

RAPPORTER

83/6

NORSKE OLJE- OG GASSRESERVER

**NÅVERDIBEREGNINGER OG INNDELING
I KOSTNADSKLASSER**

AV
ASBJØRN AAHEIM

STATISTISK SENTRALBYRÅ
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 83/6

NORSKE OLJE- OG GASSRESERVER

NÅVERDIBEREGNINGER OG INNDELING I KOSTNADSKLASSER

AV
ASBJØRN AAHEIM

STATISTISK SENTRALBYRÅ
OSLO — KONGSVINGER 1983

ISBN 82-537-1911-6
ISSN 0332-8422

EMNEGRUPPE
Oljeutvinning

STIKKORD
Oljereserver

F O R O R D

Denne rapport gir enkelte foreløpige resultater fra et prosjekt som gjelder beregninger av de norske olje- og gassreserverne. I Ressursregnskapet presenteres reservetall hentet fra Oljedirektoratet ved hvert årsskifte. Disse er gitt som fysiske mengder. Det har foreløpig vært vanskelig å oversette slike reservetall i fysiske mål til økonomisk interessante verditall. Rapporten presenterer enkle beregningsrutiner for å framskaffe slike verditall avhengig av prisutviklingen for olje og gass. Grunnlaget for beregningene er opplysninger hentet fra det britiske konsulentfirmaet Wood, Mackenzie for 1982. Cand.oecon. A. Aaheim har vært ansvarlig for prosjektet.

Oslo, 30. mars 1983

Arne Øien

I N N H O L D

	Side
1 Problemstillinger	7
2 Datagrunnlaget	7
3 Beregningsgrunnlag og forutsetninger	8
4 Summer av inntekter og utgifter	9
5 Nåverdiberegninger	14
6 Reserver etter kostnadsklasser	17
7 En illustrasjon av usikkerhet på investeringene og olje- inntektene	21
8 Norske og utenlandske eierinteresser	24
Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk Sentralbyrå (RAPP)	27

1 Problemstillinger

En del av arbeidet med ressursregnskapet omfatter framskaffelse og analyse av reservetall for ulike naturressurser. Reserver er definert som den delen av de fysiske tilstedeværende ressursene (in situ ressurser) som er påvist og som det er lønnsomt å utvinne. Analyse av ressursgrunlaget og reservene inneholder derfor både en fysisk og en økonomisk del. Den fysiske delen konsentrerer seg om mengden av ressursen, teknologi i forbindelse med utvinning og om mulig vurdering av ikke påviste ressurser. Den økonomiske delen dreier seg om hvor mye det er lønnsomt å utvinne ved gitte økonomiske forutsetninger, kostnader ved å øke den utvinnbare andelen av ressursene, og forventede kostnader ved leting etter nye forekomster.

Reservetall for olje og gass i Nordsjøen blir beregnet i Oljedirektoratet¹⁾. Her tar man et fysisk utgangspunkt ved beregning av ressursmengden, og kommer fram til reservene ved hjelp av en antatt utvinningsrate. Arbeidet ved Gruppe for ressursregnskap har hatt som formål å dele reservene inn i kostnadsklasser. Dette er gjort ved å vurdere alternative priser på olje og gass i årene som kommer.

Formålet med dette notatet er å vise hvordan man på en enkel måte kan foreta en inndeling i kostnadsklasser på grunnlag av nåverdi-beregninger for hvert felt. Videre er det meningen å gi eksempler på andre problemstillinger som kan belyses ved hjelp av lønnsomhetsvurderingene. Her er det særlig lagt vekt på det samfunnsmessige overskuddet av oljevirkomheten og den såkalte oljerenta.

2 Datagrunlaget

Dataene for hvert felt er hentet fra det britiske konsulentfirmaet Wood, Mackenzie (Wood, Mackenzie 1982). Denne databasen gir opplysninger om alle norske og britiske felt som er i produksjon, eller som er besluttet utbygget. Grunlaget for informasjonen i databasen er opplysninger fra selskapene.

Wood & Mackenzie-databasen er relativt omfattende. Det gis en detaljert beskrivelse av olje- og gassfeltene, en oversikt over selskapenes økonomiske interesser samt deres inntekter og utgifter fra oljevirkomheten. Dessuten inneholder den opplysninger om hvert av rørledningssystemene i Nordsjøen.

1) En presentasjon av beregningsmåten er gitt i Oljedirektoratet (1977)

Feltbeskrivelse gir blant annet en oversikt over årlige inntekter og utgifter i løpende priser for hele feltets levetid. Verdien av årlig olje- og gassproduksjon samt drifts- og kapitalkostnadene er hentet fra selskapenes egne regnskap og beregninger¹⁾. Med utgangspunkt i disse dataene er det beregnet skatt pr. år. Som grunnlag for anslag på skattene har en med andre ord brukt feltets inntekter og utgifter, og ikke inntektene og utgiftene til selskapene som eier feltene.

Som nevnt er verditallene i Wood-Mackenzie-dataene oppgitt i løpende priser. Historiske tall inneholder derfor faktisk prisstigning, og det er antatt en årlig prisstigning på 8 prosent fra 1982. Videre er verditallene oppgitt i US \$. Oljeproduksjonen er oppgitt som gjennomsnittlig produksjon pr. dag i fat, og gassproduksjonen som gjennomsnittlig produksjon pr. dag i kubikk-fot.

3 Beregningsgrunnlag og forutsetninger

Datagrunnlaget i denne studien er hovedsaklig opplysningene om olje- og gassproduksjon pr. år, og driftskostnader og kapitalkostnader pr. år. En eventuell virkning av skatter er ikke tatt med.

Oljeproduksjonen er omregnet til tusen Sm^3 pr. år og gassproduksjonen til mill Sm^3 pr. år.

Beregningene er gjort i faste priser. Kapitalkostnadene er deflatert med engrosprisindeksen for investeringsvarer og driftskostnadene er deflatert med total engrosprisindeks. I framtid er alle kostnadene deflatert med 8 prosent pr. år i forhold til dataene i Wood, Mackenzie.

Olje- og gassprisene fram til 1982 bygger på historiske data, og er altså identiske for alle de prisalternativene vi vil behandle. De framtidige olje- og gassprisene er beregnet for ulike alternativer. Felles for alle disse alternativene er at oljeprisen og gassprisen forutsettes å endre seg parallelt. Det ville kanskje ha vært mer realistisk å regne et etterheng på mellom 1/2 og 1 år for gassprisen. I første omgang skal vi nytte to prisalternativer:

Alt. 1) Uendret pris fra "i dag" (\$ 32 pr. fat) i all framtid.

Alt. 2) Årlig prisnedgang fra i dag til 1985 på 11,6 prosent pr. år. Dette gir en oljepris på \$ 25 pr. fat i 1985. Ingen prisendring fra 1985 og framover.

1) Kapitalkostnadene er lik påløpte utlegg til kapitalutstyr, og er derfor uavhengige av finansieringsformen.

Det første alternativet er brukt av OECD i de analysene som ble foretatt i slutten av 1982. Det er lite som tyder på at oljeprisen for 1983 gjennomsnittlig vil bli \$ 32 pr. fat målt i 82-priser, og alternativ 1 kan derfor synes noe optimistisk. På den annen side er det flere grunner til å anta at realprisen på olje vil stige på lengre sikt. Alternativ 2 må derfor betraktes som forsiktig. Her forutsettes det en relativt drastisk nedgang på kort sikt og ingen realprisstigning på lengre sikt.

