Industridepartementet.

St. meld. nr. 76.
(1970—71)

Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m. m.

INNHOLD

Side

I. Innledning 5
II. Undersøkelse og boring. Geologisk oversikt. Petroleumsfunn 5
III. Tildeling av undersøkelsestillatelse for petroleum 10
IV. Overdragelse av tildelte utvinningstillatelser for petroleum 10
V. Offentliggjørelse av geofysisk og geologisk materiale fra undersøkelse og boring etter petroleum 11
VI. Tilbakelevering av blokker 12
VII. Forhandlinger om tildeling av nye blokker etter utlysning 1968 13
VIII. Vitenskapelig utforskning m.v. 13
IX. Undersøkelse etter andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum..... 14
X. Departementets organisasjon for behandling av saker vedrørende undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster m.v. 14
XI. Overføring av bestemmelsene i kgl. res. av 9. april 1965 til lovs form 16
XII. Oversikt over den årlige undersøkelsesvirksomhet på kontinentalsokkelen syd for 62° n. br. 16
XIII. Retningslinjer for den videre virksomhet 17
XIV. Ilandføring 23
XV. Prøveproduksjon i Ekofisk-feltet 25
XVI. Forholdet til EF 27
XVII. Skatte- og avgiftsspørsmål m.v. .. 28
XVIII. Petroleum i verdensbildet 29
XIX. Utenrikspolitiske konsekvenser av funn av petroleum på den norske kontinentalsokkel 31
XX. Handelspolitiske konsekvenser av funn av petroleum på den norske kontinentalsokkel m.v. 31
XXI. Miljøvern-, naturvern- og forurensningsmessige problemer 34
XXII. Distriktsmessige perspektiver ved virksomheten på kontinentalsokkelen 35
XXIII. Petrokjemisk industri 36
XXIV. Undersøkelse etter petroleum på Svalbard 37
XXV. Avsluttende bemerkninger 38

Vedlegg:

1. Formular for undersøkelsestillatelse for petroleum
2. Oversikt over rettighetshaverne til utvinningstillatelser for petroleum meddelt i 1965 og 1969
3. Rapport fra Statens oljeråd over dets arbeide fra 1. januar til 31. desember 1970
4. Oversikt over NTNF's virksomhet på kontinentalsokkelen i 1970
5. Brev fra Phillips Petroleum Company Norway av 13. januar 1971 med vedlegg

Side

6. Oversikt over en del av de norske selskaper som har underrettet departementet om sin interesse for å delta i de videre undersøkelser etter og utvinning av petroleum
7. Organisasjonsplan for Industridepartementets Oljekontor
8. Kart over kontinentalsokkelen syd for 62° n br. som viser tildelte blokker, borehull, funn etc.
9. Kart som viser områdene for vitenskapelige undersøkelser på kontinentalsokkelen i 1970
10. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1966
11. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1967
12. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1968
13. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1969
14. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1970
15. Kart som viser områder hvor Elkem A/S har fått tillatelse til å utføre undersøkelser etter visse andre naturforekomster enn petroleum
16. Kart som viser opprettholdte utmål på Svalbard pr. 8. jauar 1971
17. Kart som viser Svalbards territorialfarvann
18. Kart som viser dybdeforholdene i Norskehavet

Tabell 1. Boretillatelser gitt på den norske kontinentalsokkel 39
Tabell 2. Oversikt over de største oljeselskapers produksjon av råolje, raffinering og markedsføring i 1968 og 1969 41
Tabell 3. Oversikt over de forskjellige energibæreres dekningsandel i perioden 1937—1968 29
Tabell 4. Oversikt over fordelingen av råoljeproduksjon på geografiske områder 30
Tabell 5. Oversikt over de viktigste råoljeproduserende land 30
Tabell 6. Norges import av råolje og mineraloljeprodukter i utvalgte år i perioden 1960—1970 fordelt på produkter 42
Tabell 7. Norges import av råolje og mineraloljeprodukter i 1968—1970 fordelt på land 42
Tabell 8. Norges eksport av råolje (reeksport) og mineraloljeprodukter i utvalgte år i perioden 1960—70 .. 43
Tabell 9. Norges eksport av råolje og mineraloljeprodukter i perioden 1968—1970 fordelt på land 43
Tabell 10. Oversikt over funnpunktanmeldelser på Svalbard pr. 8.1.1971 44

Særskilt vedlegg: Betenkning om oljepolitiske spørsmål, utarbeidet for Industridepartementet av ekspedisjonsjef Jens Evensen.

Ordforklaring

1. *API-gravity*

Uttrykk for oljens spesifikke vekt brukt i petroleumsindustrien.

$$°\text{API} = \frac{141{,}5}{\text{sp.vekt } (60°\text{F}/60°\text{F})} - 131{,}5$$

2. *Barrel*

ca. 159 liter.

3. *Caisson*

I meldingen brukt som betegnelse på et rør med stor diameter som går fra en plattform og ned til havbunnen, og som utgjør en tilkoblingsmanifold for rørledninger mellom borehull og plattformen, og for lasteledninger fra plattformen til lastebøyer.

4. *Carried interest avtale*

En avtaleform hvorved den ene av partene har opsjon til å bli deltager på like linje med de øvrige deltagere for en bestemt prosentandel i en utvinningstillatelse, såfremt det gjøres et kommersielt funn innen det område som dekkes av tillatelsen.
Vanligvis vil opsjonshaveren måtte betale sin andel av tidligere påløpne utgifter til å finne forekomsten fra sin andel av produksjonen. Utgifter som påløper etter at han har gjort opsjon gjeldende, må som oftest betales kontant. Betalingsmåte kan imidlertid variere sterkt.
Fordelen for opsjonshaveren er at han ikke tar den økonomiske risiko som er forbundet med å lete etter og finne en kommersielt utnyttbar petroleumsforekomst.

5. *Gassløfting*

En produksjonsteknikk hvorved gass sendes inn i produksjonsrøret i et borehull gjennom spesielle ventiler for å lette væskesøylen i røret, og derved forlenge det tidsrom hvor hullet kan produseres uten hjelp av pumpeutstyr.

6. *Geofysiske undersøkelser*

Metoder hvorved man bl.a. anvender variasjoner i magnetiske kraftfelt, i tyngdekraften og i lydbølgers hastighet, for derved til en viss grad å kunne kartlegge undergrunnens oppbygging.

7. *Hydrokarboner*

Organiske materialer sammensatt av vannstoff og kullstoff, hvorav metangass har den enkleste oppbygging.

8. *Kondensat*

En betegnelse som vanligvis brukes om flytende hydrokarboner med lav spesifikk vekt som gjennom separasjon skilles ut fra gass.

9. *Kubikkfot*

0,0283 m^3.

10. *Net profit avtale*

En avtaleform hvor staten i tillegg til de faste, lovbestemte avgifter og skatter også får en viss prosentandel av rettighetshaverens netto-overskudd. Avtaleformen gir ikke staten noen innflytelse på virksomheten utover det den har qua stat.

11. *Petrokjemisk industri*

Industri som baserer sin virksomhet på hydrokarboner som råstoff, særlig nafta. Sluttprodukter er kunstgjødsel, plaststoffer, syntetiske fibre o.s.v..

12. *Royalty*

En avgift på produsert petroleum som betales til staten. Avgiften er en viss prosentandel, i Norge 10 pst., av bruttoverdien av den produserte petroleum på produksjonsstedet.

13. *Sedimentære bergarter*

Avsetningsbergarter. De fleste er opprinnelig avsatt i havet. Sandsten, skifer og kalksten er eksempler på sedimentære bergarter.

14. *Seismiske undersøkelser*

Den mest benyttede type geofysiske undersøkelsesmetode ved leting etter petroleum. Man anvender variasjoner i lydbølgers hastighet i de forskjellige bergartslag og refleksjoner fra horisonter i undergrunnen, for derved å få et inntrykk av oppbyggingen. Jfr. geofysiske undersøkelser.

15. *Syrebehandling*

Syre pumpes inn i de produktive lagene for å åpne gjennomstrømningskanalene.

16. *Testing*

Kortvarig produksjon av borehull.

17. *Tørr gass*

Hovedsakelig ren metan gass.

18. *Våt gass*

Gass med betydelig innhold av flytende hydrokarboner.

St. meld. nr. 76.
(1970—71)

Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m. m.

Tilråding fra Industridepartementet av 30. april 1971, godkjent ved kongelig resolusjon samme dag.

(Foredratt av statsråd Finn Lied)

I. Innledning.

Som følge av utviklingen på kontinentalsokkelen siden fremleggelsen av St. meld. nr. 95 (1969—70), har departementet funnet det nødvendig å gi en ajourført redegjørelse for virksomheten. Denne meldingen må ikke ses isolert fra St. meld. nr. 95. Man har videre trukket opp enkelte ytterligere retningslinjer for den videre virksomhet på den norske kontinentalsokkel i den nærmeste fremtid.

Som vedlegg til meldingen følger:

1. Formular for undersøkelsestillatelse for petroleum.
2. Oversikt over rettighetshavere til utvinningstillatelser for petroleum tildelt i 1965 og 1969.
3. Rapport fra Statens oljeråd over dets arbeid fra 1. januar til 31. desember 1970.
4. Oversikt over NTNF's virksomhet på kontinentalsokkelen i 1970.
5. Brev fra Phillips Petroleum Company Norway av 13. januar 1971 med vedlegg.
6. Oversikt over en del av de norske selskaper som har underrettet departementet om sin interesse for å delta i de videre undersøkelser etter og utvinning av petroleum.
7. Organisasjonsplan for Industridepartementets Oljekontor.
8. Kart over kontinentalsokkelen syd for 62° n.br. som viser tildelte blokker, borehull, funn etc.
9. Kart som viser områdene for vitenskapelige undersøkelser på kontinentalsokkelen i 1970.
10. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1966.
11. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1967.
12. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1968.
13. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1969.
14. Kart som viser seismiske undersøkelser i 1970.
15. Kart som viser områder hvor Elkem A/S har fått tillatelse til å utføre undersøkelser etter visse andre naturforekomster enn petroleum.
16. Kart som viser opprettholdte utmål på Svalbard pr. 8. januar 1971.
17. Kart som viser Svalbards territorialfarvann.
18. Kart som viser dybdeforholdene i Norskehavet.

II. Undersøkelse og boring. Geologisk oversikt. Petroleumsfunn.

1. Tabell 1 på side 39 viser hvilke boretillatelser Industridepartementet hittil har gitt. Det fremgår av denne tabell at det er boret 52 hull, mens to hull for tiden er under boring. Rettighetshaverne hadde frem til 1. januar 1971 utført undersøkelser og boring etter petroleum på den norske kontinentalsokkel for ialt mer enn 1 milliard kroner.

Departementet antar at borevirksomheten vil fortsette i omtrent samme tempo i 1971 som i 1970. Om virksomheten i 1970 vises til ovennevnte tabell.

2. I St. meld. nr. 95 er det nevnt at det nord for 62° n.br. bare er foretatt spredte undersøkelser av kontinentalsokkelens geologi. Disse undersøkelser har hovedsakelig hatt et rent vitenskapelig siktepunkt med det formål å få et generelt kjennskap til kontinentalsokkelens geologi. Undersøkelsene har vist at det flere steder langs kysten forekommer sedimentære lag av betydelig tykkelse. Dette er én av forutsetningene for at det skal være mulig å gjøre petroleumsfunn. Foreløpig vet man imidlertid ikke om de geologiske forhold

har vært slik at det er dannet petroleum i de sedimentære lag nord for 62° n.br. Man kjenner heller ikke til om det forekommer egnede reservoarbergarter og i hvilken utstrekning det er dannet «feller» for petroleum. Nærmere kjennskap til disse faktorer er av avgjørende betydning for vurderingen av hvilke muligheter man har for funn av petroleum i disse områdene. Eventuelle petroleumsforekomster kan imidlertid bare påvises ved boring. Før slik boring påbegynnes, må det foretas omfattende seismiske undersøkelser. Erfaringen viser at det vanligvis er nødvendig med et stort antall borehull for hver kommersiell forekomst som blir påvist.

De hittil foretatte undersøkelser har vist at sedimentene sannsynligvis forekommer i flere forskjellige sedimentbassenger. Disse sedimentbassenger kan være adskilt fra hverandre. Det forhold at det er funnet petroleum i den sydlige del av den norske kontinentalsokkel, betyr således ikke at det nødvendigvis også er dannet petroleum i de nordlige områder. Man må også være klar over at sedimentenes karakter og geologiske utvikling kan variere sterkt selv over meget korte avstander. Det vil derfor være nødvendig med meget omfattende og kostbare undersøkelser og boringer før man kan danne seg et bilde av mulighetene for funn av petroleum nord for 62° n.br.

3. Departementet har i St. meld. nr. 95 redegjort for geologien på kontinentalsokkelen syd for 62° n. br. Som det vil fremgå av omtalen av de enkelte funn (s. 7), er det i 1970 gjort betydelige petroleumsfunn i Ekofisk-området. Man vil derfor nedenfor gi en oversikt over de spesielle forhold i dette område.

Petroleum opptrer i porer mellom bergartskorn og i sprekker i selve bergarten. I de fleste tilfelle vil det opprinnelige trykk i de petroleumsfylte hulrom være tilstrekkelig høyt til at man kan produsere petroleum uten kunstige hjelpemidler, så som gassløfting, pumping etc. Etter som forekomsten blir produsert, vil trykket synke. I de fleste oljefelt vil man derfor forsøke å opprettholde trykket kunstig.

I Ekofisk-feltet opptrer oljen i et kalkstensreservoar. Oljen forekommer både i hårfine sprekker og små porer i kalkstenen. Reservoaret er delt i en øvre og nedre sone (fig. 1). Disse soner er skilt av et mellomliggende tilsynelatende tett lag. I alle 4 borehull har korte produksjonstester vist at begge soner vil kunne produsere olje med en høy kapasitet, beregnet å være av en gjennomsnittlig størrelsesorden på 10 000 barrels pr. dag fra hvert enkelt hull. Produksjonstestene har vist at karakteren og tykkelsen av de produktive intervaller er forskjellige i de 4 hull som hittil er boret. Deres produktivitet er derfor noe forskjellig.

Til tross for at resultatene av disse korte testene indikerer at det er relativ god kommunikasjon i reservoaret rundt borehullene, er det imidlertid ikke mulig å foreta en sikker vurdering av dette og heller ikke i feltet forøvrig, før borehullene er testet over et lengre tidsrom ved prøveproduksjon. Man håper imidlertid at denne prøveproduksjon vil klargjøre i hvilken grad det er kommunikasjon innen de produktive soner i feltet. Dette vil være av stor betydning for det fremtidige produksjonsopplegg.

Man vil også undersøke hvorvidt det er kommunikasjon mellom de 2 soner gjennom det mellomliggende tette lag.

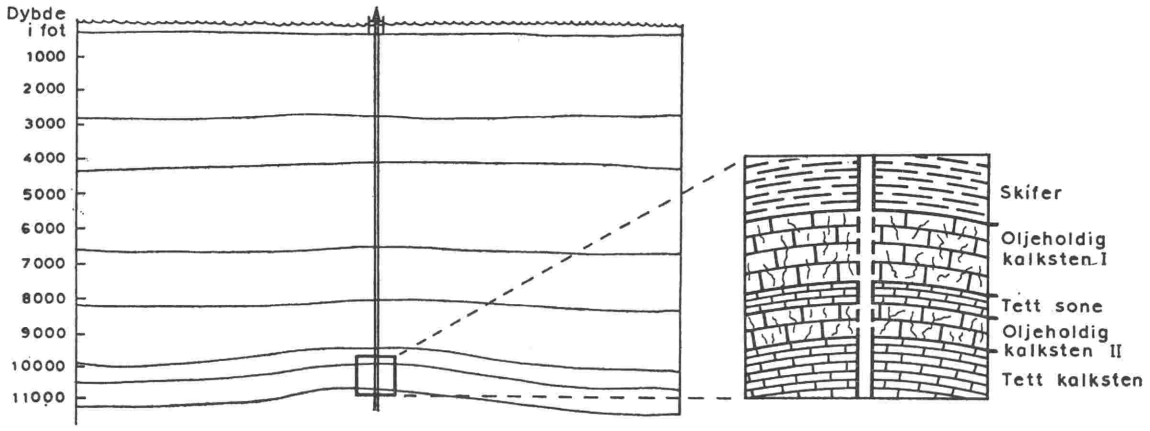


Fig. 1. Skjematisk snitt gjennom et borehull i Ekofisk-feltet.

En annen ukjent faktor som prøveproduksjonen forhåpentlig vil gi svar på, er effekten av trykkfallets betydning for produktiviteten. Etterhvert som trykket i reservoaret synker, er det en fare for at motstanden i reservoaret mot gjennomstrømning av væsker øker som følge av at de oljeførende sprekker og porer i reservoaret minker og delvis lukkes. Hvor stor virkning dette vil ha på produktiviteten, er det ikke mulig å vite på forhånd.

Det er av avgjørende betydning å få vite dette så tidlig som mulig for å bestemme produksjonsmetode, herunder nødvendigheten av kunstig å opprettholde trykket i reservoaret.

Prøveproduksjonen er også nødvendig for å prøve nytt utstyr og for å oppnå erfaring i produksjon under de relativt ukjente operasjonsforhold som man har på den norske kontinentalsokkel.

Det kjennskap og den erfaring man oppnår ved prøveproduksjonen, er like viktig for Staten som for operatøren, ved avgjørelsen av den beste måte å produsere feltet på.

I løpet av prøveproduksjonen vil det bli frigjort gass etter som oljen produseres. Frigjørelsen av gassen er en følge av trykkreduksjonen ved at oljen kommer opp til overflaten. Denne gassmengde representerer en liten del av feltets samlede antatte gassproduksjon. På grunn av de høye omkostninger og vanskeligheten med transport av denne relativt lille gassmengde, vil det ikke være mulig å selge den. Det vil heller ikke være mulig å injisere gassen i reservoaret, siden dette vil motvirke hensikten med prøveproduksjon. En injisering ville forstyrre det naturlige trykkfall i reservoaret. Departementet kommer tilbake til spørsmålet om prøveproduksjon under kap. XV.

4. Petroleumsfunn på den norske kontinentalsokkel i Nordsjøen er hittil gjort av fire rettighetshavere. Funnene er offentliggjort i følgende rekkefølge:

1.	Phillips-gruppen	blokk	7/11	Cod-feltet	våt gass	1968
2.	Murphy »	»	2/3		tørr gass	1969
3.	Phillips »	»	2/4	Ekofisk-feltet	olje	1970
4.	Esso	»	25/8		olje	1970
5.	Amoco/Noco-gruppen	»	2/5	Tor-feltet	olje	1970
6.	Phillips »	»	2/7	Eldfisk-feltet	olje	1970
7.	Phillips »	»	2/4	West Ekofisk-feltet	olje	1970

COD-FELTET

I felt 7 blokk 11 har Phillips-gruppen i Cod-strukturen boret tre hull, og i Cod-North boret ett hull. De tre hullene i hovedstrukturen støtte på betydelige mengder sandsten av Paleocen alder. Fig. 2 viser inndelingen av de geologiske tidsperioder.

Hullene 7/11—1 og 7/11—2 som var plassert forholdsvis høyt i henholdsvis den sentrale og den vestlige del av strukturen, ga 40 millioner kubikkfot (MMCF) gass og 1 500—2 000 barrels kondensat pr. dag. Hull 7/11—3 var plassert på den syd-østre flanken av strukturen. Størstedelen av sandstenslagene i dette hull produserte vann, bortsett fra den aller øverste sone, der det ble funnet små mengder gass og olje. Dette negative resultat fra tredje hull gjorde at man måtte redusere de opprinnelig antatte reserver i strukturen.

Resultatene fra hull 7/11—4 (Cod-North) viste seg også å være negative, idet sandstensutviklingen i dette område var dårlig.

Cod-feltet antas ikke å være kommersielt utnyttbart alene, men vil eventuelt kunne utnyttes i kombinasjon med andre forekomster i nærheten.

MURPHY-FUNNET

Murphy-gruppens første hull i felt 2 blokk 3 ble boret i den sentrale del av strukturen. Gassfunnet ble gjort i sandstenslag fra yngre del av Tertiær.

Testingen viste at hullet kunne produsere 10 millioner kubikkfot tørr gass pr. dag.

Murphy-gruppens annet hull i felt 2 blokk 3 ble med hensikt boret på flanken av samme struktur for å bekrefte utstrekningen av funnet. Boringen resulterte ikke i funn av hydrokarboner.

Murphy-funnet antas for tiden ikke å være drivverdig.

ESSO-FUNNET

I et område rett vest av Haugesund i felt 25, blokkene 8, 10 og 11 og felt 16 blokkene 1 og 2 ca. 300 km nord for Ekofisk-feltet har Esso boret 10 hull. Den første offisielle melding om indikasjoner på olje i hull 25/8—1 ble gitt sommeren 1970. Produksjonstester ga vel 900 barrels olje pr. dag gjennom en 3/8" dyse.

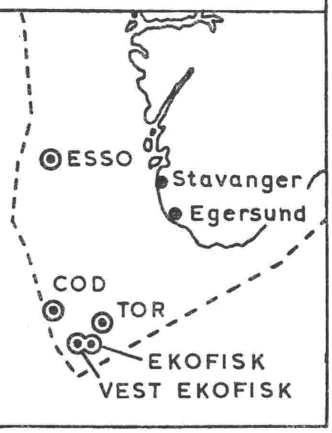
Fire andre hull i nærheten viste også mindre funn av olje. Ikke i noen av disse bore-

PERIODE	MILL. ÅR	EPOKE (Europeisk inndeling)
KVARTÆR	1,7	PLEISTOCEN
TERTIÆR	12	PLIOCEN
	25	MIOCEN
	35	OLIGOCEN
	53	EOCEN
	73	PALEOCEN
		DANIEN
		MAESTRICHTIEN
KRITT	135	ØVRE KRITT
		UNDRE KRITT
JURA	180	
TRIAS	225	
PERM	280	ZECHSTEIN
		ROTLIEGENDES
KARBON	345	
DEVON	405	
SILUR	425	
ORDOVICIUM	500	
KAMBRIUM	570	
PREKAMBRIUM	4700	

PETROLEUMSFUNN

O COD-FELTET

● EKOFISK-OMRÅDET



O Kondensat ● Olje

Fig. 2. Geologisk tidstabell.

hull var de oljeførende lag tilstrekkelig tykke. Det var lokalt gode reservoar-bergarter, men de geologiske forhold endrer raskt karakter over korte avstander. I området som helhet har man ikke kunnet konstatere sammenhengende forekomster av noen størrelse. Selskapet vil antagelig fortsette boringen til sommeren.

EKOFISK-OMRÅDET

De viktigste petroleumsfunn på den norske kontinentalsokkel er gjort i området ved Ekofisk-feltet i felt 2, blokkene 4, 5 og 7. Dette området omfatter hittil strukturene Tor, Eldfisk, West Ekofisk og Ekofisk. I alle strukturene er petroleum funnet i bergarter fra Danien/Kritt tid, og står i forbindelse med saltstrukturer. Det er stor generell likhet i de geologiske forhold fra ett område til et annet, men samtidig også så store lokale variasjoner at olje- og gassmengdene varierer både i kvalitet og mengde fra struktur til struktur.

Phillips-gruppen har anmodet det amerikanske konsulentfirma DeGolyer and MacNaughton om å vurdere de utnyttbare petroleumsreserver Ekofisk, Cod, West-Ekofisk og Phillips-gruppens del av Tor-feltet. DeGolyer and MacNaughton konkluderer i sitt brev av 11. desember 1970 med at disse betydelige funn ved å utvikles som petroleumsfelter, vil kunne gi utnyttbare ressurser på 1,5 til 2 milliarder (10^9) barrels olje og i tillegg til dette mer enn 6 billioner (6×10^{12}) kubikkfot gass avhengig av den utnyttelsesgrad man vil få.

Nedenfor er gitt mere detaljerte opplysninger om de enkelte feltene innen Ekofisk-området.

EKOFISK-FELTET

Av de fem hull som Phillips hittil har boret i Ekofisk-strukturen i felt 2 blokk 4, nådde de fire siste ned til oljeførende bergarter av Danien/Kritt alder i en dybde på ca. 10 000 fot.

Reservoaret består som foran nevnt, av kalksten med små porer og fine sprekker. I alle fire hull er det observert to produktive soner med et tilsynelatende tett lag imellom. De produserende soner varierer fra det ene området til det andre, men testene har vist at man kan regne med en produksjon på gjennomsnittlig 10 000 barrels olje pr. dag. Gassproduksjonen vil i første omgang være på ca. 1 500 kubikkfot pr. produsert barrel olje, men vil øke betraktelig i slutten av produksjonsfasen.

Kvaliteten av oljen er meget god. Den har en egenvekt på 0,82—0,85 og et meget lavt svovelinnhold.

DeGolyer and MacNaughton har i brev av 6. januar 1971 oppgitt følgende utnyttbare oljemengder:

Ved 15 pst. utnyttelsesgrad		644	mill. barrels
Ved 20 pst.	»	859	» »
Ved 25 pst.	»	1 074	» »

Departementet anser de nevnte tall for å gi et riktig uttrykk for størrelsesordenen av de utnyttbare reserver basert på de opplysninger man har pr. i dag. Departementet vil understreke at nye opplysninger f.eks. fra prøveproduksjonen og videre boringer, kan forandre dette bilde.

Ved brev av 13. januar 1971 erklærte Phillips-gruppen Ekofisk-feltet for å være kommersielt utnyttbart under forutsetning av at prøveproduksjonen og den videre bearbeidelse av reservoardata ikke endrer bildet. Departementet er enig i dette forbehold.

De anslag over Norges inntekter i form av royalty og inntektsskatt fra produksjonen i Ekofisk-feltet, som er gitt i St. meld. nr. 95 på side 3, antas fremdeles å ha gyldighet.

TOR-FELTET

I november 1970 meddelte departementet at Amoco/Noco-gruppen hadde funnet olje i felt 2 blokk 5. Gruppen har gitt strukturen hvor funnet er gjort, navnet Tor-feltet. Torfeltet strekker seg antagelig over i naboblokken felt 2 blokk 4, hvor utvinningstillatelse er tildelt Phillips-gruppen. Oljen ble funnet i Danien/Kritt kalksten i en dybde på ca. 10 000 fot. Under testingen oppnådde man produksjonsmengder på over 3 600 barrels pr. dag etter at de oljeførende lag var syrebehandlet. Oljen er av god kvalitet, med et meget lavt svovelinnhold, og med en API gravity på 40° (egenvekt 0,825).

De geologiske forhold i de oljeførende lag synes å ligne dem man finner i Ekofisk-feltet, men tykkelsen av de oljeførende lag er noe mindre.

Ved avslutningen av borehull nr. 2 i Torfeltet meddelte Industridepartementet 15. april 1971 at Amoco/Noco-gruppen under testing oppnådde produksjonsmengder i dette hull på opptil 3 950 barrels olje pr. dag, etter at de oljeførende lag hadde vært syrebehandlet. Oljen er av samme type og kvalitet som i hull nr. 1. Gruppen har planer om ytterligere arbeid i området. Det er idag for tidlig å si noe sikkert om hvorvidt Tor-feltet er kommersielt utnyttbart.

ELDFISK-FELTET

I september 1970 fant Phillips-gruppen olje i sitt første borehull i felt 2 blokk 7 i Danien-formasjonen. Produksjonstestene viste imidlertid at det ikke var mulig å produsere større mengder olje og gass. Det synes som om Danien-formasjonen i dette hull er relativt tett (impermeabel).

Før flere hull er boret, er det ikke mulig å uttale seg om mulighetene for produksjon fra Danien/Kritt i Eldfisk-feltet.

I tillegg til reservoaret i Danien har man i Eldfisk funnet petroleumsførende sandsten i dypere formasjoner. Høye trykkforhold gjorde det uforsvarlig for Phillips å teste lagene før egnet utstyr er skaffet tilveie. Hullet er derfor midlertidig plugget.

WEST EKOFISK-FELTET

I desember 1970 offentliggjorde departementet at Phillips-gruppen hadde gjort et nytt oljefunn i felt 2 blokk 4. Gruppen har gitt funnet navnet West Ekofisk-feltet. De geologiske forholdene ligner svært meget på forholdene i Ekofisk-feltet. Phillips-gruppen regner på bakgrunn av testresultatene med å kunne produsere ca. 10 000 barrels olje pr. dag fra hullet. Oljen er av god kvalitet, men av lettere type (ca. 43° API eller egenvekt ca. 0,81) og med høyere gassinnhold enn Ekofisk-oljen. Dette tyder på at de to strukturene ikke har forbindelse med hverandre. Før flere hull er blitt boret i West Ekofisk, er det ikke mulig å gi en nærmere vurdering av funnets størrelse og verdi.

Departementet vil understreke at beregningsgrunnlaget for de tallene som er gitt ovenfor, stadig vil være gjenstand for endringer etterhvert som nye opplysninger fremkommer ved boring og produksjon.

III. Tildeling av undersøkelsestillatelser for petroleum.

Industridepartementet har i tiden etter avslutningen av St. meld. nr. 95 mottatt en rekke ansøkninger om undersøkelsestillatelser syd for 62° n.br. Slike tillatelser omfatter den norske kontinentalsokkel syd for 62° n.br., bortsett fra de blokker som det er meddelt utvinningstillatelse for. Tillatelsene gis for en tre-årsperiode og gir ikke rett til boring og heller ikke enerett til undersøkelse.

I 1970 hadde 8 selskaper undersøkelsestillatelser:

A/S Petronord
Norske Murphy Oil Company
Esso Exploration Norway Inc.
A/S Norske Shell
Continental Oil Company of England
Phillips Petroleum Company Norway
Occidental of Norway Inc.
Cities Service International Inc.

For 1971 har hittil følgende 12 selskaper fått innvilget eller opprettholdt sin undersøkelsestillatelse:

A/S Petronord
Norske Murphy Oil Company
Esso Exploration Norway Inc.
Continental Oil Company of Norway
A/S Norske Shell
Cities Service International Inc.
Occidental of Norway Inc.
Ashland Oil Inc.
Hamilton Brothers Oil Company
Union Texas Norway Corporation
Seismograph Service Limited
Mobil North Sea Limited

Det er utarbeidet et nytt formular for undersøkelsestillatelse for petroleum. Formularet følger som vedlegg 1.

IV. Overdragelse av tildelte utvinningstillatelser for petroleum.

I henhold til § 47 i kgl. res. av 9. april 1965 kreves departementets skriftlige samtykke ved hel eller delvis overdragelse av en utvinningstillatelse. Departementet har tidligere tillatt overdragelser uten å stille spesielle betingelser, bortsett fra i ett tilfelle hvor man i brev av 23. mai 1969 stillet følgende spesielle vilkår overfor Syracuse Oils Norge A/S:

«Ved ansøkning om hel eller delvis overdragelse av denne tillatelse i en hvilken som helst form, jfr. resolusjonens § 47, skal det betales et gebyr på min. kr. 10 000,—. Gebyret fastsettes i hvert enkelt tilfelle av departementet, bl.a. under hensyntagen til det arbeid behandlingen av ansøkningen medfører for departementet og den fortjeneste som overdragelsen eventuelt gir rettighetshaveren. I særlige tilfelle kan departementet helt eller delvis frafalle gebyret.»

Dette vilkår ble inntatt som et standardvilkår i utvinningstillatelser tildelt i 1969.

Etter departementets oppfatning vil en avtale om overdragelse i mange tilfelle kunne tjene en fornuftig hensikt sett fra statens

side, f.eks. for å få et område grundigere undersøkt. På den annen side vil overdragelse kunne skje i spekulasjonshensikt. Departementet vil ikke godkjenne overdragelser i spekulasjonshensikt.

Etter å ha innhentet uttalelse fra Statens Oljeråd og forelagt saken for Regjeringen, ble det besluttet at siden retningslinjene for den fremtidige virksomhet på den norske kontinentalsokkel for tiden er under vurdering, vil man inntil videre ikke gi tillatelse til overdragelse av utvinningstillatelser uten at slik overdragelse gir åpenbare fordeler for Norge. Etter beslutning i regjeringskonferanse 23. november 1970 samtykket departementet ved ved brev av 10. desember 1970 i at Norwegian Gulf Oil Production Company overdro ⅔ av utvinningstillatelse nr. 019 og 020 til Norske Conoco A/S, datterselskap av Continental Oil Company, USA. Samtykket ble gitt på bl.a. følgende betingelser:

Gruppen har forpliktet seg til innen 31. desember 1972 å bore ytterligere ett undersøkelsesborehull i tillegg til det boreprogrammet som ble inngått i 1965. Produksjonsavgiften på 10 pst. er satt opp til 12½ pst. Continental Oil Company har videre forpliktet seg til å forestå utdannelse av Industridepartementets Oljekontors petroleumstekniske-, petroleumsgeologiske- og geofysiske personell. Et annet vilkår er at Norske Conoco A/S har måttet forplikte seg til å overdra videre til et norsk selskap en andel på minst 10 pst. av sin andel i de overdratte utvinningstillatelser.

Som et ytterligere vilkår har Continental Oil Company forpliktet seg til å tilby til Industridepartementet en rett for et norsk statsselskap eller et selskap kontrollert av staten til å delta med minst 10 pst. i en konsesjon eller kontrakt som gir rett til undersøkelse og utvinning av petroleum i et annet land enn Norge. Denne rett går ut på at statens deltagelse skal være uten utgift for staten inntil det er gjort et kommersielt utnyttbart funn av petroleum på det området som dekkes av vedkommende konsesjon/kontrakt (carried interest).

Departementet har videre stilt som betingelse at avtalen mellom Gulf og Conoco ikke gjøres eksklusiv i den forstand at selskapene binder seg til å tilby hverandre deltagelse eller fremtidig samarbeid i nye utvinningstillatelser på den norske kontinentalsokkel. Selskapene har også måttet forplikte seg til å innta i utvinningstillatelsen det vilkåret som ble stillet overfor Syracuse Oils Norge A/S i 1969 og som er nevnt ovenfor. Selskapene har skriftlig godkjent disse vilkår.

Industridepartementet har krevet at Continental Oil Company oppretter et norsk datterselskap som skal stå som rettighetshaver til utvinningstillatelsene. Industridepartementet har i samråd med Finansdepartementet samtykket i at det opprettes en avtale mellom Norske Conoco A/S og en norsk filial av Continental Oil Company. I henhold til denne avtale overdrar Norske Conoco A/S sin andel av eventuell petroleum som måtte bli funnet på utvinningstillatelsene, til den norske filial av Continental Oil Company. Som vederlag for dette, påtar det amerikanske selskap selskap seg gjennom filialen å skaffe til veie de midler og det utstyr som Norske Conoco A/S trenger for å oppfylle sine forpliktelser på utvinningstillatelsene. Avtalen er begrunnet i amerikanske skattebestemmelser og berører ikke skatter og avgifter til den norske stat.

I vedlegg 2 har departementet gitt en ajourført og detaljert oversikt over rettighetshaverne til samtlige utvinningstillatelser. Man vil i denne forbindelse nevne at Norsk Hydro A/S har benyttet seg av sin rett etter avtalen med de franske selskaper i A/S Petronord, til å øke sin deltagerandel i de av Phillips-gruppens blokker, hvor Petronord-gruppen har en deltagerandel, således at Norsk Hydros andel nå er 6,7 pst.

V. Offentliggjørelse av geofysisk og geologisk materiale fra undersøkelse og boring etter petroleum.

I henhold til §§ 42—44 i kgl. res. av 9. april 1965 og §§ 68—71 i kgl. res. av 25. august 1967 skal rettighetshaverne avlevere til Industridepartementet alle resultater av undersøkelse og boring etter petroleum på den norske kontinentalsokkel. I henhold til dette har Industridepartementet pr. 31. desember 1970 mottatt bl.a. ca. 26 000 bergartsprøver og 1,3 km kjerneprøver.

Det er dessuten mottatt et meget omfattende materiale bestående av registreringer fra borehullene, laboratorierapporter, geofysiske registreringer etc. Dette materialet bearbeides ved Oljekontorets geologiske og tekniske seksjoner. Det materialet som departementet mottar fra rettighetshaverne, må i henhold til § 44 i kgl. res. av 9. april 1965 behandles fortrolig for et tidsrom av 5 år. Denne frist kan forlenges. 5-års fristen for de første boringer på den norske kontinental-

sokkel utløper høsten 1971. Departementet vil til denne tid ha utarbeidet retningslinjer for hvorledes dette materiale skal offentliggjøres.

Norske vitenskapsmenn, selskaper m.v. vil være interessert i å studere materiale fra kontinentalsokkelen. Petroleumsindustrien vil likeledes ha et sterkt behov for å studere dette materiale, og utnytte dette i sin videre undersøkelse på den norske kontinentalsokkel. Departementet ser det som en fordel at det gis en anledning til å studere det nevnte materialet. Man vil derfor søke å legge forholdene best mulig til rette for dette.

Det er imidlertid en rekke praktiske problemer forbundet med offentliggjørelse av dette materiale. Man vil således nevne at bergartsprøvene består av oppboret materiale som føres til overflaten med boreslammet. Disse prøver er relativt små (20—30 g), og det vil derfor ikke være mulig å dele opp disse prøvene eller gi fra seg deler av disse uten videre. De fleste undersøkelser av bergartene betinger at prøven blir spaltet opp i sine enkelte bestanddeler. Visse undersøkelser kan også føre til at prøvene blir ødelagt for godt, f.eks. ved kjemisk og mikropaleontologisk analyse. Det er likeledes grunn til å understreke at staten vil ha behov for det ovennevnte materiale for fortsatt kontroll med undersøkelse etter og utvinning av petroleum, samt ved opplegget av retningslinjene for den videre virksomhet på den norske kontinentalsokkel.

Departementet vil søke å ta hensyn til alle disse forhold i de retningslinjer som man for tiden arbeider med. Man er i denne forbindelse i ferd med å innsamle materiale om hvordan dette problem løses i andre land, slik at man kan komme frem til en metode for offentliggjørelse som i størst mulig grad tar hensyn til de mange ønskemål som eksisterer.

VI. Tilbakelevering av blokker.

I kgl. res. av 9. april 1965 er det i likhet med de fleste moderne oljelover, fastsatt at en gradvis tilbakelevering av konsesjonsområder skal finne sted. Regelen om tilbakelevering finnes i §§ 20—22.

En rettighetshaver som har oppfylt arbeidsprogrammet, samt vilkårene i tillatelsen forøvrig, kan ved utløpet av den første 6-årsperiode, kreve tillatelsen forlenget, men ikke for hele området. Han må tilbakelevere til staten en fjerdepart av det arealet som den enkelte tillatelse omfatter, jfr. § 20. En slik forlengelse gjelder for et tidsrom av 40 år, jfr. § 23, dog med den begrensning at rettighetshaveren innen tre år etter 6-årsperiodens utløp, må tilbakelevere ytterligere en fjerdepart av det opprinnelige konsesjonsområde, jfr. § 21.

De områder rettighetshaveren plikter å oppgi, skal være avgrenset av meridianer og breddeparalleller uttrykt i hele minutter og sekunder. De må dessuten ikke bestå av mindre sammenhengende områder innen en blokk enn 100 km², jfr. § 22. De områder som skal beholdes, må likeledes være minst 100 km². Rettighetshaveren har innenfor disse grenser valgretten ved tilbakelevering.

Industridepartementet tildelte henholdsvis 17. august og 7. desember 1965, ialt 78 blokker til ni forskjellige rettighetshavere på kontinentalsokkelen syd for 62° n.br. Disse 78 blokker dekker et areal på tilsammen 42 107 km². Den første 6-årsperiode vil for disse blokkers vedkommende utløpe i 1971. Rettighetshaverne vil da være forpliktet til å tilbakelevere til den norske stat områder på kontinentalsokkelen som utgjør vel 10 000 km². Det er imidlertid grunn til å anta at enkelte rettighetshavere frivillig vil gi avkall på et noe større område enn det de er forpliktet til. Dette forhold skyldes bl.a. at selskapene etter 6-årsperiodens utløp, vil måtte betale en arealavgift som første år utgjør kr. 500 pr. km² og deretter vil være stigende med kr. 500 pr. km² pr. år inntil den — etter 10 år — når kr. 5 000 pr. km² pr. år. Til sammenligning kan nevnes at de britiske myndigheter ved utløpet av den første 6-årsperiode i 1970 fikk tilbakelevert 75 pst. av de konsesjonsområder som ble tildelt i 1964. Kravet etter de britiske bestemmelser er tilbakelevering av 50 pst. etter 6 år, mens de resterende 50 pst. kan beholdes inntil konsesjonen utløper.

Staten vil kunne disponere fritt over de områder som blir tilbakelevert i 1971. I tillegg til disse områder har Industridepartementet holdt tilbake visse nøkkelblokker. Både nøkkelblokkene og de tilbakeleverte blokker vil kunne utlyses på nytt på andre betingelser enn det som ble oppnådd ved utlysningen i 1965. Man kommer tilbake til dette under kap. XIII.

VII. Forhandlinger om tildeling av nye blokker etter utlysning i 1968.

Som nevnt i St. meld. nr. 95, gjenstår det en ansøkning om utvinningstillatelse fra Syracuse Oils Norge A/S. Forhandlingene med denne gruppe har tatt noe lengre tid enn de øvrige ansøkninger, bl.a. fordi gruppen måtte gjennomføre ytterligere seismiske undersøkelser før de ville forplikte seg til et boreprogram. Videre har man forhandlet om en avtale om statsdeltagelse. Et foreløpig utkast til avtale ble ved brev av 5. november 1970 forelagt for Statens oljeråd til uttalelse. På bakgrunn av Oljerådets bemerkninger, vil departementet ta sikte på å fullføre forhandlingene snarest mulig og forelegge tildelingen for Kongen til endelig avgjørelse ved kgl. res.

A/S Petronord ble ved kgl. res. av 23. mai 1969 tildelt 4 utvinningstillatelser. Staten oppnådde i tillegg til de lovbestemte vilkår, en rett til å delta i kommersielt utnyttbare petroleumsfunn. Denne rett ble fastlagt i en foreløbig Protokoll. Protokollen er avløst av en endelig avtale som ble undertegnet 31. mars 1971.

Departementet har mottatt en betenkning fra et utenlandsk konsulentfirma, engasjert av departementet, som har gjennomgått bl.a. de avtaler om statsdeltagelse som er inngått. Betenkningen er fortrolig, og oversendes som utrykt vedlegg.

Samtlige inngåtte avtaler er hittil forhandlet på basis av utkast fremlagt av vedkommende søker. Dette har medført at alle avtaler er forskjellige. For fremtiden vil alle forhandlinger om statsdeltagelse o.l. bli foretatt på basis av utkast fremlagt av Staten.

VIII. Vitenskapelig utforskning m. v.

1. I henhold til kgl. res. av 31. januar 1969 er det i 1970 hittil gitt følgende tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel:

Tillatelse
nr. 007/70 Norges Geografiske Oppmåling.
» 008/70 NTNF's Kontinentalsokkelkontor.
» 009/70 » »
» 010/70 Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen.
» 011/70 NTNF's Kontinentalsokkelkontor.
» 012/70 The British Museum, Storbritannia.
» 013/70 Centre National pour l'Exploitation des Oceans, Frankrike.
» 014/70 NTNF's Kontinentalsokkelkontor.
» 015/70 » »
» 016/70 Lamont-Doherty Geological Observatory, USA.
» 017/70 NTNF's Kontinentalsokkelkontor.
» 018/70 Bundesanstalt für Bodenforschung, Vest-Tyskland.

Undersøkelsene, som skulle utføres i henhold til tillatelse nr. 018/70, ble ikke utført.

Områdene for undersøkelsene i 1970 fremgår av vedlagte kart, vedlegg 9.

2. Det internasjonale havforskningsråd (ICES) tok i 1970 opp spørsmålet om lettelser i adgangen til å drive vitenskapelige undersøkelser på kontinentalsokkelen. Den 23. og 24. september 1970 ble det avholdt et møte i København, hvor det møtte representanter for en rekke medlemsland som er tilsluttet rådet. Norge var representert på møtet. På møtet ble man enig om et forslag til regler for vitenskapelige undersøkelser av havbunnen som hører under Det internasjonale råd for havforskning. Dette er undersøkelser som har til hensikt å klarlegge de biologiske, fysiske og kjemiske tilstander i de øvre skikt av havbunnen. Reglene skal bare gjelde mellom de medlemsland innenfor ICES som har gitt underretning til rådets generalsekretær om at man godkjenner ordningen. Norge har relativt detaljerte regler i kgl. res. av 31. januar 1969 om vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m.v. Disse kan ikke sees å være i strid til de foreslåtte regler som er av mer generell karakter. Spørsmålet om hvorvidt Norge skal tiltre reglene er for tiden under behandling i Fiskeridepartementet.

3. Industridepartementet har anmodet NTNF om en oversikt over aktiviteten i 1970. Denne oversikt følger som vedlegg 4.

4. Industridepartementets Oljekontor har i forbindelse med oppbyggingen av sin kompetanse innen petroleumsgeologi, geofysikk og petroleumsteknikk stadig blitt stillet overfor det problem at det hittil ved norske undervisningsinstitusjoner bare delvis har vært gitt undervisning innenfor de fagområder som er aktuelle ved undersøkelse etter og utvinning av petroleum.

Departementet gjorde ved brev av 18. november 1970 Kirke- og undervisningsdepartementet oppmerksom på behovet for utdannelse innenfor petroleumssektoren og anmodet om at det ved utarbeidelsen av budsjettet for 1972 ble tatt hensyn til dette. Industridepartementet vil i den utstrekning det er ønskelig, bistå med sitt kjennskap til problematikken.

IX. Undersøkelse etter andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum.

Ved kgl. res. av 12. juni 1970 ble det fastsatt midlertidige regler for undersøkelse etter visse andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum på den norske kontinentalsokkel m.v.

I medhold av denne resolusjon har Industridepartementet hittil meddelt to tillatelser. Tillatelse nr. 1 er tildelt Elkem A/S og gjelder for områdene utenfor kysten Tjømø—Grimstad, Lista—Ogna, Ålesund—Kristiansund N, Lofoten, samt Osterfjorden med tilhørende fjordarmer (se kart, vedlegg nr. 15), og den gir rett til geologiske og geofysiske undersøkelser, samt prøvetagning av havbunnen eller dens undergrunn, dog ikke undersøkelser som medfører boring dypere enn 25 meter. Undersøkelsestillatelsen gjelder til 31. desember 1971.

Tillatelse nr. 2 er tildelt herr Svein Olsen, Svelvik. Tillatelsen gir rett til undersøkelse etter undersjøiske grusforekomster i området utenfor kysten syd for Jomfruland og gjelder til 31. desember 1972.

X. Departementets organisasjon for behandling av saker vedrørende undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster m. v.

1. Som følge av de funn av petroleum som er gjort i løpet av 1970, har arbeidsmengden ved Oljekontoret øket sterkt. Det har derfor vært nødvendig å styrke bemanningen i kontoret.

Kontoret ledes av en underdirektør, samt to seksjonsledere. Personalet forøvrig består av 5 petroleumsinspektører/ingeniører, 6 petroleumsgeologer/geofysikere, 4 juridisk/økonomiske saksbehandlere, 2 tegnere, 3 kontorfullmektiger/laborant. To av engasjementene er for tiden ikke besatt.

Til kontoret er dessuten knyttet to utenlandske petroleumssakkyndige på kontrakt. Kontoret gjør dessuten i stor utstrekning bruk av norske og utenlandske konsulenter for kontroll med de deler av virksomheten på kontinentalsokkelen, hvor man selv ennå ikke har den nødvendige ekspertise.

Under ledelse av Oljekontoret arbeider videre en ingeniør og en laborant ved Norges geologiske undersøkelser i Trondheim. Som vedlegg 7 er inntatt en Organisasjonsplan for Industridepartementets Oljekontor.

Aktiviteten i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel har skapt en betydelig interesse for disse spørsmål hos forskjellige institusjoner i Norge. Departementet har i den forbindelse mottatt en rekke henvendelser med ønske om orientering om virksomheten. Oljekontorets personale har i den grad kontorets arbeide har tillatt det, søkt å etterkomme disse ønsker.

Industridepartementet arrangerte i tiden 30. november til 5. desember 1970 et seminar i petroleumspolitikk og -økonomi. Deltagere i seminaret var representanter fra Industridepartementet, Finansdepartementet og Statens oljeråd, samt 2 representanter fra Grønlandsministeriet og 1 representant fra det islandske Industriministerium. Forelesere var professor J. Masseron og sjefsingeniør R. Brasseur, begge fra det franske petroleumsinstitutt. Det har vært avholdt flere interne kurser i Oljekontoret, bl.a. i petroleumsteknikk etc. Enkelte av Kontorets personale har også deltatt i spesialkurser i utlandet.

2. Det er opprettet eget kontor i Industridepartementet til bl.a. å ta seg av de industripolitiske sider ved utnyttelsen av petroleum i Norge. Kontoret ledes av en byråsjef og personalet består av to saksbehandlere.

3. Departementet har i St. meld. nr. 95 i kap. VII på side 11, gjort oppmerksom på at den nåværende organisasjonsform må revurderes, såfremt det gjøres kommersielle funn av petroleum. Departementet antar nå at kommersiell produksjon av petroleum vil komme i gang. I samme St. melding har man i kap. IX på side 17, gått inn for at staten skal gjennomføre seismiske undersøkelser på kontinen-

talsokkelen nord for 62° n.br. i egen regi.

Departementet fant det derfor nødvendig å oppnevne et utvalg til å komme med forslag til statens fremtidige organisasjon for undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster, herunder også organisasjonsspørsmålet i forbindelse med gjennomføringen av en seismisk undersøkelse nord for 62° n.br., eventuelt også andre geofysiske undersøkelser. Utvalget skal ikke vurdere eller fremme forslag til organisasjon i forbindelse med vitenskapelig utforskning eller utdannelse. Utvalget forutsettes på fritt grunnlag å komme med forslag til en hensiktsmessig og effektiv organisasjon både i og utenfor Industridepartementet som tar hensyn til statens oljepolitiske interesser, herunder de sikkerhetsmessige, konsesjonsmessige og forretningsmessige interesser. Utvalget ble oppnevnt ved kgl. res. av 18. september 1970. Som medlemmer av Utvalget ble oppnevnt:

Sivilingeniør Knud-Endre Knudsen, form.
Ekspedisjonssjef Eilif Andersen, Industridepartementet
Ekspedisjonssjef Jens Evensen, Utenriksdepartementet
Siviløkonom Sverre Grøtter
Ekspedisjonssjef Odd Hansson, Kommunaldepartementet.
Sekretær for utvalget er underdirektør Olav Krosshavn, Industridepartementet.

Ekspedisjonssjef Jens Evensen anmodet i brev av 4. januar 1971 Industridepartementet om å bli løst fra sitt verv som medlem i utvalget på grunn av sine mange andre pålagte arbeidsoppgaver, herunder formannsvervet i Statens oljeråd. Industridepartementet imøtekom denne anmodning.

Som nytt medlem av utvalget ble oppnevnt underdirektør Krosshavn, som samtidig fortsatte som utvalgets sekretær. Utvalgets innstilling ble avgitt 24. mars 1971. Utvalgets innstilling går i hovedtrekkene ut på at Industridepartementets oppgaver begrenses til arbeid med målsetning, lover og bestemmelser, utvinningstillatelser m.v. og prinsipielle spørsmål. Forvaltningsfunksjoner forøvrig føres ut av departementet til et sokkeldirektorat. Et eget institutt for utforskning av sjøbunnen henlegges under direktoratet. Statens forretningsmessige interesser ivaretas av et statsholdingselskap som innenfor den ramme Stortinget fastlegger, får full forretningsmessig handlefrihet. Statsholdingselskapet forutsettes å utøve sin virksomhet ved deltagelse i grupper eller i andre selskaper og gjennom datterselskaper. Et samordningsråd vil koordinere departementets, direktoratets og statsholdingsselskapets virksomhet.

Industridepartementet tar sikte på å fremlegge for Stortinget i en egen melding eller proposisjon forslag til et nytt organisasjonsopplegg for statens arbeide i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster m.v., så snart utvalgets innstilling er vurdert av departementet.

4. På bakgrunn av den positive utviklingen i Ekofisk-feltet i løpet av våren og sommeren 1970, fant Industridepartementet det riktig å nedsette et utvalg til bl.a. å se nærmere på muligheten for en ilandføring av petroleum til Norge. Utvalget fikk stort sett tilsvarende sammensetning som det utvalget som ble nedsatt i 1968 i forbindelse med Phillips-gruppens gass- og kondensat-funn i Cod-feltet.

Utvalget ble oppnevnt av departementet ved brev av 6. august 1970. Utvalgets mandat er primært å utrede mulighetene for en ilandføring i Norge av petroleum fra Phillipsfunnene på den norske kontinentalsokkel. Utvalget kan videre i den utstrekning det finner det hensiktsmessig, utrede mulighetene for en ilandføring i kombinasjon med eventuelle andre petroleumsfunn.

Som medlemmer av Utvalget ble oppnevnt:

Ekspedisjonssjef O. Gøthe, Industridepartementet, formann.
Ekspedisjonssjef Jens Evensen, Utenriksdepartementet.
Underdirektør Nils Gulnes, Industridepartementet.
Generaldirektør V. Hveding, Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen.
Direktør T. J. Jobin, Phillips Petroleum Company Norway.
Vicepresident P. W. Tucker, Phillips Petroleum Company Norway.
Direktør T. Aakvaag, A/S Norsk Hydro, med varamann disponent O. Solheim.
Teknisk rådgiver for Utvalget er seksjonsleder O. K. Christiansen, Industridepartementet.
Utvalgets sekretær er konsulent M. Myrtveit, Industridepartementet.

Ekspedisjonssjef Evensen anmodet ved brev av 4. januar 1971 om å bli fritatt fra sitt verv som medlem av Utvalget på grunn av sine mange andre arbeidsoppgaver. Industridepartementet har etterkommet anmodningen. Som nytt medlem har departementet oppnevnt banksjef Arne Jensen, Oslo.

Man kommer tilbake til Utvalgets arbeid under kap. XIV. pkt. 3.

5. Regjeringen har etter forslag av Industridepartementet på bakgrunn av en henvendelse fra Handelsdepartementet sagt seg enig i at

det opprettes et interdepartementalt samarbeidsorgan for gjensidig orientering og diskusjon av spørsmål vedrørende virksomheten på den norske kontinentalsokkel som har interesse for flere departementer.

Samarbeidsorganet har følgende sammensetning:

Industridepartementet:
Ekspedisjonssjef Knut Dæhlin, formann
Underdirektør Nils Gulnes, varamann
Byråsjef Tore Gjerløw

Finansdepartementet:
Ekspedisjonssjef Bjørn Larsen
Førstesekretær Oddvar Haugland, varamann

Fiskeridepartementet:
Byråsjef Kjell Raasok
Konsulent Egil Kvammen, varamann

Forsvarsdepartementet:
Ekspedisjonssjef Johannes Leine
Byråsjef Ole Martin Engh, varamann

Handelsdepartementet:
Underdirektør Ivar Stugu
Underdirektør Håkon Heum, varamann

Kommunaldepartementet:
Ekspedisjonssjef Odd Hansson
Byråsjef Hjørvard Vågdal, varamann

Samferdselsdepartementet:
Byråsjef Anders Vestbø
Byråsjef Andreas Lothe, varamann

Utenriksdepartementet:
Underdirektør Einar-Fredrik Ofstad
Byråsjef Kjell Eliassen, varamann

Som sekretær for samarbeidsorganet har Industridepartementet utpekt konsulent Dieter Schaubert.

6. Forsåvidt angår arbeidet i Statens oljeråd viser departementet til rapport fra Statens oljeråd over dets arbeide fra 1. januar til 31. desember 1970, jfr. vedlegg 3.

XI. Overføring av bestemmelsene i kgl. res. av 9. april 1965 til lovs form.

Ved brev av 5. november 1970 ga Industridepartementet Statens oljeråd i oppdrag å fremkomme med forslag til en revisjon av kgl. res. av 9. april 1965.

Industridepartementet er kommet til at tiden nå er inne til å overføre resolusjonens bestemmelser til lovs form. Departementet vil derfor foreslå nedsatt et eget utvalg til å komme med forslag til slike lovbestemmelser. Man må imidlertid regne med at dette arbeid vil ta lang tid. Av den grunn er det nødvendig snarest å revidere resolusjonen, slik at denne kan benyttes inntil den nye lov trer i kraft.

XII. Oversikt over den årlige undersøkelsesvirksomhet på kontinentalsokkelen syd for 62° n. br.

Industridepartementet fikk i 1962 den første henvendelse fra et oljeselskap som ønsket å utføre undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. I 1963 fikk 10 selskaper tillatelse til å foreta forberedende undersøkelser.

Omfanget av de seismiske undersøkelser som er utført siden 1964 vil fremgå av nedenstående oppgave og fig. 3 og vedlagte kart, vedlegg nr. 10—14 som viser aktiviteten for hvert år:

1964	10 560	profil	km
1965	20 190	»	»
1966	8 970	»	»
1967	4 790	»	»
1968	3 520	»	»
1969	2 350	»	»
1970	4 260	»	»
Total	54 640	profil	km

Selskapene har pr. i dag anvendt nærmere 100 mill. kroner til geofysiske undersøkelser i området.

Oppgaven og kartene viser de omfattende undersøkelser som selskapene måtte utføre for å få det nødvendige grunnlag for å kunne foreta en første vurdering av hvor boring burde foretas. Det fremgår også klart at selv etter de første meget omfattende seismiske undersøkelser i 1964—66, har selskapene måttet supplere de første undersøkelser betydelig etterhvert som man har fått resultater fra borevirksomheten. Resultatene av boringene har gjort det nødvendig med stadig mere detaljerte undersøkelser. Boreresultatene har også gitt et stadig bedre grunnlag for interpretering av de seismiske resultater.

Den første boring startet 19. juli 1966. Utviklingen av borevirksomheten fremgår av nedenstående oppgave og fig. 3.

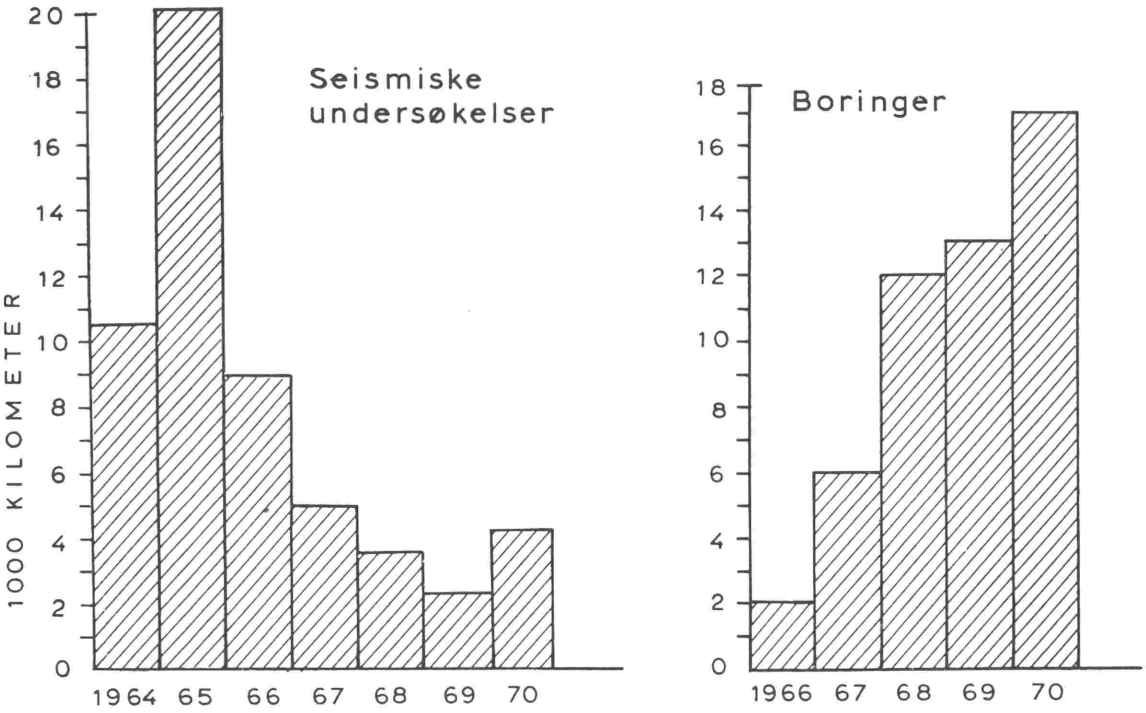


Fig. 3. Grafisk oversikt over seismiske undersøkelser og boringer.

Påbegynte boringer:

1966	2
1967	6
1968	12
1969	13
1970	17
Total	50

Tabellen viser at i de tilfelle det er gjort betydelig funn av petroleum, har dette ført til en kraftig økning i borevirksomheten. Det første funn av petroleum ble gjort i 1968 (Cod). Neste store funn ble offentliggjort i 1970 (Ekofisk).

XIII. Retningslinjer for den videre virksomhet.

Ved kgl. res. av 31. mai 1963 erklærte Norge sin suverenitet over havbunnen og dens undergrunn utenfor Norges kyst forsåvidt angår undersjøiske naturforekomster. I henhold til lov av 21. juni 1963 nr. 12 har staten eiendomsretten til alle slike naturforekomster. Det er Industridepartementets oppfatning at disse naturressurser skal utnyttes på en slik måte at de kommer hele det norske samfunn tilgode.

I 1964 trakk man av praktiske grunner en grense på den norske kontinentalsokkel langs med den 62. breddegrad. Kommersielle undersøkelser etter petroleum har hittil vært begrenset til syd for denne breddegrad. Nord for breddegraden er det som nevnt i kap. II punkt 2, kun foretatt mer vitenskapelig betonte undersøkelser.

Den virksomhet og de tillatelser som er tildelt på den norske kontinentalsokkel syd for 62° n.br., gjør det naturlig foreløbig å behandle dette område på en noe annen måte enn området nord for denne breddegrad.

1. Syd for 62° n.br.

Det er hittil tildelt utvinningstillatelser for ialt 91 blokker med et samlet areal på 47 994 km² av ialt 315 blokker på ialt ca. 140 000 km² syd for 62° n.br. Halvparten av disse blokker skal som redegjort for foran, under kap. VI, leveres tilbake til staten i løpet av en 9-årsperiode fra tildelingen. Rettighetshaverne skal således i 1971 tilbakelevere minst 25 pst. av de blokker de ble tildelt i 1965. Deretter vil ytterligere 25 pst. bli tilbakelevert i 1974. Første tilbakelevering for blokker tildelt i 1969 finner sted i 1975 og deretter i 1978. På bakgrunn av at staten får tilbakelevert minst 50 pst. av det tildelte konsesjonsom-

råde, vil bare 1/6 eller mindre av det samlede antall blokker som finnes syd for 62° n.br. være belagt med utvinningstillatelser etter 9-års periodens utløp i 1978, såfremt ikke nye tildelinger av utvinningstillatelser i mellomtiden finner sted.

Som nevnt tidligere har departementet holdt tilbake en del nøkkelblokker blant de tildelte blokker. Enkelte av disse nøkkelblokker er i dag av meget stor interesse. På den annen side må man være oppmerksom på at en del av blokkene syd for 62° n.br. for tiden er av mindre interesse, fordi de bl.a. ligger i relativt dypt vann i Norskerennen fra 200 til 700 meters havdyp. Man antar i dag at det er mulig å foreta kommersielle boringer etter petroleum på en havdybde på 300—400 meter. Problemet er imidlertid å produsere petroleum på større havdyp enn ca. 100 meter. Den tekniske utvikling går imidlertid hurtig. Man må derfor anta at en del av blokkene i Norskerennen i løpet av relativ kort tid også vil kunne bli av interesse ut fra et petroleumsprospekteringssynspunkt.

Da det således på kontinentalsokkelen syd for 62° n.br. ennå finnes meget store områder hvor man har lite kjennskap til mulighetene for petroleumsfunn, vil departementet peke på betydningen av at det gis adgang til fortsatte undersøkelser og boringer. Det er Industridepartementets oppfatning at både norske og utenlandske oljeselskaper fortsatt skal gis adgang til å delta i undersøkelse etter og utvinning av petroleum.

Departementet har som nevnt, anmodet Statens oljeråd ved brev av 5. november 1970 om å komme med forslag til en revisjon av bestemmelsene i kgl. res. av 9. april 1965, med sikte på å bringe denne i overensstemmelse med den utvikling som har funnet sted på vår kontinentalsokkel, ikke minst på bakgrunn av de erfaringer som er gjort. Samtidig vil det bli vurdert om det i tillegg til det konsesjonssystem som ble etablert ved nevnte kgl. res., vil være hensiktsmessig å åpne adgang til å benytte forskjellige typer kontrakter, auksjonssystem osv.

I forbindelse med planlegging og forberedelse av en fremtidig oljepolitikk anmodet departementet ved brev av 14. oktober 1968 ekspedisjonssjef i Utenriksdepartementet Jens Evensen om å utarbeide en betenkning til bruk ved fastleggelsen av visse hovedprinsipper for fremtidig norsk oljepolitikk. Betenkningen er ikke gjennomgått av Utenriksdepartementet. Betenkningen ble mottatt av departementet i januar/februar 1971. Betenkningen vedlegges i sin helhet som eget vedlegg.

Verdien av vår kontinentalsokkel varierer med vår viten om kontinentalsokkelen og de funn som gjøres. Det er nok å vise til den verdiøkning som har funnet sted i det sydlige hjørne av kontinentalsokkelen i og med funnene av Ekofisk-, Tor-, Eldfisk- og West Ekofisk-feltet. På den annen side er det ennå ikke boret i den nordligste del av kontinentalsokkelen syd for 62° n.br. Vår viten om dette område er derfor mangelfull og bare basert på begrensede geofysiske målinger. Ytterligere seismiske undersøkelser er nødvendig. Så lenge man ikke ved boring har fått kontrollert de foretatte fortolkninger, vet man ikke om kartleggingen er korrekt. De forskjellige områder av vår kontinentalsokkel verdsettes på forskjellig måte av forskjellige selskaper, basert på den geofysiske og geologiske viten det enkelte selskap til enhver tid har, de teorier det har om hvor petroleum eventuelt finnes, selskapets behov for petroleum, funn og investeringer i andre land osv.

Ett illustrerende eksempel på hvor forskjellig oljeselskaper vurderer muligheten for petroleumsfunn, er felt 2 blokk 4. Da denne blokk ble utlyst i 1965, var det bare én søker til blokken — Phillips-gruppen. Blokken var heller ikke blant denne gruppes høyest prioriterte blokker. Det er imidlertid på denne blokk Phillips-gruppen har funnet Ekofisk- og West Ekofisk-oljefeltene. Tor-feltet funnet på naboblokken, strekker seg antagelig også inn på blokk 2/4.

Hva angår selskapenes behov for petroleum, vises til tabell 2 på side 41 som angir 15 av verdens største oljeselskapers produksjon av råolje, raffinering og markedsføring av ferdige petroleumsprodukter i 1968 og 1969.

Det fremgår av tabellen at enkelte selskaper har en produksjon som er i balanse med raffinering og salg. Andre selskaper har et stort underskudd på egen produksjon av råolje i forhold til raffinering og salg. Et slikt selskap vil vanligvis være mer interessert enn et selskap med balanse mellom produksjon, raffinering og salg, i å skaffe seg konsesjon for undersøkelse etter og utvinning av petroleum og kan derfor være villig til å akseptere gunstigere betingelser for den norske stat enn andre. Man må imidlertid være oppmerksom på at tabellen viser forholdene på verdensbasis og at forholdet kan være forskjellig for de enkelte verdensdeler. Videre vil mulighetene for ekspansjon, en spredning av forsyningskilder osv. være momenter som spiller en viktig rolle for et selskaps interesse i å sikre seg nye konsesjoner.

Undersøkelse etter petroleum foregår i dag i mellom 65—70 stater i verden, såvidt departementet kjenner til. I Europa bl.a. i Storbritannia, Danmark, Sverige, Nederland,

Frankrike, Spania, Italia, Grønland, Hellas og Jugoslavia.

Norges forbruk av oljeprodukter var i 1969 ca. 6,7 millioner tonn. Dette forbruk stiger med ca. 8 pst. pr. år. Ekofisk-feltets produksjonskapasitet er av Phillips-gruppen anslått til etter hvert å komme opp i ca. 15 millioner tonn råolje pr. år, ved topp-produksjon. Såfremt disse antagelser er riktige, vil produksjonen fra Ekofisk-feltet være mer enn tilstrekkelig til å dekke Norges behov for råolje i hvert fall for de nærmeste år. For ordens skyld gjør departementet oppmerksom på at det allikevel vil være nødvendig med en viss import av andre typer råoljer for å tilfredsstille det norske markeds behov for alle typer oljeprodukter. Det vil være nødvendig å selge den overskytende del av produksjonen til andre land enten i form av råolje eller foredlede produkter. Man gjør imidlertid oppmerksom på at det er antatt at mellom 80 og 85 pst. av verdensomsetningen av råolje foregår i integrerte internasjonale petroleumsselskaper. Dette påvirker i stor utstrekning den pris som oppnås for råolje på det frie petroleumsmarked. Man må likeledes være klar over at noen øres forskjell i oppnådd pris pr. barrel kan være av betydning for den norske stat bl.a. ved beregning av royalty og skatt, fordi den samlede produksjon bare fra Ekofisk-feltet sannsynligvis vil være i størrelsesorden bortimot en milliard barrels over feltets totale produksjonstid, jfr. foran under kap. II. Avsetningsproblematikken må derfor vies spesiell oppmerksomhet. Det samme gjelder mulighetene for raffinering og videre bearbeidelse.

I henhold til § 26 i kongelig resolusjon av 9. april 1965 kan staten ta ut sin royalty i form av petroleum eller penger. På bakgrunn av det som er nevnt ovenfor om prisfastsettelse for råolje vil departementet peke på at staten bør skaffe seg innsikt i disse problemer og i hvordan transport og omsetning av råolje foregår. Dette sammenholdt med den norske stats interesse i å få det størst mulig utbytte av petroleumsproduksjonen på den norske kontinentalsokkel, tilsier at staten til å begynne med tar ut sin royalty i form av råolje. Senere bør spørsmålet om hvordan staten skal utta sin royalty avgjøres konkret i hvert enkelt tilfelle, basert på vunnet erfaring og hva som nasjonaløkonomisk anses som den gunstigste løsning for Norge. Salg av uttatt royaltyolje bør foretas gjennom et statlig oljeselskap.

Omsetningen av gass stiller seg i dag forskjellig fra omsetning av olje og reiser tildels helt andre problemer. Kommersiell gassproduksjon på den norske kontinentalsokkel synes i dag ikke å være så umiddelbart forestående som oljeproduksjon. Man finner det derfor ikke nødvendig å komme nærmere inn på dette spørsmål i denne melding. Så snart situasjonen er mere avklaret, vil departementet komme tilbake til spørsmålet.

Da myndighetene i 1965 ga de første utvinningstillatelser på den norske kontinentalsokkel, var dette område fullstendig ukjent med hensyn til mulighetene for funn av petroleum. Området bød også på meget store vanskeligheter av teknisk art på grunn av havdypet, værforhold m.v. De betingelser som ble fastsatt i 1965, må sees på bakgrunn av denne situasjon. Norge fulgte ved utarbeidelsen av kgl. res. av 9. april 1965 i det vesentlige det lovverk og de betingelser som den britiske regjering i 1964 fastsatte for tilsvarende undersøkelses- og utvinningstillatelser på den britiske kontinentalsokkel, men tilpasset norske forhold. Departementet mener at man fant frem til et balansert regelverk hensett til forholdene og mulighetene for petroleumsfunn i 1965.

Departementet mener videre at regelverket er tilstrekkelig til å kontrollere rettighetshavernes virksomhet på den norske kontinentalsokkel på en for Norge tilfredsstillende måte. Ved annen gangs tildeling av utvinningstillatelser i 1969 er det oppnådd statsdeltagelse av to forskjellige typer med fire selskaper, mens departementet for tiden forhandler med et femte selskap, jfr. kap. VII. Ved aktiv statlig deltagelse i undersøkelse etter og utvinning av petroleum sammen med den internasjonale petroleumsindustri, kan staten foruten større økonomisk utbytte, sikre seg direkte innflytelse på virksomheten på den norske kontinentalsokkel, samtidig som man vil kunne utvikle en mer omfattende norsk «know how».

Den norske kontinentalsokkel i Nordsjøen har en gunstig beliggenhet i forhold til forbrukerområder og befinner seg dessuten i et politisk stabilt område.

Norge har i dag ennå ikke tilstrekkelig innenlandsk ekspertise vedrørende undersøkelse etter og utvinning av petroleum. Det er heller ikke mulig å skaffe denne ekspertise i løpet av de nærmeste år uten å engasjere utenlandske fagfolk. Etter departementets oppfatning er det ikke ønskelig å basere seg i for stor grad på utenlandsk hjelp. Det er en absolutt forutsetning for norsk virksomhet at det snarest utdannes tilstrekkelig antall norske fagfolk på alle fagområder som er nødvendig for undersøkelse etter og utvinning av petroleum.

Et forhold som også må vurderes ved utarbeidelsen av retningslinjer for norsk olje-

politikk, er i hvilken utstrekning norsk næringsliv har evne til og er villig til å satse den nødvendige risikokapital til å delta i undersøkelses- og utvinningstillatelser for petroleum. I 1965 var det to norske selskaper som var villige til å ta den risiko som var forbundet med å delta i undersøkelse etter og utvinning av petroleum — A/S Norsk Hydro og Norwegian Oil Consortium A/S & Co. Norwegian Oil Consortium A/S & Co er et kommanditt-aksjeselskap hvor 20 norske bedrifter deltar. Senere kom også en tredje norsk gruppe under ledelse av Den norske Creditbank med, idet den med departementets samtykke i 1967 overtok aksjemajoriteten i Syrcuse Oils Norge A/S som har utvinningstillatelse for to blokker på den norske kontinentalsokkel.

I dag er forholdet anderledes. Foruten de selskaper som allerede deltar i virksomheten på kontinentalsokkelen, er en rekke norske foretagender interessert i å erverve tillatelser til undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel. Enkelte selskaper har allerede ervervet, eller står i ferd med å erverve tilsvarende rettigheter i andre land for bl.a. å oppnå en risikospredning. I vedlegg 6 gir departementet en oversikt over en del norske selskaper m.v. som overfor departementet har gitt uttrykk for sin interesse i å delta i undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel.

Departementet ser det som en betydelig fordel at norske interesser kan øke sin deltagelse i de videre undersøkelser etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel. Man finner det imidlertid nødvendig å understreke at dette er en sterkt risikobetonet virksomhet, hvor man må være forberedt på å satse betydelige beløp uten å få noe igjen. Man vil minne om at det hittil er boret 52 hull på den norske kontinentalsokkel og anvendt vel 1 000 millioner kroner til undersøkelse og boring. Det er hittil offentliggjort 7 funn, hvorav ett hittil er erklært kommersielt utnyttbart. Departementet vil også peke på at slike foretagender må ha tilstrekkelige midler til disposisjon, slik at de i det minste kan gjennomføre det arbeidsprogram som normalt kreves, samt er istand til å stille den garanti for virksomheten som departementet normalt krever, jfr. § 52 i kgl. res. av 9. april 1965. Det er videre en forutsetning at de har nødvendig ekspertise til å drive slik virksomhet. Dette er bl.a. nødvendig for å sikre en sikkerhetsmessig forsvarlig virksomhet.

Ved tildeling av utvinningstillatelser er det hittil tatt hensyn til deltagelse av norsk næringsliv. Etter departementets oppfatning bør det fortsatt tas hensyn til norsk deltagelse, hvor slik deltagelse ses som en bevisst politikk for oppbygging av et norsk integrert oljemiljø. Et slikt oljemiljø må gis et videst mulig siktemål, såvel nasjonalt som internasjonalt.

Etter departementets oppfatning er petroleumsindustrien av en slik karakter, risikopreget og kapitalkrevende at det neppe vil være mulig for mere enn en eller i høyden to norske grupper å ta skrittet fullt ut til å bli et oljeselskap i internasjonal forstand. Det er derfor departementets oppfatning at Staten bør medvirke til en samordning og konsentrasjon av de norske interesser innenfor norsk petroleumsindustri.

Departementet forutsetter at et statlig oljeselskap kan samarbeide med oljeinteresser både innen- og utenlands i de tilfelle hvor dette finnes formålstjenlig.

I tillegg til det som bl.a. er nevnt ovenfor og på bakgrunn av den erfaring Industridepartementet har fra de undersøkelser og boringer som hittil er foregått, vil departementet i det følgende gi uttrykk for en del synspunkter for såvidt angår undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel syd for 62° n.br.

Ved kunngjøring av 13. april 1965 erklærte Industridepartementet at man ville motta ansøkning om undersøkelsestillatelse for petroleum fra og med denne dato og inntil videre. Departementet har siden 1965 tildelt undersøkelsestillatelse for petroleum til en rekke selskaper. Departementet kan ikke se at det foreligger grunner som tilsier en endring av denne praksis. En slik tillatelse gir ikke enerett til undersøkelse, og heller ikke rett til boring. Bare et omfattende undersøkelsesmateriale kan gi selskapene de nødvendige forutsetninger for å finne frem til de områder hvor mulighetene for å finne petroleum burde være størst. Det er derfor Industridepartementets oppfatning at det er i Norges interesse at så omfattende geofysiske og geologiske undersøkelser som mulig, gjennomføres. Man vil også nevne at departementet i henhold til undersøkelsestillatelsene nå får kopi av undersøkelsesresultatene.

Departementet antar videre at det kan bli aktuelt å foreta en ny tilleggsutlysning av blokker på kontinentalsokkelen syd for 62° n.br., bl.a. for å hindre at rettighetshavere som har sluppet opp for arbeidsoppgaver, trekker seg ut av den norske kontinentalsokkel. Tilleggsutlysning kan også være nødvendig av andre grunner, således kan det være situasjoner hvor det vil være hensiktsmessig å la en rettighetshaver fortsette sin oljeleting i tilstøtende blokker for derved å kunne få

fastslått om et funn er kommersielt. Hovedprinsippet etter kgl. res. av 9. april 1965 er at all utlysning av blokker skal skje ved kunngjøring i Norsk Lysningsblad. Når det imidlertid bare dreier seg om et mindre antall blokker for å tilfredsstille enkelte rettighetshaveres behov for tilleggsblokker, vil det i mange tilfelle være unødvendig å foreta en ny utlysning gjennom Norsk Lysningsblad. Departementet vil anta at det i slike tilfelle bør kunne forhandle underhånden med den enkelte søker.

Departementet vil ved tildeling av nye utvinningstillatelser, herunder tilleggsblokker søke å oppnå statsdeltagelse i form av en opsjon for staten til å bli deltager for en viss prosentdel på like linje med rettighetshaveren, såfremt det gjøres et kommersielt utnyttbart funn av petroleum (carried interest). Ved tildeling vil departementet legge vekt på i hvilken grad søkeren med sin innsats har tilført eller planlegger å tilføre virksomhet av interesse for den norske økonomi. Man vil likeledes i forbindelse med en slik tildeling sørge for at de avgifter m.m. som er nevnt i kongelig resolusjon av 9. april 1965 justeres på bakgrunn av utviklingen før tildelingen skjer.

Som nevnt ovenfor, har departementet holdt tilbake en del blokker inne blant de tildelte blokker — nøkkelblokker. Enkelte av disse blokker er i dag av spesiell stor interesse. Det er departementets oppfatning at disse blokker i stor utstrekning overlates til et statlig oljeselskap. Hvorvidt det statlige oljeselskap selv skal bore etter petroleum på blokkene eller om selskapet skal slutte avtale med et norsk eller utenlandsk oljeselskap om boring, må avgjøres ved en konkret vurdering i hvert enkelt tilfelle.

Når det gjelder tilbakeleverte områder i henhold til bestemmelsene i kongelig resolusjon av 9. april 1965 §§ 20—22, vil disse måtte vurderes individuelt. For spesielt interessante områder bør det forholdes tilsvarende som nevnt i forrige avsnitt. De øvrige tilbakeleverte områder bør betraktes på samme måte som de frie blokker syd for 62° n.br.

Departementet finner det nødvendig at spørsmålet om ny generell utlysning av blokker syd for 62° n.br. utstår til man har fått foretatt en revisjon av kgl. res. av 9. april 1965, basert på den erfaring man hittil har hatt med resolusjonens bestemmelser, og på bakgrunn av den verdiøkning som har funnet sted på den norske kontinentalsokkel syd for 62° n.br.

Departementet antar videre at slik utlysning fortrinnsvis ikke bør finne sted før man har fått en ny statlig organisasjon for kontinentalsokkelsakene. Departementet vil anta at en slik generell utlysning av blokker vil kunne finne sted i løpet av 1972.

Departementet skal i det følgende nevne noen synspunkter som vil være av betydning for spørsmålet om en ny utlysning i fremtiden. Man vil imidlertid understreke betydningen av at man også i fremtiden beholder et elastisk system for tildeling av utvinningstillatelser.

Systemet med tildeling av utvinningstillatelser for petroleum etter kgl. res. av 9. april 1965, har etter departementets oppfatning virket etter sin hensikt. Som nevnt vil departementet sørge for en gjennomgåelse av resolusjonen før en ny utlysning finner sted. Departementet vil imidlertid nevne at det i fremtiden prinsipielt bør søkes oppnådd statsdeltagelse i form av en opsjon for staten til å bli deltager på like linje med de øvrige deltagere i en gruppe, såfremt det gjøres et kommersielt utnyttbart funn av petroleum.

Det er hittil ikke stillet noe krav om at den som søker om utvinningstillatelse for petroleum, skal være i besittelse av det nødvendige geofysiske og geologiske undersøkelsesmateriale for bl.a. å kunne inngå en avtale om boreprogram. Det er departementets oppfatning at man for fremtiden bør kreve at en søker om utvinningstillatelse har det nødvendige geofysiske og geologiske materiale til å kunne vurdere de geologiske forhold på den blokk det søkes om, samt til uten ytterligere forundersøkelse å kunne forplikte seg til et boreprogram. Uten et slikt krav ville man kunne risikere at enkelte selskaper kunne søke om blokker på den norske kontinentalsokkel utelukkende basert på kriterier som f.eks. beliggenheten i forhold til gjorte funn. Departementet finner dette lite heldig.

Departementet har helt siden 1965 lagt vekt på at det skal gjennomføres en grundig og rask undersøkelse etter petroleum på de blokker som tildeles. Man vil i denne forbindelse nevne at boreforpliktelsene således ble fordoblet fra tildelingen i 1965 til tildelingen av blokker i 1969. Ved sistnevnte tildeling ble det krevet boret minst ett hull pr. blokk ned til en viss dybde. Departementet finner det riktig at denne linje fortsetter og at man ved fremtidige tildelinger av utvinningstillatelser forlanger at vedkommende selskap skal forplikte seg til å gjennomføre et etter departementets mening, tilfredsstillende arbeidsprogram i løpet av 6-årsperioden.

Departementet har søkt å fordele blokkene på den norske kontinentalsokkel på en slik måte at staten beholder nøkkelblokker i nærheten av tildelte blokker. Man er kommet til at

dette system bør fortsette også i fremtiden. Man har videre funnet det riktig at hver utvinningstillatelse ikke bør omfatte mere enn en blokk, slik at staten får tilbake halvparten av den tildelte blokk i henhold til reglene i kgl. res. av 9. april 1965. Dette system innebærer slike fordeler for staten at man mener det er riktig å knesette dette som en absolutt retningslinje.

I henhold til undersøkelsestillatelse for petroleum skal Industridepartementet ha kopi av resultatene av de foretatte seismiske undersøkelser. Dette materiale vil danne en god bakgrunn for departementets vurdering av den norske kontinentalsokkel til enhver tid, sett i sammenheng med det materiale man får inn fra boring etter petroleum. Man må imidlertid være oppmerksom på at hvert selskap arbeider etter sitt eget system og legger opp sitt eget undersøkelsesprogram. Det vil derfor kunne være nødvendig i enkelte tilfelle at departementet selv gjennomfører geofysiske og geologiske undersøkelser i statlig regi, bl.a. for å knytte selskapenes undersøkelser sammen til et enhetlig system. Det vil også kunne være nødvendig med selvstendige statlige undersøkelser av andre grunner, f.eks. for det tilfelle at intet selskap har utført undersøkelser på vedkommende blokk.

Departementet har som nevnt foran ved overdragelsen fra Gulf til Norske Conoco A/S krevet betingelser for å godkjenne overdragelsen. Departementet finner det riktig at dette prinsipp opprettholdes for fremtiden. Departementet vil anta at man i hvert enkelt tilfelle bør stå fritt til å bestemme hva som skal kreves for å godkjenne en overdragelse. Dette vil bero på forholdene til enhver tid, en geologisk vurdering av vedkommende blokker, størrelsen av den andel som skal overdras, hvorvidt overdragelsen skjer til et norsk eller utenlandsk selskap osv.

Departementet ser det som en viktig oppgave å sørge for at alle meddelte lover, resolusjoner etc. blir gjenstand for en revisjon og ajourføring basert bl.a. på de erfaringer som gjøres. Likeledes vil utviklingen på kontinentalsokkelen bli fulgt opp med ny lovgivning i den utstrekning dette viser seg nødvendig.

