kuprianov, A. (1995). “Derivatives debacles. Case studies of large losses in derivatives markets,” Federal Reserve Bank of Richmond *Economic Quarterly* **81**(4), 1–39. 1
- Litzenberger, R. H. og N. Rabinowitz (1995). “Backwardation in oil futures markets: Theory and empirical evidence,” *Journal of Finance* **1**(5), 1517–1545. 2.1.3, 2.2