Drivverdigheten av et felt vil bli vurdert på bakgrunn av nåverdideregninger. Feltenes lønnsomhet vil derfor avhenge av hvilken kalkulasjonsrente vi velger. Her står en ovenfor flere muligheter. Kalkulasjonsrenta skal uttrykke én av tre renter:

- Avkastning på investeringer i sektorer innenlands som ikke gir grunnrente
- Avkastning på investeringer i utlandet som ikke gir grunnrente
- Konsum i dag målt i forhold til konsum om ett år.

Som en tommelfingerregel kan en benytte et veid gjennomsnitt av disse rentene med andel av nettoinntekt til innenlandske investeringer, utenlandske investeringer og konsum som vekter. Finansdepartementet har anbefalt å bruke en realrente på 7 prosent til bruk ved cost-benefit-analyser innenlands. Vi skal ikke gå nærmere inn på valg av rente her, men vil benytte 7 prosent.

4 Summer av inntekter og utgifter

En rask undersøkelse av produksjonsverdi, utgifter og overskudd gir et første inntrykk av størrelsesordenen av virksomheten ved de feltene som er i produksjon eller er besluttet utbygget i den norske del av Nordsjøen. Produksjonsverdien er lik produsert kvantum multiplisert med pris. Totale kostnader er lik summen av kapitalkostnader og driftskostnader (dvs. eksklusive skatter). Differansen mellom produksjonsverdi og totale kostnader vil i det følgende bli kalt overskudd. Driftsresultatet er her beregnet som differansen mellom produksjonsverdi og driftskostnadene (altså identisk lik overskudd pluss kapitalkostnader). Tabell 1 viser produksjonsverdi, kostnader og overskudd for hvert felt summert over hele levetiden for feltet. Begge prisalternativene er tatt med. Tabellen viser også summene for alle feltene samlet. Produksjonsverdien for alle feltene er \$ 267 mrd. i alternativ 1 og \$ 221

mrd. i alternativ 2. Dette tilsvarer h.h.v. Nkr 1815 mrd. og Nkr. 1500 mrd. dersom en regner en kurs på ca. 6,80 kr. pr. \$. Ved å trekke fra de totale kostnadene på om lag Nkr. 570 mrd. får en et overskudd på Nkr. 1250 i alt. 1 og Nkr. 925 i alt. 2. Tabellen viser at det er store forskjeller på de totale kostnadene på hvert felt. Den viktigste forklaringsfaktoren for et felts kostnad er selvsagt feltets størrelse. I tabell 2 er de totale kostnadene for hvert felt regnet som andel av den totale salgsverdien for olje og gassen. I denne tabellen er prisalternativ 1 valgt som grunnlag. Feltets størrelse er på langt nær den eneste forklaringsfaktoren med hensyn til kostnadene. Andelen for de totale kostnadene varierer fra 23 prosent til Frigg og Statfjord til 71 prosent på Heimdal. For de fleste feltene er kostnadene mindre enn 40 prosent av salgsinntektene, men foruten Heimdal har også N-Ø Frigg og Gullfaks kostnader på over 50 prosent. Vi skal merke oss at tidspunktet for produksjonen har betydning for resultatene i tab. 2. Dette skyldes at realprisstigningen på olje og gass har vært større en realprisstigningen på

Tabell 1. Samlet produksjonsverdi, kostnader og overskudd pr. felt ved to prisalternativer (mill. \$) 1\$ = Nkr. 6.80.

	Alt. 1: \$32 pr. fat fra 1983			Alt. 2: \$25 pr. fat fra 1985		
	Produksjons- verdi	Totale kostnader	Kummulerte overskudd	Produksjons- verdi	Totale kostnader	Kummulerte overskudd
Ekofisk.....	85 682.6	28 383.2	57 300.1	75 819.7	28 383.2	47 437.0
N-Ø Frigg.....	1 372.5	801.9	570.6	1 072.6	801.9	270.6
Gullfaks.....	27 784.6	15 513.1	12 271.4	21 712.4	15 513.1	6 199.3
Heimdal.....	6 578.5	4 659.8	1 918.7	5 140.9	4 659.8	481.0
Odin.....	4 027.6	1 511.8	2 515.8	3 147.4	1 511.8	1 635.6
Valhall.....	11 777.5	4 253.7	7 523.7	9 323.4	4 253.7	5 069.7
Frigg.....	23 495.9	5 441.2	18 054.7	19 981.8	5 441.2	14 540.6
Murchison.....	2 188.6	569.5	1 619.1	1 806.1	569.5	1 236.6
Statfjord.....	104 259.0	23 563.0	80 695.6	82 816.1	23 563.0	59 253.7
Sum.....	267 167.0	84 697.2	182 470.0	220 820.4	84 697.2	136 124.1
Mrd Nkr.....	1 815	575	1 240	1 500	575	925

Tabell 2. Kostnadenes andel av produksjonsverdien pr. felt (norske andeler). Regnet etter prisalternativ 1.

	Drift	Kapital	Total
Ekofisk.....	0.19	0.14	0.32
N-Ø Frigg.....	0.24	0.34	0.58
Gullfaks.....	0.35	0.21	0.56
Heimdal.....	0,47	0.24	0.71
Odin.....	0.24	0.13	0.38
Valhall.....	0.23	0.13	0.36
Frigg.....	0.07	0.16	0.23
Murchison.....	0.15	0.11	0.26
Statfjord.....	0.16	0.07	0.23

kostnadsfaktorene i 70-åra. Dette har særlig betydning for Ekofiskfeltet, der produksjonen startet allerede i 1972. Med en seinere produksjonsstart ville kostnadsandelen på Ekofisk ha vært mindre. Tabellen viser også at det er store individuelle forskjeller på fordelingen av kapitalkostnader og driftskostnader. Bortsett fra N-Ø Frigg og Frigg utgjør imidlertid de totale driftskostnadene en større andel av totale kostnader enn kapitalkostnadene. Når N-Ø Frigg skiller seg ut, kan forklaringen være at man her har satset på en utbygging som i høy grad forutsetter automatisert drift. For Frigg's vedkommende er noe av forklaringen at forliset av en av produksjonsplattformene er inkludert i kapitalkostnadene.

Kapitalkostnadene målt som andel av total produksjonsverdi varierer lite fra felt til felt. Men vi merker oss at Gullfaks, Heimdal og N-Ø Frigg krever forholdsvis store investeringer. Årsaken til de store kapitalkostnadene på N-Ø Frigg er allerede nevnt. Heimdal og Gullfaks vil få relativt store investeringer til transportsystemet for olja og gassen, men en grunn kan også være at dataene fra Wood Mackenzie forutsetter realprisstigning på kapitalvarer. Siden det er Heimdal og Gullfaks som blir sist utbygd av de feltene som er tatt med her, vil kapitalkostnadene for dem i så fall bli større. Videre er det verd å merke seg at kapitalkostnadene på Statfjord er relativt små sett i forhold til de andre feltene.