2. Nord for 62° n.br.

Ved en internasjonal konvensjon av 29. april 1958 (Geneve-konvensjonen) ble det trukket opp et regelsett for statens suverenitet over kontinentalsokkelen. I henhold til konvensjonens bestemmelser forstås ved betegnelsen «kontinentalsokkelen»
«a) havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder som grenser opp til kysten, men som ligger utenfor sjøterritoriet, ut til en dybde av 200 meter eller så langt utenfor denne grense som havets dybde tillater utnyttelse av naturforekomstene i områdene, og b) havbunnen og undergrunnen i tilsvarende undersjøiske områder som grenser opp til kysten av øyer.»

Formuleringen «eller så langt utenfor denne grense som havets dybde tillater utnyttelse av naturforekomstene i områdene» gjør det uvisst hvor langt ut kontinentalsokkelen strekker seg. Spørsmålet om en ny internasjonal konvensjon som avgrenser kontinentalsokkelen mot havbunnen på de store havdyp behandles for tiden i FN's Havbunnkomité.

Siden det ikke foreligger internasjonale regler for avgrensning av kontinentalsokkelen mot de store havdyp, kjenner man i dag ikke utstrekningen av den norske kontinentalsokkel nord for 61° 44′ 12″ n.br. som er det nordligste punkt i henhold til avtalen som avgrenser den norske kontinentalsokkel mot den britiske. Den endelige avgrensningen av den norske kontinentalsokkel nord for 62° n.br. vil også være avhengig av inngåelsen av en avtale med Sovjetunionen om avgrensningen av den norske kontinentalsokkel mot den sovjetiske. Departementet antar at det vil ta flere år før en endelig avgrensning av hele kontinentalsokkelen nord for 62° n.br. foreligger. Som vedlegg 18 følger et kart som viser dybdeforholdene i Norskehavet.

Departementet vil likeledes peke på at med de petroleumsfunn som er gjort på kontinentalsokkelen syd for 62° n.br., vil staten stå overfor en rekke vanskelige problemer både av teknisk, økonomisk og politisk art som vil kreve statens fulle oppmerksomhet i lang tid fremover.

På bakgrunn av det som er uttalt i St. meld. nr. 95, kap. IX s. 17 mener departementet at Staten i første omgang må organisere og besørge gjennomført geologiske og geofysiske undersøkelser på den norske kontinentalsokkel nord for 62° n.br. for å få en prioritering av de områder hvor detaljerte petroleumsundersøkelser, herunder boring bør komme på tale. Før man setter igang disse undersøkelser er det imidlertid nødvendig å utarbeide en samlet plan for kartleggingen, slik at de generelle oversiktsundersøkelser kan inngå som et naturlig ledd i de senere mer detaljerte undersøkelser. Det er departementets forutsetning at de resultater som oppnås ved de seismiske undersøkelser tilfredsstiller petroleumsindustriens krav til slike undersøkelser.

Ved åpning av kontinentalsokkelen nord for 62° n.br. tar departementet sikte på et vesentlig større nasjonalt engasjement i undersøkelse etter og utvinning av petroleum

enn tilfelle hittil har vært syd for 62° n.br. Departementet tar sikte på at man også nord for 62° n.br. vil gi norske og utenlandske oljeselskaper anledning til å delta i undersøkelse etter og utvinning av petroleum i det omfang som er forenlig med samfunnsøkonomiske og utenrikspolitiske hensyn.

Departementet vil samarbeide med fylkesmyndighetene nord for 62° n.br. og legge forholdene til rette distriktspolitisk for den virksomhet som vil måtte komme i forbindelse med opprettelse av forsyningsbaser for boring etc.

Det er videre departementets oppfatning at staten selv også må være villig til å satse midler til undersøkelse etter petroleum nord for 62° n.br.

3. Statlig oljeselskap.

Departementet vil som nevnt komme tilbake til spørsmålet om opprettelse av et statlig oljeselskap og de oppgaver som skal legges til dette, i en egen melding eller proposisjon til Stortinget, idet departementet er av den oppfatning at et slikt selskap skal etableres.

4. Bruk av norsk varer og tjenester.

I forbindelse med de første utvinningstillatelser som ble gitt, påtok rettighetshaverne seg ved et «gentlemen's agreement» med myndighetene å benytte baser i Norge og norsk industri og arbeidskraft i den utstrekning disse er konkurransedyktig i pris og tid. Ved brev av 12. november 1968 anmodet departementet Statens oljeråd om under de pågående forhandlinger med selskapene, å klarlegge i hvilken grad de hadde benyttet seg av norske varer og tjenester. Ved brev av 3. mars 1969 meddelte Oljerådet at etter Rådets oppfatning måtte rettighetshavernes bruk av norske varer og tjenester under de nåværende omstendigheter ansees tilfredsstillende. Oljerådet foreslo samtidig det nevnte «agreement» inntatt som en betingelse i utvinningstillatelsene. Departementet var enig i Oljerådets forslag og betingelsen er inntatt som pkt. 8 i Utvinningstillatelsene tildelt i 1969.

Betingelsen understreker myndighetenes ønske om at norsk næringsliv i størst mulig grad skal trekkes inn i alle faser av virksomheten på kontinentalsokkelen.

Det er åpenbart at en omfattende og for Norge ny virksomhet som undersøkelse etter og utvinning av petroleum, i mange forbindelser vil ha behov for varer og tjenester som norsk næringsliv i dag ikke kan tilby. På den annen side burde det faktum at petroleumsfeltene ligger i havet, medføre at norsk næringsliv med sin nære tilknytning til maritim virksomhet, allerede fra et tidlig stadium får innpass med sine varer og tjenester i virksomheten på kontinentalsokkelen.

Industridepartementet vil derfor følge nøye med i hvilken grad norske varer og tjenester blir benyttet på kontinentalsokkelen, bl.a. for å kartlegge i hvilken grad petroleumsindustrien gjør reelle anstrengelser for å trekke norsk næringsliv med i utnyttelsen av petroleum.

XIV. Ilandføring.

1. I henhold til kgl. res. av 9. april 1965 § 14, 2. ledd har rettighetshaveren enerett til undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster i de områder som omfattes av utvinningstillatelsen. §§ 33 og 34 i samme resolusjon gir imidlertid Kongen rett til bl.a. å bestemme at utvunne petroleumsprodukter helt eller delvis skal ilandføres i Norge dersom nasjonale interesser, krig eller krigsfare m.v. tilsier dette.

Med den betydning olje og gass i dag har i verdenshusholdningen, både som energibærere og råstoff først og fremst for den petrokjemiske industri, gir formuleringen «... nasjonale interesser ...» i resolusjonens § 33 myndighetene anledning til å kreve den produserte petroleum ilandført i Norge, når dette anses å være riktig ut fra nasjonaløkonomiske betraktninger.

Det er departementets oppfatning at petroleum som utvinnes på den norske kontinentalsokkel som en hovedregel skal ilandføres i Norge. Hensyn til kontroll med produksjon, bearbeiding og forurensninger såvel som utenrikspolitiske og strategiske grunner vil være avgjørende for en slik beslutning. Unntak fra denne regel kan likevel være aktuelt i tilfelle hvor samfunnsøkonomiske hensyn gir en gunstigere helhetsløsning.

Det er Industridepartementets oppfatning at man i forbindelse med petroleumsfunn på den norske kontinentalsokkel må ha som siktemål, i tillegg til den umiddelbare økonomiske gevinst, å gjøre Norge uavhengig med hensyn til tilførsel av petroleum, både med tanke på det nåværende forbruk og fremtidige økede behov som følge av oppbygging av nye raffinerier og petrokjemisk industri. Hvor langt man imidlertid skal gå i forbindelse med etablering av raffinerier og petrokjemisk industri, er et nasjonaløkonomisk spørsmål som ligger utenfor rammen av denne melding. Det

bør allikevel allerede nå presiseres at ny næringsvirksomhet må utvikles i Norge med basis i petroleum, særlig petrokjemisk industri. Staten må delta aktivt med virkemidler for å fremme en slik utvikling. Allerede nå er dette en aktuell oppgave på Vestlandet, og det vil også kunne bli det i Nord-Norge ved eventuelle funn nord for 62° n.br.

2. I forbindelse med Ekofisk-utvalgets arbeid har Industridepartementet i samråd med Kommunaldepartementet fått utarbeidet en foreløpig generell lokaliseringsanalyse for visse deler av Vest-Agder og Rogaland fylke. Analysen omfatter kyststrekningen fra Lyngdalsregionen i sydøst til Nord-Jæren-regionen i nordvest, og er utført av fylkesmennenes utbyggingsavdelinger. Det er angitt ialt 11 steder som kan tenkes å være egnet for ilandføring av en olje/gassledning med anlegg av oljeterminal (havne- og tankanlegg) og/eller raffineri, samt petrokjemisk industri. Lokaliseringsoversikten er begrenset til nærmere bestemte datagrupper som ikke krever utføring av detaljerte tekniske og økonomiske undersøkelser av det enkelte sted. Analysen er foreløbig. Det er ikke foretatt noen prioritering mellom de enkelte alternativer, men de områdene som synes å peke seg ut, er de som ved en eventuell utbygging ville få Farsund eller Egersund som naturlig sentrum. Det vil bli arbeidet videre med enkelte av alternativene. Til å foreta visse tekniske/økonomiske beregninger er det engasjert et konsulentfirma.

3. Ekofisk-utvalget har allerede hatt flere møter og har igangsatt en rekke utredninger.

Industridepartementet fremmet ved St. prp. nr. 9 (1970—71) et forslag om tilleggsbevilgning på 2,5 mill. kroner til utredningsarbeider i forbindelse med spørsmålet om ilandføring av olje fra Ekofisk-feltet. Stortinget godkjente ved sitt vedtak av 3. november 1970 denne bevilgning. I St. prp. nr. 1 (1970—71) er det under kapittel 918 foreslått 0,5 mill. kroner til særskilte oljeutredninger. Stortinget har ved sitt vedtak av 20. november 1970 godkjent denne bevilgning. Industridepartementet har med dette i alt 3 mill. kroner til utredningsarbeider i forbindelse med spørsmålet om ilandføring av petroleum.

I henhold til disse bevilgninger har Industridepartementet allerede iverksatt diverse utredninger og undersøkelser.

Konsulentfirmaet Norconsult A/S har etter oppdrag fra Industridepartementet foretatt en undersøkelse av havbunnen og dens undergrunn i Norskerennen og langs to ruter til Ekofisk-feltet. Denne undersøkelse er en del av en bredere undersøkelse som Norconsult foretar for Industridepartementet vedrørende tekniske og økonomiske problemer som knytter seg til bygging av en rørledning for olje fra Ekofisk-funnet til Norskekysten.

Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Forskningsråd v/Kontinentalsokkelkontoret har på oppdrag fra Industridepartementet foretatt forundersøkelser av rørledningstraseer fra Ekofisk-funnet over Norskerennen til Norge. Tre traseer fra Ekofisk til henholdsvis Kvassheim, Egersund og Lista er undersøkt.

Konsulentfirmaet Norconsult A.S har i samarbeid med R. J. Brown & Associates, Rotterdam, etter oppdrag fra Industridepartementet foretatt en foreløpig teknisk-økonomisk undersøkelse av leggingen av en rørledning til Norge.

Industridepartementet og Phillips-gruppen foretar en studie over spørsmålet om bygging av en kunstig øy/havn i Nordsjøen. Studien tar i første rekke sikte på å få klarlagt manøvreringsmuligheter i tilknytning til en slik havn. I studien deltar dessuten Høyer-Ellefsen A/S, F. Selmer A/S og Skipsteknisk Forskningsinstitutt. Norconsult A.S er departementets rådgiver.

Industridepartementet har inngått en utviklingskontrakt med Kværner Engineering A/S med sikte på å utføre en teknisk og økonomisk analyse for utnyttelse av gass fra petroleumsfunn i Nordsjøen. Studien omfatter bl.a. en vurdering av mulighetene for prosessanlegg på feltet, dvs. fra anlegg bygget på en plattform, eventuelt om bord i et fartøy, såvel som fra et prosessanlegg bygget på land. På bakgrunn av det betydelige internasjonale behov for naturgass skal studien omfatte en klarlegging av de viktigste markeder for avsetning av gassen.

Det er etablert et samarbeide mellom Sentralinstituttet for Industriell Forskning og Industridepartementet med sikte på å få belyst ilandføringsproblemene ved hjelp av elektronisk databehandling (EDB). Dette samarbeidet vil senere kunne utvides til å gjelde andre nasjonale spørsmål vedrørende utnyttelse av petroleum.

I tillegg til de foran nevnte utredninger foretar Industridepartementet i samarbeid med Norconsult A/S og det hollandske konsulentfirma Fredric R. Harris en foreløpig teknisk og økonomisk studie av lagringsanlegg og lastesystemer ute i Nordsjøen.

De berørte selskaper, Phillips Petroleum Company Norway og Norsk Hydro A/S, foretar på sin side omfattende utredninger for å kartlegge spørsmål i tilknytning til ilandføring av petroleum. Norsk Hydro A/S har i

samarbeid med et amerikansk firma foretatt en studie av legging av en rørledning fra Ekofisk til Norge. Phillips Petroleum Company Norway har foretatt lignende utredninger for så vidt gjelder bygging av en oljeledning til Norge og andre ilandføringssteder. Selskapet foretar videre undersøkelser om muligheter for langsiktige leveringer av gass i diverse land. Ekofisk-utvalget tar sikte på å avgi en foreløpig innstilling før sommerferien.

4. Etter at Ekofisk-utvalgets endelige innstilling foreligger, antar man at departementet vil ha et tilstrekkelig materiale til å danne seg en begrunnet oppfatning om ilandføringsproblematikken. Departementet tar sikte på å legge spørsmålet om ilandføring frem for Stortinget i egen melding. Denne melding kan neppe tenkes ferdig utarbeidet før i slutten av 1971 eller i begynnelsen av 1972. Departementet har underrettet Phillips-gruppen om dette. Gruppen vil ikke få noen tillatelser fra departementet som kan foregripe Stortingets behandling av ilandføringsspørsmålet.

XV. Prøveproduksjon i Ekofisk-feltet.

1.

Ved brev av 3. september 1970 mottok Industridepartementet Phillips-gruppens ansøkning om tillatelse til å sette i verk prøveproduksjon i Ekofisk-feltet. Departementets behandling av ansøkningen måtte imidlertid utsettes noe, idet man hadde behov for ytterligere opplysninger i tillegg til ansøkningen. Tilleggsopplysningene ble oversendt departementet ved brev av 22. oktober 1970.

Ansøkningen går i korthet ut på at Phillips-gruppen ønsket å produsere fra de fire ferdigborede hull i Ekofisk-feltet for et lengre tidsrom enn det som er hensiktsmessig med en boreplattform. Phillips-gruppen har i brev av 13. januar 1971 gitt en nærmere begrunnelse for prøveproduksjonen. Brevet følger som vedlegg 5. Industridepartementet har foran under kap. II gitt en kort oversikt over de geologiske forhold i Ekofisk-feltet og de viktigste grunner for prøveproduksjon.

Ved brev av 11. november og 4. desember 1970 samtykket departementet i å ta standpunkt til en del ansøkninger fra Phillips-gruppen vedrørende forberedende tekniske tiltak i forbindelse med prøveproduksjon, så som klargjøring av borehull for produksjon, legging av rørledninger mellom de 4 borehull og den midlertidige produksjonsplattform og fra produksjonsplattformen til lastebøyer, utsetting av bøyer o.l. Før Industridepartementet var villig til å behandle ansøkningene, krevet man erklæring fra hver enkelt rettighetshaver i Phillips-gruppen om at de godtok følgende betingelser:

«1. En tillatelse til gjennomføring av forberedende tiltak og arbeider, så som klargjøring av borehull for produksjon, legging av rørledninger, utsetting av bøyer o.l., innebærer ikke noen godkjennelse av søknaden om å starte testproduksjon.

2. Gjennomføring av slike forberedende tiltak og arbeider finner sted på Phillips-gruppens egen risiko, og departementet må se bort fra utgiftene til dette ved vurderingen av søknaden om selve testproduksjonen.

3. Såfremt det ikke blir aktuelt å benytte de innretninger, anlegg o.l. som blir opprettet, forplikter Phillips-gruppen seg til for egen regning å fjerne disse i den utstrekning departementet finner det nødvendig.

4. Phillips-gruppen påtar seg inntil den nye erstatningslovgivning som er under forberedelse, er trått i kraft, objektivt erstatningsansvar for skader, herunder forurensningsskader, som måtte oppstå i forbindelse med gjennomføring og drift av de tiltak, innretninger, anlegg og arbeider som det gis tillatelse til, med de unntak og begrensninger som følger av norsk rett, som det er henvist til i § 51 i kgl. res. av 9. april 1965.»

Departementet har mottatt de nevnte erklæringer.

Industridepartementet har gitt tillatelse til legging av rørledninger i forbindelse med prøveproduksjon av Ekofisk-feltet, installering av lastebøyer, installering av en «caisson» fra havbunnen og opp til den midlertidige produksjonsplattform m.v. Departementet har satt en rekke spesielle vilkår for disse tillatelser. Før tillatelsene ble gitt, vurderte man meget nøye de sikkerhetsmessige sider og benyttet i den forbindelse norske og utenlandske konsulenter på de områder hvor departementet ikke selv har den nødvendige ekspertise.

I forbindelse med ansøkningen om å starte prøveproduksjon har Industridepartementet innhentet uttalelser fra Finansdepartementet, Fiskeridepartementet, Forsvarsdepartementet, Utenriksdepartementet, Sjøfartsdirektoratet, Teledirektoratet, Røykskaderådet, Statens oljeråd og Ekofisk-utvalget.

Etter å ha forelagt saken for Regjeringen ga Industridepartementet ved brev av 2. april 1971 tillatelse til Phillips-gruppen til å starte prøveproduksjon i Ekofisk-feltet etterhvert som borehullene 2/4-2, 2/4-3, 2/4-4 og 2/4-5 blir produksjonsklare på følgende betingelser:

«1. De tekniske installasjoner, herunder bl.a. rørledninger, caisson, separasjonsutstyr etc. må være godkjent av departementet før prøveproduksjon tillates igangsatt.

2. Prøveproduksjon i de nevnte hull tillates foretatt til og med 31. desember 1971.

3. Prøveproduksjon fra de nevnte hull skal ikke overskride 10 000 barrels olje pr. dag pr. hull.

4. Den samlede gassproduksjon fra de nevnte hull må ikke overskride 50 millioner kubikkfot gass pr. dag uten at departementets tillatelse er innhentet.
De volumenheter som er nevnt i dette og foregående punkt, er basert på standard atmosfærisk trykk og temperatur.

5. Departementet skal i den tiden produksjonen pågår, tilstilles daglige telexrapporter om den samlede prøveproduksjon fra de ovennevnte hull, vedrørende olje, gass, vann og faste materialer (BS), samt om oljens spesifikke vekt og gas oil ratio (GOR). Videre skal departementet tilstilles de samme opplysninger for de enkelte hull, hver gang slike målinger foretas. Saltgehalten av produsert vann skal oppgis når slike prøver er foretatt. Videre skal departementet motta bekreftet kopi av tankskipenes journal som viser de oljemengder som lastes om bord.

6. I henhold til § 28 i kgl. res. av 9. april 1965, skal Rettighetshaveren måle eller veie de utvundne petroleumsprodukter etter almindelige anerkjente metoder i petroleumsproduksjon. Disse metoder må godkjennes av departementet. I henhold hertil bestemmer departementet at før prøveproduksjon igangsettes, skal måle- eller veiemetoden forelegges departementet til godkjennelse.

7. I henhold til § 26 i kgl. res. av 9. april 1965 skal Rettighetshaveren betale en produksjonsavgift på 10 pst. av bruttoverdien av det utvundne på produksjonsstedet. Departementet kan bestemme at produksjonsavgiften helt eller delvis skal erlegges i form av utvunnet petroleumsprodukt. Departementet finner på nåværende tidspunkt ikke å kunne ta standpunkt til om produksjonsavgiften skal uttas i form av petroleum eller i form av penger. Departementet vil treffe en endelig beslutning om dette i løpet av nærmeste fremtid. Såfremt staten beslutter å utta produksjonsavgiften i form av petroleum, vil det bli tatt opp forhandlinger med Rettighetshaverne om de nærmere betingelser for denne overtagelse, samt fastsettelse av en referansepris som skal benyttes ved skatteligningen.

8. Rørledninger utlagt mellom de ovennevnte fire hull og boreplattformen Gulftide, samt fra Gulftide til lastebøyene, skal nedgraves, jfr. departementets brev av 11.12.70. Departementet finner imidlertid å kunne gå med på at nedgravingen ikke påbegynnes før etter at prøveproduksjon er igangsatt, dog slik at nedgraving påbegynnes så snart dette er mulig teknisk, og fortrinnsvis fra mai måned. Departementet skal holdes løpende underrettet om når nedgraving kan påbegynnes og om arbeidets fremdrift.

9. Den lengste rørledning på 2,9 n. mil skal forsynes med to lys- og radarbøyer i en innbyrdes avstand av ca. 1 n. mil. Brønnhoder skal merkes med lys- og radarbøyer.

10. En samlet plan for merking av alle installasjoner på Ekofisk-feltet skal tilstilles departementet. En beskrivelse og skisse av arrangementet på Ekofisk-feltet skal avmerkes på Nordsjøkart som utgis av Norges Sjøkartverk. Tilsvarende opplysninger skal kunngjøres i «Etterretninger for sjøfarende», i de internasjonale nautiske publikasjoner som særlig benyttes av fiskeflåten i Nordsjøen, og i den nasjonale fiskeripresse i Norge, Sverige, Danmark, Tyskland, Holland, Belgia, Frankrike, England og Skottland.

11. Rettighetshaverne er å betrakte som valutainnlendinger i Valutalovens forstand for den virksomhet de driver på den norske kontinentalsokkel.

12. Det er departementets oppfatning at virksomheten på den norske kontinentalsokkel skal ledes fra Norge. Tillatelsen som ble gitt i 1965 til Phillips Petroleum Company til å opprette en norsk filial istedenfor et norsk selskap, medfører ingen forandring i dette. Før prøveproduksjonen påbegynnes, skal Phillips-gruppen derfor fremlegge for departementet en organisasjonsplan som klart viser hvordan virksomheten på den norske kontinentalsokkel, i Oslo og Stavanger, drives og ledes. Herunder bes opplyst hvilken avgjørelsesmyndighet de forskjellige representanter er tillagt. Departementet vil deretter ta standpunkt til om virksomheten ledes slik det er forutsatt.

13. Rettighetshaverne påtar seg, inntil den nye erstatningslovgivning som er under forberedelse, er trått i kraft, objektivt erstatningsansvar for skader, herunder forurensningsskader, som måtte oppstå under prøveproduksjon fra de nevnte hull, med de unntak og begrensninger som følger av norsk rett, som det er henvist til i § 51 i kgl. res. av 9. april 1965.

14. Kgl. res. av 25. august 1967 vedrørende sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumsforekomster kommer til anvendelse på prøveproduksjonen så langt den passer.»

Det er til slutt i tillatelsen understreket at departementet ikke har tatt noe standpunkt til videre produksjon utover 31. desember 1971.

2.

Ved kgl. res. av 2. april 1971 ble det oppnevnt et utvalg til å forhandle om prisen for statens royaltyolje fra prøveproduksjonen fra Ekofisk-feltet. Utvalgets sammensetning er følgende:

1. Ekspedisjonssjef Jens Evensen, formann.
2. Underdirektør Nils Gulnes.
3. H.r.adv. Jens Christian Hauge, viseformann.
4. Generaldirektør Vidkunn Hveding.

Som sekretær er oppnevnt konsulent Ivar Tangen, Industridepartementet.

XVI. Forholdet til EF.

I St. meld. nr. 95 ble det gitt en kort omtale av forholdet mellom den norske kontinentalsokkellovgivning og Roma-traktaten. Det ble den gang pekt på at hverken Rådet eller Kommisjonen i EF hadde tatt noe standpunkt til om traktaten også hadde gyldighet for den virksomhet som foregår på medlemsstatenes kontinentalsokkel. I et memorandum av 18. september 1970 har Kommisjonen på et spørsmål fra Rådet utredet dette. Kommisjonen bekrefter i dette dokument sitt tidligere standpunkt om at medlemsstatene i sin utøvelse av sin høyhetsrett over deres kontinentalsokkel er bundet av Roma-traktaten, for så vidt det gjelder den økonomiske aktivitet som foregår på kontinentalsokkelen og/eller på basis av råstoffer utvunnet fra kontinentalsokkelen.

De viktigste bestemmelser som i denne forbindelse er av interesse, er bl.a. direktivene om etableringsrett, jfr. direktiv av 7. juli 1964 om etableringsrett innen bergverk og direktiv av 13. mars 1969 når det gjelder tillatelse til undersøkelse etter og utvinning av petroleum. Av interesse er også EF-forordning av 28. juni 1968 om en felles definisjon av varers opprinnelse, hvor det bl.a. bestemmes at produkter som blir utvunnet på havbunnen eller i dens undergrunn innen et medlemslands kontinentalsokkel, skal ansees som produsert innen EF. Dessuten har man traktatens bestemmelser om handelspolitikk, statsstøtte, regionalpolitikk og statsmonopoler.

Rådet har ennå ikke behandlet kommisjonens utredning av 18. september 1970. Det er uvisst om Rådet vil gjøre noe vedtak på basis av utredningen. Det må antas at medlemsstatene i det alt vesentlige er enige i Kommisjonens syn.

I en protokoll av 21. april 1964 ble det fastlagt de første prinsippielle retningslinjer for en fellesskapelig energipolitikk. Et rådsvedtak av 13. november 1969 bekreftet og utfylte disse retningslinjer. Den nåværende situasjon er preget av at EF ikke har noen felles energi- eller oljepolitikk. Det må antas å være en meget langsiktig oppgave å få utarbeidet en fellesskapelig politikk på dette område. Som ledd i en mer langsiktig energipolitikk må sees to utkast til forordninger som Kommisjonen nå har utarbeidet, og et forslag til direktiv om harmonisering av oljebeskatningen.

Utkastene til de to forordninger tar sikte på å pålegge en notifikasjonsplikt til Kommisjonen vedrørende medlemslandenes import av olje og deres investeringsprogrammer vedrørende forsyning av olje, naturgass og elektrisitet.

Ifølge forslaget til direktiv skal de avgiftssatser som pålegges forbruket av tunge oljer eller produkter med tilsvarende anvendelse og lette oljer eller lignende produkter fra 1. januar 1976 ikke overstige henholdsvis 2 og 5 dollar pr. tonn. I de tilfelle hvor den nåværende oljebeskatning overstiger disse maksimumssatser, forutsetter Kommisjonens forslag at medlemslandene innen 1. januar 1974 reduserer med en halvpart differansen mellom de aktuelle nasjonale satser og de fellesskapelige satser som er forutsatt fra 1. januar 1976.

EF-landene har i dag en noe forskjellig kontinentalsokkellovgivning. Etter Roma-traktaten er det ikke forbudt for en medlemsstat å basere næringsvirksomhet på et ikke-diskriminerende konsesjonssystem. Dette system er også gjennomført i Fellesskapets medlemsland. Italia, Frankrike og Nederland har meget strenge konsesjonssystemer for undersøkelse etter og utvinning av petroleum. Det konsesjonssystem som anvendes i Nederland har forøvrig mange vesentlige trekk felles med det norske. Storbritannia har i sin petroleumslovgivning gjennomført et konsesjonssystem som i vesentlig grad har dannet et forbilde for det norske system. Den britiske lovgivning har dessuten bestemmelser om at det bare er britiske statsborgere og britiske selskaper som kan gis utvinningstillatelse. De britiske myndigheter godkjenner imidlertid en skatteavtale som gjør det mulig for amerikanske oljeselskaper å dra nytte av fordelene ved amerikansk skattelovgivning.

I St. meld. nr. 95 ga departementet uttrykk for at de retningslinjer som ble fulgt i norsk oljepolitikk var i samsvar med de direktiver som er vedtatt om etableringsrett, og at Roma-traktaten ikke var til hinder for at staten engasjerte seg i undersøkelse etter og utvinning av petroleumsforekomster.

De sonderinger som senere er gjort av departementet, bekrefter denne vurdering. Det norske konsesjonssystem for undersøkelse etter og utvinning av petroleumsforekomster på vår kontinentalsokkel vil kunne opprettholdes. Roma-traktatens prinsipp om likebehandling kan ikke sees å være noen hindring for at den enkelte medlemsstat fastlegger vilkår for sin konsesjonspolitikk.

XVII. Skatte- og avgiftsspørsmål m. v.

1. Ved utarbeidelsen av kgl. res. av 9. april 1965 ble det lagt til grunn en produksjonsavgift på 10 pst. av bruttoverdien av utvundne petroleumsprodukter på produksjonsstedet. Bakgrunnen for denne sats var at man så inntektsskatt og produksjonsavgift under ett. Basert på en produksjonsavgift på 10 pst. fant Kontinentalsokkel-utvalget å måtte foreslå en redusert samlet inntektsskatt til stat og kommune på 45 pst. Finansdepartementet var enig i dette og fremmet forslag herom ved Ot. prp. nr. 47 for 1964—65. I proposjonen uttaler Finansdepartementet følgende:

«Når departementet har funnet å kunne gi sin tilslutning til at det også på dette punkt gjøres et unntak for oljeindustrien, skyldes dette i første rekke at de skatter på formue og inntekt som skal betales av disse bedrifter, må ses i nøye sammenheng med de avgifter som det er gitt regler om i den kongelige resolusjon av 9. april d.å. Som tidligere opplyst skal det av produktenes bruttoverdi på utvinningsstedet betales en avgift til staten på 10 pst. Tar en hensyn til den belastning som en avgift som denne vil representere, finner departementet at en reduksjon av inntektsskatten i den form som utvalget har foreslått, vil gi en rimelig løsning.»

Det er derfor på det rene at det i 1965 var en uttrykkelig forutsetning for den reduserte beskatning at royalty ble satt til 10 pst.

Som følge av at inntektsskatten til staten for aksjeselskaper er redusert fra 30 til 26,5 pst., samtidig som selskapene etter lov av 13. juni 1965 nr. 71 er fritatt for å betale formueskatt og det ved inntektsligningen til staten er åpnet adgang til fradrag for utbytte som besluttes utdelt av årets overskudd, har Industridepartementet tatt opp spørsmålet med Finansdepartementet om å gjenoppta forhandlingene med rettighetshaverne med sikte på å beholde det samme totale inntektsnivå til Norge som i 1965. Finansdepartementet har erklært seg enig i dette og forhandlingene vil bli påbegynt i nærmeste fremtid.

Det er videre besluttet oppnevnt et interdepartementalt skatteutvalg som løpende kan drøfte skattespørsmål som oppstår i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel.

Utvalget har følgende sammensetning:

Departementsråd O. C. Müller, Industridepartementet, formann
Byråsjef T. Gjerløw, Industridepartementet
Banksjef Arne Jensen, Statens oljeråd
Underdirektør S. B. Skottun, Riksskattestyret
Byråsjef John Vinnem, Finansdepartementet
Konsulent Ivar Tangen, Industridepartementet, sekretær.

2. Det har fra flere av de norske grupper som deltar i virksomheten på den norske kontinentalsokkel, vært reist spørsmål om mulighetene for å få i stand en ordning som tillater at norske selskaper m.v. får adgang til å foreta skattefrie fonds-avsetninger til investeringer i undersøkelse etter og utvinning av petroleum eller lignende ordninger som kunne være til hjelp når det gjelder styrkelsen av det finansielle grunnlag for norske næringsinteressers engasjement på kontinentalsokkelen.

Departementet arbeider med saken og vil ta spørsmålet opp med Finansdepartementet i forbindelse med vurderingen av skatteproblematikken.

3. Aktiviteten på den norske kontinentalsokkel reiser en rekke spørsmål av bl.a. valutamessig og kontrollteknisk art.

Ved lov av 14. juli 1950 Om valutaregulering (Valutaloven) har myndighetene fått det legale grunnlag for en regulering av valutatransaksjonene med utlandet. Loven setter et hovedskille mellom «valutautlending» og «valutainnlending». Myndighetenes muligheter for å kontrollere valutatransaksjoner er vesentlig større overfor innlendinger enn utlendinger.

De utenlandske datterselskaper som er etablert i Norge av oljeselskapene er klart å regne som valutainnlendinger i lovens forstand. Tvil om forholdet til valutaloven på dette punkt har imidlertid vært reist når det gjelder de underavdelinger (filialkontorer) som enkelte utenlandske selskaper har fått tillatelse til å etablere på grunn av forhold knyttet til de amerikanske skattelovsbestemmelser.

Av kontroll- og reguleringsmessige grunner vil det være av betydning å kunne klassifisere oljefilialene som valutainnlendinger. De vil derved være underlagt den samme kontroll- og rapportplikt som andre norske personer, institusjoner og selskaper. De vil måtte innhente myndighetenes tillatelse for alle kapitaltransaksjoner med utlandet som ikke er liberaliserte, og de vil ha plikt til å avstå opptjent valuta til norsk bank.

Betenkeligheten ved å behandle oljefilialene som valutainnlendinger er at de kan ta opp lån på det norske marked. En vil imidlertid peke på at oljefilialenes egen kredittverdighet er liten, slik at de selv vanskelig kan reise lån av noen størrelse uten garanti fra moderselskapet. Slik garantistillelse må godkjennes av valutamyndighetene. I tillegg kommer at de beløp som trenges til finansiering

av oljeutvinning er av en slik størrelsesorden at de vanskelig kan reises på det norske marked. Låneopptak på partialobligasjonsmarkedet av oljeselskapene vil være underlagt den regulering som gjelder for norske selskaper.

For å få spørsmålet bragt formelt i orden har Handelsdepartementet med hjemmel i valutaloven bestemt at underavdelinger av utenlandske selskaper som driver virksomhet på kontinentalsokkelen skal anses som valutainnlendinger etter valutaloven og forskriftene.

Også spørsmål vedrørende eksport/import-kontrollen har vært reist i tilknytning til virksomheten på kontinentalsokkelen.

Olje som utvinnes på kontinentalsokkelen er i henhold til resolusjon av 9. april 1965 § 53 å anse som utvunnet i Norge. Oljen er således et norsk produkt som ved utførsel kommer inn under Mellombels lov om utførsleforbod av 13. desember 1946 nr. 30. Ifølge denne kan varer ikke føres ut av landet uten tillatelse fra Handelsdepartementet.

Etter gjeldende bestemmelser er imidlertid oljen klassifisert som frilistevare. Eksport kan således finne sted mot avgivelse av utførsels- og avregningsdeklarasjon. Myndighetene vil på denne måte ha full oversikt over selskapenes inntekter.

Man gjør i denne forbindelse oppmerksom på at i henhold til kgl. res. av 9. april 1965 § 33 kan myndighetene bestemme at utvunne petroleumsprodukter helt eller delvis skal ilandføres i Norge.

Vareimporten er regulert med hjemmel i Mellombels lov om innførsleforbod av 13. desember 1946 nr. 29. Størstedelen av vareimporten er imidlertid liberalisert.

Kontrollen med og registreringen av vareimporten er basert på tollvesenets medvirkning. Tollovens (lov om toll av 10. juni 1966 nr. 5) virkeområde er imidlertid begrenset til området innenfor territorialgrensen, og det er tvilsomt om Norge etter folkeretten har adgang til å oppkreve toll for den del av kontinentalsokkelområdet som ligger utenfor dette. Tollbestemmelsene har derfor hittil ikke vært gjort gjeldende for vareimporten til virksomheten på kontinentalsokkelen.

Tilførsler til boreplattformene av varer fra utlandet over norske tollsteder blir på denne bakgrunn klassifisert som «varer i transitt», og utførsel av norske varer som «levering til utenlandske skip». Det vil si at toll, merverdiavgift og investeringsavgift ikke blir oppkrevet.

Finansdepartementet peker i St. prp. nr. 1 (1965—66) på at når import av varer og utstyr ikke er avgiftsbelagt, vil krav om avgift på norske leveranser kunne få uheldige konkurransemessige virkninger for norske næringsdrivende. Departementet fant derfor å ville unnta alle leveranser til bruk på kontinentalsokkelen fra omsetningsavgift. Avgiftsfritaket er senere blitt opprettholdt i lov om merverdiavgift (§ 16) og i loven om avgift på investeringer (§ 3).

Det regelverk som eksisterer i dag på dette felt gjør det vanskelig for Handelsdepartementet, Norges Bank og Statistisk Sentralbyrå å få oversikt over importen og å gjennomføre en effektiv valutakontroll på vareimportsiden.

Spørsmålet om å få vurdert tollovens virkeområde er på denne bakgrunn tatt opp til fornyet overveielse. Statistisk Sentralbyrå tar i mellomtiden sikte på å innhente opplysninger om vareimporten direkte fra oljeselskapene.

XVIII. Petroleum i verdensbildet.

Petroleum dekker en stadig større del av verdens energibehov. Tabell 3 viser hvordan de forskjellige energibæreres prosentvise deknings andel (omregnet til tilsvarende mengder kull) har endret seg i perioden 1937—1968 (tabellen omfatter den frie verden):

Tabell 3.

År	Kull	Olje	Naturgass	Vannkraft og atomkraft	
	%	%	%	%	
1937	72,4	20,4	5,9	1,3	100
1948	62,4	26,0	9,8	1,8	100
1955	46,9	36,7	14,2	2,2	100
1960	39,0	41,4	18,0	2,6	100
1965	32,0	46,7	18,6	2,7	100
1968	28,0	49,8	19,5	2,7	100

Kilde: Petroleum Review, Oktober 1970/Shell.

I løpet av perioden har oljen økt sin dekningsandel fra ca. 20 pst. til ca. 50 pst. og er i dag den dominerende energibærer. Sammen med naturgass dekker den ca. 70 pst. av energibehovet. Delvis har dette skjedd på bekostning av kull. Først og fremst har det imidlertid sammenheng med utviklingen innen transportsektoren (biler, fly, skip).

Fra en produksjon på 21 mill. tonn råolje i år 1900 (286 mill. tonn i 1939) ble det i 1970 utvunnet anslagsvis 2 300 mill. tonn råolje. Produksjonsøkningen i 1960-årene svarer til en gjennomsnittlig årlig vekst på 8 pst. Det svarer til en fordobling av produksjonen hvert 9. år. Tabell 4 viser en fordeling av råoljeproduksjonen på geografiske områder.

Tabell 4.

	Råoljeproduksjon fordelt på områder		Andel av verdensproduksjonen	
	1959	1969	1959	1969
	Mill. tonn	Mill tonn	%	%
Nord-Amerika	404	573	40	27
Syd-Amerika	187	262	18	12
Midt-Østen	230	633	23	30
Fjerne Østen	26	54	3	2
Afrika (ekskl. Egypt)	3	231	—	11
Vest-Europa	13	17	1	1
Øst-Europa og China	147	362	15	17
	1 011	2 133	100	100

Kilde: Petroleum Press Service.

Tabellen viser at i løpet av 10-årsperioden 1959—69 har Midt-Østen og Afrikas betydning som råoljeleverandører vokst betydelig. Oljeproduksjonen i disse områder dekket i 1969 ca. 41 pst. av den totale produksjon mot 23 pst. i 1959. Vest-Europas andel av råoljeproduksjonen er som det fremgår av tabellen ubetydelig.

En oppstilling av tallene på de 10 viktigste produsentland, (se tabell 5), viser at økningen for Midt-Østens vedkommende knytter seg til en ekspansjon i tidligere produksjonsland, mens det for Afrikas vedkommende skyldes nye produsentland som er kommet til i perioden, i første rekke Libya.

Tabell 5. De viktigste råoljeproduserende land.

	Produksjon		Andel av total produksjon	
	1959	1969	1959	1969
	Mill. tonn	Mill tonn	%	%
U.S.A.	379	510	37	23
Sovjet Samveldet	130	328	13	15
Venezuela	147	187	14—15	9
Kuwait	70	129	6	6
Saudi-Arabia	54	148	5	7
Iran	46	168	4—5	8
Irak	42	75	4	3—4
Libya	—	150	—	7
Canada	26	63	2—3	3
Algerie	1	44	—	2

Kilde: Petroleum Press Service.

Tilsammen dekket disse 10 land vel 80 pst. av verdens samlede produksjon av råolje i 1969. Ser man bort fra de to stormakter, samt Canada, omfatter tabellen land hvor inntektene av oljeeksporten til dels utgjør hovedkilden for landets samlede eksportinntekter, delvis også for dets nasjonalinntekt. Om lag 50 pst. av den totale råoljeproduksjon kom fra utviklingsland.

Storparten av denne eksport går til Vest-Europa og Japan, mens Nord-Amerika dekker ca. 4/5 av sitt oljebehov fra egne ressurser. Sovjet-Unionen er eksportør av olje, i første rekke til de øvrige øst-europeiske land. De høyt industrialiserte vest-europeiske land og Japan er avhengige av å få dekket sitt oljebehov fra andre områder.

De europeiske OECD-lands behov for råolje ble for 95 pst. vedkommende dekket ved import. Av dette kom over 90 pst. fra landene i Midt-Østen og Afrika.

XIX. Utenrikspolitiske konsekvenser av funn av petroleum på den norske kontinentalsokkel.

Utenriksdepartementet uttaler:

«Ved vurderingen av de spørsmål som er forbundet med åpningen av de nordlige norske kontinentalsokkelområder for økonomisk virksomhet, og særlig ved fastleggelse av prioriteringen for utnyttelse av de enkelte deler av området, vil man også måtte ha utenrikspolitiske aspekter for øye.

Kgl. resolusjon av 31. mai 1963 tilla Norge statshøyheten over kontinentalsokkelen for så vidt angår utnyttelse og utforskning av naturforekomster, så langt havets dybde tillater det — dog ikke utover midtlinjen i forhold til andre stater. Dette er i samsvar med de folkerettsprinsipper som er vokst frem på dette felt.

Utenriksdepartementet har gått ut fra at det — som forutsatt i St. meld. nr. 95 for 1969—70 — bare blir tale om en gradvis åpning for økonomisk virksomhet på disse vidtstrakte sokkelområder, som i de nevnte henseende er blitt lagt under norsk statshøyhet.

Ett av de forhold som må tas i betraktning, er det faktum at avgrensningen av de norske kontinentalsokkelområder nord for 62° n.br. foreløpig ikke er nærmere fastlagt.

Som omtalt i St. meld. nr. 95, er avgrensningen av kontinentalsokkelområdene mot havdypene for tiden under prinsipiell behandling innenfor FN. Norge bør i sin kontinentalsokkelpolitikk følge en linje som tar hensyn til arbeidet for en internasjonal ordning av disse spørsmål.

Hva angår avgrensningen mot sovjetisk kontinentalsokkelområde, ble det innledet forberedende samtaler om dette spørsmål i Oslo i oktober 1970 uten at egentlige forhandlinger om saken ennå er kommet i gang.

En konsekvens av fortsatte betydelige oljefunn i norske kontinentalsokkelområder vil kunne bli at Vest-Europa blir noe mindre avhengig av råoljetilførsler fra andre deler av verden. På den annen side vil slike oljeforekomster ventelig skape øket interesse for våre kystområder. Oljefunnene hittil i Nordsjøen har ikke ført til endring av de faktiske og politiske forhold som er av betydning for vår utenrikspolitikk. Dersom disse funn skulle bli supplert av større drivverdige funn lenger nord, må man vente at den politiske interesse for vårt land vil kunne komme til å øke.

Generelt har Utenriksdepartementet anbefalt at man søker frem til retningslinjer for norsk kontinentalsokkelpolitikk i nord som sikter på gradvis utnytting av de ressurser som måtte finnes der, under hensyntagen til andre lands legitime interesser i området. Dette siste gjelder spesielt for områder der grenselinjer til andre lands kontinentalsokkelområder ennå ikke er definitivt trukket opp.

Ut fra en total vurdering av de mulige utenrikspolitiske sider av eventuelle større oljefunn nord for 62° n.br. uttaler Utenriksdepartementet at det vil være særlig viktig at man sikrer den norske ledelse av og kontroll med undersøkelser etter og utnytting av petroleumsforekomster.»

XX. Handelspolitiske konsekvenser av funn av petroleum på den norske kontinentalsokkel m. v.

Handelsdepartementet uttaler:

«Norges import av råolje og mineraloljeprodukter steg fra 3,8 mill. tonn i 1960 til 8,8 mill. tonn i 1969. Importen i 1960 bestod i overveiende grad av mineraloljeprodukter. Importen av råolje var den gang beskjeden. I 1969 var 5,1 mill. tonn av importen råolje til ESSO-raffineriet på Slagentangen og SHELL-raffineriet på Sola. ESSO's raffineri kom i gang i midten av 1961, SHELL's i begynnelsen av 1968. Dette har satt sitt preg på utviklingen av Norges handel med disse varer.

Eksporten i 1960 begrenset seg til mindre kvanta smøreolje og smørefett. I 1969 ble eksportert 1,6 mill. tonn mineraloljeprodukter, hovedsakelig fyringsoljer og bensin.

Nærmere statistiske opplysninger om utviklingen i handelen er gitt i tabell nr. 6 til 9 på side 42 til 43.

Ifølge OECD's oljestatistikk hadde Norge i 1969 en total tilførsel av mineraloljeprodukter på 8,7 mill. tonn. Av dette ble 3,6 mill. tonn importert og 5,1 mill. tonn fremstilt ved egen raffineringsvirksomhet. Det innenlandske forbruk var i 1969 6,7 mill. tonn. 1,6 mill. tonn ble eksportert og 0,4 mill. tonn ble levert som bunkers til skip i utenriks fart. Den norske utenriksflåtes samlede forbruk av oljeprodukter er nå 11 à 12 mill. tonn pr. år.

Det innenlandske forbruk i Sverige og Danmark var i 1969 henholdsvis 25,1 og 15,4 mill. tonn. Norges eksport av mineraloljeprodukter var av omtrent samme størrelsesorden som Sveriges og Danmarks.

ESSO-raffineriet hadde da det kom i full drift i midten av 1961, en kapasitet på ca. 2,0 mill. tonn råolje årlig. Ved inngangen til 1970 var kapasiteten økt til 4,2 mill. tonn. I løpet av 1971 vil kapasiteten bli ytterligere utvidet og komme opp i ca. 5,5 mill. tonn årlig. SHELL-raffineriet som kom i drift i begynnelsen av 1968 har en kapasitet på ca. 2,0 mill. tonn.

Verdimessig var det fra 1960 til 1969 en økning i Norges import av råolje og oljeprodukter fra 770 til 1 360 mill. kroner. Eksporten av oljeprodukter i 1969 var på ca. 185 mill. kroner.

Råoljen som går til de norske raffinerier, kommer i stor utstrekning fra Midt-Østen og Nord-Afrika. Eksempelvis kom 64 pst. av innført kvantum i 1969 fra de tre landene Saudi-Arabia, Muscat/Oman og Libya. 31 pst. kom fra Venezuela. Hvilke land man får oljen fra, og det kvantum man får fra de enkelte land, varierer imidlertid ganske meget fra år til år.

De europeiske OECD-lands import av råolje i 1969 var 528 mill. tonn, hvorav 358 mill. tonn til EØF-landene og 126 mill. tonn til EFTA-landene. Av den totale/vesteuropeiske import kom 282 mill. tonn eller 53 pst. fra landene i Midt-Østen og 198 mill. tonn eller 37 pst. fra land i Afrika. De største enkeltleverandører var Libya med 136 mill. tonn (26 pst.), Kuwait 74 mill. tonn (14 pst.), Saudi-Arabia 69 mill. tonn (13 pst.), og Irak 56 mill. tonn (10 pst.), se fig. 5. I forhold til 1968 økte importen med 60 mill. tonn. De europeiske lands import av oljeprodukter fra andre enn vest-europeiske land er beskjeden, i 1969 dreier det seg om ca. 36 mill. tonn.

Norges import av oljeprodukter har holdt seg ganske stabil gjennom 1960-årene og har svinget mellom 3 og 4 mill. tonn årlig. Fyringsoljene har hele tiden utgjort godt over halvparten av det importerte kvantum.

Av oljeproduktene kommer mesteparten fra vest-europeiske land. Storbritannia er den største leverandøren. Viktige leverandører ellers er Sovjet, Nederland, USA, Sverige, Belgia og Danmark.

Norges utførsel av oljeprodukter har fra og med 1962 stort sett vært på mellom 150 og 200 mill. kroner årlig. Et forhold som det er grunn til å være oppmerksom på er at Norge for tiden også reeksporterer endel råolje etter omlasting fra større til mindre tankbåter.

Det er meget vanskelig på det nåværende tidspunkt å gi anslag for den betydning undersøkelse etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel vil kunne få for norsk utenriksøkonomi. Den kartleggings- og undersøkelsesvirksomhet som har pågått på den norske kontinentalsokkel har allerede kostet selskapene betydelige beløp — mer enn en milliard kroner.

Prøveproduksjon i Ekofisk-feltet vil bli igangsatt i løpet av 1. halvår i år. Prøveproduksjonen er antatt etterhvert å ville nå opp i en produksjon på 40 000 fat eller ca. 6 000 tonn råolje pr. dag. Verdien av denne produksjon antas å være i størrelsesorden 1 mill. kroner pr. dag.

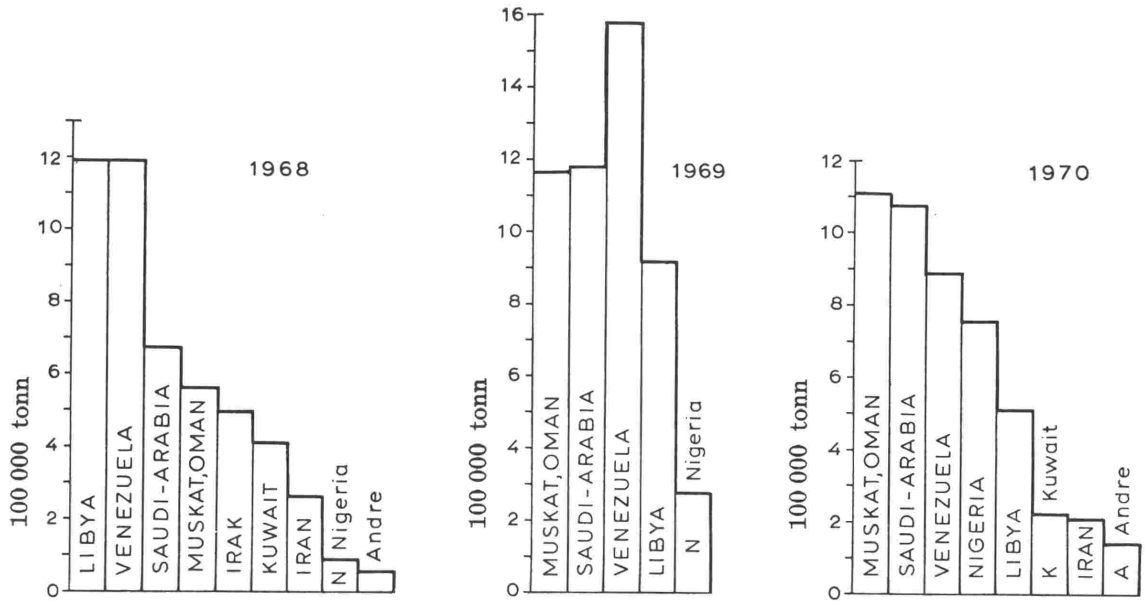


Fig. 4. Oversikt over råoljeimport til Norge i 1968—1969 og tre kvartaler av 1970 fordelt på produsentland.

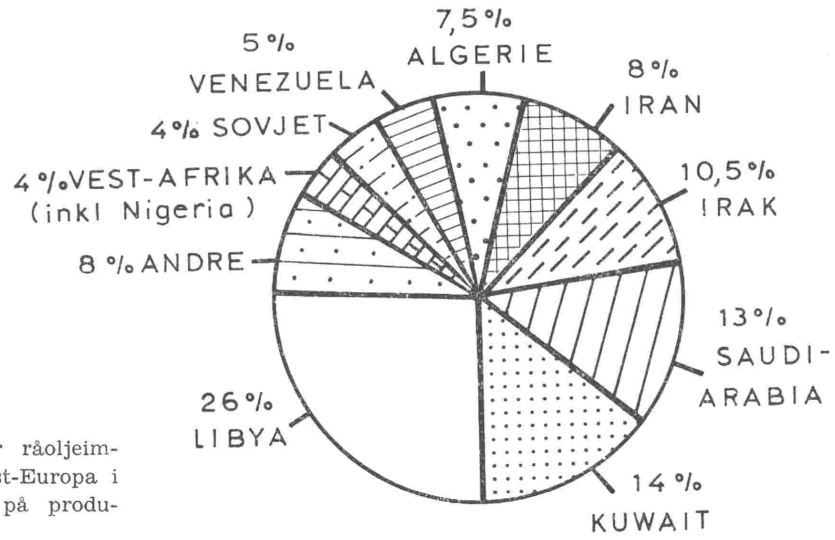


Fig. 5.
Oversikt over råoljeimporten til Vest-Europa i 1969 fordelt på produsentland.

Det er vanskelig å si noe bestemt om den nøyaktige størrelse av den fremtidige produksjon fra Ekofisk-feltet før prøveproduksjon er foretatt. For å gi et bilde av størrelsesordenen av verdien av en mulig produksjon har Phillips-gruppen antydet en topproduksjon på ca. 15 mill. tonn pr. år over en 6—7 års periode, hvoretter produksjonen fra dette felt ventes gradvis å bli avtrappet. Ved en slik topp-produksjon vil verdien — basert på dagens priser — være i en størrelsesorden av 2 500—3 000 mill. kroner pr. år. 15 mill. tonn er om lag dobbelt så meget som Norges nåværende forbruk av råolje og oljeprodukter, men likevel mindre enn en tredjedel av økningen i Vest-Europas oljeforbruk i 1969.

Den råolje som produseres på den norske kontinentalsokkel, vil enten kunne bli eksportert som råolje eller bli levert til raffinerier i Norge for deretter som oljeprodukter å gå til eksport eller innenlandsk forbruk. Utenriksregnskapets driftsbalanse må derfor ventes å kunne bli påvirket i gunstig retning når produksjonen kommer i gang. Også ellers vil produksjonen komme norsk økonomi til gode, bl.a. i form av skatter og avgifter. Betydelige inntekter må ventes å tilflyte norske selskaper og norsk arbeidskraft som direkte eller indirekte er engasjert i produksjonen.

Som følge av den utenlandske deltagelse i finansieringen av investeringene, vil også utenriksregnskapets kapitalbalanse bli påvirket, særlig i investeringsperiodene.

Man kan i oversiktlig fremtid ikke regne med at oljeproduksjonen på den norske kontinentalsokkel vil bli av en slik størrelsesorden at den i vesentlig grad vil endre handelsveiene med olje til Europa og Mellom-europeiske land. Sett i forhold til den nåværende eksport av råolje fra de oljeproduserende land i Midt-Østen og Afrika, er den antatte foreløpige produksjon på kontinentalsokkelen meget beskjeden.

Forskjellen i transportbehovet for 15 mill. tonn råolje pr. år fra Den Persiske Gulf til Vest-Europa og fra Nordsjøen til Vest-Europa representerer 2—2,5 mill. dwt. tanktonnasje, dvs. drøye 1 pst. av verdens tankflåte. Dette viser at de kvanta man i dag opererer med, vanskelig kan sies å påvirke tankfarten, herunder den norske tankflåte i særlig grad forsåvidt angår tonnasjebehovet.

Det er ennå for tidlig å si noe bestemt om Nordsjø-oljens kvalitet, men hvis det skulle vise seg at denne er av en slik art at den vil kunne bli foretrukket av de store forbrukernasjonene, vil dette kunne få betydning for vår eksport og dermed også for skipsfarten. En rasjonell utnyttelse av biproduktene ved oljeutvinningen, vil videre kunne få betydning for anvendelsen av eksisterende spesialskip, samt fremtidige investeringer i slike.

Ennå er det imidlertid så mange ubestemte faktorer i forbindelse med virksomheten i Nordsjøen, både hva angår produksjonsstørrelse og kvalitet, samt hvor ilandføring vil finne sted, at det foreløpig er umulig å si noe bestemt om hvilke konsekvenser produksjonen vil få for norsk økonomi og handel. For Norge skulle imidlertid den påtenkte oljeproduksjon kunne gi større sikkerhet for sikre og stabile forsyninger.

Norges import av oljeprodukter fra enkelte europeiske land har vært av betydning for handelssamkvemmet med disse. Det er ønskelig fortsatt å opprettholde denne importen.»

XXI. Miljøvern-, naturvern- og forurensningsmessige problemer.

Om de miljø- og forurensningsmessige problemer vil Industridepartementet innledningsvis peke på at ilandføring av olje, selv med de beste sikringstiltak, vil medføre en betydelig forurensningsfare. Arten og omfanget av miljøpåvirkningene vil være avhengig både av hvilken virksomhet som etableres i forbindelse med ledningenes endepunkt og av bearbeidelsesgraden. Dette gjelder både spekteret av påvirkninger og den geografiske størrelse av det område som påvirkes.

Stedsvalget for slik industri, såvel som stedsvalget for ilandføringspunkter, vil ha stor betydning for hvilke skadevirkninger som vil kunne oppstå.

Vedrørende den forurensning som er knyttet til selve ilandføringen, vil departementet bemerke at all håndtering av olje medfører risiko for oljespill. Ved laste- og lossesteder for olje vil man derfor måtte regne med forurensinger.

Oppgaven må derfor bli å finne frem til tiltak som er egnet til å redusere såvel oljespill som skadevirkninger til et minimum. Departementet vil nevne at dersom oljehåndteringen kan foregå innenfor lukkede områder vil man kunne unngå at skadevirkningene brer seg over større arealer. Strøm- og vindforhold vil ved slike anlegg være viktige faktorer å ta hensyn til. Videre vil en hensiktsmessig utforming av laste/losseinnretninger kunne bidra til at forurensningskilder hurtig kan lokaliseres og avstenges.

Ved all oljeforurensning er hurtig reaksjon avgjørende for å begrense skadevirkningene. En høy grad av beredskap er derfor viktig. Bl.a. er dette nødvendig slik at fisket blir minst mulig skadelidende.

Ved lagring av råolje- og oljeprodukter i fjell kan sjenerende luktproblemer oppstå. Forholdsregler mot slike ulemper bør tas når slike fjellanlegg planlegges.

I tilknytning til det som er sagt, vil departementet spesielt nevne at det i henhold til lov av 6. mars 1970 om vern mot oljeskader § 3 er oppnevnt et Oljevernråd. Dette råd skal planlegge og samordne landets beredskap mot oljeskader, og herunder bl.a. fremme forslag til forskrifter og praktiske tiltak.

Også ved skiping og frakting av olje eller oljeprodukter kan forurensning skje ved lekkasjer etter kollisjoner, eksplosjoner, grunnstøtinger m.v. Forurensningsfaren ligger her bl.a. i de store kvanta som ofte spilles ved slike anledninger. Arbeidet for å hindre at slike forurensninger brer seg over større områder er oftest svært vanskelig. Risikoen for slike uhell er bl.a. avhengig av trafikkintensiteten, navigeringsforholdene (farvannets renhet, dybde- og breddeforhold, strøm etc.) og hyppigheten av værhindringer som tåke og sterk vind. Farvannets og de tilstøtende arealers utnyttelse vil være bestemmende for skadevirkningenes omfang. Forurensningsfaren i forbindelse med produksjon og ilandføring av råolje byr på spesielle problemer. Her skal det kort nevnes at det er nedsatt et eget utvalg til å utarbeide forslag til sikkerhetsforskrifter. For øvrig vises til St. meld. nr. 95 kap. IV.

Forurensninger vil kunne oppstå ikke bare som følge av ilandføring m.v., men også som følge av petrokjemisk industri som eventuelt etableres. Petrokjemisk industri karakteriseres ofte av en kompakt struktur, stordrift og sterk automatisering. Slik industri vil medføre fare for forurensning av vann og luft med kjemiske stoffer. I de tilfelle vannforurensning forekommer, kan den føre til misfarving og belegg på vann og strender med betydelige etiske ulemper og i alvorligere tilfelle til selektiv påvirkning av visse arter av dyr, og planter eller endog til forgiftning og utryddelse av biologisk liv i resipienten.

Enkelte kjemiske avfallsstoffer som ikke har noen giftvirkning uten i forholdsvis høye konsentrasjoner, kan ha en meget lav smaksgrense. Dvs. at svært små konsentrasjoner kan sette smak på f.eks. enkelte fiskearter og således gjøre sjøområder verdiløse for fiske.

Prosessavløpsvann fra den petrokjemiske industri varierer sterkt i karakter. Plasseringen av industriområdet eller utslippet i forhold til de naturgitte vannutvekslingsforhold vil være av vesentlig betydning for å unngå for store skadevirkninger.

Dette er problemer som må tas meget alvorlig, og i denne forbindelse vil departementet presisere at utslipp fra disse industribedrifter vil være avhengig av utslippstillatelse meddelt av Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen, jfr. lov om vern mot vannforurensning av 26. juni 1970. I denne tillatelsen kan settes slike vilkår som finnes påkrevet. Når det gjelder ny industri av denne art, må man regne med at det vil bli satt strenge vilkår. Men uansett hvor strenge vilkårene måtte bli, kan man ikke regne med å anlegge petrokjemisk industri uten at dette får følger i det hele tatt.

I denne forbindelse vil en spesielt peke på at den nye lov om vern mot vannforurensning i § 8 bestemmer at Kongen kan gi forskrifter om at ingen kan påbegynne bygging av bestemte industritiltak før spørsmålet om vannforurensning er behandlet. Gode grunner

synes å tale for å gjøre denne bestemmelsen gjeldende for petrokjemisk industri.

Fra petrokjemisk industri skjer vanligvis utslipp av gasser og partikler til atmosfæren. Disse kan i bestemte konsentrasjoner medføre skader på dyre- og planteliv og øke korrosjonen av metaller, bygningsmaterialer m.m.

Enkelte petrokjemiske anlegg kan også medføre lukt- og støyulemper av betydelig sjenanse for omgivelsene.

For luftforurensninger gjelder at de i størst mulig grad bør søkes holdt tilbake i anlegget. Også her gjelder det at det må gis konsesjon før utslipp kan finne sted. Strenge vilkår vil bli satt, men heller ikke her kan man regne med noen absolutt fullverdig rensing.

De meteorologiske forhold vil ha betydning for hvilke utslipp som bør tillates gå til atmosfæren.

Generelt kan det sies at forskjellige former for forurensning vanskelig helt kan unngås. De bør imidlertid søkes redusert best mulig ved grundige undersøkelser og vurderinger når anleggene skal prosjekteres og lokaliseres. Virksomheten bør konsentreres til områder hvor forurensningsproblemene kan håndteres best, hvor spredningsfaren og de uheldige påvirkninger på annen arealutnyttelse er minst.

Fra et forurensningssynspunkt vil det innebære vesentlige fordeler med færrest mulige ilandføringspunkter. Raffinerier og avledet petrokjemisk industri bør om mulig av samme grunn søkes samlet i ett eller et fåtall store industriområder. Slik konsentrasjon vil ha mange fortrinn, bl.a. kan man i slike områder holde en høy grad av beredskap.

Plasseringen av områder for raffinering/ petrokjemisk industri bør være på steder med god egenventilasjon. Selv om fremherskende vindretning er gunstig i forhold til et petrokjemisk industriområde, bør avstanden til byområder og tettsteder av luftforurensningsgrunner være betydelig. For sikring av tilstrekkelig buffersone for fremtiden vil en grundig vurdering av bebyggelsens og industriområdets fremtidige ekspansjon være viktig.

Ønskelig avstand til viktige områder av betydelig verneverdi avhenger av hvilke arter dyr og planter som ønskes vernet, lokalklimatiske forhold og de muligheter for rensning av avgasser og prosessvann som foreligger.

Det er etablert et samarbeid mellom Kommunaldepartementet, Industridepartementet og fylkesmennenes utbyggingsavdelinger i Vest-Agder og Rogaland når det gjelder en foreløbig registrering av alternative steder for ilandføring etc., jfr. foran under kap. XIV. Tilsvarende samarbeid — spesielt med fylkesmannens utbyggingsavdeling som hovedkontakt i distriktene — bør inngå i det fremtidige behandlingsmønster når det gjelder stedsvalg for slike anlegg, også i relasjon til forurensnings- og miljøvernspørsmål.

XXII. Distriktsmessige perspektiver ved virksomheten på kontinentalsokkelen.

På et relativt tidlig tidspunkt ble det etablert forsyningsselskaper, som har spesialisert seg på å levere varer og tjenester til de oljeselskaper som arbeider på den norske kontinentalsokkel. Denne virksomhet er i dag i det vesentlige knyttet til Stavanger-området. Hovedtyngden av leveransene utgjøres av sement, rør, boreslam, matvarer og dieselolje, mens servicefunksjonene er av meget varierende art og omfatter bl.a. helikoptertjeneste.

Av industribransjene er det særlig verkstedindustrien som må antas å kunne dekke noe av petroleumsindustriens behov for leveranser av varer og tjenester. Hittil synes imidlertid denne virksomhet å ha hatt et begrenset omfang. Dels har det sammenheng med at industrien i dagens situasjon har dekket sin kapasitet med langsiktige forpliktelser, dels mangel på arbeidskraft. På en rekke felter, bl.a. når det gjelder fremstillingen av produksjonsplattformer, må bransjens konkurransedyktighet antas å være avhengig av tilførsel av utenlandsk «know how». Departementet legger vesentlig vekt på at norsk industri kan trekkes inn i denne virksomhet i størst mulig omfang.

Departementet har i den senere tid mottatt henvendelser fra en rekke kommuner beliggende langs kysten hvor forskjellige spørsmål tas opp. Også på andre måter har myndighetene registrert interesse av distriktsmessig art som knytter seg til virksomheten på kontinentalsokkelen.

Erfaringene fra virksomheten hittil på den norske kontinentalsokkel viser, som nevnt, at det under boreaktiviteten er behov for en meget omfattende servicevirksomhet av ulike slag. I produksjonsfasen må denne aktivitet antas å øke ytterligere. Eventuell borevirksomhet nord for 62° n.br. bør kunne gi grunnlag for næringsmessige ringvirkninger på land. Denne virkning burde kunne forsterkes

etter hvert som norsk industri bygger opp sin kompetanse på dette felt.

Skulle det bli påvist større drivverdige petroleumsforekomster nord for 62° n.br., vil utbyggingsperspektivene få en mer konkret distriktsmessig karakter og en helt annen størrelsesorden. En drøfting av dette ligger utenfor rammen for denne melding.

XXIII. Petrokjemisk industri.

Departementet tar i denne melding ikke sikte på å vurdere muligheten for utbygging av industri i Norge basert på petroleum fra kontinentalsokkelen. Dette spørsmål har departementet tatt opp til særskilt utredning. Visse generelle trekk i oppbyggingen av petrokjemisk industri skal imidlertid trekkes frem her.

Den industrielle virksomhet basert på petroleum som råstoff knytter seg i dag til to områder.

Ved raffinering av olje kan en fremstille en rekke forskjellige oljeprodukter som asfalt, fyringsolje, bensin, nafta, propan etc.

Mens man ved raffinering i prinsippet bare skiller ut de forskjellige fraksjoner som allerede er i oljen, benyttes olje og gass i den petrokjemiske industri som basis for helt nye produkter.

I USA har man i overveiende grad brukt naturgass som utgangspunkt for den petrokjemiske industri. De europeiske land derimot har for størstedelen bygget opp denne industri på produkter i nafta-kategorien som igjen utvinnes av råolje. Gjennom den såkalte cracking-prosess spaltes naftaen i ulike kjemiske primærprodukter som metan, etylen, propylen, butylener etc. Nafta kan også brukes direkte som råstoff for fremstilling av ammoniakk.

Det finnes også andre prosesser for fremstilling av primærproduktene, men crackingprosessen er langt den vanligste.

Primærproduktene er både utgangspunkt og mellomprodukter for produksjon av mange ferdigprodukter, som plast, syntetiske vaskemidler, syntetiske fibre, gummi, maling, lakk, oppløsningsmidler etc.

Av disse primærproduktene er etylen i dag den viktigste og forbruket øker meget raskt i Europa. Sammen med bl.a. acetylen danner den utgangsmaterialet for fremstilling av plastprodukter. De viktigste her er polymerisasjonsproduktene (polyetylen, PVC og polystyren). Omkring halvparten av etylen-produksjonen i Europa benyttes i dag til å fremstille polyetylen.

Mens cracking-anleggene tidligere ble bygget for kapasiteter rundt 40 000—50 000 tonn etylen pr. år, er det i dag under etablering anlegg på 3—500 000 tonn/år, og man regner med ytterligere ekspansjon i anleggenes størrelse.

Bakgrunnen for dette er utviklingen i forbruket og nødvendigheten av å skape det teknisk/økonomiske grunnlag for utnytting av flest mulige av de øvrige primærprodukter som teknisk sett er bundet til fremstillingen av etylen for derved å oppnå en kostnadsminimalisering. Forutsetningen for dette og for en lønnsom drift av et cracker-anlegg synes i dag å være betinget av at disse biprodukter (propylen, butylener, bensinfraksjoner etc.) kan fremstilles i tilstrekkelige mengder.

Den utvikling som internasjonalt har funnet sted i crackeranleggenes størrelse, skulle tilsi at et eventuelt norsk anlegg bør ha en kapasitet som overstiger det norske forbruk. En lokalisering av cracking-anlegget sammen med et oljeraffineri gir visse fordeler, men det viktigste synes å være at crackeren plasseres sentralt i forhold til avsetningsområdet. De gassformige produkter (f.eks. etylen) vil mest hensiktsmessig kunne transporteres i rørledninger mellom produksjons- og anvendelsesstedet, men skipstransport er også en mulighet. En rekke andre enheter for utnyttelse av primærproduktene må antas å ville bli plassert innenfor samme industrisentrum som selve crackeren. Antagelig vil det også være mest hensiktsmessig å etablere andre tyngre hjelpeindustrier (anlegg for klor, surstoff etc.) på samme sted.

De sterke økonomiske motiver for en konsentrasjon av utbyggingen medfører at arealbehovet blir av en vesentlig størrelse og ytterligere øket på grunn av nødvendigheten av en sikkerhets- og støysone. Anlegg av denne art må derfor antas å bli plassert utenfor eksisterende produksjonsområder.

Arealbehovet for et integrert anlegg med oljeraffineri og muligheter for ekspansjon av petrokjemisk industri må anslås til minimum 2 000 mål, delvis berggrunn. Tomten bør ligge til sjøen, havneforholdene gode med rommelige innseilingsforhold. Havneanlegget bør være stort nok til å ta i mot båter på minst 30 000 t. dw. Hvis anlegget er avhengig av

tilførsel av råolje ved skipstransport, bør det helst kunne ta imot vesentlig større båter.

Det er videre nødvendig å ha en stabil tilgang på ferskvann. Et petrokjemisk industrianlegg vil sannsynligvis kreve tilgang på ferskvann i en størrelsesorden på 50—60 mill. m^3. Vannet må ha en kvalitet nærmest som drikkevann. I den grad sjøvann kan nyttes til kjølevann, teknisk er dette mulig, vil behovet for ferskvann reduseres vesentlig.

Investeringen ved reising av et raffineri med cracker-anlegg vil antydningsvis kunne løpe opp i 800—1 200 mill. kroner alt etter anleggets størrelse. I tillegg kommer eventuelt investeringer i sekundære virksomheter.

Kraftbehovet kan bli vesentlig. Fremstillingen av de petrokjemiske produkter polyetylen og PVC krever store mengder elektrisk energi.

Mens et oljeraffineri med en årskapasitet på 2—3 mill. tonn beskjeftiger 150—170 mann, vil et petrokjemisk anlegg av noen størrelse kunne sysselsette kanskje 5—6 ganger så mange avhengig av bl.a. omfanget av utbyggingen av sekundære virksomheter.

XXIV. Undersøkelse etter petroleum på Svalbard.

1. Industridepartementet har anmodet Bergmesteren for Svalbard om å ajourføre sin redegjørelse om undersøkelse etter petroleum inntatt i St. meld. nr. 95. Ved brev av 8. januar 1971 gir Bergmesteren følgende redegjørelse:

«Bergmesteren viser til brev av 21. mars 1970 angående oljeundersøkelser på Svalbard og kan få meddele at det i 1970 har vært stor interesse for videre undersøkelser etter olje på Svalbard.

Norsk Polarinstitutt har fortsatt den geologiske kartlegging av Svalbard og har vist oljepotensielle områder spesiell oppmerksomhet, i første rekke området ved Agardhbukta.

Norske Fina A/S i samarbeide med Norsk Polar Navigasjon A/S og K/S A/S Norsk Svalbardolje har fortsatt sine geologiske arbeider på Svalbard. Det er videre utført aeromagnetiske målinger over store områder. Spesiell interesse er knyttet til Barentsøya, Edgeøya, Hopen og Kong Karls land.

I 1970 er det ialt tildelt 265 utmål hvorav 256 utmål på olje.»

2. I henhold til oppgave av 8. januar 1971 fra Bergmesteren for Svalbard opprettholdes for tiden følgende utmål på Svalbard. Oppgaven inneholder også 265 utmål som ble tildelt i 1970:

California Asiatic Oil Company og Texaco Overseas Petroleum Company — 339 utmål som dekker i alt 3 327,88 km^2 (oljeutmål).

Store Norske Spitsbergen Kullkompani A/S — 208 utmål som dekker 1 994,85 km^2 (utmål på kull).

Norsk Polar Navigasjon A/S — 135 utmål som dekker 1 287,86 km^2 (oljeutmål).

Trust Arktikugol — 88 utmål som dekker 848,25 km^2 (hvorav 71 utmål olje og resten på kull).

A/S Adventdalens Kullfelt — 55 utmål som dekker 415,70 km^2 (utmål på kull).

Kings Bay Kull Comp. A/S — 2 utmål som dekker 20 km^2 (utmål på kull).

Den norske stat — 22 utmål som dekker ialt 154,39 km^2 (utmål på kull).

Norske Fina A/S, Norsk Polar Navigasjon A/S, og K/S A/S Norsk Svalbardolje — 231 utmål som dekker 2 259,10 (oljeutmål).

Tilsammen 1 080 utmål som dekker ialt 10 308,03 km^2.

Denne oppgave erstatter oppgaven inntatt i St. meld. nr. 95, kap. XII s. 24. Endelige utmål pr. 1. januar 1971 er inntegnet i vedlagte kart over Svalbard, vedlegg 16.

3. Bergmesteren har også utarbeidet en oversikt over funnpunktanmeldelser på Svalbard pr. 8. januar 1971. Man viser til tabell nr. 10 på side 44. Denne oversikt erstatter tabell 2 i St. meld. nr. 95.

4. Som vedlegg 17 er inntatt et kart som viser Svalbards territorialfarvann.

XXV. Avsluttende bemerkninger.

De vurderinger Industridepartementet har foretatt, har sin bakgrunn i den foreliggende situasjon og tar sikte på den nærmeste tid fremover. Situasjonen kan endre seg raskt og problematikken måtte ses fra nye synsvinkler. Departementet finner derfor å måtte ta forbehold om å endre syn på ett eller flere punkter som er omhandlet i meldingen.

Departementet tar sikte på å fremlegge en melding eller proposisjon for Stortinget, så snart Organisasjonsutvalgets innstilling om statens organisasjon for kontinentalsokkelen er ferdigbehandlet av departementet.

Videre vil departementet fremlegge en melding om ilandføringsspørsmålet fra Ekofisk-feltet m.v. for Stortinget, så snart Ekofisk-utvalget har avgitt sin innstilling og den er behandlet av departementet. Man antar at denne melding tidligst vil kunne fremlegges i vårsesjonen 1972.

Industridepartementet

t i l r å r :

Avtrykk av tilråding fra Industridepartementet av 30. april 1971 om undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m.m. sendes Stortinget.

Tabell 1. *Den norske kontinentalsokkel*
Boretillatelser gitt på den norske kontinentalsokkel

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon Nord	Posisjon Øst	Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Rettighetshaver	Plattform
1	8/3 —1	57°59'13,3"	03°40'13,3"	19.7.66	10.10.66	84	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
*2	25/11—1	59°10'53"	02°24'49"	18.10.66	9.7.67	265	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
3	16/2 —1	58°53'34"	02°21'55"	11.7.67	9.8.67	30	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
4	16/11—1	58°04'04"	02°34'08"	14.7.67	31.10.67	110	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
5	9/8 —1	57°20'34"	04°20'13"	23.5.68	29.6.68	38	Esso Exploration Norway Inc.	ENDEAVOUR
6	16/7 —1	58°20'22,5"	02°18'50"	11.8.67	24.9.67	45	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
*7	2/8 —1	56°17'47,2"	03°26'59,7"	28.11.67	2.7.68	218	Amoco/Noco-gruppen	DRILLSHIP
8	16/1 —1	58°59'18,4"	02°02'03"	26.9.67	10.12.67	76	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
9	16/6 —1	58°42'06"	02°54'44"	9.11.67	19.1.68	72	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
10	7/11—1	57°04'15,6"	02°26'24,4"	26.2.68	15.6.68	111	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
11	9/4 —1	57°35'02"	04°01'13"	31.3.68	19.5.68	50	Texaco/Socal-gruppen	ENDEAVOUR
12	16/9 —1	58°22'41,5"	02°48'17"	8.5.68	12.7.68	66	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
13	17/11—1	58°12'36"	03°20'34,9"	24.5.68	30.6.68	38	A/S Norske Shell	ORION
14	17/4 —1	58°35'54"	03°16'05"	15.6.68	30.8.68	77	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
15	1/3 —1	56°51'21"	02°51'05"	6.7.68	11.11.68	129	A/S Norske Shell	ORION
16	2/8 —2	56°29'52,9"	03°28'39,6"	27.6.70	30.7.70	34	Amoco/Noco-gruppen	ORION
17	7/11—2	57°04'15,2"	02°24'26,5"	21.7.68	14.10.68	86	Phillips-gruppen	OCEAN TRAVELER
18	7/12—1	57°06'00"	02°50'57"	31.8.68	18.10.68	49	Norwegian Gulf Oil Production Company	GULFTIDE
19	7/8 —1	57°19'20,6"	02°28'28,8"	31.8.68	5.2.69	159	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
20	7/11—3	57°02'58,8"	02°28'18,8"	17.10.68	7.1.69	82	Phillips-gruppen	OCEAN TRAVELER
21	2/6 —1	56°35'50,3"	03°54'54,7"	21.4.69	30.5.69	39	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
22	17/10—1	58°01'54"	03°09'58"	30.12.68	24.3.69	85	A/S Norske Shell	SEDNETH I
23	2/3 —1	56°53'09,5"	03°51'38,3"	10.2.69	3.4.69	53	Murphy-gruppen	OCEAN TRAVELER
24	9/12—1	57°11'40"	04°57'21"	28.3.69	6.5.69	40	A/S Norske Shell	SEDNETH I
25	7/3 —1	57°50'35,25"	02°44'55,91"	7.4.69	10.6.69	67	Amoco/Noco-gruppen	ORION
26	1/3 —2	56°56'10"	02°45'00"	14.5.69	27.7.69	75	A/S Norske Shell	SEDNETH I

*) Ca. 4 mndr. dødtid p.g.a. uhell og dårlig vær.

Tabell 1 (forts.)

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon Nord	Øst	Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Rettighetshaver	Plattform
27	8/10—1	57°08'01"	03°03'55,1"	30.5.69	1.7.69	32	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
28	7/11—4	57°07'30,21"	02°29'20,96"	2.7.69	30.7.69	29	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
29	2/11—1	56°14'16,98"	03°27'07,05"	14.7.69	3.10.69	82	Amoco/Noco-gruppen	ORION
30	2/3 —2	56°54'53,7"	03°49'02,3"	26.7.69	14.8.69	20	Murphy-gruppen	OCEAN TRAVELER
31	11/10—1	57°00'47,6"	06°10'00,5"	2.8.69	19.8.69	18	Syracuse Oils Norge A/S	OCEAN VIKING
32	25/10—1	59°11'22"	02°19'14,4"	4.8.69	16.10.69	75	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
		Boring gjenopptatt		7.7.70	4.8.70	29		
33	2/4 —1	56°32'40,23"	03°11'54,22"	21.8.69	15.9.69	26	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
34	2/4 —2	56°32'08,65"	03°11'55,22"	18.9.69	23.12.69	97	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
35	2/4 —3	56°32'42,12"	03°14'55,48"	26.1.70	1.6.70	126	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
36	25/8 —1	59°15'02,24"	02°29'38,21"	28.4.70	3.7.70	66	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
37	2/4 —4	56°30'47,9"	03°12'39,48"	2.6.70	1.8.70	60	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
38	10/8 —1	57°25'00,01"	05°34'21,71"	12.12.70	17.1.71.	37	Petronord-gruppen	NEPTUNE 7
39	9/4 —2	57°41'11"	04°02'35,4"	19.7.70	28.8.70	40	Texaco/Socal-gruppen	GULFTIDE
40	2/4 —5	56°34'27,25"	03°12'11,82"	15.6.70	27.8.70	74	Phillips-gruppen	NEPTUNE 7
41	2/5 —1	56°38'19,95"	03°20'07,94"	1.8.70	25.11.70	117	Amoco/Noco-gruppen	ORION
42	2/7 —1	56°25'45,03"	03°12'13,36"	2.8.70	10.12.70	131	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
43	25/10—2	59°09'38,4"	02°11'38,2"	5.8.70	25.8.70	21	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
44	2/4 —6	56°34'00,15"	03°05'06,62"	28.8.70	10.12.70	105	Phillips-gruppen	NEPTUNE 7
45	25/10—3	59°12'58,99"	02°19'41,96"	27.8.70	13.9.70	18	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
46	9/10—1	57°00'04,02"	04°00'33,52"	31.8.70	18.9.70	19	Murphy-gruppen	GULFTIDE
47	25/11—2	59°13'01,55"	02°24'35,1"	14.9.70	24.9.70	11	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
48	25/11—3	59°10'36,19"	02°26'19,07"	25.9.70	14.10.70	10	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
49	25/11—4	59°09'38,79"	02°23'25,07"	15.10.70	19.11.70	36	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
50	2/7 —2	56°16'00,85"	03°09'09,04"	13.12.70	2.3.71	80	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
51	2/5 —2	56°38'44,67"	03°22'20,37"	14.1.71	20.4.71	97	Amoco/Noco-gruppen	MAERSK EXPLORER
52	16/5 —1	58°38'53,66"	02°29'39,69"	22.1.71	8.2.71	18	Petronord-gruppen	NEPTUNE 7
53	25/1 —1	59°53'17,09"	02°04'42,77"	2.4.71			Petronord-gruppen	NEPTUNE 7
54	7/9 —1	57°20'37,12"	02°51'21,43"	24.4.71			Conoco-gruppen	MAERSK EXPLORER

Tabell 2. Oversikt over de største oljeselskapers produksjon av råolje, raffinering og markedsføring i 1968 og 1969

Netto produksjon (1 000 bbl*)/dag)	1968	1969	Raffinering (1 000 bbl/dag)	1968	1969	Markedsføring (1 000 bbl/dag)	1968	1969
1. Standard Oil, N.J. (ESSO)	4 188	4 318	1. ESSO	4 621	4 892	1. ESSO	4 881	5 265
2. Royal Dutch/ Shell	2 939	3 347	2. Royal Dutch/ Shell	4 375	4 638	2. Royal Dutch/ Shell	4 466	4 811
3. BP-Sohio	2 947	3 295	3. Texaco	2 377	2 560	3. Texaco	2 579	2 739
4. Gulf	2 552	2 810	4. BP-Sohio	2 260	2 400	4. BP-Sohio	2 083	2 250
5. Texaco	2 571	2 755	5. Mobil	1 828	1 907	5. Mobil	1 874	2 003
6. Standard Oil, Cal. (Socal)	1 972	2 154	6. Socal	1 455	1 560	6. Socal	1 642	1 745
7. Mobil	1 395	1 440	7. Gulf	1 487	1 557	7. Gulf	1 459	1 510
8. Compagnie Français du Pétrole (C.F.P.)	1 000	1 112	8. Standard Oil, Ind.	925	971	8. Standard Oil, Ind.	977	1 035
9. Atlantic Richfield	676	677	9. C.F.P.	678	775	9. Atlantic Richfield	780	846
10. Standard Oil, Ind.	608	645	10. Atlantic Richfield	689	700	10. C.F.P.	671	760
11. Occidental	345	547	11. Sun	487	493	11. Phillips	685	715
12. Continental	455	502	12. Pemex	440	463	12. Sun	524	551
13. Pemex, Mexico	439	461	13. Phillips	430	434	13. Continental	465	491
14. ERAP, Frankrike	408	430	14. Petrobras, Brasil	355	417	14. Amerada-Hess	363	476
15. Sun	383	428	15. Petrofina	374	398	15. Pemex	420	442
Totalt	22 878	24 921		22 781	24 165		23 869	25 639
Totalt for den frie verden	33 550	36 400		32 100	34 900		33 850	36 700

*) 1 bbl = 158,984 l

Kilde: Total Information No 43 — Høsten 1970.

Tabell 6. *Norges import av råolje og mineraloljeprodukter i utvalgte år i perioden 1960—70*

Import-varefordeling

SITC		1960[1]) 1000 t	1960[1]) Mill. kr.	1961 1000 t	1961 Mill. kr.	1965 1000 t	1965 Mill. kr.	1966 1000 t	1966 Mill. kr.
331	Råolje	220	31	1739	234	2754	339	2934	353
332	Mineraloljeprodukter	3601	740	2881	597	3389	666	4125	771
Herav:									
332 10	Bensin	459	150	336	110	498	154	511	156
332 20	Kerosen og white spirit	201	48	206	51	223	49	340	80
332 30	Fyringsoljer	2752	447	2141	338	2326	324	2929	392
332 40	Reststoffer brukt som fyringsolje	—	—	—	—	—	—	—	—
33 251/52	Smøreoljer og -fett	39	45	39	46	48	53	54	60

SITC		1967 1000 t	1967 Mill. kr.	1968[2]) 1000 t	1968[2]) Mill. kr.	1969 1000 t	1969 Mill. kr.	Jan/sept 1970 1000 t	Jan/sept 1970 Mill. kr.
331	Råolje	3192	409	4926	620	5107	611	4912	638
332	Mineraloljeprodukter	4152	846	3443	731	3657	745	3143	620
Herav:									
332 10	Bensin	596	185	479	141	588	154	490	125
332 20	Kerosen og white spirit	325	77	289	71	267	64	230	55
332 30	Fyringsoljer	2822	426	1109	220	1185	221	1022	183
332 40	Reststoffer brukt som fyringsolje	—	—	1067	125	1098	123	947	96
33 251/52	Smøreoljer og -fett	55	63	57	62	59	67	50	55

[1]) Esso-raffineriet igangsatt november 1960.
[2]) Shell-raffineriet igangsatt i begynnelsen av 1968.

Tabell 7. *Norges import av råolje og mineraloljeprodukter i 1968—70 fordelt på land.*

SITC 332 Mineraloljeprodukter:	1968 1000 t	1968 Mill. kr.	1969 1000 t	1969 Mill. kr.	3 kvartaler 1970 1000 t	3 kvartaler 1970 Mill kr.
Import i alt	3443	731	3657	745	3143	620
Danmark	81	20	180	43	175	41
Sverige	377	64	267	55	190	39
Belgia/Luxembourg	230	56	223	51	129	31
Frankrike	186	42	114	23	43	9
Nederland	328	74	222	57	269	62
Sovjet	373	54	420	58	339	42
Storbritannia	1187	253	1380	270	1247	224
Bahrein/Qatar	97	28	149	41	196	46
USA	231	68	243	67	214	61
Venezuela	124	22	154	27	64	11
Andre land	229	50	305	53	277	54

Tabell 8. *Norges eksport av råolje (reeksport) og mineraloljeprodukter i utvalgte år i perioden 1960—70.*

Eksport-varefordeling

SITC		1960[1])		1961		1965		1966	
		1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.
331	Råolje	—	—	—	—	—	—	—	—
332	Mineraloljeprodukter	19	7	652	102	1245	167	1117	150
Herav:									
332 10	Bensin	2	1	72	21	147	·	154	·
332 20	Kerosene og white spirit	—	—	5	1	6	·	9	·
332 30	Fyringsoljer	—	—	556	73	1071	·	931	·
332 40	Reststoffer brukt som fyringsolje	—	—	—	—	—	—	—	—
332 51/52	Smøreoljer og smørefett	17	6	17	6	21	7	23	8

SITC		1967		1968[2])		1969		Jan/sept. 1970	
		1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.
331	Råolje	—	—	40	6	43	6	354	45
332	Mineraloljeprodukter	1197	169	1518	202	1649	186	1041	141
Herav:									
332 10	Bensin	193	·	254	·	299	48	142	23
332 20	Kerosene og white spirit	7	·	2	·	—	—	—	—
332 30	Fyringsoljer	976	·	364	·	342	52	69	12
332 40	Reststoffer brukt som fyringsolje	—	—	874	·	976	77	815	100
332 51/52	Smøreoljer og smørefett	21	7	22	8	13	5	11	4

[1]) Esso-raffineriet igangsatt november 1960.
[2]) Shell-raffineriet igangsatt begynnelsen av 1968.

Tabell 9. *Norges eksport av råolje og mineraloljeprodukter i perioden 1968—1970 fordelt på land.*

SITC	1968		1969		3 kvartaler 1970	
331 Råolje:	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill. kr.	1000 t	Mill kr.
Eksporten ialt	40	6	43	6	354	45
Danmark	40	6	5	1	224	29
Belgia/Luembourg	—	—	—	—	46	6
Nederland	—	—	37	5	—	—
Storbritannia	—	—	—	—	45	5
Vest-Tyskland	—	—	—	—	39	5
332 Mineraloljeprodukter:						
Eksporten ialt	1518	202	1649	186	1041	141
Danmark	174	18	179	17	117	15
Sverige	1010	140	1394	156	679	90
Nederland	54	6	18	3	26	4
Storbritannia	198	29	47	9	145	21
Vest-Tyskland	42	4	—	—	68	8
Andre land	40	5	11	1	6	3

Tabell 10. Oversikt over funnpunktanmeldelser på Svalbard pr. 8. januar 1971.
(Utarbeidet av Bergmesteren for Svalbard)

Navn	Antall funn-punkter	Stedsangivelse	Funn av	Avmerket	Begjært utmål
Store Norske Spitsbergen Kullkompani A/S	4	Kongsfjorden	Marmor	1966—77	
	29	Sassen/Billefjord	Kalksten	1968	Noen punkter samme sted som Berabo
	6	Ved Kongressfjellet	Fosforit	1969	
	3	Singholmen	Sinkblende	1969	
	2	Kapp Mineral	Blyglans	1969	
	4	Asbestodden	Asbest	1969	
	4	Vest for Antoniabreen	Marmor	1969	
	11	Bjørnøya	Kull	1970	
	63				
Berabo	4	På Bjørnøya	Dolomit	1965	1970
	8	Recherchefjorden	Kalksten	1965	1970
	1	Midterhuken	»	1965	1970
	14	Billefjorden	»	1965	1970
	4	Ved Ny-Ålesund	»	1965	1970
	7	I Gipsdalen	Kvarts	1965	1970
	38				
Elin Horn	19	Austre Adventdalen	Kull	1965	1970
Norsk Polarinstitutt	20	Grimmfjellet	«Olje»	1966	
	7	Toreland	Kull	1967	
	2	Van Keulenfjord	»	1967	
	3	Nordlige Nordaustlandet	Sj.jordart	1967	
	1	Sørkappøya	Blyglans	1968	
	3	Reindalen	Kull	1969	
	27	Ved Agardhbukta	«Olje»	1969	
	63				
Trust Arktikugol	4	Bohemanflya	Kull	1970	1970
Norske Fina A/S	65	Barentsøya	«Olje»	1970	

Vedlegg 1.

Tillatelse til å søke etter petroleumsforekomster (undersøkelsestillatelse). Tillatelse nr.

1. Med hjemmel i § 3 i kgl. resolusjon av 9. april 1965 om utforskning og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster, jfr. §§ 2 og 3 i lov av 21. juni 1963, nr. 12, meddeler Industridepartementet herved:

   tillatelse til å foreta undersøkelse etter petroleum.

   For tillatelsen gjelder de bestemmelser som er fastsatt i nevnte kgl. resolusjon av 9. april 1965, kgl. resolusjon av 25. august 1967 vedrørende sikkerhetsforskrifter m.v., og de øvrige bestemmelser som allerede er fastsatt eller som senere måtte bli fastsatt for slike tillatelser.
2. Tillatelsen gjelder for følgende områder: Norske undersjøiske områder syd for 62° n.br.
   Tillatelsen gjelder dog ikke for de blokker som det til enhver tid er gitt utvinningstillatelse for.
   Ved kgl. resolusjon av 9. februar 1968 er det fastsatt visse forbudte sjøområder i norsk indre farvann. I disse områder er det forbudt for fremmede ikke-militære fartøyer å ferdes uten norsk statslos, og bestemte seilleder må følges. Ved annen kgl. resolusjon av 9. februar 1968 er det videre fastsatt regler for fremmede ikke-militære fartøyers adgang til alt norsk territorium under fredsforhold. Det henvises til disse.
3. Tillatelsen gir ikke enerett til undersøkelser i de i tillatelsen nevnte områder og den gir heller ikke fortrinn eller rett til utnyttelse av mulige petroleumsfunn.
4. Tillatelsen gir rett til å foreta følgende undersøkelser:
   a) Magnetiske undersøkelser
   b) Gravimetriske undersøkelser
   c) Seismiske undersøkelser
   d) Varmestrøms-målinger
   e) Radiometriske målinger
   f) Innsamling av prøver av sjøbunnen uten foretagelse av boringer.

   Departementet kan etter særlig ansøkning godkjenne andre undersøkelsesmetoder.
5. Ved seismiske undersøkelser er det ikke tillatt å bruke ladninger på mer enn 25 kg ammoniumnitrat eller tilsvarende.
6. Offentlig inspektør har rett til når som helst å medfølge undersøkelsesfartøyet for å påse at undersøkelsene foretas i overensstemmelse med gjeldende regler og vilkår.
   Inspektøren skal ha adgang til å oppholde seg ombord så lenge han finner det nødvendig.
   Fartøyet skal anløpe norsk havn for å ta om bord eller sette i land inspektør når dette måtte være ønskelig.
7. Før undersøkelse påbegynnes, må rettighetshaveren stille sikkerhet for oppfyllelsen av de forpliktelser han har påtatt seg i henhold til undersøkelsestillatelsen, samt for mulig ansvar som måtte oppstå i forbindelse med hans virksomhet, jfr. kgl. resolusjon av 9. april 1965 § 52.
8. Underretning om hvilket fartøy som skal benyttes og dets utstyr må sendes til Fiskeridirektoratet, Postboks 185, 5001 Bergen, med kopi til Industridepartementet, Oljekontoret, før undersøkelsen påbegynnes.
9. Underretning om hvor undersøkelsene aktes utført med angivelse av posisjon skal innsendes til Fiskeridirektoratet med kopi til Industridepartementet, Oljekontoret.
   Slik underretning skal også innrykkes i Etterretninger for sjøfarende, c/o Norges Sjøkartverk, Klubbgaten 1, 4000 Stavanger, før undersøkelsen påbegynnes.
10. Innehaveren av tillatelsen må dessuten holde Fiskeridirektoratet løpende underrettet om fartøyets bevegelser og eventuelle anløp av norsk havn. Slik underretning må gis i god tid før undersøkelsene påbegynnes og før fartøyet kommer inn til norsk havn, skriftlig eller over telefon (051) 30 300.
11. Det skal hvert år innen 1. februar og 1. august sendes inn til departementet halvårsrapport om undersøkelsens omfang og utførelse. Etterhvert som undersøkelsen fullføres og det innsamlede materiale er bearbeidet, skal resultatene sammen med nødvendige karter, profiler etc. sendes departementet. Departementet skal behandle dette materiale fortrolig for et tidsrom av inntil fem år fra innsendelsen, jfr. kgl. resolusjon av 9. april 1965 § 44.
12. Industridepartementet eller den det bemyndiger har rett til når som helst å delta i eller være representert i de undersøkelser som foretas etter denne tillatelse.

13. Denne tillatelse gjelder til
Tillatelsen anses frafalt dersom rettighetshaveren ikke forskuddsvis erlegger avgiften for kommende år.
14. Departementet kan tilbakekalle tillatelsen i tilfelle av alvorlige overtredelser av gjeldende regler og vilkår, jfr. kgl. resolusjon av 9. april 1965 § 48.
15. En kopi av denne tillatelse skal forefinnes på undersøkelsesfartøyet sammen med den til enhver tid gjeldende lovgivning for undersøkelse etter petroleum. Kapteinen er forpliktet til å kjenne tillatelsens innhold og den til enhver tid gjeldende lovgivning.

Vedlegg 2.

Oversikt over rettighetshavere til utvinningstillatelser for petroleum meddelt i 1965 og 1969.

(Hvor det er flere rettighetshavere til en tillatelse, er det selskap som forestår virksomheten, skrevet med kursiv.)

1. Esso Exploration Norway Inc.

1965: (3 tillatelser — 12 blokker)
a) Felt 16 blokkene 1, 2 og 7 og felt 25 blokk 11.
b) Felt 16 blokk 9, felt 17 blokkene 8 og 9 og felt 18 blokk 7.
c) Felt 8 blokkene 2 og 3 og felt 9 blokkene 7 og 8.

1969: (4 tillatelser — 4 blokker)
a) Felt 25 blokk 8.
b) Felt 25 blokk 10.
c) Felt 15 blokk 6.
d) Felt 30 blokk 10.

Ved eventuell produksjon har staten rett til 17½ % av rettighetshaverens nettofortjeneste i blokker tildelt i 1969.

2. Amoco/Noco-gruppen

1965: Gruppen består av:

Amoco Norway Oil Company	28,33333 %
Amerada Petroleum Corporation of Norway	28,33333 %
Texas Eastern Norwegian, Inc.	28,33333 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co.*)	15 %

(3 tillatelser — 10 blokker)
a) Felt 6 blokk 3 og felt 7 blokkene 1 og 4.
b) Felt 7 blokkene 3 og 6 og felt 8 blokk 4.
c) Felt 2 blokkene 2, 5 og 8 og felt 3 blokk 4.

1969: Gruppen består ved denne tildeling av:

Amoco Norway Oil Company	25 %
Amerada Petroleum Corporation of Norway	25 %
Texas Eastern Norwegian, Inc.	25 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO.*)	25 %

(2 tillatelser — 2 blokker)
a) Felt 2 blokk 9.
b) Felt 2 blokk 11.

Ved eventuell produksjon har staten rett til 10 % av hver rettighetshavers nettofortjeneste i de blokker som ble tildelt i 1969.

3. Petronord-gruppen

1965: Gruppen består av:

Elf Norge A/S	28,4 %
Norsk Hydro A/S	10,0 %
Cofranord A/S	1,6 %
Eurafrep Norge A/S	2,4 %
Coparex Norge A/S	2,1 %
Total Marine Norsk A/S	21,3 %
Aquitaine Norge A/S	14,2 %
	80 %
Phillips-gruppen (Phillips Petroleum Company Norway 14,78 % og Norsk Agip A/S 5,22 %)	20 %

Norsk Hydro har opsjonsrett til å øke sin andel slik at denne blir 18,4 pst. (enkel opsjon) eller 26,8 pst. (dobbel opsjon).

(3 tillatelser — 12 blokker)
a) Felt 16 blokkene 3, 5 og 6 og felt 17 blokk 4.
b) Felt 2 blokk 6, felt 7 blokk 2 og felt 18 blokkene 10 og 11.
c) Felt 9 blokk 5, felt 10 blokkene 8 og 11 og felt 11 blokk 9.

*) Aksjonærer i Norwegian Oil Consortium A/S & Co. (NOCO): A/S Akers mek. Verksted, Sig. Bergesen d.y. & Co., Aktieselskapet Borregaard, Christiania Spigerverk, Elkem A/S, Fearnly & Astrup, A/S Ganger Rolf, A/S Kosmos, A/S Kværner Brug, AS J. Ludwig Mowinkels Rederi, Orkla Grube-Aktiebolag, Platou Incentive A/S, Smedvigs Tankrederi A/S, Storebrand, A/S Tadeli & Co, A/S Union (Union Co.), Forsikringsaktieselskapet Vesta, Westfal-Larsen & Co. A/S, Wilhelmsens Linjeagenturer A/S, A/S Askim Gummivarefabrikk.

1969: Gruppen består ved denne tildeling av:

Elf Norge A/S	38,4 %
Norsk Hydro A/S	13,6 %
Aquitaine Norge A/S	19,2 %
Total Marine Norsk A/S	28,8 %

Norsk Hydro A/S har opsjonsrett til å øke sin andel slik at denne blir 24,1 pst. (enkel opsjon) eller 34,6 pst. (dobbel opsjon).

(4 tillatelser — 4 blokker)

a) Felt 3 blokk 7.
b) Felt 25 blokk 1.
c) Felt 15 blokk 3.
d) Felt 25 blokk 2.

Ved eventuell produksjon har staten opsjon til å delta. Statens andel vil være 12 pst., 9 pst. eller 5 pst., — avhengig av hvorvidt og i hvilken grad Norsk Hydro A/S benytter seg av sin opsjonsrett.

4. A/S Norske Shell

1965: (3 tillatelser — 10 blokker)

a) Felt 16 blokk 12, felt 17 blokkene 10 og 11 og felt 25 blokk 12.
b) Felt 1 blokkene 3 og 6 og felt 8 blokk 7.
c) Felt 9 blokk 12 og felt 10 blokkene 7 og 9.

1969: 2 tillatelser — 2 blokker)

a) Felt 30 blokk 5.
b) Felt 30 blokk 11.

5. Texaco/Socal-gruppen

1965: Gruppen består av:

Texaco Overseas Petroleum Company	50 %
California Oil Company of Norway	50 %

(3 tillatelser — 11 blokker)

a) Felt 8 blokkene 6 og 9 og felt 9 blokk 4.
b) Felt 3 blokkene 2 og 3, felt 8 blokk 12 og felt 9 blokk 11.
c) Felt 9 blokk 9 og felt 10 blokkene 5, 10 og 12.

6. Phillips-gruppen

1965: Gruppen består av:

Phillips Petroleum Company Norway	36,96 %
Norske Fina A/S	30,00 %
Norsk Agip A/S	13,04 %
	80 %
Norsk Hydro A/S	6,7 %
Elf Norge A/S	5,396 %
Aquitaine Norge A/S	2,698 %
Total Marine Norsk A/S	4,047 %
Eurafrep Norge A/S	0,456 %
Coparex Norge A/S	0,399 %
Cofranord A/S	0,304 %
	20 %

(3 tillatelser — 11 blokker)

a) Felt 7 blokk 8, felt 8 blokk 1, felt 16 blokk 11 og felt 17 blokk 12.
b) Felt 8 blokkene 8, 10 og 11.
c) Felt 1 blokk 5, felt 2 blokkene 4 og 7 og felt 7 blokk 11.

1969: Gruppen består ved denne tildeling av:

Phillips Petroleum Company Norway	51,74 %
Norske Fina A/S	30,00 %
Norsk Agip A/S	18,26 %

(1 tillatelse — 1 blokk)

a) Felt 2 blokk 10.

Ved eventuell produksjon har staten opsjon til å delta med 17½ pst.

7. Conoco-gruppen

1965: Gruppen består av:

Norske Conoco A/S	66,7 %
Norwegian Gulf Oil Production Company	33,3 %

(2 tillatelser — 6 blokker)

a) Felt 2 blokk 1, felt 7 blokk 12 og felt 11 blokk 8.
b) Felt 7 blokk 9, felt 8 blokk 5 og felt 16 blokk 8.

8. Syracuse-gruppen

1965: Gruppen består av:

Syracuse Oils Norge A/S)*	95 %
Phillips Petroleum Company Norway	5 %**)

(1 tillatelse — 2 blokker)

a) Felt 11 blokkene 7 og 10.

*) Aksjonærer i Syracuse Oils Norge A/S:

Norske aksjonærer:		
Den norske Creditbank	400	aksjer
A/S Rederiet Odfjell	200	»
Thor Dahls Hvalfangerselskap A/S	400	»
A/S Havtor	200	»
A/S Uglands Rederi	20	»
Andre norske interesser	50	»
	1270	aksjer (63,5 %)
Utenlandske aksjonærer:		
Saratoga Minerals Ltd.	200	aksjer
Pan Ocean Oil Corp.	220	»
Syracuse Oils Ltd.	300	»
Mr. Angus MacKenzie	10	»
	730	aksjer (36,5 %)

**) Kun i Felt 11 blokk 10.

9. Murphy-gruppen

1965: Gruppen består av:

Norsk Murphy Oil Company	25 %
Norske Ocean Exploration Company	25 %
Pennzoil Company Norge	25 %
Wintershall Norge A/S	25 %

(1 tillatelse — 4 blokker)

a) Felt 2 blokk 3, felt 3 blokkene 1 og 5 og felt 9 blokk 10.

Vedlegg 3.

Rapport fra Statens oljeråd over dets arbeide fra 1. januar til 31. desember 1970.

I.

Statens oljeråd ble første gang oppnevnt ved kgl. res. av 9. april 1965. Det vises til rapport av 27.2.70 inntatt som vedlegg 2 i St. melding nr. 95 (69—70).

Ved Regjeringens resolusjon av 6. november 1969 ble følgende oppnevnt til medlemmer i Statens oljeråd for et tidsrom av tre år:

Ekspedisjonssjef Jens Evensen, Oslo, formann,
Høyesterettsdommer J. C. Mellbye, Oslo, viseformann,
Generaldirektør Vidkun Hveding, Oslo,
Banksjef Arne Jensen, Oslo,
Professor Anders Kvale, Bergen,
Avdelingsleder, dr. phil. Birger Rasmussen, Bergen,
Fylkesmann Olav Watnebryn, Drammen.

Rådets mandat er å være rådgivende og innstillende organ for Industridepartementet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av naturforekomster på den norske kontinentalsokkel. Rådet vil også kunne bli forelagt spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utvinning av petroleum på Svalbard.

Høyesterettsdommer J. C. Mellbye anmodet i august 1970 Industridepartementet om å bli løst fra sitt verv som viseformann p.g.a. sitt virke som høyesterettsdommer, samt andre pålagte arbeidsoppgaver. Som ny viseformann i Rådet fra 15. september og for resten av inneværende 3-årsperiode, er oppnevnt sorenskriver Halvor Husaas, Porsgrunn.

Statens oljeråd har hele tiden hatt til sin disposisjon en fast sekretær. Byråsjef, senere underdirektør Nils Gulnes, Industridepartementet, har vært Rådets sekretær fram til 1. mars 1970. Fra 1. mars 1970 har konsulent Karl-Edwin Manshaus vært rådets sekretær.

II.

I forbindelse med utarbeidelsen av St. meld. nr. 95 for 1969—70 fikk Statens oljeråd forelagt en rekke spørsmål som Industridepartementet ønsket Oljerådets vurdering av.

Rådet avga sin uttalelse ved brev av 29. april 1970. De problemer som ble tatt opp, var bl.a. spørsmålet om åpning av kontinentalsokkelen for undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske petroleumsforekomster nord for 62° n.br., og de mange problemer av praktisk, innenrikspolitisk og utenrikspolitisk art som reiser seg i denne forbindelse.

Videre behandlet man spørsmålet om hvordan den videre virksomhet syd for 62° n.br. mest hensiktsmessig burde legges opp, en eventuell lovfesting av reglene i kgl. res. av 9. april 1965, samt de muligheter som kunne foreligge i forbindelse med nyutlysing av blokker som vil bli tilbakelevert i 1971. I denne forbindelse ble endel forskjellige konsesjonstyper kort kommentert. Oljerådet diskuterte også spørsmålet om ilandføring av produsert petroleum fra Phillips-gruppens funn, men fant at dette spørsmål trengte en nærmere utredning før man kunne ta et fast standpunkt.

Oljerådet fant på bakgrunn av den raske utvikling som såvidt var begynt i april 1970, men som man antok ville fortsette utover året 1970, at det ikke ville være riktig å ta opp til endelig avgjørelse alle de spørsmål som reiser seg i forbindelse med den fremtidige virksomhet på den norske kontinentalsokkel før man fikk bedre oversikt over de faktiske forhold, herunder også mulighetene for petroleumsfunn.

III.

Som nevnt i rapport fra Statens oljeråd av 27. februar 1970 trykket som vedlegg 2 til St. meld. nr. 95 for 1969—70 har Oljerådet ferdig et forslag til sikkerhetsforskrifter for undersøkelse etter og utvinning av petroleumsforekomster på Svalbard. Arbeidet med motiver til forskriftene ventes avsluttet i løpet av våren 1971.

IV.

Oljerådets viseformann, samt 4 medlemmer og sekretæren deltok i en befaring arrangert av Industridepartementet til England og Holland i tiden 26. september til 3. oktober 1970. Man var på befaring på produksjonsplattform og Field Terminal for produsert naturgass fra den britiske kontinentalsokkel i Nordsjøen, samt Gas Terminalen i Bacton på Øst-kysten av England. Videre var man på befaring i anleggene for gassproduksjon i Groeningen, samt olje-feltet Schoonebeck, begge i Nederland. Før ovennevnte befaring fant sted, besøkte Oljerådet boreplattformen «Orion» som boret på den norske kontinentalsokkel.

V.

I tiden 30. november til 5. desember 1970 deltok samtlige medlemmer, unntatt forman-

nen, i et seminar i petroleumspolitikk og økonomi arrangert av Industridepartementet.

Deltagere i seminaret var representanter fra Industridepartementet, Finansdepartementet og Statens oljeråd, samt 2 rereseantanter fra Grønlandsministeriet i Danmark og 1 representant fra Industridepartementet på Island.

Forelesere var professor J. Masseron, og sjefsingeniør R. Brasseur, begge fra Det franske petroleumsinstitutt.

VI.

Formannen i Statens oljeråd, ekspedisjonssjef Jens Evensen, avslutter for tiden en betenkning for Industridepartementet om fastleggelsen av visse hovedprinsipper for en norsk oljepolitikk. Betenkningen vil bli overlevert i slutten av januar 1971.

VII.

Den åttende verdens petroleumskongress vil bli avholdt i Moskva 13.—19. juni 1971. Etter anmodning fra generalsekretæren for kongressen har Statens oljeråd dannet en norsk komité for denne kongress. Ekspedisjonssjef Jens Evensen er formann i komitéen og underdirektør i Industridepartementet, Nils Gulnes, sekretær.

VIII.

Statens oljeråd har avgitt uttalelse i en rekke saker som er blitt forelagt Rådet av Industridepartementet. Bl.a. kan nevnes uttalelse om forslag til midlertidige regler for undersøkelse etter andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum på den norske kontinentalsokkel.

Ved brev av 26. august 1970 avga Oljerådet sin uttalelse vedrørende to søknader fra rettighetshavere om overføring av deler av utvinningstillatelser for petroleum til nye selskaper som ikke tidligere er rettighetshavere på den norske kontinentalsokkel.

Oljerådet har videre gjennomgått Phillipsgruppens søknad om prøveproduksjon i Ekofisk-feltet. Rådets uttalelse vil bli sendt Industridepartementet i begynnelsen av januar 1971.

Oljerådet har likeledes mottatt til uttalelse utkast til en overenskomst som skal inngås med Petronord i tillegg til tidligere meddelte utvinningstillatelser, samt utkast til avtale om statsdeltagelse med Syracuse-gruppen. Behandlingen er påbegynt og ventes avsluttet i løpet av januar 1971.

Vedlegg 4.

Oversikt over 'NTNF's virksomhet på kontinentalsokkelen i 1970. (Utarbeidet av NTNF's kontinentalsokkelkontor).

NTNF's kontinentalsokkelaktiviteter ble i 1970 fortsatt og utvidet i omfang til vel det dobbelte av 1969. Rammen for arbeidet i 1970 var på kr. 5 850 000.

Arbeidet i 1970 hadde sin tyngde i et aktivt undersøkelsesprogram, samtidig som det ble lagt betydelig vekt på rekruttering og utdannelse og anskaffelse av nødvendig utstyr for undersøkelsene.

Undersøkelser i 1970.

De flymagnetiske målingene er i hovedsaken gjennomført etter programmet.

Programmet tok sikte på rekognoserende målinger med stor profilavstand over Svalbard og havområdene syd til Bjørnøya og en systematisk fortsettelse av målingene langs kysten av fastlandet fra Troms til grenseområdet i øst.

Første del av programmet som ble fløyet i mai måned med Longyearbyen som base ble gjennomført etter planen når det gjelder målingene over Svalbard.

Målingene over det store grunne sokkelområdet i Barentshavet sør og øst for Spitsbergen ble kun halvveis gjennomført p.g.a. navigasjonsvanskeligheter utenfor rekkevidden av Decca-systemet og innstilling av flyvirksomheten på Longyearbyen.

Hovedprogrammet langs kysten er stort sett gjennomført etter planen.

Interpretasjonen av målingene over Svalbard gjenspeiler områdets geologiske hovedtrekk.

Målingene som foreligger fra toktet langs kysten er for tiden under bearbeidelse og interpretasjon.

I 1970 ble også marinmagnetiske målinger tatt opp.

Utstyr for magnetiske målinger fra fartøy ble kjøpt inn våren 1970 og umiddelbart etter montert om bord på F/S «H. U. Sverdrup» som var leiet for gravimetriske målinger. Utstyret ble senere overført til O/S «Senja» som var leid av Norsk Polarinstitutt for opplodding rundt Svalbard.

Fra O/S «Senja» ble målt magnetisk en rekke profiler mellom Spitsbergen, Hopen og Bjørnøya. Dette materialet som nå blir bearbeidet og interpretert vil ventelig være et verdifullt bidrag til de flymagnetiske målingene i området.

Jordskjelvstasjonen ved Universitetet i Bergen har foretatt innledende seismiske undersøkelser mellom 71° N (Nordkapp) og Bjørnøya. Undersøkelsene har bestått i seismiske refraksjonsmålinger og kontinuerlig profilering. Resultatene er for tiden under bearbeiding.

Refleksjonsseismiske undersøkelser er utført i området mellom Møre og Lofoten og utenfor Troms.

I området mellom Møre og Lofoten ble innledende refleksjonsseismiske målinger utført i 1969 i samarbeid med Compagnie Générale de Géophysique, Paris. Resultatene fra denne undersøkelsen var positive fra et petroleumsgeologisk synspunkt og rettferdiggjorde avgjort en fortsatt undersøkelse av bassenget med sikte på å kartlegge dets oppbygging.

Undersøkelsene av området i 1970 tok sikte på å fremskaffe et meget grovmasket seismisk rutenett over kontinentalsokkelen i området. Undersøkelsene ble utført i samarbeid med Prakla/Hannover.

Refleksjonsseismiske målinger som Jordskjelvstasjonen utførte i 1969 over de grunne områdene utenfor Troms viste at disse er bygget opp av sedimenter med betydelig mektighet. I samarbeid med Seismograph Service Ltd., London ble det utført innledende refleksjonsseismiske undersøkelser av dette området i 1970 med siktepunkt å skaffe seg bedre kjennskap til sedimentbassengets stratigrafi og tektonikk.

Den tekniske gjennomføringen av toktene har vært vellykket, og de endelige rapporter vil foreligge om kort tid.

Maringeologiske og marinbiologiske undersøkelser er utført i området Sveinsgrunnen, Malangsgrunnen, Fugløybanken og Skjoldryggen i samarbeid med Geologisk Institutt, avd. B v/Universitetet i Bergen og Fiskeridirektoratets Havforskningsinstitutt.

Kontinuerlig profilering med lavfrekvent penetrasjonsekkolodd ble tatt opp i 1970.

Utstyr for slike målinger ble kjøpt inn våren 1970 og montert om bord på O/S «Senja» for målinger i Barentshavet. Resultatene fra dette toktet er for tiden under bearbeidelse.

Etter oppdrag fra Industridepartementet ble det høsten 1970 — i samarbeid med bl.a. Norconsult A.S — foretatt undersøkelser av Norskerennen.

Undersøkelsene tok sikte på å fremskaffe informasjoner som er nødvendige for å vurdere muligheten for ilandføring av petroleum fra Ekofisk-feltet ved rørledning til Norge.

Feltundersøkelsene ble foretatt i sept./okt. mnd. og omfattet bl.a.:

— befaring av ilandføringssteder
— opplodding med vanlig ekkolodd og bruk av penetrasjonsekkolodd
— seismiske undersøkelser med sparker- og boomer-utstyr
— bunnprøvetaking
— strømmåling
— innsamling av oseanografiske og meteorologiske data

Fartøyer for undersøkelsene ble stillet til disposisjon av Marinen og Universitetet i Bergen.

Ved siden av undersøkelser i egen regi er det samlet inn materiale for andre undersøkelser og bygget ut et omfattende kontaktnett.

I samarbeid med Det norske Veritas og Sentralinstitutt for industriell forskning ble det i 1970 innledet en studie vedrørende fjernstyrt undervanns-plattform for prøvetaking, fotografering og studier av bunnforholdene.

Etter oppdrag fra Industridepartementet ble det videre påbegynt en utredning av den nåværende teknologiske situasjon for reparasjon av rørledninger på store dyp, bekjempelse av oljeutslipp og organisasjon av forurensningsberedskap.

Undersøkelser i 1971.

De bevilgninger som ved årsskiftet var stilt til disposisjon for 1971 tilsier en dobling av omfanget av aktivitetene i 1971. Programmet for 1971 er for tiden under forberedelse.

Vedlegg 5.

Innholdet av brev fra Phillips Petroleum Company Norway av 13. januar 1971 er i oversettelse som følger:

«På grunnlag av de nåværende tilgjengelige informasjoner anser Phillips-gruppen Ekofisk-strukturen for å være kommersiell utnyttbar under forutsetning av at resultatet av en lengre tids produksjon og den videre bearbeidelse av reservoardata som vil bli fremskaffet ved prøveproduksjonen, ikke endrer dette bilde.

Den nåværende antagelse om at Ekofisk-strukturen er kommersielt utnyttbar understøttes av en erklæring og analyse fra DeGolyer and MacNaughton. Deres uttalelse om feltets petroleumsreserver følger som vedlegg.

Prøveproduksjonens grunnleggende formål er fremskaffelse av sikre kunnskaper om reservoaret for å bekrefte Ekofisk-strukturens kommersielle utnyttbarhet. Som et sekundært formål vil prøveproduksjonen skaffe driftsmessig erfaring om «offshore» produksjon og «offshore» lasting av tankskip.

Reservoarkunnskap.

Prøveproduksjonen er nødvendig for å fremskaffe kunnskap om reservoar parametere for å bestemme de mest effektive produksjonsmetoder og for å finne det optimale antall og plasseringer av produksjons- og gassinjiseringshull for den mest effektive utnyttelse av Ekofisk-reservoaret.

Dette reservoaret består av oppsprukken kalksten inneholdende en umettet lettflyktig olje ved et reservoartrykk av 7135 psia som er et unormalt høyt trykk for denne reservoardybde.

Et reservoar på en dybde av 10 500 fot ville normalt ha et trykk på 4500 psia.

Ekofisk-reservoaret kan derfor være et av de første store oljereservoarene under unormalt høyt trykk som er funnet og kan derfor muligens oppføre seg unormalt ved produksjonen. Prøveproduksjonen er derfor nødvendig for å fremskaffe opplysninger om langtidsproduksjon og data om trykk i bunnen av hullene fra Ekofisk hull 2/4-2x, 2/4-3x, 2/4-4x og 2/4-5x for å skaffe opplysninger om forskjellige faktorer som er grunnleggende for reservoar-ytelser, slik som permeabilitet, hullproduktivitet, reservoargrenser og olje—vann kontakt.

Eksempelvis ville oppdagelsen av en forandring i bergartens permeabilitet ved en reduksjon i reservoartrykk indikere lukning av sprekkene og en betydelig forandring i gjennomsnittlig reservoar permeabilitet på grunn av trykkfall eller tømning. Et annet eksempel på betydningen av prøveproduksjonen vil være å produsere hullene ved forskjellige utstrømningshastigheter over lengre perioder og opptegne trykkfallsdata for å fastslå de skiftende og stabiliserte produksjonsforhold og innstrømmingsevnen, slik at nøyaktige prognoser kan foretas over antallet av nødvendige hull for full utvikling av feltet og hullenes oppførsel under produksjon. Disse eksempler er bare to av de mange som kan presenteres for å understreke nødvendigheten av prøveproduksjon og dens siktemål å fremskaffe kunnskap om reservoaret.

Driftserfaring.

Prøveproduksjonen vil gi verdifull erfaring i produksjonsdrift og erfaring med utstyr for lasting av tankskip. Når prøveproduksjonen påbegynnes fra et nytt oljefelt møter man ofte uforutsette problemer spesielle for feltets egenart. Driftserfaring vil bli samlet om tre typer av utstyr: 1) Undersjøisk brønnhodeutstyr, 2) Produksjonsutstyr og 3) SPM bøyer og utstyr til lasting av tankskip.

1. *Brønnhodeutstyr:*
   Dette utstyr er blitt spesielt konstruert for denne drift. Ventilarrangementet er blitt konstruert for å utføre alle nødvendige funksjoner, men erfaringer kan nødvendiggjøre modifikasjoner ved fremtidige brønnhodeutstyr.

2. *Produksjonsutstyr:*
   Dette anlegg er vanlig utstyr som man har hatt lang erfaring med, men det er ønskelig at spesiell erfaring samles for tilpassing av modifikasjoner som gir bedre drift i de vanskelige værforholdene i Nordsjøen.

3. *SPM bøyer og utstyr til lasting av tankskip:*
   Driftserfaring er nødvendig med dette utstyr for å fastslå brukbarheten av dette system gjennom de senere faser av Ekofisk-programmet. SPM bøye-systemet er ikke uten driftsproblemer og det er nødvendig å samle erfaring med dette utstyr i prøveproduksjonen. Spesielt er det nødvendig å samle erfaring om hvilke krav til vedlikehold det roterende bøyehode, fortøyningskjettinger og slanger stiller.»

Vedlegg (til brev datert 13. januar 1971 fra Phillips Petroleum Company Norway)

Innholdet av brevet av 6. januar 1971 fra DeGolyer and Mac-Naughton til Phillips Petroleum Company Europe-Africa er i oversettelse som følger:

«Under henvisning til Deres anmodning har vi gjennomgått de tilgjengelige informasjoner om geologi, geofysikk, borehull-logger, borehull-tester og andre relevante informasjoner for betydning av Ekofisk-feltet i den sentrale del av Nordsjø-sedimentbassenget.

Phillips har boret fire hull i Ekofisk-feltet som operatør for en gruppe bestående av Phillips med 37 pst., Petrofina med 30 pst., Petronord m.fl. med 20 pst. og Agip med 13 pst. deltagelse.

En analyse av de innkomne informasjoner indikerer at det totale oljeførende område innenfor de produktive grenser av Danien-reservoaret i denne struktur kan være så stort som 12 000 acres.

Etter vår oppfatning kan denne betydningsfulle oppdagelse utvikles til et felt med utnyttbare reserver på bortimot 1 milliard barrels olje og 3 billioner kubikkfot gass.

Produksjonskarakteristikken av dette reservoar kan ikke forutsies med sikkerhet, men er av en slik art at man ved en lavere utnyttelsesgrad av olje kan forvente en tilsvarende høyere utnyttelsesgrad av gass.

Vedlagt følger en tabell av reservoar faktorer som er brukt i anslaget av disse potensielle reserver.»

Vedlegg (til brev fra DeGoyler and MacNaughton av 6. januar 1971)

Grunnleggende reservoar data fra Danien-reservoaret i Ekofisk-feltet i Nordsjøen pr. 6. januar 1971.

Oljeproduserende område i acres	12 145
Tykkelsen av oljeproduserende lag i fot	391
Reservoar volum, acres fot	4 747 176
Porøsitet i prosent	31
Vannmettethet i prosent	21
Reservoar volum faktor	2,1
Olje i reservoaret i stock-tank barrels	
Pr. acre fot	905
Total i millioner barrels	4 296
Oppløst gass i i reservoaret	
Kubikkfot pr. barrel under standard forhold	2 100
Total i milliard kubikkfot	9 022
Potensielle utnyttbare oljemengder i millioner barrels	
Ved 15 % utnyttelsesgrad	644
» 20 % »	859
» 25 % »	1 074
Potensielle utnyttbare gassmengder i milliard kubikkfot	
Ved oljeutnyttelsesgrad på 15 %	6 000
» » » 25 %	3 000

Vedlegg 6.

Oversikt over endel norske selskaper som har underrettet departementet om sin interesse for å delta i de videre undersøkelser etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkelen.

1. Norsk Hydro A/S
2. Norwegian Oil Consortium A/S & Co. (NOCO) bestående av:
   A/S Akers mek. Verksted
   Sig. Bergesen d.y. & Co.
   Aktieselskapet Borregaard
   Christiania Spigerverk
   Elkem A/S
   Fearnley & Astrup
   A/S Ganger Rolf
   A/S Kosmos
   A/S Kværner Brug
   A/S J. Ludwig Mowinkels Rederi
   Orkla Grube-Aktiebolag
   Platou Incentive A/S
   Smedvigs Tankrederi A/S
   Storebrand
   A/S Tadeli & Co.
   A/S Union (Union Co.)
   Forsikringsaktieselskapet Vesta
   Westfal-Larsen & Co. A/S
   A/S Askim Gummivarefabrikk

3. NOCOTO A/S & Co bestående av:

A/S Aircontact Investment
A/S Akers mek. Verksted
Andresens Bank A/S
Arendal Forsikringsselskab A/S
A/S Askim Gummivarefabrik
Nils Astrup & Co. A/S
Odd Berg & Co.
Sig. Bergesen d.y. & Co.
A/S Bill (L. Gill-Johannessen & Co.)
A/S Billabong
Hjalmar Bjørge Rederiene
Aktieselskapet Borregaard
A/S Brøvigtank
Bøhn & Co. A/S
Christiania Spigerverk
Den norske Creditbank
Det Nordenfjeldske Dampskibsselskab
A/S Thor Dahl-gruppen
Skibs A/S Dieseltank
Elkem A/S
A/S Ganger Rolf
A/S Gerrards Rederi
Skibs A/S Golden West
Halfdan Grieg Ltd.
Aktieselskabet Hafslund
Herness Shipping Company A/S
A/S Kristian Jebsens Rederi
Jørgen P. Jensen
Victor Jenssens Rederi A/S
A/S Jotun Odd Gleditsch
Jacob Kjøde A/S
A/S Kosmos
Kværner Brug A/S
Anton von der Lippe
Lorentzens Skibs A/S
Løvenskiold — Vækerø
P. Meyer
A/S Mosvold Shipping Co.
A/S J. Ludwig Mowinckels Rederi
Sverre Munck A/S
Nocofisk A/S & Co.
Noconor A/S & Co.
A/S Norcem
A/S Nor-Del
Forsikrings-Aktieselskabet Norden
Norsk Scania-Vabis A/S
Norsk Sprængstofindustri A/S
A/S Olymp
Orkla Grube-Aktiebolag
Paus & Paus A/S
Platou Incentive A/S
Forsikringsaksjeselskapet Polaris — Norske Sjø
Hilmar Reksten
Rederiaktieselskapet Ruth
Ole Schrøder Holding Co. A/S
A/S Selvaagbygg
I. M. Skaugen & Co.
Smedvigs Tankrederi A/S
Stadinvest A/S & Co.
Inge Steensland A/S
Storebrand
Store Norske Spitsbergen Kulkompani A/S
Skipsaksjeselskapet Corona
Skipsaksjeselskapet Suderøy
Skipsaktieselskapet Sydhav
K/S A/S Tadeli & Co.
J. L. Tiedemanns Tobaksfabrik
K/S A/S Togas
Triangulum A/S & Co.
Tschudi & Eitzen
A/S Turid
A/S Tørrkopi
A/S Uglands Rederi
A/S Union (Union Co.)
Universal Trading & Shipping Agency A/S
Forsikringsaktieselskapet Vesta
Wallem, Steckmest & Co. A/S
Westfal-Larsen & Co. A/S
Rolf Wigands Rederi A/S
Wilhelmsen-gruppen
A/S Årdal og Sunndal Verk

4. Syracuse Oils Norge A/S
Norske hovedaksjonærer i selskapet er:

Den norske Creditbank
A/S Rederiet Odfjell
Thor Dahls Hvalfangerselskap A/S
A/S Havtor
A/S Uglands Rederi

5. En gruppe representert ved Bergens Privatbank bestående av:

A/S Consensio
A/S Fredrikstad mek. Verksted
Aktieselskabet Hafslund
Sigurd Herlofson & Co. A/S
G. C. Rieber & Co A/S
A/S Selvaagbygg
Stavanger Staal A/S
A/S Sydvaranger
A/S Viul Tresliperi
Waages Tankrederi A/S
Paal Wilson & Co A/S
A/S Årdal og Sunndal Verk

6. K/S A/S Polaris Oil Consortium bestående av:
A/S Polaris Oil Consortium, komplementar, med følgende kommanditister:
Bukser & Bjergningsselskapet A/S,
A/S Nor-Del under stiftelse (Biørn Biørnstad & Co.),
A/S Salamis (J. M. Skaugen & Co.),
Hagb. Waages rederigruppe,

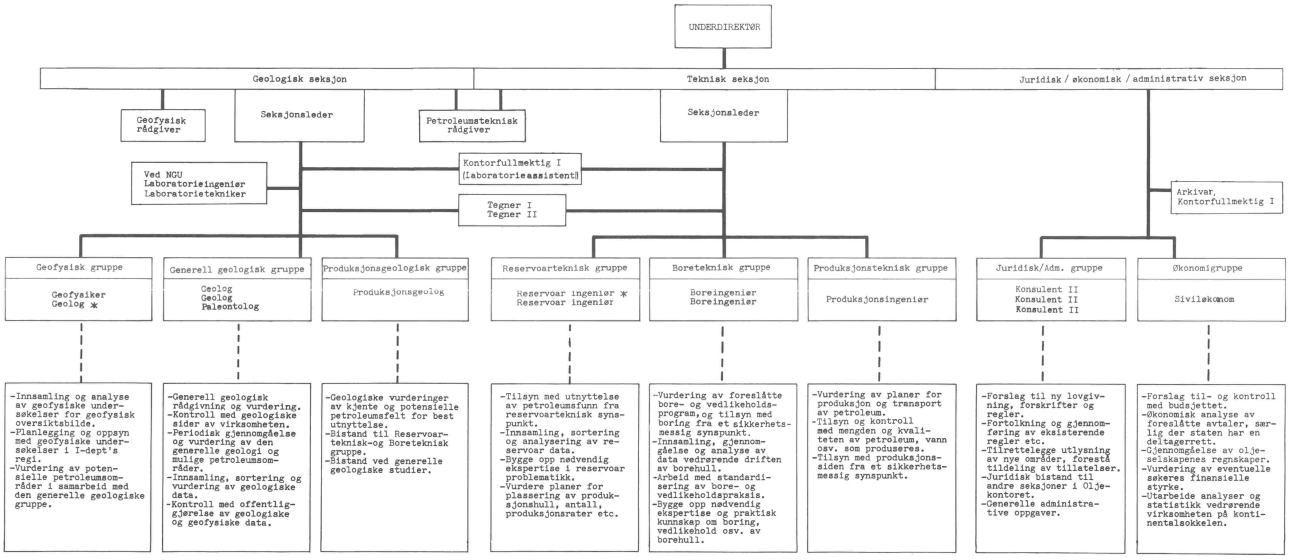
Anjara A/S ved skipsreder Henry Tschudi,
A/S Awilco (Anders Wilhelmsen & Co.),
Den norske Amerikalinje A/S,
A/S Ocean (John P. Pedersen & Sønn),
Øivind Lorentzen Activities A/S

7. Det Norske Oljeselskap A/S
8. Skipsreder Anders Wilhelmsen
9. Christiania Bank og Kreditkasse
10. Andresens Bank A/S
11. Norsk Vikingolje A/S

Vedlegg 7—18.

Vedlegg 7.

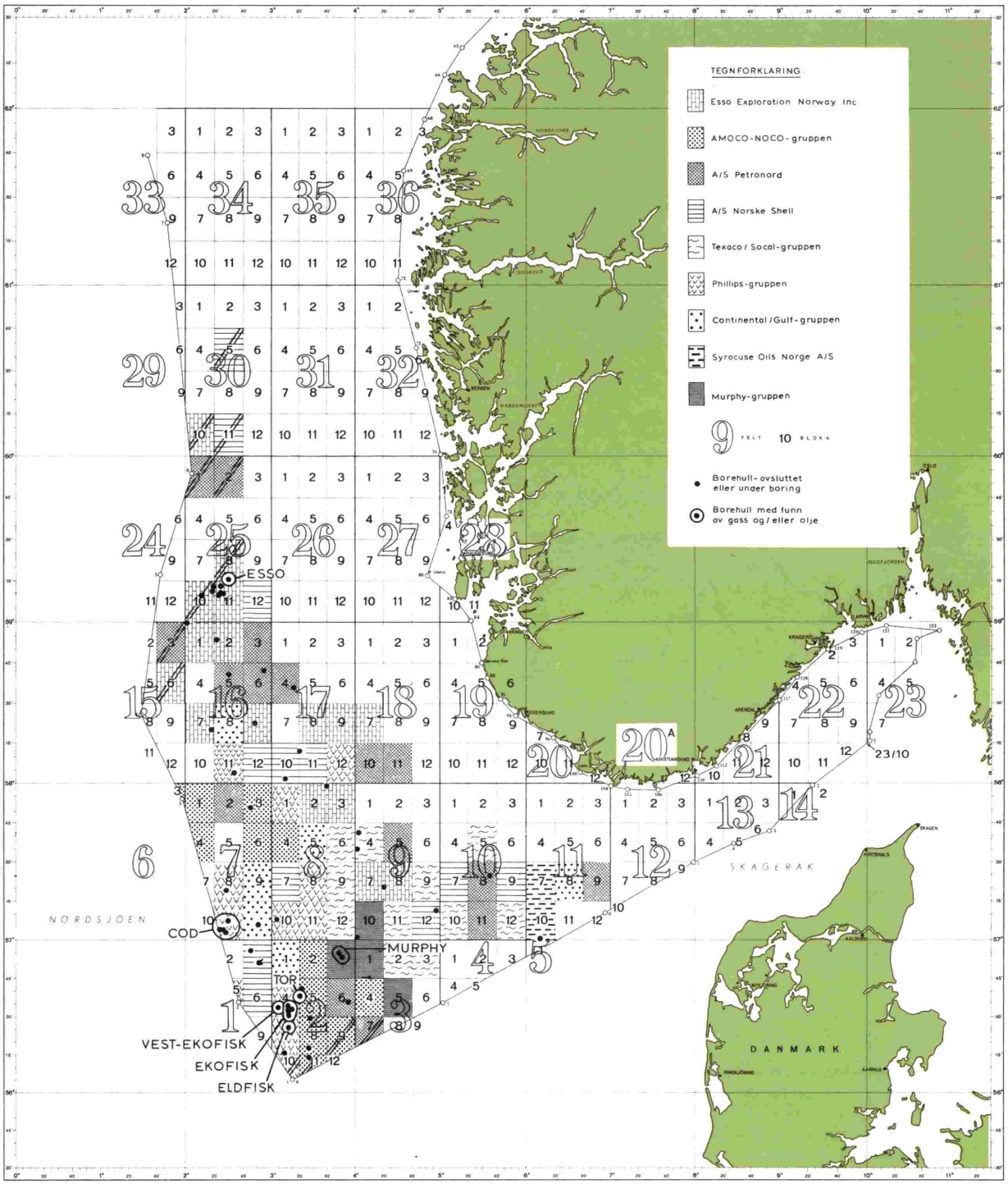
ORGANISASJONSPLAN FOR INDUSTRIDEPARTEMENTETS OLJEKONTOR



* For tiden ikke besatt

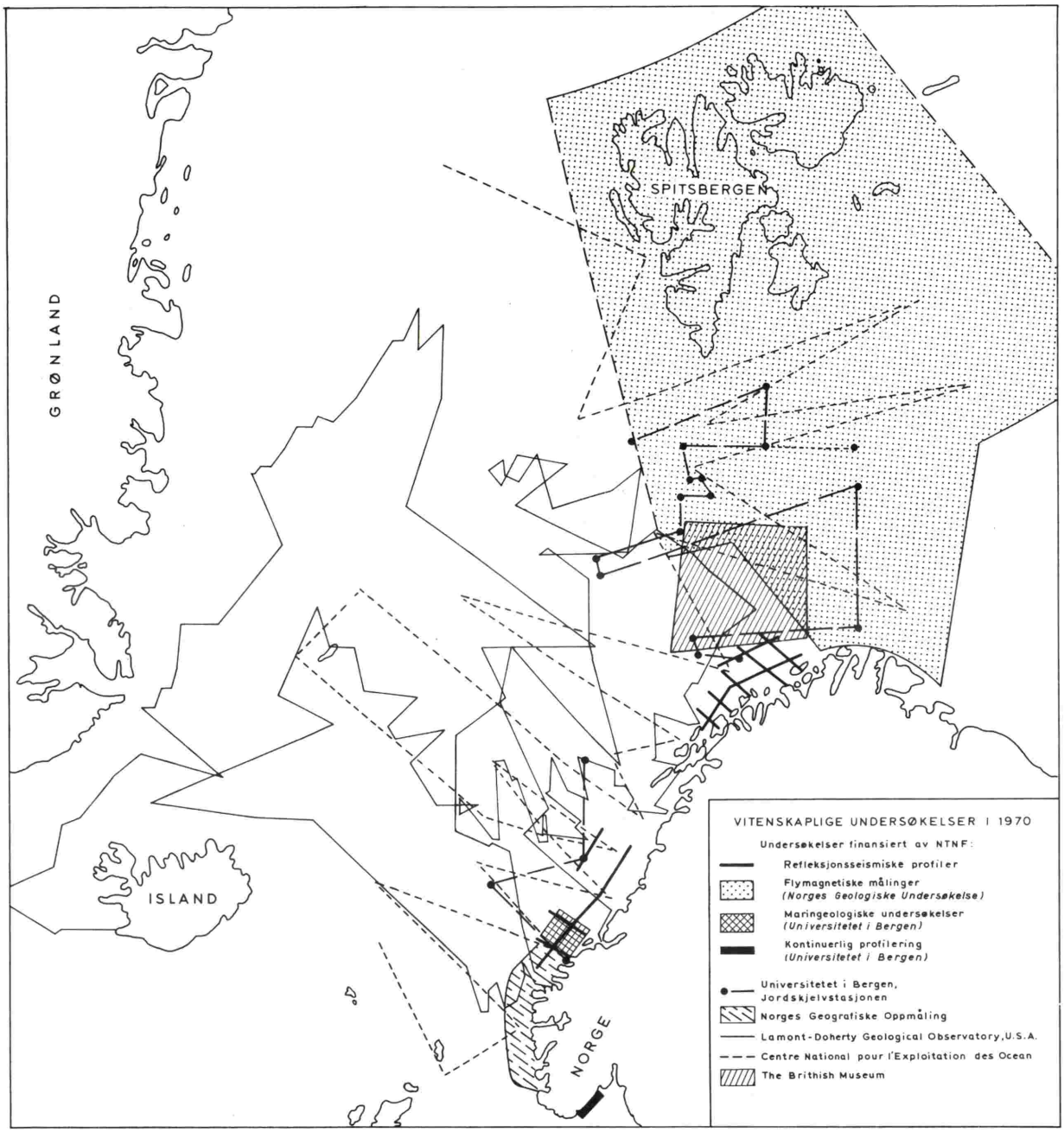
Januar 1971

Vedlegg 8.

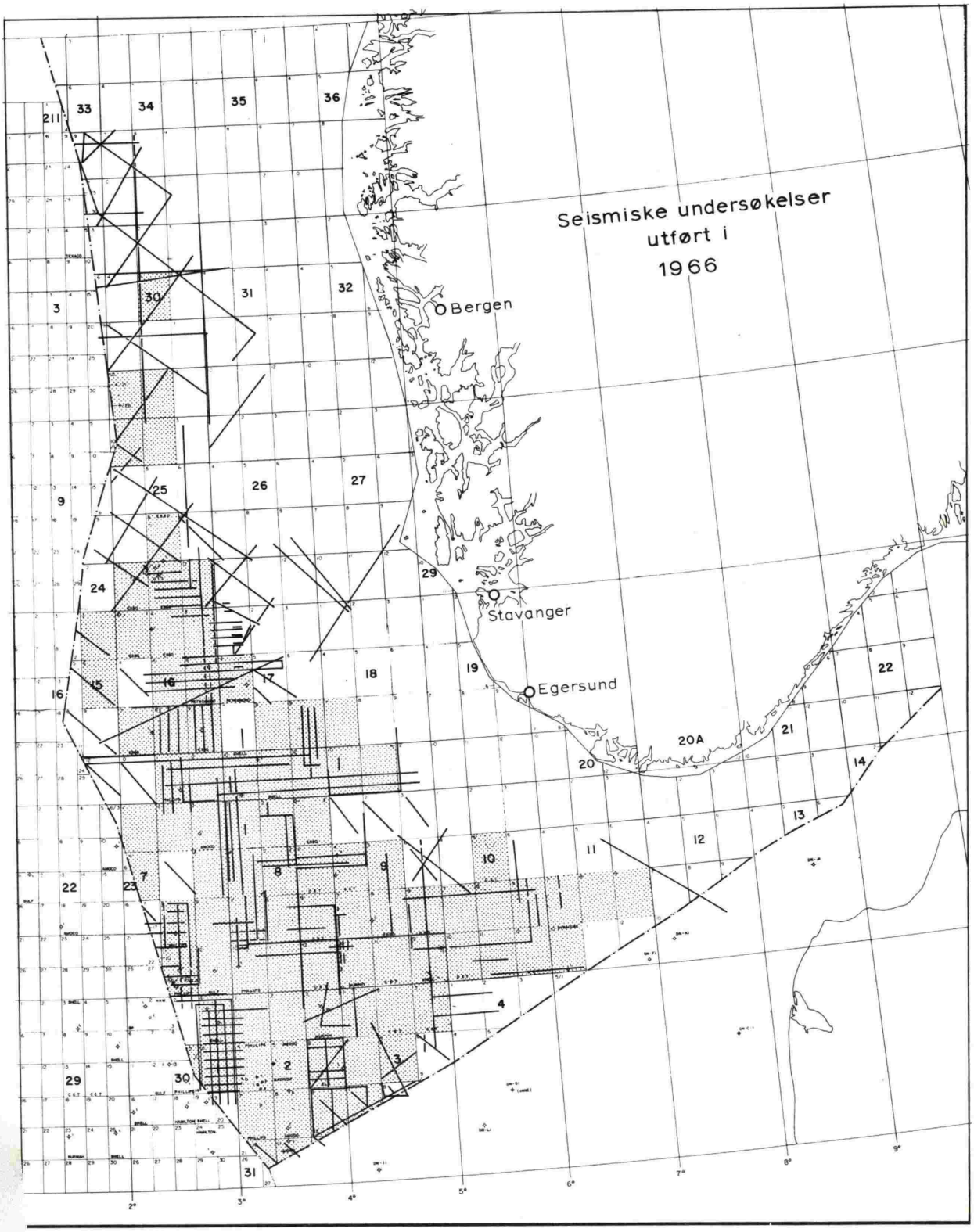


Blokker tildelt i.h.t. utlysning av 21. mai 1968

Vedlegg 9.


SPITSBERGEN
GRØNLAND
ISLAND
NORGE
VITENSKAPLIGE UNDERSØKELSER I 1970
Undersøkelser finansiert av NTNF:
Refleksjonsseismiske profiler
Flymagnetiske målinger
(Norges Geologiske Undersøkelse)
Maringeologiske undersøkelser
(Universitetet i Bergen)
Kontinuerlig profilering
(Universitetet i Bergen)
Universitetet i Bergen,
Jordskjelvstasjonen
Norges Geografiske Oppmåling
Lamont-Doherty Geological Observatory, U.S.A.
Centre National pour l'Exploitation des Ocean
The Brithish Museum

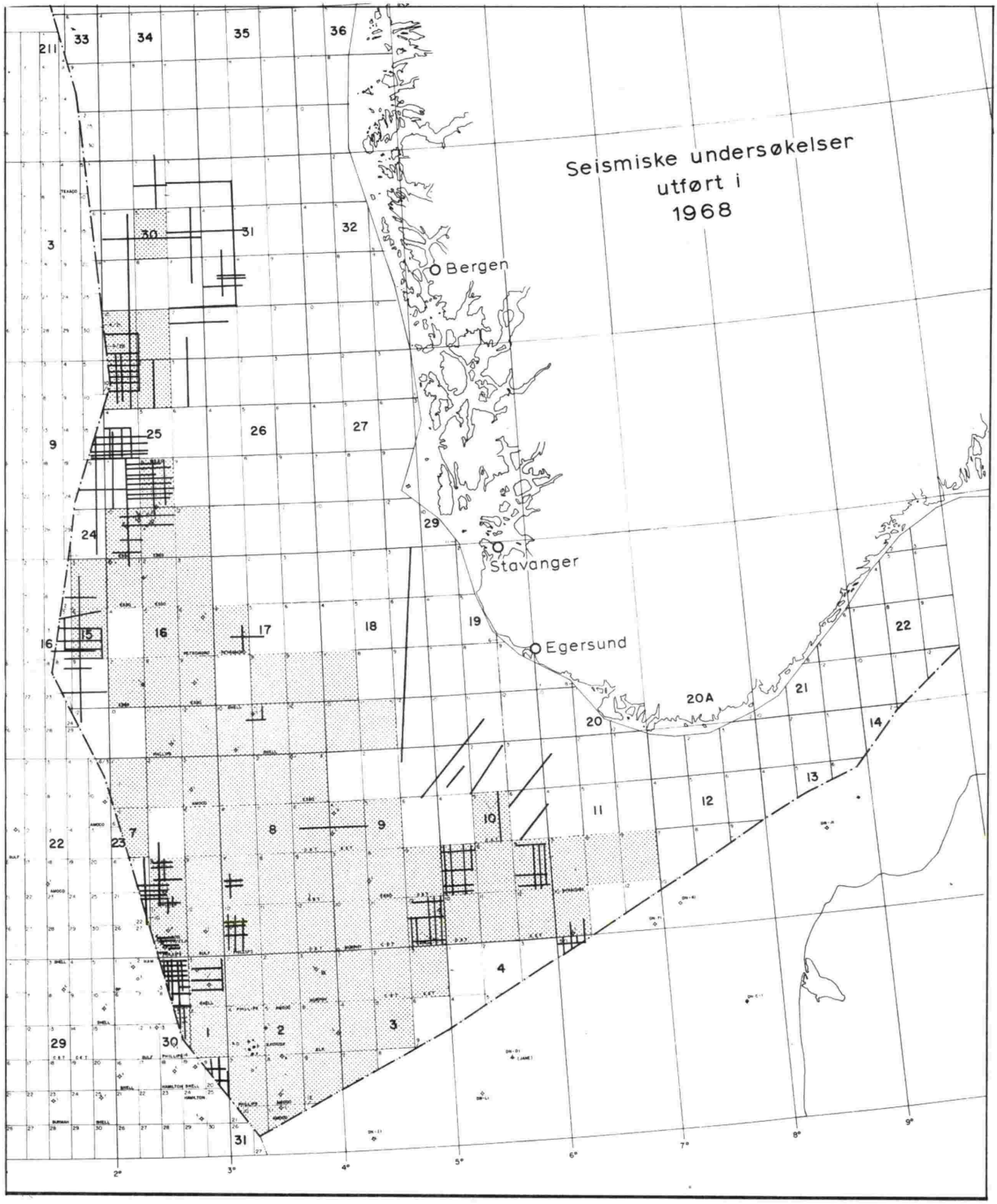
Vedlegg 10.


Seismiske undersøkelser
utført i
1966
Bergen
Stavanger
Egersund
2°
3°
4°
5°
6°
7°
8°
9°

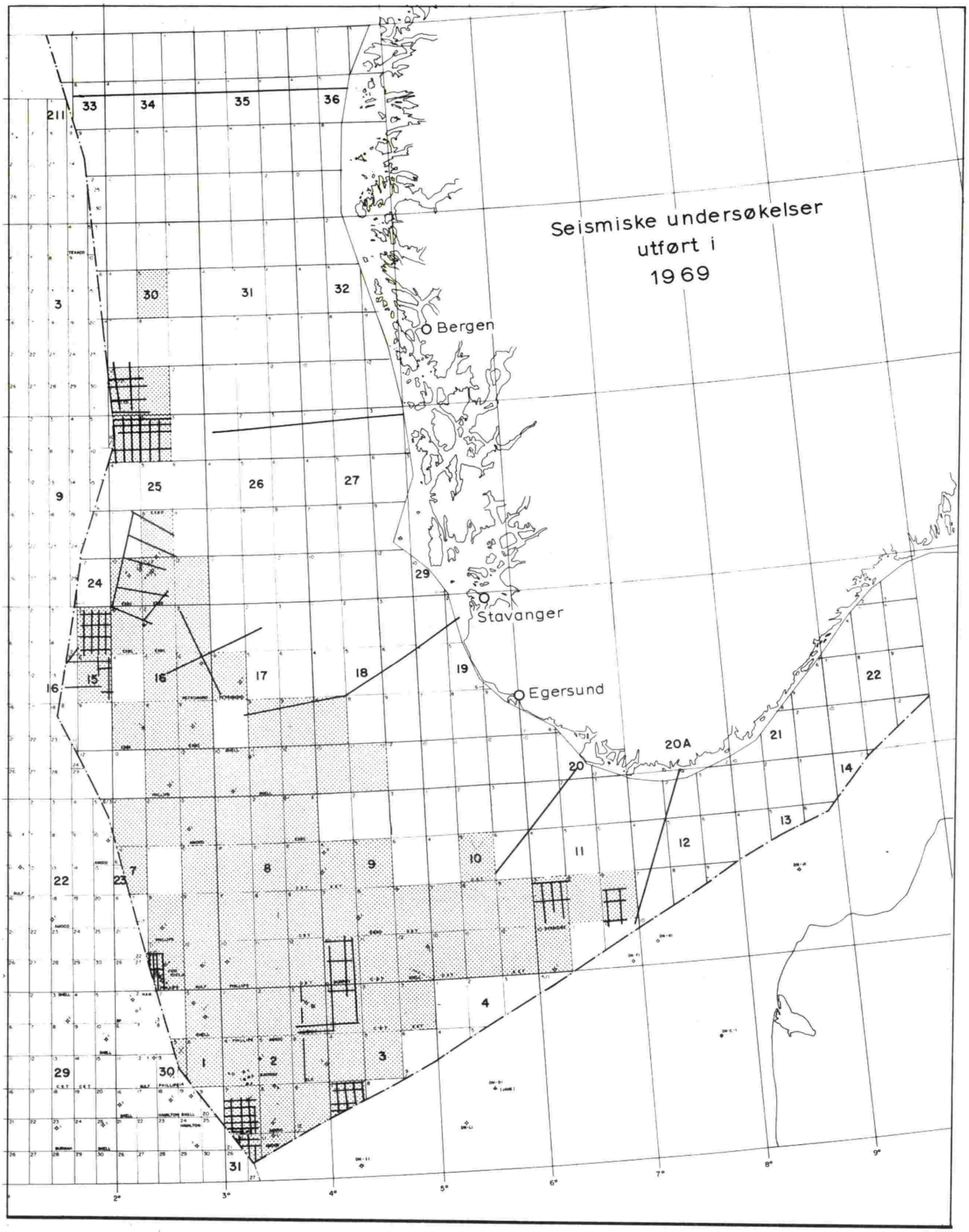
Vedlegg 11.

Seismiske undersøkelser
utført i
1967
Bergen
Stavanger
Egersund
2°
3°
4°
5°
6°
7°
8°
9°

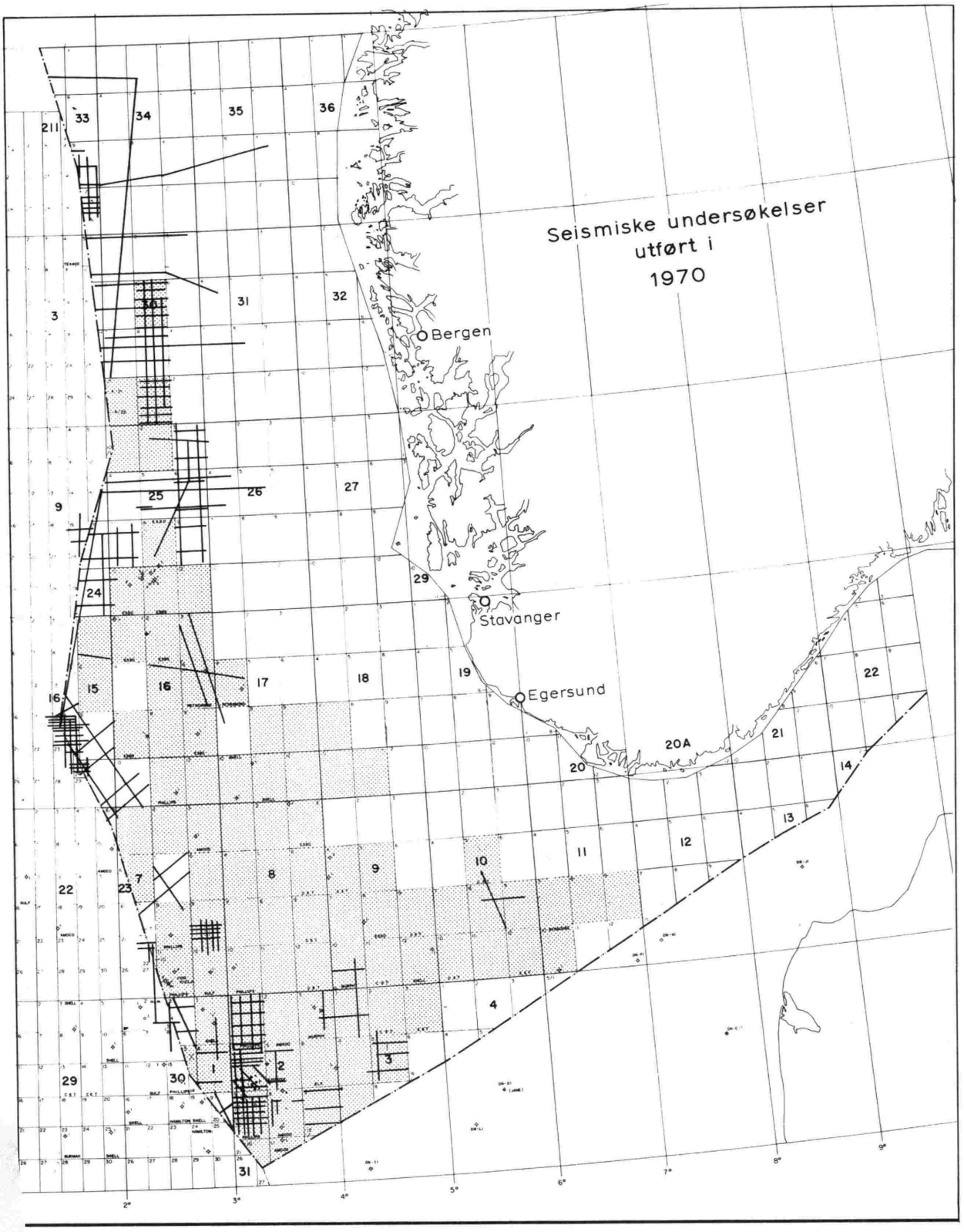
Vedlegg 12.


Seismiske undersøkelser
utført i
1968
Bergen
Stavanger
Egersund
2°
3°
4°
5°
6°
7°
8°
9°

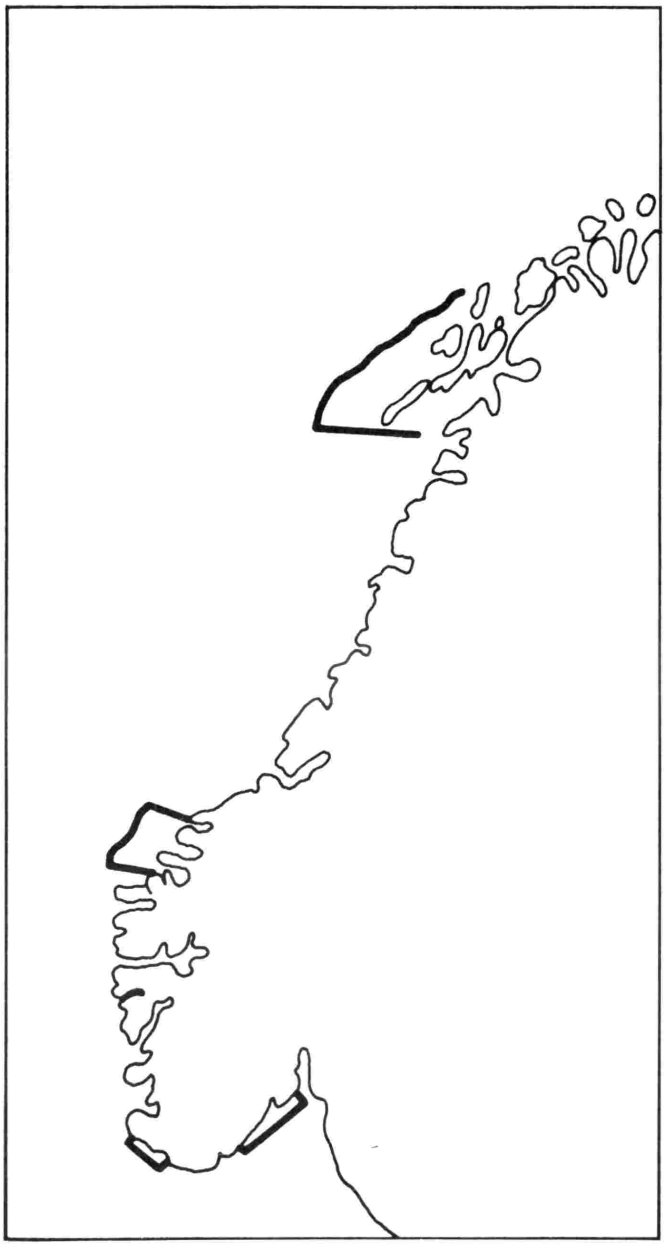
Vedlegg 13.


Seismiske undersøkelser
utført i
1969
Bergen
Stavanger
Egersund
2°
3°
4°
5°
6°
7°
8°
9°

Vedlegg 1.4.

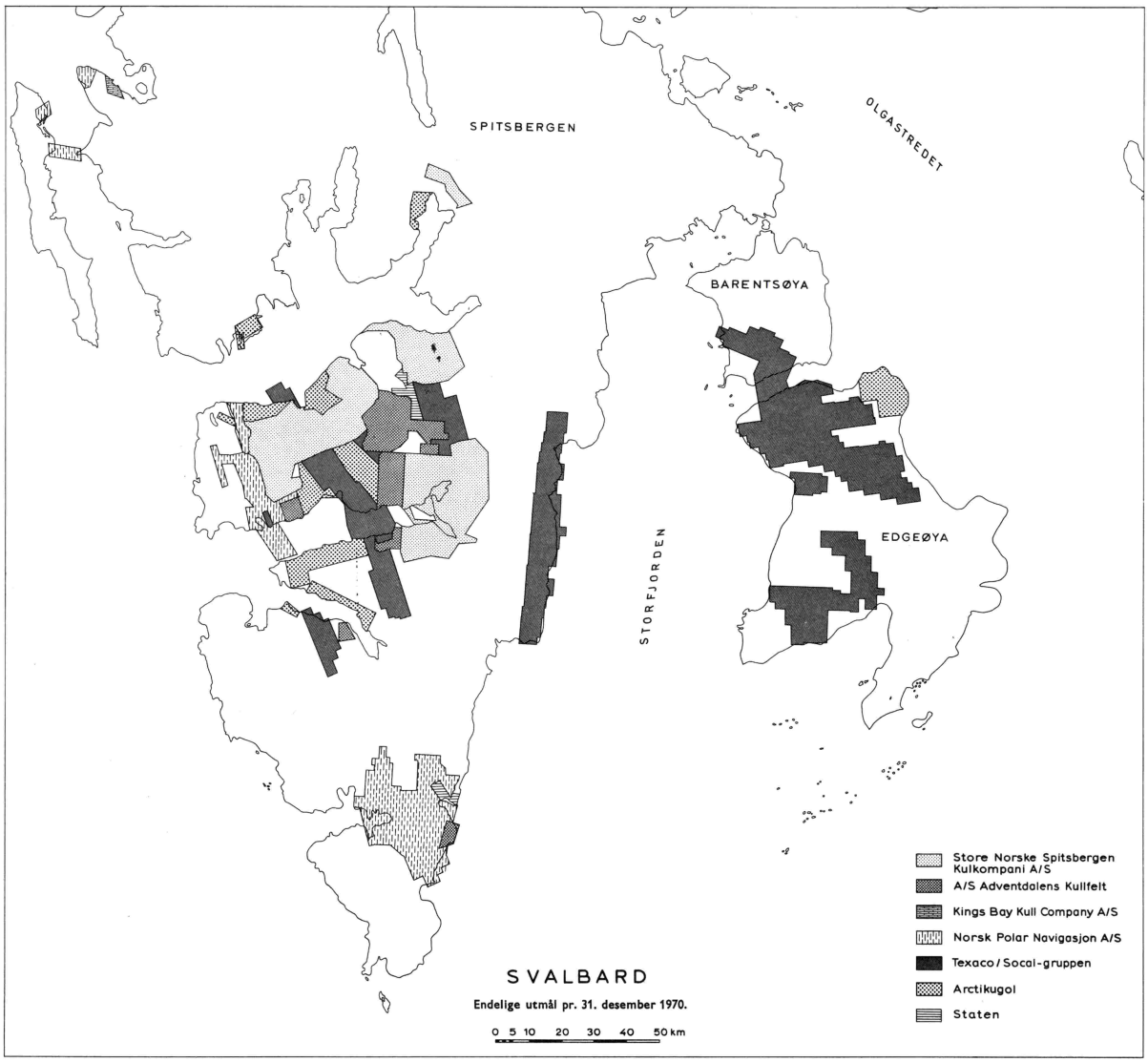

Seismiske undersøkelser
utført i
1970
Bergen
Stavanger
Egersund

Vedlegg 15.



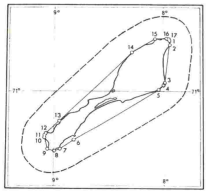
Kart som viser områder hvor Elkem A/S har fått undersøkelsetillatelse for visse andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum.

Vedlegg 16.


SPITSBERGEN
OLGASTREDET
BARENTSØYA
EDGEØYA
STORFJORDEN
SVALBARD
Endelige utmål pr. 31. desember 1970.
0 5 10 20 30 40 50 km
Store Norske Spitsbergen Kulkompani A/S
A/S Adventdalens Kullfelt
Kings Bay Kull Company A/S
Norsk Polar Navigasjon A/S
Texaco / Socal-gruppen
Arctikugol
Staten

Vedlegg 17.

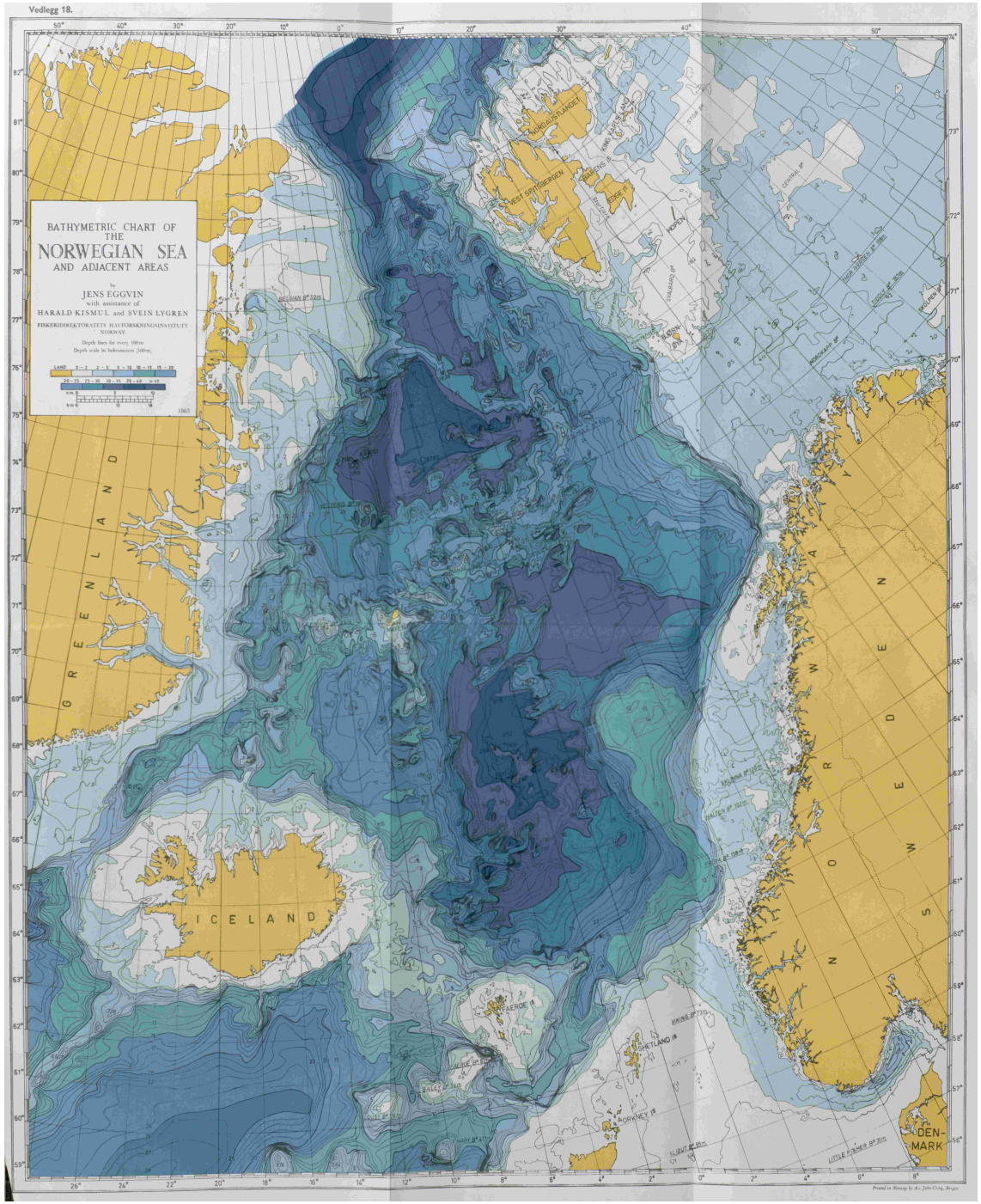
JAN MAYEN



SVALBARD

TERRITORIALFARVANN

Vedlegg 18.


BATHYMETRIC CHART OF
THE
NORWEGIAN SEA
AND ADJACENT AREAS
by
JENS EGGVIN
with assistance of
HARALD KISMUL and SVEIN LYGREN
FISKERIDIREKTORATETS HAVFORSKNINGSINSTITUTT
NORWAY
Depth lines for every 100 m
Depth scale in hekometers (100 m)
LAND 0 - 2 2 - 5 5 - 10 10 - 15 15 - 20
20 - 25 25 - 30 30 - 35 35 - 40 > 45
1963
GREENLAND
ICELAND
NORWAY
SWEDEN
DEN-
MARK
NORDAUSTLANDET
WEST SPITSBERGEN
BAREN IS
EDGE IS
HOPEN
BJØRN
FAEROE IS
SHETLAND IS
ORKNEY IS
Printed in Norway by A.s John Grieg, Bergen

Industridepartementet.

OVERSIKT

over

OLJEPOLITISKE SPØRSMÅL

bl.a. på bakgrunn av utenlandsk oljelovgivning og utenlandsk konsesjonspolitikk.

Av
JENS EVENSEN

Betenkning utarbeidet etter oppdrag fra Industridepartementet.

Januar 1971

FORORD

Da jeg for vel 2½ år siden etter anmodning av Det Kgl. Departement for Industri og Håndverk påtok meg å utarbeide en betenkning om de sentrale spørsmål som reiser seg i forbindelse med petroleumsproduksjon på den norske kontinentalsokkel, hadde jeg ikke oversikt over arbeidets omfang.

Det forberedende arbeid har vært uvanlig tidkrevende og vanskelig og har bl.a. bestått i å gjennomgå og granske tilgjengelig litteratur, utenlandsk lovgivning, utenlandske konsesjonsdokumenter og nyere former for petroleumsavtaler. Bare ved å gjennomgå fremmed statspraksis slik som den kommer til uttrykk i dette materiale, kan en gjøre seg opp en noenlunde begrunnet mening om utviklingslinjer og tendenser i moderne oljepolitikk. Dette arbeid har på mange måter vært et nybrottsarbeid idet noen lignende oversikt på bred basis ikke foreligger på noe språk.

Etter hvert som jeg arbeidet med betenkningen, ble jeg stadig mer overbevist om at formålet med den først og fremst måtte være å skaffe våre myndigheter en rimelig oversikt over det foreliggende materiale fra andre land. I de store petroleumsproduserende stater har oljepolitikken utviklet seg gjennom årtier, og disse land har derfor et fond av erfaring på godt og ondt i oljepolitiske spørsmål som vil være dem til stor hjelp når nye problemer oppstår.

Norge har naturligvis også betydningsfulle tradisjoner å bygge på som et vestlig demokrati og et høyt utviklet industrisamfunn. De oljepolitiske tradisjoner mangler vi derimot. Denne betenkning er et forsøk på å utfylle dette tomrom ved å legge fram fakta fra andre land. Det er mitt håp at betenkningen må kunne medvirke til at de som i sitt virke befatter seg med oljepolitiske spørsmål eller for øvrig er interessert i å danne seg en selvstendig oppfatning på dette felt, får et fyldig materiale utenfra å bygge sine vurderinger på.

Dessuten har almenheten i et demokratisk samfunn krav på opplysning, særlig på et så nytt og viktig felt av moderne samfunnsliv. Jeg har derfor forsøkt å legge fremstillingen slik an at betenkningen ikke må behandles som fortrolig.