Driftskostnadene varierer sterkere fra felt til felt enn kapitalkostnadene gjør. Særlig Heimdal, men også Gullfaks, er dyre i drift. Også her er det transporten av olje og gass som koster mye for disse feltene. På Heimdal er det forutsatt at transportkostnadene vil utgjøre 71 prosent av de totale driftskostnadene, mens de vil utgjøre 31 prosent på Gullfaks. Til sammenlikning er transportkostnadene antatt å utgjøre 17 prosent av totale driftskostnader på Frigg. Dersom flere felt skulle bli tilknyttet Statpipe-systemet i framtida, vil en mindre del av kostnadene til det allerede etablerte systemet bli belastet de feltene som er med i denne analysen. Tallene for driftskostnader vil derfor kunne bli justert nedover.

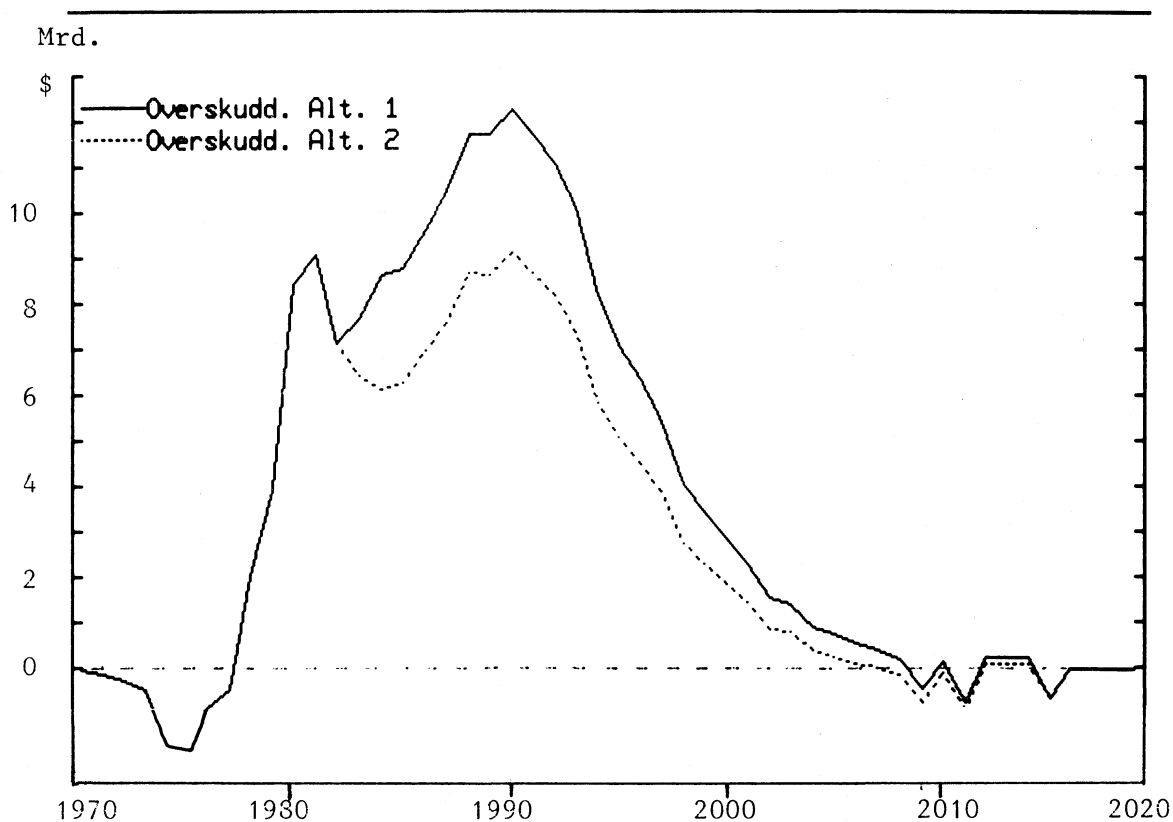
Tabell 3 viser hvor mye av det totale overskuddet i tabell 1 som er igjen pr. 1/1-1983. Dette blir kalt gjenværende overskudd her, og framkommer ved å trekke feltets overskudd eller underskudd fram til og med 1982 fra det totale overskuddet. De feltene som har et kummulert underskudd fram til og med 1982 vil altså vise større gjenværende overskudd enn totalt overskudd. Dette vil gjelde felt som er i investeringsfasen og felt som nylig har startet produksjonen. 16 mrd kroner er tatt ut til nå i overskudd. Det gjenværende overskuddet er Nkr 1072 mrd i alt. 1 og Nkr 757 i mrd i alt. 2. I alt. 1 er 15 prosent av overskuddet tatt ut til nå, mens tallet er 18 prosent i alt. 2. Om lag 25 prosent av de opprinnelig utvinnbare olje- og gassreservene er utvunnet til nå. Det er bare Ekofisk som har tatt ut en stor del av overskuddet. På Statfjord, der det fortsatt gjøres store investeringer samtidig som produksjonen er høy, er det totale og det gjenværende overskuddet like stort. På Valhall som startet produksjonen 1. oktober 1982 er det gjenværende overskuddet pr. 1/1-83 \$ 1 mrd. (nesten Nkr. 7 mrd) større enn det totale overskuddet.

Figur 1 viser hvordan overskuddet for alle feltene fordeler seg over tid for de to alternativene. Fram mot slutten av 70-åra er det negativt. Dette betyr at investeringsutgiftene i disse årene var større enn driftsresultatene. Kurven for overskuddet viser et kraftig oppsving mot 1980, men så en nedgang igjen til 1982. I dette året kom investeringene på Gullfaks og Heimdal inn med full tyngde. Fra 1983 er prisutviklingen forskjellig for de to alternativene.

Tabell 3. Totalt og gjenværende overskudd pr. felt ved to prisalternativer (mill. \$)

	Alt. 1 = \$ 32 pr. fat fra 1983			Alt. 2 = \$ 25 pr. fat fra 1985		
	Totalt	Kumulert over/underskudd pr. 1/1-83	Gjenværende	Totalt	Kumulert over/underskudd pr. 1/1-83	Gjenværende
Ekofisk.....	57 300.1	24 014.3	33 285.8	47 437.0	24 014.3	23 422.7
N-Ø Frigg.....	570.6	- 299.4	870.0	270.6	- 299.4	570.0
Gullfaks.....	12 271.4	- 201,6	12 473.0	6 199,3	- 201,6	6 400.9
Heimdal.....	1 918.7	- 472,4	2 391.1	481.0	- 472.4	953.4
Odin.....	2 515.8	- 170.4	2 686.2	1 635.6	- 170.4	1 806.0
Valhall.....	7 523.7	-1 008.6	8 532.3	5 069.7	-1 008.6	6 078.2
Frigg.....	18 054.7	2 480.4	15 574.3	14 540.6	2 480.4	12 060.2
Murchison.....	1 619.1	125.8	1 493.3	1 236.6	125.8	1 110.8
Statfjord.....	80 695.6	290.6	80 405.0	59 253.7	290.6	58 963.1
Sum.....	182 470.0	24 758.7	157 711.0	136 124.1	24 758.7	111 365.3
Mrd Nkr.....	1 240	168	1 072	925	168	757

Figur 1. Totalt overskudd pr. år ved alt. 1 og alt. 2. 1970-2020 (mrd \$)



For alt. 1 stiger overskuddet jevnt til ca. \$ 12 mrd pr. år i 1990. Deretter vil overskuddet fra de feltene som kan regnes som reserver i dag falle kraftig. Svingningene til høyre i figuren skyldes opprydningskostnader. For alt. 2 synker overskuddet til midten av -80-åra, for så å stige til en topp i 1990. Overskuddet er da mellom \$ 9 og \$ 10 mrd pr. år.

5 Nåverdiberegninger

Gjennomgangen av innteks- og utgiftssummer i forrige avsnitt gir et grovt inntrykk av inntekspotensialet fra oljevirkosomheten, og sier noe om kostnadsnivået på hvert felt. Det gir imidlertid ikke noe grunnlag for å vurdere drivverdigheten av et felt, og setter heller ikke driften inn i noe tidsperspektiv. Det er dessuten klart at det som her er kalt overskudd er et tvilsomt oljeinntektsbegrep. I forrige avsnitt ble det forutsatt at investeringene ble betalt straks, og vi tok ikke hensyn til skatteregler etc. Overskuddet ga derfor ikke et fullstendig realistisk bilde av hverken skattegrunlaget, samfunnets inntekter fra oljevirkosomheten eller selskapenes profitter.

I første omgang skal vi se litt nærmere på lønnsomheten av feltene ved hjelp av nåverdiberegninger. Nåverdien av et felt kan man finne ved å regne ut

$$(1) \quad NV = \int_0^T R_t / (1 + r)^t dt$$

Her er T siste leveår for prosjektet, R_t et overskudd i år t og r er kalkulasjonsrenta. Dersom $NV > 0$ vil vi si at feltet er drivverdig. Størrelsen på NV vil avhenge av hvilket valg vi gjør på r, et valg som må være relativt skjønsmessig. Ved sammenlikning av to felt kan også prioriteringen av de to endres med r, dvs. at felt i prioriteres foran felt j dersom $r = r_1$, mens det omvendte er tilfellet dersom $r = r_2$.

Alternativt kan vi beregne prosjektets internrente. Dette innebærer at vi setter $NV = 0$ i (1), og lar r være den variable:

$$(2) \quad 0 = \int_0^T R_t / (1 + r)^t dt$$

Man velger seg nå en rente, f.eks. markedsrenta, som r ikke bør under- skride dersom feltet skal betegnes som drivverdig. (2) gir oss svar på rentabiliteten av ulike prosjekter, men sier oss ingenting om nivået på inntektene over tid. Vi kan derfor ikke si at den ene måten er noe bedre enn den andre, men vil her gjøre beregninger både av nåverdier og internrente.

Tabell 4 og 5 viser total og gjenværende nåverdi for pris-alter- native 1 og 2. Den totale nåverdien av olja og gassen er ca. 735 mrd kroner i alt. 1. Et prisfall til en oljepris på \$ 25 i 1985 som beskre- vet i alternativ 2 vil medføre et fall i nåverdien på ca. 170 mrd kroner. Gjenværende nåverdi er "cash-flow" på et felt fra og med 1983, dvs. at den ser bort fra alle inntekter og kostnader (som investeringer) fram til 1/1-1983. I alternativ 1 er gjenværende nåverdi 585 mrd Nkr, mens den er 424 mrd i alt. 2.

Tabell 4. Total og gjenværende nåverdi pr. felt. Alt. 1 (Mill. \$)
\$ 32 pr. fat fra 1/1-83. \$ 1 = Nkr 6.80.

	Total	Gjenværende
Ekofisk.....	45 429,4	21 692,5
N-Ø Frigg.....	326,4	613,7
Gullfaks.....	4 374,8	4 565,9
Heimdal.....	455,0	900,5
Odin.....	1 380,9	1 540,8
Frigg.....	12 053,8	10 480,9
Murchison.....	1 035,6	954,4
Statfjord.....	38 970,5	39 486,5
Sum.....	108 455,6	85 751,8
Nkr (mrd).....	738	583

Tabell 5. Total og gjenværende nåverdi pr. felt. Alt. 2 (Mill. \$),
\$ 25 pr. fat fra 1/1-83. \$ 1 = Nkr 6.80

	Total	Gjenværende
Ekofisk.....	39 998,7	16 261,8
N-Ø Frigg.....	113,6	400,9
Gullfaks.....	1 870,2	2 061,3
Heimdal.....	- 255,9	189,6
Odin.....	853,5	1 013,5
Valhall.....	2 913,3	4 001,6
Frigg.....	9 742,1	8 169,1
Murchison.....	807,8	726,6
Statfjord.....	28 938,8	29 454,9
Sum.....	84 982,4	62 279,6
Nkr (mrd).....	578	424

Nåverdiberegningene er i første rekke et grunnlag for investeringsbeslutninger. Det er bare Heimdal som ved ett tilfelle er ulønnsomt, nemlig dersom forutsetningene i alt. 2 slår til, og dersom vi ønsker å vurdere lønnsomheten av feltet totalt sett. Hvis kalkulasjonsrenta faktisk sier noe om avkastningen i alternativ økonomisk virksomhet, kan man være "etterpåklok" og si at Heimdal i alt. 2 er ulønnsomt; det ville ha vært mer lønnsomt å plassere pengene et annet sted. Investeringsbeslutninger er imidlertid irreversible, dvs. at det bare er for framtida vi kan ta beslutninger. I denne sammenhengen er det derfor de gjenværende nåverdiene som har interesse. Disse vil gi svar på om fortsatt drift er lønnsomt eller ikke.

Det går fram av tabell 5 at også i alt. 2 er den gjenværende nåverdien på Heimdal positiv. Dette kan tolkes slik at det ikke vil lønne seg å stoppe utbyggingen på Heimdal selv om oljeprisen skulle falle til \$ 25 pr. fat. De andre feltene gir forholdsvis store positive nåverdier selv med betydelig prisfall.

I tabell 6 er en omtrentlig internrente for hvert felt beregnet. Beregningene er basert på prisalternativ 1. Ekofisk har den høyeste internrenten: ca. 44 prosent. 5 felt har internrente på 38 prosent eller mer. I denne forbindelsen kan kanskje Heimdal betegnes som marginalt felt.

Tabell 6. Ca. internrente på hvert felt. Alt. 1, \$ 32 pr. fat fra 1/1-83

Ekofisk.....	44
Murchison.....	42
Odin.....	42
Statfjord.....	33
Valhall.....	38
Frigg.....	29
N-Ø Frigg.....	26
Gullfaks.....	21
Heimdal.....	12

6 Reserver etter kostnadsklasser

Noe av bakgrunnen for arbeidet med oljeproduksjon og oljereserver er som nevnt ønsket om å inndelegge oljereservene i kostnadsklasser. Som vist i forrige avsnitt er drivverdigheten av en olje- eller gassforekomst helt avhengig av prisutviklingen. Tre beslutninger vil være påvirket av de framtidige prisene.

- 1) Hvorvidt utbygging skal foretas
- 2) Utbyggingsløsning
- 3) Forventet tidspunkt for nedlegging av virksomheten

Wood, Mackenzie-dataene gir oss ikke noe grunnlag for å vurdere 2) direkte, og vi må derfor se bort fra endring i reservene som skyldes endrede utbyggingsløsninger som følger av prisforutsetningene. 1) og 3) kan imidlertid vurderes.