Det har lettet mitt arbeid at Industridepartementet har gitt meg den tid jeg trenger, og at jeg har fått anledning til å foreta de nødvendige studiereiser. De selskaper som driver virksomhet på den norske kontinentalsokkel, har også i stor utstrekning vært meg behjelpelig med å skaffe lovstoff, konsesjonsavtaler og annet materiale.

Det må presiseres at jeg fikk dette som et personlig oppdrag. Betenkningens innhold og ikke minst, mulige vurderinger i den, står helt for min regning.

Oslo, januar 1971.

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
Kapittel I. Innledning	9
Kapittel II. Avtaleområdenes størrelse	13
Alminnelige bemerkninger	13
Historikk	14
Nyere utvikling med eksempler	15
Det norske blokksystem	17
Konklusjoner	19
Kapittel III. Tilbakeføringsprinsippet. (Relinquishment)	20
Alminnelige bemerkninger	20
Historikk	20
Nyere utvikling med eksempler	21
Iran	21
Irak	23
Saudi-Arabia	23
Kuwait	23
Abu Dhabi	23
Egypt	24
Libya	24
Algerie	25
Hellas	25
Indonesia	25
Andre land	25
Det norske system	26
Kapittel IV. Avtaletidens lengde	28
Alminnelige bemerkninger	28
Nyere utvikling med eksempler	29
Iran	29
Irak	29
Saudi-Arabia	30
Kuwait, Abu Dhabi	30
Egypt	30
Libya, Algerie, Nigeria	31
Indonesia	31
Pakistan, Australia, New Zealand, Filippinene	31
Nederland, Danmark, Storbritannia	32
Det norske system	32
Kapittel V. Produksjonsavgift (royalty). Arealavgifter. Andre avgifter	34
Alminnelige bemerkninger	34
Produksjonsavgift. Royalty	34
Historikk	34
Moderne utvikling	37
Iran, Irak	38
Kuwait	38
Saudi-Arabia	38
Abu Dhabi etc.	39
Egypt	39
Libya etc.	40
Venezuela	41
Indonesia	41
Australia etc.	41
Europa	41
Det norske system	42
Noterte priser (Posted Prices)	44
Norge og noterte priser	46
Prinsippet om utgiftsføring av Royalty	48
Kapittel VI. Arealavgifter. Andre utgifter. Likedelingsprinsippet (Equal Sharing of Profit)	50
Generelt	50
Arealavgifter m. eks.	50
Iran	50
Irak	51
Saudi-Arabia	51
Kuwait	51
Abu Dhabi	52
Qatar	52
Egypt, Libya m.v.	52
Australia	52
Portugal	52
Nederland	53
Storbritannia	53
Danmark, Sverige	53
Det norske system for arealavgifter	53
Bonus	55
Iran	56
Irak, Kuwait	56
Saudi-Arabia	56
Egypt, Libya	57
Australia	57
Portugal, Italia, Nederland m.v.	57
Det norske system for bonus	58
Inntektsdeling, likedelingsprinsippet etc.	58
Venezuela	59
Saudi-Arabia	60
Kuwait	60
Bahrein, Qatar m.fl.	61
Iran	61
Egypt, Libya m.v.	62
Indonesia	62
Norge	63
Kapittel VII. Organisasjonsformer. Statsdeltagelse	64
Generelt	64
Vanlige konsesjonsavtaler	65
Statsdeltagelse. Joint Venture avtaler	68
Iran	68
Saudi-Arabia	70
Kuwait	71
Abu Dhabi	72
Egypt	73
Libya	74
Andre afrikanske stater m.v.	75
Kapittel VIII. Organisasjonsformer fortsatt. Det Algerisk-Franske Avtalekompleks. Kort om Getty-avtalen	76
Den Algerisk-franske Petroleumsavtale av 29. juli 1965	76
Getty-avtalen av 19. oktober 1968	79

Side

Kapittel IX. Organisasjonsformer (fortsatt.) Entreprenørkontrakter. (Servicekontrakter.) Produksjonsdelingskontrakter 80
Entreprenørkontrakter. (Servicekontrakter) 80
Iran 81
Irak 84
Venezuela 86
Produksjonsdelingskontrakter 89
Indonesia 89
Produksjonsdelingskontrakter spesielt 32

Kapittel X. Organisasjonsformer (fortsatt.) Visse konklusjoner 93

Kapittel XI. Kontinentalsokkelen og EEC 100
Generelt 100
Roma-traktatens art. 227 101
EEC-kommisjonens betenkning av 18. september 1970 102
Forordning nr. 802/68 om kontinentalsokkelen; definisjon for varers opprinnelsesland .. 102
Forordning nr. 1496/68 om definisjon av Fellesskapets tollterritorier 102
Vedtak av 16. oktober 1969 om støttetiltak til tyske petroleumsselskaper 102
Rådsdirektiv av 14. mars 1969 om gjennomføring av den frie etableringsrett etc. 103
Den italienske petroleumslovgivning 104
Det norske system 104

Side

Særproblemer vedrørende Frankrike 104
Systemet med petroleumskonsesjoner 107
Statsdeltagelse og ilandføringsproblemer m.v. 110
Avsluttende bemerkninger 111

Kapittel XII. Norges kontinentalsokkel nord for 62° 112
Generelt 112
Avgrensningen av norsk kontinentalsokkel mot de store havdyp 112
FN's prinsipperklæring 1970 114
USA's forslag til konvensjon for havbunnen til de store havdyp 114
Avgrensningsproblemene i nord 115
Svalbardtraktaten av 9. februar 1920 116
Avgrensningen i Polhavet og detaljavgrensningen mot Sovjetunionen 117

Kapittel XIII. Avsluttende bemerkninger 118
Ilandføringsproblematikken 118
Folkerettslige spørsmål i forbindelse med produksjonsanlegg og legging av rørledninger på kontinentalsokkelen 119
Brenning av naturgass og andre spørsmål i forbindelse med konservering av naturressursene 119
Visse spørsmål vedrørende raffineringskonsesjoner 120

LITTERATURFORKORTELSER

Cattan: «Evolution» = Henry Cattan: «The Evolution of Oil Concessions in the Middle East and North Africa.» (New York 1967.)

Hartshorn = J. E. Hartshorn: «Oil Companies and Governments.» (London 1962, 1967.)

Livermore = J. B. Livermore: «Petroleum Legislation in Australia with Particular Reference to the Offshore Areas.»

Lufti = Ashraf Lufti: «Opec Oil.» (Beirut 1968.)

Martinez: «Chronology» = Anibal R. Martinez: «Chronology of Venezuelan Oil.» (London 1969.)

Martinez: «Our Oil» = Anibal R. Martinez: «Our Gift, Our Oil.» (Wien 1966.)

Masseron: «L'économie» = J. Masseron: «L'économie des Hydrocarbures. (Paris 1969.)

Masseron: «Seminar» = J. Masseron: «The Principal Economic Characteristics of the Petroleum Industry.» Lectures given at the Petroleum Seminar, Ustaoset 1969.

Mikdashi = Zuhayr Mikdashi: «A Financial Analysis of Middle Eastern Oil Concessions 1901—65.» (U.S.A. 1966.)

Mughraby = Muhamad A. Mughraby: «Permanent Sovereignty over Oil Resources. (Beirut 1966.)

O'Connor = Harvey O'Connor: «World Crisis in Oil.» London 1963.)

Odell = Peter R. Odell: «Oil and World Power.» (Pelican 1970.)

Opec: Selected Documents 1966 = Opec: Selected Documents of The International Petroleum Industry 1966. (Wien.)

Opec: Selected Documents 1967 = Opec: Selected Documents of The International Petroleum Industry 1967. (Wien.)

Opec: Selected Documents 1968 = Opec: Selected Documents of The International Petroleum Industry 1968. (Wien.)

Penrose = Edith T. Penrose: «The Large International Firm in Developing Countries.» (London 1968.)

Tanzer = Michael Tanzer: «The Political Economy of International Oil and the Underdeveloped Countries.» (Boston 1969.)

Tugendhat = Christopher Tugendhat: «Oil — The Biggest Business.» (London 1968.)

Zakariya: «Opec Resolution XVI/90» = Hasan Zakariya: «Opec Resolution XVI/90. Its Background and Some Analytical Comments.» Petroleum Seminar, Ustaoset 1969.

KAPITTEL I

Innledning.

1. I denne betenkning har jeg forsøkt å analysere oljepolitiske problemer som statsmyndighetene erfaringsmessig vil stå overfor under vurderingen og fastleggingen av en fremtidig oljepolitikk. Analysen vil skje på bakgrunn av vår gjeldende oljelovgivning, først og fremst kongelig resolusjon av 9. april 1965 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster og kongelig resolusjon av 25. august 1967 om sikkerhetsforskrifter for slik virksomhet, bl.a. belyst ved utenlandsk lovgivning og konsesjonspolitikk.

Jeg har forsøkt å bygge betenkningen opp på en slik måte at våre myndigheter — det være seg de utøvende eller lovgivende — skal bli forsynt med det bakgrunnsmateriale som er nødvendig for denne helt nye problematikk en står overfor. Av denne grunn har jeg lagt stor vekt nettopp på lovgivning og praksis i veletablerte oljeproduserende land og på mulige tendenser i andre lands oljepolitikk.

Det kan være nyttig å belyse de problemer norske myndigheter vil stå overfor ved kort å oppsummere andre staters praksis og de løsninger som disse staters lovgivning og konsesjonspolitikk gir anvisning på. Av lett forståelige grunner har jeg vært nødt til å begrense denne gjennomgåelse til de mest interessante land og eksempler. Materialet ville ellers bli så omfattende at en altfor detaljert gjennomgåelse lett kan skjule problematikk og mulige løsninger istedenfor å belyse disse.

Hvis tiden og omstendighetene for øvrig tillater det, vil jeg i en fortsettelse av denne betenkning (betenkningens del II) ta for meg de viktigste oljeproduserende land og for hvert av disse lands vedkommende gjennomgå hovedtrekkene i utviklingen av deres oljepolitikk. Hvis det skulle være av interesse for min oppdragsgiver — Industridepartementet — vil jeg også som vedlegg ta utdrag av de viktigste utenlandske lovbestemmelser og konsesjonsavtaler m.v.

Ved den metode som er valgt for denne betenkning og ved en mulig kronologisk belysning i en Del II av utviklingen av oljepolitikken i enkelte oljeproduserende land med tilhørende materialsamling, håper jeg i noe monn å avbøte virkningene av at Norge plutselig synes å bli kastet inn i oljeproduksjonen på et så vanskelig geografisk område som vår kontinentalsokkel uten å få tid til å erverve seg de tradisjoner og erfaringer som i de fleste andre petroleumsproduserende land har vokset frem over flere desennier.

2. Petroleum — flytende eller i gassform — er en av de viktigste, om ikke den viktigste, handelsvare i det moderne internasjonale samfunn.[1]) Dets økonomiske egenverdi som selvstendig internasjonal handelsvare, som råprodukt for oljeraffineriene og den kjemiske industri og dens betydning som energikilde, er enorm.

Det er unødvendig å påpeke at oljen og tilgangen til oljekildene har spilt en avgjørende rolle i utenrikspolitikken såvel som i innenrikspolitikken. Oljens politiske betydning tar nesten avskrekkende proporsjoner når en ser hen til den enorme strategiske rolle oljen spiller for stormaktene såvel som for statene ellers.

Siden den første Verdenskrig hvor en av Churchill's kongstanker var å legge om hele den britiske marine fra kulldrift til oljefyring, har oljens strategiske og økonomiske betydning øket i takt med den tekniske revolusjon.

Verdensproduksjonen og forbruket av petroleum har i de senere årtier fordoblet seg hvert tiår. De problemer denne enorme økning skaper, kan belyses ved den enkle kjennsgjerning at i løpet av tiåret 1970—1980 må oljeindustrien skape et produksjonsapparat som samlet produserer like mye olje som den samlede oljeproduksjon i verden i de siste hundre år. Denne onde spiral vil i årtiene fremover øke oljens politiske og strategiske betydning. Det kan i denne forbindelse nevnes at den samlede råoljeproduksjonen i verden i 1967 var ca. 1760 millioner tonn og at konsumpsjonen i 60-årene steg anslagsvis med ca. 8 pst. pr. år.[2]) I 1968 var forbruket steget til ca. 2 000 millioner tonn.[3])

3. At kampen om oljen er en avgjørende faktor i landenes utenriks- og innenrikspolitikk,

---

[1]) Uttrykket petroleum vil i denne betenkning bli brukt som en fellesbetegnelse for de forskjellige oljeprodukter fra råolje til raffinerte produkter. Betegnelsen omfatter også hydrokarboner i gassform. Uttrykket olje bruker jeg som en betegnelse på hydrokarboner i flytende form.
Oljeboring kan resultere i funn av råolje alene, av gass alene, eller en kombinasjon av olje og gass. Gassfunn kan prinsipielt være av like stor verdi som funn av råolje, noe gassfunnene og utnyttelsen av dem på den britiske kontinentalsokkel viser.

[2]) Bl.a. Masseron: «Seminar» s, 2—8.

[3]) Odell, s. 11.

har man utallige eksempler på. Avviklingen av koloniveldene etter den annen Verdenskrig og fremvoksten av mere selvstendige stater i Østen, Afrika og Latin-Amerika har på mange måter forsterket denne problematikk. Mens kampen om oljen tidligere i første rekke var en kamp mellom stormaktene og mellom de store oljeselskaper om verdenshegemoniet, er kampen nå også blitt et ledd i en nasjonal frigjøringskamp for en rekke utviklingsland. Denne utvikling har vært særlig påtagelig siden 1945. Den har hatt en klar tendens i retning av at de oljeproduserende land, særlig i Midt-Østen og Latin-Amerika, enten gjennom sine statsorganer direkte eller gjennom statseide selskaper eller direktorater har forlangt større myndighet over og kontroll med den olje som produseres fra deres nasjonale naturressurser. Deres bestrebelser har ikke utelukkende vært rettet mot å oppnå en større andel av utbyttet ved oljeproduksjonen (og raffineringen m.v.), men også vært rettet mot et større politisk ansvar for og større offentlig (statlig) kontroll med de internasjonale oljeselskapers virksomhet.

Utviklingen har tydelig vist at statene ikke lenger ønsker å delegere til oljeselskapene den vesentlige sektor av vedkommende lands utenriks- og innenrikspolitikk som oljeproduksjonen innebærer.

4. En slik utvikling har selvsagt ikke skjedd uten motstand. De store internasjonale oljeselskaper som tidligere var vant til på mange måter å bli behandlet som selvstendige stater med sine egne utenrikspolitiske og internpolitiske målsetninger, satte seg selvsagt med alle midler mot en utvikling som ville føre til at nasjonalstatene reduserte selskapenes økonomiske utbytte og kontroll med ressursene og derved reduserte selskapenes internasjonale makt og prestisje.

I oljekretser er det vanlig å dele inn de internasjonale oljeselskaper i to hovedgrupper, de såkalte «7 store» (7 majors) og de såkalte «uavhengige» (the independents). Selv om denne distinksjon nå etter hvert utviskes, har den likevel en viss betydning og en støter ofte på den i oljelitteraturen og dagspressen.

De 7 store internasjonale selskaper består av Standard Oil of New Jersey (Esso), Royal Dutch Shell (Shell), Mobil Oil (Mobil), Texas Oil (Texaco), Gulf Oil (Gulf), Standard Oil of California (Socal) og British Petroleum (BP).

Den andre hovedgruppen «the independents» omfatter et antall noe mindre internasjonale selskaper, derunder en rekke betydelige, privateide selskaper som Phillips Petroleum og Petrofina. Den omfatter også flere statseide selskaper eller selskaper med statlig deltagelse. Selskaper som i de siste år i betydelig utstrekning har påvirket utviklingen i oljeproduksjonen. Derunder de franske selskap Compagnie Française des Petroles og Elf og det italienske selskap Entente Nazionali Hydrocarbori (ENI-AGIP).[4]) Hva angår særlig de franske statskontrollerte selskaper vil det kanskje nå være riktigere å føye dem som et nytt navn til gruppen av de «store internasjonale» selskaper nevnt ovenfor.

5. Moderne diplomatisk historie er rik på eksempler som viser hvorledes vestlige staters utenrikspolitikk har vært bestemt av petroleumspolitiske hensyn. De land som de store internasjonale oljeselskaper tilhører, har således sett det som en vesentlig utenrikspolitisk oppgave å beskytte oljeselskapene og deres tilgang til oljeressursene og oljedistribusjonen.

De oljepolitiske hensyn har naturlig nok spilt en særlig rolle for USA med dets mange store oljeselskaper og for Storbritannia og Nederland med deres tilknytning til store oljeselskaper på grunn av deres kolonihistorie. Også for Frankrike har oljeselskapenes interesser vært en betydelig faktor i utformingen av utenrikspolitikken særlig fra 1920-årene av.

For USA har oljeproblematikken særlig gjort seg gjeldende i de diplomatiske forbindelser med de latin-amerikanske stater og Midt-Østen. Politikken har gått ut på å beskytte de rettigheter og konsesjoner som de amerikanske selskaper alt har erhvervet i et land. Et annet tungtveiende hensyn har vært å sikre «den åpne dørs politikk» slik at de amerikanske oljeselskaper skal ha adgang på like linje med andre nasjoners selskaper — derunder nasjonale statsselskaper — til å konkurrere om nye oljekonsesjoner. En embedsmann i det amerikanske utenriksdepartement ga følgende uttrykk for den betydning oljen spilte for amerikansk utenrikspolitikk:

«Hvis en ser tilbake på den diplomatiske historie i de siste 35 år, vil en se at petroleum historisk sett har spilt en større rolle for USA's utenrikspolitiske forbindelser enn noen annen vare.»[5])

---

[4]) Se bl.a. Tanzer, s. 30 ff. Masseron: «L'économie», s. 15—19.

[5]) John A. Loftus, Special Assistant to the Director of the Office of International Trade Policy, Department of State, i en artikkel «Petroleum in International Relations», US Department of State Bulletin, Vol. 13, Aug. 5, 1945, s. 173 ff. Også Tanzer, s. 41 ff.

Den amerikanske regjering har innenrikspolitisk stort sett avholdt seg fra statsinngrep i oljeselskapenes virksomhet selv når det gjelder forhold som sikkerhetsforskrifter, forskrifter for beskyttelse av statsressurser etc. Dette vil selvsagt ikke si at oljeproblemene ikke er av vidtrekkende innenrikspolitisk betydning der. I den senere tid har det imidlertid funnet sted betydelige reguleringer, særlig fra de føderale myndigheters side.

Oljeselskapenes innflytelse på USA's utenriks- og innenrikspolitikk har vært og er meget stor. Oljeselskapenes lobby såvel i Amerikas innenrikspolitiske som utenrikspolitiske spørsmål er en faktor som det alltid kan være nyttig å huske på. Bl.a. spørsmålet om de amerikanske beskatningsregler er et stadig tilbakevendende stridspunkt i amerikansk politikk. Dette gjelder særlig spørsmålet om den såkalte «depletion allowance» (fradrag for verditap), d.v.s. adgangen for oljeselskapene til å anse en viss prosentsats av fortjenesten som skattefri fordi oljekildene uttømmes. Et annet tilbakevendende spørsmål er hvilke innenlandske og utenlandske utgifter oljeselskapene kan trekke fra i sine amerikanske skatter. Den amerikanske lovgivning om beskyttelsesmurer mot utenlandsk oljeimport og mot adgangen for utenlandske selskaper til å etablere seg i U.S.A. er likeledes et spørsmål som til stadighet er oppe til debatt i det amerikanske senat.[6])

Det er åpenbart at disse internrettslige spørsmål også har vidtrekkende utenrikspolitiske konsekvenser. En skal i denne forbindelse være særlig oppmerksom på hvilken betydning de amerikanske skatteregler indirekte kan ha for utformingen av andre staters oljepolitikk. Oljeselskapene vil nemlig bekjempe regler i andre land som vil ha til følge at de omkostninger selskapene har på undersøkelser eller utvinning av olje i vedkommende land ikke kan trekkes fra på inntektsskatten i USA.

6. At oljepolitiske vurderinger i vesentlig grad også har dominert britisk og nederlandsk utenrikspolitikk, er like åpenbart. De britiske koloniinteresser særlig i Midt-Østen og Nederlands tidligere herredømme over det oljerike Indonesia har vært bestemmende faktorer i det utenrikspolitiske spill. Det faktum at et av verdens ledende oljeselskaper Royal Dutch Shell er et nederlandsk-britisk foretagende og at selskapet BP er et foretagende hvor den britiske stat er direkte interessert med betydelige eierinteresser, har også spilt og spiller selvsagt fortsatt inn på disse lands utenrikspolitiske vurderinger.

Frankrikes og Italias interesser i oljeleting og oljeutvinning er av noe nyere dato. Disse to land har imidlertid på mange måter bragt noe nytt inn i den internasjonale oljepolitikk. I begge land er staten mer direkte involvert gjennom sine statsselskaper (eller halvstatlige selskaper) i oljeundersøkelse og oljeproduksjon enn i de andre vestmaktland. Disse statsselskaper har tildels vært med å bryte nye veier når det gjelder avtaler med oljeproduserende land. Både fordi de er statsselskaper med en ofte noe annen ideologisk innstilling til andre lands statsmyndigheter enn private oljeselskaper tradisjonelt har hatt og fordi de har måttet trenge seg inn i oljeproduserende land som tidligere «hadde tilhørt» de gamle etablerte oljeselskaper, har disse franske og italienske foretagender vært villige til nye samarbeidsformer med de oljeproduserende land. Disse samarbeidsformer har representert noe helt nytt i oljepolitikken i de siste par årtier.

7. Et forhold ved den internasjonale oljeindustri som er alminnelig kjent og som i betydelig grad har skapt mange av de problemer petroleumsproduserende stater har møtt, er at selskapene ofte er «fullt integrerte». Det vil si at hvert selskap har en sammenhengende forretningsmessig kjede fra planlegging, undersøkelse og produksjon via transport til raffinering, petrokjemisk virksomhet og distribusjon av petroleumsproduktene. Dette har hatt den avgjørende virkning for omsetning av petroleum og petroleumsprodukter at bare en brøkdel av produsert petroleum i verden har vært gjenstand for den frie prisdannelsesprosess. Dette har åpenbart til sine tider ført til betydelige urimeligheter og er selv i dag en medvirkende faktor til den usikkerhetsfølelse som i ethvert fall enkelte petroleumsproduserende stater gir uttrykk for i sin oljepolitikk.

Det er klart at dette særtrekk forsterkes ved at en god del av de internasjonale oljeselskaper fremtrer som giganter i verdensøkonomien slik at deres virksomhet og beslutninger kan spille en avgjørende rolle ikke bare for det enkelte oljeproduserende lands økonomi, men for verdensøkonomien og verdenssituasjonen som helhet.

[6]) Se bl.a. Odell, s. 13—14 som fremhever at den amerikanske oljeindustri ville bli redusert i betydelig grad dersom man i USA tillot fri konkurranse fra utenlandske selskaper. Han fremhever videre at USA ved sin proteksjonistiske politikk har trekk til felles med sovjetisk oljepolitikk.

For i noen grad å møte denne problematikk — en problematikk som også de ansvarlige oljeselskaper blir mer og mer klar over — har det vokset frem nye avtale-, samarbeids- og samvirkeformer mellom endel oljeproduserende land. Denne utvikling har vært medvirkende til å avbøte en rekke av de misforhold som tidligere tiders oljehistorie gir eksempler på. Men selv de mest moderne tendenser og samarbeidsformer kan ikke skjule at de problemer petroleumsproduksjonen fører med seg for petroleumsproduserende land må møtes med aktive og moderne tiltak. Ellers kan lett problemene som skapes bli større enn fordelene som vinnes nasjonalt og internasjonalt ved utnyttelsen av disse enorme natur-ressurser.

Professor Z. Mikdashi har i sin bok: A Financial Analysis of Middle Eastern Oil Concessions: 1901—65 kommet inn på disse spørsmål. Han uttaler bl.a.:

«Et annet hovedproblem for den vurdering som møter dem som vil granske Midt-Østens petroleumsindustri er det problem som knytter seg til vurderingen av de inntekter det integrerte oljeselskap har på sine forskjellige virksomheter og funksjoner innen en industri behersket av en liten gruppe. Det frie marked for råolje fra Midt-Østen ved salg til «utenforstående» har vanligvis vært lite (10—20 pst.) og transaksjonene foregår vanligvis mellom forskjellige avdelinger av samme selskap eller på langsiktige kontrakter. Prisene mellom de forskjellige avdelinger av et selskap er «(indre) overføringspriser» som representerer poster i et (felles) bokholderi. Basert på vanlig bokholderiteknikk ville det følgelig være mer realistisk å vurdere det integrerte selskaps finansielle ytelser ut fra en vurdering av inntektene fra det integrerte selskaps hele virksomhet.»[7])

Professor Edet Penrose peker i sin bok «The Large International Firm in Developing Countries» på de samme særtrekk ved oljeindustrien. Professor Penrose fremhever bl.a. (s. 20):

«Konkurranseforholdet mellom oljeselskapene, og deres politikk med hensyn til tilførsler, priser (særlig prisfastsettelser mellom søsterselskaper) og deres investeringer har en meget vesentlig innflytelse på nasjonalinntekten og betalingsbalansen til utviklede og underutviklede land, oljeeksporterende og oljeimporterende land.»

8. Som nevnt er tendensen til nye samarbeidsformer blitt forsterket ved at en rekke av de private «uavhengige» selskaper har arbeidet i konkurranse med de tradisjonelle storselskaper for å få tilgang til oljeressursene og oljemarkedene. For ikke å la seg utkonkurrere har disse storselskaper på sin side tatt initiativet eller akseptert mere moderne samarbeidsformer med utenlandske regjeringer.

Denne vekselvirkning har ført til en oppmykningsprosess når det gjelder det tradisjonelle mønster for oljekonsesjoner. Helt nye tankebaner har tildels blitt akseptert når det gjelder organisering av oljeleting og oljeproduksjon.

En står i dag midt oppe i denne nyskapningsprosess. Tendensen går i retning av større ansvar for og større medvirkning fra produksjonslandene og deres borgere og samtidig en større vilje til samarbeid fra oljeselskapenes side, samtidig som oljeselskapene har en sterkere forståelse av at deres rolle i verden som uavhengige maktfaktorer må revideres og avpolitiseres.

Hvor denne utvikling vil føre hen er foreløpig umulig å si. En skal imidlertid være oppmerksom på at de forskjellige konsesjons- og samarbeidsformer inngås side om side.

Det vil også være uriktig å overbetone den tendens som har gjort seg gjeldende i den senere tids internasjonale produksjonsavtaler.

For det første varierer systemene sterkt fra land til land. I visse tilfeller er det også vanskelig å avgjøre hvilke praktiske konsekvenser en ny avtaleform har, fordi prestisjehensyn har veiet tyngre ved utformingen av bestemmelsene enn de bakenforliggende praktiske og økonomiske realiteter. Et annet forhold som må tas i betraktning er at hvor et oljeproduserende land har oppnådd nye og vidtrekkende avtaler f.eks. om statsdeltagelse eller statsdrift i en eller annen form, er det oftest i tilfeller hvor vedkommende land allerede er et vel etablert petroleumsproduserende land med rike forekomster og nærliggende fremtidsmuligheter for lønnsomme petroleumsfunn.

I tillegg til dette kommer at avtalene varierer tildels sterkt fra område til område innen det enkelte land, alt etter som hvor tiltrekkende et område fremstiller seg for oljeselskapene. Det er klart at veletablerte områder (proven areas) har betydelig større tiltrekningskraft på oljeselskapene enn helt nye og uprøvede områder. Det er også mulig at områder til vanns tildels byr på større vanskeligheter for utvinningene og på større økonomiske omkostninger enn landområder, noe som igjen kan spille inn på avtalebetingelsene. Dette gjelder særlig på kontinentalsokler med noe større vanndybder eller hvor avstanden fra land eller de klimatiske forhold byr på særlige vansker. Det blir ofte sterkt fremholdt av oljeselskapene. Ser en imidlertid på moderne praksis, synes det ikke å være særlig dekning for at et avgjørende skille

[7]) Mikdashi, s. 2.

skal trekkes mellom de betingelser en stat oppnår på land og til vanns. I virkeligheten er mange av de senere års mest vidtgående avtaler med de gunstigste betingelser for vedkommende stat inngått for kontinentalsoklenes vedkommende.

9. Hvor tiltrekkende den norske kontinentalsokkel er for de interesserte selskaper er vanskelig å bedømme. På den ene side er de klimatiske og geografiske forhold harde samtidig som havdybdene og avstanden fra land er relativt store.

På den annen side er det klart at den politiske stabilitet i de skandinaviske land og landenes beliggenhet midt i et av de største forbrukssentra for petroleumsprodukter i verden, gir et klart insitament til den internasjonale oljeindustri. Den siste tids funn på vår kontinentalsokkel syd for 62° n. bredde burde i betydelig grad skjerpe interessen for vår sokkel.

En faktor som må tas med i vurderingen er den store utstrekning av den norske kontinentalsokkel. Petroleumsfunn eller mangel på funn i et område har liten eller ingen betydning for muligheten for fremgangsrike boringer på andre deler av vår kontinentalsokkel. Det er imidlertid åpenbart at funn av betydning i et område rent psykologisk ville øke interessen for undersøkelse og boring på norsk kontinentalsokkel i sin helhet.

Den oljelovgivning som ble etablert for norsk kontinentalsokkel ved kgl. res. av 9. april 1965 og kgl. res. av 25. august 1967 har stort sett virket tilfredsstillende. Den representerer på mange måter en meget moderne oljelovgivning. Dette forhindrer selvsagt ikke at systemet eller enkelte bestemmelser bør tas opp til fornyet vurdering etter hvert som tiden går og oljepotensialet i vår kontinentalsokkel blir bedre klarlagt. Til dette kommer at den norske stat og norsk industri har vunnet atskillig erfaring og sakkunnskap etter bestemmelsenes utferdigelse.

Selv om interessante funn er gjort på vår kontinentalsokkel syd for 62° n. br., er det fremdeles uklart hvilken forhandlingsposisjon Norge står i i dag eller i den umiddelbare fremtid for så vidt angår mulige endringer i vårt system. En rekke forskjellige faktorer må selvsagt spille inn for vurderingene av norsk oljepolitikk i den umiddelbare fremtid. Som en konsekvens av dette vil jeg i det etterfølgende være nødt til på en rekke punkter å gi anvisning på forskjellige systemer og fremgangsmåter som kan innebære mulige løsninger. I noen grad vil jeg avholde meg fra å komme med konkrete anbefalinger, idet den fremtidige utvikling av vår kontinentalsokkel får vise hvor det er opportunt og realistisk å søke nye løsninger på problemene.

I denne situasjon vil det riktige formodentlig være at en søker et mest mulig elastisk system hvor forskjellige kontraktsformer kan eksistere side om side uten derved å svekke rettssikkerheten. Men selv om en tar dette forsiktige utgangspunkt bør de erfaringer vi har høstet formodentlig føre til forslag til endringer i en rekke av de gjeldende bestemmelser, og muligens betydelig nytenkning i vår oljepolitiske grunninnstilling.

For å unngå misforståelser bør det allerede her presiseres at jeg i betenkningen selvsagt ikke vil anbefale inngrep i de allerede gjeldende konsesjonsvilkår for områder tildelt etter kgl. res. av 9. april 1965 syd for 62°. En annen sak er selvsagt at for de deler av meddelte konsesjonsområder som skal tilbakeleveres etter 6 og 9 år i henhold til §§ 20 og 21 i resolusjonen, bør vi formodentlig søke andre konsesjonsbetingelser enn dem som gjelder for det område konsesjonæren beholder. Formålet med den tilbakeføringsplikt som de nevnte paragrafer hjemler, er nettopp at man etter utløpet av de nevnte frister har bedre mulighet for å vurdere områdenes oljepotensiale. Det kan være rimelig å fastsette andre vilkår for disse tilbakeførte områder enn de betingelser som ble fastsatt opprinnelig.

KAPITTEL II

Avtaleområdenes størrelse.

1. I dette kapittel vil jeg søke å belyse de forskjellige systemer som har vært brukt for å avgrense størrelsen av avtaleområder. Det selvsagte utgangspunkt må være at enten en baserer seg på et konsesjonssystem eller en avtale av annen art, må avtalen — i ethvert fall i moderne tid — referere seg til et klart avgrenset område.

Det gjelder naturligvis i første rekke utvinningstillatelser og eventuelt undersøkelsestillatelser som gir enerett til undersøkelse av området. I prinsippet må samme utgangspunkt også gjelde for generelle undersøkelsestillatelser. Også i dette tilfelle vil det være et åpenbart behov for å ha klare grenser for områdets omfang. Selv så «ufarlige» under-

søkelser som gravimetriske målinger og magnetiske målinger bør ikke gis for hele landområder eller hele kontinentalsokler.

2. Den kongelige resolusjon av 9. april 1965 bruker forskjellige avgrensningsmetoder for generelle undersøkelsestillatelser og for utvinningstillatelser.

Hva undersøkelsestillatelser angår, gir resolusjonens § 8 de norske myndigheter atskillig frihet når det gjelder å bestemme området for en generell undersøkelsestillatelse. § 8 bestemmer indirekte at området for undersøkelsestillatelsen skal fastlegges i selve konsesjonstillatelsen. Resolusjonen gir på dette punkt ingen retningslinjer for avgrensningen. Den eneste begrensning som finnes i § 8 er at en generell undersøkelsesstillatelse ikke må gjelde områder som omfattes av utvinningstillatelser, det være seg allerede meddelte eller etterfølgende utvinningstillatelser.

I de generelle undersøkelsestillatelser som har vært meddelt fra 1964 for den norske kontinentalsokkel syd for 62° n. br. har området generelt vært begrenset til «norske undersjøiske områder syd for 62° n.br.». Undersøkelsestillatelsene inneholdt ingen spesifikke opplysninger om hvor langt ut i havet tillatelsen gjaldt. Det fulgte imidlertid av henvisningen til «norske undersjøiske områder» at undersøkelsesstillatelsen gjaldt til midtlinjen): hvor norsk kontinentalsokkel møtte britisk, dansk eller eventuelt svensk kontinentalsokkel.

For undersøkelsestillatelser nord for 62° vil problematikken bli atskillig vanskeligere med hensyn til avgrensningen. Det reiser seg her infløkte folkerettslige og utenrikspolitiske spørsmål når det gjelder hvor langt ut i havet undersøkelsestillatelsen skal gjelde i relasjon til Atlanterhavet og Nord-Ishavet. Interessante spørsmål reiser seg også i relasjon til en eventuell avgrensning av undersøkelsestillatelser i relasjon til Polhavet og grensene mot Sovjet-unionen. Disse spørsmål vil bli behandlet i senere kapitler. Etter min mening inneholder imidlertid § 8 en meget elastisk og brukbar regel for så vidt angår avgrensningen av vår kontinentalsokkel for generelle undersøkelsestillatelsers vedkommende. Bestemmelsen i § 8 bør derfor prinsipielt fastholdes. Det er imidlertid mulig at man i mere positive ordelag bør fastslå myndighetenes rett og plikt til å begrense området i den enkelte undersøkelsestillatelse.

3. Hva utvinningstillatelser angår har resolusjonens § 11 atskillig mer håndfaste regler om avgrensningen av konsesjonsområdet. Resolusjonen fastslår her prinsippet om oppdeling av vår kontinentalsokkel i rektangulære blokker. Blokkenes størrelse skal etter bestemmelsen være på 15′ bredde og 20′ lengde med mindre tilstøtende landområder eller grenser mot andre lands kontinentalsokler medfører noe annet. I prinsippet vil flateinnholdet av hver blokk etter dette være ca. 500 km^2. Etter § 15 kan en utvinningstillatelse gis for en eller flere blokker.

Blokksystemet er gjennomført i en rekke moderne oljelover både til lands og til vanns. Det er imidlertid langt fra enerådende. Like alminnelig er det såkalte «franske» system. Noe forenklet kan en si at dette system kort og godt går ut på at vedkommende lands lovgivning ikke knesetter noe bestemt geometrisk system; men i de offisielle utlysninger av områder som skal bli gjenstand for utvinningstillatelser, trekker opp grensene for hvert enkelt område. Det er også alminnelig at selskapene under forhandlingene med vedkommende lands myndigheter i hvert enkelt tilfelle blir enig om konsesjonsområdets nærmere grenser. Disse blir så i detalj tatt inn i konsesjonsdokumentet.

Det finnes selvsagt en rekke varianter av de ovennevnte systemer og andre systemer i tillegg. I Iran og tildels Italia finner en eksempler på at landet deles opp i større oljeområder eller oljesoner med tildels varierende lovgivning eller konsesjonsbetingelser for de enkelte områder.

Før jeg tar opp til vurdering om dette blokk-system eventuelt om blokkenes størrelse skal fastholdes, eller et annet system velges, vil jeg belyse problematikken med en kort gjennomgåelse av andre lands systemer.

4. Et gjennomgående trekk ved de tidligst kjente konsesjonsavtaler, særlig i koloniområder og utviklingsland, var at konsesjonsavtalene ga enerett til utvinning av petroleum for enorme landområder og også på vilkår som for øvrig etter hvert måtte fremtre som meget urimelige for produksjonslandet. På grunn av landområdenes omfang virket slike konsesjonsavtaler faktisk som eksklusiv-avtaler. De ga vedkommende rettighetshaver en utpreget monopolstilling i produksjonslandet. Dette førte naturlig til at vedkommende oljeselskap og dets nasjonalregjering fikk en altfor sterk innflytelse på det økonomiske og politiske liv i vedkommende produksjonsland med den økende animositet mot fremmedelementet som en slik dominerende stilling med rette eller urette fremkalte hos den lokale regjering og stedlige befolkning.

5. Som eksempel på omfanget av de tidligste konsesjonsavtaler kan først nevnes den såkalte d'Arcy-avtale som i 1901 ble inngått mellom den persiske regjering (Iran) og engelskmannen W. K. d'Arcy. Avtalen dekket så godt som hele det persiske keiserrike med unntak av 5 provinser. Etter denne konsesjonsavtale fikk rettighetshaveren enerett til petroleumsutvinning på et område som i alt dekket 480 000 miles² hvilket svarer til noe under 1,25 millioner km². [1]) Det svarer til ca. 4/5 deler av Irans landterritorium.

Utenfor den opprinnelige avtalen ble holdt «Persias» nordlige provinser. Dette var et ledd i det utenrikspolitiske spill mellom Storbritannia og Russland. De nordlige områder skulle være russisk interessesfære. Denne «deling» ble formalisert ved den anglo-russiske avtale av 31. august 1907 hvor «Persia» formelt ble inndelt i 2 interessesfærer, den nordlige hvor russisk innflytelse skulle aksepteres, og resten av landet som skulle være britisk interessesfære.

D'Arcy-området ble i 1933 etter hårde forhandlinger redusert til 100 000 «miles»² (svarende til ca. 259 000 km²): et område som etter moderne oljepolitiske vurderinger også virker uforholdsmessig omfattende. Det er i hvert fall ikke tvil om at bl.a. i disse historiske forhold lå kimen til den anglo/iranske «oljekrig» i 1950-årene. Denne førte til langvarige og bitre uoverensstemmelser mellom Iran og Storbritannia.

6. Iraks oljehistorie viser de samme grunntrekk. Etter at Irak etter den første Verdenskrig ble overført som et mandat fra det tyrkiske keiserrike til Storbritannia som mandatar, sluttet den irakske regjering i 1925 en konsesjonsavtale med det såkalte Iraq Petroleum Co. (IPC), et utenlandsk oljeselskap vesentlig dominert av britiske interesser.

Avtalen av 1925 ble utvidet ved 2 tilleggsavtaler av 1931 og 1938 som ble inngått med datterselskaper av Iraq Petroleum Co.. Disse 3 avtaler samlet dekket så godt som hele Iraks territorium. Avtalene ga selskapet enerett til oljeutvinning på et område på ca. 170 000 miles² svarende til ca. 440 000 km². Også for øvrig hadde avtalene bestemmelser som i det lange løp måtte fortone seg som urimelige for den irakske regjering.[2])

Etter langvarige stridigheter som nådde sitt klimaks under Kassims revolusjonsregjering, nådde man frem til en slags enighet mellom den irakske regjering og oljeselskapet i 1965. Enigheten bestod i virkeligheten av en slags stilltiende aksept av den irakske regjerings diktat. Selskapets konsesjonsområde ble ved dette redusert til ca. ½ pst. av det opprinnelige areal, nemlig til 1935 km². Selskapet fikk beholde de områder hvor oljeproduksjonen var igang samt noen tilleggsfelter.[3])

7. Situasjonen var noe tilsvarende i Saudi-Arabia og en rekke av de andre utviklingslandene i Midt-Østen.

Den konsesjonsavtale som Saudi-Arabia i 1933 sluttet med Standard Oil of California, dekket opprinnelig ca. 370 000 miles² eller ca. 960 000 km². Denne avtale ble senere overført til et konsortium Aramco. Ved tilleggsavtale av 1939 dekket Aramco's konsesjon i alt 496 000 miles² i Saudi-Arabia, d.v.s. godt over 1¼ million km².

På samme måte omfattet de konsesjonsavtaler som Kuwait i 1934 inngikk med Kuwait Oil Company hele Kuwait's territorium. Konsesjonsavtalen mellom Kuwait og selskapene Gulf Oil/APOC (Anglo Persian Oil Co.) omfattet «staten Kuwait med dens øyer og territorialfarvann» og gjaldt for en konsesjonsperiode på 75 år.[4])

Men 5 måneder etter at Irak i begynnelsen av 1960-årene ved ensidig beslutning reduserte konsesjonsområdet til det irakske oljeselskap med over 99 pst. ble avtale inngått mellom Kuwait og oljeselskapet KOC om en tilbakeføring av 50 pst. av det opprinnelige konsesjonsområde.[5])

De oljekonsesjoner som sjeikdømmet Basrein inngikk i 1934 og deretter med Basrein Petroleum Company (Babco) og de konsesjoner som Quatar i 1935 ga til Anglo Persian Oil Company, gjaldt også hele eller storpartene av statsterritoriene.[6])

8. Slike konsesjonsavtaler som omfatter det hele eller størsteparten av et lands territorium, har vist seg å virke lite heldige. De skaper monopolstilling for konsesjonshaverne med den unødige animositet dette fremkaller, samtidig som slike avtaler i større eller mindre grad tenderer mot å overføre et lands oljepolitikk fra de lovlige statsmakter til ved-

[1]) En kvadrat mile (square mile) svarer til 2,59 km². Interessante detaljer vedrørende d'Arcy-konsesjonen finnes bl.a. hos Mikdashi, s. 9—26. Også O'Connor, s. 277 ff.

[2]) For den tidligste olje-historie se bl.a. Mikdashi, s. 65 ff.

[3]) Se bl.a. Zakariya: «OPEC Resolution XVI/90», 1969, s. 4.
Cattan, «Evolution», s. 3.
O'Connor, s. 303 ff.
«Oil and Gas Journal», 31. mai 1965, s. 52—53.
Også Mikdashi, s. 207 ff.

[4]) Mikdashi, s. 80 ff.

[5]) Mikdashi, s. 220.

[6]) Se Cattan: «Evolution», s. 3 ff.
Zakariya, «OPEC Resolution XVI/90».
O'Connor, s. 349 ff.

kommende oljeselskap. Spenningen skjerpes ytterligere ved at det er utenlandske interesser som har vært rettighetshavere.

Spørsmålet om arealenes størrelse hører selvsagt nøye sammen med andre sider av det system som legges til grunn for meddelelse av utvinningstillatelser. Tendensen i moderne oljepolitikk er imidlertid klar. Statene er lite tilbøyelige til å la en oljekonsesjon omfatte for store arealer.

I de nyere former for oljekonsesjoner begrenses derfor som regel konsesjonsområdenes størrelse sterkt. Systemene varierer selvsagt fra land til land. Til dels varierer også systemene for så vidt angår oljeutvinning på landjorden og oljeutvinning på kontinentalsoklene. Denne betenkning vil i det vesentlige begrense seg til å belyse de systemer som gjelder for avgrensningen av konsesjonsområdene på kontinentalsoklene.

En skal imidlertid være oppmerksom på at mange land anvender den samme oljelovgivning for kontinentalsokkelen som for fastlandsområdene.

Gjennomgåelsen vil vise at noe bestemt system for avgrensningen av arealene ikke trer frem som det fremherskende. Et gjennomgående trekk er imidlertid at statene har erklært at de har råderetten over kontinentalsokkelen og naturressursene der. Privatrettslige avgrensningsregler kommer derfor ikke inn i bildet med unntak av mulige strandområder i kystens umiddelbare nærhet.

Dette gjelder også for USA som for fastlandsområdets vedkommende har knesatt det prinsipp at oljeforekomstene tilhører grunneieren, og at derfor de privatrettslige avgrensningsregler gjelder på land. For kontinentalsokkelens vedkommende anses områdene og naturressursene i dem å tilhøre enten vedkommende delstat eller den føderale regjering (i prinsippet kontinentalsokkelen utenfor 3-mils-grensen).

9. Et interessant eksempel på hvorledes avtaleområder avgrenses i moderne oljelovgivning finnes i Iran.

Oljeloven av 31. juli 1957 som gjelder landterritoriet såvel som Irans kontinentalsokkel, gir et elastisk system for avgrensningen av avtaleområdene.

Ved denne lov ble det iranske statsselskap «Nioc»[7]) gitt betydelig myndighet. Således kan Nioc etter lovens artikkel 5 dele opp Irans territorium, derunder kontinentalsokkelen, i distrikter hvert på maksimum 80 000 km². Disse distrikter eller deler av dem kan erklæres for «åpne» for anbud fra oljeselskapene. Men minst en tredjedel av områdene skal bevares som nasjonale reserver. Iran har for tiden etablert bortimot 30 slike distrikter.

Nioc har inngått en rekke forskjellige samarbeidsavtaler med utenlandske oljeselskaper også for kontinentalsokkelens vedkommende på basis av denne lovgivning. I prinsippet avgrenses avtaleområdene mer av hensynet til geografiske strukturer enn av hensynet til matematiske og geodetiske formularer.

I 1965 sluttet Nioc bl.a. en avtale med Royal Dutch Shell om 2 områder. Det ene på 3 830 km². Det andre på 2 245 km². Lignende avtaler ble også sluttet med en italiensk/indisk gruppe, med en gruppe av amerikanske selskaper og med en fransk gruppe. Det italiensk/indiske konsortium fikk et areal på vel 3 000 miles². Et tilsvarende areal tilfalt det amerikanske konsortium. Den franske gruppe fikk et område på vel 2 200 miles². [8])

Ved senere samarbeidsavtaler med utenlandske oljeselskaper har de iranske myndigheter åpnet andre deler av sin kontinentalsokkel, bl.a. ved avtale av 27. august 1966 med det franske statsselskap Erap. Etter denne avtale ble det gitt eksklusiv undersøkelseslisens for et område av kontinentalsokkelen stort 20 000 km². Etter ett år skulle området reduseres til 10 000 km². Etter 3 år skulle utvinningsområdet reduseres til 3333 km². [9])

Det franske statsselskap Erap fikk samtidig en avtale for Irans landterritorium. Avgrensningen skjedde her på en annen måte. Konsortiet ble meddelt en eksklusiv undersøkelsestillatelse på et meget stort område, nemlig 200 000 km² i 5 forskjellige distrikter. Etter utløpet av 1 år ble området redusert til 20 000 km². Etter 4 år ble dette området igjen redusert til 10 000 km², og etter ytterligere 2 år skulle den endelige utvinningstillatelse reduseres til 5 000 km².

10. I en såkalt entreprenør-(service-)avtale[10]) av 3. februar 1968 som den irakske regjering inngikk med det franske statsselskap Erap, har man valgt et helt annet system for avgrensningen av kontraktsområdene. Avtalen som også angår kontinentalsokkelom-

[7]) «National Iranian Oil Company», etablert i 1954 som et statsselskap. Se bl.a. Cattan, «Evolution», s. 23.

[8]) Se bl.a. Oil and Gas Journal for 22. februar 1965, s. 85 ff, og Petroleum Press Service for mars 1965, s. 105 ff.

[9]) Se bl.a. Masseron, «L'économie», s. 83. Petroleum Press Service for september 1966, s. 324 gir en avvikende opplysning. Det opplyses her at utvinningsområdet skulle fastsettes til 6666 km².

[10]) Hva det ligger i uttrykket «entreprenøravtale» er behandlet i detalj i Kap. IX i det etterfølgende.

rådene atskiller seg sterkt fra de avtaler vi kjenner for Nordsjøen hva avgrensningssystemet angår.

Etter kontrakten beholder Iraks regjering den fulle myndighet over områdene, og etter Art. 6, § 1 blir den også eier av den olje som måtte finnes. Dette er vanlig for entreprenørkontrakter og det forklarer også den spesielle avgrensningsmetode som er valgt i kontrakten.

Kontraktens utgangspunkt er at det er undersøkelsesområdene som avgrenses i detalj i kontrakten, ikke utvinningsområdene. Kontrakten omfatter i alt fire større undersøkelsesområder hvor det franske statsselskap har enerett til å lete etter petroleum som entreprenør «general contractor» for den irakske stat. (Se Art. 14.) Områdene er av betydelig utstrekning og av forskjellig størrelse og form. De fire undersøkelsesområder avgrenses ved en meget detaljert fastsettelse ved lengde- og breddegrader og ved et særlig kart.

Undersøkelsesfasen varer i seks år. I de første 3 år har Erap rett til å drive petroleumsundersøkelser på hele området. Etter utløpet av 3-årsperioden må Erap imidlertid tilbakeføre 50 pst. av undersøkelsesområdet etter eget valg. Den annen undersøkelsesfase varer i 2 år. Etter utløpet av denne fase må Erap ytterligere tilbakeføre 25 pst. av det opprinnelige undersøkelsesområdet fremdeles etter eget valg. Den tredje og siste del av undersøkelsesfasen varer i 1 år.

Kontrakten definerer bare de ovenfor nevnte undersøkelsesområder. Om utvinningstillatelse skal gis, beror etter kontrakten på om Erap i undersøkelsesperioden finner olje. I så fall har Erap etter en kortere vurderingsperiode (appraisal period) rett til å trekke opp grensene for hvert enkelt utvinningsområde. Utvinningsområdet skal baseres på det konkrete oljefunn. Etter Art. 17 skal utvinningsområdet være enkelt i formen (of a simple shape) og yttergrensene for området skal fastsettes til oljekildens antagelige utstrekning.[11])

Det er i det hele tatt ikke ualminnelig at avtaleområdene på denne måten er konkret fastlagt i den enkelte avtale og ikke bundet til et på forhånd fastsatt system. Som eksempel kan nevnes den entreprenør-avtalen av 21. desember 1967 som Saudi-Arabia inngikk med det italienske statsselskap ENI-AGIP. Avtalen som omfatter et temmelig stort landområde i Saudi-Arabia på vel 77 000 km², definerer i detalj avtaleområdet ved lengde- og breddegrader samt kartbilag. I prinsippet er avtaleområdet det samme i undersøkelsesfasen og utvinningsfasen.[12])

11. Som alt nevnt har vår kgl. res. av 9. april 1965 valgt et blokksystem for avgrensning av utvinningstillatelser. Resolusjonens § 11 bestemmer at myndighetene kan åpne et bestemt område for søknader om utvinningstillatelser. Området skal inndeles i rektangulære blokker, prinsipielt av en størrelse på 15′ bredde og 20′ lengde, d.v.s. ca. 500 km² pr. blokk.

Dette blokksystem er vel kjent i internasjonal oljelovgivning og er særlig velskikket for oljeutvinnelser i undersjøiske områder (kontinentalsokkelen).

Blokksystemet er imidlertid heller ikke ukjent på land. Som eksempel kan her nevnes den konsesjonsavtale som den egyptiske regjering sluttet med Egyptian General Petroleum Corporation (statsselskap) og Pan American UAR Oil Company den 23. oktober 1963. Avtalen er en «Joint Venture»-avtale[13]) og dekker en større del av Egypts vestlige ørkenområde.

I prinsippet omfatter avtalen et avtaleområde som er konkret fastlagt i konsesjonsavtalen. Etter art. III i avtalen er imidlertid dette området oppdelt i rektangulære blokker. Størrelsen av blokkene er 12′ bredde × 12′ lengde, hvilket svarer til ca. 400 km².

Dette opprinnelige avtaleområde er gitt for undersøkelsesformål. Etter art. V i avtalen skal rettighetshaveren ved utløpet av en 3-årsperiode oppgi ⅓ av det totale antall undersøkelsesblokker. Etter ytterligere 3 år skal nok ⅓ oppgis. Når ytterligere 3 år er gått (d.v.s. ialt 9 år) har rettighetshaveren bare rett til å beholde 20 blokker i tillegg til de blokker hvor funn er gjort. Etter utløpet av en ny 3-årsperiode (d.v.s. ialt 12 år) kan rettighetshaveren bare beholde 10 slike undersøkelsesblokker for en siste 3-årsperiode. Deretter må blokkene oppgis såfremt ikke utvinningstillatelse er gitt.

Etter art. XI i avtalen kan en undersøkelsestillatelse omgjøres til en utvinningstillatelse når funn er gjort. Utvinningstillatelsen baserer seg også på blokksystemet. Tillatelsen gis i prinsippet for den blokk hvor kommer-

[11]) Se «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 21, 22. mars 1968.

[12]) For avtalens tekst se bl.a. «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 19, for 8. mars 1968.

[13]) «Joint Venture» er et begrep hentet fra engelsk-amerikansk selskapsrett. Denne selskapsform kan variere sterkt fra tilfelle til tilfelle, men svarer nærmest til en «andelsavtale».

sielt funn er gjort. Selve utvinningstillatelsen kan imidlertid omfatte flere slike blokker.

En liknende avtale ble inngått mellom den egyptiske regjering og den nevnte Egyptian General Petroleum Corporation (statsselskap) og Phillips Petroleum den 25. september 1963. Avtalen baserte seg på det samme blokksystem som avtalen med Pan-American.[14])

12. En skal i det følgende kort se på det eller de blokksystemer som har vært lagt til grunn av enkelte land for oljeundersøkelse og oljeutvinning på deres kontinentalsokkler. Detaljene i disse systemer varierer selvsagt fra land til land.

Som første eksempel kan nevnes Australia. Utgangspunktet for oljeutvinning på den australske kontinentalsokkel er at de deler av kontinentalsokkelen som åpnes, deles opp i rektangulære blokker. Størrelsen er på 5′ bredde og 5′ lengde.

Basert på dette blokksystem meddeles eksklusive undersøkelsestillatelser som også gir adgang til å bore etter olje. Den opprinnelige lengde av en slik undersøkelsestillatelse er 6 år. Men tillatelsen kan fornyes for 5-års perioder til tilsammen 26 år. Ved utløpet av hver periode må en halvpart av det aktuelle undersøkelsesområde oppgis.

Det opprinnelige undersøkelsesområde kan være meget omfattende. Maksimalt kan en eksklusiv undersøkelsestillatelse omfatte 400 blokker, tilsvarende ca. 10 000—12 000 miles^2 (26 000—30 000 km^2).

En utvinningstillatelse (production license) kan bare meddeles når funn er gjort. Også utvinningstillatelsen baserer seg på blokksystemet idet en utvinningstillatelse i prinsippet kan omfatte 9 blokker. En blokk må angis som senter for disse blokker. Denne opprinnelige utvinningstillatelse gjelder for 2 år (kan forlenges med ytterligere 2 år). Etter utløpet av denne periode reduseres utvinningstillatelsen til 5 blokker, d.v.s. ca. 350 km^2.

13. Når det gjelder Nordsjø-området, er blokksystemet brukt, foruten i Norge, også av Storbritannia og Nederland. I henhold til den britiske kontinentalsokkellov av 14. april 1964 ble det ved Order in Council utferdiget regler som ligger nær opp til de norske. Blokksystemet ble knesatt for utvinningstillatelsers vedkommende. Når et område av den britiske kontinentalsokkel åpnes for utvinningstillatelse blir området delt opp i rektangulære blokker svarende til 100 miles^2 eller vel 250 km^2 pr. blokk. Blokkenes størrelse er altså omtrent halvparten av størrelsen på de norske blokker. Også for øvrig er systemene i Norge og Storbritannia stort sett like.[15])

I Nederland har man valgt et noe annet blokksystem enn det norsk/britiske. I henhold til kontinentalsokkelloven av 1965 utferdiget Nederland i 1967 en kgl. res. om petroleumsutvinning på den nederlandske kontinentalsokkel.[16])

Nederland opererer med 3 typer lisenser: a) Generell rekognoseringstillatelse (reconnaissance license), b) Undersøkelsestillatelse, c) Produksjonstillatelse.

Rekognoseringstillatelse er av mer generell karakter og tillater først og fremst geofysiske og geologiske undersøkelser. Boring er ikke tillatt etter en slik lisens. En undersøkelsestillatelse som er eksklusiv gir derimot adgang til boring. Produksjonstillatelse vil i praksis bare gis dersom funn er gjort, selv om det etter lovgivningen er en teoretisk mulighet for å gi en produksjonstillatelse også i andre tilfeller.

For utdelingen av undersøkelsestillatelse blir den nederlandske kontinentalsokkel delt opp i rektangulære blokker av 20′ lengde og 10′ bredde. Dette tilsvarer et flateinnhold på ca. 400 km^2 pr. blokk. Det er ingen begrensning når det gjelder antall blokker pr. tillatelse. En tillatelse kan derfor gis for flere blokker. Undersøkelsestillatelse gis for 15 år. Men etter utløpet av de første 10 år faller 50 pst. av arealet tilbake til staten.

14. Det var forskjellige hensyn som gjorde at man i Norge valgte en annen størrelse på blokkene enn i Storbritannia.[17]) Under forberedelsen av den norske lovgivning gjorde de interesserte selskaper, særlig de utenlandske, sterkt gjeldende at blokkenes størrelse på den norske kontinentalsokkel burde være ca. 1 000 km^2. Det ble bl.a. anført at dette område var lite kjent oljegeologisk, og at det også av andre grunner var mindre tiltrekkende for selskapene enn de britiske områder. Følgelig burde størrelsen av blokkene være større for å skape den fornødne interesse for området og gi noe større frihet i boringen etter olje enn mindre blokker ville gi.

Etter nøye vurderinger kom de norske

14) Bl.a. Cattan, «Evolution», s. 139—143.

15) Det er ingen betingelse for å få en britisk utvinningstillatelse at kommersielle funn av petroleum er gjort på forhånd. Eksklusiv utvinningstillatelse meddeles for en eller flere blokker etter myndighetenes frie vurdering. En tilbakefallsrett for halvparten av konsesjonsområdet er obligatorisk etter utløpet av en 6-årsfrist.

16) Se Reglement 67 i Staatsblatt nr. 158 for 1967.

17) Det nederlandske system med blokker på ca. 400 km^2 er nærmest et kompromiss mellom størrelsen av de norske blokker og de britiske blokker.

myndigheter til at blokker på ca. 500 km² ville være passende i hvert fall for de deler av den norske kontinentalsokkel som den gang var fremme i diskusjonen, d.v.s. delene syd for 62°. Den kgl. res. av 9. april 1965 ble utformet i overensstemmelse med disse vurderinger. Det har i praksis vist seg at dette er en rimelig størrelse for så vidt blokkene på den norske Nordsjøsokkel angår.

Etter min mening er det derfor ingen grunn til ikke å fastholde denne størrelse på blokkene i hvert fall når det gjelder området syd for 62° (d.v.s. området syd for Stadt).

I denne forbindelse skal en være oppmerksom på bestemmelsen i § 15 i resolusjonen. Etter denne bestemmelse kan en utvinningstillatelse omfatte mer enn én blokk slik at konsesjonsområdets størrelse i prinsippet kan variere. Skulle derfor i enkelte tilfeller særlige hensyn tale for at det gis utvinningstillatelse for større arealer, kan dette lett tilgodesees ved bestemmelsen i § 15.

15. Når det gjelder en eventuell åpning av vår kontinentalsokkel nord for 62°, har spørsmålet vært reist om ikke visse hensyn skulle tale for å øke flateinnholdet av blokkene. Dette syn har vært gjort gjeldende av representanter for oljeindustrien. Som begrunnelse for et slikt standpunkt har vært anført at disse områder er betydelig mer fjerntliggende enn områdene i Nordsjøen og derved langt vekk fra de områder hvor konkrete olje- og gassfunn hittil har vært gjort. Særlig de nordligste deler av vår kontinentalsokkel er også temmelig ugjestmilde. Til dette kommer at dybdeforholdene på disse områdene er atskillig mer problematiske enn for Nordsjøsokkelens vedkommende. Røster har derfor reist seg for å få øket blokkenes areal på vår nordlige kontinentalsokkel.

Jeg er ikke ubetinget enig i dette.

Etter min mening kan industriens mulige ønsker i så måte møtes ved at eventuelle tillatelser i henhold til bestemmelsene i § 15 kan omfatte to eller flere blokker av vanlig størrelse. Tilbakefallsretten etter resolusjonens § 20 og § 21 går også på konsesjonsområdet som helhet med mindre noe annet bestemmes i avtalen. Heller ikke ut fra denne synsvinkel skulle det derfor være noe vunnet fra rettighetshavernes side om arealet for hver enkelt blokk ble øket.

Det synes derfor ikke å være tungtveiende grunner som taler for å øke blokkenes størrelse for de nordligere deler av vår kontinentalsokkel. En bør i prinsippet operere med de samme blokkstørrelser for hele vår kontinentalsokkel. En størrelse på 500 km² pr. blokk har også i praksis vist seg å gi en rimelig elastisitet i avgrensningen. Dette hensyn kan være av en viss betydning særlig nordover hvor yttergrensene for vår kontinentalsokkel ikke er fastlagt og formentlig ikke vil bli fastlagt med det første. Enhver økning av blokkenes areal ville innebære en noe mer uelastisk ordning også for så vidt foreløpige avgrensninger angår.[18])

Skulle den fremtidige forhandlingssituasjon tilsi at utvinningstillatelser nordover bør omfatte noe større områder enn konsesjonsområdene i Nordsjøen ville slike hensyn lett kunne tilgodeses ved å la en mulig utvinningstillatelse omfatte flere blokker etter § 15 i den kgl. resolusjon.

16. Mine konklusjoner på undersøkelsene i dette kapittel er at Norge for det første skal fastholde sitt blokksystem for avgrensning av petroleumsarealer. Systemet som også er akseptert i en rekke andre land, har vist seg særlig skikket for kontinentalsoklers vedkommende.

Det er videre min oppfatning at det ikke er nødvendig med noen endring av blokkenes flateinnhold. Det flateinnhold som er fastsatt i § 11, annet punkt i resolusjonen bør derfor fastholdes. Ordningen har vist seg å være smidig i praksis og er nå vel etablert for vårt Nordsjøområde. Etter min mening vil det ikke være ubetinget heldig å etablere andre regler for vår kontinentalsokkel nord for 62°. En spesiell forhandlingssituasjon kan i prinsippet møtes med smidighet etter bestemmelsene i § 15 i den kgl. resolusjon.

Skulle en imidlertid være av den oppfatning at bestemmelsene om arealbegrensningen i § 11 er noe for uelastisk, vil det etter min mening ikke være heldig å endre bestemmelsen dithen at flateinnholdet for fremtiden skal være et annet, f.eks. fordobles, men eventuelt å komme med en generell tilføyelse i paragrafen. En slik tilføyelse kan gå ut på at i særlige tilfeller eller hvor særlige hensyn taler for det, kan departementet i utlysningen bestemme at blokkenes størrelse økes eller minskes. Riktignok har man i resolusjonens § 49 en generell dispensasjonsbestemmelse. Men det er mulig at man i dette tilfelle bør ha adgang til å falle tilbake på uttrykkelige bestemmelser i § 11 fremfor den generelle dispensasjonsadgang i § 49.

[18]) Visse problemer reiser seg nordover ved en avgrensing av blokkene i grader og minutter. På grunn av jordklodens form vil en blokk på 15° bredde og 20° lengde bli mindre og mindre etter hvert som en går nordover.

KAPITTEL III

Tilbakeføringsprinsippet. (Relinquishment).

1. Et av de mer sentrale aspekter i moderne oljepolitikk er prinsippet om gradvis tilbakeføring av konsesjonsområder (tilbakeføringsprinsippet). Dette prinsipp er knesatt i de fleste moderne oljelover. Det går ut på at deler av et rettighetsområde faller tilbake til vedkommende stat etter en viss periode selv om undersøkelses/utvinningstillatelsen fortsetter for andre deler av områdets vedkommende.

Denne partielle tilbakeføring av områder må ikke sammenblandes med det forhold at alle undersøkelses- og utvinningstillatelser i moderne oljelovgivning er tidsbegrenset slik at de etter kontrakttidens utløp faller tilbake til staten.

2. Det finnes en rekke argumenter for prinsippet om gradvis tilbakeføring. På mange måter virker prinsippet til fordel for begge parter i et konsesjonsforhold. Utgangspunktet er alltid at oljeletingen er sterkt sjansepreget. Hvorvidt et område derfor vil vise seg å være et verdifullt oljeterritorium kan først endelig avgjøres når grundige og kostbare undersøkelser av området har funnet sted, i siste instans boringer.

Dette usikkerhetsmoment forklarer på mange måter tilbakeføringsprinsippet. En stat vil være mer tilbøyelig til å gi rettigheter over et visst område og på visse betingelser når den kan sikre seg ved at en del av området føres tilbake etter en kortere periodes vedkommende. Basert på de undersøkelser og de funn som er gjort på andre deler av området har vedkommende stat da muligheten for å betinge seg andre kontraktsvilkår for de tilbakeførte områders vedkommende. Tilbakeføringsregelen innebærer i prinsippet også at en stat ofte vil være villig til i en preliminær periode å gi rettigheter over et større område enn ellers ville være mulig. Tilbakeføringsprinsippet bunner også i nasjonalpolitiske hensyn. Med en slik regel har en stat ikke i samme grad som ellers avskåret seg råderetten over et område når den meddeler en petroleumstillatelse. Dette kan ha en betydelig innenrikspolitisk verdi særlig i stater med sterke nasjonalistiske krefter i spill.

Det er naturligvis også viktig for en stat at den for frigjorte områders vedkommende kan revurdere sin oljepolitikk. Nye kontraktstyper kan prøves eller nye selskaper med andre vurderinger av de geologiske særtrekk etc. kan få konsesjonsavtaler.

På den annen side kan også rettighetshaverne dra fordeler av tilbakeføringsreglene. De kan i første omgang kanskje få større områder til disposisjon og etter hvert ha anledning til å kvitte seg med områder som for dem synes å ha mindre interesse.

Selv om visse grunntrekk er felles i tilbakeføringsprinsippet, blir det ulikt praktisert i de forskjellige oljelovgivninger. I det følgende skal gis en kort oversikt over de forskjellige fremgangsmåter som har vært fulgt. Også ellers i denne betenkning vil tilbakeføringsreglene bli berørt i forbindelse med gjennomgåelsen av andre sider ved spesielle oljeavtaler.

3. De tidligste konsesjonsavtaler såvel i Østen som i Latin-Amerika hadde som regel ikke bestemmelser om tilbakeføring av områder. Riktignok finnes visse rudimenter av et slikt prinsipp i avtalen av 1925 mellom Iraks Petroleum Company og Den irakske stat. Bestemmelsene var meget beskjedne. De ble aldri satt ut i livet og ble derfor ikke tatt med i en revidert konsesjonsavtale av 1931.[1])

Avtalen mellom Aramco og Saudi-Arabia av 1933 hadde også visse vage regler om at oljeselskapet skulle tilbakeføre de deler av konsesjonsområdet som selskapet måtte bestemme. Heller ikke disse bestemmelser viste seg effektive i praksis. Etter en tilleggsavtale av 1939 ble bestemmelsene opphevet. Det var først etter den endrede politiske situasjon etter den 2. Verdenskrig at alvorlige drøftelser om tilbakeføring tok til.

De tidligste oljekonsesjoner som ble inngått av Iran, Kuwait, Basrein og Quatar hadde ingen bestemmelser om tilbakeføring av områder.

I tillegg til konsesjonsavtalenes taushet på dette punkt kom det forhold til at disse konsesjonsavtalene som alt nevnt i Kapittel II oftest ble gitt for meget betydelige områder. De var også kjennetegnet ved at konsesjonene var av lang varighet, fra 60—75 år, samtidig som kontraktsforholdene heller ikke ellers møtte de krav som etterhvert har tvunget seg frem i moderne samfunnsforhold.

Dette skapte sterke motsetningsforhold i mange oljeproduserende land i tiden umiddelbart før 2. Verdenskrig og særlig i tiden etterpå. De oljeproduserende stater reiste bestemte krav om at tilbakeføringsprinsippet

[1]) Bl.a. Zakariya: «OPEC Resolution XVI/90,», s. 19.
Også Cattan: «Evolution», s. 11.

også skulle gjennomføres for allerede inngåtte kontrakter. Oljeselskapene på sin side forsøkte naturlig nok å motsette seg en slik revisjon av tidligere inngåtte kontrakter, ut fra prinsippet om avtalers ukrenkelighet. Dette førte til ofte langvarige krisetilstander av såvel utenrikspolitisk som innenrikspolitisk karakter i en rekke utviklingsland.

4. Det ligger utenfor denne betenknings ramme i detalj å belyse den forhandlingssituasjon og de resultater som ble oppnådd i forbindelse med tilbakeføring av områder for slike eldre oljekonsesjoner.

Noen eksempler kan illustrere omfanget av de konflikter som utviklet seg rundt dette tilbakeføringsproblemet.

For Saudi-Arabias vedkommende dekket som alt nevnt i Kapittel II de opprinnelige konsesjonsavtaler fra 30-årene ialt ca. 496 000 miles² eller vel 114 million km². Ved en avtale av 10. oktober 1948 kom imidlertid partene til enighet om et tilbakeføringsprogram som ialt omfattet 198 000 miles² eller bortimot 520 000 km². Ved en tilleggsavtale av 24. mars 1963 oppnåddes enighet om at Aramcos konsesjonsavtale i Saudi-Arabia ikke skulle overskride et areal på 125 000 miles². I tillegg hadde avtalen bestemmelser om en nedtrapping av avtaleområdet etter moderne prinsipper over seks 5-årsperioder. Selskapets areal skulle ved disse bestemmelser ytterligere reduseres slik at pr. 1993 skal konsesjonsavtalen bare omfatte 20 000 miles² eller ca. 52 000 km². D.v.s. mellom 4 pst. og 5 pst. av det opprinnelige konsesjonsområdet.[2])

Enda mer vidtrekkende reduksjoner av opprinnelige konsesjonsområder skjedde i Irak. Den opprinnelige konsesjon av 1925 var på vel 450 000 km². Forhandlinger om reduksjon av dette konsesjonsområdet ble påbegynt i 1957. Forhandlingene førte ikke frem, og ved lov nr. 80 av 11. desember 1963 reduserte den irakske regjering ensidig konsesjonsområdet til rettighetshaveren Irak Petroleum Company med ca. 99,5 pst. Det området selskapet fikk sitte igjen med var på ialt 1935 km². [3])

Av andre land hvor revisjon av de opprinnelige konsesjonsavtaler førte til vesentlig tilbakeføring av landområder kan nevnes Kuwait, Quatar og Abu Dhabi. De oppnådde tilbakeføringer varierte mellom ca. ⅓ og ½ av de opprinnelige konsesjonsområder.[4])

De konklusjoner som kan trekkes av disse tidligere erfaringer, er at prinsippet om tilbakeføring har fått en naturlig og etter hvert veletablert stilling i moderne oljepolitikk. Videre at dette prinsipp bør på forhånd klart avtales og defineres i de konsesjoner som inngås. All erfaring viser at etterfølgende forhandlinger og krav om omgjøring av allerede eksisterende kontrakter skaper store vanskeligheter med alvorlige politiske tilbakeslag for de land og de selskaper som blir implisert i en slik kamp.

5. I nyere oljelover og konsesjonsavtaler inngår prinsippet om tilbakeføring som et naturlig ledd i de moderne systemer for petroleumsutvinning. Reglene for tilbakeføring varierer fra land til land. Både med hensyn til de prosentvise andeler som skal tilbakeføres og med hensyn til de tidsfrister som settes for tilbakeføringen. Det kan og nevnes at i visse tilfeller knytter tilbakeføringen seg til den eksklusive undersøkelsestillatelsen, i andre tilfeller til utvinningstillatelsen. Prinsippene for tilbakeføring kan også variere fra avtale til avtale og fra område til område innen det enkelte land.

Tilbakeføringsprinsippet er knesatt ikke bare for vanlige konsesjonsavtaler, men anvendes også for andre typer petroleumsavtaler som «Joint Venture» avtaler, entreprenørkontrakter (service contracts) og produksjonsdelingskontrakter (production sharing contracts).

Det vil være ugjørlig å forsøke å gi en uttømmende fremstilling av hvorledes tilbakeføringsregelen praktiseres i dag. For denne betenknings vedkommende ville en slik utførlig gjennomgåelse også være unødvendig. Problemene skal imidlertid søkes belyst med en del eksempler.

Iran.

6. Det kan være naturlig å begynne denne gjennomgåelse med Iran.

I Iran er utgangspunktet for tilbakeføringsprinsippet den iranske oljelov av 1957. Etter art. 10 i denne lov er tilbakeføringsprinsippet obligatorisk. Utgangspunktet er at 10 år etter inngåelsen av en konsesjonsavtale skal halvparten av konsesjonsområdet tilbakeføres til den iranske stat. Hvis kommer-

---

[2]) Cattan: «Evolution», s. 11—12.
Se også Relinquishment under OPEC Resolution XVI/90 av 1968. Report prepared by the OPEC Legal Department, 5th June, 1969, s. 7—8.

[3]) Bl.a. Mughraby, s. 93.
Zakariya: «OPEC Resolution XVI/90, s. 19—20.
Cattan: «Evolution», s. 13.

[4]) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 13.
Se også Relinquishment under OPEC Resolution XVI/90 av 1968. Report prepared by the OPEC Legal Department, 5th June, 1969, s. 8.

siell produksjon ikke er begynt etter utløpet av ytterligere 2 år, skal hele området tilbakeføres. Art. 7 i loven bestemmer videre at det iranske statsselskap National Iranian Oil Company (Nioc) i de tilfeller hvor dette selskap har en «Joint Venture» kontrakt, skal ha en medbestemmelsesrett for så vidt angår de områder som skal tilbakeføres. Det bestemmes videre at de tilbakeførte områder må ha en form som gjør dem skikket til fortsatt petroleumsproduksjon. Loven har bestemmelser om at prinsippet om tilbakeføring ikke skal være ubetinget obligatorisk såfremt en petroleumsavtale er av en slik karakter at tilbakeføring ikke ville virke naturlig. Formodentlig siktes det her i første rekke til entreprenørkontrakter (servicekontrakter) og liknende moderne former for petroleumsavtaler hvor staten beholder eierretten til områdene og til det funne.

Den iranske stat har gjennom sitt statsselskap Nioc (National Iranian Oil Co.) avsluttet en rekke avtaler med utenlandske selskaper. Derav ca. 9 «Joint Venture» avtaler mellom Nioc og utenlandske selskaper og 3 entreprenørkontrakter. Samtlige disse kontrakter inklusive entreprenørkontraktene har bestemmelser om tilbakeføring.

7. For å belyse hvorledes tilbakeføringsregelen har blitt håndhevet i praksis i Iran kan jeg vise til én av de fem «Joint Venture» avtaler som ble inngått i 1965 mellom Nioc og utenlandske oljeselskaper for oljeutvinning på Irans kontinentalsokkel.

Avtalen er av 18. januar 1965 mellom Nioc og et konsortium av fire amerikanske selskaper, Atlantic, Murphy, Sun og Union Oil Company. Avtalen angår et område på i alt 8 000—10 000 km². Etter avtalens art. 3 skal rettighetshaverne tilbakeføre 25 pst. av dette område ved utløpet av en første 5-årsperiode. Etter ytterligere 5 år skal avtaleområdet reduseres til en halvpart. Er intet kommersielt funn gjort i løpet av ytterligere 2 år (totalt 12 år fra kontraktens avslutning), skal hele restområdet tilbakeføres.[5])

Med hensyn til de tilbakeførte områders størrelse og form bestemmer art. 3, § 3 at intet tilbakeført område skal være under 200 km². Den gjennomsnittlige lengde av området må ikke overstige 6 ganger den gjennomsnittlige bredde. Nioc kan bestemme om form og størrelse er tilfredsstillende.

Betingelsen for at avtalen etter utløpet av 12-årsperioden skal gå over til en produksjonsavtale er etter art. 3, §§ 5 og 6 at kommersielle funn er gjort i området.

8. Som eksempel på hvorledes tilbakeføringsreglene praktiseres i en entreprenørkontrakt kan tas kontrakten av 27. august 1966 mellom Nioc og det franske statsselskap Erap.[6]) Kontrakten gjaldt såvel landområder som deler av Irans kontinentalsokkel.

Utgangspunktet etter art. 4, § 2 er at kontrakten gjelder en undersøkelsesperiode på 6 år.

Etter artiklene 13 og 14 inndeles denne 6-årsperiode i to 3-årsperioder for kontinentalsokkelens vedkommende. Art. 14 har regler om tilbakeføring av områdene på kontinentalsokkelen. Artikkelen bestemmer at allerede etter det første år i den første 3-årsperiode skal kontinentalsokkelområdene reduseres med 50 pst. Etter utløpet av den første 3-årsperiode skal dette gjenværende område (kalt the Assigned Offshore Area) ytterligere reduseres med ⅓ (art. 14, § 2). Etter utløpet av den annen 3-årsperiode skal det nevnte område (Assigned Offshore Area) ytterligere reduseres med en tredjepart. Med hensyn til tilbakeførte områders størrelse og form bestemmer art. 14, 3. ledd at Erap i prinsippet skal ha en valgrett. Men de tilbakeførte områder må bestå av blokker som ikke er mindre enn 200 km² og som har en form hvor den gjennomsnittlige lengde ikke er mer enn seks ganger den gjennomsnittlige bredde.

Når det gjelder konsesjonsområdene på land, har Erap-avtalen av 1966 bestemmelser om tilbakeføring i art. 16. Utgangspunktet er at avtaleområdet er meget stort, ca. 200 000 km², for så vidt gjelder den første undersøkelsesfase som varer et år. Etter utløpet av dette første år må området reduseres med 90 pst. til 20 000 km² (art. 16, § 1). Etter utløpet av ytterligere 3 år (kalt den 1. fase) skal dette området reduseres med 50 pst. til 10 000 km². Etter utløpet av den annen fase — en 2-årsperiode — skal området reduseres med ytterligere 25 pst. til 5 000 km². For så vidt angår de tilbakeførte områders størrelse og form gjelder tilsvarende regler som for kontinentalsokkelen.

De tilbakeføringsregler som er skissert i det foregående, gjelder for undersøkelsesfasen idet produksjonsfasen er avhengig av at kommersielle funn er gjort og gjelder bare selve oljefunnet. Særlige tilbakeføringsregler

[5]) Oil and Gas Journal, 22. febr. 1965, s. 86—87.
Cattan: «Evolution», s. 13 og 20.
Mughraby, s. 93—94, også s. 66 ff.
Masseron: «L'économie», s. 80 ff.

[6]) Petroleum Press Service, september 1966, s. 324—326.
Også Platt's Oilgram News Service, Special Supplement, 30 December 1966, Vol. 44, s. 1 ff.
Masseron: «L'économie», s. 83 ff.

gjelder ikke for denne fase bortsett fra at art. 21 i Erap-avtalen bestemmer at 50 pst. av alle kommersielle funn i prinsippet skal holdes i reserve for Iran.

Irak.

9. I de entreprenørkontrakter (servicekontrakter) som Irak i de senere år har sluttet med utenlandske oljeselskaper — en utvikling som ble påbegynt ved avtalen av 3. februar 1968 med det franske statsselskap Erap — har man bestemmelser om tilbakeføring.

Kontrakten med det franske Erap-selskap omfatter i alt 10 800 km² hvorav 2 280 km² er kontinentalsokkelområder.[7])

Grunnprinsippene for den franske kontrakt ble vedtatt ved en avtale av 23. november 1967 i en såkalt «Heads of Agreement» tekst. Kontraktens utgangspunkt er at det franske selskap skal opptre som hovedentreprenør for det irakske statsselskap Inoc (Iraqi National Oil Co.). Det er en typisk service-kontrakt som her er inngått.

Med hensyn til tilbakeføring bestemmer denne «Heads of Agreement» at etter utløpet av en 3-årsfrist for kontraktens inngåelse må Erap etter eget valg tilbakeføre 50 pst. av det opprinnelige undersøkelsesområde. Etter utløpet av ytterligere 2 år må 25 pst. til av det opprinnelige undersøkelsesområde tilbakeleveres. Det område som da blir igjen, kan Erap sitte med i et år. Etter utløpet av dette år kan Erap bare arbeide på såkalte «proven areas» d.v.s. områder hvor funn er gjort.[8])

Disse prinsipper ble mer i detalj knesatt i kontrakten mellom Irak og det franske oljeselskap av 4. februar 1968. I art. 14 finnes reglene om tilbakeføring av områder i overensstemmelse med det som ovenfor er anført.[9])

Saudi-Arabia.

10. Ved to avtaler inngått i 1967—68, den ene med det italienske statsselskap Eni, den annen med to amerikanske og et pakistansk oljeselskap, inngikk den saudi-arabiske regjering «Joint Venture»-avtaler med statsdeltagelse (carried interest). Avtalen med Eni av 21. desember 1967 er typisk for innholdet av disse avtaler.[10])

Avtalen omfatter 77 382 km² av områder som tidligere var tilbakeført fra Aramco. Avtalen forutsetter en undersøkelsesperiode på 3 år med mulig forlengelse på ytterligere 3 år. Deretter forutsettes en utvinningsperiode på 30 år såfremt funn av petroleum i kommersielle mengder er gjort (Annex A, art. 7—9 til avtalen). Denne utvinningsperiode kan forlenges med 10 år.

Avtalen har følgende bestemmelser om tilbakeføring i art. 14 i Annex A. For tilbakeføringsformål deles utvinningsområdet opp i blokker, hver på ca. 25 km². 3 år etter avtalens avslutning skal rettighetshaveren tilbakeføre 20 pst. av de uutnyttede områder. For hver 5-årsperiode i utvinningsfasen skal 20 pst. av de til enhver tid uutnyttede områder tilbakeføres.

Kuwait.

11. De avtaler som Kuwait i de senere år har inngått, har også uttrykkelige bestemmelser om tilbakeføring. Avtalene er Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Blandt disse avtaler kan nevnes avtalen mellom Kuwait og Arabian Oil Company av 1958, mellom Kuwait og Shell av 1961 og avtalen mellom Kuwait og Hispan Oil av 1967.

Den siste avtale av 3. mai 1967 ligger på mange punkter nær opp til nevnte avtale mellom Saudi-Arabia og det italienske Eni-selskap. Avtalen som er en Joint Venture avtale mellom Kuwaits nasjonale petroleums kompani (KNPC) og det spanske petroleumkompani, gir 51 pst. deltagerrett til Kuwaitselskapet og 49 pst. til Hispan Oil. Konsesjonsområdet er på 9 262 km² og er et område som i 1962 ble tilbakeført fra Kuwait Oil Company til staten.[11]) Avtalen er en vanlig konsesjonsavtale med løpetid på 35 år med mulig forlengelse for en 5-årsperiode.

Reglene om tilbakeføring finnes i art. 10 i avtalen. Den bestemmer at ved utløpet av 3 år fra den dag kommersielt funn er gjort og hvert femte år deretter så lenge avtalen varer, skal rettighetshaveren tilbakeføre til regjeringen områder som svarer til 20 pst. av de uutnyttede områder pr. tilbakeføringsdatoen. Områdene som tilbakeføres, skal være av rimelig størrelse og naturlig form.[12])

Abu Dhabi.

12. Den 14. mars 1968 inngikk myndighetene i Abu Dhabi en konsesjonsavtale med de japanske Mitsubishi-selskaper for et område på 6 500 km². Avtalens art. 11 har regler om tilbakeføring. Artikkelen bestemmer at 3 år etter konsesjonsavtalens inngåelse skal

[7]) Bl.a. Petroleum Press Service, mars 1968, s. 104. Også Oil and Gas Journal, 11. desember 1967, s. 87 ff.
[8]) Middle East Economic Survey, Vol. II, nr. 11, for 12. januar 1968.
[9]) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 107 ff.
[10]) Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 19, for 8. mars 1968.
[11]) Se Petroleum Press Service, juni 1967, s. 205.
[12]) OPEC Selected Documents, 1968, s. 156 ff.

25 pst. av konsesjonsområdet tilbakeføres. 5 år etter konsesjonsavtalens inngåelse skal ytterligere 25 pst. av det opprinnelige konsesjonsområde føres tilbake. Etter ytterligere 3 år skal nok et område på 25 pst. tilbakeføres. Art. 11 har for øvrig bestemmelser om at de tilbakeførte områder kan bestå av en eller flere blokker av tilstrekkelig størrelse og av en slik form at oljesøking uten vanskelighet kan skje på området.[13])

Egypt.

13. Som nevnt i Kapittel II sluttet den egyptiske regjering i 1963 og 1964 fire Joint Venture avtaler med utenlandske oljeselskaper; en med Phillips-gruppen, en med den italienske Eni-gruppe og 2 avtaler med Pan American. Samtlige disse avtaler har bestemmelser om tilbakeføring.