Det er grunn til å understreke utgangspunktet når en skal gå nærmere inn på 1) og 3). En har her lagt samfunnets kalkulasjonsrente til grunn, og beregnet lønnsomheten på grunnlag av tidsformen på overskuddet. Et oljeselskap står i en annen situasjon, både fordi det må vurdere virkningen av skatter og fordi det må ta hensyn til sin egen likviditet. Vi skal komme tilbake til dette i avsnittet om oljeinntekter. De direkte skattene blir beregnet av selskapets overskudd. I prinsippet endrer derfor ikke de direkte skattene selskapenes tilpasning (under visse forutsetninger gjelder riktignok ikke denne antakelsen). Indirekte skatter, slik som produksjonsavgiften, fører til at prisen som produsenten mottar blir lavere enn markedsprisen, og produksjonsavgiften påvirker derfor produsentens tilpasning. Dette til tross er det hverken tatt hensyn til direkte eller indirekte skatter i denne analysen.

Reservene, dvs. den del av ressursene på et felt som det er lønnsomt å utvinne, vil her bli beregnet i to trinn:

I første trinn vil vi ta stilling til om utbyggingen eller produksjonen fra et felt skal fortsette eller om den bør legges ned straks (punkt 1) ovenfor). Dersom den gjenværende nåverdien er negativ vil det lønne seg å legge ned produksjonen straks, eventuelt stoppe den videre utbyggingen av feltet. I disse tilfellene setter vi (den gjenværende) reserven i feltet lik 0^1 .

I det andre trinnet behandler vi bare de feltene som hadde positiv gjenværende nåverdi i første trinn. På grunnlag av et prisalternativ vil vi finne tidspunkt for nedlegging av produksjonen (punkt 3 ovenfor). Vi tar ikke hensyn til eventuell usikkerhet omkring framtidige priser. Drift i år t krever at driftsresultatet er positivt gitt at alle investeringer er foretatt. Dataene fra Wood, Mackenzie viser stort sett at driftskostnadene på et felt holder seg konstante over tid, mens produksjonen avtar. Når prisen faller vil derfor de siste årene som det er planlagt produksjon for få negativt driftsresultat.

For de alternativene som er behandlet her er det forutsatt at prisene faller til et gitt nivå øyeblikkelig (her: 1/1-83), og deretter holder seg i all framtid.

Tabell 7 viser hva den gjenværende nåverdien blir for hvert felt ved framtidig prisnivå på 32, 25, 20, 15 og 10 dollar pr. fat. Videre utbygging av Heimdal blir ulønnsomt ved \$ 20, Gullfaks faller ut før \$ 15, og N-Ø Frigg og Odin faller ut mellom \$ 10 og \$ 15. Vurdert mot de faktiske forhold må en som nevnt ta hensyn til skatteleggingen av selskapene. Ved drastiske prisreduksjoner (\$ 15 - \$ 20 pr. fat) må man også ta hensyn til selskapenes likviditet. Selv om et felt gir positiv nåverdi er det ikke sikkert eierne ville makte investeringene dersom prisene skulle falle drastisk og det drøyde for lenge før produksjonen ga overskudd.

På grunnlag av tallene i tabell 7 kan vi avgjøre om reservene på feltet skal settes lik 0, jfr. trinn 1 (gjenværende nåverdi < 0), eller ikke. Alle feltene som i dag er i produksjon, eller er besluttet utbygget vil fortsette selv om prisen skulle falle til \$ 25.

1) Det kan tenkes at den gjenværende nåverdien endres fra å være negativ til å bli positiv dersom vi antar at produksjonen legges ned tidligere enn oppgitt i Wood, Mackenzie - dataene. Dette skyldes at de siste årene ofte har lav lønnsomhet. Her det ikke tatt hensyn til en slik effekt.

Tabell 7. Gjenværende nåverdier pr. felt ved ulike prisalt. Tilsvarende priser for gass. (Mill. \$).

	\$32	\$25	\$20	\$15	\$10
Ekofisk.....	21 692,5	15 797,4	11 586,6	7 362,3	3 165,0
N-Ø Frigg.....	613,7	400,7	248,5	95,9	-55,8
Gullfaks.....	4 565,9	2 059,0	268,4	-1 528,0	-3 313,0
Heimdal.....	900,5	188,9	-319,3	-829,2	-1 335,9
Odin.....	1 540,8	1 013,0	636,0	257,8	-118,0
Valhall.....	5 517,0	3 923,2	2 784,7	1 642,5	507,7
Frigg.....	10 480,9	7 999,3	6 226,7	4 448,4	2 681,5
Murchison.....	954,4	710,8	536,7	362,1	188,6
Statfjord.....	39 486,5	29 199,3	21 851,3	14 479,8	7 155,3

For å komme fram til en eventuell tidligere nedlegging av produksjonen på hvert av feltene, jfr. trinn 2, må vi se på det årlige driftsresultatet for feltet. Dette går fram av grunnlaget for tabell 7. Dersom driftsresultatet er negativt i de siste produksjonsårene vil vi legge ned produksjonen tidligere enn planlagt. Reduksjonen i reservene blir lik den kummulerte produksjonen i disse årene.

Tabell 8 og 9 viser virkningen på reservene på norsk kontinental-sokkel av en endring i olje- og gasspris. Når den gjenværende nåverdien i tabell 7 er negativ er reservene i tabell 8 og 9 satt lik 0. Oljereservene som antas å være ca. 500 mill. t.o.e. ved en oljepris på \$ 32 vil bli redusert til 487 mill. t.o.e. dersom prisen faller til \$ 25 og blir liggende på det nivået. Dette skyldes at produksjonen på Ekofisk og Gullfaks ikke vil vedvare så lenge med en oljepris på \$ 25 som ved en oljepris på \$ 32. Selv om oljeprisen skulle falle til \$ 10 pr. fat og det kom tilsvarende prisreduksjon på gass, ville likevel alle de feltene som er i produksjon i dag (Ekofisk, Valhall, Frigg, Murchison og Statfjord) fortsette å produsere. De samlede olje- og gassreservene ville da være 551 mill. t.o.e. mot 858 mill. t.o.e. som er antatt i dag.

Tab. 8. Oljereserver pr felt ved alternative framtidige priser (mill t)

Felt	\$32	\$25	\$20	\$15	\$10
Ekofisk.....	67	61	57	52	46
N-Ø Frigg.....	-	-	-	-	-
Gullfaks.....	117	110	105	-	-
Heimdal.....	3	3	-	-	-
Odin.....	-	-	-	-	-
Valhall.....	28	28	28	27	26
Frigg.....	1	1	1	1	1
Murchison.....	6	6	6	5	5
Statfjord.....	278	278	270	261	245
I alt	500	487	467	346	323

Tab. 9. Gassreserver pr felt ved alternative framtidige priser (mrd Sm³)

Felt	\$32	\$25	\$20	\$15	\$10
Ekofisk.....	141	132	125	113	100
N-Ø Frigg.....	4	4	4	4	-
Gullfaks.....	10	9	9	-	-
Heimdal.....	31	31	-	-	-
Odin.....	22	22	22	22	-
Valhall.....	28	28	28	25	23
Frigg.....	82	82	82	82	82
Murchison.....	-	-	-	-	-
Statfjord.....	40	40	36	31	23
I alt	358	348	306	277	228

7 En illustrasjon av usikkerhet på investeringene og oljeinntektene

I denne analysen er det til nå særlig lagt vekt på det enkelte feltets lønnsomhet og produksjon ved alternative framtidige priser. Som nevnt innledningsvis gir en slik analyse til et mulig grunnlag til å belyse andre problemstillinger som knytter seg nært til lønnsomheten ved oljevirkksomheten. I dette avsnittet skal vi belyse to faktorer, nemlig usikkerheten på investeringene og oljeinntektene.

Usikkerhet er ofte nevnt som en viktig faktor når det skal tas investeringsbeslutninger for olje- og gassfeltene i Nordsjøen. Noe av denne usikkerheten er knyttet til kunnskapen om forholdene i reservoarene, f.eks. reservoarets størrelse, trykkforholdene etc. Noe av usikkerheten knytter seg også til framtidige priser for olje og gass. Dette er særlig viktig for denne sektoren bl.a. fordi kapitalutstyret ikke kan benyttes til noe annet en produksjon av olje og gass, og fordi investeringene er så store at det må ta lang tid før investeringene er nedbetalt.

Ved hjelp av de beregningene som er gjort i tidligere avsnitt vil vi finne ut hvor fort det er mulig å betale investeringene på hvert av de feltene som er behandlet. Anta at alle investeringer som skal foretas på et felt betales så fort som overhodet mulig når produksjonen kommer i gang. Det betyr at i begynnelsen av et felts produksjonsperiode går hele driftsresultatet med til å betale investeringene pluss de påløpte rentene. Tabell 10 viser på hvilket tidspunkt hvert felt har produsert så mye at det hadde vært mulig i prinsippet å ha nedbetalt alle feltets investeringer.

Tabell 1. Tidspunkt for den raskest mulige nedbetaling av investeringene (kapitalkostnader + renter) pr. felt. Prisalt. 1 \$ 32 pr. fat fra 1/1-83.

Felt	Investeringene er nedbetalt		Tid fra			
	Mnd.	År	Utbyggingsbesl. År	mnd.	Prod.start År	Mnd.
Ekofisk.....	Juni	1979	8	6	7	11
Frigg.....	Februar	1982	9	9	4	5
N-Ø Frigg....	August	1986	6	3	2	1
Gullfaks.....	April	1992	10	10	4	6
Heimdal.....	Februar	1994	12	8	7	4
Murchison....	August	1982	5	11	1	11
Odin.....	Februar	1987	6	11	2	4
Statfjord....	Januar	1984	9	4	4	1
Valhall.....	Oktober	1984	7	2	2	0

I tillegg går det fram hvor lang tid det tar fra henholdsvis utbyggingsbeslutning og produksjonsstart til investering pluss renter er nedbetalt. Bortsett fra Gullfaks og Heimdal er "nedbetalingstiden" under 10 år fra utbyggingsbeslutning. Fra produksjonsstart tar det vanligvis mindre enn 5 år før det er produsert så mye at alle investeringene ut fra våre forutsetninger kunne ha vært betalt. For Murchison, N-Ø Frigg og Valhall tar det ikke mer enn ca. 2 år. Tallene i tab. 10 bygger på priser som i alt. 1.

Den andre problemstillingen som skal tas opp her er størrelsen av "oljeinntektene". Det vil ikke bli skilt mellom statens inntekter (skatteinntekter og statens eierinntekter) og inntekter til private eiere. Produksjon av olje og gass fører til en større inntekt av kapitalen enn det som er vanlig for økonomisk virksomhet. Denne ekstraintekten blir ofte kalt oljerenten. I sluttordet i Statistisk Sentralbyrå (1981) har man forsøkt å beregne denne for 1980, ved å sette oljerenten lik produksjonsverdien fratrukket vareinnsats, lønnskostnader og kapitalslit samt en normalavkastning på kapitalen. Dataene er hentet fra nasjonalregnskapet.

Hensikten med denne analysen har bl.a. vært å se på de framtidige inntektene. Det mangler imidlertid data for kapitalslitet i framtida. Ved å anta en bestemt tilbakebetalingstid for et kapitalutstyret, kan vi likevel nærme oss et uttrykk for oljerenten. Vi gjør ikke krav på å være realistiske ved valget av tilbakebetalingstid. Den ekstraintekten som kan beregnes ut fra dette grunnlaget vil her bli kalt beregnet oljeinntekt.

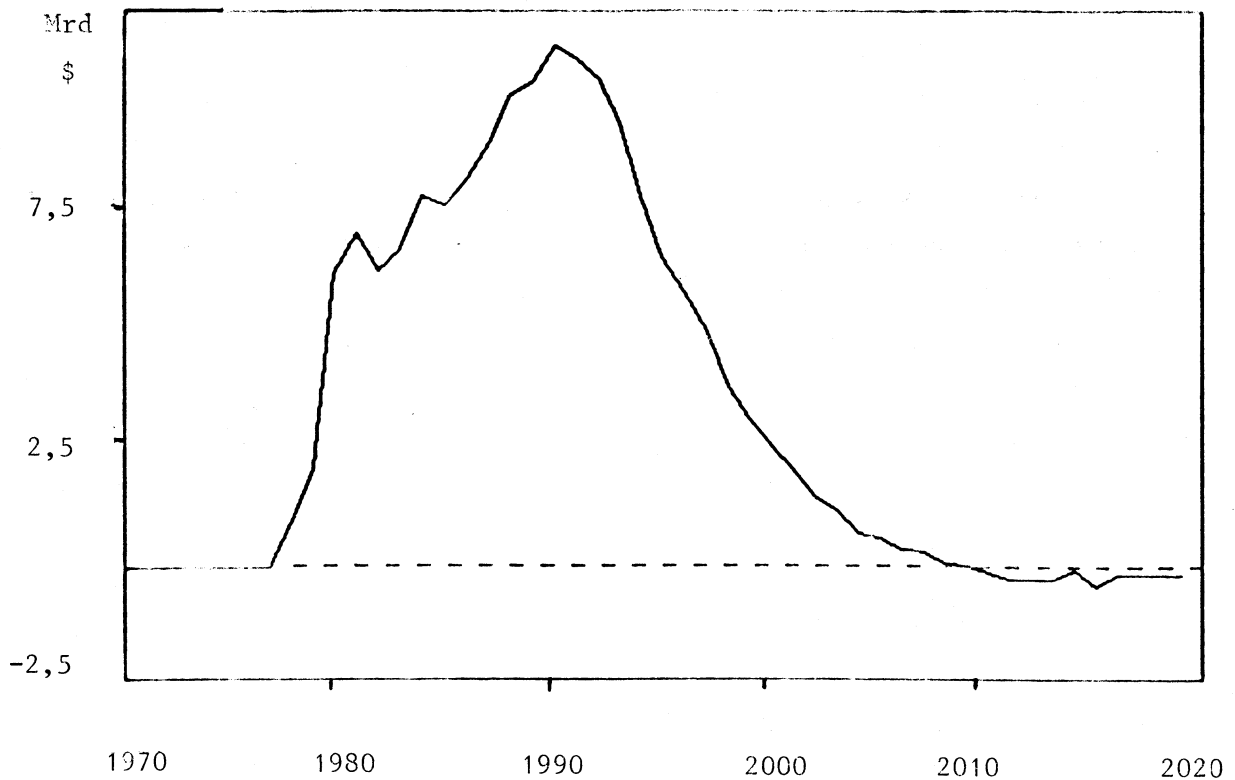
Investeringene på hvert felt belånes altså med 100 prosent, og betales tilbake i annuiteter over fem år til 7 prosent rente. Siden dette skal danne grunnlaget for beregnet oljeinntekt innebærer antakelsen at kapitalutstyret nedskrives over fem år, og at normalavkastningen på kapital er 7 prosent.