Som eksempel kan nevnes Joint Venture avtalen med Phillips Petroleum Company av 25. september 1963.[14]) Avtalen dekker et opprinnelig undersøkelsesareal på 96 000 km². Denne avtale bestemmer at en gradvis tilbakeføring skal finne sted av undersøkelsesblokkene. Etter utløpet av en 3-årsperiode fra kontraktens underskrift skal en fjerdepart av det totale antall blokker føres tilbake. Etter utløpet av en 6-årsperiode fra kontraktens underskrift skal nok ¼ av det opprinnelige område tilbakeføres. Etter utløpet av en 10-årsperiode skal rettighetshaverne for en 2-årsperiode ha adgang til å beholde 10 pst. av de opprinnelige undersøkelsesblokker i tillegg til blokker som alt har fått utvinningstillatelse fordi funn er gjort.

Joint Venture avtalen med Pan American-gruppen av 23. oktober 1963 har i art. 5 tilbakeføringsregler som er noe annerledes utformet. Avtalen dekker et undersøkelsesområde på 73 000 km². Etter utløpet av 3 år fra avtalens inngåelse skal ⅓ av undersøkelsesblokkene tilbakeføres. Etter utløpet av 6 år fra avtalens inngåelse skal nok ⅓ tilbakeføres. Etter utløpet av 9 år har rettighetshaverne adgang til å velge 20 blokker til videre undersøkelser og ved utløpet av det 12. år fra avtalens inngåelse har rettighetshaverne rett til å beholde 10 blokker for en 3-årsperiode. Også for denne avtales vedkommende er fortsatt utvinningstillatelse avhengig av at funn er gjort.

Libya.

14. I Libya er tilbakeføringsprinsippet knesatt i petroleumslov nr. 25 av 1955 med senere endringer. Utgangspunktet for loven er at de samlede områder som en rettighetshaver kan ha rett til i visse deler av Libya ikke må overstige 30 000 km² (i 1. og 2. sone); i andre deler ikke må overstige 80 000 km² (i 3. og 4. sone).

Artikkel X i loven har regler om tvungen tilbakeføring. Den bestemmer at etter utløpet av en 5-årsfrist må rettighetshaveren tilbakeføre 25 pst. av det opprinnelige området. Etter utløpet av ytterligere 3 år må nok 25 pst. tilbakeføres. Når 10 år er gått fra konsesjonsutferdigelse, kan rettighetshaveren bare beholde ⅓ eller ¼ av det opprinnelige konsesjonsområdet. Sluttresultatet avhenger av i hvilken sone konsesjonen er gitt. Tilbakeføringsprinsippet refererer seg til eksklusive undersøkelsestillatelser. Dette er stort sett den praksis som brukes i nord-afrikanske land i det hele.[15])

Til å belyse hvorledes tilbakeføringsregelen praktiseres i Libya kan henvises til Joint Venture avtalen mellom Libya og den franske gruppe Auxirap.

I den såkalte hovedavtale (Heads of Agreement) om Joint Venture av 4. april 1968 fremgår det av art. I, § 3, at avtalen angår tre soner på tilsammen 29 840 km² på land. I tillegg kommer en kontinentalsokkelavtale på 6 846 km². Reglene om tilbakeføring finnes i art. II, § 5c. Tilbakeføringsreglene gjelder undersøkelsesområdene. Det bestemmes her at for en første 5-årsperiode skal avtalen omfatte hele området. Deretter må rettighetshaverne (inkludert det libyske statsselskap Lipetco) tilbakeføre 25 pst. av området. Etter utløpet av nye 3 år til må ytterligere 25 pst. tilbakegis. I en siste 2-årsperiode sitter således rettighetshaveren igjen med ca. 50 pst. av det opprinnelige området.

Etter utløpet av denne periode (på tilsammen 10 år) kan undersøkelsestillatelsen forlenges for ytterligere 2 år. For denne 2-årsperiode gjelder tillatelsen bare for 25 pst. av det opprinnelige område.

Kontraktens fortsatte gyldighet for produksjon er avhengig av at kommersielle funn er gjort. Tillatelsen begrenses til funnfeltene. Produksjonstillatelsen gjelder for 25 år (art. IV).[16])

I den utfyllende konsesjonsavtale av 30. april 1968 mellom Auxirap og Lipetco finnes helt tilsvarende bestemmelser om tilbakeføring i art. 11, seksjon c.[17])

---

13) OPEC Selected Documents, s. 156 ff.

14) Cattan: «Evolution», s. 139—143. Også Oil and Gas Journal, February 27, 1967.

15) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 12 og s. 20. Også Relinquishment under OPEC Resolution XVI/90 av 1968. Report prepared by the OPEC Legal Department, 5th June 1969, s. 1 og 14, særlig note 17.

16) «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 41, 9. august 1968, s. 2 ff.

17) OPEC «Selected Documents,» 1968, s. 197 ff.

Algerie.

15. Hva for øvrig angår praksis i de oljeproduserende land i Nord-Afrika kan nevnes den algeriske petroleumslov av 1958 (Sahara Petroleum Code). Denne lov har bestemmelser om tilbakeføring som knytter seg til den eksklusive undersøkelsestillatelse. Etter loven er en slik lisens gyldig for 5 år (se art. 1—5). Undersøkelseslisensen kan imidlertid fornyes for 2 perioder, hver av 5 års lengde maksimalt. Til slike fornyelser er imidlertid knyttet bestemmelser om obligatorisk tilbakeføring av områder. Etter utløpet av den første 5-årsperiode må halvparten av det opprinnelige undersøkelsesområde tilbakeføres. Etter utløpet av neste periode (den første fornyelsesperiode) må ytterligere 25 pst. av undersøkelsesområdet tilbakeføres slik at bare 25 pst. av det opprinnelige område blir tilbake for siste undersøkelsesperiode. Utvinningstillatelse gis for det enkelte funn og begrenses for så vidt til funnets utstrekning. Det eksisterer derfor ikke noen tilbakeføringsregler for utvinningslisenser.[18])

Hellas.

16. Av andre middelhavsland har Hellas valgt et system for tilbakeføring som likner det nord-afrikanske.

Ved en avtale inngått den 28. september 1968 mellom Hellas og Texaco ble Texaco gitt en eksklusiv undersøkelseslisens for 5 000 km² (1 930 miles²) av Hellas' kontinentalsokkel.[19]) Avtalen har i art. 2 følgende regler om tilbakeføring av undersøkelsesområder: Det totale undersøkelsesområdet er gitt til rettighetshaveren for et tidsrom av 4 år. Etter utløpet av denne periode skal rettighetshaveren tilbakeføre 25 pst. av området. Etter utløpet av ytterligere 2 år skal 25 pst. av det totale område tilbakeføres. Etter utløpet av nok et år faller kontrakten bort såfremt ikke kommersielle funn er gjort. Er derimot kommersielle funn gjort, har rettighetshaveren i tillegg til sine utvinningstillatelser adgang til å beholde 25 pst. av det opprinnelige område som undersøkelsesområde.

Indonesia.

17. Indonesia har i de siste år utviklet spesielle typer petroleumsavtaler.

I 1960 nasjonaliserte president Sukarno store deler av oljeindustrien i Indonesia naturlig nok under betydelig motstand fra de tidligere rettighetshavere. Forskjellige systemer har deretter vært prøvet, bl.a. en type kombinert entreprenør- og profittdelingskontrakt som Standard Oil of Indiana i 1962 inngikk med det indonesiske statsselskap.[20])

Den type kontrakter som i dag er alminneligst er de såkalte produksjonsdelingskontrakter. En rekke slike kontrakter (over 30 ialt) er inngått i den senere tid.

Samtlige kontrakter har detaljerte regler om tilbakeføring av områder. En tabell oppstilt i World Petroleum for januar 1968 s. 40 viser at reglene varierer noe fra kontrakt til kontrakt. Hovedregelen er imidlertid at 3 år etter kontraktens inngåelse skal 25 pst. av det opprinnelige område tilbakeføres. 6 år etter kontraktens inngåelse skal ytterligere 25 pst. tilbakeføres.

En kontrakt mellom de indonesiske myndigheter og Phillips Petroleum av 1968 har noe mer detaljerte regler. Denne avtale bestemmer at 2 år etter kontraktens inngåelse skal 25 pst. av det opprinnelige området tilbakeføres. 5 år etter kontraktens inngåelse ytterligere 25 pst. Endelig skal rettighetshaveren (entreprenøren) 10 år etter kontraktens inngåelse tilbakeføre alle områder som overstiger et visst areal.

I dokumentsamlingen Selected Documents of the International Petroleum Industry 1968 (OPEC publikasjon) finnes videre en modell for slike produksjonsdelingskontrakter. I kontraktens art. 3 opereres med følgende tilbakeføringsbestemmelser: 3 år etter kontraktens inngåelse skal 15 pst. av det opprinnelige kontraktsområde tilbakeføres. 6 år etter kontraktens inngåelse skal ytterligere 15 pst. tilbakeføres og 10 år etter kontraktens inngåelse skal rettighetshaveren (entreprenøren) tilbakeføre alle områder som overstiger 15 000 km². [21])

18. Det kunne i denne forbindelse vært naturlig også å nevne en rekke andre land. Stort sett vil systemene imidlertid gjenspeile de prinsipper som allerede er belyst i de foregående avsnitt. Det kan imidlertid nevnes at et så viktig oljeproduserende land som Venezuela i sin lovgivning av 1943 har regler om at konsesjonsområdene ikke skal overstige et bestemt maksimum og at deler av områdene skal tilbakeføres periodisk. Se den venezuelanske petroleumslov av 1943, art. 7, 18, 19 og 40.[22])

Australia har i sin kontinentalsokkellovgiv-

[18]) Cattan: «Evolution», s. 13—14.

[19]) OPEC «Selected Documents», 1968, s. 289 ff.

[20]) Bl.a. Ruth Knowles i World Petroleum, januar 1968, s. 39.

[21]) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 81 f. Også Relinquishment under OPEC Resolution XVI/90 av 1968. Report prepared by the OPEC Legal Department, 5th June, 1969, s. 1.

[22]) Relinquishment under OPEC Resolution XVI/90 av 1968. Report prepared by the OPEC Legal Department, 5th June, 1969, s. 1.

ning også regler om tilbakeføring av områder. Disse tilbakeføringsregler knytter seg til de eksklusive undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser gis på kontinentalsokkelen for et tidsrom av 6 år. Men det er muligheter til ialt 4 forlengelser på 5 år hver, slik at undersøkelsestillatelsene ialt kan bli på 26 år. Tilbakeføringsreglene går ut på at ved hver fornyelsesperiode må tilbakeføres halvparten av de undersøkelsesområder som på det tidspunkt omfattes av tillatelsen.

19. For Nordsjøens vedkommende har man i den nederlandske lov av 1967 visse regler om tilbakeføring av områder for så vidt angår eksklusive undersøkelsestillatelser på nederlandsk kontinentalsokkel. Som nevnt i kapittel II kan en slik undersøkelsestillatelse gis for en eller flere blokker. Hver blokk har et flateinnhold av 400 km².

Undersøkelsestillatelsen gis for et tidsrom av 15 år. Men etter utløpet av en 10-årsperiode må 50 pst. av blokken tilbakeføres.

Hvis undersøkelsestillatelsen omfatter flere blokker, skjer tilbakeføringen samlet under ett, ikke blokkvis. Det er ikke nødvendig at det er et sammenhengende område som tilbakeføres. Det er fullt tillatt å tilbakeføre flere spredte områder. Den nederlandske lov har ingen minimumsstørrelse med hensyn til tilbakeførte områder, men bestemmer bare at de områder som tilbakeføres må være av en rimelig utstrekning og form.

Det er rettighetshaveren som i prinsippet har valgretten for hvilke områder han vil tilbakeføre og hvilken form og størrelse han vil gi vedkommende område. En har imidlertid fått opplyst at dersom tilbakeføringen ikke gjelder en full blokk, skal Ministerens samtykke innhentes.

Den nederlandske produksjonstillatelse som i praksis vil være betinget av at petroleumsfunn er gjort, gjelder for 40 år. Produksjonstillatelsen kan gis for en hel blokk eller begrenses til funnområdet. Det tilligger rettighetshaveren å søke om han vil velge den ene eller andre fremgangsmåte. Den nederlandske lovgivning har ingen bestemmelser om tilbakeføring av områder på produksjonsstadiet.

20. Såvel Storbritannia som Norge har valgt et annet system for tilbakeføringen. I begge land knytter tilbakeføringsreglene seg til utvinningstillatelsene. Den britiske lovgivning bestemmer at etter utløpet av de første 6 år etter utferdigelsen av en utvinningstillatelse må halvparten av området tilbakeføres. I prinsippet er det rettighetshaveren som bestemmer hvilke deler av området han vil tilbakeføre.

For Norges vedkommende finnes reglene om obligatorisk tilbakeføring av områder i §§ 20—22 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965.

Det norske system går ut på at utvinningstillatelsen gis preliminært for en 6-årsperiode. I denne periode skal et arbeidsprogram oppfylles. Har rettighetshaveren oppfylt sitt arbeidsprogram, kan han forlange at utvinningstillatelsen fortsatt skal ha gyldighet for inntil ¾ av det opprinnelige område (jfr. § 20). D.v.s. at han ved utløpet av 6-årsperioden må tilbakeføre ¼ av det opprinnelige konsesjonsområde.

Etter nye 3 år (9 år fra utvinningstillatelsens utstedelse) må rettighetshaveren ytterligere tilbakeføre ¼ av det opprinnelige konsesjonsområde (§ 21). Som en ser innebærer disse bestemmelser at minst 50 pst. av det opprinnelige område må være ført tilbake innen 9 år etter utvinningstillatelsens utferdigelse.

Det fremgår av bestemmelsene i §§ 20—22 at tilbakeføringen refererer seg til konsesjonsområdet som sådant. Består området av 2 eller flere blokker, er rettighetshaveren ikke forpliktet til å tilbakeføre 25 pst. av hver blokk etter utløpet av henholdsvis 6 år og 9 år. De tilbakeførte områder kan strekke seg over blokkgrensene.

Med hensyn til størrelse og form på de tilbakeførte områder bestemmer § 22 at størrelsen ikke må være mindre enn 100 km² innen en blokk. Det tilbakeførte område må begrenses konkret med lengde- og breddeangivelser i grader og minutter. Det fremgår videre av §§ 20—22 at rettighetshaveren innenfor de grenser paragrafene angir, har rett til å bestemme hvilke deler av området som skal tilbakeføres. Paragrafene bestemmer videre at de områder som beholdes innen en blokk heller ikke kan være på mindre enn 100 km².

21. De første utvinningstillatelser for den norske kontinentalsokkel ble utferdiget i området syd for 62° den 17. august 1965. Noen tilbakeføring av området har derfor ennå ikke skjedd, og en har ingen erfaring i praksis hvorledes det norske system vil virke.

På enkelte punkter er imidlertid bestemmelsene noe uheldig eller ufullstendig utformet, særlig bestemmelsene i § 22.[23])

Når man i § 22 bruker formuleringen at de tilbakeførte områder skal uttrykkes «i hele grader og hele minutter», er dette en uheldig

[23]) Dette er ikke ment som noen kritikk av våre myndigheter. Jeg var selv formann for den komité som utarbeidet utkastet til den kgl. res. av 9. april 1965.

formulering. Bestemmelsen må formodentlig endres dithen at den uttrykker den underliggende tanke. Det bør gjøres klart at grensene for de tilbakeførte områder nøyaktig skal angis i minutter og sekunder.

Det bør formodentlig også gis uttrykk for at både det tilbakeførte område og det område som tillatelsen fortsatt omfatter, skal ha en rimelig form ut fra petroleumstekniske eller andre hensyn. Formen bør fortrinnsvis være rektangulær, men med mulighet for departementet til å godta andre rimelige løsninger. Etter dette bør muligens resolusjonens § 22 også få en tilføyelse som bestemmer at tilbakeførte områder fortrinnsvis skal utgjøre rektangler eller med departementets godkjennelse ha annen høvelig form.

22. § 22 har også et par andre lakuner som bør utfylles.

Det bør for det første uttrykkelig slås fast at dersom en rettighetshaver tidligere frivillig har tilbakeført områder av vedkommende utvinningstillatelse, skal disse områder komme ham tilgode i forbindelse med tvungen tilbakeføring. Reglene i § 22 bør rimeligvis ta hensyn til slike frivillige tilbakeføringer.

I praksis har det også vist seg at særlig grenseblokker kan ha et flateinnhold som er betydelig mindre enn det som forutsettes som hovedregel i resolusjonens § 11, nemlig ca. 500 km². [24]) For slike grenseblokkers vedkommende kan bestemmelsen i § 22 volde visse problemer, både for så vidt gjelder kravet om at tilbakeførte områder skal ha en minimumsstørrelse på 100 km² innen en blokk og at de områder som beholdes av blokken på samme måte skal ha denne minimumsstørrelse. For slike tilfellers vedkommende vil det formodentlig være naturlig å fastholde som utgangspunkt at ¼ av blokken skal tilbakeføres ved utløpet av 6-årsfristen og en ytterligere fjerdepart ved utløpet av 9-årsperioden. Men for øvrig bør det overlates til departementet i samråd med rettighetshaveren i det konkrete tilfelle å avgjøre minimumsstørrelsen av de tilbakeførte områder og de områder av blokken som beholdes samt formen på det tilbakeførte og det rettighetshaveren beholder.

Det er mulig at bestemmelsene i resolusjonens §§ 20—22 også er noe for svakt utformet for så vidt gjelder statsmyndighetenes adgang til å påvirke størrelsen og særlig formen på de områder som fortsatt omfattes av utvinningstillatelsen.

Tungtveiende hensyn taler i det hele for at staten må ha en viss medbestemmelsesrett når rettighetshaverens valg i det konkrete tilfelle synes å føre til urimelige resultater.

En bør formodentlig derfor innføre i § 22 en bestemmelse om at staten i siste hånd bør ha avgjørende innflytelse også på dette spørsmål slik at også de gjenværende områder skal ha en rimelig størrelse og en rimelig form. I denne forbindelse bør en ha en bestemmelse i paragrafen om en forutgående forhandlingsfase for så vidt angår tilbakeføringsspørsmålene. Videre bør man ha en regel om at dersom partene i tvilstilfeller ikke kommer til enighet og staten ensidig treffer en beslutning om disse spørsmål, bør om mulig tvisten kunne løses ved voldgift etter resolusjonens § 54.

23. Med disse og muligens andre mindre reservasjoner er det min oppfatning at det tilbakeføringsprinsipp som det norske system knesetter, er et moderne og effektivt prinsipp. Systemet bør derfor beholdes.

Det er imidlertid et annet punkt i § 22 som igjen bør tas opp til overveielse. Som nevnt har den britiske oljelovgivning en mindre variasjon når det gjelder tilbakeføringsregelen, idet tilbakeføringen skjer under ett etter utløpet av 6-årsperioden med 50 pst. I Norge har vi som nevnt delt tilbakeføringen opp i 2 etapper. 25 pst. tilbakeføres etter 6 år. Etter ytterligere 3 år tilbakeføres nye 25 pst. slik at rettighetshaveren etter en 9-årsperiode sitter igjen med 50 pst. av den opprinnelige utvinningstillatelse. Dette område kan han i prinsippet beholde sålenge utvinningstillatelsen varer (d.v.s. for ytterligere 37 år).

Fra norsk side kom en opprinnelig frem til denne ordning etter forhandlinger med oljeselskapene og etter vurderinger av den underliggende problematikk. Et tungtveiende hensyn var den gang at den norske kontinentalsokkel både på grunn av dybdeforholdene og av geografiske, geologiske og andre grunner bød på større problemer enn den britiske kontinentalsokkel. Det fortonet seg derfor som rimelig å velge en noe smidigere tilbakeføringsregel enn den britiske.

Disse hensyn gjør seg muligens fortsatt gjeldende. Men dette punkt bør tas opp til fornyet overveielse. Gjennomgåelsen i dette

[24]) § 11 forutsetter uttrykkelig at grenseblokken kan få en annen form og størrelse enn vanlige blokker.

kapittel viser at en delt tilbakeføringsperiode med en 9 års periode i og for seg ligger godt i tråd med en rekke andre lands oljelovgivning. Allikevel er det mulig at regelen bør endres dithen at de lovbestemte tilbakeføringsområder skal tilbakeføres i sin helhet ved en operasjon. En oppdelt tilbakeføring vil kunne by på betydelige praktiske vansker. Våre myndigheter vil etter utløpet av 6-årsperioden bli stillet overfor det spørsmål om de straks skal disponere over de tilbakeførte 25 pst. eller vente i ytterligere 3 år til de siste 25 pst. blir tilbakeført. En samlet tilbakeføring f.eks. etter utløpet av en 6-årsperiode for hele de 50 pst.'s vedkommende ville også lette myndighetenes mulighet for å kontrollere at både det tilbakeførte område og det område rettighetshaveren beholder, får rimelig størrelse og form.

Jeg tror derfor at meget taler for at §§ 20—21 endres dithen at etter utløpet av en 6-årsperiode skal 50 pst. av konsesjonsområdet tilbakeføres samlet.

En prosentsats på 50 pst. av det opprinnelige konsesjonsområde for total tilbakeføring er velkjent og akseptert i den internasjonale oljelovgivning. Enkelte land har strengere tilbakeføringsregler mens andre kan ha noe mildere regler.

På dette punkt er det formodentlig ingen grunn til å ta de norske regler opp til revisjon.

24. Et siste spørsmål som kan reises i forbindelse med de norske tilbakeføringsregler, er om tilbakeføringsregelen skal knyttes til den enkelte blokk eller til utvinningsområdet som helhet dersom utvinningstillatelsen omfatter flere blokker. Regelen i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 er som nevnt at utvinningsområdet skal ses som en helhet. Tilbakeføringen skjer derfor for området sett under ett og ikke for hver enkelt blokk.

Samtlige de utvinningstillatelser som ble gitt i 1965 i området syd for 62°, omfattet flere blokker, fra 2—4 blokker pr. utvinningstillatelse.

Dette vil for så vidt gi rettighetshaverene en forholdsvis fordelaktig stilling når tilbakeføringsreglene blir aktuelle om kort tid.

Ved utdelingen av suppleringsblokker i 1969 var regelen at man meddelte én utvinningstillatelse pr. blokk. Dette fører igjen til at tilbakeføringen skjer for hver enkelt blokks vedkommende.

Den praksis som Industridepartementet har gjort bruk av er smidig nok. Det skulle derfor ikke være noe behov for å endre resolusjonens regel på dette punkt. Man kan nemlig i konkrete tilfeller i selve tillatelsen knytte tilbakeføringen til den enkelte blokk selv om utvinningstillatelsen omfatter flere blokker. Ved dette kan myndighetene regulere tilbakeføringen som de måtte ønske i hvert enkelt tilfelle.

KAPITTEL IV

Avtaletidens lengde.

1. Et hovedtrekk ved tidligere oljekonsesjoner var at de gjaldt for meget lange tidsrom. Konsesjonenes lengde varierte gjerne mellom 60—75 år. I noen tilfeller var konsesjonen av enda lenger varighet, f.eks. den oljekonsesjon som sjeiken av Kuwait inngikk med Kuwait Oil Co. (et engelsk/amerikansk selskap) ved avtale av 23. desember 1934. I denne avtale var konsesjonstiden stipulert til 92 år og gjaldt for hele Kuwaits territorium.[1])

I monografien «Permanent Sovereignty over Oil Resources» hevder Mughraby at de fleste av de oljekontrakter som ble inngått i Midt-Østen i 1930-årene ikke vil utløpe i inneværende århundre på grunn av konsesjonstidens lengde.[2])

Situasjonen var den samme i en rekke andre land. Som eksempel kan nevnes Indonesias bergverkslov av 1899. Etter denne lov ble oljekonsesjonenes varighet satt til 75 år. Denne praksis ble fulgt helt frem til 1924. Fra 1924 av ble konsesjonstiden forkortet til 40 år.[3])

Rent unntaksvis kan man også i nye konsesjoner finne at konsesjonstidens lengde kan

[1]) Zakariya: OPEC Resolution XVI/90, s. 4. Også O'Connor, s. 349. Denne siste forfatter hevder imidlertid at Kuwait-avtalen bare gjaldt for 75 år.

[2]) Mughraby, s. 77. Forfatteren tar her ikke i betraktning de krav om endringer i konsesjonskontraktene med kortere avtaletider, effektive tibakeføringsregler og mer moderne vederlagsvilkår som har pågått og pågår for de fleste av disse konsesjoners vedkommende.

[3]) Martinez: «Our Oil», s. 144.

være betydelig. I den konsesjon som Quatar inngikk med Shell Overseas Exploration Co. den 29. november 1952, ble konsesjonstiden satt til 75 år.[4])

Den alt overveiende hovedregel etter den 2. Verdenskrig er imidlertid at konsesjonenes lengde varierer fra 25—50 år. Det anvendes imidlertid så mange forskjellige systemer for varigheten av konsesjonene med variasjoner og kombinasjoner av eksklusive undersøkelsestillatelser og utvinningstillatelser at hver enkelt avtale må vurderes for seg før en med sikkerhet kan gjøre seg opp en mening om avtaletidens lengde i det enkelte tilfelle.

2. En kort oversikt over utvinningen i Midt-Østen i moderne tid gir eksempler på forskjellige systemer som er brukt for varigheten av petroleumsavtaler. I Iran hadde som nevnt i kapittel II, engelskmannen d'Arcy i den kjente d'Arcy-konsesjonen av 28. mai 1901 oppnådd en konsesjonstid opprinnelig på 60 år for den altoverveiende del av Irans territorium. Denne konsesjonstid ble ved avtale av 29. april 1933 forlenget med ytterligere 32 år slik at konsesjonen først skulle utløpe i 1993, d.v.s. at konsesjonstidens varighet skulle være 92 år.[5]) Til gjengjeld skulle konsesjonsområdet reduseres med 4/5 til 100 000 miles^2. [6])

Konflikten mellom Irans regjering og Anglo Iranian Oil Company fra 1951 av skal ikke berøres i denne betenkning.[7]) Tvisten førte imidlertid til utferdigelsen av den iranske petroleumslov av 31. juli 1957. Etter denne lov er det bestemt at eksklusive undersøkelsestillatelser er av 12 års varighet. Produksjonstillatelser løper for 25 år fra den dag kommersiell utnyttelse er konstatert. Det er imidlertid mulighet for forlengelse av denne med tre 5-årsperioder. (Lovens art. 7.) Varigheten av en eksklusiv petroleumsrettighet (med kombinasjon av undersøkelses- og utvinningstillatelse) kan etter dette bli 52 år. Iran har sluttet flere Joint Venture kontrakter av denne varighet, bl.a. den kjente kontrakt med det italienske statsselskap Eni i 1957.[8])

I senere avtaler er disse bestemmelser blitt modifisert og avtaletiden er ytterligere kortet ned. Således sluttet den iranske stat i 1965 fem Joint Venture avtaler med forskjellige utenlandske oljeselskaper. Avtalene opererer med en eksklusiv undersøkelsesfase som er satt til 12 år, med periodisk tilbakeføringsplikt for deler av konsesjonsområdet. En produksjonsfase på 25 år innrømmes såfremt kommersielle funn gjøres. Det er imidlertid en viss adgang til å få forlenget produksjonsperioden med to eller tre 5-årsperioder. Produksjonstillatelsene kan således variere fra 25—40 år,[9]) og den samlede avtaletid kan bli opp til 52 år.

Som eksempler på hvorledes avtaletiden er fastlagt i de entreprenørkontrakter (service contracts) som Iran har sluttet i de senere år, kan nevnes avtalen mellom det franske statsselskap Erap og Nioc av 1966.[10]) For den eksklusive undersøkelsesperiode fastsetter avtalens art. 4 en varighet på 6 år. For undersøkelser på kontinentalsokkelen kan denne undersøkelsesfase forlenges med 3 år (til tilsammen 9 år) og på land med 2 år (til tilsammen 8 år). Hvis kommersielle funn gjøres går undersøkelsesfasen over i en utvinningsfase. Denne utvinningsfase faller i tre deler. For de to første, den såkalte «appraisal phase» og «development phase» er ingen fastsatte tidsfrister satt. For det tredje trinn, produksjonsfasen, er det satt en varighet på 25 år. Anslagsvis vil etter bestemmelsen i art. 18 utvinningsfasen etter dette strekke seg fra 25—30 år, og den samlede avtaletid kan ligge rundt 40 år.

3. For Iraks vedkommende var konsesjonen av 1925 av 75 års varighet. Konsesjoner av samme varighet ble sluttet frem til slutten av 1930-årene slik at de fleste konsesjoner i prinsippet ville strekke seg til år 2000 eller lenger.[11])

De moderne petroleumskontrakter som er inngått etter revolusjonen av 1958 har betydelig kortere lengde. Som eksempel kan nevnes den entreprenørkontrakt (service con-

---

4) Cattan: «Evolution», s. 90—91.
5) Bl.a. O'Connor, s. 277 og 287.
6) Bl.a. Mikdashi, s. 76 ff.
7) Det kan imidlertid nevnes i denne forbindelse at den britiske regjering i 1914 overtok den kontrollerende interesse i det britiske selskap Anglo Persian Oil Co. (Apoc) med 56 %. Mens Burmah Oil Co. holdt 26½ %. På grunn av betydelige uoverensstemmelser mellom Apoc og den persiske stat oppnevnte den persiske regjering i 1919/1920 en representant for det britiske finansdepartement, Sir Armitage-Smith, som oppmann for å løse tvistespørsmålene. Dette resulterte i de såkalte «fortolkninger» av 1920 som etter manges mening ga den persiske regjering betydelig dårligere betingelser enn den opprinnelige d'Arcy-konsesjon.
Mikdashi, s. 17—21. Mye av de etterfølgende vansker kan skyldes disse urimeligheter.
8) Bl.a. O'Connor, s. 296—297, og
Cattan: «Evolution», s. 91.
9) «Oil and Gas Journal», 22. februar 1965, s. 86—87.
Masseron: «L'économie», s. 80—81.
10) Platt's Oilgram News Service, Spec. Suppl. 30. desember 1966, Vol. 44, nr. 252.
11) Tanzer, s. 305.
O'Connor, s. 309.

tract) som ble inngått mellom den irakske stat (Inoc) og det franske statsselskap Erap. Hovedkontrakten (Head of Agreement) av 23. november 1967 bestemmer at undersøkelsesfasen skal strekke seg over 6 år. Hvis kommersielle funn blir gjort, skal det franske statsselskap få en vurderingsfase for såkalt «appraisal works» og en utbyggingsfase for såkalt «development works». Lengden av disse faser er ikke fiksert, derimot bestemmer hovedavtalen i punkt 13 at lengden av utvinningsperioden eller rettere av den periode Erap skal ha fortrinnsrett til å kjøpe olje etter kontrakten skal være 20 år fra den dag det første tankskip får last av råolje.

Entreprenørkontrakten vil etter dette være av ca. 30 års lengde.[12])

Detaljkontrakten mellom Inoc og Erap av 4. februar 1968 har i art. 4, § 1 tilsvarende bestemmelser. Undersøkelsesperioden skal være på 6 år. Hvis kommersielle funn gjøres, skal kontrakten for øvrig vare i 20 år etter at kommersiell produksjon er oppnådd.[13])

4. De opprinnelige konsesjonskontrakter som Saudi-Arabia sluttet i 1933, var på 60 år.[14]) Utviklingen i de andre land i Midt-Østen medførte at man også i Saudi-Arabia i 1950-årene begynte å ta oljepolitikken opp til revisjon. Dette resulterte bl.a. i de tidligere nevnte Joint Venture avtaler mellom den saudi-arabiske stat ved Petromin og utenlandske oljeselskaper.

Som et første eksempel kan nevnes avtalen med det japanske oljeselskap Japan Petroleum Trading Co. av 10. desember 1957. Avtalens varighet var 40 år fra den dag kommersielle funn ble gjort.[15])

Avtalen av 4. april 1965 mellom Petromin og det franske statsselskap Auxirap er symptomatisk for den senere utvikling. Etter denne Joint Venture avtale ble det innvilget en eksklusiv undersøkelseslisens for opprinnelig to år med adgang til tre års fornyelse. Dersom kommersielle funn blir gjort, blir en utvinningslisens meddelt for et tidsrom av 30 år etter at kommersiell produksjon er etablert. Konsesjonens varighet løper etter dette for et tidsrom av mellom 35—40 år totalt.[16])

Av senere Joint Venture avtaler kan nevnes to avtaler av 1967. Den ene med det italienske statsselskap Eni, den annen med uavhengige oljeselskaper under ledelse av det amerikanske selskap Sinclair.

Avtalen med Eni av 21. desember 1967 har i Annex A bestemmelser om varigheten av konsesjonen. Art. 4 bestemmer at undersøkelseslisens gis for et tidsrom av 3 år, men med en rett til forlengelse på ytterligere 3 år. Såfremt kommersielle funn gjøres, har rettighetshaveren rett til en utvinningstillatelse for betydelige områder. Varigheten av utvinningstillatelsen er opprinnelig 30 år men etter regjeringens skjønn kan denne periode forlenges med 10 år. Se avtalens art. 9.[17]) Den maksimale lengde av denne kontrakt vil etter dette kunne bli ca. 46 år.

Lignende tidsfrister er satt for avtalen med Sinclair-gruppen.

5. De konsesjoner som Kuwait meddelte et anglo/amerikansk konsortium den 23. desember 1934, var av 75 års varighet.[18]) Partnerne var Anglo Persian Oil Co. og Gulf Oil. Det nye selskap ble kalt Kuwait Oil Co. (KOC).

Nyere konsesjonsavtaler, derunder flere Joint Venture avtaler, er imidlertid av betydelig kortere varighet.

Avtalen mellom Kuwait og Arabian Oil Company av 5. juli 1958 er således på 44½ år.[19])

Den tidligere nevnte avtale mellom Kuwait og Hispanoil av 3. mai 1967 bestemmer i avtalens art. 2 at konsesjonen gjelder for 35 år. Men det bestemmes videre at rettighetshaverne har en rett til fornyelse for 5 år dersom partene blir enige om de nærmere vilkår for konsesjonens fortsatte bestående. Maksimalt vil denne Joint Venture konsesjon altså løpe for 40 år.[20])

Som nevnt i kapittel III, inngikk sjeikdømmet Abu Dhabi den 14. mai 1968 en vanlig konsesjonskontrakt med en japansk gruppe av Mitsubishi-selskapene. Etter denne avtale gjelder konsesjonen for 35 år, jfr. art. 3.[21])

6. Den egyptiske bergverkslov av 1953 bestemmer at konsesjoners varighet skal være

12) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 11, s. 968.
13) Middle East Economic Survey, 22 mars 1968, Vol. XI, nr. 21.
14) Bl.a. O'Connor, s. 325.
Også Mikdashi, s. 78 ff.
15) Cattan: Evolution», s. 91.
16) Cattan: «Evolution», s. 144—146.
Også World Petroleum, juli 1965, s. 28—29.
17) «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 19, for 8. mars 1968.
«Petroleum Press Service», januar 1968, s. 4—6. For avtalen med Sinclair, se «Oil and Gas International» 1968, s. 114—116.
18) O'Connor, s. 350—351.
Mikdashi, s. 80 ff.
19) Cattan: «Evolution», s. 91.
20) Platt's Oilgram News Service, Spec. Suppl., 18. juni 1968, Vol. 46, nr. 118 A.
«Petroleum Press Service», juni 1967, s. 204—206. Også OPEC Selected Documents 1968, s. 156 ff.
21) OPEC Selected Documents 1968, s. 45 ff.

30 år med adgang til to mulige forlengelser av 15 år hver.

Den Joint Venture avtale som Egypt sluttet med Phillips Petroleum Company den 25. september 1963, bygget på disse bestemmelser og er prinsipielt av 30 års varighet med rett til en forlengelse på 15 år. D.v.s. en total løpetid på 45 år, (se art. 4).

En lignende Joint Venture avtale av 23. oktober 1963 med en amerikansk gruppe, Pan American gruppen, har en tilsvarende bestemmelse i art. 4.[22])

7. Den libyske petroleumslov nr. 55 av 1955 har i art. 9 en bestemmelse om at en oljekonsesjon ikke skal overstige 50 år. Det er imidlertid en mulighet for fornyelse slik at oljekonsesjonen med fornyelse ialt kan vare i 60 år.[23])

I den tidligere nevnte Joint Venture avtale med det franske statsselskap Erap av 1968 bestemmes at den eksklusive undersøkelsestillatelsen gjelder for et tidsrom av 10 år med mulig 2 års forlengelse (Heads of Agreement, art. 2). Kontraktens fortsatte gyldighet for produksjon er avhengig av at kommersielle funn blir gjort. I så fall kan produksjonstillatelse for funnfeltene gis for et tidsrom av 25 år med mulighet for 10 års forlengelse (Heads of Agreement, art. 4).[24]) Etter dette kan den maksimale løpetid for undersøkelses- og utvinningstilltelsen tilsammen bli på 47 år.

Den utfyllende konsesjonsavtale av 30. april 1968 mellom Libya og Auxirap inneholder samme bestemmelser om konsesjonenes varighet, jfr. avtalens art. 11 og 20.[25])

Algeries petroleumslov av 1958 bestemmer i art. 1—5 at eksklusiv undersøkelsestillatelse gis for 5 år. Men denne tillatelse kan fornyes med to 5-årsperioder. Dersom kommersielle funn blir gjort, utferdiges utvinningstillatelse for det enkelte funn (art. 23). Konsesjonsperioden for en slik utvinningstillatelse er 50 år (art. 28).[26])

Ved en omfattende avtale av 29. juli 1965 ble det inngått en avtale mellom den franske og den algeriske regjering bl.a. om oljeutvinning i Sahara. Etter avtalen som bygger på den nevnte petroleumslov, skal det gis undersøkelsestillatelser for 15 år over betydelige områder av Sahara (180 000 km^2). Dersom kommersielle funn gjøres, går avtalen automatisk over i en utvinningsavtale for vedkommende funn. Varigheten av denne avtale er 25 år med mulighet til 5 års forlengelse.[27]) Den totale varighet av den kombinerte konsesjon kan etter dette bli 45 år.

I 32 konsesjonsavtaler som Nigeria sluttet med Shell—BP den 1. desember 1962, er varigheten av konsesjonene satt til 40 år. Men med adgang til 40 års fornyelse på de vilkår som lovgivningen på det tidspunkt måtte bestemme.[28]) Konsesjonen kan etter dette bli av 80 års varighet.

8. Som tidligere nevnt har man i Indonesia fra begynnelsen av 1960-årene inngått en rekke såkalte produksjonsdelingskontrakter (production sharing contracts) med utenlandske oljeselskaper. En modell for disse kontrakter finnes i OPEC Selected Documents of the International Petroleum Industry 1968, s. 81 ff. Art. 22 i denne modellkontrakt bestemmer at kontrakten skal vare i 30 år. Men dersom intet petroleumsfunn er gjort i kontraktsområdet etter utløpet av en første 10-årsfrist, skal kontrakten falle bort. Det fremgår av en oppstilling i World Petroleum for januar 1968 s. 40 at denne 30-årsperiode er brukt i alle (eller de fleste av) de kontrakter som er inngått på basis av produksjonsdeling.

9. Av andre land kan nevnes Pakistans oljelovgivning. Utgangspunktet er at petroleumskonsesjoner er oppdelt i tre etapper. Den første lisens som meddeles er en eksklusiv undersøkelseslisens. Den gis for 3 år med adgang til et års fornyelse. Hver lisens kan maksimalt gjelde 5000 miles^2. Neste stadium er en såkalt prospekteringslisens. Denne tillatelse gis maksimalt for 1000 miles^2 og gir adgang til boring. Varigheten av denne konsesjon er også 3 år med 1 års mulig forlengelse. Utvinningstillatelser gis for 30 år med en mulig fornyelse på 30 år. Hver utvinningstillatelse kan omfatte maksimalt 50 miles^2. Etter dette kan de eksklusive petroleumstillatelser maksimalt løpe over 68 år.

Etter Australias oljelovgivning for kontinentalsokkelen gjelder en eksklusiv undersøkelsestillatelse for 6 år. Denne tillatelse kan fornyes 4 ganger med 5 år ad gangen slik at den totale undersøkelsesperiode kan strekke seg over 26 år med adgang til boring. Produksjonstillatelse som gis når et funn er gjort, gis for et bestemt antall blokker rundt

22) Cattan: «Evolution», s. 91.
23) Cattan: «Evolution», s. 91.
24) «Middle East Economic Survey», 9. august 1968, Vol. XI, nr. 41.
25) OPEC Selected Documents, 1968, s. 197 ff.
26) Cattan: «Evolution», s. 13—14 og s. 92—93. Også modell for slike konsesjoner av 6. januar 1961, art. 12 i Code Petrolier Saharien.
27) Masseron: «L'économie», s. 81—83. Petroleum Press Service 1965, s. 324—325.
28) Opplysningene er hentet fra skriv fra den norske ambassade i Lagos til Utenriksdepartementet av 3. mai 1969.

funnstedet (9 blokker som reduseres til 5). Produksjonstillatelsen gis for 21 år, men kan fornyes på basis av forhandlinger om hvilke vilkår som skal gjelde i fornyelsestiden.

I New Zealand innrømmes eksklusive undersøkelsestillatelser for 5 år med adgang til 5 års fornyelse. Hver lisens kan maksimalt omfatte 200 miles² (ca. 520 km²). Undersøkelsestillatelsen kan omgjøres til en utvinningstillatelse. Maksimalt område for hver utvinningstillatelse er 100 miles² (260 km²). Varigheten av konsesjonen er 42 år, men konsesjonen kan forlenges til totalt 63 år.

Filippinenes lov om oljeutvinning inndeler tillatelsene i tre. Først gis en generell undersøkelsestillatelse som ikke gir eksklusive rettigheter. En slik tillatelse gjelder for 2 år med adgang til 2 års fornyelse. Tillatelsen gir ikke adgang til boring.

Neste stadium er en eksklusiv undersøkelsestillatelse som gir adgang til boring. Denne tillatelse gjelder som utgangspunkt for 4 år, men kan fornyes 2 ganger med 4 år. En utvinningstillatelse gis for 25 år med adgang til fornyelse for ytterligere 25 år. Etter filippinsk lov kan derfor eksklusive petroleumstillatelser totalt beløpe seg til 62 år.

Det kan til slutt nevnes at for visse av de franske oversjøiske områder, for eksempel Ny Caledonia og Ny Hebridene, er lovens konsesjonstider meget lange. Eksklusiv undersøkelsestillatelse gis for 4 år, men med adgang til 4 forlengelser av 4 år slik at varigheten av en slik undersøkelsestillatelse maksimalt kan bli 20 år. Hvis kommersielle funn gjøres, gis utvinningstillatelse med en varighet av 75 år. Også en slik lisens kan forlenges for en periode av 25 år.

11. For så vidt angår kontinentalsokkelområdene i Nordsjøen kan nevnes at den nederlandske kgl. res. av 1967 om petroleumsproduksjonen i § 21 bestemmer at eksklusive undersøkelsestillatelser gjelder for et tidsrom av 15 år. Etterfølgende utvinningstillatelse meddeles for et tidsrom av 40 år (se § 31). De eksklusive petroleumskonsesjoner gjelder etter dette tilsammen for 55 år.

Etter den danske bekjendtgjørelse av 7. november 1963 om enerett til petroleumsetterforskning i Danmark og på dansk kontinentalsokkel (bortsett fra Færøyene og Grønland) bestemmes i § 2 at den samlede «bevillingsperiode» for konsortiet Møller er 50 år. Av dette er undersøkelsesperioden på 10 år og utvinningsperioden på 40 år, forutsatt at funn gjøres innen 10-årsfristens utløp.

12. Det britiske system for kontinentalsokkelen som ligger nær opp til den norske, går ut på at utvinningstillatelse gis for 46 år. De første 6 år kan nesten anses som en slags eksklusiv undersøkelsesperiode. I denne periode er rettighetshaveren pålagt en bestemt arbeidsplikt. Oppfylles denne arbeidsplikt, har rettighetshaveren automatisk krav på at utvinningstillatelsen løper for 40 år til, for en halvpart av konsesjonsområdet.

13. For Norges vedkommende finnes bestemmelsene om konsesjonstidens lengde for generelle undersøkelsestillatelsers vedkommende i § 6 og for eksklusive utvinningstillatelsers vedkommende i §§ 14—23 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965.

Som hovedregel vil generelle undersøkelsestillatelser etter resolusjonens kapittel 2 gå forut for meddelelse av utvinningstillatelser etter resolusjonens kapittel 3. Men dette er prinsipielt ingen betingelse for meddelelse av utvinningstillatelse.

Etter resolusjonens system kan derfor en utvinningstillatelse gis til interesserte som ikke tidligere har hatt generell undersøkelsestillatelse eller for øvrig vært med på forutgående undersøkelser av det område hvor utvinningstillatelse gis.

Det er mulig at dette system i prinsippet bør opprettholdes. Ikke minst tendensen i den senere tid med at staten selv, offentlige eller halv-offentlige organisasjoner får i oppdrag å utføre de generelle forutgående undersøkelser på samtlige interessertes vegne, taler også for at dette system i prinsippet beholdes.

På den annen side bør muligens den praksis etableres at interesserte som søker om utvinningstillatelse ikke bør komme i betraktning med mindre de godtgjør at de ved egne tidligere undersøkelser eller for øvrig ved fullgodt seismisk materiale og annet forberedende materiale godtgjør at deres søknad om utvinningstillatelse bunner i grundige undersøkelser og vurderinger av det mulige oljepotensiell for den eller de blokker de søker om. I motsatt fall vil deres søknad ha et rent spekulasjonsmessig preg og deres interesse i vedkommende blokker nærmest basere seg på håpet om at mere seriøse selskapers virksomhet i omkringliggende områder kan føre til en verdistigning også i tilgrensende blokker.

Disse hensyn kan imidlertid tilgodeses ved en fast administrativ holdning. Lovendring behøves ikke.

En generell undersøkelsestillatelse gir ikke enerett til undersøkelser eller fortrinnsrett til eventuelle funn. Etter § 6 i den kongelige resolusjon skal en generell undersøkelsestil-

latelse meddeles for et tidsrom av 3 år. En 3-årsperiode kan spesielt synes naturlig når helt nye områder av vår kontinentalsokkel åpnes for undersøkelser. Slik som bestemmelsen i § 6, 1. ledd er formulert, synes den imidlertid å være noe for uelastisk. Etter min mening kan det derfor være naturlig med en tilføyelse i § 6, 1. ledd som medfører at 3-årsregelen fastsettes som hovedprinsippet; men som samtidig gir departementet mulighet for å bestemme noe annet, enten at fristen skal forkortes eller forlenges.[29]) Bestemmelsen i § 6, 1. ledd kunne f.eks. formuleres slik: Undersøkelsestillatelse meddeles for et tidsrom av 3 år såfremt ikke departementet bestemmer noe annet.

14. Bestemmelsene om utvinnings tillatelse finnes i kapittel 3 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965. En slik utvinningstillatelse gir enerett til undersøkelser innenfor konsesjonsområdet inklusive boringer og likeledes rett til utvinning av petroleum på konsesjonsområdet.

Det norske system for utvinningstillatelser innebærer i virkeligheten på samme måte som det britiske en kombinasjon av en eksklusiv undersøkelsestillatelse og en utvinningstillatelse. Etter resolusjonens § 14 gis utvinningstillatelsen i første omgang for en 6-årsperiode. Denne 6-årsperiode er i virkeligheten en blandet eksklusiv undersøkelsesperiode og en utvinningsperiode hvis funn gjøres. Etter resolusjonens § 16 skal rettighetshaveren forplikte seg til et arbeidsprogram for konsesjonsområdet for denne 6-årsperiode.

Av bestemmelsene i § 20 ff. fremgår at ved 6-årsperiodens utløp kan rettighetshaveren forlange at utvinningstillatelsen fortsetter forutsatt at han har oppfylt sitt arbeidsprogram forskriftsmessig. Konsesjonsområdet reduseres da øyeblikkelig med 25 pst. og etter utløpet av 3 år til med ytterligere 25 pst. (jfr. § 21).

Etter § 23 i resolusjonen gjelder denne fortsatte utvinningstillatelse for et tidsrom av 40 år etter utløpet av 6-årsperioden.

15. Hvilke alminnelige konklusjoner kan en så dra fra undersøkelsene i dette kapittel.

Et spørsmål som vil bli behandlet i et senere kapittel, er om Norge skal opprettholde prinsippet med en sammensatt utvinningstillatelse på 6 + 40 år. En kunne som et alternativ gå til en klarere oppspalting mellom eksklusive undersøkelsestillatelser og utvinningstillatelser. Som vist i det foregående, har endel andre land brukt et slikt system. Etter min mening vil en slik endring neppe innebære noen forbedring i forhold til vårt nåværende system.

Hva avtaletidens lengde — 6 år + 40 år — angår, melder det seg selvsagt det spørsmål om dette kan ansees som en passende varighet av en utvinningstillatelse.

Som den forutgående gjennomgåelse har vist, ligger den norske lovgivning på dette punkt godt i tråd med internasjonal petroleumslovgivning og praksis. Et moment som kommer inn i denne forbindelse, er at de norske bestemmelser retter seg mot petroleumsundersøkelser og utvinning på kontinentalsokkelen, mens en rekke av de andre lands lover kanskje først og fremst tar sikte på utvinning på land. De problemer en står overfor når det gjelder en såpass vanskelig kontinentalsokkel som den norske, bestyrker den oppfatning at utvinningstillatelser av 46 års varighet for kombinert eksklusiv undersøkelse og utvinning ikke gir en urimelig lang avtaletid. I tillegg kommer at den norske kontinentalsokkel fortsatt stort sett er ukjent område for så vidt dens petroleumspotensiale angår og må konkurrere om petroleumindustriens interesse med andre områder i verden.

Det hensyn spiller også inn at den britiske petroleumslovgivning fastsetter 46 år som varigheten av utvinningstillatelsen på den britiske kontinentalsokkel. De britiske regler er de som det er lettest å trekke sammenligninger med, og som lettest kan tjene som sammenligningsgrunnlag og komme i konkurranseforhold til de norske.

En skal endelig huske på at en utvinningstillatelse av for kort varighet kan tilskynde rettighetshaveren til rovdrift av en petroleumskilde for å få utvunnet mest mulig av funnet før avtaletidens utløp. Dette kan erfaringsmessig medføre at det totale kvantum som utvinnes, kan bli vesentlig redusert.

Dette er imidlertid et meget sentralt spørsmål som muligens bør tas opp til fornyet vurdering. Det er mulig at bestemmelsene i § 23 i resolusjonen er noe for uelastiske. Selv om 40-årsperioden bibeholdes i § 23, ville det formodentlig gi en mer elastisk regel i praksis om denne periode ble ansett som en maksimal periode slik at departementet i utlysningen av spesielle områder eller ved forhandlinger med interesserte kunne fastlegge en kortere periode etter forholdene i hvert enkelt utlyst område. Den samlede varighet av

[29]) En slik tilføyelse ville gjøre det unødvendig for departementet å falle tilbake på dispensasjonsbestemmelsen i resolusjonens § 49.

en utvinningstillatelse må imidlertid fastsettes ved utferdigelsen av utvinningstillatelsen. Det kan ikke anbefales at slike forhandlinger ble skutt ut til utløpet av 6-årsperioden i resolusjonens § 2. Etter dette kunne for eksempel følgende forslag til endring av resolusjonens § 23 komme på tale:

Forlengelse som ovenfor nevnt gjelder for et tidsrom av førti år etter utløpet av seksårsperioden eller for det kortere tidsrom som er fastsatt i utvinningstillatelsen og med de begrensninger for øvrig som følger av denne resolusjon.

16. Det er også mulig at visse andre kauteler kan være på sin plass for så vidt gjelder varigheten av en utvinningstillatelse, for eksempel muligheten for å ta inn i fremtidige utvinningstillatelser som varer i 6 + 40 år, visse renegosieringsbestemmelser antydningsvis etter utløpet av en tidsfrist på 6 + 20 år eller 6 + 25 år. Det kunne dreie seg om renegosieringer av de økonomiske betingelser som størrelsen av produksjonsavgiften (royalty), av tilbakeføringsplikten med ytterligere reduksjon av konsesjonsområdets størrelse e.l.

Allerede den kongelige resolusjon av 9. april 1965 har eksempler på slike renegosieringsbestemmelser hva arealavgiften angår. Resolusjonens § 25 bestemmer nemlig at arealavgiften kan justeres selv i bestående utvinningstillatelser hvert 10. år for å bringe avgiften i overensstemmelse med vesentlige endringer i kroneverdien. Det er riktignok en beskjeden form for renegosiering § 25 her inneholder, men tanken kan muligens utbygges for andre deler av utvinningstillatelsen.

17. Skulle man i fremtiden søke innført andre avtaleformer for undersøkelse og utvinning f.eks. produksjonsdelingskontrakter eller entreprenørkontrakter (service contracts) istedenfor rene konsesjonsavtaler, vil selvsagt spørsmålet om lengden av disse nye kontrakttyper melde seg i sin fulle bredde.

KAPITTEL V

Produksjonsavgift (royalty). Arealavgifter. Andre avgifter.

1. Historisk sett er det produksjonsavgiften, den såkalte «royalty» som er det tradisjonelle vederlag for petroleumsutvinning. Dette gjelder særlig for konsesjonsavtaler. I andre avtaler f.eks. entreprenøravtaler (service contracts) vil ytelse og motytelse som hovedregel ta andre former.

Begrunnelsen for royalty er at det må ytes et vederlag for de verdier som oljen representerer. Royalty må også sees som en godtgjørelse for at nasjonale naturressurser utømmes.[1])

[1]) Bl.a. Martinez: «Our Gift. Our Oil», s. 124, hvor han fremhever dette: «Its justification is that the concessionaire has to pay a compensation to the owner for using up the exhaustible resource placed at his disposal. It is a payment for the intrinsic value of the raw material produced, even when the operator makes no profit in the course of his operations. These general rules are recognized all over the world.»
Oversatt: Berettigelsen av denne avgift er at konsesjonæren må betale vederlag til eieren for at han bruker opp de naturressursene han har fått rådighet over. Det er betaling for den selvstendige verdi det råstoff har som han tar ut, selv om rettighetshaveren ikke har noen fortjeneste på virksomheten. Denne alminnelige regel er anerkjent over hele verden.

2. Utviklingen har etter hvert ført til at en rekke andre avgifter og skatter er kommet til. En vil derfor få et helt skjevt helhetsbilde av vederlaget for petroleumsproduksjon om en ser på royaltyavgiften isolert.

I virkeligheten er hovedprinsippet i dag ikke at det er royalty'en som er avgjørende for vederlagets størrelse i konsesjonsforhold, men prinsippet om det totale vederlag til produksjonslandet, det såkalte «total government take» d.v.s. statens totalinnkomster.

Disse vederlag som kommer i tillegg til royaltyavgiften og som i høy grad er medbestemmende for vederlagets størrelse, tar i moderne petroleumspolitikk forskjellige former. Nevnes kan arealavgiften som tradisjonelt er et vesentlig vederlag. Av enda større betydning er prinsippet om at ordinære eller spesielle skatter, særlig inntektsskatt, nå beregnes av petroleumsproduksjonen i produksjonslandet. En møter også i petroleumskontrakter ofte bestemmelser om at bonus skal betales for forskjellige stadier i petroleumsutvinningen.

Bestemmelser om obligatorisk arbeidsprogram som er blitt mer og mer alminnelig i konsesjonsavtaler og andre petroleumsavtaler,

innebærer også meget vesentlige økonomiske byrder. Slike arbeidsprogram kan indirekte sees som et vederlag til produksjonslandet. Ved slike programmer er oljeselskapene pålagt ofte meget betydelige undersøkelsesplikter med plikt til å meddele resultatene av sine undersøkelser til vedkommende lands myndigheter. Indirekte tilflyter det staten ved dette verdifulle opplysninger om oljegeologi o.l.

Slike arbeidsprogram kan være av spesiell betydning og verdi når det gjelder utvinning på kontinentalsokkelen, særlig på kontinentalsokler av et slikt omfang og utstrekning og med såpass ukjent oljepotensiale som den norske. Et strengt arbeidsprogram for slike områder kan være et meget vesentlig tillegg til eller alternativ til direkte statsinvesteringer i så usikre muligheter.

3. Visse grunnleggende prinsipper har utviklet seg i oljepolitikken for beregning av vederlagets samlede størrelse. Tidligere la man som nevnt hovedvekten på betaling av royalty. Dette har etter hvert veket plassen for visse økonomisk/politiske formler. Mest kjent er den formel som har vunnet terreng i en rekke oljeproduserende land etter initiativ fra Venezuela. I 1948 oppnådde dette land for første gang å få anerkjent av oljeselskapene den såkalte 50—50 formel. D.v.s. at oljeselskapene og det petroelumsproduserende land skal dele likt (50—50) den samlede fortjeneste på oljeutvinningen. Denne 50—50 formelen som vant alminnelig terreng i 1950-årene, er allerede på vei til å bli skjøvet til side av andre fordelingsnøkler. I de senere år er f.eks. 60—40 formelen til fordel for oljeproduserende land blitt knesatt i enkelte kontrakter. I særlig gunstige oljeproduserende områder har endog en 75—25 formel eller enda gunstigere formler blitt akseptert av oljeselskap i visse avtaler.

En kan imidlertid fortsatt si at royaltyavgiften er en vesentlig faktor i beregningen av vederlaget. Royaltyavgiften skiller seg ihvertfall klart ut som en spesiell vederlagsform som har vært tradisjonell i petroleumsindustrien. Et særtrekk ved beregningen av royalty er at den skal betales hva enten produksjonen gir overskudd eller ikke.[2]) Beregningsmessig skaper derfor royalty ikke samme problemer som beregning av avgiftsformer som skatter e.l. bortsett fra at den råoljepris som skal legges til grunn for royaltyberegning er et ofte tilbakevendende stridsspørsmål. Royalty forfaller vanligvis etter hvert som produksjonen finner sted og ikke først etter at selskapene har solgt denne petroleum. For så vidt kan den innebære en betydelig belastning på selskapenes kontantbeholdninger.

Når jeg derfor i dette kapittel skal søke å gi en vurdering av vederlagsproblemene og de forskjellige elementer i disse problemer, er det naturlig å ta sitt utgangspunkt i royaltyavgiften. En må imidlertid hele tiden ha for øye at royalty er bare én av de faktorer som kommer inn i bildet ved en slik vurdering. Den er kanskje ikke engang den viktigste vederlagsfaktor i moderne petroleumsavtaler.

Royalty.

4. Fastsettelsen av royaltyavgiften har tatt forskjellige former, og avgiftens størrelse har også variert betydelig fra tilfelle til tilfelle.

Allerede tidlig i USA's oljehistorie etablerte den praksis seg at selskapene skulle betale 1/8 av produsert petroleum til grunneieren. Denne fordelingsnøkkel har hatt innflytelse på royalty-fastsettelsen i en rekke land idet 1/8 eller 12,5 pst. royalty er blitt adoptert i mange land med USA som forbilde. Etter hvert har en betydelig høyere royalty også vunnet terreng i USA basert på en royalty på 1/6 av verdien av produsert råolje på produksjonsstedet (at wellhead). Dette svarer til en royalty på 16⅔ pst.

En skal imidlertid være oppmerksom på at i USA betaltes denne royalty til grunneieren. I tillegg betales selvsagt vanlige inntektsskatter og andre skatter og avgifter til de føderale og statlige myndigheter. Disse skatter kom altså i tillegg til royalty. Men med den vesentlige skattelettelse at selskapene har hatt adgang til å beregne seg en fast prosentvis reduksjon i skattbar inntekt (kalt «depletion allowance») på 27,5 pst.[3]) Denne «depletion allowance» har vært begrunnet med at oljekildene etter hvert ble uttømt. Den har nok i betydelig utstrekning også hatt sin grunn i de amerikanske oljeselskapers store innflytelse på innenrikspolitikken. Videre skal man ikke se bort fra den amerikanske regjerings ønske om å ha sterke og konkurransedyktige selskaper i den internasjonale konkurranse.

I en rekke andre oljeproduserende land har systemet like til de siste årtier tildels vært at royalty'en var det eneste eller det vesentligste vederlag som oljeselskapene betalte til vedkommende stat.

[2]) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 33.

[3]) Denne «depletion allowance» er i 1970 blitt redusert til ca. 23 %.

5. For å belyse de former royaltyavgiften har hatt og avgiftens størrelse, kan en del ytterligere eksempler nevnes fra de mer kjente petroleumsproduserende stater.

Som utgangspunkt kan tas den første konsesjonsavtale som ble sluttet i Midt-Østen, nemlig den tidligere nevnte d'Arcy-kontrakt med Iran av 1901. Som alt nevnt ble denne avtale opprinnelig sluttet for 60 år. I tillegg til forholdsvis ubetydelige direkte utbetalinger til sjahen og statsministeren skulle det betales en avgift på 16 pst. av fortjenesten. Dette var i virkeligheten ingen vanlig royalty, idet som nevnt royalty prinsipielt betales som en prosentvis del av produksjonen uten hensyn til overskudd eller underskudd. Den form for royaltyberegning som d'Arcy-konsesjonen hadde, kan i virkeligheten nærmest sees som en temmelig ubetydelig type inntektsskatt. Situasjonen ble ytterligere komplisert ved at de iranske myndigheter hadde liten eller ingen adgang til å kontrollere regnskaper og fradragsposter. Det knyttet seg derfor vesentlige usikkerhetsmomenter til denne avgiftsberegningen. De avgifter som tilfalt den iranske stat ved denne avtale, må også betegnes som ganske ubetydelige hensett til de avgiftsinnbetalinger som er blitt vanlig etter mer moderne petroleumsavtaler.[4]) Også på andre områder opptrådte konsesjonshaveren (det engelske selskap Apoc) sterkt vilkårlig. Således reduserte selskapet ensidig royalty fra 16 pst. til 13 pst. av fortjenesten idet det anførte at differensen på 3 pst. ble betalt til lokale stammehøvdinger.[5]) Senere suspenderte selskapet midlertidig all betaling av royalty.

6. Den vanlige form for royalty i Midt-Østen i de tidligere konsesjonsavtaler var imidlertid en fast avgift pr. produsert tonn petroleum. Avgiften var vanligvis ikke fastsatt i prosenter, men fast stipulert til 4 gullshilling pr. tonn, 3 rupees gull pr. tonn.

En fast tonnasje-royalty ble først avtalt mellom Apoc (Anglo Persian Oil Co.) i 1923 i Irak. Selskapet var interessert i denne beregningsmåte bl.a. fordi det regnet med at fortjenesten etter hvert ville bli sterkt stigende, slik at en fast tonnasje-avgift på lengere sikt ville vise seg gunstig for selskapet.[6])

En royalty på 4 gullshilling var også fastsatt i avtalen mellom Irak og Irak Petroleum Company (IPC) av 14. mars 1925 (art. 10 i konsesjonen). Denne royalty var likeledes stipulert i den senere avtale mellom Irak og Anglo Persian Oil Company av 24. mai 1926. (Konsesjonen ble senere overtatt av Khanaqin Oil Company.)

Den opprinnelige konsesjonsavtale som Saudi-Arabia sluttet med Aramco 29. mai 1933 stipulerte likeledes en royalty på 4 gullshilling pr. tonn.

Denne praksis påvirket også forholdene i Iran slik at avgiftsbestemmelsene ved avtale av 29. april 1933 ble endret fra tidligere nevnt 16 pst. av fortjenesten til en fast betaling av 4 gullshilling pr. tonn. I tillegg skulle innbetales til den iranske stat 20 pst. av all dividende betalt til ordinære aksjonærer når dividenden oversteg £ 671 000.[7])

I andre avtaler fra denne tid ble en fast royalty på 3 rupees pr. tonn brukt som avgift. Dette var bl.a. fastsatt i avtalen mellom Kuwait og Kuwait Oil Company av 23. desember 1934, i avtalen mellom Quatar og Anglo Persian Oil Company av 17. mai 1935, i avtalen mellom sjeikdømmet Muscat og Oman med Petroleum Concessions Ltd. av 24. juni 1937 og i avtalen mellom sjeikdømmet Abu Dhabi og Abu Dhabi Petroleum Company av 1939.

I avtalen mellom Bahrein og Bahrein Petroleum Company av 29. desember 1934 var royalty'en satt til rupees 3.8.0 svarende til ca. 14 U.S. cent pr. fat. Denne ble noe senere hevet til 29 cent pr. fat.[8])

Et gjennomgående hovedtrekk ved royaltybestemmelsene før 2. Verdenskrig var at royaltyavgiften var (i tillegg til visse mindre arealavgifter og mindre bonusbestemmelser) det eneste virkelige vederlag produksjonslandene fikk. Inntektsskatter o.l. ble som regel ikke avkrevet selskapene for deres virksomhet i produksjonslandet.

7. En variant av royalty fastsatt til et bestemt pengebeløp pr. enhet petroleum fantes — foruten i den nevnte iranske konsesjon av 1933 — i to avtaler som Irak sluttet i 30-årene. Den ene var konsesjonen med Britsh Oil Development Co. (Mosul Pet. CO.) av 20. april 1932. Den annen var en avtale av 29. juli 1938 med Basrah Petroleum Company. Royalty-bestemmelsen gikk i begge tilfeller ut på en fast pengeavgift av 4 shilling gull pr. produsert tonn petroleum. I tillegg hadde Irak krav på 20 pst. av produsert olje vederlagsfritt ved borehullet. Regjeringen kunne bestemme om den ville ta disse 20 pst. ut i olje eller i kontanter beregnet etter gangbar pris på råoljen.[9])

---

4) Se O'Connor, s. 277—78, jfr. 286.
Også Mikdashi, s. 12 ff. og s. 34 ff.
5) Se bl.a. Mikdashi, s. 36 ff.
6) Bl.a. Mikdashi, s. 61 ff.
7) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 33.
O'Connor, s. 268 og 325.
Også Mikdashi, Op cit 61 ff.
8) Cattan: «Evolution», s. 33—34.
O'Connor, s. 321.
9) Cattan: «Evolution», s. 35.

I tiden etter den 2. Verdenskrig gikk systemet med fast avgift i penger pr. tonn ut av bruk. Det vanlige system ble at royalty ble fastsatt i prosenter av utvunnet petroleum.

Men selv i slutten av 1940-årene har man noen eksempler på at royalty'en ble fiksert til et bestemt pengebeløp pr. produsert enhet. Et eksempel gir konsesjonsavtalen mellom Kuwait og American Independent Oil Company (Aminoil) av 20. juni 1948. Royalty ble her stipulert til $ 2,50 pr. tonn (art. 3). Et annet eksempel gir konsesjonen som Saudi-Arabia inngikk 20. februar 1949 med Pacific Western Oil Company (Getty). Konsesjonen bestemte (art. 5) at royalty skulle være U.S. $ 0,55 pr. fat svarende til en royalty på ca. $ 3—4 pr. tonn.[10])

8. I tiden umiddelbart etter 2. Verdenskrig øvet særlig to forhold et sterkt press på systemet med en royalty basert på et fast pengebeløp pr. produsert enhet petroleum. Det ene forhold var at gullprisen på det frie marked sto dårlig i forhold til den fikserte gullpris man opererte med i det internasjonale pengesystem. Gullprisen var fiksert til $ 35 pr. ounce mens den virkelige verdi av gull på det frie marked var mer enn dobbelt så høy. Et oppgjør etter fiksert gullpris fortonet seg derfor som urimelig for de petroleumsproduserende land.

Det annet forhold som gjorde seg gjeldende, var at verdien på petroleum etter krigen steg uforholdsmessig slik at det ble et klart misforhold mellom den fikserte royaltyavgift i penger og verdien pr. tonn olje på verdensmarkedet. Som eksempel kan nevnes at prisen pr. tonn olje under 2. Verdenskrig var stipulert anslagsvis til $ 1,28 pr. fat mens den samme olje i 1948 var steget til $ 2,65. Likevel fikk produsentlandene i 1948 utbetalt den samme royalty, nemlig ca. 22,5 cent pr. fat som under 2. Verdenskrig.

Dette førte til åpenbart press på systemet. Stater som Saudi-Arabia og Irak oppnådde i forhandlinger med oljeselskapene i 1948 en økning i royalty fra 22,5 cent pr. fat til 34 cent pr. fat.[11]) Selv slik revisjon av tidligere royaltyavtaler nøytraliserte imidlertid ikke det misforhold som en rekke produserende land mente det besto mellom oljens verdi og den del herav som produsentlandene fikk som royalty.

9. De nevnte endringene i den underliggende økonomiske struktur sammen med den friere politiske stilling de petroleumsproduserende land i Midt-Østen og det fjerne Østen fikk etter den 2. Verdenskrig, førte til gjennomgripende endringer i royaltyberegningen.

For det første gikk man over til å beregne royalty til en prosentsats av verdien av produsert petroleum.

Et annet hovedtrekk var at man i tillegg til royalty innførte inntektsskatt eller tilsvarende avgifter på virksomheten. Den formel som festnet seg i slutten av 1940-årene og begynnelsen av 1950-årene var prinsippet om likedeling, eller 50—50 formelen. Etter hvert ble formelen ytterligere styrket til fordel for produksjonslandene. (Herom senere.) Samtidig ble beregningsmåten for skatten vesentlig endret, bl.a. ved den såkalte «expensing of royalty». Med dette stikkord menes at man gikk over fra å se på royalty-innbetalinger som forskudd på skatt til å se på disse innbetalinger som en produksjonsutgift. Det vil si at istedenfor å se på royalty som en del av den innbetalte skatt etter 50—50 formelen, ble royalty å utgiftsføre. Dette betydde en betydelig vinning for de petroleumsproduserende land. Dette vil bli behandlet i et særlig punkt i det etterfølgende.

10. I den praksis som er vokst frem etter 2. Verdenskrig, er det nesten unntaksfritt at royalty i konsesjonsavtaler fastsettes til en viss prosent av netto produsert petroleum (petroleum won and saved). Royalty'en kan av staten enten forlanges levert i råolje eller i kontanter (in cash or in kind). I siste fall vil verdien vanligvis basere seg på verdien av oljen ved borehullet eller unntaksvis i en utskipningshavn. Verdiansettelsen kan by på visse vanskeligheter. Den kan i konsesjonsavtalene være fastsatt til gangbar pris av vedkommende petroleum på verdensmarkedet, av oppnådd pris ved salg eller, som den store hovedregel i Midt-Østen, på såkalte «posted prices» (noterte priser).[12])

I moderne oljelovgivning varierer raten for royalty stort sett mellom 10 pst. og 20 pst. 12,5 pst. har vært en alminnelig royalty i en rekke land bl.a. Midt-Østen og Nord-Afrika. En finner også en rekke eksempler på at royalty varierer etter en glideskala med økende produksjon, som hovedregel slik at royaltyavgiften stiger med stigende produksjon.

En møter også ofte i praksis at royaltyavgiften fastsettes forskjellig for råolje og gass. Som regel fastsettes en lavere royalty for naturgass. Årsaken til dette kan bl.a. være at i midt-øst-land og andre produksjonsland som ligger fjernt fra de store forbruk-

[10]) Cattan: «Evolution», s. 34.
[11]) Zakariya: «OPEC Resolution XVI/90», s. 5.
[12]) Posted prices er en spesiell verdiansettese som vanligvis ligger høyere enn markedsverdien (inntil 10—20 % høyere). Posted prices blir notert bl.a. i Platt's Oilgram.

sentra for gass, f.eks. Mellom-Europa, er naturgass ansett som et mindre verdifullt naturprodukt enn råoljen. Denne oppfatning som har vært sterkt understøttet av oljeselskapenes tildels hensynsløse ødsling med de enorme naturressurser som naturgass i virkeligheten er, har etter hvert skapt naturlige reaksjoner i retning av bedre å verne om naturgassen.

I Iran har 12,5 pst. roalty bl.a. vært stipulert i avtalen av 20. september 1954 med et konsortium av oljeselskaper i det kompromiss som ble oppnådd etter den anglo/iranske oljekrig. På samme måte er en 12,5 pst. royalty avtalt i konsesjonen mellom Iran og det italienske oljeselskap Agip ved avtale av 3. august 1957.[13])

Den iranske petroleumslov av 1957 bruker også 12,5 pst. satsen for royaltyfastsettelsen idet den bestemmer at dersom den iranske stat har inngått en Joint Venture avtale med et utenlandsk selskap hvor den iranske interesse er mindre enn 50 pst., kan den iranske stat forlange å få 1/8 (d.v.s. 12,5 pst.) av petroleumsproduksjonen levert til seg mot tilsvarende skattefradrag for rettighetshaveren.

I de tidligere nevnte Joint Venture avtaler av 1965 mellom statsselskapet Nioc og utenlandske oljeselskaper for petroleumsutvinning på kontinentalsokkelen kom en royaltyberegning på 12,5 pst. indirekte inn. Avtalenes utgangspunkt er at det iranske statsselskap Nioc skal være 50 pst. partner i avtalen. I tillegg skal rettighetshaverne betale en skatt på 50 pst. av inntekten. Denne inntektsskatt må imidlertid ikke være lavere enn 12,5 pst. av verdien av produsert petroleum etter «posted price» (notert pris).[14])

De entreprenørkontrakter som det iranske statsselskap har inngått med utenlandske selskaper bl.a. kontrakten av 27. august 1966 med Erap, inneholder naturlig nok ingen bestemmelser om royalty. Avtalen inneholder tvert imot i art. 36 en bestemmelse om at Eraps funksjon som entreprenør i Iran ikke skal skattlegges fordi virksomheten er av en ikke inntektsbringende karakter (non profit making nature).[15])

Den entreprenørkontrakt (service-contract) som Irak i 1968 sluttet med det franske statsselskap Erap, inneholder derimot i art. 21 en indirekte bestemmelse om royalty. Det bestemmes her at den pris som skal beregnes for petroleum Erap har rett til å kjøpe som vederlag for sin entreprenørvirksomhet, skal kalkuleres bl.a. på basis av en royalty på 13,4 pst. av notert pris på vedkommende råolje.

11. I Kuwaits tidligste konsesjonsavtaler sluttet i 1934 med Anglo Persian Oil Co. (Apoc) og Gulf i Joint Venture, var royaltyberegning betydelig mer ufordelaktig for staten enn lignende samtidige avtaler med Iran, Irak og Saudi-Arabia. Royalty var fastsatt i indiske rupees uten gullklausul og beløp seg opprinnelig til ca. 13 U.S. cent pr. fat, men falt til 9 cent pr. fat i forbindelse med devaluerингen av den indiske rupee i 1949. Allerede fra 1951 av forsøkte myndighetene å renegosiere avtalen av 1934 og oppnådde også etter hvert bedre betingelser.[16])

I Kuwaits avtale med Kuwait Oil Company av 14. mai 1955 ble royalty fastsatt til 11 shilling pr. tonn. Men dette beløp skulle svare til 12,5 pst. royalty. Pengeansettelsen skulle derfor justeres fra tid til annen for å ligge opp til denne prosentsats. I den senere avtale av 15. januar 1961 med Shell er royalty satt til 12,5 pst. av «posted price» (noterte priser) etter at eksportproduksjon er begynt.[17])

I senere avtaler, bl.a. avtalen med Hispanoil av 3. mai 1967, bestemmer art. 4, § 3 at royalty settes til 12,5 pst. av «posted price» (noterte priser). Royalty kommer i tillegg til arealavgifter og bonus. Samme avtale bestemmer i art. 5 at 50—50 pst. formelen skal anvendes i tilfelle av at selskapets nettoinntekt vil overstige 50 pst. av de beløp selskapet har betalt til Kuwait i skatter og avgifter.[18])

Avtalen av 5. juli 1958 mellom Kuwait og Arabian Oil Company for visse områder av kontinentalsokkelen (i den såkalte nøytrale sone) fastsetter en høyere royalty, nemlig 20 pst. Jeg mangler imidlertid opplysninger om hvilke skatteregler for øvrig som gjelder for denne avtale slik at jeg er avskåret fra en total vurdering av avtalens avgiftsbestemmelser.[19])

12. Hva Saudi-Arabia angår, bestemte Joint Venture avtalen av 10. desember 1957 med Japan Petroleum Trading Co. i art. 14 at royalty skulle være 20 pst. Avgiften kunne etter myndighetenes forlangende erlegges i råolje eller i kontanter. I siste fall skulle verdien beregnes på basis av «posted prices» (noterte priser).[20])

---

13) Cattan: «Evolution», s. 36, s. 131 ff.
14) «Oil and Gas Journal», 22. februar 1965, s. 87. Cattan: «Evolution», s. 37. Også avtalen med Atlantic Oil av 18. januar 1965, art. 30 § 8.
15) Se Platt's Oilgram News Service, 30. desember 1966, Vol. 44,nr.252S.
16) Bl.a. Mikdashi, s. 80 ff. og s. 123 ff.
17) Cattan: «Evolution», s. 37 og 39.
18) OPEC «Selected Documents», 1968, s. 163.
19) Cattan: «Evolution», s. 37—38.
20) Cattan: «Evolution», s. 37.

Joint Venture avtalen av 4. april 1965 med det franske statsselskap Auxirap fastlegger at royalty skal betales etter en varierende skala på basis av produksjonens størrelse. Royalty'en fastsettes til 15 pst. hvis produksjonen ikke overstiger 60 000 fat pr. dag. Den øker til 17 pst. når produksjonen ligger mellom 60 000 og 80 000 fat pr. dag, og går deretter opp i 20 pst. I tillegg bestemmer avtalen at skatteprosenten skal begynne på 40 pst. og stige med produksjonen etter avtale mellom partene. For gass fastsetter avtalen en royalty på 12,5 pst.[21])

Etter avtalen blir royaltyavgiften å anse som en produksjonsutgift, ikke som et forskudd på skatteinnbetaling.

I Joint Venture avtalen av 21. desember 1967 med det italienske statsselskap Eni har art. 18 i Annex A til avtalen bestemmelser om royalty. Royaltyavgiften kommer i tillegg til bonus, arealavgifter og inntektsskatt. Etter art. 18 varierer royalty etter produksjonens størrelse. Royaltyavgiften begynner på 12,5 pst. hvor produksjonen ikke overstiger 60 000 fat pr. dag. Den stiger til 13 pst. når produksjonen ligger mellom 60 000 og 80 000 fat pr. dag. For større produksjon fastsettes royalty'en til 14 pst. 14 pst. royalty beregnes også for asfalt og gass. Regjeringen kan velge om royalty skal erlegges i råolje eller i kontanter. I siste fall baseres beregningen på «posted price» (noterte priser). Royalty-avgiften ansees som en produksjonsavgift og ikke som et forskudd på skatt. Art. 20 i Annex A bestemmer for øvrig at inntektsskatt skal beregnes på netto inntekt etter en prosentsats av 50 pst.[22])

13. Hva for øvrig angår royaltyberegningen i Midt-Østen, kan nevnes at i den konsesjonsavtale som sjeikdømmet A b u D h a b i sluttet 14. mai 1968 med Mitsubishi-konsernet, finnes royaltybestemmelsene i avtalens art. 12.[23])

Bestemmelsen svarer i hovedtrekkene til royaltybestemmelsene i avtalen mellom S a u d i - A r a b i a og Eni av 21. desember 1967. Avgiften stiger med øket produksjon. Royalty fastsettes til 12,5 pst. dersom produksjonen ikke overstiger 100 000 fat pr. dag. En royalty på 13 pst. fastsettes for produksjon på mellom 100 000 og 200 000 fat pr. dag og for produksjon som overstiger 200 000 fat er royalty'en 14 pst. Myndighetene kan forlange betalingen i råolje eller i kontanter. I siste fall fastsettes verdien av råoljen til «posted price» (noterte priser) med visse reduksjoner.

For naturgass fastsettes en royalty på 12,5 pst. etter en verdiansettelse som partene blir enige om.

Royaltyavgiften kommer i tillegg til bonus, arealavgift og inntektsskatter.

I konsesjonsavtalene mellom sjeikdømmet H a d r a m a u t og Pan American Oil Company av 1961 er royalty satt til 12,5 pst. Det samme gjelder avtalen av 12. oktober 1962 mellom sjeikdømmet R a s A l K h a i m a og Kuamco Oil Company. Avtalen mellom J o r d a n og oljeselskapet Mecom Oil ompany av 25. mars 1964 fastsetter derimot en høyere royalty på 16⅔ pst. beregnet etter «posted price».[24])

Det kan også nevnes at den 12. januar 1969 undertegnet Shell en oljekonsesjon med sjeikdømmet S h a r j a h. Området er på 2 190 km². Av dette er ca. 1 500 km² maritime områder. Royalty er i avtalen satt til 12,5 pst. både for olje og gass. I tillegg kommer arealavgifter, bonus og inntektsskatt på 50 pst. For royaltyberegningen fastsettes verdien av råoljen etter «posted price» (noterte priser) + ½ cent pr. fat råolje.

14. For de Joint Venture avtaler som E g y p t sluttet i 1963 med Phillips Petroleum (25. september 1963) og med Pan American Oil (23. oktober 1963) er royaltybestemmelsene de samme. Royalty ble satt til 15 pst. av utvunnet petroleum. Regjeringen kan velge om den vil ha royaltyavgiften i råolje eller kontanter. I siste fall skal royalty beregnes etter gjennomsnittlig oppnådd eksportpris til utenforstående selskaper når det gjelder råolje. For andre hydrocarboner skal verdien fastsettes til gangbar markedspris.

Disse avtaler inneholder for øvrig 50—50 pst. formelen. Det bestemmes at dersom totale skatter og avgifter inklusive royalty er mindre enn 50 pst. av vedkommende selskaps nettoinntekt, skal en tilleggsskatt påløpe slik at totalinnbetalingene blir 50 pst. Overstiger selskapets avgiftsinnbetalinger 50 pst., skal beløpet tilsvarende reduseres.[25])

Avtalen med Eni av 1. desember 1963 har derimot noe strengere royaltybestemmelser. Royaltyavgiften er satt til 20 pst. og for visse områders vedkommende til 30 pst. 50—50 for-

---

21) Cattan: «Evolution», s. 39 og s. 143 ff.
Også «Oil and Gas Journal», 8. mars 1965, s. 117—118.
«World Petroleum», juli 1965, s. 28—29.

22) «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 19, 8. mars 1968, Annex A.

23) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 52.

24) Cattan: «Evolution», s. 39.

25) Se Phillips-avtalen av 25. september 1963, art. XXI, avtalen med Pan American av 23. oktober 1963, art. XVI.
Også Cattan: «Evolution», s. 141—142.

melen gjelder imidlertid også for denne avtale.[26])

I avtalen med Pan American av 14. februar 1964 var royalty'en satt noe høyere enn i Phillips-avtalen. Royalty beregnes som utgangspunkt til 20 pst., men reduseres til 15 pst. når undersøkelsesomkostningene er fullt amortisert.[27])

15. For Nord-Afrika for øvrig kan nevnes at Libyas petroleumslov av 1955 med endringer setter royalty til 12,5 pst. Myndighetene kan velge mellom betaling i råolje eller i kontanter. I sistnevnte fall skal verdien beregnes av «posted price» (noterte priser).[28])

I Joint Venture avtalen av 4. april 1968 mellom Libya og det franske selskap Auxirap finnes royaltybestemmelsene i hovedavtalens § 24. Det bestemmes her at royalty stiger med produksjon. Som utgangspunkt er royalty 12,5 pst. dersom produksjonen ikke overstiger 400 000 fat pr. dag. Mellom 400 000 og 550 000 fat pr. dag er royalty'en 14 pst. Dersom produksjonen overstiger 550 000 fat pr. dag, er royalty'en 15 pst. av netto produksjon. Avtalen har i § 22 en 50—50 pst. formel i noe modifisert form.[29]) I den utfyllende konsesjonsavtale av 30. april 1968 finnes tilsvarende regler om royalty i konsesjonsavtalens art. 26. Myndighetene kan bestemme om de vil ha royalty betalt i råolje eller i kontanter etter «posted price» (noterte priser). I tillegg til royaltybetalingen kommer betaling av arealavgifter, bonus og inntektsskatter.[30])

For Algeries vedkommende fastsetter petroleumsloven for Sahara av 1958 i art. 63 at royalty skal fastsettes til 12,5 pst.[31])

I Tunis bestemte oljedekretet av 13. desember 1948 at royalty skulle fastsettes til 10 pst. Dekretet bestemte videre at royalty sammen med andre skatter og avgifter totalt ikke skulle overstige 12,5 pst. av verdien av produsert råolje. Ved oljelov av 23. mars 1958 ble imidlertid disse bestemmelser endret. Loven fastsetter en royalty på 15 pst. av netto produsert petroleum. Det ble videre fastsatt en inntektsskatt på 50 pst. Royalty er imidlertid fradragsberettiget i slike inntektsskatter.[32])

I Marokko bestemmer petroleumsloven av 21. juli 1958 at royalty skulle beregnes progressivt etter produksjonens størrelse. Royalty'en begynner med 6 pst. for produksjoner på 50 000 tonn pr. år og stiger til 14 pst. for produksjon som overstiger 1 million tonn pr. år.[33])

For Afrikas vedkommende kan endelig nevnes at Nigeria ved dekret nr. 51 av 27. november 1969 har endret og utfylt eksisterende petroleumslovgivning. I henhold til gjeldende bestemmelser beregnes en royalty på råolje med 12,5 pst. For så vidt royalty skal betales kontant, beregnes verdien på basis av «posted price» (noterte priser). For naturgass beregnes en royalty på 10 pst. I tillegg beregnes en inntektsskatt på 50 pst. Inntektsskatten baseres også på «posted price».[34])

I de kontrakter som Nigeria i 1960 og 1962 sluttet med Shell—BP var royalty satt til 12,5 pst. for olje produsert på land. For olje produsert på kontinentalsokkel bruktes såvidt kan sees en blanding av en fast avgift på 4 sh pr. tonn + en prosentsats. Denne prosentsats var satt til 10 pst. for de «indre sjøområder»): fra 3—10 nautiske mil fra kysten og til 8 pst. utenfor 10 nautiske mil.[35])

Ghana har i avtaler av 1969 angående kontinentalsokkelen betinget seg 12,5 pst. royalty beregnet etter «posted price» (noterte priser). Denne royalty er å anse som en driftsutgift og ikke som forskudd på skatt. I tillegg beregner Ghana seg en inntektsskatt på 50 pst., visse arealavgifter og bonus. Fire amerikanske selskaper har inngått konsesjonsavtaler på disse vilkår.[36])

16. Utviklingen i Venezuela på det oljepolitiske område er på mange måter interessant og har tildels vært toneangivende for andre lands oljepolitikk.