Videre skal vi anta at sektoren som helhet skal være selvfinansierende. Dette betyr at sektoren som helhet må ta opp lån de første årene med oljevirkosomhet i landet. Det var disse årene den samlede betaling for renter og avdrag på lån for alle felt var større enn det samlede driftsresultatet for alle felt. Sektorens lån betales også tilbake i annuiteter over 5 år til 7 prosent rente. Den beregnede oljeinntekten kan med andre ord ikke bli negativ etter denne definisjonen.

Figur 2 viser årlig beregnet oljeinntekt. Det første året denne inntekten var positiv var i 1978. Investeringsslåneene utgjør samlet for

1978 ca. 40 milliarder kroner. I tillegg kommer lån for å dekke underskudd som i 1978 etter dette regnestykket ville utgjøre ca. 11 milliarder. Fra 1978 stiger den beregnede oljeinntekten meget kraftig til 1981, da den er ca. 40 mrd. kr. I 1982 går den noe ned på grunn av igangsettingen av Heimdal og Gullfaks. Så stiger den jevnt til 1990 og 1991 da den når om lag 78 mrd kroner (\$ = Nkr. 6,80). Etter 1990 faller den og når 0 i 2010. Det er ikke tatt hensyn til de negative tallene etter 2010 som skyldes opprydningsarbeid. Det mest sannsynlige er imidlertid at disse blir dekket av inntekter fra felt som ikke er besluttet utnyttet.

Figur 2. Årlig beregnet oljeinntekt siden 1970. (Mrd. \$). prisalt. 1, \$ 32 pr. fat.



8 Norske og utenlandske eierinteresser

Det ble nevnt i forrige avsnitt at det ikke ville bli gjort noe forsøk på å beregne hvor mye av overskuddene eller av de beregnede oljeinntektene som vil tilfalle staten og hvor mye som vil tilfalle private eiere. Det kan imidlertid være av en viss interesse å se hvordan ressursene er fordelt på ulike grupper av eiere, og hvordan inntektspotensialet, eller overskuddet, er fordelt mellom eierne (før skatt).

Til dette er det tatt utgangspunkt i selskaperenes eierandeler i hvert av feltene. Det antas at årlig produksjon fordeles til selskapene med samme prosentandel som eierandelen i feltet. Dersom også kapital- og driftskostnader kan fordeles etter samme prinsipp, vil overskuddet fra ett felt bli fordelt etter eierandelene.

Selskapene er delt inn i tre grupper: Statoil, andre norske selskaper (Hydro, Saga, NOCO og Uglan) og utenlandske selskaper.

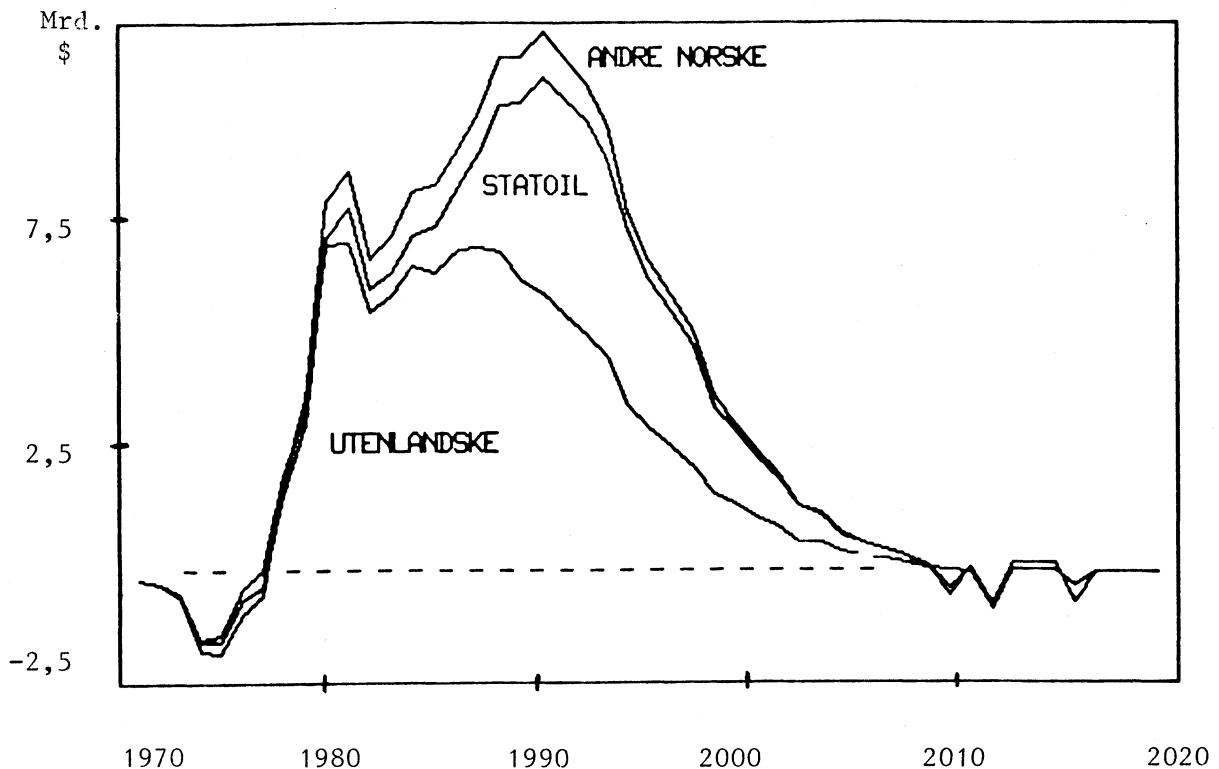
Tabell 11 viser fordelingen av eierinteressene på de tre gruppene i de feltene som har vært behandlet. I de to nederste linjene er det satt opp eierandeler i de opprinnelig utvinnbare reservene, og i de gjenværende utvinnbare reservene pr. 1/1-83 for de tre eiergruppene. Forskjellen mellom tallene i de to linjene ligger i at hvert av feltene hadde inntil 1/1-83 produsert forskjellige andeler av de opprinnelig tilstedeværende reservene i feltet. Statoils eierandel av de gjenværende reservene er større enn av de opprinnelig tilstedeværende reservene. For utenlandske selskaper er forholdet motsatt, mens andre norske selskaper har samme eierandel i de opprinnelig utvinnbare som i de gjenværende reservene. Forklaringen ligger i første rekke i at på Ekofisk, der den utenlandske eierandelen er høy, er en relativt stor andel av reservene allerede produsert. Statoil har på den andre siden større eierinteresser i store felt som til nå har produsert lite eller ingenting av de opprinnelig utvinnbare reservene (Statfjord og Gullfaks).

Figur 3 viser hvordan overskuddet som ble definert tidligere fordeles på de tre eiergruppene. Det er de utenlandske selskapene som står for det meste av dette overskuddet fram mot slutten av 1980-årene. Overskuddet fra Statoil vil være om lag like stort som fra de utenlandske selskapene i midten av 1990-årene og utover. Overskuddet fra de andre norske selskapene vil holde seg noenlunde konstant fram til ca. 1995, da de vil avta og bli meget små, for de olje- og gassfelt som er besluttet utbygget til nå.