Allerede ved en petroleumslov av 1918 ble royalty fastsatt til mellom 8—15 pst. av produksjonen alt etter avstanden fra oljekilden til utskipningshavn.[37]) Ved lov av 16. juni 1921 ble royalty stipulert til 10 pst. Myndighetene kunne velge mellom royalty i råolje eller i kontanter.[38])

I mai 1936 ble det inngått generelle avtaler med oljeselskapene om en royalty på 15 pst. I tillegg kom visse arealavgifter m.v.[39])

Petroleumslov av 13. juli 1938 satte royalty til 16 pst. og økte samtidig visse andre avgif-

26) Cattan: «Evolution», s. 38.
27) Cattan: «Evolution», s. 38—39.
28) Cattan: «Evolution», s. 37.
29) «Middle East Economic Survey», Vol. XI, nr. 41, 8. august 1968.
30) OPEC «Selected Documents», 1968, s. 197 ff.
31) Cattan: «Evolution», s. 38.
32) Cattan: «Evolution», s. 21—22 og s. 38.
33) Cattan: «Evolution», s. 39.
34) Petroleum Press Service, januar 1970, s. 25.
35) Se opplysninger i skriv av 3. mai 1969 fra den norske ambassade i Lagos til UD.
36) Petroleum Press Service, februar 1969, Vol. 9, nr. 2, s. 81.
37) Martinez: «Chronology», s. 46.
38) Id. s. 48.
39) Id. s. 65.

ter og skatter. Endelig ble royalty ved lov av 13. mars 1943 satt til 16⅔ pst. mot en forlengelse av gjeldende konsesjoners varighet. Beregning av royaltyavgift i kontanter ble basert på «posted price» (noterte priser) i Texas.[40])

Ved skattelov av 12. november 1948 etablerte Venezuela som det første oljeproduserende land den kjente 50—50 formel for deling av innkomstene mellom stat og oljeselskap (se lovens art. 31). Denne formel vant innpass i en rekke oljeproduserende land fra 1950-årene av og en rekke slike avtaler med oljeselskapene ble sluttet.[41])

Ved dekret nr. 476 av 12. desember 1958 ble nevnte fordelingsformel ytterligere skjerpet til fordel for Venezuela. Etter denne lov skulle 66—67 pst. av industriens fortjeneste tilfalle staten.[42]) Den senere utvikling i Venezuela har tendert mot større overtagelse av staten eller det statsorganiserte selskap CVP (Corporaçion Venezolana del Petroleo) av petroleumsutvinning og -distribusjon. I denne forbindelse har det både på det tekniske og på det politiske plan vært arbeidet med nye avtaleformer, først og fremst med entreprenøravtaler (service contracts) med utenlandske selskaper. Denne utvikling vil naturlig føre til en forskyvning fra de tradisjonelle avgiftsformer med royalty, bonus, skatter o.l. til andre former for vederlag og skatter.[43])

17. Den indonesiske petroleumslov av 1899. bestemte at det skulle beregnes en royalty (produksjonsskatt) på 4 pst. av bruttoproduksjonen. I tillegg skulle det beregnes inntektsskatt på selskapenes nettoinntekt. Tilsammen skulle disse avgifter imidlertid ikke overstige 20 pst. av nettoutbyttet. I 1921 inngikk den nederlandsk/indonesiske regjering en samarbeidsavtale med Shell basert på en 50—50 basis for oljeutvinning. Men den venezuelanske fordelingsformel med en fordeling av utbyttet med 50 pst. på selskapet og 50 pst. på staten ble først innført ved en avtale med rettighetshaverne av 1954.

Ved skattereglement av 24. august 1960 skjerpet den indonesiske regjering skattebestemmelsene ytterligere slik at statens andel av nettoutbyttet skulle være ca. 80 pst. Denne bestemmelse synes imidlertid ikke å ha trådt i kraft, idet den ble avløst av en ny petroleumslov 26. oktober 1960. Denne bestemte at alle petroleumsforekomster i Indonesia i prinsippet skulle tilhøre staten. Den foreskrev imidlertid en overgangsperiode på ubestemt tid for at tidligere konsesjonshavere skulle kunne forhandle seg frem til overgang til dette nye system. Ved dekret nr. 476 av 28. august 1961 ble det bestemt i art. 7 at fordelingen av fortjenesten mellom regjeringen og de utenlandske selskaper skulle skje på en 60—40 basis til fordel for regjeringen. Disse bestemmelser ble satt ut i livet ved avtaler av 2. september 1963 med oljeselskapene. I stor utstrekning hadde imidlertid de tiltak som den indonesiske regjering i begynnelsen av 1960-årene tok mot utenlandske oljeselskaper, nærmest karakter av en ekspropriasjon av oljeselskapenes konsesjoner og anlegg i Indonesia.[44])

Jeg skal senere komme tilbake til at denne politikk etter hvert er blitt betydelig avdempet.

18. Det kan for øvrig nevnes at Australia i sin petroleumslovgivning av 1967 har stipulert royalty til 10 pst. I tillegg kommer de vanlige avgifter og inntektsskatter.

I New Zealand er størrelsen av royalty ikke fastlagt i lovgivningen. Det bestemmes at dette spørsmål skal avgjøres i forbindelse med meddelelse av konsesjonen. Lovgivningen fastsetter imidlertid en minimum royalty på 5 pst.

I Pakistan er royalty satt til 12,5 pst. Det kan i denne forbindelse nevnes at etter en Joint Venture avtale av 13. juni 1969 med det tyske selskap Wintershall Exploration skal Pakistan i tillegg til en maksimal deltagerrett på 40 pst. ha skatter, avgifter og royalty som til sammen kan beløpe seg til 55 pst. av inntektene.

Fillippinenes petroleumslovgivning opererer med en royalty på 12,5 pst.

19. For Europas vedkommende finnes forskjellige systemer og satser for beregning av royalty.

Masseron nevner i sin monografi «L'Économie des hydrocarbures» s. 69 at i Frankrike er royalty stipulert etter en glideskala i henhold til produksjonens størrelse. Dersom oljeproduksjonen er under 50 000 tonn pr. år, beregnes ingen royalty. Mellom 50 000 og 100 000 tonns produksjon pr. år er royalty 6 pst.; mellom 100 000 og 300 000 tonn produksjon pr. år er royalty stipulert til 9 pst.; mellom 300 000 tonn og 1 million tonn produksjon pr. år er royalty 12 pst. For produksjon som overstiger 1 million tonn er royalty stipulert til 14 pst.

[40]) Id. s. 70 og 80.
[41]) Id. s. 91.
Også Tugendhat, s. 126 ff.
[42]) Martinez: «Chronology», s. 127—128.
Også Hartshorn, s. 301—307.
[43]) Martinez: «Our Oil», s. 96 ff.
[44]) Martinez: «Our Oil», s. 144 ff.
Tanzer: s. 363 ff.

For Italias vedkommende bestemmer petroleumslov nr. 613 av 2. juli 1967 om etterforskning etter og utvinning av petroleum på sjøterritoriet og kontinentalsokkelen i art. 33 at produksjonsavgifter (royalty) for flytende petroleum skal være 8 pst. og for naturgass 5 pst.

Portugal fastsetter royalty til 11 pst. i sin petroleumslov nr. 47973 av 30. september 1967.[45])

I det nederlandske kontinentalsokkeldekret av 1967 for oljeproduksjon, er royalty også fastsatt etter en skala pr. enhet produksjon.

Art. 3, § 3 bestemmer således at royalty for produksjon av råolje følger følgende skala: Mellom 0 og 100 000 m^3 produksjon pr. år er royalty 0. For en produksjon på mellom 100 000 og 200 000 m^3 pr. år er royalty 2 pst. Royalty'en stiger deretter med 1 pst. pr. ytterligere produsert 100 000 m^3 til royalty når 16 pst. ved en årlig produksjon på mer enn 6 millioner m^3 råolje. Beregningen refererer seg til hver enkelt produksjonslisens.

Bestemmelsene om royalty for naturgass finnes i art. 3, § 6 i nevnte dekret. Også her følger royaltyberegningen en glideskala etter produksjonens størrelse. Utgangspunktet er at for produksjon på opp til 100 millioner m^3 og 200 millioner m^3 beregnes en royalty på 1 pst. Deretter øker royalty'en gradvis til den når 16 pst. for produksjon på mer enn 5 milliarder m^3 pr. år. Art. 3, § 6, punkt 4 bestemmer imidlertid et royalty'en på naturgass nedsettes til det halve såfremt konsesjonen eies av et selskap hvor staten eller et statsselskap deltar med 40 pst..

20. I Danmark meddelte Ministeriet for offentlige arbeider den 7. november 1963 en konsesjon til konsortiet Møller med enerett for rettighetshaveren til undersøkelse etter og utvinning av petroleumsforekomster i dansk undergrunn, derunder dansk kontinentalsokkel. I meddelelsens § 10 finnes bestemmelsene om royalty.

For så vidt landterritoriet angår, settes royalty til 7,5 pst. av den virkelige verdi av det produserte på produksjonsstedet. Denne sats gjelder for den første 5-årsperiode for ervervsmessig utnyttelse. Deretter blir royalty hevet til 12,5 pst.

For kontinentalsokkelens vedkommende er det fastsatt betydelig lavere royalty. For den første 5-årsperiode settes royalty til 5 pst. Deretter stiger den til 8,5 pst.

Det fremgår av bestemmelsene at staten ikke har noen rett til å kreve royalty i råolje eller gass. Roaylatyavgiften skal erlegges i penger. Verdien skal baseres på den oppnådde salgspris, men med fradrag av alle transportutgifter og andre utgifter dersom petroleumsproduktet ikke selges på produksjonsstedet.

Bestemmelsene i § 10 i bekjendtgjørelsen forsterker inntrykket av den noe spesielle karakter denne danske konsesjonsavtale og den petroleumspolitikk som denne avtale hviler på.

21. For Storbritannias vedkommende er royalty satt til 12,5 pst. for konsesjoner meddelt på den britiske kontinentalsokkel. Royalty kan tas ut i råolje eller kontanter.

Denne royalty vil sammen med gjeldende inntektsskatter m.v. ligge et sted mellom 50 pst. og 60 pst. av selskapenes nettofortjeneste.

22. For Norges vedkommende har vi bestemmelsene om royalty (produksjonsavgift) i § 26 ff i den kongelige resolusjon av 9. april 1965.

§ 26 bestemmer at produksjonsavgiften settes til 10 pst. av bruttoverdien av det utvunne på produksjonsstedet. Departementet kan bestemme om det vil ha produksjonsavgiften i form av råolje (gass) eller kontanter.

Dersom departementet velger kontant innbetaling av produksjonsavgiften, har resolusjonens § 30 bestemmelser om den verdiansettelse som skal legges til grunn for beregningen. Utgangspunktet er at enighet skal søkes oppnådd mellom partene om verdiansettelsen. Dersom enighet ikke oppnås, fastsetter departementet på egen hånd verdien i samsvar med rimelig markedspris for petroleumsprodukt av samme eller tilsvarende art. Det er for så vidt en quasi-juridisk myndighet som ved dette er tillagt departementet og det må handle etter beste skjønn. Dersom rettighetshaveren ikke godtar departementets verdifastsettelse, kan han bringe tvisten inn for voldgift.

23. I § 18 og § 25 har den kgl. res. av 1965 bestemmelser om erleggelse av arealavgifter.

§ 18 bestemmer at en rettighetshaver skal betale en engangsavgift på kr. 500 pr. km^2 for den første 6-års periode af utvinningstillatelsen. Denne engangsavgift svarer til ca. 2,5 millioner kr. pr. blokk for hele 6-års perioden.

§ 25 har bestemmelser om beregning av arealavgift etter utløpet av nevnte 6-års frist. Paragrafen bestemmer at arealavgiften det første år skal være kr. 500 pr. km^2. Deretter stiger avgiften med kr. 500 pr. km^2 pr. år til

[45]) Bl.a. Petroleum Press Service, nov. 1967, s. 419 ff.

den når kr. 5 000 pr. km² pr. år. D.v.s. etter en 10-års periode. For resten av konsesjonstidens varighet skal avgiften være kr. 5 000 pr. km² pr. år.

§ 25, 2. ledd har bestemmelser om at denne arealavgift kan justeres hvert tiende år for å bringe avgiften i overensstemmelse med vesentlige endringer i kroneverdien.

Bestemmelsene om arealavgift i § 25 må sees i sammenheng med bestemmelsene om betaling av royalty i §§ 26 og 27. Det fremgår av disse bestemmelser at så lenge produksjon ikke er kommet i gang, blir arealavgiften å betale. Men dersom det både løper en produksjonsavgift og en arealavgift, skal ikke begge avgifter betales kumulativt. Arealavgiften skal trekkes fra i betalt produksjonsavgift, såfremt produksjonsavgiften er større enn arealavgiften. Er derimot arealavgiften større enn den innbetalte produksjonsavgift, skal arealavgift erlegges. Det blir da ikke snakk om å erlegge noen produksjonsavgift.

Som utgangspunkt knyttes både arealavgiften i § 25 og produksjonsavgiften etter §§ 26 og 27 til hele konsesjonsområdet — ikke til den enkelte blokk innen området. Dette medfører bl.a. at dersom et konsesjonsområde består av 2 eller flere blokker, og produksjon bare er begynt på en av blokkene, kan arealavgiften for hele konsesjonsområdet trekkes fra produksjonsavgiften som påløper for det ene produksjonsfeltet. § 27, 3. ledd har imidlertid en unntaksbestemmelse som går ut på at dersom et konsesjonsområde består av flere blokker og konsesjonshaveren uten rimelig grunn unnlater å utnytte petroleumsforekomster innen disse blokker, kan departementet bestemme at «bare arealavgiften for den eller de blokker hvor produksjon er satt i gang, kan trekkes fra produksjonsavgiften».

Det er imidlertid et spørsmål om ikke denne bestemmelse i § 27, 3. ledd gir et noe for uelastisk vurderingsgrunnlag. Etter min mening kan det være grunn til å ta under overveielse om ikke denne bestemmelse i § 27, 3. ledd bør forandres til å lyde:

Består konsesjonsområdet av flere blokker, kan bare arealavgiften for den blokk hvor produksjon er satt igang, trekkes fra produksjonsavgiften. Strekker et oljefelt seg over flere blokker, skal departementet skjønnsmessig fastslå hvor stor del av arealavgiften for hver blokk kan trekkes i produksjonsavgiften.

Den siste setning som foreslås tilføyet, angår både det tilfelle at et oljefelt strekker seg over to blokker innenfor samme konsesjonsområde og det tilfelle at oljefunnet strekker seg over to forskjellige konsesjonsområder. Særlig dette siste spørsmål er ikke løst i de nåværende bestemmelser. Etter min mening synes det naturlig at med det nye utgangspunkt som er foreslått, bør ikke mer enn arealavgiften for en blokk tillates trukket fra, men slik at departementet skjønnsmessig foretar fordelingen. Det er imidlertid mulig at departementets avgjørelse på dette punkt bør kunne overprøves ved voldgift.

24. De bestemmelser vi har i den kgl. res. av 9. april 1965 om produksjonsavgifter og arealavgifter, ligger nær opp til de regler som gjelder for den britiske kontinentalsokkel. Det kan imidlertid gjøres oppmerksom på at mens royaltysatsen for Norges vedkommende er satt til 10 pst., er den for Storbritannias vedkommende satt til 12,5 pst.

Grunnen til denne forskjell var at man da resolusjonen av 9. april 1965 var under utarbeidelse fant at forholdene på den norske kontinentalsokkel selv syd for 62° og også av andre grunner kunne fremstille seg som noe mindre tiltrekkende for oljeselskapene enn den britiske kontinentalsokkel. Dybdeforholdene var større på den norske kontinentalsokkel. Avstandene fra land gjennomsnittlig lenger samtidig som avstandene fra tidligere gass- og oljefunn er større.

Det er sannsynlig at de siste endringer i norsk skattelovgivning har medført forskyvninger i helhetsbildet (total government take) til fordel for oljeselskapene. Dette spørsmål må derfor nøye revurderes. Etter min mening også for de allerede inngåtte konsesjonsavtaler. Ved fastsettelsen av royaltyavgiften til 10 pst. var det nemlig klart uttalt og forutsatt at denne prosentsats ble fastsatt bl.a. på grunn av de høyere selskapsskatter enn det som gjaldt bl.a. i Storbritannia.

Videre var forholdet det at den norske selskapsskatt den gang var betydelig høyere enn den britiske. Selv med en royalty på 10 pst. ville derfor etter de foretatte beregninger de totale innkomster Norge ville innkassere (total government take) ligge på omkring 56 pst., mens den tilsvarende beregning den gang for Storbritannias vedkommende ville ligge lavere selv med en royalty på 12,5 pst.

For øvrig bør den siste utviklingen på norsk kontinentalsokkel syd for 62° tilsi at myndighetene også tar opp til revurdering generelt og for eventuelle fremtidige avtalers vedkommende om ikke prosentsatsen for royaltyavgiften bør økes eller et noe endret system anvendes, f.eks. med en glideskala etter produksjonen.

25. Det må etter min mening i alle fall innrømmes at bestemmelsen i § 26 i den kgl. res. av 9. april 1965 har fått en noe uheldig formulering idet den er noe for absolutt formulert når den fastsetter tilsynelatende unntaksfritt at:

«Rettighetshaveren skal betale en produksjonsavgift som settes til 10 pst. av bruttoverdien av det utvunne på produksjonsstedet.»

Det har i praksis vist seg at en noe smidigere regel kan være på sin plass f.eks. hvor de interesserte i særlige tilfeller er villig til å betale royalty etter andre og høyere satser. Selv om et auksjonssystem ikke er det system som er gunstigst for en moderne oljepolitikk — fordi det ene selskap overbyr det annet og myndighetene da kanskje er bundet til det høyeste bud uten særlig hensyn til byderens spesielle kvalifikasjoner — synes en smidigere regel å være på sin plass enn den som finnes i § 26. Staten bør utvilsomt i teksten selv uttrykkelig hjemles adgangen til å oppnå en høyere royalty eller å bruke et annet system for beregningen av royalty f.eks. en glideskala. Og det kan også tenkes tilfeller hvor staten kunne være interessert i å få undersøkt og boret i marginale områder og hvor unntaksvis en lavere royalty enn 10 pst. kunne være på sin plass.

I slike tilfeller kan departementet naturligvis bruke den generelle dispensasjonsbestemmelse i Resolusjonens § 49. Det må imidlertid erkjennes at slike dispensasjonstiltak erfaringsmessig fremtrer som spesielle unntak fra en hovedregel. Jeg mener derfor at det ville være å foretrekke å få en noe smidigere formulering av selve royalty-bestemmelsen i § 26 første ledd i resolusjonen, f.eks. etter følgende linjer:

«Rettighetshaveren skal betale en produksjonsavgift som settes til 10 pst. av bruttoverdien av det utvunne på produksjonsstedet. Departementet kan i særlige tilfeller fastlegge en annen prosentsats eller andre prosentsatser for produksjonsavgiften.»

Noterte priser (Posted prices).[46])

26. I det foregående er det blitt påpekt at en rekke land beregner royalty og — noe som er minst like viktig — også inntektsskatter ikke på basis av gangbar markedspris eller de realiserte priser på vedkommende petroleum, men på basis av såkalte «posted prices», oversatt med «noterte priser» i denne betenkning. «Posted prices» er på mange måter blitt et begrep i oljepolitikken. Jeg skal i det etterfølgende se litt på hva begrepet innebærer.

27. Et særtrekk ved oljeindustrien er som kjent at det er industri som er så godt som totalt vertikalt integrert. Det vil si at de store oljeselskaper, ikke bare de syv giganter, men de mange store uavhengige «independents» selv står for petroleumshandelen fra utvinning til detaljdistribusjonen. De står for utvinningen av petroleum fra petroleumskildene. De har sine egne raffinerier og sine detaljerte distribusjonsapparater med oljelagringsanlegg, bensinstasjoner etc. med sine kjente varemerker spredt ut over hele verden. Dette fører til den kjedereaksjon at råolje som produseres av vedkommende oljeselskap som produsent, selges til vedkommende oljeselskap selv ved en eller annen datterorganisasjon som raffinerer råoljer. De raffinerte produkter selges så til internasjonale eller nasjonale søsterselskaper som står for distribueringen i vedkommende land. En må derfor se den realitet i øynene at det finnes intet vanlig fritt prisdannelsessystem for denne verdens viktigste handelsvare. Produsentene selger i stor utstrekning til sine egne integrerte ledd som selger videre til nye integrerte ledd i samme kjede. Det forekommer selvsagt at de større oljeselskaper omsetter til hverandre innbyrdes. Men den prisdannelsesprosess som virker i disse tilfeller, er neppe fri i vanlig forstand.

Etter dette regner en med at bare ca. 10—20 pst. av den olje som omsettes på verdensmarkedet er gjenstand for noe som tilnærmet likner på en fri omsetning og en fri prisdannelsesprosess. Til dette kommer at det er så mange spesielle forhold forbundet selv med denne minimale «frie» omsetning at den ikke alene kan tjene som grunnlag for ansettelsen av noe som tilnærmet er en realistisk markedspris på olje etter en vanlig og naturlig prisdannelsesprosess. Dette innebærer selvsagt en betydelig usikkerhet, ikke minst for produsentland hvis hovedinntekter til statskassen i form av royalty og skatter baserer seg på den pris som betales på den petroleum som utvinnes på deres territorier.

28. Denne problematikk er velkjent. I sin bok «The Large International Firm in Developing Countries» uttaler professor Penrose bl.a.:

«Råoljen er en av verdens viktigste varer. Mesteparten av denne råolje som krysser internasjonale grenser selges allikevel mellom søsterselskapene til en liten gruppe internasjonale firmaer. Den måten priser, produserte kvantiteter og fordelingen av investeringer

[46]) Å finne et adekvat uttrykk på norsk for begrepet «posted prices» er ikke lett. «Noterte priser» dekker formodentlig best dette begrep både innholdsmessig og er også den mest direkte oversettelse.

og inntekter skjer på innen oljeindustrien, har bare svakt slektskap med de prisdannelsesprosesser etc. som tradisjonelt foreligger til analyse i teorien om internasjonal handel og investering.»[47])

Det har imidlertid vært hevdet at denne nesten totale vertikale integrasjon av oljeproduksjon, raffinering og omsetning ikke ubetinget er til skade for produksjonslandene. I og med at oljeselskapene gjennom sin integrasjon og sine fordelingskanaler i noen grad beskytter petroleumsmarkedet mot den frie konkurranses virkninger og press på prisdannelsesprosessen, har det vært hevdet at indirekte vil også produksjonslandene bli beskyttet med høyere priser på råproduktene.[48])

Formålet med denne betenkning er ikke å diskutere disse prisdannelsesproblemer. Det er imidlertid åpenbart at de oljeproduserende utviklingsland ikke har følt seg overbevist om riktigheten av disse argumenter. Bl.a. gjennom sin organisasjon OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) som har sitt sete i Wien, har en gruppe oljeproduserende utviklingsland bl.a. forsøkt å opprettholde og forsvare systemet med posted prices (noterte priser).

29. Begrepet «Posted Prices» (noterte priser) kan historisk føres tilbake til det forhold at opp til den annen verdenskrig var Texas den største petroleumsprodusent i verden. Og videre at det eneste sted i verden det var i noe monn en utstrakt fri handel med petroleum — særlig råolje — var i dette Gulf-området. Begrepet «Posted Prices» eller noterte priser har da sin opprinnelse i det enkle faktum at raffinerier eller andre oljekjøpere i Gulf-området ga offentlig uttrykk for en pris de var villig til å kjøpe olje til. Og det var gjerne de store oljeselskapene som på denne måten opptrådte som kjøpere overfor de mange uavhengige oljeprodusenter i USA.[49]) De priser som ble notert for handel med råolje på denne Gulfkysten, ble derfor på mange måter toneangivende for den frie handel med petroleum i verden. Disse priser ble (og blir) bl.a. regelmessig notert i «Platt's Oilgram Price Service». De store oljeselskaper brukte tildels disse «posted prices» i sine integrerte transaksjoner innen vedkommende selskap.

Etter dette mønster vil — som et eksempel — prisen på råolje i New York være den noterte gulfpris (posted price) på vedkommende type råolje pluss transportomkostninger til New York.

Hvis oljen var produsert utenfor USA's grenser f.eks. i Midt-Østen, vil prisen bestemmes på samme måte. Prisen på slik olje levert New York vil prinsipielt være den samme som Texas-olje levert New York. Posted price på denne råolje fra Midt-Østen på produksjonsstedet i vedkommende midt-øst-land får man ved å trekke transportutgiftene fra avskipningshavnen og til New York, fra de offisielle New York noterte priser.

30. Under og særlig etter den annen verdenskrig ble dette noe forenklede posted price-system utsatt for betydelig press på forskjellige måter. Under den annen verdenskrig vokste raskt en rekke områder i Midt-Østen og Venezuela, etc. frem som meget betydelige oljeproduserende områder, samtidig som Europas betydning som oljekonsumerende område steg.

Et særlig forhold som også har spilt inn for visse endringer i selve systemet for fastsettingen av «posted prices» (noterte priser) er at en rekke uavhengige oljeselskaper — amerikanske og andre — har vokset frem som betydelige oljeprodusenter. Disse måtte for å få avsatt sin råolje tildels selge til priser under vanlige Texas «posted prices».

Dette nye konkurransemoment som derved oppsto, gjorde at det i 1950-årene utviklet seg et system med tildels betydelige rabatter på «noterte priser», og videre til at selskapene gikk til det skritt å redusere prisnoteringene på de «noterte priser». I februar 1959 satte således selskapene ned prisnoteringen på «posted prices» med 18 cent pr. fat. En ytterligere reduksjon av «posted price» med 9 cent pr. fat skjedde i august 1960.[50])

Som alt nevnt var i stor utstrekning både royalty og skatteberegninger både i en rekke midt-øst-land og i Venezuela basert på «noterte priser». Slike betydelige reduksjoner i «noterte priser» ensidig foretatt av oljeselskapene, forrykket etter disse lands mening selve grunnlaget for deres statsinntekter.

Dette — sammen med andre forhold — førte til at en del av de viktigste oljeproduserende land, alle utviklingsland, høsten 1960 gikk til dannelse av den tidligere nevnte «Organisasjon av Petroleumeksporterende Land» — OPEC. Denne organisasjon består nå av Iran, Irak, Indonesia, Kuwait, Libya, Saudi Arabia, Venezuela, Abu Dhabi, Algerie (og formodentlig Nigeria). Et av organisasjonens hovedformål var å «sikre stabiliseringen av

47) Penrose, s. 19.
Også Masseron, Seminar, s. 25 ff.
Også Masseron, «L'Economie», s. 25 ff.
Tanzer, s. 13 f.
Hartshorn, s. 132 ff.

48) Bl.a. Penrose, s. 216.

49) Bl.a. Mikdashi, s. 169 ff.

50) Bl.a. Zakariya: OPEC Resolution XVI/90, s. 8 ff.

prisene på det internasjonale råoljemarked». Dette tok først og fremst sikte på å bevare de «noterte priser» fra ugunstige fluktuasjoner ensidig fastsatt av oljeselskapene. OPEC har ikke vært i stand til å få «noterte priser» på råolje tilbake til nivået fra 1960, men har «spilt en betydelig rolle når det gjelder å få stabilisert «noterte priser» etter 1960».[51])

31. «Noterte priser» blir også i dag i prinsippet fiksert av oljeselskapene ved en noe sammensatt metode. De «noterte priser» vil bli løpende notert bl.a. i «Platt's Oilgram Price Service» og ha en halvoffisiell karakter. Oljeselskapene er etter hvert blitt betydelig mer varsomme med ensidig å endre de noterte priser til skade for de viktige petroleumsproduserende land uten forhandlinger med disse. I dag vil derfor de noterte priser på mange måter bli til ved forhandlinger mellom produksjonsland og oljeselskapene.

Forholdet er imidlertid fortsatt at noterte priser ikke er ensbetydende med realiserte priser på verdensmarkedet eller oppnådde priser på en enkelt petroleumstransaksjon. Fortsatt vil erfaringsmessig noterte priser ligge høyere — tildels betydelig høyere — enn de virkelige oppnådde priser. Noterte priser vil vanligvis ligge ca. 25 pst., men kan ofte ligge betydelig høyere, over de «oppnådde» priser. Forskjellen vil være meget vesentlig som beregningsgrunnlag for royalty og inntektsskatter.

Når det gjelder noterte priser som grunnlag for inntektsbeskatning, kan nevnes at ved en avtale mellom oljeselskapene og OPEC i 1964 ble det enighet om at for beskatningsformål skulle selskapene i 1964 ha rett til å beregne seg en rabatt på de «noterte priser» på 8,5 pst. redusert til 7,5 pst. i 1965 og 6,5 pst. i 1966. I januar 1968 oppnådde OPEC en avtale med oljeselskapene om at disse rabatter skulle gradvis opphøre i løpet av de nærmeste år.[52])

32. Betydningen av «noterte priser» som beregningsgrunnlag for skatter og royalty ble også fremhevet i en OPEC resolusjon av 1966 no. XI. 72 hvor organisasjonens medlemsland ble anmodet om å bruke systemet med noterte priser (posted prices) eller «skattereferansepriser» (tax reference prices) i sin lovgivning og i petroleumskonsesjoner for fremtiden. «Ingen petroleumsrettigheter skulle innvilges eller kontrakter sluttes uten at royalty og inntektsskatter skulle beregnes på basis av noterte priser eller skattereferansepriser.»

Dette prinsipp ble gjentatt i den kjente OPEC-resolusjon XVI/90 av juni 1968 om «Medlemslandenes fremtidige petroleumspolitikk.»[53])

Bakgrunnen for bruken av «noterte priser» som beregningsgrunnlag for royalty og skatter er OPEC-landenes interesse av å holde prisene på petroleumsproduktene oppe samtidig som de hevder at dette beregningsgrunnlag som er så vesentlig for hele deres eksistens, ikke ensidig skal bestemmes av oljeselskapene og deres rent forretningsmessige overveielser. Et annet hensyn er naturligvis som nevnt den fullstendige integrasjon i produksjon, raffinering og omsetning som finnes i oljeindustrien og som for hovedmengden av all petroleumsomsetning fører til at selskapene som produsenter selger til seg.

Selv de land som har knesatt prinsippet med «noterte priser» har imidlertid ikke vært i stand til å gjennomføre det unntaksfritt. De har vært nødt til å innrømme selskapene rabatter og reduksjoner slik at forskjellen mellom de virkelig oppnådde priser ved salg og beregningsprisene for royalty etc. har blitt noe redusert i praksis.

Norge og noterte priser.

33. Norge har som en lang rekke andre land ikke i sin lovgivning bestemt at systemet med noterte priser skal være det utslagsgivende ved beregning av royalty (og skatter). Den kongelige resolusjon av 9. april 1965 har i § 30 en elastisk formet regel om grunnlag for beregningen av royalty. Hovedregelen er at «på grunnlag av det fremlagte materiale og andre opplysninger departementet måtte ha, skal det søkes oppnådd enighet om den verdi som skal legges til grunn ved beregningen av produksjonsavgifter». § 26 i den kongelige resolusjon bestemmer bare at royalty skal beregnes av «brutto-verdi av det utvunne på produksjonsstedet.»

Bestemmelsen i § 26 og § 30 første punkt gir for så vidt et meget fritt vurderingsgrunnlag for verdifastsettelsen. Enighet mellom partene om verdifastsettelsen er også et hovedprinsipp som en finner igjen i en rekke lands oljelovgivning, selv land som opererer med noterte priser som vurderingsgrunnlag.

34. For den vurdering § 30 første punkt fastlegger, vil selvsagt en rekke faktorer spille inn. «Noterte priser» kan ha betydning for vurderinger av gangbar markedspris for vedkommende type petroleum. Den virkelige realiserte pris på vedkommende vare vil også være en vurderingsfaktor selv om man her

[51]) Zakariya, s. 9.
Også Tugendhat, s. 156 ff.
[52]) Zakariya, s. 10.
Cattan: «Evolution», s. 54—55.
[53]) Zakariya, Id. s. 21—24 og s. iii.

naturligvis må ta i betraktning de tidligere nevnte særegenheter ved prisdannelsesprosessen i integrert oljeindustri.

Etter min mening er imidlertid resolusjonens utgangspunkt riktig, nemlig at verdien skal søkes fastlagt ved forhandlinger mellom de to parter — staten og vedkommende oljeselskap. Skal imidlertid dette forhandlingssystem virke tilfredsstillende, må en være klar over de byrder dette vil pålegge de tjenestemenn som forutsettes å være statens forhandlere. De må ha tid og anledning til å følge med i prisutvikling og omsetningsforhold til enhver tid. De må ha en betydelig adgang til å følge de integrerte transaksjoner som foregår, prisfastsettelse og prisutvikling på ethvert trinn og den innbyrdes fordeling av fortjeneste på hvert enkelt trinn i den integrerte omsetning. Dette forutsetter ikke bare betydelig petroleumsteknisk og handelsmessig bakgrunn hos vedkommende forhandlere, men betydelige forhandlingsmessige evner.

35. Resolusjonens § 30 pkt. 2 fastsetter at dersom enighet ikke oppnås, skal departementet på egen hånd fastsette verdien av vedkommende petroleum «i samsvar med rimelig markedspris for petroleumsprodukt av samme eller tilsvarende art.»

Det er naturligvis betydelig skjønnsmessig myndighet som er tillagt departementet ved denne bestemmelse. Denne myndighet er av quasi-juridisk karakter. Departementet må basere seg på de foreliggende opplysninger og må selvsagt før det treffer sin avgjørelse la vedkommende oljeselskap få full anledning til å dokumentere sine synspunkter og fremlegge sitt materiale selv om allerede de forutgående forhandlinger etter § 30 første punkt naturligvis vil ha frembragt betydelig materiale.

Et spørsmål som reiser seg i denne forbindelse er hva det ligger i uttrykket at departementet skal fastsette verdien «i samsvar med rimelig markedspris».

Det er for det første klart at uttrykket «rimelig» her ikke betyr at prisen skal være «billig» eller «lav». Ordet rimelig betyr i denne sammenheng en naturlig og rettferdig vurdering av markedsprisen.

Hva ligger det så i uttrykket «markedspris». Under forarbeidene med den kongelige resolusjon var det på dette punkt inngående drøftelser med petroleumsindustrien og andre interesserte. Man valgte uttrykket «markedspris» og i den relasjon diskuterte man også begrepet «posted price». Under drøftelsene var også spørsmålet oppe om begrepet «salgspris», «realisert pris» o.l. Dette uttrykk ble unngått. Man valgte uttrykket «markedspris» til tross for at man var klar over at dette på grunn av integrasjonen i oljeindustrien på mange måter er et usikkert begrep. Hva er markedsprisen på en vare som for 80—90 pst.'s vedkommende omsettes mellom søsterselskaper? Til dette kommer at kvaliteten og sammensetningen av råoljen varierer fra funn til funn og også er en vesentlig verdibestemmende faktor.

Uttrykket «rimelig markedspris» gir selvsagt betydelig elastisitet til departementets skjønnsmessige myndighet. Uttrykket «markedspris» står ikke i motsetning til posted price i den forstand at ikke de halvoffisielle prisnoteringer f.eks. Platt's Oilgram Service kan komme inn som en vesentlig faktor for departementets vurderinger. Men det er åpenbart at uttrykket «markedspris» medfører at posted prices ikke nødvendigvis er eneavgjørende eller ubetinget den avgjørende vurderingsfaktor.

På den annen side er det klart at uttrykket «markedspris» ikke står i absolutt motsetning til salgsprisen eller den oppnådde pris. Salgsprisen kan selvsagt ha betydning hvor reelle salg har funnet sted og ikke spesielle forhold har påvirket den oppnådde pris slik at den ikke gir noe rimelig uttrykk for den virkelige verdi av vedkommende petroleum på verdensmarkedet.

I § 30 annet ledd har resolusjonen bestemmelser om voldgift dersom selskapet ikke godtar departementets verdifastsettelse. Dette synes i og for seg å være en naturlig regel.

36. Bestemmelsen i § 30 første ledd i resolusjonen av 9. april 1965 har ennå ikke vært prøvet i praksis. Det er derfor noe tidlig å si om den i praksis vil virke tilfredsstillende eller ikke. Som alt nevnt gir bestemmelsen i § 30 første ledd, pkt. 2 betydelig elastisitet til departementet og en vid skjønnsmessig adgang til å fastsette verdien av det utvunne petroleumsprodukt for beregning av royalty. På den annen side er de spesielle problemer prisfastsettelse av et petroleumsprodukt byr på, særlig vanskelige fordi det i virkeligheten ikke eksisterer noen fri prisdannelsesprosess og derfor noen virkelig markedspris. Det er derfor et spørsmål om ikke formuleringen i § 30 første ledd, pkt. 2 er noe uheldig idet den knytter departementets beslutningsprosess til en så fiktiv verdimåler som markedsprisen i virkeligheten er.

Etter min mening bør det derfor foretas visse endringer i teksten til § 30 på dette punkt for å bringe denne prisfastsettelse mer

i harmoni med de realiteter en står overfor og med tendensen i andre petroleumsproduserende land.

Eksempelvis kunne nevnes følgende formulering av resolusjonens § 30 første ledd, pkt. 2:

«Dersom enighet ikke oppnåes, fastsetter departementet verdien av vedkommende petroleumsprodukt for beregningen av produksjonsavgiften. For denne beregning skal departementet legge til grunn de noterte priser for petroleumsprodukt av samme eller tilsvarende art. Departementet kan også ta hensyn til gangbar markedspris hvor sådanne finnes og andre verdiansettelser som kan være av betydning for beregningen av produksjonsavgiften.»

I denne forbindelse kan jeg også henlede oppmerksomheten på et vesentlig punkt som bestemmelsene i § 30 lar uløst og som heller ikke er løst i resolusjonen ellers. Det er de skatterettslige implikasjoner ved verdiansettelsen. Integrasjonsproblematikken byr på vansker for verdifastsettelsen ikke bare for beregninger av produksjonsavgiften, men også for beregningsgrunnlaget for inntektsskatten av selskapets virksomhet i Norge. § 30 gir bare bestemmelser om verdifastsettelsen for beregning av produksjonsavgiften. Hvilket beregningsgrunnlag skal legges til grunn for inntektsskatten? Det alminnelige prinsipp i internasjonal oljelovgivning er at samme beregningsgrunnlag brukes for beregning av royalty og beregning av inntektsskatter. Det vil ofte si at «posted prices» legges til grunn for beregningen av inntektsskattene selv om andre (og lavere) salgsverdier er lagt til grunn i vedkommende selskaps regnskaper.

Jeg er ikke skatterettsekspert og vil derfor bare henlede oppmerksomheten på denne problematikk og den mulige lakune i vår lovgivning på dette punkt. Etter min mening bør som utgangspunkt bestemmelsene i § 30 (eventuelt med de endringer som er foreslått) komme tilsvarende til anvendelse for de skatterettslige spørsmål. Det er mulig at dette følger av seg selv. Det sikreste ville formodentlig være å få uttrykkelig rettslig hjemmel for dette utgangspunkt for inntektsfastsettelsens vedkommende.

Prinsippet om utgiftsføring av Royalty.

37. Det har tidligere i dette kapittel vært pekt på hvorledes royalty i de tidligere konsesjonsavtaler var den eneste eller den eneste vesentlige avgift oljeselskapene betalte til produksjonslandet. Royalty var da ikke bare en godtgjørelse for petroleum som ble produsert, men trådte også i stedet for inntektsskatten for virksomheten. Etter hvert som samfunnsutviklingen gikk fremover ble det tydelig at det var oppstått et åpenbart misforhold mellom ytelse og vederlag. Særlig etter annen verdenskrig er det derfor blitt alminnelig at i tillegg til royalty skal det også betales vanlige skatter til produksjonslandet, særlig i form av inntektsskatter.

Det spørsmål som da meldte seg, var om den innbetalte royalty skulle sees som et forskudd på inntektsskatten slik at den totale inntektsskatt skulle reduseres med det beløp som alt var innbetalt i royalty. Eller om innbetalt royalty skulle behandles som en driftsutgift som sammen med andre driftsutgifter skulle tas i betraktning for fastsettelsen av den skattbare inntekt. For det endelige resultat vil forskjellen være betydelig idet den førstnevnte metode for beregning av inntektsskatt er betydelig ugunstigere for produksjonslandet enn den metode som betrakter innbetalt royalty som en driftsutgift. Dette vil være av særlig betydning hvor vedkommende petroleumsproduserende land har innført likedelingsprinsippet, 50—50 formelen eller andre fordelingsnøkler i sin oljelovgivning for statens totale innkomster av virksomheten.

Spørsmålet om hvordan royalty skulle beregnes i relasjon til inntektsskatter ble nettopp aktuelt i forbindelse med utviklingen av likedelingsformelen (50—50 formelen).[54]) I de opprinnelige likedelingsavtaler var utgangspunktet at skatter, avgifter og royalties tilsammen skulle utgjøre 50 pst. I avtalen mellom Saudi Arabia og Aramco av 30. desember 1950 hvor selskapet gikk med på å betale inntektsskatten til produksjonslandet, ble det bl.a. bestemt at:

«Ikke i noe tilfelle skal de samlede årlige skatter, royalties og andre avgifter til regjeringen overstige 50 pst. av Aramco's brutto inntekt.»

På samme måte bestemte avtalen av 3. februar 1952 mellom den irakske regjering og

[54]) Se Cattan: «Evolution», s. 41.
Mughraby, 138 ff.
Martinez: «Our Oil», s. 123 ff.
Penrose, s. 200 ff.

Iraq Petroleum Co. at royalty skulle inngå i den 50 pst. andel av inntektene som regjeringen skulle ha. Tilsvarende bestemmelser fantes f.eks. i den tidligere nevnte avtale av 20. september 1954 som den iranske regjering inngikk med et konsortium av oljeselskaper som et kompromiss på den anglo/iranske oljekrig. Det samme gjaldt stort sett de avtaler om skatter og likedelingsprinsippet som ble inngått mellom oljeselskapene og de oljeproduserende land i 1950-årene. Den saudi-arabiske skattelov bestemte f.eks. at det skulle beregnes en inntektsskatt på 50 pst., men royalty skulle anses som forskuddsinnbetaling på denne inntektsskatt.[55])

Dette prinsipp som behandler royalty og inntektsskatt under ett, fører i virkeligheten til at royalty bare har sin selvstendige betydning som en forskuddsinnbetaling av skatt og som en nederste grense for hvor stor (eller liten) inntektsskatten kan være. Blir nemlig den totale inntektsskatt et år lavere enn royalty, vil selvsagt royalty måtte betales uavkortet selv etter dette prinsipp.

38. I slutten av 1950 begynte man imidlertid å få eksempler på at royalty ble holdt atskilt fra inntektsskattene slik at royalty skulle betales i tillegg til skattene og ikke som en del av dem. Men selvsagt i den form at royalty i ethvert fall kunne trekkes fra som en driftsutgift når skattbar inntekt skulle beregnes. Venezuela innførte således ved dekret nr. 476 av 19. desember 1958 skattebestemmelser som medførte at det skulle innbetales inntektsskatter på 47½ pst. (46 pst. + 1½ pst.) i tillegg til royalties. Dette medførte at opp mot 65 pst. av den totale andel av bruttoinntektene av petroleumsproduksjonen gikk til staten.[56])

Diskusjonen om prinsippet med utgiftsføring av royalty i stedet for å behandle den som forskudd på skatt kom opp for alvor da OPEC tok dette spørsmål opp til prinsipiell drøftelse ved Resolusjon IV/33 av 2. juli 1962. OPEC's prinsipielle standpunkt var at royalty må sees som et vederlag for den selvstendige verdi av petroleum som blir utvunnet. Denne royaltyavgift skulle i prinsippet ikke være en del av inntektsskatten, men en selvstendig godtgjørelse.

OPEC ville ha dette grunnprinsipp gjennomført ikke bare for fremtidige konsesjoner, men også i allerede eksisterende konsesjonsforhold.[57]) Dette førte til langvarige og alvorlige forhandlinger med oljeselskapene. Iran og Saudi Arabia ble valgt til å søke prinsippet gjennomført for sine konsesjoners vedkommende. Forhandlingene varte i over to år. Resultatet ble at man i slutten av 1964 kom frem til et kompromiss med selskapene hvor disse aksepterte prinsippet med at royalty skulle ansees som en av skatten uavhengig avgift som skulle utgiftsføres. Til gjengjeld skulle selskapene for beregningen av skattbar inntekt og royalty i 1964 få beregne en rabatt på noterte priser på 8½ pst.; i 1965 en rabatt på 7½ pst. og i 1966 en rabatt på 6½ pst. Det var videre en stilltiende forutsetning at denne rabatt skulle ytterligere reduseres eller helt bortfalle etter forhandlinger mellom OPEC og selskapene.[58]) Også i andre land er prinsippet med royalty som driftsutgift (expensing of royalty) nå alminnelig fulgt.

39. De norske rettsregler på dette punkt er i full harmoni med hovedprinsippet om utgiftsføring av royaltyavgiften. Av bestemmelsene i den kgl. res. av 9. april 1965 fremgår det klart i § 26 at den royalty som skal betales, er en selvstendig produksjonsavgift. Den er et vederlag til staten for den petroleum som produseres på norsk kontinentalsokkel. Ved beregning av skattbar inntekt kan selskapene trekke fra betalt (påløpen) royalty som en driftsutgift. Den skal derimot ikke betraktes som et forskudd på inntektsskatt. Royalty betales derfor uavhengig av inntektsskatt og i tillegg til denne. Som alt nevnt skal royalty også betales av all produsert petroleum selv om selskapene ikke har inntekter av driften.

Konklusjonen er at det etter min mening ikke er noe behov for å endre den kongelige resolusjon av 9. april 1965 på dette punkt idet det fremgår klart av våre rettsregler at royalty skal behandles som en driftsutgift i skattemessig forstand.

[55]) Mughraby, s. 139.
[56]) Martinez: Chronology, s. 127—128.
[57]) Bl.a. Mughraby, s. 140—141.
[58]) Bl.a. Mughraby, s. 148—149. Martinez: «Our Oil», s. 124 ff.

KAPITTEL VI

Arealavgifter. Andre utgifter. Likedelingsprinsippet (Equal Sharing of Profit).

1. I det foregående kapittel har jeg i det vesentlige konsentrert behandlingen om den tradisjonelle produksjonsavgift (royalty) og i en viss utstrekning dens relasjon til andre avgifter til staten, først og fremst dens relasjon til inntektsskattberegning.

I dette kapittel skal visse andre avgifter kort behandles. Først og fremst den tradisjonelle arealavgift. Videre bonus-systemet som er i bruk i en rekke land. Endelig skal jeg forsøke å gi en oversikt over prinsippet om likedeling av inntektene. Det såkalte «equal sharing of profit»-systemet og andre nyere fordelingsnøkler for fordeling av innkomstene mellom produksjonsland og rettighetshaver.

Disse forskjellige avgiftsformer vil først og fremst brukes i vanlige konsesjonsavtaler uten eller med direkte eller indirekte statsdeltagelse. Dette er for så vidt det samme som gjelder for royalty. Derimot vil heller ikke disse andre tradisjonelle avgiftsformer ha samme selvskrevne plass i de nyere og mer spesielle former for petroleumsavtaler, d.v.s. de forskjellige typer arbeids- eller entreprenørkontrakter og produksjonsdelingskontrakter. I slike nyere system for oljeutvinning vil nemlig produksjonsstaten selv stå som arbeidsgiver og oljeprodusent. Medkontrahenten — de vanlige oljeselskaper — utfører oppdragene på vedkommende stats vegne og oppnår i prinsippet ikke eiendomsretten til oljen; men derimot en rett til å kjøpe råoljen eller raffinerte produkter av staten til en avtalt pris. Ved dette sikrer selskapene seg langsiktige tilførsler av petroleum ofte til forut stipulerte priser. Men for slike avtaleforhold vil naturlig nok de vanlige avgiftsformer ikke uten videre komme inn i bildet.

Arealavgifter.

2. Arealavgifter er en avgiftsform som er kjent i oljelovgivningen til de fleste petroleumsproduserende land. Men det er betydelige variasjoner både med hensyn til system og størrrelse av arealavgiften.

I eldre konsesjonsforhold var arealavgifter ukjent, selv om det forekom at visse engangsbeløp ble betalt i tillegg til royalty. Slike engangsbetalinger hadde imidlertid mer karakter av bonus enn av arealavgifter.[1]) I enkelte lands lovgivning trer arbeidsprogram med forpliktelse til å bruke et visst minimum istedenfor arealavgiften i en begynnerfase. Men etter denne begynnerfase (undersøkelsesfase) overtar arealavgifter i stedet for arbeidsprogram.[2]) Arealavgiften er ofte progressiv med konsesjonsavtalens lengde for å virke som en spore på konsesjonshavere til å være mest mulig aktive i sine undersøkelser etter petroleum. Dette insitament blir særlig sterkt hvor arealavgiften avløses av royalty i tilfelle funn blir gjort eller hvor den kan trekkes fra i royaltyavgiften.

Jeg skal gi noen eksempler på beregningsmåte og størrelse av arealavgifter i lovgivningen til noen av de viktigere petroleumsproduserende land.

3. Irans første konsesjonsavtaler hadde ingen bestemmelser om arealavgift.[3])

Den iranske petroleumslov av 1957 bestemmer i art. 9 at det skal betales arealavgift for alle konsesjonsavtaler som statsselskapet Nioc inngår. Arealavgiften fastsettes av Nioc i overensstemmelse med arealets størrelse og karakteristiske egenskaper. I henhold til dette ble arealavgifter fastlagt i de konsesjonsavtaler som Nioc inngikk med Pan-American den 24. april 1958 og med Sapphire Petroleum i juni 1958. Arealavgiften skulle begynne å løpe fra det 13. år etter konsesjonsavtalens inngåelse. Avgiften er progressiv idet den begynner på $ 400 pr. km^2 og stiger til $ 450 og dernest til et maksimum på $ 600 pr. km^2. [4])

I de tidligere nevnte 5 kontinentalsokkelavtaler om Joint Ventures av 1965 finner man betydelig strengere bestemmelser om arealavgifter. I tillegg til betydelige bonusbeløp skal selskapene også betale betydelige arealavgifter. Avtalen mellom det iranske statsselskap Nioc og Atlantic-gruppen av 18. januar 1965 bestemmer således i art. 29, § 8 at den utenlandske gruppe (Atlantic-gruppen) skal betale arealavgift etter en progressiv skala. Arealavgiften er de første 5 år $ 400 pr. km^2 og øker til $ 1050 pr. km^2 i det 21. til det 25. år. Dersom kommersielle funn blir gjort i den første 12-års periode av konsesjonens varighet, reduseres den årlige arealavgift betydelig. Som eksempel kan nevnes at reduksjonen da er $ 315 pr. km^2 i det 11. og 12. år mens uavkortet arealavgift de samme

[1]) Bl.a. Cattan, «Evolution», s. 31.

[2]) Masseron: «L'Économie», s. 68—69.

[3]) Bl.a. O'Connor, s. 277 ff.

[4]) Cattan: «Evolution», s. 32.

år ville være $ 600 pr. km². Denne ordning er tydeligvis ment som en oppfordring til selskapet for å finne olje så fort som mulig.

Art. 29, § 8 bestemmer for øvrig at arealavgiften skal behandles som en driftsutgift.

Lignende bestemmelser om arealavgift finnes i de andre Joint Venture avtaler av 1965.

4. Når det derimot gjelder de senere entreprenørkontrakter (service contracts) som Nioc fra 1966 av har inngått med utenlandske oljeselskaper, inneholder de ingen bestemmelser om arealavgifter. Disse avtalers karakter og de økonomiske betingelser i dem er bygget opp på en helt annen måte som vi skal komme tilbake til i senere kapitler.[5]) Det kan imidlertid nevnes at selskapene har påtatt seg et meget betydelig arbeidsprogram.

En liknende service-avtale er inngått i april 1969 mellom Nioc og et konsortium hvor bl.a. det franske statsselskap Erap, det italienske og spanske statsselskap Agip og Hispanoil og det belgiske firma Petrofina er medinteressert. Betingelsene er stort sett de samme som i avtalen av 1966. Den nye avtale dekker et betydelig område på vel 27 000 km² både av Irans landterritorium og dets kontinentalsokkel.[6]) Arealavgifter er ikke avtalt.

5. I Irak har prinsippet med arealavgift vunnet liten eller ingen utbredelse. Den siste utvikling i Irak med inngåelse av entreprenøravtaler (service contracts) har ført til at heller ikke i de nyeste avtaler finnes bestemmelser om arealavgift. Se bl.a. entreprenøravtalene mellom Irak og det franske statsselskap Erap av 23. november 1967 og 3. februar 1968. Avtalene har derimot bestemmelser om betaling av betydelige beløp i bonus dersom kommersielle funn blir gjort. (Herom senere).[7])

6. Også i Saudi-Arabia var systemet med arealavgifter fremmed i de tidligere konsesjonsavtaler. Visse kontantbetalinger til kongen i forbindelse med inngåelse av konsesjonsavtalene og senere «lån» med ujevne mellomrom hadde mer karakter av engangs bonusutbetalinger enn arealavgifter.[8])

Fra 1957 av ble det alminnelig å betinge seg arealavgifter i konsesjonskontrakter. Avtalen som Saudi-Arabia inngikk den 10. desember 1957 med Japan Petroleum Trading Co. (senere overført til Arabian Oil Co.) bestemte at rettighetshaveren skulle betale en arealavgift på $ 1 500 000 pr. år for konsesjonsområdet.[9])

I avtalen av 4. april 1965 med det franske statsselskap Auxirap ble det i tillegg til betaling av betydelige bonusbeløp bestemt at det skulle betales en arealavgift som skulle beløpe seg til $ 5 pr. år pr. km² i den første 5-års periode og som deretter steg til den nådde en sum av $ 500 pr. år pr. km² etter 25 år.[10])

I senere avtaler bl.a. de to tidligere nevnte Joint Venture avtaler som ble inngått i 1967 med Eni-gruppen og Sinclair-gruppen, var det betydelig strammere bestemmelser om betaling av arealavgifter. Avtalen med Enigruppen av 21. desember 1967 bestemte således i art. 16 i Annex A at det skulle betales en årlig arealavgift som var sterkt stigende etter den første 5-års periode. For de første 5 år er arealavgiften $ 10 pr. km² pr. år. Fra det 6. til det 10. år er arealavgiften $ 60 pr. km² pr. år. Deretter stiger den til $ 250 pr. km² pr. år fra det 11. til det 15. år. Progresjonen fortsetter til den årlige arealavgift er $ 625 pr. km² fra det 25. år til kontrakten utløper.[11])

7. Kuwait har også i senere avtaler betinget seg arealavgifter. I avtalen av 5. juli 1958 med Arabian Oil Co. betinget således Kuwait seg en arealavgift på $ 1 500 000 pr. år for konsesjonsområdet til kommersielle funn ble gjort.[12])

I avtalen mellom Kuwait og Shell av 15. januar 1961 var det fastsatt en årlig avgift på konsesjonsområdet på £ 1 000 000 til kommersielle funn ble gjort. Avgiften stiger deretter til £ 2 000 000 pr. år til eksport av olje begynner. Da bortfaller avgiften.[13])

I Joint Venture avtalen med Hispanoil av 3. mai 1967 finner man i artikkel 4 betydelig lavere satser for beregning av arealavgift. Arealavgiften settes til et fast beløp på 1 000 Kuwait Dinarer pr. år for hele konsesjonsområdet. Denne avgift skal betales til regulær eksport av petroleum begynner. Da avløses den av royalty og betydelige bonus-betalinger[14]) Bestemmelsene må ses noe i lys av det forhold at avtalen er en Joint Venture avtale

---

5) Se bl.a. avtalen mellom Nioc og Erap av 27. august 1966 i Platt's Oilgram Service 30. desember 1966, Vol. 44, s. 1 f.
6) Se bl.a. Gas and Oil International, April 1969, Vol. 9, No 4, s. 103—104.
7) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 21 av 22. mars 1968, s. 2 f. Også OPEC Selected Documents 1968, s. 107 ff.
8) Bl.a. O'Connor, s. 326 ff.
9) Cattan: «Evolution», s. 32.
10) Se bl.a. World Petroleum, juli 1965, s. 29.
11) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 19, 8. mars 1968, Annex A, s. 11—12.
12) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 32.
13) Cattan: «Evolution», s. 32—33.
14) Platt"s Oilgram Service 18. juni 1968, Vol. 46, s. 1. Også OPEC «Selected Documents» 1968, s. 162.

mellom et nasjonalt kuwaitisk oljeselskap (Kuwait National Petroleum Co.) og Hispanoil, og videre bestemmelser i art. 5 i avtalen som har en noe antikvert 50—50 formel for fordeling av inntektene mellom rettighetshaverne og staten.

I avtalen av 14. mai 1968 mellom Abu Dhabi og Mitsubishi-konsernet finner man også temmelig beskjedne regler om arealavgifter. Konsesjonsområdet dekker 6500 km², men arealavgiften er etter art. 10 satt til $ 75 000 pr. år for hele konsesjonsområdet. Avgiften øker til $ 1 000 000 det år kommersielt funn blir gjort. Men arealavgiften faller bort når eksport av petroleum tar til.[15]) I tillegg til arealavgiften kommer betydelige bonusbetalinger (art. 9) og en royalty på 12½ pst. av Posted Prices pluss 50 pst. inntektsskatter.

I konsesjonsavtalen mellom Quatar og Shell Overseas Exploration av 29. mai 1952 finnes også bestemmelser om arealavgifter. Avtalen bestemte at det skulle betales en årlig arealavgift av £ 75 415. Når eksport av olje begynte, skulle imidlertid avgiften reduseres til en halvpart eller £ 37 707 pr. år.[16])

8. I Joint Venture avtalen som Egypt sluttet i 1963 med Phillips, Pan American og Eni, fantes også bestemmelsen om arealavgifter. De arealavgifter som var fastsatt i avtalen, beløper seg til E. £ 25 000 pr. hver blokk (400 km²) som blir omgjort til utvinningsblokk. Før dette tidspunkt løper ingen arealavgift. Avtalene hadde også visse bestemmelser om at royalty og arealavgifter ikke skulle betales fullt ut samtidig.[17])

I Libya inneholder bl.a. den tidligere nevnte Joint Venture avtale med Erap av 4. april 1968 bestemmelsen om arealavgifter. Arealavgiften nedsettes til det halve når kommersielle funn blir gjort. Det bestemmes for øvrig at arealavgiften kan trekkes fra betalt royalty.[18])

Det kan også nevnes at i de avtaler Shell BP har med Nigeria beregnes det en arealavgift på petroleumskonsesjon på land på 10 sh pr. acre. Arealavgiftene for konsesjonen på kontinentalsokkelen er progressive fra 2,5 sh det første år til et maksimum etter 6 år på 10 sh pr. acre.[19])

For Ghana's vedkommende har alle de konsesjonsavtaler Ghana sluttet i 1968/69 for kontinentalsokkelen, bestemmelser om arealavgifter. Avgiften stiger progressivt fra $ 150 pr. mile² pr. år for det første år til $ 500 pr. mile² pr. år fra det tredje og etterfølgende år.[20])

9. Australia har i sin petroleumslovgivning for kontinentalsokkelen av 1967 regler om arealavgifter. For undersøkelsesstadiet skal betales en arealavgift av $ 5 pr. blokk pr. år, men minimumsavgiften er $ 100 pr. undersøkelseslisens. Som tidligere nevnt er hver blokk på 5 minutter bredde og 5 minutter lengde, hvilket svarer til ca. 30 miles² eller ca. 77 km².

For produksjonslisensen skal betales arealavgifter på $ 3 000 pr. år pr. blokk. Dvs. en meget lav arealavgift. Det kan for øvrig være av en viss interesse at den australske lovgivning også har regler om avgifter for rørledninger. Disse avgifter er på $ 20 pr. år pr. mile.[21])

Som tidligere nevnt har Indonesia i 1960-årene transformert sitt avtalekompleks om petroleumsproduksjon fra et konsesjonssystem til et såkalt produksjonsdelingssystem (production sharing system). Dette system som er en form for entreprenøravtale, inneholder ikke bestemmelser om arealavgifter.

10. Som eksempler på hvordan ordningen med arealavgifter praktiseres i Europa, kan nevnes det portugisiske petroleumsdekret, nr. 47973 av 30. september 1967 som regulerer petroleumsutvinning på kontinentalsokkelen. Dette dekret bestemmer at den portugisiske kontinentalsokkel inndeles i blokker på en størrelse av 5 minutters bredde og 6 minutters lengde. Dette svarer til et flateinnhold på ca. 75—80 km² pr. blokk.[22]) Bestemmelsene for øvrig i det portugisiske dekret tyder på at det i stor utstrekning er blitt påvirket av det norsk/britiske system, kanskje særlig det norske. En utvinningskonsesjon gis for en første periode på 6 år, deretter for en periode på 40 år hvis de vilkår som gjelder for 6 års perioden er blitt oppfyllt. Etter utløpet av 6 års perioden skal 25 pst. av konsesjonsområdet tilbakeføres. Etter ytterligere 3 år 25 pst. til.

---

15) Se OPEC: Selected Documents 1968, s. 10. Se lignende avtale med Phillips og Aminoil av januar 1967 i Petroleum Press Service, februar 1967, s. 44—45.

16) Cattan: «Evolution», s. 31—32.

17) Phillipsavtalen av 25. september 1963, art. XXI. Pan American-avtalen av 23. oktober 1963, art. XVI. Også Cattan: «Evolution», s. 32 og World Petroleum, juli 1967, s. 36—37.

18) Se pkt. 23 i Heads of Agreement i Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 41, 9. august 1968, s. 9—10. Beløpets størrelse er ikke nevnt der.

19) En acre svarer til vel 4 000 m². Se for øvrig skriv fra ambassaden i Lagos til UD av 3. mai 1969.

20) Oil and Gas Journal, februar 1969, Vol. 9, nr. 2, s. 81.

21) Bl.a. Livermore, s. 14.

22) Den portugisiske kontinentalsokkel ut til en dybde av 200 meter har et totalt flateinnhold på ca. 16 000 km².

Hva arealavgiftene angår, skal det for den første 6 års periode betales en arealavgift på Escudes 2000 pr. km². Dette svarer til $ 69 eller kr. 500 pr. km². Etter utløpet av 6 års perioden betales en arealavgift som er årlig progressiv. Første år er den Escudes 4000 pr. km² svarende til ca. kr. 1000. Den stiger deretter med Escudes 2000 pr. år pr. km² til den når et maksimum på Escudes 20 000, (svarende til ca. kr. 5000) pr. km² pr. år. Arealavgiften kan justeres hvert 10. år på basis av forandringer i verdien av den portugisiske valuta.[23]) Bestemmelsen svarer til § 25 annet ledd i vår kongelige resolusjon av 9. april 1965.

11. Det nederlandske dekret av 1967 har meget spesielle regler om arealavgift for petroleumskonsesjoner på den nederlandske kontinentalsokkel. For så vidt gjelder eksklusive undersøkelsestillatelser (prospecting licence) finnes bestemmelser om arealavgift i dekretets artikkel II, § 5. Bestemmelsen fastslår at arealavgiften skal beregnes etter en spesiell matematisk formel. For den første 5 års periode beregnes arealavgiften pr. år til 50 gylden pr. km² · a/b. For neste 5 års periode er arealavgiften 100 gylden · a/b pr. km² pr. år. For resten av konsesjonsperioden er arealavgiften 150 gylden · a/b pr. km² pr. år.

Artikkel III, § 1, har regler om arealavgifter for produksjonslisenser. Arealavgiften er for produksjonslisenser satt til 300 gylden · a/b pr. km² pr. år.

Bokstaven a betegner ifølge dekretets bestemmelser lønnsindeksen pr. vedkommende års første dag. Bokstav b kjennetegner lønnsindeksen pr. dato for kontinentalsokkelloven.

I denne beregningsmåte er således innebygget en noe tungvint prisindeks. I alle fall er imidlertid de arealavgifter som beregnes etter den nederlandske lov betydelig mindre enn de arealavgifter som er fastsatt i den norske kongelige resolusjon av 9. april 1965.

12. I Storbritannia finnes reglene om arealavgifter i de offentlige utlysninger som er utferdiget i henhold til de britiske petroleum Production Regulations. I kunngjøringen av 1964[24]) er følgende arealavgifter fastsatt for produksjonslisenser: For den første 6 års periode er fastsatt en arealavgift på £ 25 pr. km². Etter utløpet av denne periode er arealavgiften £ 40 pr. km² for det første år. Den stiger deretter årlig med £ 25 til den når et maksimum av £ 290 pr. km² pr. år. Ved kunngjøring av 1969[25]) er arealavgiften for den første 6 års periode satt til £ 30 pr. km². Etter utløpet av denne 6 års frist er arealavgiften for det første år £ 50 pr. km², for det annet år £ 80 pr. km². Den stiger deretter med £ 30 pr. km² pr. år til den når et maksimum av £ 350 pr. km² pr. år.

Disse arealavgifter er som det vil sees noe høyere enn den som er fastsatt i § 18 og § 25 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965.

13. Såvidt sees har den danske bekjendtgjørelse om enerettsbevilling for etterforskning og utvinning av petroleum av 7. november 1963 ingen bestemmelser om betaling av arealavgift. De danske regler virker på dette som på andre områder noe spesielle.

Heller ikke den noe spesielle svenske ordning av 1969 synes å innebære at konsesjonshaveren skal erlegge noen arealavgift.[26])

14. De norske bestemmelser om arealavgifter finnes i den kgl. res. av 9. april 1965 i § 18 og § 25.

§ 18 bestemmer at for den første 6 års periode av utvinningstillatelsen skal arealavgiften være totalt kr. 500 pr. km². § 25, 1. ledd, bestemmer at etter utløpet av 6 års perioden begynner årlige arealavgifter å løpe. Det første år er arealavgiften kr. 500 pr. km². Deretter stiger avgiften med kr. 500 pr. km² pr. år til den når kr. 5000 pr. år. Dette er det maksimale beløp slik at for resten av utvinningstillatelsens varighet er avgiften kr. 5000 pr. km² pr. år.

Som det fremgår av § 25 er arealavgiften sterkt stigende. Hensynet bak dette er ikke bare å skaffe staten økede inntekter, men å anspore konsesjonshaveren til aktivitet også etter utløpet av 6 års perioden, d.v.s. etter utløpet av den periode hvor en fast arbeidsforpliktelse foreligger. Den sterke progresjon av arealavgiftene i § 25, 1. ledd vil i praksis føre til at bare i unntakstilfeller vil en konsesjonshaver sitte med konsesjonsområder som ikke er produktive over et lenger tidsrom.

§ 25, 2. ledd har som tidligere nevnt, en renegosieringsklausul. Den bestemmer at arealavgiften etter § 25 kan justeres hvert 10. år for å bringe avgiften «i overensstemmelse med vesentlige forandringer i kroneverdien». Det fremgår klart av bestemmelsen at hensikten er å justere arealavgiften i allerede inngåtte konsesjonsavtaler, men bare i

23) Se bl.a. Petroleum Press Service, November 1967, s. 419—420.

24) Se The London Gazette av 15. mai 1964, s. 4196.

25) Se The London Gazette av 23. september 1969, s. 9725.

26) Den svenske konsesjonshaver er etter en konsortieavtale av 1. april 1969 sammensatt av 50 pst. statsselskap og 50 pst. andre svenske interesser.

tilfeller av «vesentlige endringer i kroneverdien». Det er for så vidt en begrenset renegosieringsklausul, som bestemmelsen gir anvisning på.

15. Hvorvidt bestemmelsene i § 18 og 25 skal beholdes uforandret, er et vurderingsspørsmål. Selve grunntanken med en samlet arealavgift for den første 6 års periode og deretter sterkt progressive årlige avgifter er etter min mening et godt utgangspunkt for beregningen av arealavgiftene.

Det er imidlertid et spørsmål om ikke mindre endringer i de to bestemmelser likevel kan vise seg hensiktsmessige. Både i § 18 og § 25 er arealavgiftens størrelse endelig fastsatt. Dette innebærer en noe uelastisk ordning, idet den kongelige resolusjon må endres dersom arealavgiften f.eks. skal forhøyes.

Som alt vist, har man i Storbritannia hevet arealavgiftene ved siste utlysning i 1969. Dette skyldes ikke bare devalueringen av det britiske pund, men også en vurdering av verdien av de britiske områder. Det er derfor mulig at man også for den norske kontinentalsokkels vedkommende bør gå til en generell forhøyelse av arealavgiften og samtidig gi departementet en adgang til i utlysningene å fastsette høyere eller lavere arealavgifter for enkelte områder. Det kan f.eks. tenkes at enkelte områder kan vise seg så interessante at andre og høyere arealavgifter er på sin plass, f.eks. ved utlysning av suppleringsområder. En bør derfor overveie om ikke såvel § 18 som § 25 bør formuleres slik at den nevnte arealavgift skal være den standard avgift som vanligvis beregnes, men at høyere (og muligens lavere) avgifter kan fastsettes av departementet f.eks. i forbindelse med utlysning av blokker etter resolusjonens §§ 11 og 12. Samtidig bør formodentlig standardavgiften særlig i § 18 settes høyere.

Jeg kan i henhold til dette foreslå følgende tilføyelser til de gjeldende bestemmelser i §§ 18 og 25.

§ 18, første setning kan lyde:

«For utvinningstillatelse skal rettighetshaveren betale en engangsavgift for 6 års perioden stor kr. 1000 pr. km² *med mindre Departementet fastsetter en annen avgift i den i §§ 11 og 12 nevnte kunngjøring*» .....

For § 25 kan jeg antyde følgende endringer i paragrafens første ledd:

«For utvinningstillatelse skal det etter utløpet av 6 års perioden hvert år forskuddsvis betales en arealavgift. *For første år betales kr. 1000 pr. km². Deretter stiger avgiften med kr. 750 pr. km² pr. år til den når kr. 10 000 pr. km² pr. år. I den i §§ 11 og 12 nevnte kunngjøring kan Departementet fastsette andre arealavgifter enn de foran nevnte.*»

Som det fremgår, vil slike endringsbestemmelser selvsagt bare komme til anvendelse på utlysning av nye områder.

Det er imidlertid et spørsmål om det ikke er en annen lakune særlig i bestemmelsene i resolusjonens § 25, som bør avbøtes. Etter de tidligere behandlede regler om tilbakeføring av konsesjonsområder vil som nevnt en utvinningstillatelse etter 6 og 9 år i ethvert fall bli redusert til en halvpart. Ved frivillig tilbakeføring kan en rettighetshaver redusere utvinningstillatelsen til 100 km² for hver blokk (jfr. resolusjonens § 24, jfr. § 22). Arealavgiften, som er basert på km², vil ved dette kunne bli vesentlig redusert. Så redusert at den i mange tilfeller opphører å tjene som et effektivt virkemiddel for de formål den skulle tjene. Spørsmålet reiser seg derfor om man i den kongelige resolusjon bør innføre en generell bestemmelse om at arealavgiften samlet for en blokk aldri kan bli mindre enn et visst minimum. F.eks. at arealavgiften alltid skulle beregnes etter halvparten av blokkens opprinnelige flateinnhold selv om arealet i det konkrete tilfelle var redusert betydelig under dette. Resonnementet kan ved første øyekast synes besnærende. En slik regel ville på den annen side lett føre til at rettighetshavere vil beholde 50 pst. av det opprinnelige område når de allikevel må betale arealavgift for en slik halvpart. Det er mulig at en regel om en minimumsarealavgift kunne formuleres slik at den også tilgodeså dette hensyn. Disse spørsmål bør i hvert fall nøye vurderes.

16. Spørsmålet melder seg også om det er behov for noen endringer i renegosieringsbestemmelsen i § 25, 2. ledd, særlig om det ville være behov for en videre adgang til å revidere arealavgiftene. Etter min mening er bestemmelsen i § 25, 2. ledd, stort sett tilfredsstillende. En justeringsadgang av arealavgiften i bestående kontraktsforhold i andre tilfeller enn de der nevnte, er neppe nødvendig. En for vid justeringsadgang kunne i urimelig grad svekke tilliten til bestående avtaler.

Det er imidlertid et spørsmål om ikke den 10 års frist som er fastsatt i 2. ledd i visse tilfeller kan virke noe for lang. Forhåpentlig vil ikke fluktuasjoner i vårt pengesystem være så voldsomme at det vil være noe særlig behov for en justeringsadgang i andre tilfeller enn med jevne mellomrom av noen varighet, f.eks. 10 år. Det kan imidlertid tenkes tilfeller hvor 10 års fristen kan virke urimelig lang, f.eks. ved uforutsette devalueringer av

kroneverdien som følge av krisesituasjoner. Det er derfor muligens et behov for å tilføye til 2. ledd en bestemmelse om at ved betydelige uforutsette devalueringer av kroneverdien eller hvor for øvrig kroneverdien plutselig vesentlig forringes, kan også slik justering av arealavgiften foretas med rimelig varsel.

17. Jeg har tidligere kort behandlet bestemmelsene i § 27 i den kgl. res. av 9. april 1965 som bestemmer at dersom det både løper en produksjonsavgift og en arealavgift, skal ikke begge avgifter erlegges kumulativt. Arealavgiften skal da trekkes fra i produksjonsavgiften såfremt produksjonsavgiften er størst. I motsatt fall skal arealavgiften erlegges.

Det er åpenbart at arealavgiften på samme måte som produksjonsavgiften må sees som en driftsutgift for konsesjonshaveren som kommer inn som en utgiftspost ved beregningen av eventuelle inntektsskatter.

Bestemmelsene i § 27 gir stort sett tilfredsstillende regler på dette punkt. Det er neppe grunn til å foreta andre endringer i denne paragraf enn dem som allerede er foreslått i det foregående.

Bonus.

18. Betaling av bonus er en vederlagsform som har vært alminnelig kjent i petroleumskonsesjoner særlig i land hvor muligheter for funn har vært nærliggende. Bonusbetaling skjer i form av en kontant utbetaling av avtalte beløp. I praksis finnes forskjellige former for bonus. Men en kan stort sett si at de har utkrystallisert seg i tre hovedgrupper:

a) Bonusbetaling ved underskrift eller avslutning av en konsesjonsavtale;
b) Bonusbetaling når oljefunn er gjort;
c) Bonusbetaling når oljeproduksjonen når et visst kvantum eller avdragsvis etter hvert som visse kvanta nåes.

I avtalene finner man ofte kombinasjoner av disse hovedtyper bonusbetalinger.

Bestemmelser om bonus kan være fastlagt i vedkommende lands oljelovgivning. Størrelsen av vedkommende bonus kan da være fiksert i loven. I andre tilfeller er det overlatt til vedkommende administrasjon ved forhandlinger med de interesserte parter å avtale om bonus. En spesiell form for bonusbetaling er den som bl.a. praktiseres i amerikansk oljelovgivning og som baserer seg på auksjonsprinsippet, d.v.s. at høystbydende får tilslaget på et utbudt petroleumsområde. Høystbydendes tilbud vil være en form for kontant bonus som betales ved konsesjonsavtalens inngåelse.

I motsetning til arealavgifter og royalties forekommer bonus også i de nyere former for petroleumsrettigheter, så som entreprenøravtaler (service contracts) og produksjonsdelingsavtaler (production sharing contracts).

19. I USA har bonusbetalinger tradisjonelt vært en vesentlig del av det vederlag en rettighetshaver betaler. I tidligere konsesjonsavtaler ellers i verden har bonusavtalene erfaringsmessig vært forholdsvis ubetydelige. Cattan opplyser for eksempel at da den tidligere nevnte d'Arcy-konsesjon i 1901 ble inngått med Iran — en konsesjon som omfattet nesten hele Irans landområde — ble det erlagt en bonus på £ 20 000.[27])

Etter den 2. Verdenskrig har prinsippet med store bonusbetalinger vunnet klart innpass i en rekke oljeproduserende land og utgjør i dag en ikke ubetydelig del av det vederlag som betales av de internasjonale oljeselskaper. Det er selvsagt at størrelsen av bonus varierer betydelig fra land til land og også betydelig innen oljeområdene i det enkelte land, alt etter som hvor ettertraktelsesverdig vedkommende område er.

Denne nyere tendens markerte seg i Midt-Østen ved Kuwait's avtale av 29. juni 1948 med American Independent Oil Company. Avtalens art. 3 fastsatte utbetaling av en kontant bonus på $ 7 250 000, som skulle erlegges ved avtalens inngåelse. På samme måte kan nevnes avtalen mellom Saudi-Arabia og Pacific Western Oil Corporation (Getty) av 20. februar 1949 hvor art. 4 bestemte at rettighetshaveren ved avtalens inngåelse skulle betale en kontant bonus på $ 9 500 000.[28]) Etter mønster av slike avtaler sluttet en rekke land i Midt-Østen og i verden ellers konsesjonsavtaler med klausuler om bonusbetalinger av betydelig størrelsesorden.

Stort sett vil slike bonusbetalinger bli å betrakte som driftsutgifter som kan utgiftføres av selskapene for beregning av inntektsskatter og ved beregningen av inntektsdelingen mellom vedkommende selskap og produksjonslandet eller de forskjellige bestemmelser om inntektsfordeling.

En har imidlertid i enkelte avtaler eksemp-

[27]) Cattan: «Evolution», s. 27.
O'Connor har i sin bok «World Crisis in Oil» gitt noe avvikende opplysninger idet han oppgir at sjahen mottok £ 30 000 i aksjer mens statsministeren mottok £ 20 000 i aksjer. Id. s. 277.

[28]) Cattan: «Evolution», s. 27—28.
Også «Oil and Gas Journal», 23. november 1964, s. 46.

ler på at selskapene ikke får lov å utgiftsføre bonusbetalingene i sine regnskaper med produksjonslandet. I relasjon til vedkommende produksjonsland må altså selskapet i disse tilfeller i sin helhet bære byrdene ved en bonusbetaling.

Systemet med bonusbetalinger skal belyses ved noen eksempler.

20. Den iranske oljelov av 1957 bestemmer i art. 8 at hvor det iranske statsselskap Nioc deltar i en Joint Venture avtale med mindre enn 50 pst. av interessen, skal en kontant bonus betales av den annen part til Nioc ved konsesjonsavtalens inngåelse. I praksis har imidlertid bonusbetalinger også blitt stipulert i konsesjonsavtalene hvor Nioc's interesse i vedkommende Joint Venture avtale har vært 50 pst. eller over.

I den tidligere nevnte Joint Venture avtale med Agip av 3. august 1957 er Nioc representert med 50 pst. i interessentskapet. Avtalen har ingen bestemmelse om bonus og er for så vidt i overensstemmelse med art. 8 i nevnte lov.[29]) Avtalen angår områder av Irans kontinentalsokkel.

Allerede den 24. april 1958 sluttet Iran imidlertid en Joint Venture avtale med Pan American Petroleum Company (Standard Oil of Indiana). På tross av at interessentskapet var 50—50 mellom Nioc og den utenlandske gruppe, ble en større kontant bonus betalt ved avtalens inngåelse. Denne bonus var på $ 25 000 000/30 000 000.[30]) Avtalen gjaldt også deler av kontinentalsokkelen i den Persiske Gulf.

I fem større avtaler som Iran sluttet den 16.—18. januar 1965 med utenlandske konsortier om oljekonsesjoner på kontinentalsokkelområdet i den Persiske Gulf, ble likeledes betydelige bonusbeløp stipulert. Tilsammen skulle ved avtalenes inngåelse betales en kontant bonus på $ 184 000 000, og i løpet av konsesjonstiden skulle i tillegg betales en produksjonsbonus på i alt $ 46 000 000 etter hvert som oljeproduksjonen øket.[31]) Den entreprenøravtale som Iran i 1966 sluttet med det franske statsselskap Erap, inneholdt imidlertid ingen bestemmelser om bonus.[32])

21. Irak sluttet som tidligere nevnt, en entreprenørkontrakt med Erap den 3. februar 1968. I denne avtale finnes i art. 30 bestemmelser om meget betydelige bonusbetalinger. Artikkelen bestemmer at Erap skal betale i alt $ 15 000 000 i bonus såfremt kommersielle funn blir gjort. Beløpet skal betales avdragsvis i løpet av en 10-årsperiode etter konstateringen av kommersielle funn.[33])

Som alt nevnt har Kuwait tradisjonelt inkludert betydelige bonusbetalinger i sine konsesjonsavtaler. Cattan opplyser således at avtalen med Shell av 15. januar 1961 inneholder bestemmelser om de hittil høyeste bonusbetalinger i verden for et enkelt firma. Denne bonus beløp seg totalt til £ 30 000 000. Av disse ble £ 7 000 000 betalt kontant ved avtalens underskrift. Deretter løper en produksjonsbonus som skal betales etter hvert som produksjonen når visse kvanta.[34])

Masseron nevner også et uspesifisert eksempel fra Kuwait hvor en konsesjon for visse kontinentalsokkelområder inneholder bestemmelser om betydelige bonusbetalinger. Disse bonusbetalinger som både besto av kontant bonus ved avtalens underskrift og produksjonsbonus når produksjonen nådde visse maksima, kunne ialt beløpe seg til $ 34 000 000.[35])

I Joint Venture avtalen med Hispanoil av 30. april 1968 finner en bestemmelser om bonus i avtalens art. 4. Den bonus er en produksjonsbonus. Den er på langt nær av samme størrelsesorden som de tidligere nevnte idet den totalt kan beløpe seg til 5 000 000 Kuwait dinarer.[36])

22. I de to Joint Venture avtaler som Saudi Arabia sluttet i 1967, den ene med det italienske statsselskap Eni, den annen med et konsortium ledet av det amerikanske selskap Sinclair, er det også avtalt betydelige bonusbetalinger.

Avtalen med Eni bestemmer således at en bonus på $ 2 000 000 skal betales ved avtalens underskrift, en bonus på $ 3 000 000 skal betales når kommersielle funn er gjort, og endelig skal en bonus på $ 8 000 000 betales når produksjonen når et visst antall fat pr. dag.[37])

Til sammenligning kan nevnes at avtalen mellom Saudi-Arabia og Auxirap av april

---

29) Cattan: «Evolution», s. 28.
Oil and Gas Journal 7. september 1964, s. 82 og 23. november 1964, s. 46.

30) Cattan: «Evolution», s. 28, hevder at kontant bonus var stipulert til $ 30 000 000.
Oil and Gas Journal for 7. september 1964, s. 82 og for 23. november 1964, s. 46, opplyser imidlertid at kontant bonus var på $25 000 000.

31) Oil and Gas Journal for 22. februar 1965, s. 86.

32) Bl.a. Platt's Oilgram av 30. desember 1966, Vol. 44, nr. 552 S, s. 1 ff.

33) Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 21, av 22. mars 1968, s. 37.

34) Cattan: «Evolution», s. 29.

35) Masseron: «L'Economie», s. 68.

36) Se Platt's Oilgram 18. juni 1968, Vol. 46, nr. 118 A, s. 1 ff.

37) Petroleum Press Service, Januar 1968, s. 4—5. Også Oil and Gas Journal, 1968, s. 216.

1965 inneholder bestemmelser om bonusbetalinger på i alt $ 5 500 000.