Tabell 11. Fordeling av eierinteressene pr. felt. Prosent.

Felt	Statoil	Andre Norske	Utenlandske	Alle
Ekofisk.....	-	6,66	93,34	100
N-Ø Frigg.....	10,00	19,72	70,28	100
Gullfaks.....	85,00	15,00	-	100
Heimdal.....	40,00	9,87	50,13	100
Odin.....	17,50	-	82,50	100
Valhall.....	0,40	15,30	84,30	100
Frigg.....	5,00	32,87	62,13	100
Murchison.....	50,00	1,88	48,22	100
Statfjord.....	50,00	1,88	48,22	100
Fordeling av opp- rinnelig utvinnb. reserver	26,93	9,55	63,52	100
Fordeling av gjen- værende reserver.	33,15	9,40	57,89	100

Figur 3. Overskudd pr. år fordelt på Statoil, andre norske og utenlandske selskaper ved prisalt. 1.



REFERANSER:

Oljedirektoratet (1977), Årsberetninger 1976. Stavanger 1977. 56 s.

Statistisk Sentralbyrå (1981), Økonomisk utsyn over året 1980. Oslo
1981. 147 + 17 s.

Wood, Mackenzie (1982), North Sea Service, Reference Section Edinburgh 1982

Trykt 1982

- Nr. 82/1 Tor Haldorsen og Gunvor Iversen: Praktiske eksempler på måling av latente variable: Sammenhengen mellom subjektive og objektive indikatorer på arbeidsforhold
ISBN 82-537-1649-4 ISSN 0332-8422
- 82/2 Jan Mønnesland, Helge Brunborg og Randi Selmer: Inngåelse og oppløsning av ekteskap etter alder og varighet Formation and Dissolution of Marriage by Age and Duration
Sidetall 77 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1650-8
- 82/3 Ole K. Hovland og Håvard Røyne: En revidert versjon av skattemodellen LOTTE
Sidetall 63 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1648-6
- 82/4 Gunvor Iversen: Arbeidsmiljø 1980 Noen hovedresultater Sidetall 79
Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1715-6
- 82/5 Naturressurser 1981 Sidetall 29 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1651-6
- 82/6 Stein Erland Brun: Nettoflytting og arbeidsmarked i fylkene En foreløpig analyse av sammenhengen Sidetall 68 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1718-0
- 82/7 Øystein Engebretsen: Arealbruk i norske byer og tettsteder Sidetall 183
Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1720-2
- 82/8 Attitudes to Norwegian Development Assistance Sidetall 68 Pris kr 15,00
ISBN 82-537-1719-9
- 82/9 Rolf Aaberge: Om måling av ulikskap Sidetall 73 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1721-0
- 82/10 Arne S. Andersen: Levekårsundersøkelsen 1980 Dokumentasjon Del II Sidetall 88
Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1722-9
- 82/11 Audun Rosland: Forbruk av fast brensel i husholdninger 1960 - 1980 Sidetall 41
Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1735-0
- 82/12 Bjørn Kjensli: Strukturundersøkelse for bygg og anlegg Industribygg Sidetall 58
Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1732-6
- 82/13 Liv Argel: Statistikkbrugerundersøkelsen 1980-81 Resultater fra en postundersøkelse om bruk og vurdering av offisiell statistikk Sidetall 91 Pris kr 15,00
ISBN 82-537-1748-2
- 82/14 Vetle Hvidsten og Kåre Kalstad: Nasjonalregnskap 1975 - 1976 Inntekts- og kapital-
konti System og beregningsmetoder Sidetall 84 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1745-8
- 82/15 Johan A. Alstad: Oppfølging av flyttemotivundersøkelsen 1972 En studie av tilbake-
flytting Sidetall 93 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1784-9
- 82/16 Per Skagseth: Det norske nasjonalregnskapet Dokumentasjonsnotat nr. 12 Beregning
av investering, realkapital og kapitalslit Sidetall 50 Pris kr 10,00
ISBN 82-537-1756-3
- 82/17 Ressursregnskap for fisk Sidetall 52 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1765-2
- 82/18 Susan Lingsom: Behov for tilsynsordninger for barn 7-12 år Sidetall 32
Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1772-5
- 82/19 Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Arene
1969 -1982 Sidetall 78 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1786-5
- 82/20 Trygve Solheim: 70-års feriereiser Sidetall 38 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1805-5
- 82/21 Trygve Solheim: Friperioder og ferieturer Omfang og fordeling over året
Sidetall 36 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1804-7
- 82/22 Halvor Skraastad: Siktet for forbrytelser - Hva skjer videre En undersøkelse av
siktete i januar og februar 1973 Charged for Crimes - What Happens during the
Procedure A survey on Persons Charged for Crimes in January and February 1973
Sidetall 40 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1820-9
- 82/23 Helge Herigstad: Bilhald og bilutgifter Sidetall 51 Pris kr 10,00
ISBN 82-537-1803-9 ISSN 0332-8422

Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk Sentralbyrå (RAPP) - ISSN 0332-8422 (forts.)

Trykt 1982

- Nr. 83/24 Frode Brunvoll og Jan Chr. Jørgensen: Metoder for framskriving av fiskeflåtens kostnader Sidetall 57 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1818-7
- 82/25 Erik Biørn: Kvantifisering av konjunkturbarometerinformasjon Sidetall 67 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1809-8
- 82/26 Audun Rosland og Asbjørn Aaheim: Energireserver Sidetall 40 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1814-4
- 82/27 Aktuelle skattetall 1982 Current Tax Data Sidetall 47 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1822-5
- 82/28 Arne Øien: Statistisk Sentralbyrå Perspektiv for 1980-årene Central Bureau of Statistics Perspectives for the 1980s Sidetall 40 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1826-8
- 82/29 Engrosprisstatistikk Engrosprisindeks Produsentprisindeks Sidetall 120 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1833-0
- 82/30 Referansearkiv for naturressurs- og forurensningsdata: Arealoppgaver i sentralforvaltningen Sidetall 132 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1838-1
- 82/31 Eva Ivås og Kjell Roland: MODIS IV Detaljerte virkningstabeller for 1981 Sidetall 271 Pris kr 20,00 ISBN 82-537-1840-3
- 82/32 Torleif Haugland: Etablering og nedlegging av industribedrifter Sidetall 67 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1878-0
- 82/33 Undersøkelse om kopiering i skoleverket 1981/82 Sidetall 58 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1855-1
- 82/34 Otto Carlson: Pasientstatistikk 1980 Statistikk fra Det økonomiske og medisinske informasjonssystem Sidetall 69 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1854-3
- 82/35 Hogne Steinbakk: Planregnskap for Østfold 1981 - 1992 Hovedresultater Sidetall 50 Pris kr 10,00 ISBN 82-537-1850-0

Trykt 1983

- Nr. 83/1 Naturressurser 1982 Foreløpige nøkkeltall fra ressursregnskapene for energi, mineraler, skog, fisk og areal Sidetall 62 Pris kr 15,00 ISBN 82-537-1837-3
- 83/6 Asbjørn Aaheim: Norske olje- og gassreserver Nåverdiberegninger og inndeling i kostnadsklasser Sidetall 28 Pris kr 12,00 ISBN 82-537-1911-6



Pris kr 12,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos H. Aschehoug & Co. og Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.

ISBN 82-537-1911-6
ISSN 0332-8422