Også andre av de petroleumsproduserende land i Midt-Østen har vanligvis betinget seg bonus ved avslutningen av konsesjonsavtaler.[38])

Derimot finnes det ingen bestemmelser om bonus i de tidligere nevnte Joint Venture avtaler som Egypt inngikk i 1963, den ene med Phillips-gruppen, den annen med Pan American-gruppen. Heller ikke avtalen med Eni av 1. desember 1963 synes å inneholde bestemmelser om bonus.[39])

23. I Libya har det utviklet seg en praksis med bonusbetalinger til tross for at den libyske oljelov av 1955 ikke hadde bestemmelser om dette.[40])

I den tidligere nevnte Joint Venture avtale av 4. april 1968 mellom Libya og det franske statsselskap Auxirap ble det således i art. 25 avtalt betydelige bonusbeløp. Ved avtalens inngåelse skulle kontant erlegges en bonus på $ 1 000 000. En ytterligere bonus på $ 3 000 000 skulle betales når olje ble funnet i kommersielle kvanta. Endelig skulle $ 9 000 000 betales dersom produksjonen nådde en årskapasitet på 15 millioner tonn.[41]) Enda større bonusbeløp var avtalt i konsesjonsavtalen i 1965 med Mobil Oil/Gelsenberg. De totale bonusutbetalinger ville her nå $ 30 000 000 når produksjonen nådde et årskvantum på 7,5 millioner tonn.[42])

I ytterligere to Joint Venture avtaler i 1968 med Shell og Chappaqua Oil (amerikansk) betinget likeledes det libyske statsselskap Lipetco seg meget betydelige bonusbetalinger. Avtalen med Shell inneholder bl.a. bestemmelser om kontant betaling av en bonus på $ 5 600 000 når oljeproduksjonen når 100 000 fat pr. dag og ytterligere $ 9 800 000 når produksjonen når 300 000 fat pr. dag. Avtalen med Chappaqua stipulerer en bonus på $ 2 000 000 når produksjonen når 75 000 fat pr. dag og $ 5 000 000 når produksjonen når 250 000 fat pr. dag.[43])

Som nok et eksempel på praksis i Afrika kan nevnes at Nigeria i sine avtaler med Shell og BP av 1961 betinget seg en kontant bonus på nigerianske pund 500 000 for hver av fire konsesjonsområder på kontinentalsokkelen.[44]) Masseron opplyser videre at Nigeria i praksis betinger seg en kontant bonus på $ 1 400 000 pr. 1 000 miles^2 (dvs. ca. 2 600 km^2).[45])

24. Såvidt sees finnes ingen bonusbestemmelser i den australske lovgivning om oljeboring på kontinentalsokkelen.

Derimot har Indonesia i praksis betinget seg betydelige bonusbeløp selv i den seneste tids produksjonsdelingsavtaler (production sharing contracts). Såvidt sees inneholdt produksjonsdelingsavtalen av 18. august 1966 med Independent Indonesian American Petroleum Company ingen bestemmelser om bonus. Det er heller ikke på det rene om den tilsvarende avtale med det japanske oljeselskap North Sumatra Oil Development Corporation inneholdt bestemmelser om bonus.[46])

I senere produksjonsdelingsavtaler er derimot betydelige bonusbeløp blitt avtalt. Således i avtalen som ble inngått i mai 1968 mellom Phillips Petroleum Company-gruppen og det indonesiske statsselskap Permina. Størrelsesordenen for disse bonusbetalinger fremgår av standardkontrakten for produksjonsdelingsavtaler for Indonesia.[47]) Standardkontrakten inneholder i seksjon 14, § 8 bestemmelser om produksjonsbonus. Det bestemmes her at en bonus på $ 5 000 000 skal betales når daglig produksjon når 50 000 fat gjennomsnittlig for en periode av 120 sammenhengende dager. Ytterligere $ 5 000 000 skal betales når gjennomsnittet er 100 000 fat pr. dag i samme periode. Samme beløp skal betales når gjennomsnittsproduksjonen når 200 000 fat pr. dag og når den når 300 000 fat pr. dag.

25. For Portugals vedkommende synes det å fremgå at lovgivningen også på dette punkt har valgt det britisk/norske system for kontinentalsokkelen som mønster d.v.s. at ingen kontant bonus eller produksjonsbonus betales.

Heller ikke den italienske kontinentalsokkellov nr. 613 av 21. juli 1967 synes å ha bestemmelser om bonus.

Den nederlandske lovgivning forutsetter derimot betaling av visse bonusbeløp. Art. II, seksjon 4 i dekretet av 1967 om oljeutvinning på kontinentalsokkelen bestemmer således at ved utstedelse av en eksklusiv un-

38) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 20.
39) Se World Petroleum for juli 1967, s. 38.
40) Cattan: «Evolution», s. 29.
41) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 225—226.
42) Petroleum Press Service, mai 1968, s. 183—184.
43) Se Oil and Gas Journal 1968, s. 44.
44) Bl.a. skriv fra vår ambassade i Lagos av 3. mai 1969.
45) Se Masseron: «L'Économie», s. 68.
46) Bl.a. Oil and Gas Journal, 7. februar 1966, s. 86, og Petroleum Press Service, januar 1966, s. 23.
47) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 81 ff.

dersøkelsestillatelse (prospecting licence) skal en kontant bonus på 1000 gylden betales pr. km². Beløpet betales ved lisensens utstedelse.

Den britiske lovgivning inneholder derimot ingen bestemmelser om bonus. Heller ikke dansk eller svensk petroleumslovgivning inneholder slike bestemmelser.

26. Som kjent har den norske petroleumslovgivning, nærmere bestemt den kongelige resolusjon av 9. april 1965, ingen bestemmelser om bonusbetalinger. Vesentlig for det norske opplegg var å pålegge et arbeidsprogram som sikret grundige undersøkelser av vår kontinentalsokkel og best mulig ansporet til funn samtidig som vi ønsket rimelige vederlag for eventuell olje som ble produsert. På dette punkt ligger vår lovgivning nær opp til den britiske. Den ble til etter nøye konsultasjoner med de britiske petroleumsmyndigheter om hvilket system som best ville møte de ovennevnte hensyn.

Men selv om vår lovgivning derfor er taus på dette punkt, er det åpenbart at man i det enkelte avtaleforhold kan avtale at bonus skal betales i en eller annen form. Under våre forhandlinger med de forskjellige rettighetshavere om statsdeltagelse i forbindelse med den annen konsesjonsrunde i området syd for 62° antydet enkelte selskaper ordninger med en produksjonsbonus såfremt en eventuell produksjon nådde et visst nivå. Forslagene lå i noen grad på linje med ordninger hos kjente oljeproduserende land, men var av betydelig lavere størrelsesorden. Forslagene var imidlertid lite tjenlige til å fremme de formål norske myndigheter ønsket å tilgodese ved en avtale om statsdeltagelse. De var også nærmest fremsatt for å unngå våre myndigheters krav om en slik statsdeltagelse. Det ble derfor ikke aktuelt å inngå avtaler av denne type.

De konklusjoner som kan trekkes av denne gjennomgåelse, er at et bonussystem har vært brukt særlig i oljerike områder for å skaffe konsesjonsgiveren økede inntekter på oljeproduksjonen. I hvilken utstrekning bonusordninger vil bli aktuelle i fremtiden i Norge, er et spørsmål som nøye bør overveies. Myndighetene må selvsagt ha slike muligheter for øyet. Det er imidlertid etter min mening i og for seg ikke nødvendig å foreta endringer i den kgl. res. av 9. april 1965 for å gi våre myndigheter adgang til å betinge seg bonusbetalinger ved inngåelse av den enkelte avtale. På den annen side er det muligens riktig å gi uttrykk i vår lovgivning for at en slik mulighet står åpen for våre myndigheter både for så vidt gjelder kontantbonus og produksjonsbonus. Det bør imidlertid være helt klart at auksjonssystem hvor høyestbydende skulle være berettiget til å få forelagt seg et område, sterkt må frarådes. Størrelsen av en kontantbonus bør ikke være avgjørende for våre myndigheters adgang til selvstendig å vurdere alle de andre hensyn og forhold som bør spille inn for bedømmelse av hvilke rettighetshavere en vil ha inn.

Det er mulig at man bør tilføye en ny bestemmelse i resolusjonen f.eks. etter resolusjonens § 30 hvor det uttrykkelig slåes fast at myndighetene kan betinge seg en kontantbonus ved avtalens inngåelse eller produksjonsbonus eller begge deler. Slik bonus bør betraktes som en vanlig utgiftspost på linje med arealavgifter og royalty-avgifter, men skal ikke kunne trekke fra disse avgifter.

Inntektsdeling, likedelingsprinsippet etc.

27. Jeg har tidligere kort vært inne på inntektsdelingsprinsippet. Utgangspunktet er i dag at flere og flere av de oljeproduserende land ser på inntektsfordelingsprinsippet som selve hovedprinsippet for beregningen av det vederlag vedkommende stat krever av oljeselskapene. Dette inntektsdelingsprinsipp kan være begrenset til selve oljeproduksjonen. Tendensen er imidlertid mer og mer merkbar i retning av et mer integrert inntektsdelingsprinsipp. D.v.s. at også andre deler av oljeselskapenes virksomhet faller inn under prinsippet. Dette kalles ofte at også de såkalte «down stream operations» skal komme det oljeproduserende land tilgode i større eller mindre utstrekning. Det kan være fortjenester på raffineringsvirksomhet, transport, pipelines e.l.. I enkelte nyere kontrakter har man gått betydelig videre i retning av å sikre seg f.eks. petrokjemisk industri med inntektsfordelinger i den forbindelse o.l..

At inntektsdelingsprinsippet mer og mer på vederlagssiden har trådt i forgrunnen, fremheves bl.a. av Cattan på følgende måte:

«Prinsippet med likedeling av inntekt har erstattet royalty som det økonomiske hovedvederlag når det gjelder oljekonsesjoner. Men royalty har blitt beholdt som en minimumsgrense for de inntekter det oljeproduserende land får fordi en royalty beregning er uavhengig av om inntekt oppnås eller ikke. Innføringen av 50—50 prinsippet for fordeling av nettoutbyttet medførte i virkeligheten at regjeringene anslagsvis fikk tre—fire ganger så store inntekter som de fikk tidligere ved en ren royaltyberegning på 4 gullshilling pr. tonn.»[48])

[48]) Cattan: «Evolution», s. 10.

Som tidligere nevnt gikk opprinnelig inntektsdelingsprinsippet ut på en likedeling av inntekten, den såkalte 50—50 formelen. Senere har andre prinsipper blitt innført som gir statene betydelig fordelaktigere fordelingsnøkler. I en rekke lover og konsesjonsavtaler har man en fordelingsnøkkel på 60—40 til fordel for vedkommende stat. I nyere avtaler har man også tallrike eksempler på enda fordelaktigere fordelingsnøkler for staten, f.eks. 75—25 i statens favør. Dette vil stort sett være tilfelle i Joint Venture avtaler hvor staten trer inn med en statsdeltagelse på 50 pst. Vi har også eksempler på fordelingsnøkler av en størrelsesorden 80—20 i den oljeproduserende stats favør. Slike eksempler finnes bl.a. i indonesisk lovgivning.[49])

28. Det tradisjonelle likedelingsprinsipp, 50—50 formelen, ble etter atskillig kamp for første gang gjennomført i Venezuela ved lov av 12. november 1948. Denne loven tok i virkeligheten form av en skattelov. Dette var i og for seg en revolusjonerende utvikling fordi oljeselskapene tidligere i stor utstrekning ikke hadde funnet seg i å betale skatt i tillegg til royalty. Denne loven hadde i artikkel 31 en sekkebestemmelse om at fortjenesten skulle beskattes (fordeles) etter 50—50 formelen. I prinsippet gikk royalty og andre avgifter inn som en del av formelen.[50])

Det tok ikke mange år før andre land adopterte prinsippet. Det første land som fulgte etter var Saudi-Arabia som ved kgl. dekret av 27. og 29. desember 1950 innførte samme 50—50 formel.[51])

Så tidlig som i 1952 hadde de aller fleste midt-øst-land adoptert prinsippet (bortsett fra Iran som hadde betydelige politiske og økonomiske vanskeligheter ved sin oljekrig med Storbritannia)[52])

Et forhold som lettet gjennomføringen av 50—50 formelen var de spesielle skatterettslige regler i USA. Mens royalty, arealavgifter o.l. blir sett på som driftsutgifter av de amerikanske skattemyndigheter, blir de tillegg i form av lokale inntektsskatter som utgjør resten av 50—50 formelen, sett på som «forskudd på skatt». Disse skattebetalinger kan derfor trekkes fra betaling av inntektsskatter i USA som allerede innbetalt forskudd på skatt. De blir en såkalt direkte «tax credit». Dette forhold medførte at en slik tilleggsytelse fra konsesjonshaverens side i det lange løp blir betydelig rimeligere for ham enn en tilsvarende øking i royaltyavgiften.[53])

Allerede forholdsvis tidlig i 50-årene ble det tradisjonelle likedelingsprinsipp etter hvert endret. Det forhold at prinsippet oftest baserer seg på noterte priser i stedet for de faktisk oppnådde priser, vil i mange tilfeller innebære en forskyvning i prinsippet til fordel for vedkommende stat. Regelen om å utgiftsføre royalty i stedet for å regne den som forskuddsbetaling på skatt innebar selvsagt en vesentlig forskyvning i prinsippet til fordel for den oljeproduserende stat. På samme måte vil selvsagt Joint Venture avtaler hvor staten trer inn med eller uten vederlag i kontrakten som deltager, innebære betydelige forskyvninger i formelen. Tradisjonelt hevder man at en Joint Venture avtale hvor det oljeproduserende land trer inn som deltager for 50 pst. i virkeligheten innebærer at inntektsfordelingsprinsippet 50—50 blir et prinsipp med formel 75—25 til fordel for vedkommende land.

For å belyse inntektsdelingsprinsippet og utviklingen og forskyvningene i 50—50 formelen skal jeg gi visse eksempler.

29. I sin presedensskapende lov av 12. november 1948 bestemte Venezuela i artikkel 31 følgende:

«Dersom en skattebetalers nettoinntekt av produksjon av petroleum etter at alle skatter, inklusive royalties o.l., er blitt betalt, overstiger størrelsen av disse innbetalte skatter i vedkommende skatteår, skal slikt overskudd være gjenstand for en tilleggsskatt på 50 pst.»

Det er likedelingsprinsippet som her er fastlagt på en noe tungvint måte. Som en ser vil royalty og lignende avgifter inkluderes i statens 50 pst. andel slik at royalty i virkeligheten må sees som en slags forskuddsinnbetaling på skatt. Det var først på et senere tidspunkt at kravet om utgiftsføring av royalty ble drevet igjennom med det gunstigere resultat 50—50 formelen derved får for staten. Som det vil fremgå av senere kapitler, er likedelingsprinsippet nå et tilbakelagt prinsipp i Venezuelas petroleumspraksis, idet andre samarbeidsformer er valgt som prinsipielt skal medføre større totalutbytte for staten enn likedelingsprinsippet gjør.

Under gjennomgåelsen av Venezuelas senere oljepolitikk opplyser Martinez i boken «Our Gift, Our Oil» s. 172 at fordelingsnøk-

[49]) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 10, s. 43 ff, s. 68 ff.
Mughraby, s. 74 og s. 95 ff.
Martinez: «Our Oil», s. 171 ff.

[50]) Martinez: «Our Oil», s. 171.
Tugendhat, s. 126 ff.
Mughraby, s. 95 ff.

[51]) Martinez, s. 171.
Cattan: «Evolution», s. 44.
Mikdashi, s. 136.

[52]) En interessant redegjørelse for 50—50 prinsippets gjennomføring i midt-øst-landene finnes i Mikdashi s. 135 ff.

[53]) Se Mikdashi, s. 135—136.

kelen for inntektsfordelingen mellom Venezuela og oljeselskapene i tidsrommet 1948—1965 i virkeligheten har vært følgende:

1948	55—45
1949	60—40
1950	51—49
1951, 52	55—45
1953	54—46
1954	53—47
1955, 56, 57	52—48
1958	65—35
1959, 60	68—32
1961, 62	66—34
1963, 64	67—33
1965	66—34

30. Som nevnt var Saudi-Arabia det første land i Midt-Østen som tok opp likedelingsprinsippet. Saudi-Arabias dekret av 27./29. desember 1950 fastslo at det også for tidligere oljekonsesjoner skulle innføres en inntektsskatt som sammen med royalty skulle beløpe seg til 50 pst. av nettoinntekten. Denne lovgivning var et resultat av langvarig drakamp med hovedkonsesjonæren i Saudi-Arabia, Aramco. Ved avtale av 30. desember 1950 gikk Aramco med på å underkaste seg en slik inntektsskatt.

Som det fremgår av det ovenstående, skulle arealavgifter, royalties, toll og andre avgiftsformer anses som en del av den skatt som skulle betales. På samme måte var det opprinnelig bestemt at også skatter betalt til utlandet gikk inn under skatter som Aramco kunne trekke fra. Dette siste ble endret ved avtale av februar 1952.[54])

Likedelingsprinsippet ble ganske snart modifisert i statens favør i Saudi-Arabia. Ved avtale av 10. desember 1957 mellom Saudi-Arabia og Japan Petroleum Trading Company Ltd., som gjaldt et konsesjonsområde i den såkalte nøytrale sone, ble det bestemt i artikkel 14 at den saudi-arabiske regjering skulle motta 56 pst. av rettighetshaverens nettoinntekter. Det ble videre bestemt at denne fordelingsnøkkel skulle gjelde for all virksomhet enten den var innenfor eller utenfor Saudi-Arabias grenser. Avtalen hadde også bestemmelser om statsdeltagelse for Saudi-Arabia om enn i beskjedne former. Det ble bestemt at dersom kommersielle funn ble gjort, hadde Saudi-Arabia adgang til å overta 10 pst. av aksjekapitalen. Dette ville medføre at Saudi-Arabia, for så vidt den gjorde sin opsjon gjeldende, i virkeligheten fikk en større del av fortjenesten enn 56 pst.[55])

Joint Venture avtalen av 4. april 1965 med det franske statsselskap Auxirap fjerner seg radikalt fra 50—50 formelen. Riktignok ble det her bestemt at en inntektsskatt skulle betales etter en skatteprosent på 40. Samtidig ble imidlertid royalty satt så høyt som 15—20 pst. Til dette kommer at dersom kommersielle funn blir gjort, har Saudi-Arabia rett til å tre inn og overta 40 pst. av aksjekapitalen. Regjeringen har samme rett dersom nye aksjer utstedes. Ved disse forskjellige bestemmelser vil avtalen i virkeligheten inneholde en fordelingsnøkkel som langt overstiger en 50—50 formel. Formodentlig vil den ligge et steds mellom 60—40 og 70—30 i favør av den saudi-arabiske stat.[56]) Såvel inntektsskatten som royalty skal beregnes på basis av noterte priser (posted prices). For beregning av inntektsskatt er bestemt at royalty skal utgiftsføres og ikke ansees som forskudd på skatt.

Joint Venture avtalen av 21. desember 1967 med det italienske statsselskap Eni (og Phillips) går enda lenger i statens favør. Denne avtalen er på mange måter en nyskapning. Den er en blanding av en Joint Venture avtale og en entreprenøravtale. I tillegg til meget betydelige bonusbetalinger og en royaltyavgift som ligger mellom 12,5 pst. og 14 pst. er det bestemt i artikkel 20 i Annex 1 til avtalen at det skal betales en inntektsskatt på 50 pst. eller slik lavere eller høyere skatt som de interne lover til enhver tid fastsetter.[57]) Til dette kommer at hovedavtalen bestemmer (artikkel 9 ff) at det saudi-arabiske statsselskap har adgang til en statsdeltagelse på 30—50 pst. når kommersielle funn er gjort.

Disse bestemmelser fører til en fordelingsnøkkel som kan gi de saudi-arabiske interesser en andel på opp mot 75 pst. av nettoinntektene.

31. Kuwait fulgte Saudi-Arabias eksempel ved et dekret av 29. desember 1951. En inntektsskatt på 50 pst. av oljeselskapenes inntekter ble fastlagt.[58]) Den amerikanske konsesjonshaver KOC bøyde seg for disse bestemmelser ved avtale av 30. desember 1951. 50—50 formelen i Kuwait har etter hvert blitt betydelig fraveket. Ved dekret av 19. novem-

54) Mughraby, s. 95—96.
Cattan: «Evolution», s. 44.

55) Se bl.a. Cattan: «Evolution», s. 143.
Martinez: «Our Oil», s. 172.

56) Cattan: «Evolution», s. 144.
Petroleum Press, March 1965.
Se også Oil and Gas Journal for 8. mars 1965, s. 117—118.

57) Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 19, 8. mars 1968.
OPEC «Selected Documents» 1967, s. 190 ff.
Se også «World Petroleum 1968», s. 24—26, Saudi-Arabia broadens Industrial Base.

58) Cattan: «Evolution», s. 44—45.
Martinez: «Our Oil», s. 171.
Også Mikdashi, s. 215 ff.

ber 1966 ble det således bestemt at royalty ikke skulle ses som forskudd på inntektsskatt, men skulle utgiftsføres som driftsutgifter.[59])

Masseron opplyser videre at i avtaler mellom Kuwait og japanske oljeselskaper er det fastlagt en fordelingsnøkkel på 57—43 i favør av staten.[60])

Den tidligere nevnte Joint Venture avtale mellom Kuwait og det spanske statsselskap Hispanoil av 3. mai 1967 avviker radikalt fra prinsippet 50—50.

Utgangspunktet i artikkel 5 i avtalen[61]) er riktignok at dersom 50 pst. av rettighetshaverens nettoinntekter i noen år overstiger de skatter som selskapet betaler skal det overskytende deles likt mellom selskapet og staten. Det kan i denne forbindelse minnes om at nettoinntekten beregnes av noterte priser (posted prices) og videre at royaltyavgiften blir utgiftsført. Disse forhold medfører i og for seg et avvik fra en ren 50—50 regel. Men det som betegner det vesentligste avvik er imidlertid at det kuwaitske statsselskap KNPC etter denne avtale skal ha 51 pst. av interessene i dette Joint Venture mens Hispanoil skal holde 49 pst. Ved disse bestemmelser om statsdeltagelse vil i virkeligheten fordelingsnøkkelen ligge på ca. 75—25 i statens favør.

32. De nevnte tiltak i Saudi-Arabia og Kuwait medførte lignende tiltak i andre sjeikdømmer bl.a. i Bahrein og Quatar. Ved dekret av 6. desember 1952 ble det for Bahreins vedkommende bestemt at 50—50 formelen skulle anvendes også for tidligere konsesjonsavtaler. Det samme ble bestemt av myndighetene i Quatar i 1952. Også her fikk bestemmelsen tilbakevirkende kraft bl.a. i forhold til tidligere konsesjoner som oljeselskapet Shell hadde i området.[62])

Prinsippet med utgiftsføring av royalty er gjennomført.[63])

Når det gjelder sheikdømmet Abu Dhabi, har man også her gått til revisjon av tidligere konsesjoner basert på 50—50 formelen.[64]) Senere avtaler har i virkeligheten fraveket 50—50 formelen både ved regler om utgiftsføring av royalty og ved at inntektsskatter skal baseres på posted prices, men også ved avtaler om Joint Venture med staten. I en avtale av 21. januar 1967 med Agip, Phillips og Ameriran Independent Oil Company ble det i tillegg til større bonusbetalinger og en royalty på 12,5 pst. av noterte priser bestemt at vanlige inntektsskatter (50 pst. skatt) skulle betales av nettoinntekten. I tillegg hadde staten en adgang til å delta i foretagendet med opp til 15 pst.[65]) En senere avtale med det japanske oljeselskap Maruzen av 6. desember 1967 gikk betydelig lenger. I tillegg til bonusbetalinger og 12,5 pst. royalty av noterte priser skal vanlige inntektsskatter (50 pst.) betales. I tillegg har Abu Dhabi etter avtalens artikkel 40 en opsjon til å tre inn i foretagendet med 50 pst. Hvis denne opsjon benyttes, vil fordlingsnøkkelen bli på ca. 75—25.[66]) Joint Venture avtalen mellom Abu Dhabi og det japanske oljeselskap Mitsubishi av 14. mai 1968 har tilsvarende bestemmelser. I tillegg til betydelige bonusbetalinger, arealavgifter og en royalty på 12,5 pst. av noterte priser kommer de vanlige inntektsskatter (for øyeblikket 50 pst.) til anvendelse. I tillegg har staten en opsjon etter artikkel 41 i avtalen til å tre inn i foretagendet med 50 pst. med de derav følgende virkninger for fordelingsnøkkelen.

33. I Iran ble likedelingsprinsippet indirekte gjennomført i skatteloven av 1949 som fastla en selskapsskatt på 50 pst. av nettoinntektene. Likedelingsprinsippet ble utbygget ved konsortieavtalen av 20. september 1954 som ble inngått med et konsortium av de oljeselskaper som tidligere hadde konsesjoner i Iran. Den var et kompromiss som avsluttet den anglo/iranske oljekrig.[67])

Allerede avtalen av 3. august (24. august) 1957 mellom det italienske statsselskap Eni/Agip og det iranske statsselskap Nioc innebar et betydelig fravik fra likedelingsprinsippet. Avtalens artikkel 17 slår bl.a. fast at halvparten av nettoinntekten skal betales i skatter. Men i tillegg bestemmes at den annen halvpart av nettoinntekten skal deles likt mellom Nioc og Agip. I virkeligheten fastlegges en fordelingsnøkkel på 75—25 i Irans favør ved denne Joint Venture avtale.[68])

I Joint Venture avtalen med Pan American av 24. april 1958 og i en avtale av juni 1958 med Sapphire Oil Company oppnådde Nioc en

59) OPEC «Selected Documents» 1967, s. 256 ff.
60) Masseron: «L'Économie», s. 70—71.
61) Se Platt's Oilgram Service, Spec. Suppl. 18. juni 1968, Vol. 45, nr. 118, A. s. 3.
62) Cattan: «Evolution», s. 45.
63) Se for Bahreins vedkommende bl.a. Oil and Gas Journal for 27. september 1965, s. 68.
64) Se bl.a. Oil and Gas Journal, 4. oktober 1965, s. 103.
65) Se bl.a. OPEC «Selected Documents» 1967, s. 165 ff.
Petroleum Press Service for februar 1967, s. 44—45 ff.
66) OPEC «Selected Documents» 1967, s. 137 ff.
67) Martinez: «Our Oil», s. 172.
Cattan: «Evolution», s. 45—46.
68) Se Martinez: «Our Oil», s. 172.
Cattan: «Evolution», s. 129—132.
Oil & Gas Journal, 7. september 1964, s. 82.

liknende ordning, d.v.s. at i tillegg til 50 pst. skatt av nettoutbyttet skulle det iranske statsselskap delta i Joint Venture med 50 pst. slik at det endelige resultat ble 75—25 i statens favør.[69])

Ved flere Joint Venture avtaler som ble inngått i 1965 — 5 Joint Venture avtaler med amerikanske, italienske og franske selskap og en Joint Venture avtale med et tysk konsortium — ble en liknende fordelingsnøkkel 75—25 brukt. I tillegg til 50 pst. skatt hadde Nioc adgang til å tre inn i Joint Venture med 50 pst. deltakelse fra det øyeblikk kommersielle funn ble gjort. Etter avtalene skulle de utenlandske interesser bære utgiftene frem til dette punkt, d.v.s. at Nioc hadde en såkalt carried interest frem til kommersielle funn.[70])

I de tidligere nevnte entreprenøravtaler med selskapene Erap og Nioc inngått 1966 finnes naturlig nok ikke tilsvarende bestemmelser. Som eksempel kan nevnes avtalen med Erap.[71]) Denne avtale bestemmer bl.a. i artikkel 36 at som entreprenør blir Erap ikke underkastet iranske skattelover.

34. En rekke andre tradisjonelle produksjonsland har på samme måte knesatt likedelingsprinsippet, og senere endret dette med Joint Venture avtaler og andre endringer som i realiteten innebærer en fordelingsnøkkel som er betydelig mer fordelaktig for den oljeproduserende stat.

50—50 formelen ble bl.a. knesatt i avtalen mellom Egypt og Phillips Petroleum av 25. september 1963 og avtalen med Pan American Oil av 23. oktober 1963.[72]) Foruten et likedelingsprinsipp bestemmer avtalene også at de egyptiske myndigheter skal ha en 50 pst. deltakerrett slik at statens andel i nettoinntekten i virkeligheten vil beløpe seg til 75 pst.[73])

Likedelingsprinsippet er også knesatt bl.a. i Libyas petroleumslov av 1955; i Algier ved Saharas petroleumslov av 1958 og i Marokkos petroleumslov av 1958.[74])

Jordan innførte samme prinsipp i sin petroleumslov av 27. april 1964, etter at myndighetene allerede i visse tidligere konsesjoner avtalemessig hadde betinget seg en fordelingsnøkkel på 50—50.[75])

35. I Indonesia har utviklingen vært noe eiendommelig. Ved presidentens dekret nr. 476 av 28. august 1961 ble det innført en bestemmelse med en fordelingsnøkkel på 60—40 til fordel for staten. Dekretet hadde tilbakevirkende kraft og gjaldt også tidligere konsesjonsavtaler. Det møtte betydelig motstand, men ved avtale av 25. september 1963 gikk Shell med på denne fordelingsnøkkel.

Den senere utvikling i Indonesia har til dels vært i retning av nasjonalisering av oljeselskapene og deres anlegg. I tillegg til dette har de indonesiske oljemyndigheter utviklet en ny kontraktstype; den såkalte produksjonsdelingsavtale. Avtalen er en kombinasjon av en Joint Venture avtale og en entreprenøravtale. Den betegner på mange måter noe nytt i oljepolitikken. Prinsipielt hevdes det av de indonesiske myndigheter at denne form for kontrakter gir en betydelig gunstigere fordeling for staten enn de tidligere konsesjonsavtaler, (muligens en fordelingsformel på 80—20 i statens favør).

For å belyse dette kan jeg kort gjennomgå et par av disse produksjonsdelingskontrakter.

I en kontrakt av 18. august 1966 mellom det indonesiske statsselskap Permina og det amerikanskorganiserte selskap Independent Indonesian American Petroleum Company (IIAPCO) finnes fordelingsnøkkelen i kontraktens seksjon 6.[76]) Seksjon 6 bestemmer bl.a. at det amerikanske selskap som entreprenør skal få dekket sine entreprenørutgifter med maksimalt 40 pst. av den årlige produksjon av råolje. Av den resterende produksjon skal Permina ha 65 pst. og det amerikanske selskap 35 pst. I tillegg til dette skal det amerikanske selskap betale vanlige inntektsskatter til Indonesia. (Seksjon 6, § 1,6.) Det har vært hevdet at ved denne produksjonsdelingskontrakt skulle fordelingsnøkkelen i statens favør bli ca. 80—20.

Identiske bestemmelser finnes i avtalen mellom Permina og et konsortium under ledelse av Phillips Petroleum av mai 1968. De samme bestemmelser er inntatt i den standardkontrakt som er trykt i OPEC Selected Documents 1968 på side 81 ff.[77])

Fra 1967—68 av har Permina i sine produksjonsdelingskontrakter for øvrig betinget

69) Cattan: «Evolution», s. 132—134.
Martinez: «Our Oil», s. 173.
Oil Gas Journal, 7. september 1964, s. 82.

70) Se Cattan: «Evolution», s. 134—135.
Martinez: «Our Oil», s. 174.

71) Platt's Oilgram, 30. desember 1966, vol. 44, Spec. Suppl.

72) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 45.

73) Bl.a. Cattan: Id. s. 139 ff.

74) Bl.a. Cattan: Id. s. 44—48.

75) Bl.a. Cattan: Id. s. 48.

76) Se skriv fra den norske generalkonsul i Djakarta til Industridepartementet av 16. januar 1969 med kontrakten som vedlegg.

77) Seksjon 6 i denne standardkontrakt bestemmer at i tillegg til at entreprenøren skal få dekket sine omkostninger med maksimalt 40 pst. av årsproduksjonen av råolje, skal det anvendes en fordelingsnøkkel på 65—35 i statens favør. (Seksjon 6, § 1.3.) I tillegg skal det utenlandske selskap betale vanlige inntektsskatter.

seg en fordelingsnøkkel på 67,5—32,5 dersom produksjonen overstiger et bestemt maksimum pr. dag (75 000—100 000 barrels). Selv på disse betingelser har det i det senere vært avsluttet betydelige produksjonsdelingskontrakter med utenlandske selskaper.[78])

36. I Vest-Europa er det ikke vanlig å operere med en bestemt fordelingsnøkkel hverken i petroleumslovgivningen eller i konsesjonsavtalene. Prinsipielt blir petroleumsproduksjonen, derunder virksomheten på kontinentalsokkelen, underkastet de vanlige skatteregler i tillegg til betaling av royalty, arealavgifter etc. Stort sett vil også i Vest-Europa resultatet bli at selskapene betaler 50 pst. eller mer av sine nettoinntekter til produksjonslandet.

Heller ikke norsk petroleumslovgivning har uttrykkelige regler om en bestemt fordelingsnøkkel for statens endelige andel. Hverken loven av 21. juni 1963 om utforskning og utnyttelse av petroleumsforekomster, den kongelige resolusjon av 9. april 1965, eller de meddelte utvinningstillatelser har uttrykkelige bestemmelser om «total government take».

I tillegg til arealavgift og produksjonsavgift (royalty) er virksomheten på vår kontinentalsokkel underkastet vanlig norsk skattelovgivning. Dette følger av suverenitetserklæringen for kontinentalsokkelen i kongelig resolusjon 31. mai 1963 og av § 53 i kongelig resolusjon av 9. april 1965, jfr. § 3 i loven av 21. juni 1963.

Det var en klar forutsetning under forhandlingene med oljeselskapene ved den første konsesjonsrunde i 1965 at rettighetshaverne er underkastet norsk skattelovgivning og mulige endringer i denne. Ved de utvinningstillatelser som ble gitt under denne første konsesjonsrunde regnet man med en «total government take» på stort sett mellom 54—57 pst. Resultatet ville i noen grad avhenge av produksjonsomkostningene. Denne prosentsats lå godt i overkant av de betingelser som oljeselskapene arbeidet under i de andre Nordsjøland.

De utvinningstillatelser for suppleringsblokker som er gitt i 1969—70, gir enda gunstigere resultater for staten for så vidt gjelder de tillatelser hvor statsdeltagelse er avtalt. Betingelsene varierer noe. Men statens endelige andel vil anslagsvis ligge mellom 57—64 pst. av nettoinntekten hvor statsdeltagelse er avtalt.

Jeg har tidligere vært inne på at de endringer i vår skattelovgivning som har vært foretatt i det siste bl.a. når det gjelder selskapsskatten.

37. Det er åpenbart at mange hensyn spiller inn for det endelige utbytte en stat kan regne med å få ved produksjonen av olje. Av avgjørende betydning er bl.a. om vedkommende land eller område fra før utpeker seg som særlig rikt på petroleum. Nordsjøområdene er neppe ennå kommet i den kategori at de kan oppnå samme betingelser som de mest oljerike områder i verden. F.eks. Venezuela, Midt-Østen og Indonesia. At man i verdens mest produktive områder kan presse søkere lenger enn i andre områder er selvsagt. Men de muligheter som andre lands praksis gir antydninger om, bør en selvsagt ha for øyet.

Myndighetene bør derfor nøye følge utviklingen i andre land både hva gjelder endelig utbytte til staten og de forskjellige organisasjonsformer som utvikles for petroleumsproduksjonen.

Etter min mening er det for tiden hverken nødvendig eller ønskelig å legge seg fast på en bestemt fordelingsformel i vår petroleumslovgivning eller i konsesjonsbetingelsene. Situasjonen er ikke tilstrekkelig avklaret hverken med hensyn til petroleumspotensialet i vår kontinentalsokkel eller med hensyn til hvilke organisasjonsformer den norske stat i fremtiden bør velge for petroleumsproduksjonen.

[78]) Bl.a. Offshore, January 1970. S. 43 og s. 49. Også Oil and Gas International, March 1970, Vol. 10, nr. 3, s. 1 (Newsletter).

KAPITTEL VII

Organisasjonsformer. Statsdeltagelse.

1. Som det har fremgått av foregående kapitler, er det skjedd en markert endring og utvikling i de organisasjonsformer oljeproduksjonen har vært undergitt. Organisasjonsformene varierer fra land til land, men det er en klar tendens i retning av at de oljeproduserende land forbeholder seg stadig større myndighet til å kontrollere og regulere virksomheten både økonomisk og politisk. I de tidligste konsesjonskontrakter hadde de større oljeselskaper en nesten enerådende stilling. På bakgrunn av koloniveldet og det forhold at det stort sett var stormaktene som sto bak de større oljeselskaper, fikk rettighetshaverne lett en for dominerende innflytelse både økonomisk og politisk i de oljeproduserende stater både i Latin-Amerika, Midt-Østen og det fjerne Østen.

Reaksjonen på dette etter 2. Verdenskrig og særlig fra 1950-årene av har vært stor og har til dels gitt seg utslag som kan ha slått for sterkt ut i motsatt retning.

I de mest ytterliggående tilfeller har denne utvikling ledet til en nasjonalisering av petroleumsutvinning, produksjon, raffinering og innenlands omsetning av olje.[1])

Resultatene av slike nasjonaliseringstiltak har vært blandede. Selv om nasjonaliseringen til dels har vært en forståelig reaksjon på tidligere overgrep, har slike tiltak både på grunn av oljeselskapenes mottiltak og på grunn av reaksjonen hos oljeselskapenes regjeringer og i internasjonale finanskretser[2]) til dels ført til uheldige virkninger for vedkommende produksjonsland. Til dette kommer at manglende økonomiske evne og manglende petroleumstekniske kunnskaper hos de nasjonaliserende myndigheter også kan ha bidratt til alvorlige tilbakeslag i petroleumsproduksjonen og oljeinntektene hvor oljeproduserende land har gått til drastiske nasjonaliseringstiltak. En annen vesentlig faktor som kan ha skapt vanskeligheter for disse landene, er at de kan ha manglet markeder for sin oljeproduksjon både fordi de har manglet de internasjonale omsetningsledd og fordi de er blitt boikottet av de store oljeselskaper. Om disse uheldige konsekvenser bare er korttidsvirkninger eller langtidsforeteelser er vanskelig å bedømme.[3]) Men enkelte land, som f.eks. Indonesia, har modifisert sine tiltak noe som følge av disse problemer.

Det land som kanskje best har greid en vidtgående nasjonalisering fra et petroleumsteknisk og økonomisk synspunkt, er formodentlig Mexico. Andre latin-amerikanske stater har tildels hatt betydelige tilbakeslag i forbindelse med nasjonaliseringstiltak. Det samme gjaldt for en kortvarig periode Iran i forbindelse med dets oljekrig med Storbritannia i begynnelsen av 50-årene og også andre midt-øst-land.

En rekke land, bl.a. Indonesia, har med nasjonaliseringstiltak som utgangspunkt funnet frem til mellomformer hvor myndighetene igjen har søkt å få trukket de internasjonale selskaper inn i et samarbeid for å dra fordel av deres økonomiske og tekniske styrke og veletablerte distribusjonsledd.[4])

2. Bortsett fra disse rene nasjonaliseringstiltak har utviklingen særlig etter den 2. Verdenskrig i stor utstrekning ført til at de oljeproduserende stater har trådt inn som direkte deltagere i petroleumsproduksjon, oljeledningsanlegg, til dels raffinering og annen såkalt «down stream» virksomhet. Denne utvikling er skjedd både ved utarbeidelse av moderne petroleumslovgivning i en rekke land som har gitt stor myndighet til staten og også ved utarbeidelsen av nye avtaleformer hvor det petroleumsproduserende land avtalemessig har sikret seg deltagerrett og kontrollerende myndighet. Disse nye avtaleformer tar forskjellig utgangspunkt. Ofte eksisterer de side om side med forskjellige andre typer avtaler i samme land. Dette kan innebære en viss fordel fordi det gir elastisitet og samtidig gir vedkommende stat sammenligningsgrunnlag. En må også huske på at innen grensene for selv veletablerte produksjonsland vil sannsynligheten og muligheten for petroleumsfunn variere sterkt fra område til område. Det er en naturlig følge at avtaleformer og avtalenes innhold derfor kan og ofte må variere sterkt selv innen det enkelte lands grenser.

De vanligste avtaler med statsdeltagelse er fortsatt i formen konsesjonsavtaler. I disse konsesjonsavtaler vil statsdeltagelse ha forskjellige former fra såkalte «net profit participation», — d.v.s. deltagelse i deling av net-

[1]) Bl.a. Martinez: «Our Oil», s. 175—182 og s. 185—188.
[2]) Bl.a. Tanzer, s. 90 ff.
[3]) Tanzer, s. 23 ff.
Lufti, s. 40 ff.

[4]) Se bl.a. Oil and Gas International, March 1970, Vol. 10, nr. 3, s. 1 (Newsletter).
Offshore, jan. 1970, s. 40—43, s. 48—53.

toutbyttet — til mer aktive former for statsdeltagelse i de forskjellige typer Joint Venture avtaler.

I det siste ti-år har helt nye organisasjonsformer vokset fram. Særlig interessante er de såkalte entreprenørkontrakter hvor oljeselskapene i prinsippet opptrer som entreprenør for vedkommende stat ved oljeleting og oljeboring. Den oljeproduserende stat er i prinsippet eier og rettighetshaver til oljefunnene. En organisasjonsform som i de senere år har vakt stor oppmerksomhet, er den såkalte produksjonsdelingsavtale som på mange måter er en utvikling av entreprenøravtalene og Joint Venture avtalene i spesiell avtaleform.

3. Den ovenfor skisserte utvikling har vært raskest i Midt-Østen og Indonesia.

På den annen side er USA formodentlig det land i verden som fortsatt har holdt sterkest fast ved de mer tradisjonelle former for petroleumsavtaler, d.v.s. de rene konsesjonsavtaler. Også ellers er på mange måter de reguleringstiltak og statsinngrep som er gjort av betydelig mindre omfang i USA enn i oljeproduserende stater ellers. Forklaringen på dette er nærliggende.

Den skyldes for det første de amerikanske oljeselskapers sterke politiske stilling innenlands med de betydelige muligheter de har for politisk innflytelse og lobbying.

Samtidig har fortsatt de amerikanske oljeselskaper en dominerende stilling i verdensbildet når det gjelder petroleumsproduksjon og distribuering. Av prinsipielle grunner kan det derfor lønne seg for den amerikanske regjering også når det gjelder innenriks regulering og organisering å gi inntrykk av friest mulige organisasjonsformer for ved eksemplets makt fortsatt å søke å påvirke utviklingen i denne retning i andre oljeproduserende land. Denne politikk har ikke vært særlig vellykket i de senere år-tier. De stramme tiltak den amerikanske regjering de siste 10—12 år har tatt i form av importrestriksjoner på olje, har også i noen grad svekket tiltroen til den amerikanske organisasjonsform og til oljeselskapenes prinsipielle påstander om friest mulig konkurranse. Disse tiltak har vakt sterk kritikk i andre oljeproduserende land.[5])

[5]) Se Tugendhat, s. 228 ff. Se også New York Time Magazine: 8. mars 1970 «The Oil Lobby is not depleted», s. 26 ff, som kanskje gir et noe fortegnet, men sterkt kritisk bilde av oljeselskapenes politiske innflytelse innenlands i USA.

Vanlige konsesjonsavtaler.

4. Den utvikling som har funnet sted med hensyn til de tradisjonelle konsesjonsavtaler, er interessant. Det har vært en markert utvikling fra å betrakte konsesjonsavtalen som et altomfattende privatrettslig avtalekompleks som uttømmende regulerte forholdet mellom rettighetshaver og petroleumsproduserende stat til et mer moderne syn hvor konsesjonsforholdet betraktes som en blanding av et privatrettslig og offentligrettslig avtaleforhold. I dette avtaleforhold kommer også vedkommende lands lover og resolusjoner inn i bildet og kan regulere og endre rettstilstanden i rimelig utstrekning.

5. Det er klart at det her finnes grensefelter som er vanskelig å trekke opp mellom de tilfeller hvor etterfølgende lovgivning i et petroleumsproduserende land lovlig regulerer og modifiserer et konsesjonsforhold og de tilfeller hvor slike inngrep må sies å være av ulovlig tilbakevirkende karakter for et tidligere inngått konsesjonsforhold. Etter til dels bitre erfaringer er oljeselskapene selvsagt på vakt mot inngrep i deres konsesjoner ved etterfølgende lovgivning. På den annen side er de i større utstrekning enn tidligere kommet til den erkjennelse at den alminnelige rettsorden i produksjonslandet prinsipielt må komme til anvendelse på en konsesjonsavtale hvor ikke annet følger av avtalen eller av gjeldende rett.

6. De tidligere konsesjoner hadde på mange måter et forholdsvis ensartet preg.

Konsesjonene var dominert av visse hovedtrekk som fulgte av det forhold at avtalene oftest var inngått i koloniområder, i mandatområder eller i lite utviklede land for øvrig. Oljeselskapene med sine erfaringer, sine finansielle og tekniske ressurser og med den politiske støtte de fikk fra sine regjeringer, oppnådde lett overtaket i forhandlingsforholdet. På den annen side skal det heller ikke glemmes at selskapene ofte arbeidet i ukjente og vanskelige områder som bød på stor økonomisk og materiell risiko for dem. En skal også huske på at konsesjonsavtaler som kanskje på avtaletiden kunne betraktes som rimelige, ved den senere økonomiske og politiske utvikling i verden lett fikk en skjevhet. Denne skjevhet måtte for den lokale regjering og lokale befolkning fortone seg som mer og mer urovekkende og urimelig etter hvert som tiden gikk og nasjonalfølelsene fikk næring fra den utenrikspolitiske utvikling.

Hovedtrekkene ved de tidligste konsesjonsavtaler er blitt summert opp av Cattan på følgende måte[6]):

«En kan si at perioden fra 1901—1950 var karakteristisk ved følgende trekk:
(1) De store konsesjonsområder og den lange varighet av oljekonsesjonene;
(2) Det relativt begrensede antall av konsesjonshavere (operating companies);
(3) Den relativt store ensartethet og enkelthet i konsesjonsbetingelsene;
(4) Det forhold at royalty utgjorde det hovedsakelige finansielle vederlag for oljekonsesjonen;
(5) Det relativt beskjedne finansielle vederlag for konsesjonen som var en følge av den lave verdi på og det begrensede behov for råolje under den tidligste fase;
(6) Den langsomme utvikling i konsesjonsbetingelsene, noe som var ensbetydende med stagnasjon og stivhet i utviklingen.»

I tillegg til de seks punkter Cattan nevner kan det være naturlig å henlede oppmerksomheten på ytterligere to forhold som påvirket de tidligere konsesjonskontrakter. Et påtagelig trekk var den mistro og uvilje til samarbeid med vedkommende lands myndigheter som selskapene hadde. Et annet hovedtrekk er at selskapene med støtte fra sine nasjonale regjeringer spilte en rolle ikke bare i vedkommende lands økonomi, men også i dets innenriks- og utenrikspolitikk, en rolle som for et moderne syn må fortone seg ikke bare som forbausende, men som uakseptabel.

7. Det var først etter den 2. Verdenskrig og særlig etter 1950 at det tidligere hovedsystem for meddelelse av petroleumskonsesjoner ble modifisert eller rettere revolusjonert. Denne utvikling skjedde selvsagt ikke uten kamp. Striden ble erfaringsmessig særlig tilspisset når det gjaldt krav om revidering av tidligere konsesjonsavtaler. På den ene side sto her selskapenes forståelige syn at de hadde oppnådd velervervede rettigheter som ikke ensidig kunne modifiseres. På den annen side sto det like forståelige syn fra utviklingslandenes side at det grep som de eldre konsesjonsforhold ga utenlandske oljeselskaper både over landets økonomi og politikk, måtte løsnes nesten for enhver pris.

En tredje faktor som ikke gjorde overgangsfasen mindre infløkt, var stormaktenes kamp om å få oljen. Indirekte gjennom de nasjonale oljeselskaper eller direkte gjennom sin utenrikspolitikk søkte land som USA, Storbritannia og Nederland, delvis også Frankrike, å bevare sin politiske makt i de mer betydelige produksjonsland. Kampen om oljen var og er selvsagt ikke bare av avgjørende verdensøkonomisk, men også av avgjørende militær-strategisk betydning. De nevnte land har gjennom sine nasjonale oljeselskaper vært vant til å spille en dominerende politisk rolle i en rekke sentralt beliggende petroleumsområder i verden. Selskapene var også vant til å ha direkte politisk makt i mange produksjonsland nærmest som en stat i staten.

Det er naturlig og menneskelig at både for stormaktene og for stor-selskapene har det vært og er fortsatt vanskelig å gi opp slike åpenbare maktposisjoner.

8. Som alt nevnt har en betydelig utvikling funnet sted i konsesjonsavtaler og organisasjonsformer for øvrig vedrørende oljeproduksjonen etter den 2. Verdenskrig og særlig etter 1950. Mange forhold har her spilt inn. Blant disse kan nevnes avviklingen av koloniveldet, den politiske frigjøring av utviklingslandene, den enorme vekst i oljeproduksjonen og oljeforbruket og dermed økningen i prisene på petroleum, den konkurranse de store internasjonale oljeselskaper fikk fra andre mindre selskaper, særlig fra de såkalte «independents», og utviklingen av statsselskaper særlig i Italia og Frankrike. Dette har særlig i det siste tiår ført til en samarbeidsvilje fra oljeselskapenes side med de oljeproduserende land og til nye samarbeidsformer med disse land i produksjon, fordeling og omsetning som tidligere var fullstendig ukjente.

Det ville imidlertid være uriktig å hevde at det bare var de såkalte «independents» og franske og italienske statsselskap som har deltatt i og bidratt til denne utvikling. Storselskapene har i større og større utstrekning fått forståelse av tendensen og ofte strukket seg meget langt, til dels gått foran, i utviklingen når det gjelder disse nyordninger.

Men det en kanskje — i hvert fall tidligere — har kunnet bebreide selskapene er at de ofte ikke har vært raske nok til å innse og akseptere utviklingen slik at det politiske forhandlingsklima kan ha blitt unødig tilspisset med de belastninger dette også vil ha for fremtiden.

9. Når det gjelder utviklingen av de vanlige konsesjonsavtaler, kan denne utvikling internasjonalt trekkes opp på følgende måte.

Den første fase i utviklingen er at staten tiltar seg større kontrollerende myndighet både på det tekniske område og også økonomisk og politisk. Tendensen har vært i retning av å oppnå en slik myndighet for staten, ikke bare for nye konsesjoner, men også for eldre konsesjonsforhold, til dels ved nye regulerende lovbestemmelser.

[6]) Cattan: «Evolution», s. 4.

De fremgangsmåter statene har søkt å benytte seg av for å få større kontroll over konsesjonsavtalene, er for det første ved å innføre moderne petroleumslovgivning og moderne skattelovgivning. For det andre har de petroleumsproduserende land avtalemessig forsøkt å foreta de nødvendige moderniseringer, ikke bare i relasjon til nye konsesjoner, men også i relasjon til eldre konsesjoner. Det tredje hovedtrekk i arbeidet er at de oljeproduserende stater har forsøkt å modernisere sin administrasjon ved opprettelse av særlige petroleumsdepartementer og/eller direktorater o.l., og ved opprettelse av nasjonale statsselskaper som ofte er helt eiet av vedkommende stat eller unntaksvis eiet av staten og dens borgere.

10. Rene konsesjonsavtaler inngåes selvsagt fortsatt i stor utstrekning. De skiller seg imidlertid på vesentlige punkter ut fra eldre konsesjoner. Av særlige trekk ved moderne konsesjonsavtaler kan nevnes:

a) Konsesjonen gjelder for begrensede områder som er klart definert i konsesjonsdokumentet eller i den underliggende rettsorden, jfr. kap. II ovenfor.
b) Rettighetene gjelder for et begrenset tidsrom, jfr. kap. IV.
c) Konsesjonsavtalen eller den underliggende rettsorden har regler om tilbakeføring av større eller mindre deler av konsesjonsområdet etter utløpet av visse tidsrom (prinsippet om tilbakeføring (relinquishment)), jfr. kap. III.
d) Konsesjonsforholdet er gjerne inndelt i en undersøkelsesfase og i en produksjonsfase.
e) Produksjonsavgiften (royalty) er satt betydelig høyere enn tidligere. Den fastsettes som regel i prosenter av produsert petroleum, ikke i faste beløp pr. tonn. I mange tilfeller er produksjonsavgiften gradert etter stigende produksjon.
f) Konsesjonsavtalen eller den underliggende rettsorden gir detaljer om hvordan royalty skal beregnes etc. Prinsippet om utgiftsføring av royalty er gjennomført.
g) Andre petroleumsavgifter som arealavgifter, bonus etc. er klart definert og fastsatt i avtalen eller den underliggende rettsorden.
h) Det er fastlagt bestemte regler om arbeidsprogram i undersøkelsesfasen og produksjonsfasen. Dette arbeidsprogram blir oftest definert i avtalen, f.eks. at visse undersøkelser skal utføres; at bestemte pengebeløp skal anvendes over bestemte tidsrom eller at et bestemt antall hull skal bores gjerne til bestemte dybder eller til bestemte geologiske lag etc.
i) Konsesjonen inneholder ofte bestemmelser om ytterligere investeringer f.eks. om anlegg av raffinerier eller andre produksjonsanlegg på det nasjonale territorium.
j) Konsesjonen eller den underliggende rettsorden gir ytterligere detaljdefinisjoner av rettighetshaverens plikter og rettigheter og om virkningene av overtredelser eller brudd på kontrakten.
k) Det finnes ofte bestemmelser om at nasjonale interesser skal tilgodesees ved bruk av nasjonale underentreprenører, ved bruk av nasjonal arbeidskraft, nasjonal shipping etc.
l) En rekke bokholderimessige detaljer finnes ofte i konsesjonene, f.eks. at bokholderiet skal føres i landets språk eller på engelsk, at myndighetene skal ha en kontroll-adgang med bokholderiet, at det skal føres i vedkommende land etc.
m) Bestemmelser om at innenlandsk forbruk av petroleum skal tilgodesees gjenfinnes ofte i konsesjonsdokumentet eller den underliggende rettsorden. Ved nyere kontinentalsokkelkonsesjoner finnes av og til bestemmelser om at olje skal ilandføres i vedkommende produksjonsland for derfra å eksporteres videre.
n) Konsesjonsdokumentet eller den underliggende rettsorden har bestemmelser om at vanlige inntektsskatter og andre vanlige offentlige avgifter til staten skal betales i tillegg til royalty. Det finnes ofte detaljer i konsesjonen om hvilke omkostninger og driftsutgifter som kan trekkes fra ved beregningen av skattbar inntekt etc. og regler om fordelingsnøkler som endelig regulerer statens andel og rettighetshaverens andel i det totale utbytte.
o) Det finnes ofte bestemmelser om at nasjonal lovgivning skal komme til anvendelse og at nasjonale domstoler skal være rette forum i tvister eller at spesielle voldgiftsdomstoler skal brukes.
p) Særlige bestemmelser finnes ofte om at bygging av produksjonsanlegg, rørledninger etc. er underkastet særlig konsesjon.
q) Konsesjonsavtalen eller den underliggende rettsorden reserverer også muligheten for bevaring av petroleumsforekomstene og driftsmåtene for øvrig ved offentlige tiltak.

11. Disse og andre særtrekk ved de moderne utvinningstillatelser (selv hvor direkte statsdeltagelse ikke er avtalt) gjør at produsentlandene i større utstrekning enn tidligere får et rimelig økonomisk utbytte av oljeproduksjonen på deres territorium, samtidig som de får en rimelig medbestemmelsesrett og

kontroll med utviklingen av nasjonale naturressurser.

Formelt har landene gått noe forskjellig frem når det gjelder denne utvikling. Enkelte land har i selve utvinningstillatelsen gitt meget detaljerte regler for å regulere konsesjonsforholdet.[7])

Andre land, f.eks. Norge, har forholdsvis knappe bestemmelser i selve utvinningstillatelsen. Men tillatelsen henviser til og bygger på de detaljregler som er utferdiget eller vil bli utferdiget for petroleumsutvinnings vedkommende i intern lovgivning. Den norske fremgangsmåte på dette punkt kan belyses ved bestemmelsen i § 1, siste ledd i formularet for utvinningstillatelse for petroleum som bestemmer:

«Denne tillatelse gjelder på de vilkår som følger av resolusjonen, de til enhver tid utferdigede bestemmelser i henhold hertil og for øvrig på de vilkår som fastsettes nedenfor.»[8])

Statsdeltagelse. Joint Venture avtaler.

12. Av betydelig interesse for belysning av de oljepolitiske spørsmål er den utvikling som har funnet sted ved de forskjellige former for statsdeltagelse i konsesjonsforholdet. Også Norge har slått inn på denne linje og oppnådd spesielle former for statsdeltagelse i omtrent halvparten av de utvinningsavtaler for suppleringsblokker som ble avsluttet i 1969.

Formene for denne statsdeltagelse varierer sterkt.

De svakeste former for slik deltagelse gir den såkalte «nettoutbyttedeltagelse» (net profit participation). Som jeg skal komme tilbake til i det etterfølgende, har vi eksempler på denne form for statsdeltagelse i de konsesjonsavtaler som Norge sluttet i 1969.

Hovedtrekkene i nettoutbyttedeltagelse er at vedkommende oljeselskap i prinsippet står som rettighetshaver etter konsesjonen. Etter avtalen skal imidlertid produksjonslandet ha en deltagerrett i nettofortjenesten i tillegg til royalty, andre avgifter og skatter. Denne nettoutbyttedeltagelse kan være kombinert med en viss adgang til å delta i ledelsen av driften, men som regel i temmelig beskjedent omfang.

En slik nettoutbyttedeltagelse innebærer i prinsippet at vedkommende stat ikke skal ha direkte utlegg i forbindelse med leting, boring og utvinning av petroleum. Denne type avtaler innebærer overhodet ingen økonomisk risiko for staten, men vil på den annen side tradisjonelt gi staten liten aktiv deltagelse. Avtalen vil nærmest ha karakter av et «sleeping partnership».

13. Selv når det gjelder disse avtaler om nettoutbyttedeltagelse (net profit participation), finnes det selvsagt en rekke nyanser og mellomformer i statsdeltagelse frem til de mer aktive Joint Venture avtaler.

Statens nettoandel vil selvsagt variere fra avtale til avtale. Likeledes den økonomiske risiko staten skal ta etter avtalen. I de rene nettoutbytteavtaler vil, som alt nevnt, statens økonomiske risiko være helt minimal idet statens deltagelse vil bli båret frem av vedkommende rettighetshaver. I prinsippet vil staten derfor ikke pådra seg utgifter ved dette. I andre tilfeller av statsdeltagelse hvor statens rettigheter er mer aktive, kan også den økonomiske innsats og risiko vesentlig elimineres ved de såkalte «carried forward» avtaler. Vanligvis innebærer en slik avtale om statsdeltagelse en aktiv deltagerrett, men staten deltar ikke i utgiftene før et bestemt punkt i petroleumsvirksomheten er nådd. Vanligvis vil det punkt være når kommersielle funn er gjort. I en rekke avtaler er «kommersielle funn» nærmere definert ved at funnet ansees for kommersielt når produksjonen når et bestemt antall fat petroleum pr. dag gjennomsnittlig i en bestemt periode, f.eks. 90 dager eller 120 dager. Disse Joint Venture avtaler er blitt mer og mer alminnelige.

Men en har selvsagt også eksempler på, særlig i de tidligere Joint Venture avtaler, at staten fra første øyeblikk trer aktivt inn også når det gjelder økonomisk innsats og risiko.

Av særlig interesse vil det formodentlig være å belyse noe mer i detalj innholdet av forskjellige Joint Venture avtaler, en organisasjonsform som er blitt alminnelig særlig etter midten av 1950-årene.

Iran.

14. Jeg skal først belyse disse Joint Venture avtaler med visse eksempler fra Iran.

Den første Joint Venture avtale Iran inngikk, var en avtale av 3. august 1957 mellom det iranske statsselskap Nioc og det italienske

---

[7]) Se f.eks. avtalen av 28. september 1968 mellom Texaco og Hellas trykt i OPEC Selected Documents 1968, s. 289 ff.
Storbritannia har valgt en lignende fremgangsmåte, se bl.a. den konsesjonsformular som er trykt som «schedule 4» for britisk kontinentalsokkel til «the Petroleum Regulations 1966».

[8]) Se bl.a. St. meld. 22, 1965—66 «Undersøkelse etter og utvinning av petroleumsforekomster på den norske kontinentalsokkel i Nordsjøen», s. 19. Produksjonstillatelsene av 1968/69 for suppleringsblokkene har en noe annen utforming.

statsselskap Agip/Eni.[9]) Avtalen var på mange måter epokegjørende i internasjonal oljepolitikk.

Etter avtalens artikkel 1 skulle det dannes et Joint Venture mellom de to interessegrupper Nioc og Agip (Eni). Dette Joint Venture skulle i formen danne et aksjeselskap med navn SIRIP (art. 2). Selskapets formål skulle være å drive utforskning etter og produksjon av råolje samt salg av slike produkter. Det bestemtes imidlertid at etter avtale kunne selskapets aktivitet utvides til å omfatte også raffinering og petrokjemisk virksomhet (art. 1).

Det nystiftede selskap skulle stå som konsesjonsinnehaver. Konsesjonsområdene var etter artikkel 3 to kontinentalsokkelområder, det ene på 5 600 km², det annet på 11 300 km², og et kystområde på 6 000 km² (art. 3).

Etter artiklene 4 og 5 i avtalen skulle hver av de to parter eie 50 pst. av aksjeselskapet. Den opprinnelige aksjekapital var fastsatt til 10 mill. rials. Det nystiftede selskap hadde kompetanse til å oppta lån for å skaffe ytterligere midler for sin virksomhet. Hvis selskapet imidlertid ikke var i stand til å reise de nødvendige midler, garanterte Nioc og Agip for all videre nødvendig finansiering (art. 7).

Begge parter skulle delta aktivt i selskapets ledelse. Ledelsen skulle distribueres likt mellom de to parter. Halvparten av styret skulle velges fra Nioc. Den andre halvpart fra Agip. Styreformann skulle oppnevnes fra Nioc og viseformann fra Agip, mens generaldirektøren skulle være oppnevnt av Agip.

I henhold til avtalens § 8 og § 19 skulle Agip påta seg å forberede og utføre et undersøkelsesprogram i konsesjonsområdet på tilsammen 22 mill. $. Selskapet kunne ikke kreve disse omkostninger refundert med mindre kommersielle funn ble gjort. Fra det øyeblikk et kommersielt funn ble gjort, skulle Sirip for dette funns vedkommende som selskap påta seg de ytterligere utgifter begrenset til dette oljefelt (art. 9). Men Agip påtok seg etter artikkel 10 en plikt til å drive undersøkelser på andre deler av konsesjonsområdet. Også i dette tilfelle gjaldt regelen om at Agip for så vidt ikke skulle få sine utgifter refundert med mindre undersøkelsene resulterte i nye kommersielle funn.

Refusjonsplikten skulle oppfylles på den måte at Sirip skulle tilbakebetale Agip de utlegg dette selskap hadde hatt med minimum 0,10 $ pr. fat produsert olje.

Etter artikkel 12 forplikter Sirip seg til å stille råolje til disposisjon for Irans nasjonale behov, men maksimalt med 50 pst. av totalproduksjonen. Den overskytende produksjon forplikter Sirip seg til å tilby til Nioc og Agip. Sirip forplikter seg også (art. 14) til å levere naturgass til Iran for nasjonalt forbruk.

Etter artikkel 8 og artikkel 17 i avtalen ble royalty fastsatt til 12,5 pst. I tillegg til dette skulle staten ha 50 pst. av nettoutbyttet som eier av halvparten av selskapet. Samtidig ble Agip skattelagt med en inntektsskatt på 50 pst. av sin halvpart av utbyttet slik at fordelingsnøkkelen i virkeligheten blir 75—25 i statens favør.

15. I 1958 inngikk det iranske statsselskap Nioc to nye Joint Venture avtaler. Den ene med Pan American Oil Company datert 24. april 1958, den andre med Sapphire Petroleum Company datert juni 1958.[10])

På mange måter fulgte disse to Joint Venture avtaler mønsteret etter Agip-avtalen. Men det fantes et par vesentlige avvik.

En forskjell var at Pan American avtalen i artikkel 2, § 1 bestemte at Joint Venture selskapet ikke skulle være en egen juridisk person. Hver av partene, d.v.s. Nioc og Pan American, skulle opptre i interessentskapet i egen kapasitet. De hadde like parter i dette. Aktiva og passiva tilhørte i prinsippet hver med 50 pst.

Avtalens artikkel 24 hadde den interessante bestemmelse i § 1 at den råolje som ble produsert, ble hver av partenes eiendom ved borehullet med en halvpart på hver. Hver av partene kunne kreve å få sin andel av råoljen utlevert.

For å drive virksomheten for de to parter skulle det opprettes et aksjeselskap kalt IPAC. Dette selskap skulle ikke ha fortjeneste (non profit corporation), og skulle bare ha som oppgave å opptre som agent for de to selskaper (art. 5).

Etter artikkel 3 sto i prinsippet de to parter som konsesjonærer med en halvpart hver i interessentskapet. De skulle også hver bidra med en halvpart til finansiering av IPAC og hver skulle ha en halvpart i dette selskap. Aksjekapitalen i IPAC skulle være på 7,5 mill. rials (art. 8).

Hver av partene skulle ha full adgang til fritt å eksportere sin del av oljen, men etter artikkel 24, § 5 skulle de gi fortrinnsrett til skip som førte iransk flagg. En innskrenkning i eksportfriheten fulgte av artikkel 25 som bestemte at IPAC skulle fastsette eksportprisene på basis av noterte priser (posted prices). Artikkel 21 hadde også vesentlige innskrenkninger i adgangen til eksport. Bl.a. skulle IPAC hvert år utarbeide eksportpro-

[9]) Cattan: «Evolution», s. 129—132.

[10]) Cattan: «Evolution», s. 132—134.

grammet og herunder ta hensyn til nasjonale behov. Og IPAC har også etter artikkel 21 d adgang til å opptre som selvstendig eksportør for de to interessenter.

Avtalen har meget stramme betingelser om den bonus og det arbeidsprogram som Pan American i første omgang påtok seg. Etter artikkel 30 skulle således Pan American forplikte seg til å betale en cash bonus på 25 mill. $. I samme artikkel påtar Pan American seg et arbeidsprogram gjennom IPAC på 82 mill. $ fordelt over 12 år. Tilbakebetaling av disse beløp er avhengig av at kommersielle funn blir gjort. Hva tilbakebetalingen angår, følger reglene stort sett de bestemmelser som var fastlagt i Agip-avtalen. Etter artikkel 15, § 12 skal imidlertid Pan American betale en halvpart av alle refunderte beløp til Nioc.

Hva skattebestemmelsene angår, bestemmer artikkel 31 at de to parter Nioc og Pan American skal skattes hver for seg. Begge er hjemfallen til skatt etter de til enhver tid gjeldende skattelover i Iran. Artikkel 31 bestemmer imidlertid at skatten ikke skal overstige 50 pst. Det bestemmes også at IPAC som et selskap som ikke skal ha inntekter, heller ikke skal underkastes skatt.

Som det også fremgår av denne avtale, blir fordelingsnøkkelen for «total government take» 75—25 i statens favør. En skal også være oppmerksom på de meget vidtgående bestemmelser i avtalen om at statens utgifter skulle bæres frem av Pan American i hvert fall til kommersielle funn ble gjort.

Avtalen med Sapphire av juni 1958 er stort sett identisk med avtalen med Pan American.[11])

16. De seks tidligere nevnte Joint Venture avtaler som ble sluttet i 1965 mellom Nioc og utenlandske grupper for Irans kontinentalsokkel,[12]) er alle stort sett identiske med avtalen av 1958 med Pan American. Interessentskapene utgjør ikke egne juridiske personer. Hver av interessentene deltar med 50 pst. i interessentskapet. Som agent for interessentskapet opprettes et aksjeselskap for å vareta petroleumsvirksomheten. Hver av partene innbetaler 50 pst. av aksjekapitalen i disse «agentselskaper» og er representert med 50 pst. i styret osv.

Avtalene har vidtgående bestemmelser om «carried interest» til fordel for det iranske statsselskap. Til belysning av hvorledes den utenlandske partner skal bære Niocs omkostninger til kommersielle funn blir gjort, kan nevnes bestemmelsene i artikkel 12, § 1 e i avtalen av 18. januar 1965 med Atlantic-gruppen. Det bestemmes her at Atlantic-gruppen (Second Party):

«skal bære den fulle byrde av alle undersøkelsesomkostninger, både Nioc's (First Party) andel såvel som sin egen andel.»

Undersøkelsesomkostninger inkluderer boring. Hva refusjon av disse undersøkelsesomkostninger angår, har avtalene identiske bestemmelser med Pan American-avtalen. De utenlandske partnere bærer for så vidt den fulle risiko for at kommersielle funn blir gjort.

Totalt påtok de seks utenlandske grupper seg ved disse 1965-avtaler samlet å betale en kontantbonus på ialt 190 mill. $ og videre å bruke 130 mill. $ på oppfyllelse av sine arbeidsprogram for den første 12-års periode.[13])

Saudi-Arabia.

17. Også Saudi-Arabia byr på interessante eksempler på statsdeltagelse i form av Joint Venture avtaler.

Den første Joint Venture avtale ble inngått den 10. desember 1957 mellom Saudi-Arabia og et japansk oljeselskap Japan Petroleum Trading Company. Saudi-Arabias deltagelse i dette Joint Venture var forholdsvis beskjedent idet avtalen bare forutsatte en 10 pst. statsdeltagelse i foretagendet.

Avtalen har på den annen side et meget interessant trekk ved at denne statsdeltagelse ikke bare refererte seg til produksjon av råolje. Virksomheten skulle sees som et integrerende hele «an integrated entity». Joint Venture foretagendet skulle ikke bare drive produksjon, men også raffinering, transport og markedsføring av petroleum. Statsdeltagelse gjelder alle disse faser av virksomheten.[14])

18. Den neste fase i utviklingen var Joint Venture avtalen av 4. april 1965 mellom det saudi-arabiske statsselskap Petromin og det franske statsselskap Auxirap. Etter denne avtale hadde Petromin rett til å tre inn i foretagendet med en 40 pst. statsdeltagelse når kommersielle funn ble gjort. I så fall skulle det dannes et driftsselskap (operating company) med en samlet aksjekapital av 20

[11]) Cattan: «Evolution», s. 134.

[12]) Med følgende 6 utenlandske grupper: Atlantic-gruppen, Erap-gruppen, Agip/Eni-gruppen, Tidewater-gruppen, Shell-gruppen og Deutsche Erd Öl Aktiengesellschaft.

[13]) M.h.t. detaljer for øvrig vedrørende disse avtaler kan henvises til det foregående. Cattan: «Evolution», s. 134—136, og «Joint Structure Agreement» mellom Nioc og Atlantic-gruppen av 18. januar 1965.

[14]) Cattan: «Evolution», s. 143—144.

mill. $. Selv om Saudi-Arabias statsdeltagelse var begrenset til 40 pst. av kapitalen, skulle partene ha lik representasjon i dette selskaps administrasjon. Styreformannen skulle velges av de saudi-arabiske myndigheter mens viseformannen skulle velges av den franske interessent. Også i dette selskap er statsdeltagelsen fullt integrert d.v.s. at selskapets formål ikke bare er undersøkelse etter og utvinning av petroleum, men også raffinering, transport og markedsføring. Det vil altså si at statsdeltagelsen strekker seg meget langt også når det gjelder de såkalte «down stream operations».

Avtalen har uttrykkelige bestemmelser om fortrinnsbruk av saudi-arabiske tankskip eller tankskip tilhørende det spesielt opprettede aksjeselskap.[15])

19. Ved Joint Venture avtale av 21. desember 1967 inngikk Petromin et tilsvarende arrangement med det italienske statsselskap Eni. I prinsippet skal Joint Venture foretagendet også etter denne avtale være totalt integrert, d.v.s. deltagelse i interessentskap og utbytte refererer seg ikke bare til oljeproduksjon, men også til raffinering, transport og omsetning (jfr. avtalens artikkel 18).

Etter avtalens artikkel 4 har Petromin adgang til å delta i Joint Venture foretagendet opprinnelig med 30 pst. når kommersielle funn er gjort. Før dette tidspunkt bæres undersøkelsesomkostninger m.v. av det italienske selskap. I § 9 har man ytterligere bestemmelser om at Petromin kan utvide sin deltagerrett til 40 pst. dersom det oppnås en produksjon på 300 000 fat pr. dag og til 50 pst. dersom det oppnås en produksjon på 600 000 fat pr. dag.

Til å opptre som operatør for Joint Venture på produksjonsstadiet, skal etter artikkel 11 et aksjeselskap dannes av de to interessenter. Aksjekapital skal skytes inn etter interessentenes respektive andeler. Selskapet skal være et selskap som ikke er basert på fortjeneste.

I den utstrekning man i Joint Venture beslutter å foreta raffinering, transport og markedsføring av råoljen skal interessentene danne nye aksjeselskaper for disse formål (jfr. art. 18).

Etter artikkel 20 i tilleggsavtalen er interessentene underkastet de til enhver tid gjeldende skattebestemmelser i Saudi-Arabia. Minimumskatten skal være 50 pst. av skattbar inntekt. Høyere skatt kan fastsettes ved de til enhver tid gjeldende lover. Skattbar inntekt beregnes etter noterte priser (posted prices).[16])

En lignende avtale er inngått i 1967 mellom Petromin og den amerikanske Sinclair-gruppen.[17])

Kuwait.

20. Den første avtale om statsdeltagelse i form av en Joint Venture ble inngått for Kuwait i avtalen med Shell av 15. januar 1961. Avtalen bestemte at dersom kommersielle funn ble gjort, kunne sultanen på egne vegne eller på vegne av et nasjonalt oljeselskap forlange 20 pst. deltagerrett. Dersom deltagerretten ble gjort gjeldende, måtte vedkommende deltager betale inn 20 pst. av de utgifter Shell hadde hatt frem til datoen for det kommersielle funn. Fra denne dato blir deltagerretten effektiv hva aktiva og passiva, inntekter og utgifter angår, med samme prosentsats.[18])

21. I Joint Venture avtalen med Hispanoil av 3. mai 1967 gikk man et betydelig skritt videre. Deltagerretten er aktuell fra første øyeblikk, idet et nasjonalt selskap Kuwait National Petroleum Company og det spanske selskap Hispanoil begge står som rettighetshavere til konsesjonsområdet. Konsesjonsområdet gjelder både landområder og kontinentalsokkelområder på tilsammen 9 262 km^2.

Det spanske selskap Hispanoil er et konsortium av spanske statsinteresser og spanske privatinteresser. Det kuwaitske selskap Kuwait National Petroleum Company (KNPC) eies 60 pst. av staten og 40 pst. av private Kuwait interesser.

22. Selve konsesjonsavtalen av 3. mai 1967 bærer preg både av tradisjonelle konsesjonsavtaler og mer moderne tendenser i oljepolitikken.[19]) Denne avtale sammen med underliggende avtaler mellom de to rettighetshavere viser[20]) at organisasjonsformen mellom KNPC og Hispanoil er et Joint Venture med betydelig og aktiv deltagerrett for de kuwaitske interesser.

Som nevnt er konsesjonsdokumentet utferdiget til de to interessenter sammen. Etter tilleggsavtaler fremgår at de to interessenter

[15]) Om avtalen for øvrig se bl.a. Cattan: s. 144—146.
World Petroleum, juli 1965, s. 28—29.

[16]) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, No 19, 8. mars 1968 hvor Eni-avtalene er tatt inn i sin helhet.

[17]) For ytterligere detaljer se bl.a. Petroleum Press Service, januar 1968, s. 4—6.

[18]) Se Cattan: «Evolution», s. 124.

[19]) For avtaleteksten med bilag se OPEC «Selected Documents» 1968, s. 155—197, også Platt's Oilgram News Service, 18. juni, 1968, Vol. 46, No 118 A, s. 1 ff.

[20]) De underliggende avtaler er ikke fullt tilgjengelig, men innholdet av dem fremgår delvis av artikler i tilgjengelige oljetidsskrifter.

har dannet et nasjonalt aksjeselskap ved navn Kuwait Spanish Petroleum Company.[21]) Dette selskap har en aksjekapital på 10 000 kuwait dinarer. Aksjeselskapet eies med 51 pst. av KNPC og med 49 pst. av Hispanoil. KNPC har de såkalte A-aksjer (510 aksjer). Hispanoil eier de såkalte B-aksjer (490 aksjer).[22])

Aksjeselskapet Kuwait Spanish Petroleum Co. skal drive oljevirksomheten på vegne av de to interessenter.

23. Avtalen innebærer for øvrig en «carried interest» for det kuwaitske selskap. D.v.s. at den spanske partner skal bære alle utgifter på undersøkelsesstadiet frem til petroleum er funnet i kommersielle mengder. Når funn i kommersielle mengder er fastslått, skal KNPC tilbakebetale sin forholdsvise andel av disse undersøkelsesutgifter (51 pst.). Men det er av interesse å merke seg at også hva tilbakebetalingsplikten angår, er betingelsene fordelaktige for det nasjonale selskap idet utgiftene skal tilbakebetales med de inntekter som KNPC får ved utnyttelsen av det kommersielle funn. Videre skal bare opp til en halvpart av disse inntekter brukes årlig til slik tilbakebetaling.[23])

I forbindelse med avtalen har den spanske regjering forpliktet seg til å avta betydelige deler av selskapets oljeproduksjon, nemlig ved å dekke opp til 25 pst. av Spanias årlige forbruk av produksjonen. Hispanoil har i tillegg påtatt seg å selge for det kuwaitske selskap maksimalt 20 000 fat pr. dag av KNPC's andel av oljeproduksjonen. Avtalen inneholder for øvrig en rekke bestemmelser om kontroll, revisjon, prisfastsettelse m.v.

24. Avtalen mellom Kuwait og Hispanoil har også andre interessante detaljer som kan være av betydning for våre oljepolitiske vurderinger. I tilleggsavtalens artikkel 5 finnes bestemmelser om at skattbar inntekt skal skattes minimum etter 50—50 formelen, d.v.s. at den nasjonale fordelingsnøkkel vil bli ca. 75—25.

Det finnes også bestemmelser om utnyttelsen av naturgass som viser at dette produkt blir sett på som en meget vesentlig naturressurs som ikke må bli gjenstand for unødig sløseri.

For en oljepolitisk vurdering er selvsagt selve hovedprinsippet med 51 pst. statsdeltagelse av særlig prinsipiell betydning. En må her selvsagt være klar over at Kuwait betraktes som et av verdens rikeste oljeland som derfor er særlig tillokkende for oljeselskaper. Muligheten for å få gunstige avtaler med oljeselskapene ligger derfor meget vel til rette.

Et annet interessant trekk ved avtalen er samspillet mellom de to interessegrupper i Joint Venture. Kuwait har 51 pst. av deltagelsen og innehar de såkalte A-aksjer. Etter artikkel 14 i Articles of Association skal styreformannen velges av disse A-aksjene, mens selskapets generalsekretær skal velges av den spanske interessegruppen som eier 49 pst. av aksjene, de såkalte B-aksjer. På den annen side bestemmer artikkel 16 i Articles of Association at administrerende direktør skal velges av B-aksjene, d.v.s. den spanske gruppen, mens visedirektøren skal velges av de kuwaitske interesser.

Avtalen har for øvrig bestemmelser om bonus, arealavgifter, 12½ pst. royalty som for skatteformål ansees som utgift, ikke som forskudd på skatt (muligens bortsett fra royalty på naturgass, se hovedavtalens artikkel 7 (3 i), jfr. artikkel 5). Det finnes videre regler om arbeidsplikt, tilbakeføring av områder (relinquishment), om noterte priser (posted prices) og regler om at tvister mellom konsesjonshaveren og den kuwaitske stat skal løses for de stedlige domstoler.

Abu Dhabi.

25. I denne tidligere nevnte avtale mellom sjeikdømmet Abu Dhabi og det japanske Mitsubishi-selskap av 14. mars 1968[24]) finnes også bestemmelser om at denne konsesjonsavtale kan gå over til et Joint Venture forhold. Avtalens artikkel 41 bestemmer nemlig at dersom kommersielle funn av råolje blir gjort, kan sjeiken meddele at han overtar 50 pst. av interessene. Avtalen har betydelig strammere betingelser enn de ovenfor nevnte avtaler. Den har bl.a. bestemmelser om at sjeiken i dette tilfelle må betale kontant 50 pst. av alle omkostninger som har påløpt frem til denne dato. Deretter må Abu Dhabi selvsagt betale 50 pst. av samtlige fremtidige utgifter etter hvert som disse løper.

I tilfelle Joint Venture klausulen blir aktuell, finnes en såkalt «Operating Agreement»[25]). Denne avtale inneholder ytterli-

---

[21]) Se OPEC «Selected Documents», 1968, s. 187—195.

[22]) Se Memorandum of Association, Article 5, OPEC «Selected Documents» 1968, s. 188 og Article 4 i Memorandum of Association, OPEC «Selected Documents» 1968, s. 189.

[23]) Se bl.a. Oil and Gas Journal, 29. mai 1967, s. 54.
Petroleum Press Service, juni 1967, s. 204—206.

[24]) Bl.a. OPEC «Selected Documents» 1968, s. 45 ff.

[25]) OPEC «Selected Documents» 1968, s. 67 ff.

gere detaljer om Joint Venture forholdet. I artikkel IX bestemmes således at hver av partene har eiendomsretten til 50 pst. av mulig produksjon. Den bestemmer videre at i prinsippet skal hver av partene selv omsette sin andel av produksjonen. Men regjeringen kan anmode det japanske selskap om å omsette regjeringens andel av produksjonen. I så fall skal Mitsubishi-selskapet gjøre dette på linje med selskapets egen produksjon.

Egypt.[26])

26. Som tidligere nevnt inngikk Egypt i 1963—64 fire Joint Venture avtaler med utenlandske oljeselskaper.[27])

Avtalen med Phillips Petroleum av 25. september 1963 er prototypen på disse fire Joint Venture avtaler. Etter avtalen har den utenlandske partner en betydelig arbeidsplikt i form av store avtalte beløp som skal brukes på undersøkelser. I denne fase påtar det utenlandske selskap seg disse omkostninger for egen regning og risiko. Dersom kommersielle funn gjøres, skal den egyptiske stat ved sitt statsselskap EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation) tre inn i konsesjonsforholdet med en 50 pst. deltagerinteresse. Etter avtalen synes det som om det egyptiske selskap ikke bare har en rett, men en plikt til en slik inntreden. Fra dette tidspunkt skal EGPC være med å bære 50 pst. av alle fremtidige omkostninger til utvikling, produksjon og videre undersøkelser i vedkommende konsesjonsområde (se avtalens artikkel VI, jfr. XI). Disse bestemmelsene innebærer i virkeligheten at den egyptiske stat har betinget seg en meget betydelig «carried interest» frem til kommersielle funn blir gjort. Også for øvrig er det system for carried interest som her er knesatt, meget gunstig for Egypt, idet Egypt ikke har noen refusjonsplikt for sin andel av de nevnte undersøkelsesomkostninger. Det er bare for de fremtidige «anleggsomkostninger» at Egypt skal bære sin andel.

27. Når Joint Venture avtalen blir aktuell ved kommersielle funn, stiftes et felles selskap som skal forestå alle Joint Venture operasjoner. Dette selskap WEPCO (Western Desert Operating Petroleum Company) er i formen et aksjeselskap. Men selskapet skal ikke være profittsøkende. Det opptrer som operatør for de to interessenter som hver har en halvpart av aksjene (artikkel XI).

Hver av partene i Joint Venture avtalen eier fortsatt sin halvpart av konsesjonsområdet og produksjonsenheter m.v. og hver av partene får eiendomsretten til sin halvpart av den produserte petroleum (artikkel XVII). I prinsippet skal hver av partene selv omsette sin halvpart av petroleumsproduksjonen. Og de har en avtalemessig plikt til å omsette denne andel til høyest mulig pris for ikke å trykke prisen på verdensmarkedet. (Se artikkel XVII.) Det følger imidlertid indirekte av bestemmelsene i artikkel XVII at i praksis vil det kunne tenkes at den kommersielle partner (Phillips) bistår med omsetningen av den annen partners andel hvor markedsforholdene tilsier dette.

28. Avtalen har meget interessante bestemmelser om såkalte «sole risk operations», d.v.s. operasjoner hvor bare den ene partner er interessert og påtar seg eneansvaret for et tiltak innenfor avtaleområdet. Også i dette tilfelle skal WEPCO være operatør for boringen etc. mot at den partner som ønsker disse eneoperasjoner foretatt, forskuddsvis skal innbetale til WEPCO de budsjetterte omkostninger ved denne «eneansvarsoperasjon». Skulle boringen vise seg vellykket, har den annen partner rett til også å tre inn for en halvpart i dette funn. Men initiativtageren har i dette tilfelle rett til å få dekket 300 pst. av sine aktuelle utgifter før 50—50 regelen begynner å virke. Ved dette har initiativtageren fått en risikobonus som kan virke ansporende.

En annen bemerkelsesverdig bestemmelse i avtalen er artikkel XIX som forutsetter at anlegg av petrokjemisk industri i Egypt kan være en naturlig konsekvens av petroleumsfunn gjort under denne Joint Venture avtale. Artikkel XIX er på enkelte punkter tilsiktet uklar. Den inneholder ingen ubetinget plikt til anlegg av slik ny industri, men bestemmer bare at hver av partene kan forlange at spørsmålet tas opp til diskusjon. Den løser heller ikke spørsmålet om slik petrokjemisk industri skal anlegges som et Joint Venture foretak eller anlegges av den ene part alene. (I praksis ville dette si av Phillips-gruppen.)

Avtalene har for øvrig de vanlige bestemmelser om royalty etc. Royalty er satt til 15 pst. bortsett fra den siste avtale med Pan-American-gruppen hvor royalty er hevet til 20 pst.[28])

Som et annex til avtalen følger en såkalt «Accounting Procedure» som i betydelig detalj fastlegger det bokholderimessige opplegg

[26]) Cattan: «Evolution», s. 139—43.
Oil & Gas Journal, 8. mars 1965, s. 118—119, og 27. februar 1967, s. 87.
World Petroleum, juli 1967, s. 36.

[27]) En med Phillips-gruppen, en med den italienske Eni-gruppe, og to med gruppen Pan American som bl.a. representerer Standard Oil of Indiana.

[28]) Bl.a. Cattan: «Evolution», s. 143.

for fellesdriften og ikke minst har betydning for beregning av partenes omkostninger og overskudd m.v.

De andre Joint Venture avtaler inneholder de samme hovedprinsipper. En kan i denne forbindelse merke seg at hver avtale oppretter et spesielt selskap som skal fungere som operatør for partene i vedkommende Joint Venture avtale. Som eksempel kan nevnes at i Joint Venture avtalen av 23. oktober 1963 med Pan American skal opprettes et felles operatør-selskap ved navn FAPCO (Fayoum Petroleum Company).

Libya.

29. En stor del av de eksisterende konsesjonsavtalene ble inngått i årene 1955—57. Disse avtaler var tradisjonelle konsesjonsavtaler uten statsdeltagelse, men hadde ett moderne preg bl.a. med temmelig stramme regler om tilbakeføring av områder. En fjerdepart av konsesjonsområdet skulle tilbakeføres etter 5 år; nok en fjerdepart etter 8 år.[29])

Ved kongelig resolusjon av 20. november 1965 ble disse konsesjonsavtalene betydelig strammet inn til fordel for Libya, bl.a. med en 50—50 formel for skattebetalinger, utgiftsføring av 12,5 pst. royalty m.v.[30]) I henhold til denne kongelige resolusjon ble samtlige tidligere konsesjonsavtaler revidert i 1966 etter langvarige forhandlinger med oljeselskapene. Men heller ikke disse justerte avtaler hadde bestemmelser om statsdeltagelse.[31])

30. Fra 1968 er imidlertid statsdeltagelse en integrerende del av Libyas oljepolitikk.

Utgangspunktet er her kongelig resolusjon av 14. april 1968, som etablerte statsselskapet LIPETCO (the Libyan General Petroleum Corporation). Resolusjonen forutsetter at dette selskap kan operere både innenlands og utenlands, men selvsagt har de nasjonale aspekter hovedtyngden. Resolusjonen forutsetter uttrykkelig at statsdeltagelse særlig i form av Joint Venture avtaler er et vesentlig ledd i selskapets virke og derfor i fremtidige petroleumsavtaler som sluttes med Libyas myndigheter. For øvrig forutsetter resolusjonen at LIPETCO også skal delta i opprettelsen av nasjonale raffinerier og lagringsanlegg i Libya og opprettelsen av nasjonale petrokjemiske industrier og rørledninger.[32])

Den første avtale som ble inngått i henhold til denne kongelige resolusjon var den tidligere nevnte Joint Venture avtale mellom LIPETCO og det franske statsselskap Auxirap av 30. april 1968. Senere er lignende avtaler inngått med Shell, det amerikanske oljeselskap Chappaqua Oil, med Ashland-gruppen og den italienske ENI-gruppen.[33])

Disse seneste Joint Venture avtaler er stort sett av samme innhold som Auxirap-avtalen som har tjent som forbilde for dem.

31. Joint Venture avtalen med Auxirap ble sluttet ved en såkalt Heads of Agreement kontrakt av 4. april 1968 og en detaljert konsesjonsavtale av 30. april samme år.[34]) Avtalene har visse interessante særtrekk sammenholdt med Joint Venture avtaler i midtøst-land.

Utgangspunktet er at partene inngår et Joint Venture (interessentskap) som ikke er å anse som en egen juridisk person. Hver av partene står derfor som eier av sin del av konsesjonsområdet, produsert olje m.v. (se art. 4 i konsesjonsavtalen av 30. april 1968). Artikkel 5 i konsesjonsavtalen har den noe spesielle bestemmelse at statens andel i Joint Venture varierer med produksjonen. Dersom produksjonen er under 200 000 fat olje pr. dag, skal statens deltagerrett være 25 pst. De franske partnere holder ialt 75 pst. Dersom produksjonen overstiger 200 000 fat om dagen, skal statens deltagerrett øke med 1 pst. for hver produsert 14 000 fat pr. dag, dog slik at de to partnere hver skal inneha 50 pst. av interessen når produksjonen overstiger 550 000 fat pr. dag. Deltagelse i aktiva og passiva, inntekter og utgifter foregår etter denne fordelingsformel. (Avtalens artikkel 8.) Lignende bestemmelser finnes i avtalene med Eni og Shell. I avtalene med Ashland begynner deltagerretten med 30 pst. ved produksjon av 200 000 fat pr. dag og når 50 pst. ved produksjon av 400 000 fat pr. dag.[35])

Det fremgår videre av avtalen med Auxirap at Libyas statsdeltagelse er basert på prinsippet «carried interest» frem til oljefunn er gjort. Avtalen har nemlig stramme bestemmelser om arbeidsplikt for den franske partner på minimum 36,5 mill. $ på undersøkelsesstadiet. Dette inkluderer boring. (Jfr. bl.a. art. 10 og 11). Det fremgår videre av art. 8 at de franske partnere skal bære samtlige disse undersøkelsesomkostninger.

---

29) Oil & Gas Journal, september 1967, s. 110.
30) OPEC «Selected Documents» 1966, s. 184 ff.
31) Se bl.a. Oil & Gas Journal 31. januar 1966, s. 130—131.
Petroleum Press Service, januar 1966, s. 7—8.
32) Den kgl. res. av 14. april 1968, art. 3, art. 5 og art. 6.
Se også Oil & Gas International, juni 1969, s. 64—70.
33) Se Oil & Gas International, juni 1969, s. 70.
34) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, nr. 41, 9. august 1968 og
OPEC «Selected Documents» 1968, s. 197 ff.
35) Se bl.a. World Petroleum Report 1970, s. 93.

LIPETCO har ingen refusjonsplikt for så vidt (art. 8, I og II).[36]) Det synes for øvrig å fremgå av avtalen at den libyske stats interesse i Joint Venture skal bli «carried» (d.v.s. være uten omkostninger for staten) frem til kommersielle funn er gjort. Avtalens artikkel 16 definerer et kommersielt funn som et funn som produserer mer enn 90 000 fat daglig.

Funn av naturgass omfattes i prinsippet ikke av de detaljerte reglene i avtalen. Art. 37 har spesialregler for dette. Reglene synes å tyde på at i denne avtale er produksjon av naturgass av sekundær interesse, et synspunkt som ut fra moderne økonomiske betraktninger må ansees som foreldet.

32. Etter revolusjonen i Libya i 1968 er det skjedd en betydelig tilstramming av Libyas oljepolitikk. Etter tilgjengelige opplysninger synes det å fremgå at Libya har nasjonalisert all oljeomsetning innenlands, i hvert fall landets bensinstasjoner og omsetningen gjennom dem. Den nye regjering har ikke — i hvert fall ikke foreløpig — gått til det skritt å nasjonalisere petroleumsproduksjonen og eksisterende konsesjonsavtaler. Den nye regjeringen har imidlertid tatt visse skritt overfor tidligere avtaler. Bl.a. ble avtalen med Chappaqua erklært ugyldig i november 1969. Også avtalen av 1968 med Shell synes å by på vansker. For øvrig synes all tidligere petroleumslovgivning å være blitt erstattet av det nye petroleumsdekret nr. 9 av januar 1969. Ved en lov av mars 1970 er statsselskapet LIPETCO blitt avløst av et nytt statsselskap Libyan National Oil Corporation (Linco).[37]) Dette nye materiale har ennå ikke vært tilgjengelig for meg. Men det fremgår av oljetidsskrifter at det amerikanske oljeselskap Occidental Oil i juli 1970 har inngått en Joint Venture avtale med Linco om bl.a. å bygge et metanolanlegg. Avtale er også nylig inngått med Agip om bygging av en rørledning for transport av naturgass i et Joint Venture foretak.[38])

Andre afrikanske stater m.v.

33. Også andre stater som Tunisia og Nigeria har i sine senere konsesjonsavtaler innført prinsippet med deltagerrett for staten. En har ikke detaljerte opplysninger om disse land.

Men det fremgår av oljetidsskrifter at Tunisia i avtaler bl.a. med det italienske oljeselskap Eni for feltene El Borma og Bir Aouine har betinget seg statsdeltagelse på 50 pst. når kommersielle funn blir gjort.[39])

Nigeria har i sin oljelovgivning, dekret nr. 51 av 27. november 1969, bl.a. bestemmelser om at staten skal ha deltagerrett i konsesjonsavtaler dersom dette er i det offentliges interesse. Hvor stor deltagerrett staten skal ha i det enkelte tilfelle, avgjøres ved avtale.

Det har vært antydet i oljelitteraturen at hele bakgrunnen for den nye lovgivning er å få gjennomført prinsippet med statsdeltagelse.[40])

De foreliggende opplysninger synes også å tyde på at den nigerianske statsdeltagelse blir «carried forward» til kommersielle funn er gjort.

34. At det er en klar tendens i retning av statsdeltagelse, viser også de petroleumsavtaler som i den senere tid er sluttet av Trinidad for deler av landets kontinentalsokkel. Tre avtaler som er sluttet i henhold til den nye petroleumslovgivning av desember 1969, inneholder formodentlig alle bestemmelser om statsdeltagelse. Den ene avtalen sluttet med Phillips-gruppen har bestemmelse om at staten kan tre inn med en 15 pst. deltagerrett når oljeproduksjon er kommet i gang. I en annen avtale sluttet med Deminex/Agip-gruppen (en tysk/italiensk gruppe) har staten betinget seg en 25 pst. deltagerrett når kommersielle funn blir gjort. Det foreligger ikke opplysninger med hensyn til innholdet av den tredje avtale med det amerikanske selskap Occidental.[41])

[36]) Bl.a. Petroleum Press Service, august 1970, s. 279—281.
[37]) Se World Petroleum Report 1970, s. 93—96.
[38]) Bl.a. Petroleum Press Service, august 1970, s. 281.
[39]) Se bl.a. Oil & Gas International, mars 1966, Vol. 6, nr. 3, s. 43—44.
World Petroleum Report 1970, s. 100.
[40]) Se bl.a. Petroleum Press Service, januar 1970, s. 25.
World Petroleum Report 1970, s. 97—98.
[41]) Se Petroleum Press Service, juni 1970, s. 226 og august 1970, s. 303—304.

KAPITTEL VIII

Organisasjonsformer fortsatt. Det Algerisk-Franske Avtalekompleks. Kort om Getty-avtalen.

Den Algerisk-Franske Petroleumsavtale av 29. juli 1965.

1. Denne avtale som ble sluttet mellom de to lands regjeringer, kan vanskelig passes inn under de vanlige kategorier petroleumsavtaler. Selv om den har en rekke trekk felles med Joint Venture avtaler med statsdeltagelse, har den vesentlige særtrekk som gjør den til en avtale av særegen karakter som ikke lar seg katalogisere.[1])

Avtalen er på mange måter en interessant hybrid mellom en folkerettslig traktat, en omfattende intern petroleumslovgivning og en kompaniskap-avtale mellom statsselskaper.

Det er vanskelig å si hvor vellykket den har virket i praksis. I de 5 år den har bestått, har den på den ene side bidratt vesentlig til oljeproduksjonen i Algerie og eksporten av petroleumsprodukter fra Algerie til Frankrike. På den annen side har det vært betydelige vanskeligheter med fortolkningen og anvendelsen av avtalen. Ikke minst for øyeblikket er både de politiske aspekter ved avtalen og de petroleumstekniske sterkt omstridt såvel i Algerie som i Frankrike. Dette skyldes ikke bare avtalen selv, men kanskje først og fremst de gamle stridspunkter som avviklingen av Algerie som tidligere fransk koloni har skapt.

2. Avtalen av 29. juli 1965 ble sluttet etter 2 års forhandlinger mellom den algeriske stat og den franske stat. Det er formelt en avtale mellom de to stater og er for så vidt en folkerettslig bindende traktat.[2])

Den er et meget omfattende dokument. Hovedavtalen er på 53 artikler med en rekke annekser. Anneks 1 er fra et petroleumspolitisk synspunkt et hoveddokument. Det er en Protokoll om den såkalte «ko-operative sammenslutning» og er et dokument på 180 artikler. Protokollen er en integrerende del av traktaten, men samtidig en «Joint Venture» avtale mellom de algeriske statsselskap Sonatrach og det franske statsdirigerte selskap Sopefal. Avtalen gjelder alle franske oljeinteresser i Algerie. Den løste først og fremst tvisten vedrørende tidligere oljekonsesjoner, men gjelder også fremtidige konsesjonsmeddelelser.[3])

Etter avtalens art. 1 og art. 1 i Protokollen oppretter de to land en Joint Venture organisasjon som er kalt en «ko-operativ sammenslutning». Formålet med denne sammenslutning er å opprette et samarbeid mellom de to stater ved fellesforetak for undersøkelse etter og utvinning av petroleumsprodukter i Algerie. Dette bl.a. både for å hjelpe Algerie som et utviklingsland til å utvikle sine egne natur-ressurser, og for å finansiere Algeries deltagelse i utforsking og utvinning av petroleumsprodukter. (Avtalens art. 2.)

3. Den ko-operative sammenslutning har navnet Ascop. Den algeriske deltager Sonatrach er et rent statsselskap 100 pst. eiet av den algeriske stat.[4]) Den franske deltager Sopefal består av flere franske selskaper og interesser. Men det er en betingelse at den franske stat alltid skal eie mer enn 50 pst. av kapitalen i denne franske gruppe og ha mer enn 50 pst. av stemmeretten i den.

Et vesentlig trekk ved avtalen er at hver av partene i prinsippet skal overta sin del av petroleumsproduksjonen til kostpris.[5])

Avtalen angår et omfattende område. Hovedområdet er på 180 000 km² og omfatter store deler av Sahara hvor undersøkelse og utvinning allerede har funnet sted. Også andre allerede eksisterende konsesjoner kan bringes inn under avtalen etter art. 25 i Protokollen. Nye områder kan også gis til Ascop i fremtiden.

---

[1]) Bl.a. Masseron: «L'économie», s. 81—83.
Cattan: «Evolution», s. 146—151.
Patrick de Lavilleon: New Formula for Algerian Oil, World Petroleum 1965, s. 54—86.
de Lavilleon: Algerian State Company prepares for Future, World Petroleum, april 1967, s. 292—296.
Også Contrasts in Algeria: Petroleum Press Service, Dec. 1966, s. 447—451, også World Petroleum Report 1970, s. 88—89.

[2]) For teksten se: Journal Officiel de la République Française, 26. des. 1965, s. 11793 ff, og Petroleum Legislation; North Africa; Basic Oil Laws and Concession Contracts Suppl. No V.

[3]) Bl.a. Masseron: «L'économie», s. 81.

[4]) Sonatrach ble opprinnelig stiftet i 1964 for å få slutt på en tvist med de utenlandske selskaper om en 10 pst. deltagerrett for Algerie i fremtidige oljeledninger. Den algeriske regjering stiftet Sonatrach som et 100 pst. rent statsselskap med det formål å anlegge rørledningene for den algeriske stat. Se bl.a. de Lavilleon: Algerian State Co. prepares for the Future, World Petroleum, april 1967, s. 292 ff.

[5]) Se Protokollens art. 1.
Også Cattan: «Evolution», s. 146—147.
Patrick de Lavilleon: New Formula for Algeria's Oil, World Petroleum 1965, s. 54.

Etter avtalen faller arbeidet i to faser, undersøkelsesfasen og produksjonsfasen. Undersøkelsesfasen varer etter Protokollens art. 30 i 15 år. Men hver blokk skal reduseres med ⅓ hvert 5. år i denne fase. Det er etter dette strenge tilbakeføringsregler som her er innført.

Dersom kommersielle funn blir gjort på en blokk, skal grensene for det såkalte «produktive område» fastsettes av Ascops styre. For dette løper det så en produksjonsperiode på 25 år. Perioden vil automatisk forlenges med ytterligere 5 år dersom produksjon fortsatt er aktuelt. En ytterligere forlengelse på 10 år kan tillates av den algeriske stat. (Se Protokollens art. 34.)

4. Ascop er ikke en selvstendig juridisk person. I prinsippet er det heller ikke Ascop som driver undersøkelsene og utvinningen. En av partene blir satt som «operatør» av et bestemt område (se Protokollens art. 16). Men det bestemmes videre at partene skal forsøke å fordele denne virksomheten slik mellom seg at hver av dem får en balansert del «av ansvaret for operasjonene». (Protokollens art. 17.)

Etter Protokollens art. 5 skal Ascop ha et styre på 12 medlemmer. 6 av medlemmene velges fra det algeriske selskap og 6 fra den franske gruppen. Styrets formann skal velges fra det algeriske selskap. Men viseformannen skal være fransk (Protokollens art. 6). Ascop skal også ha en såkalt teknisk komité på 6 medlemmer; 3 fra hver av partene. Formann skal velges fra den ene interessegruppe, viseformann fra den annen gruppe. Formannsvervet (og viseformannsvervet) alternerer mellom de to grupper i denne komité for 3 år ad gangen (Protokollens art. 12 b).

5. Avtalen har meget interessante bestemmelser om de to partneres deltagerandel. Andelen er ikke fastlåst prinsipielt til en bestemt prosentsats, men kan variere fra konsesjonsområde til konsesjonsområde. Protokollen forutsetter her at det skal inngåes spesielle avtaler om deltagerinteressen m.v. for hvert område. Men protokollen angir også yttergrensene for denne deltagerretten. For eldre konsesjonsområder som blir bragt inn under hovedavtalens virkefelt, skal i prinsippet det algeriske selskap ha rett til å delta med en andel av 10 pst.—15 pst. etter avtale. (Protokollens art. 46 ff.) Dette er en rett som det algeriske selskap har, men det behøver ikke nødvendigvis være med. (Se Protokollens art. 48 ff.) I konsesjonsområder som i fremtiden tildeles interessentskapet, har den algeriske partner i prinsippet adgang til å delta med opp til 90 pst. Men i alle fall gjelder hovedregelen fastlagt i 2. ledd i art. 45 i Protokollen at som helhet skal de to parter bestemme deltagerinteressene i de forskjellige blokker på en slik måte at t o t a l t s e t t vil de ha en samlet deltagerinteresse som «stort sett er lik», d.v.s. en 50—50 deltagerrett.[6])

For øvrig bestemmes det i Protokollen at hver av deltagerne skal være med i utgiftene til undersøkelse og utvinning med samme andel som deltagerretten i henhold til et budsjett vedtatt av dem (se Protokollens art. 52 og 101).

6. Det finnes også en rekke andre bestemmelser i avtalen som belyser omfanget av de algeriske statsinteresser.

Avtalen har for det første meget vidtgående skattebestemmelser. Hovedavtalen har således bestemmelser om opprettelse av et særlig Joint Venture for å skaffe naturgass til det franske marked. (Hovedavtalens art. 11 ff.) For dette spesialselskaps vedkommende bestemmer hovedavtalens art. 14 blant annet at fortjenesten skal deles slik at Algerie skal ha 75 pst. av fortjenesten i form av dividende og skatter, mens Frankrike bare skal ha 25 pst. av fortjenesten.

For øvrig finnes de alminnelige skattebestemmelser i Protokollens art. 123 ff, særlig art. 125, og i hovedavtalens art. 23. I prinsippet skal det betales en selskapsskatt på 55 pst. for fortjeneste på olje og 50 pst. for fortjeneste på naturgass. For årene 1965—67 var skattesatsen redusert til 53 pst., i 1968 til 54 pst. slik at den fulle sats på 55 pst. først tok til å løpe for skatteåret 1969.[7])

En skal videre merke seg at denne inntektsskatt ikke blir fastsatt på basis av den virkelig realiserte pris på petroleum, men blir beregnet etter en pris pr. fat fastsatt i avtalen.[8]) På den annen side har royalty hittil ikke blitt utgiftsført, men behandlet som forskudd på inntektsskatt.

7. Et annet særtrekk ved avtalen er de store finansieringsbyrder den franske stat har påtatt seg i selve avtalen.

Avtalens Del. V har overskriften «Fransk bidrag til den industrielle utvikling av Alge-

---

[6]) Se også Cattan: «Evolution», s. 147—148. de Lavilleon: New Formula for Algeria's Oil, World Petroleum, id. s. 74 B.

[7]) Se Hovedavtalens art. 23, og de Lavilleon: New Formula for Algeria's Oil, World Petroleum id. s. 74 B.
Også Petroleum Press Service 1965, s. 324.
Også Masseron: «L'économie», s. 81.

[8]) Se bl.a. Hovedavtalens art. 24, II, 2 og Protokollens art. 127 d. Se også de Lavilleon, op. cit. s. 74 B.

rie». Og i en prinsipp-erklæring i art. 31 31 bestemmes det at Frankrike skal gi Algerie bl.a. «finansiell bistand i form av langsiktige lån og tilskudd». Frankrike skal videre skaffe kredittgarantier til Algerie og sørge for teknisk assistanse til å bygge opp og drive industri i Algerie. Frankrike skal også gi algeriske varer innpass på det franske marked på mestbegunstigelsesbetingelser.

I henhold til disse generelle prinsipper bestemmer hovedavtalens art. 32 at i den første 5-års-periode skal Frankrike årlig yte lån til Algerie på tilsammen frcs. 200 mill., med 160 mill. frcs. i vanlige lån pr. år og 40 mill. frcs. i andre former for ytelser. Lånene er rentebærende med en meget lav rente, 3 pst. p.a. Lånenes løpetid er 20 år.

I samme 5-års-periode skal Frankrike etter hovedavtalens art. 33 yte kredittgarantier for et beløp av 200 mill. frcs. pr. år.

Protokollen har også bestemmelser om at den franske stat skal forskuttere den algeriske stats andel av undersøkelsesomkostningene med meget betydelige beløp. Protokollens art. 76 bestemmer bl.a. at den franske gruppen skal forskuttere det algeriske selskap med et beløp på 10 mill. dinarer.[9]) I tillegg har den franske gruppe plikt til for hvert budsjettår å forskuttere det algeriske selskap med 60 pst. av dette selskaps budsjetterte utgifter eller i alle fall med et beløp som svarer til den franske gruppes andel av budsjettomkostningene. (Se art. 75 siste ledd.) Disse tilskudd skal tilbakebetales med petroleumsprodukter. Denne tilbakebetaling in natura er ikke avhengig av at kommersielle funn blir gjort på det felt hvor utgiftene er brukt. Avtalen sees her som en helhet med en generell refusjonsplikt in natura for disse forskudd.[10])

Det fremgår for øvrig av art. 77 i Protokollen at prisen på den olje som brukes til å tilbakebetale nevnte forskudd, skal settes til den gjennomsnittlige salgspris den franske gruppe ellers får ved salg av sin råolje. I denne bestemmelse ligger åpenbart kilden til mange vansker mellom partene.

Av disse bestemmelser følger som en vil se, at Algeries deltagerrett i driften er båret (carried forward) av den franske partner med 60 pst. Men samtidig har den franske partner en rimelig sikkerhet for tilbakebetaling av denne andel fordi tilbakebetalingen knytter seg til samtlige funn av petroleum sett under ett.

For øvrig må Algerie etter avtalen selv skyte inn de øvrige 40 pst. av Algeries andel av undersøkelsesomkostningene.[11])

8. I henhold til art. 46 i hovedavtalen og art. 157 ff i Protokollen skal tvister mellom partene løses enten ved voldgift eller ved forliksmegling ved oppmann (mediation). Allerede ved et par anledninger har det oppstått tvister mellom partene av en slik karakter at man har søkt løsninger ved hjelp av disse bestemmelser.

Etter hovedavtalens art. 52 er avtalens varighet i prinsippet 15 år, med muligheter for forlengelse. Etter siste ledd i art. 52 kan imidlertid en av partene begjære forhandlinger opptatt etter utløpet av den første 5-årsperiode for å få endringer etc. i avtalen. I prinsippet kreves samtykke av den annen part for at slike forhandlinger skal komme istand. Men det er åpenbart at som følge av den delikate politiske karakter av avtalen, vil ingen av partene være i stand til å nekte å medvirke til slike forhandlinger.

Det viste seg da også meget snart at slike revisjonsforhandlinger ved utløpet av 1970 var uunngåelige. Forhandlingene mellom de to parter om en revisjon av avtalen — og da særlig av de petroleumspriser som er fastlagt i art. 24 i hovedavtalen og art. 127 i Protokollen — har alt pågått i noen tid, og har til dels hatt en meget alvorlig karakter.

I henhold til art. 27 i Hovedavtalen som bestemmer at fra 1969 av skal de to regjeringer ta opp til vurdering spørsmålet om prisfastsettelsene på råolje i hovedavtalens art. 24 for skatteformål, gjorde den algeriske stat det klart i februar 1969 at den ønsket en revisjon av prisene. De opprinnelige prisfastsettelser i hovedavtalens art. 24 og Protokollens art. 127 lå til dels betydelig lavere enn «noterte priser». Som eksempel kan nevnes at for en type råolje er den avtalte pris $ 2,095 pr. fat, mens den noterte pris for samme olje er $ 2,365 pr. fat. Denne konsesjon til de franske interesser var gitt på grunn av de betydelige innrømmelser Frankrike ga i avtalen på en rekke andre punkter.[12])

Forhandlingene om en ny prisfastsettelse for råoljen for skatteformål tok til i november 1969. I stedet for den tidligere avtalte pris på $ 2,09 forlangte Algerie nå en avtalt pris på $ 2,85. De franske forhandlere var villig til å gå med på en økning til $ 2,30 pr. fat, mens den gjennomsnittlige oppnådde

---

[9]) 1 algerisk dinar svarer til 1 fransk franc.
[10]) Se Protokollens art. 77.
de Lavilleon: World Petroleum, id. s. 74 B.

[11]) Se i.a. de Lavilleon: World Petroleum, op.cit. s. 74 B.
[12]) Se bl.a. Petroleum Press Service, april 1969, s. 123—125 og mai 1969, s. 165—166.

salgspris ble oppgitt til å ligge på ca. $ 1,90. Forhandlingene brøt etter dette sammen. Men i juli 1970 erklærte den algeriske regjering ved ensidig beslutning at ny «tax reference price» (pris for skatteformål) var fastsatt til $ 2,85 pr. fat.[13])

De to lands presidenter har nå intervenert i tvisten — som også gjelder andre betydelige spørsmål i avtalekomplekset. Forhandlingene er deretter begynt igjen. Det er vanskelig å forutsi om avtalen vil overleve disse forhandlinger.

9. Både av disse grunner og også på grunn av avtalens meget spesielle karakter bør det kanskje advares mot å trekke for store konsekvenser av denne avtale på det alminnelige, oljepolitiske plan. Avtalen bærer sterkt preg av å prøve å finne løsninger på en rekke problemer som avviklingen av det franske kolonirike reiste. I tillegg til de rent oljepolitiske problemer spilte en rekke andre utenrikspolitiske og historiske faktorer inn for utformingen av avtalen. Til dette kommer at avtalen, som alt nevnt, i praksis har vist seg ikke å være vellykket.

Getty-avtalen av 19. oktober 1968.

10. Som nevnt gjelder avtalen av 29. juli 1965 bare de franske oljeinteresser i Algerie. I virkeligheten inneholder imidlertid denne avtalen mange trekk av en nasjonal olje-lov.

Meget talte derfor for at hovedtrekkene i denne avtalen også ville bli innført i konsesjonsavtalene med andre utenlandske oljekompanier. Allerede ved dekret av 30. desember 1965 ble formelt avtalen av 29. juli 1965 opphøyet til «lov» som også skulle gjelde andre oljeselskaper i Algerie, særlig for skatteformål.[14]) Det er i det hele en klar tendens i retning av å gjennomføre den fransk-algeriske organisasjonsform også for konsesjonene med ikke franske selskaper.[15]) Denne tendens er kommet særlig klart frem i avtalen mellom Algerie og Getty av 19. oktober 1968.

11. I henhold til denne avtale er det inngått et Joint Venture mellom Sonatrach og Getty. I henhold til avtalens art. 8 og tilleggsavtalens art. 2[16]) overdrar Getty til det algeriske statsselskap 51 pst. av sine interesser i Algerie uten kontantvederlag. Men tilleggsavtalen bestemmer i art. 3 bl.a. at Getty skal få visse vederlag i form av leveranser av råolje over en 4-års-periode. På samme måte som i den franske avtale bestemmes det at partene skal forme en «ko-operativ sammenslutning». Denne sammenslutning skal ikke være en selvstendig juridisk person[17]). Det algeriske statsselskap Sonatrach skal være «operatør» for sammenslutningen (tilleggsavtalens art. 18).

Avtalen omfatter i alt et konsesjonsområde på 11 500 km² (se bl.a. tilleggsavtalens art. 23).

Avtalen har også bestemmelser om at Getty skal betale betydelige bonusbeløp med en åpningsbonus på $ 2 250 000. (Tilleggsavtalens art. 37.) Videre skal Getty etter avtalen bære (carry forward) Sonatrachs del av finansieringen frem til kommersielle funn er gjort. Sonatrach skal på sin side tilbakebetale disse forskudd ved leveranser av råolje produsert fra samtlige de felt avtalen omfatter. Men tilbakebetalingsplikten reduseres med visse beløp etter hvert som produksjonen øker. I alle fall skal bare 25 pst. av Sonatrachs årlige andel av produksjonen gå til tilbakebetaling av forskuddene (se tilleggsavtalens art. 38—41).

På samme måte som i den fransk-algeriske avtale skal Getty skattelegges med 55 pst. av inntektsskatt for råolje (bl.a. hovedavtalens art. 5 og 6) og med 50 pst. av inntekten på produksjon av naturgass.

I prinsippet vil en produksjonstillatelse bli gitt for 25 år. (Bl.a. hovedavtalens art. 12.)

For øvrig forplikter Getty seg til bl.a. å investere i Algerie 75 pst. av salgsbeløpene han har i henhold til avtalen og å stille teknisk, administrativ og kommersiell ekspertise til disposisjon for Sonatrach.

---

13) Se bl.a. Petroleum Press Service, august 1970, s. 300—301, og september 1970, s. 320—321.

14) Se bl.a. Petroleum Legislation: Basic Oil Laws and Concession Contracts. North Africa, Suppl. No VIII, s. A-0 til A-3.

15) Se bl.a. Oil and Gas International, jan. 1967, Vol. 7, No 1, s. 87. Petroleum Press Service, desember 1966, s. 447—451, og Europe & Oil, nov. 1968: First Oil Pact between Algeria and a U.S. Company. Også Petroleum Press Service, nov. 1968, s. 424.

16) Se bl.a. OPEC Selected Documents 1968, s. 253—288, og Europe & Oil, nov. 1968.

17) Se tilleggsavtalens art. 9 OPEC «Selected Documents» 1968, s. 268. For teksten se også Petroleum Legislation: Basic Oil Laws etc. Suppl. No. XI, s. A-1 til A-36 og s. B-1 og B-15.

KAPITTEL IX

Organisasjonsformer (fortsatt). Entreprenørkontrakter. (Servicekontrakter). Produksjonsdelingskontrakter.

1. Blant de nye avtaleformer er formodentlig entreprenørkontraktene (servicekontraktene) de som skiller seg klarest ut fra de tradisjonelle konsesjonsformer. Slike entreprenørkontrakter har vokset frem i de siste år i en del velkjente petroleumsproduserende stater i Midt-Østen. Indonesia og Venezuela har også vært foregangsland for denne organisasjonsform.

Det som formelt skiller entreprenørkontraktene klarest fra andre moderne kontraktsformer som Joint Venture avtalene med statsdeltagelse er at etter entreprenørkontraktene opptrer oljeselskapene i prinsippet som entreprenører for vedkommende stat ved oljeleting og oljeboring, ikke som konsesjonsholder.

Selv om entreprenørkontraktene selvsagt varierer noe, vil de ha visse fellestrekk. For det første vil det ikke bli snakk om å meddele vanlige konsesjonstillatelser til vedkommende oljeselskap. Den oljeproduserende stat eller dens statsselskap vil formelt stå som eier av områdene og som regel også bli eier av de forekomster som blir funnet. Det eller de (utenlandske) oljeselskap som opptrer som entreprenører, vil forestå og bekoste letingen etter olje og vil også forestå produksjonsfasen, men selvsagt med kontrollerende myndighet for vedkommende stat eller dets statsselskap.

En treffer blant entreprenørkontraktene ofte mellomformer som har trekk felles med vanlige Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Overgangen mellom de forskjellige former kontrakter kan derfor bli ganske nyansert.

Et hovedtrekk ved entreprenørkontraktene er videre at vedkommende entreprenør forbeholder seg retten til å avta hele eller deler av petroleumsproduksjon, til kontraktsmessig fastsatte priser. Entreprenørkontraktene kan også ha et videre formål, slik at entreprenøren påtar seg andre forpliktelser vanligvis i forbindelse med den industrielle utbygging av kontraktslandet. På dette punkt vil entreprenørkontraktene ikke i prinsippet skille seg vesentlig ut fra moderne Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Den fransk-algeriske avtale av 29. juli 1965, behandlet i foregående kapittel, er på mange måter en mellomform mellom en Joint Venture avtale og en entreprenøravtale. Den går imidlertid betydelig lenger i retning av å integrere den franske gruppes virksomhet i utbyggingen av kontraktlandets hele økonomi enn entreprenørkontrakter vanligvis gjør.

2. Det er sterkt diskutert om en entreprenørkontrakt ikke gir et bedre økonomisk resultat for vedkommende petroleumsproduserende land enn en moderne Joint Venture avtale med statsdeltagelse hvor statens interesser er båret frem (carried forward) av oljeselskapet til kommersielle funn er gjort. Men de økonomiske resultater nåes i hvert fall ad andre veier. Særlig tidligere koloniområder har hatt en viss følelsesmessig tilfredsstillelse i å inngå entreprenørkontrakter fremfor moderne Joint Venture kontrakter. Entreprenørkontrakter kan virke tiltrekkende fordi de også i formen tilgodeser vedkommende stats suverenitet blant annet ved at staten selv beholder den fulle råderett og tittel til vedkommende områder.

Det ligger naturligvis også en betydelig økonomisk realitet i dette at staten fortsatt står som rettighetshaver til vedkommende «konsesjonsområde» slik at det ikke finnes noen «konsesjonshaver». Men også på dette punkt finnes mellomformer og overgangsformer som gjør at bildet kan bli ganske innfløkt. Også når det gjelder entreprenørkontrakter vil selvsagt avtaleforholdet referere seg til bestemte områder som tilsvarer konsesjonsområdene i vanlige konsesjonsavtaler. Entreprenøravtalen vil ofte ha bestemmelser om tilbakeføring av områder i avtaletiden, slik at etter hvert som tiden går, reduseres avtaleområdet. Også entreprenøravtalene vil strekke seg over betydelige tidsrom som oftest betinget av at «kommersielle funn» blir gjort.

Særlig de større oljeselskaper har vært noe tilbakeholdende når det gjelder å inngå entreprenørkontrakter. Dette har imidlertid endret seg noe i det siste. En må være oppmerksom på at de eksempler en har på slike kontrakter, gjelder områder som er særlig vel anskrevet som mulige oljeproduserende. Om man for den norske kontinentalsokkels vedkommende for tiden ville være i stand til å oppnå slike avtaler med de mer seriøse oljeselskaper, er et spørsmål som bare forhandlinger kan løse. Det er imidlertid viktig at våre myndigheter er klar over utviklingen av denne kontraktsform. I de land som har inngått slike kontrakter, eksisterer de side om side med de andre kontraktsformer. Dette kan ofte være en gunstig organisasjonsform fordi man derved får et sammenligningsgrunnlag mellom de forskjellige kontraktsformer både når det gjelder de økonomiske re-

sultater staten oppnår, og også når det gjelder de oljepolitiske sider og de tekniske sider ved oljeletingen og produksjonen.

En side ved entreprenørkontraktene en skal være oppmerksom på, er at de krever et meget vel utbygget administrativt system fra statens side og også et meget velutbygget forretningsmessig apparat fra statens side. Det siste ikke minst fordi betydelige kvanta råpetroleum av produksjonen vil tilfalle vedkommende stat.

Stort sett vil imidlertid staten stå overfor problemer av samme type ved inngåelse av de moderne Joint Venture avtaler. Utbyggingen av den statlige administrative organisasjon og den forretningsmessige organisasjon fra statens side er derfor en forutsetning for utbyggingen og gjennomføringen av en moderne oljepolitikk dersom betydelige funn blir gjort.

I det følgende skal jeg kort gjennomgå innholdet av noen av de viktigere entreprenørkontrakter som hittil er inngått.

Iran.

3. Den tidligere nevnte entreprenøravtale som Iran ved sitt statsselskap Nioc inngikk den 27. august 1966 med det franske statsselskap Erap, er på mange måter typisk for denne kontraktsform. På samme måte som Iran tidligere hadde vært en pioner når det gjalt Joint Venture avtaler med statsdeltagelse, har Iran ved inngåelse av ovennevnte avtale med Erap også vært et foregangsland i Midt-Østen når det gjelder entreprenørkontrakter.[1])

Avtalen omfatter både landområder og områder av Irans kontinentalsokkel. For så vidt angår kontinentalsokkelen omfatter den 20 000 km² i petroleumsområdet nr. 2 (Lingeh—Bandar—Abbas-området). På land gjelder den et meget betydelig område på 200 000 km² i 5 forskjellige «petroleumsområder».[2])

Etter avtalens art. 3, jfr. art. 2, skal det franske statsselskap Erap gjennom sitt iranske datterselskap Sofiran opptre som hovedentreprenør (general contractor) for det iranske statsselskap Nioc.[3]) I denne egenskap skal det franske selskap ha 3 hovedoppgaver:

a) Det skal for det første opptre som hovedentreprenør for alle de tekniske sider ved undersøkelse etter og utvinning av petroleum. Det kan i denne forbindelse også gjøre bruk av underentreprenører.

b) For det annet skal det franske selskap i første omgang bære alle de finansielle byrder ved utforskning etter petroleum og eventuelle omkostninger ved utbygging av produksjonsapparatet såfremt kommersielle funn blir gjort. En regnet i første omgang med at disse omkostninger ville beløpe seg til mellom 150 mill.—200 mill. franske francs. Hvis ikke kommersielle funn blir gjort, skal etter avtalen Erap bære tapet ved samtlige undersøkelsesutgifter. Blir derimot kommersielle funn gjort, skal de nevnte utgifter til undersøkelse bli å betrakte som et ikke-rentebærende lån som tilbakebetales etter avtalens nærmere regler. Utgifter til å utbygge de nødvendige produksjonsinstallasjoner skal derimot anses som rentebærende lån til Nioc. (Se art. 3 b.)

c) For det tredje påtok Erap seg å opptre som kommersiell megler for det iranske statsselskap. Erap forpliktet seg til på vegne av Nioc å selge på verdensmarkedet bestemte kvanta av den produserte råolje. Men Erap skal ha adgang til å holde en bestemt prosentsats av disse salgsbeløp tilbake for å avdra de lån som er nevnt ovenfor. (Se art. 3 c.)

Som vederlag for disse forskjellige ytelser fra Eraps side forpliktet det iranske statsselskap seg til å selge til Erap bestemte deler av den produserte råolje til priser som er avtalt i kontrakten (avtalens art. 3 d).

4. Denne servicekontrakten av 27. august 1966 atskiller seg for øvrig på en rekke punkter fra Joint Venture avtaler med statsdeltagelse.

Et iøyenfallende trekk er at den franske entreprenør ikke står som medkonsesjonshaver i de områder kontrakten gjelder. Kontrakten har i det hele ingen henvisning til at den skal sees på som en konsesjon eller at de områder den omfatter er «konsesjonsområder». Kontrakten refererer bare til visse områder på land og på kontinentalsokkelen hvor den franske partner skal utføre visse oppdrag for den iranske stat.

Det fremgår videre av art. 6 at de petroleumsfunn som blir gjort og den petroleum som blir produsert, tilhører det iranske stats-

[1]) Se bl.a. Petroleum Press Service, september 1966, s. 324—326.
Også Petroleum Legislation, Vol. 1, s. 13.
Se også Cattan: «Evolution», s. 136—139, og Masseron: «L'économie», s. 83—84.

[2]) Se bl.a. Petroleum Press Service, september 1966, s. 324.

[3]) For avtaleteksten se bl.a. Platt's Oilgram News Service, Spec. Suppl. Dec. 30, 1966, Vol. 44, No. 252, s. 1 ff, også
Petroleum Legislation Basic Oil Laws etc. Middle East Suppl. No. XV, Iran, s. A-0 til A-40.

selskap Nioc. Erap har ingen eiendomsrett til noen kontraktsmessig andel av den produserte petroleum slik som forholdet er i Joint Venture avtaler.

Artikkel 6 bestemmer videre at Nioc skal få eiendomsretten til «alle aktiva som blir skapt eller brukt i forbindelse med petroleumsproduksjonen». (Se art. 6, sec. 2.) Dette gjelder først og fremst alle faste installasjoner (art. 6, sec. 2 a). Men også løsøre blir Nioc's eiendom dersom de blir permanent brukt til petroleumsproduksjonen og her blitt inkludert i omkostningene på en slik måte at de skal betales av Nioc til Erap etter de oppgjørsmåter som kontrakten foreskriver. (Art 6, sec. 2 b.)

I kontraktstiden skal imidlertid Erap som hovedentreprenør ha rett til å bruke samtlige disse aktiva til petroleumsproduksjonen (art. 6, sec. 3). Og Nioc skal også stille til disposisjon de landområder som er nødvendig for Erap til driften (se art. 10).

5. Selv om Erap ikke får eiendomsretten til noen andel av den produserte petroleum, har kontrakten imidlertid bestemmelser som tilgodeser Eraps interesse i å få petroleum. Som vederlag for Erap's ytelser som entreprenør har Erap rett til å få kjøpt en meget betydelig andel av produksjonen av råolje. Kontrakten har på dette punkt meget interessante bestemmelser. Art. 21 bestemmer som et generelt prinsipp at 50 pst. av all petroleum som blir funnet, skal holdes utenfor kontrakten og blir å betrakte som n a s j o n a l e r e s e r v e r. Det vil altså si at 50 pst. av alle petroleumsfunn uten videre tilfaller den iranske stat, udelt og uten innskrenkninger.

Av den resterende halvpart har derimot det franske selskap rett til å få kjøpt mellom 35—45 pst. av produksjonen. Det vil i virkeligheten bare si mellom 17,5 pst. og 22,5 pst. av den mulige totalproduksjon. (Se avtalens art. 29.) Dette innebærer i virkeligheten at avtalen på dette punkt er betydelig ugunstigere for den utenlandske partner enn de Joint Venture avtaler som er gjennomgått tidligere i Kap. VII.[4])

Etter art. 23 varierer den prosentsats Erap har rett til å ta ut av petroleum med petroleumsfeltets avstand fra en utskipningshavn. Hvis feltet ligger 100 km eller mindre fra utskipningshavnen, har Erap bare rett til å få ta ut 35 pst. av den tillatte produksjon. (Art. 29, sec. 1 a.) Ligger feltet mellom 100 km og 500 km fra utskipningshavn, har Erap lov til å ta ut mellom 35 pst. og 45 pst. i forhold til avstanden (art. 29, sec. 1 c). Og ligger feltet 500 km eller mer fra en utskipningshavn, er prosentsatsen 45 pst. av den tillatte produksjon (art. 29, sec. 1 b).

6. Art. 29, sec. 2 fastlegger hvilken pris Erap må betale for den olje som selskapet i henhold til de nevnte bestemmelser har rett til å ta ut. I prinsippet skal prisen fastsettes på basis av de aktuelle produksjonsomkostninger. Av interesse er imidlertid at det i denne salgsprisen skal inkluderes et beløp som svarer til inntektsskatten i vanlige konsesjonskontrakter. For å finne salgsprisen skal det nemlig legges til omkostningene et beløp som svarer til 50 pst. av differansen mellom den salgspris Erap får og de produksjonsomkostninger Erap har hatt. Art. 29, sec. 2 f sier uttrykkelig at dette 50 pst. tillegget skal tilsvare den prosent inntektsskatt som til enhver tid betales i Iran.

På denne bakgrunn og på bakgrunn av at Erap opptrer som hovedentreprenør for Nioc uten at denne virksomhet skal være inntektsbærende, finnes det en bestemmelse i art. 36 i avtalen som fastslår at Erap for øvrig ikke er skattepliktig i Iran for den virksomhet selskapet driver etter kontrakten.

I tillegg til den råolje Erap har rett til å ta ut har selskapet etter bestemmelsene i art. 28 og art. 31 forpliktet seg til å selge som megler for Nioc betydelige kvanta råolje på verdensmarkedet til gangbare priser.

For det første har Erap etter art. 28 rett (og plikt) til i den første 5-års-periode etter at kommersielle funn er gjort, å selge 1 mill. tonn råolje årlig og bruke salgssummen til delvis amortisering av de utgifter undersøkelsen og utvinning har medført.

I tillegg til dette har Erap etter art. 31 en plikt til å selge på verdensmarkedet dersom Nioc så ønsker, et årlig kvantum av 3 mill. tonn råolje i den første 5-års-periode og for den neste 5-års-periode et årlig kvantum på 4 mill. tonn.

7. Som alt nevnt, skal Erap forstrekke Nioc med alle de midler som trengs til undersøkelse etter og utvinning av petroleum i avtaleområdet. Denne finansieringsplikt gjelder til kommersielle funn er gjort, det vil etter avtalen si til de kontante innkomster Nioc får ved petroleumsproduksjonen er tilstrekkelige til å dekke finansieringen (se art. 5, sec. 1). Kontrakten foreskriver videre at bare i det tilfelle hvor kommersielle funn blir gjort og kommersiell produksjon igangsatt, har Erap rett til å få sine utgifter som nevnt ovenfor, tilbakebetalt. (Se art. 5, sec. 2.) Disse bestemmelser ligger på linje med de be-

[4]) Se bl.a. Cattan: «Evolution», s. 137. Petroleum Legislation, Vol. I, Middle East, Iran, s. 13.

stemmelser som ofte finnes i Joint Venture avtaler med statsdeltagelse hvor vedkommende stat har betinget seg at dens andel av utgiftene skal bæres frem (carried forward) av vedkommende oljeselskap til kommersielle funn blir gjort.

Art. 25—28 i kontrakten har nærmere bestemmelser om de finansieringsforpliktelsene som Erap har og hvorledes disse «forskudd» til Nioc skal tilbakebetales. Såkalte undersøkelseslån som ikke er rentebærende, skal i prinsippet tilbakebetales over en 15-årsperiode (se art. 27, sec. 1). Produksjonslån som i prinsippet er rentebærende etter en prosentsats som svarer til Banque de France' diskonto til enhver tid + 2,5 pst., skal derimot tilbakebetales etter en meget kortere frist, i prinsippet på 5 år. (Se art. 28.)

På disse punkter avviker kontrakten for så vidt ikke vesentlig fra lignende bestemmelser om tilbakebetaling av forskutterte utgifter i Joint Venture avtaler.

8. Når det gjelder spørsmålet om tilbakeføring av områder (relinquishment) og avtalens varighet, om arbeidsplikt m.v., er det åpenbare likhetspunkter mellom denne entreprenørkontrakten og tilsvarende bestemmelser i mer vanlige konsesjonsavtaler.

Hva angår spørsmålet om tilbakeføring av områder, inneholder kontrakten av 27. august 1966 strenge bestemmelser om en tilbakeføringsplikt. For så vidt kontinentalsokkelområdet angår, finnes reglene om dette i kontraktens art. 14. Den bestemmer at 50 pst. av det opprinnelige kontraktsområde skal tilbakeleveres etter det første år. Etter utløpet av den første 3-års-periode skal så meget av området tilbakeføres at bare ⅓ av det opprinnelige kontraktsområde blir tilbake. Etter ytterligere 3 år skal det gjenstående område ytterligere reduseres med ⅓ (se art. 14, sec. 1 og 2). Sec. 3 i art. 14 har detaljregler om hvorledes denne tilbakeføring skal skje, og om størrelsen og formen av de områdene som beholdes.

Artikkel 16 i kontrakten har bestemmelser om prinsippene for tilbakeføring av områdene på land. Som alt nevnt, var det opprinnelige kontraktsområde på land 200 000 km². Art. 16, sec. 1 bestemmer at allerede etter det første året skal dette område reduseres med 9/10. Art. 16, sec. 2 bestemmer videre at etter utløpet av den første 4-års-periode skal dette gjenværende område reduseres med 50 pst. Etter ytterligere 2 år skal dette område reduseres med 25 pst. (art. 16, sec. 2 i.f.).

9. Etter avtalens art. 4 vil undersøkelsesfasen for kontinentalsokkelens vedkommende kunne strekke seg over ialt en 9-års-periode. For landområdene vil den tilsvarende periode være ialt på 8 år.

Hvis ikke kommersielle funn er gjort innen disse frister, vil avtalen falle bort. Er derimot kommersielle funn gjort, vil undersøkelsesperioden gå over i en produksjonsperiode, men bare for de områders vedkommende hvor slike funn er gjort. (Se også avtalens art. 18.) Artikkel 18 bestemmer at produksjonsområdene skal begrenses i det enkelte tilfelle med slike grenser som naturlig begrenser feltet. For disse områders vedkommende løper en 25-årsperiode for produksjon av petroleum (jfr. art. 4, sec. 3, og art. 18, sec. 2 c).

Avtalen har også regler om arbeidsplikt og investeringsplikt særlig i undersøkelsesfasen. Disse bestemmelser atskiller seg ikke prinsipielt fra de bestemmelser en kan finne om dette i vanlige konsesjons- og Joint Ventureavtaler.

Art. 19 og art. 20 i avtalen har for øvrig interessante bestemmelser om når et funn eller et petroleumsfelt skal ansees som kommersielt.

10. I 1969 sluttet den iranske regjering ved Nioc ytterligere to entreprenørkontrakter bygget på mønsteret i Erap-avtalen.[5])

Den ene avtalen, datert 6. april 1969, ble sluttet med det amerikanske oljeselskap Continental. Den andre avtale, datert 3. mars 1969, ble sluttet med en gruppe europeiske selskaper kalt Arepi-gruppen. Gruppen består av det franske statsselskap Elf/Erap (32 pst.), det italienske statsselskap Eni (28 pst.), det spanske statsselskap Hispanoil (20 pst.), det belgiske selskap Petrofina (15 pst.) og det østerrikske statsselskap Oemo (5 pst.).

Med visse variasjoner i detaljene er begge disse kontrakter entreprenørkontrakter på linje med Erap-avtalen av 1966.

Continental-avtalen av 6. april 1969[6]) omfatter et opprinnelig område på ialt 12 860 km². Arepi-avtalen av 3. mars 1969 omfatter ialt 27 260 km². Begge avtalene gjelder for landområder bortsett fra at Arepi-avtalen også omfatter et mindre område som ligger innenfor Irans sjøterritorium.

11. I begge avtaler er de utenlandske partnere betegnet som hovedentreprenører for det iranske statsselskap Nioc.

[5]) Se bl.a. Petroleum Legislation, Vol. I, Middle East, Iran, s. 14—19.

[6]) For teksten se bl.a. Petroleum Legislation Basic Oil Laws and Concession Contracts, Suppl. No. XXVI, Iran, s. A-0 til A-50.

Det er i prinsippet pålagt de samme oppgaver og forpliktelser som er pålagt hovedentreprenøren i Erap-avtalen av 1966.

Også i disse to siste avtaler står den iranske stat som eier og hjemmelsinnehaver til de områder som omfattes av avtalen, og Nioc blir umiddelbart eier av de petroleumsfunn som blir gjort og den petroleum som produseres. På samme måte som i den tidligere Erap-avtale blir den iranske stat gjennom Nioc også eier av alle installasjoner og faste aktiva etc.

I Continental-avtalen er undersøkelsesfasen maksimalt 9 år; i Arepi-avtalen gjelder maksimalt en 10 års undersøkelsesperiode. Gjøres kommersielle funn, løper det en produksjonsfase på 25 år for vedkommende produksjonsområdes vedkommende.

Reglene om arbeidsplikt, investeringsplikt og plikt til å yte forskudd til Nioc i undersøkelsesfasen og produksjonsfasen er stort sett de samme som i Erap-avtalen. Det samme gjelder for den utenlandske partners plikt til å omsette råolje som megler for Nioc.

Når det gjelder den utenlandske partners rett til å overta deler av rå-oljeproduksjonen, gjelder også prinsipielt de samme regler som i Erap-avtalen av 1966. Detaljene varierer imidlertid noe på dette punkt. Som i Erap-avtalen skal imidlertid 50 pst. av alle funn holdes som nasjonale reserver. Etter Continental-avtalens art. 27, sec. 1 skal imidlertid Continental ha rett til å overta 45 pst. av det overskytende dersom produksjonen ikke overstiger 275 000 fat olje om dagen. Er produksjonen større, skal Continental bare ha rett til å overta 30 pst. av de kvanta som overstiger 275 000 fat pr. dag. De samme regler synes å gjelde for Arepi-avtalen.[7])

For innholdet av avtalene for øvrig kan henvises til det som er sagt i det foregående om Erap-avtalen av 1966.

Irak.[8])

12. Som tidligere nevnt var mesteparten av Iraks landterritorium belagt med tradisjonelle konsesjonsavtaler med tildels urimelige bestemmelser hva angikk de mot-ytelser den irakske stat hadde rett til. Dette førte til at det særlig etter 1958-revolusjonen ble fremsatt meget vidtgående krav overfor oljeselskapene om revisjon av de eldre konsesjonsavtaler. Etter meget bitre forhandlinger mellom staten ved det irakske statsselskap Inoc og de utenlandske konsesjonshaverne, særlig representert ved IPC-gruppen (Iran Petroleum Co.), ble gruppens områder redusert fra ca. 170 000 kvadrat miles til ca. 1 500 kvadrat miles, d.v.s. en reduksjon på mer enn 99 pst. Dessuten ble de finansielle bestemmelser om royalties, skatter, avgifter etc. vesentlig endret til fordel for den irakske stat.[9]) Tvisten med oljeselskapene førte til at såvel den irakske regjering som de utenlandske oljeselskaper var lite tilbøyelige til å inngå nye kontraktsforhold om oljeleting og oljeproduksjon.

13. Avtalen mellom det irakske statsselskap Inoc og det franske statsselskap Erap av 4. februar 1968 innebærer imidlertid en betydelig nytenkning og nyorientering i Iraks oljepolitikk.

Avtalen av 4. februar 1968 er en ren entreprenøravtale.[10]) Den er klart påvirket av den tidligere nevnte avtale av 1966 mellom Erap og det iranske statsselskap Nioc. Avtalen som omfatter et opprinnelig område på 10 800 km^2 hvorav 2 280 km^2 av den irakske kontinentalsokkel.[11])

Bakgrunnen for avtalen er en uttalt politikk fra de irakske myndigheters side gjennom statsselskapet Inoc om selv å ha hånd om Iraks petroleumsressurser. Etter avtalens art. 2 skal derfor det franske statsselskap Erap opptre som hovedentreprenør (general contractor) for Inoc, og skal som hovedentreprenør stille sine «tekniske, finansielle og økonomiske tjenester» til disposisjon. Som entreprenør skal Erap for det første lete etter petroleum og utvinne petroleum for Inoc og med bistand av dette. I tillegg skal Erap stå for finansieringen av Inoc's del av virksomheten. Endelig forplikter Erap seg til som megler eller som kjøper å omsette råolje for det irakske statsselskap (se art. 2 a—c).

[7]) Se bl.a. Petroleum Legislation, Vol. I, Iran, s. 18.

[8]) Se bl.a. Masseron: «L'économie», s. 84—86.
Oil & Gas International, januar 1968, Vol. 8, No. 1, s. 83—89.
Oil & Gas Journal, 11. desember 1967, s. 87—88.
Petroleum Press Service, mars 1968, s. 104—105.

[9]) Se bl.a. Oil & Gas Journal, 31. mai 1965, s. 52—53.
Petroleum Press Service, september 1967, s. 324—325.
Oil & Gas International, juli 1965, Vol. 5, No. 7, s. 100—103.

[10]) For avtaleteksten se bl.a. Middle East Economic Survey, Vol. XI, No. 21, 22. mars 1968, s. 1 f, og
OPEC Selected Documents 1968, s. 107 f. En forutgående Head of Agreement som anga hovedprinsippene for den senere avtale ble sluttet den 23. nov. 1967.

[11]) Bl.a. Petroleum Press Service, mars 1968, s. 104—105. Middle East Economic Survey, 1. desember 1967, No. 5.

Det fremgår for øvrig av avtalen at de irakske myndigheter ved Inoc beholder den fulle råderett over petroleumsområdene. Inoc blir også direkte eier av alle petroleumsfunn og av produsert petroleum (se art. 3, art. 6 og art. 7). Selv om Inoc etter art. 5 står finansielt ansvarlig for virksomheten, skal Erap finansiere alle omkostninger til undersøkelse etter og utvinning av petroleum.

Disse finansieringsomkostninger skal ikke uten videre betraktes som lån til Inoc med tilbakebetalingsplikt. Avtalens art. 26 bestemmer tvert imot at undersøkelsesomkostninger skal bæres av Erap s å f r e m t k o m m e r s i e l l e f u n n i k k e b l i r g j o r t. Det vil si at Inoc's interesse blir båret frem (carried forward) av Erap frem til kommersielle funn blir gjort. Gjøres kommersielle funn, skal samtlige godkjente undersøkelsesomkostninger ansees som lån til Inoc med tilbakebetalingsplikt. Disse lån er imidlertid ikke rentebærende (art. 26). Forskutteringen av «produksjonsomkostningene» ansees derimot etter art. 27 uten videre som lån til Inoc med tilbakebetalingsplikt. Disse lån er rentebærende med en rente som svarer til Banque de France' diskonto + 2 pst. Renten kan imidlertid ikke overstige 6 pst.

Bestemmelsene er åpenbart hentet fra avtalen mellom Erap og Iran av 1966. Tilbakebetalingsreglene i art. 26 og 27 er også hentet fra denne avtale.

14. Som vederlag for de forskjellige ytelser som Erap etter kontrakten er forpliktet til, skal selskapet ha rett til å kjøpe en bestemt andel av produksjonen til en kontraktsmessig fastsatt pris.

Etter avtalens art. 19—21 skal Erap ha adgang til å overta 30 pst. av rå-oljeproduksjonen til denne pris. Som det vil sees, er dette kvantum tilsynelatende betydelig lavere enn den andel Erap har rett til å overta etter Niocavtalen av 1966 med Iran. På den annen side skal en merke seg at den irakske avtale av 1967 ikke har så absolutte bestemmelser om nasjonale reserver. Art. 18 bestemmer nemlig at først når et produksjonsområde når en produksjon på 70 000 fat råolje pr. dag, skal 50 pst. av vedkommende oljefunn reserveres som nasjonale reserver. Bestemmelsene er i prinsippet hentet fra den tidligere gjennomgåtte Iran-avtale av 1966. Tanken er i og for seg meget interessant også sett fra et norsk synspunkt, idet den gir anvisning på en måte som spørsmålet om bevaring av naturressursene kan løses på, en mulighet som kan innbefattes i det kompleks av regler en lovgivning om bevaring av petroleumsressursene kan tenkes å inneholde.

Når det gjelder prisfastsettelse på den olje Erap har rett til å overta, finnes interessante bestemmelser i art. 21. Disse bestemmelser leder tildels tanken hen på de finansielle bestemmelser som finnes i moderne konsesjonskontrakter av tradisjonell type.

For 5 9 p s t.'s vedkommende av de kvanta Erap har krav på å få ta ut, skal prisen fastsettes på følgende måte: En tar de påløpne produksjonsomkostninger pr. fat. Til dette beløp legges 13,5 pst. royalty av de noterte priser på slik råolje. Til dette skal videre legges 50 pst. av forskjellen mellom den noterte pris på denne råolje og de ovennenvte omkostninger med royalty-beregning. Det siste tillegg skal åpenbart tilgodese en inntektsskattberegning på 50 pst. basert på noterte priser.

For de overskytende 41 pst.'s vedkommende av de kvanta Erap har krav på å ta ut, skal det regnes en betydelig lavere pris. I disse tilfeller skal bare to faktorer tas i betraktning for prisfastsettelse, nemlig produksjonsomkostningene pr. fat og 13,5 pst. royalty av den noterte pris på vedkommende råolje. For dette kvantums vedkommende skal altså ikke en beregnet «inntektsskatt» inkluderes i prisfastsettelsen.

15. Etter avtalens art. 20 har Erap en betydelig strengere plikt til å omsette råolje på verdensmarkedet enn selskapet har etter den tidligere nevnte Erap-kontrakt av 1966 med Iran. Art. 20 bestemmer nemlig at Erap — hvis Inoc så ønsker — skal ha en plikt til å omsette 200 000 fat pr. dag på verdensmarkedet. For de første 100 000 fat skal Erap ha en kommisjon på 0,5 US cents pr. fat. For de neste 100 000 fat er kommisjonen satt til 1,5 US cents pr. fat. Etter avtalen vil Erap ha en plikt til å omsette maksimalt ca. 10 mill. tonn råolje pr. år for Inoc.[12])

I motsetning til Iran-avtalen av 1966 har avtalen bestemmelser om betydelige bonusbetalinger. Bestemmelsene ligger nær opp til dem som ofte finnes i tradisjonelle konsesjonsavtaler. Etter avtalens art. 30 skal Erap betale en kontantbonus på ialt $ 15 mill. fordelt på 6 terminer forutsatt at kommersielle funn blir gjort.[13])

[12]) De tilsvarende bestemmelser i Iran-avtalen av 1966 medfører en plikt for Erap til å omsette 3 mill. tonn råolje pr. år den første 5-års-periode og deretter 4 mill. tonn pr. år.

[13]) I den tidligere nevnte entreprenøravtale mellom den iranske stat og det amerikanske oljeselskap Continental av 6. april 1969 bestemmer art. 12 at oljeselskapet skal betale en bonus på ialt $ 10 mill. Av denne bonus skal 5 mill. betales uavhengig av om kommersielle funn blir gjort. Se bl.a. Petroleum Legislation Basic Oil Laws etc. Middle East Suppl. No. XXVI, Iran s. A-11 til A-12.

Også for øvrig har avtalen bestemmelser som minner om bestemmelsene i mer tradisjonelle konsesjonsavtaler f.eks. regler om tilbakeføring av områder, regler om oppdeling av virksomheten i en undersøkelsesfase og deretter en produksjonsfase såfremt kommersielle funn blir gjort, videre når det gjelder bestemmelsene om arbeidsplikt og minimumsinvesteringer etc. På disse punkter minner avtalen stort sett om Erap-avtalen med Iran av 1966.

16. I undersøkelsesfasen vil Erap hovedsakelig drive virksomheten og lede denne. Men det skal opprettes en såkalt «Operating Committee» som skal bestå av 2 medlemmer fra hver av de 2 partnere. Denne komité, som skal møte minst 2 ganger i året, skal trekke opp hovedlinjene for virksomheten i undersøkelsesfasen. Den skal fastsette budsjettet for undersøkelsene etc.[14])

Når kommersielle funn er gjort, endres derimot organisasjonsformen. 5 år etter at slike funn er gjort på et felt, inntrer den såkalte «take-over date» (d.v.s. datoen for formell overtagelse). Fra denne dag skal de irakske selskap overta den direkte kommersielle ledelse og også lede produksjonen (se art. 1, jfr. art. 13).

17. Det er naturligvis vanskelig å vurdere de finansielle implikasjoner av entreprenørkontrakter sammenholdt med f.eks. Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Når det gjelder den nå gjennomgåtte entreprenøravtale mellom Erap og Inoc, har det imidlertid reist seg sterke røster fra iraksk hold om at avtalen skulle gi det franske selskap uforholdsmessig store fordeler. I en oversikt i oljetidsskriftet Middle East Economic Survey for 1. desember 1967[15]) går to tidligere høyere funksjonærer i Inoc sterkt mot avtalen. De hevder bl.a. at selv om en tar Eraps risiko i betraktning, vil avtalen føre til en uforholdsmessig stor fortjeneste for selskapet. Denne fortjeneste vil etter deres mening ligge på totalt mellom $ 600 mill. og $ 1 200 mill. Den pris Erap får kjøpt olje for, vil etter deres mening ligge omkring $ 0,54 pr. fat under prisen på verdensmarkedet. Hvorvidt disse vurderinger er saklig motivert og holdbare for øvrig, er bare mulig å avgjøre for eksperter i petroleumsøkonomiske spørsmål.[16])

[14]) Se bl.a. avtalens art. 10—12.
[15]) Se Middle East Economic Survey, Vol. XI, No. 5, 1. desember 1967, s. 8 ff.
[16]) Se bl.a. Oil & Gas Journal, 11. desember 1967, s. 87—88.

En skal imidlertid være oppmerksom på disse aspekter når en vurderer entreprenørkontrakter sammenholdt med Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Også Cattan[17]) er inne på den tanke at selv om entreprenørkontrakten i formen skiller seg sterkt fra en Joint Venture avtale, er det ikke ubetinget sikkert at det endelige økonomiske resultat for vedkommende stat blir mer fordelaktig etter en entreprenørkontrakt enn etter Joint Venture-avtaler med statsdeltagelse. Dette er selvsagt momenter som i hvert enkelt tilfelle må nøye vurderes av eksperter. Det er også klart at resultatene vil variere fra tilfelle til tilfelle.

En skal imidlertid være klar over at de internasjonale oljeselskap antagelig ser med større skepsis på entreprenørkontrakter enn Joint Venture kontrakter. Dette kan naturligvis påvirke innholdet av den enkelte kontrakt samtidig som det kan påvirke selskapene og deres eksperter til å gi et noe fortegnet bilde av fordeler og mangler ved en entreprenørkontrakt sammenholdt f.eks. med en Joint Venture avtale.

18. Det fremgår av en artikkel i Petroleum Press Service, oktober 1970 at det irakske statsselskap Inoc nå også har åpnet opp 4 større landområder for bud. Budene er basert på entreprenørkontrakter på linje med den ovenfor nevnte Erap-avtale. De områdene det gjelder er imidlertid omtvistet, idet de tidligere konsesjonshavere, d.v.s. IPC-gruppen, hevder at områdene faller inn under deres konsesjon og at de vil saksøke mulige nye rettighetshavere i disse områder.[18])

Venezuela.

19. Det land som har tatt sterkest til orde for å gjennomføre entreprenørkontrakter som en politisk målsetting, er formodentlig Venezuela. Hverken innenrikspolitisk eller utenrikspolitisk er dette skjedd uten strid. Det synes også i noen grad å ha skremt de internasjonale oljeselskaper på en slik måte at det på kortere sikt i noen grad kan ha virket hemmende på utviklingen i Venezuela. En må imidlertid i denne forbindelse huske på at Venezuela har vært et land hvor selskapene tidligere drev en oljepolitikk som nok var preget av mange av de feilgrep vestlige stater gjorde overfor utviklingslandene i tiden frem til den annen verdenskrig, og også deretter. Det er mulig at dette følelsesmessig

[17]) Se Cattan: «Evolution», s. 138—139.
[18]) Se Petroleum Press Service, oktober 1970, Vol. XXXVII, No. 10, s. 382—383.

har påvirket den senere utvikling i Venezuela.[19])

Det ser imidlertid ut som om oljeselskapene i den senere tid mer har avfunnet seg med tanken om å inngå entreprenørkontrakter (servicekontrakter) med den venezuelanske regjering.[20]) Selv de nokså tradisjonsbundne oljetidsskrifter har gitt uttrykk for dette. Tidsskriftet Oil & Gas Journal uttaler seg slik i august-nummeret for 1970:

«Hvis den venezuelanske regjering opptrer fornuftig i de pågående forhandlinger med oljeselskapene i kommende uker, kan det tenkes at entreprenørkontraktene vil tre frem som veien å gå i fremtiden.»[21])

20. Opp til 1958—59 var Venezuelas oljepolitikk dominert av tradisjonelle konsesjonsavtaler. Det politiske press gikk i retning av å få en større andel av selskapenes fortjeneste ved økning i royalty og ved økning i skatter. Som tidligere nevnt var Venezuela bl.a. et foregangsland når det gjaldt å få gjennomført 50—50-formelen. Det innenrikspolitiske press gikk imidlertid videre, bl.a. på grunn av den innflytelse de internasjonale selskaper øvet i Venezuela ved sin store økonomiske og politiske innflytelse i et lite utviklingsland.

Etter revolusjonen i 1958 ble det under president Betancourt's regjering fastlagt offisielt den politikk at ingen nye konsesjonsavtaler av den tradisjonelle type ville bli inngått i fremtiden med utenlandske oljeselskaper.

Etter at det venezuelanske statsselskap C.V.P. ble stiftet i 1960, ble det bestemt at nye konsesjoner bare ville bli utstedt til dette statsselskap. De utenlandske oljeselskaper ville få adgang til å slutte entreprenørkontrakter med dette selskap.[22]) Det ble videre besluttet at myndighetene ville la utarbeide en standardkontrakt for slike entreprenøravtaler. Etter utstrakte forhandlinger mellom de politiske partier og oljeselskapene utferdiget den venezuelanske regjering 20. juli 1967 en oljelov som skulle skape grunnlaget for innføringen av entreprenørkontraktene.[23])

Denne loven tar som sitt utgangspunkt i art. 1, at oljekonsesjoner bare kan gis til staten eller til statsinstitusjoner eller statsselskaper utelukkende eiet og kontrollert av staten. Men art. 1 bestemmer videre at de «statlige» konsesjonshavere kan inngå avtaler eller Joint Ventures med andre, forutsatt at de betingelser som oppnåes, er mer fordelaktige for Venezuela enn de tidligere inngåtte konsesjonsavtaler.

Loven bestemmer for øvrig at entreprenøravtalene skal inndeles i en undersøkelsesfase på maksimum 5 år og en utvinningsperiode på maksimum 20 år. (Se art. 1, par. 1.)

I art. 1, par. 2 bestemmer loven at det i entreprenøravtalene må fastlegges en tilbakeføringsplikt av områdene slik at det endelige område skal være redusert til maksimalt 20 pst. av det opprinnelige avtaleområde. Det bestemmes også i par. 2 at alle entreprenøravtaler må godkjennes av Nasjonalforsamlingen (parlamentet) før de blir gyldige.

I art. 1, par. 5 finner en de vanlige bestemmelser i entreprenørkontrakten om at avtaleområdet fortsatt uinnskrenket tilhører staten og at alle installasjoner og anlegg for utforskning etter eller produksjon av olje blir statseiendom.

Det bestemmes i art. 1, par. 7 at alle petroleumsavtaler skal offentliggjøres i Venezuelas «lovtidende», en praksis som er alminnelig kjent også i andre av de tradisjonelle petroleumsproduserende land som f.eks. i Irak. Formålet er åpenbart å skaffe full offentlighet om disse så vesentlige transaksjoner for vedkommende stats fremtid.

Det var lovens forutsetning at nærmere standardregler om innholdet av fremtidige entreprenørkontrakter skulle utarbeides av myndighetene i en standardkontrakt som skulle danne grunnlaget for oljeselskapenes tilbud vedrørende fremtidige petroleumsfelter.

21. En slik standardkontrakt ble først utarbeidet i april 1968. Denne standard kontrakt setter de minimumsbetingelser som det venezuelanske statsselskap C.V.P. kan ta imot tilbud på. I henhold til dette inviterte myndighetene i 1968 til bud på et område i den sydlige del av Maracaibosjøen.[24]) En rekke av de internasjonale oljeselskaper har gitt bud på denne basis selv om betingelsene har vært ansett som strenge. Dette synes å være det første tegn på at også de store internasjonale oljeselskaper som opererer i Venezuela, avfinner seg med en utvikling hvor entreprenørkontrakter kan bli et vesentlig prinsipp i et lands oljepolitikk.

[19]) Se bl.a. Petroleum Press Service, februar 1969, s. 55—56.
Også Oil & Gas Journal, 17. august 1970, s. 43—44.

[20]) Se bl.a. Petroleum Press Service, april 1970, s. 138—139.

[21]) Oil & Gas Journal, 17. august 1970, s. 44.

[22]) Se bl.a. Petroleum Legislation, Vol. III, Central & South America, Venezuela, s. 5. Petroleum Press Service, februar 1969, s. 55—56 og id august 1969, s. 289—291.

[23]) Se bl.a. Petroleum Legislation Basic Oil Laws etc. Suppl. XV, South America, Venezuela, s. A-1 til A-3.
Også Martinez: «Chronology,» s. 159.

[24]) Bl.a. Petroleum Press Service, august 1969, s. 289—291.

En skal imidlertid ikke være blind for at de områder det her gjelder ansees som noen av de mest lovende i verden. En annen faktor som er vesentlig medbestemmende er at de store oljeselskapers andre konsesjonsavtaler i Venezuela med noen av verdens rikeste oljefunn for en (stor) dels vedkommende vil falle bort i løpet av 1980-årene fordi konsesjonsperioden da utløper.[25])

Avtaler på basis av standardkontrakten er når dette skrives ennå ikke sluttet bl.a. fordi de venezuelanske myndigheter etter innkomne bud fant at den første omgang med bud fra oljeselskapene ikke var gode nok, og derfor oppfordret oljeselskapene til å komme med nye og reviderte tilbud.[26]) Dette gjentok seg høsten 1969. Det ser imidlertid ut til at sjansen for å slutte en rekke slike kontrakter er meget nærliggende.

Standardkontrakten gjelder i første omgang de områder i Maracaibo-sjøen som nå er åpnet for bud. Dette er et område på 2 500 km² delt opp i hovedblokker hver på 500 km². Hovedblokkene er igjen delt opp i underblokker hver på 50 km².[27])

I en melding i New York Times for 14. november 1970 er det opplyst at Shell Oil, Mobil Oil og Occidental vil bli meddelt kontrakter på basis av standardkontrakten og at boring vil ta til våren 1971. Det opplyses for øvrig at statens andel etter disse kontrakter vil øke fra 70 pst. til 85 pst. av fortjenesten.

22. Standardkontrakten er ikke en ren entreprenøravtale. Etter min mening inneholder den i noe større grad enn de entreprenøravtaler vi ellers kjenner fra andre land, trekk av Joint Venture avtaler med statsdeltagelse.[28])

Utgangspunktet i avtalens art. 1 sammenholdt med art. 15 er at vedkommende oljeselskap skal opptre som entreprenør for det venezuelanske statsselskap C.V.P. Vedkommende entreprenør skal prinsipielt drive denne virksomhet både når det gjelder undersøkelse og produksjon. Han skal også bære hele den økonomiske risiko for denne virksomhet. Såvidt en kan se, skal ingen del av denne finansiering sees som lån til C.V.P. med noen tilbakebetalingsplikt til det private oljeselskap.

På den annen side har avtalen bestemmelsen om entreprenørens rett til oljen — som sterkt nærmer seg de regler en finner i Joint Venture avtaler særlig hva de finansielle sider av denne oljeproduksjon angår.

Art. 1, par. 1 bestemmer for det første at entreprenøren skal overføre (turn over to) til C.V.P. all den produserte olje. Men paragrafen bestemmer samtidig at C.V.P. plikter å tilbakeføre til entreprenøren opp til 90 pst. av denne råolje «til salg på det internasjonale marked». Selv om formuleringen på dette punkt synes meget løs og ujuridisk, tyder bestemmelsen på at det private oljeselskap skal få omsette størsteparten av produksjonen. Bestemmelsen er ganske uvanlig, ikke bare for entreprenørkontrakter, men også for Joint Venture kontrakter.

23. Når det gjelder det vederlag det private selskap skal betale for denne opp til 90 pst. andel av råoljeproduksjonen, synes avtalen nærmest å gli over i en Joint Venture avtale med statsdeltagelse delvis med trekk fra en net-profit participation (netto-utbytte) avtale.

For det første betinger det venezuelanske statsselskap seg betydelige bonusinnbetalinger i form av kontantbonus og produksjonsbonus. Bestemmelsen om dette finnes i art. 17 som behandler statsselskapets såkalte «finansielle deltagelse» (financial participation).

Art. 17, par. 1 bestemmer at entreprenøren innen 30 dager etter kontraktens underskrift må betale en kontantbonus på minimum $ 4 mill. Hvor stor denne kontantbonus kan bli i det enkelte tilfelle avhenger selvsagt av det private oljeselskaps bud og de etterfølgende forhandlinger.

Denne kontantbonus kan ikke trekkes fra som utgift ved beregning av inntektsskatter etc.

Art. 17, par. 1 har videre bestemmelser om meget betydelige innbetalinger av produksjonsbonus. Når entreprenør velger sin «produksjonsparsell», skal han således betale en minimumsbonus på $ 1 mill. Når produksjonen når 35 000 fat pr. dag, skal han ytterligere betale $ 2 mill. i bonus. For hver økning i produksjonen på 5 000 fat pr. dag skal han betale en bonus på $ 1 mill. Heller ikke denne produksjonsbonus er fradragsberettiget ved beregning av inntektsskatt. Dette må sies å være en nesten uvanlig høy produksjonsbonus og viser hvor langt oljeselskapene kan gå når det gjelder særlig gunstige petroleumsområder.

---

[25]) Se bl.a. Petroleum Press Service, august 1969, s. 290.

[26]) Bl.a. World Petroleum Report 1970, s. 68 og Petroleum Press Service, sept. 1970, s. 344. Også Oil & Gas Journal, 17. aug. 1970, s. 43—44.

[27]) Petroleum Press Service, mai 1968, s. 184—185 og id april 1970, s. 138—139. Se også standardkontraktens art. 2.

[28]) En kopi av det originale parlamentsdokument med uoffisiell engelsk oversettelse er blitt stillet til min rådighet av oljeselskapenes North Sea Operators Committee.

I tillegg til dette skal entreprenøren etter art. 17, par. 3 betale en nettoutbyttebetaling som ligger nær opp til en tradisjonell net profit participation. Denne avgift stiger med stigende utbytte og er på 0,3 US cent pr. fat dersom entreprenørens fortjeneste er 18 US cents pr. fat. Den stiger til 10,4 US cents pr. fat dersom entreprenørens utbytte er 50 US cents pr. fat. Stiger entreprenørens utbytte over 50 cents pr. fat, skal det venezuelanske statsselskap ha krav på 55 pst. av denne overskytende profitt.

I tillegg til disse kontante utbetalinger skal entreprenøren betale en royaltyavgift på 16½ pst. av all olje han overtar. Han skal videre betale en avgift på 5 pst. av denne royalty fordi han uttømmer oljekildene (se art. 17, par. 2). Dette er åpenbart vederlag som hører naturlig hjemme i en Joint Venture konsesjonsavtale.

Hentet fra mer tradisjonelle konsesjonskontrakter er også bestemmelsene om beregning av inntektsskatter av selskapenes virksomhet etter Venezuelas ordinære skattelover på linje med vanlige konsesjonshavere. (Se art. 16.)[29])

Etter de beregninger man er kommet frem til etter standardkontraktens bestemmelser, vil fordelingsnøkkelen for inntekten for stat og entreprenører ligge på mellom 75—25 og 85—15 i statens favør. Det kan til sammenligning nevnes at fordelingsnøkkelen for de vanlige konsesjonsavtaler i Venezuela selv med de siste revisjoner av royaltyavgifter og inntektsskatter ligger anslagsvis på 70—30 i statens favør.[30])

24. Når det gjelder adgangen for det venezuelanske statsselskap C.V.P. til å være med i organisasjon og ledelse av virksomheten, finnes utførlige regler om dette i standardkontraktens art. 9. Deltagerretten vil særlig bli gjort gjeldende gjennom forskjellige administrative komitéer og underkomitéer hvor begge parter skal være representert med et like antall medlemmer. Reglene om dette minner om den tilsvarende administrative oppbygging en finner i forskjellige Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Bestemmelsene virker noe løse på dette punkt. Det er for tidlig å si noe om hvorledes denne administrasjonsform vil virke i praksis.

For øvrig kan en merke seg at standardavtalen i art. 9, par. 9 har bestemmelser om at entreprenørens personell i prinsippet skal være venezuelanske statsborgere og at entreprenøren etter art. 15 skal opprette et nasjonalt selskap med domisil i Venezuela for å drive virksomheten etter kontrakten.

For øvrig har kontrakten i art. 11 bestemmelsen som pålegger entreprenøren en plikt, selv om den er noe betinget, til å raffinere råoljeproduksjonen helt eller delvis ved raffinerier i Venezuela slik at eksportproduktet i stor utstrekning vil bli det raffinerte og foredlede produkt fremfor en råolje-eksport. Også på dette punkt er imidlertid bestemmelsene så elastiske at det er vanskelig å si noe om hvorledes de vil virke i praksis. Bestemmelsen i art. 11 forutsetter imidlertid at det i det enkelte tilfelle skal sluttes avtale mellom entreprenøren og C.V.P. om denne raffineringsplikten og at avtalen skal godkjennes av Nasjonalforsamlingen.

Art. 17, par. 4 har for øvrig en interessant bestemmelse om at det venezuelanske statsselskap har rett til å overta aksjer i entreprenørens venezuelanske selskap til aksjenes pålydende verdi når kommersiell produksjon kommer i stand. Art. 17, par. 4 bestemmer ikke hvor stor andel av entreprenørens firma C.V.P. kan overta. Det forutsettes her åpenbart at dette spørsmål skal være et punkt i de forutgående forhandlinger før en avtale sluttes. Blir denne opsjon gjort gjeldende, går avtalen hovedsakelig over til å bli en Joint Venture avtale med statsdeltagelse med en «carried» interesse for staten båret frem til kommersiell produksjon kommer i stand.

Indonesia. Produksjonsdelingskontrakter.

25. De opprinnelige konsesjonsavtaler i Indonesia var gitt i medhold av bergverksloven av 1890 med visse endringer og revisjoner fra 1920 av. Utgangspunktet var de tradisjonelle konsesjonsavtaler med meget betydelige rettigheter og betydelig innflytelse for de utenlandske oljeselskaper. Naturlig nok var det særlig Shell som opprinnelig var i bildet. Etter hvert fikk også andre av de større utenlandske selskaper slippe inn i denne viktige nederlandske koloni.

Ved Indonesias uavhengighet etter den annen verdenskrig var reaksjonen mot de utenlandske oljeinteresser sterk. Regjeringen grep inn i de eksisterende kontrakter med lovgivning som hadde til hensikt å revidere allerede eksisterende konsesjonsavtaler bl.a. for å oppnå en annen og for staten gunstigere fordeling av fortjenesten mellom staten og oljeselskapene.

Disse bestrebelser manifesterte seg bl.a. i dekret No. 476 av 28. august 1961 hvor staten betinget seg rett til å få det nasjonale forbruk av petroleum dekket fra den indo-

[29]) Se bl.a. Petroleum Press Service, mai 1968, s. 184.

[30]) Se Petroleum Press Service, mai 1968, s. 185. Også Petroleum Press Service 1967, s. 251—252.

nesiske oljeproduksjon og videre betinget seg en fordelingsformel på 60 pst.—40 pst. av inntekten i statens favør. Dekretet inneholdt også strenge bestemmelser om nedskrivning av aktiva over en 10-års-periode etc.[31])

Disse bestemmelser ble også anvendt på eldre konsesjonskontrakter, d.v.s. konsesjoner med de 3 «store», Standard Oil (Esso), Shell og Caltex. I henhold til dette sluttet Indonesia i 1963 Head of Agreements-avtale med disse selskaper som bl.a. forutsatte at for fremtiden skulle fordelingsnøkkelen 60—40 anvendes på selskapenes virksomhet samtidig som det indonesiske statsselskap Pertamina skulle overta alle reffinerier og omsetningsledd i Indonesia etter en spesiell oppgjørsformel.[32])

26. Som et ledd i forhandlingene med de 3 «store» om revisjon av konsesjonsavtalene i Indonesia inngikk det indonesiske statsselskap Permina (fra 1968 av Pertamina) den 25. september 1963 en entreprenørkontrakt med Stanvac (Standard Oil).[33])
Etter avtalen førte Stanvac tilbake til den indonesiske stat alle konsesjonsområder mot å få overta områdene som hovedentreprenør (se art. 1). Som entreprenør skulle selskapet utføre alle de nødvendige operasjoner i forbindelse med oljeundersøkelser og oljeutvinning. (Art. 2). Entreprenørkontrakten gjaldt for visse områders vedkommende for 20 år og for andre områders vedkommende for 30 år. (Se art. 3.)

Etter avtalens art. 5 skulle det indonesiske statsselskap motta råolje som sammen med betalte inntektsskatter minst svarte til 60 pst. av Stanvac's inntekter eller til 20 pst. av brutto-produksjonen av råolje ettersom hvilke av disse verdier var høyest.

For de kvanta råolje som etter kontrakten tilkommer Stanvac går eiendomsretten over til selskapet på salgsstedet (point of sale), hvilket formodentlig vanligvis vil si utskipningshavnen (se art. 6).

Avtalen har for øvrig bestemmelse om tilbakeføring av områder; 25 pst. etter 5 år og ytterligere 25 pst. etter en ny 5-års-periode (se bl.a. art. 3).

Etter avtalens art. 10 er Stanvac som hovedentreprenør underkastet alle gjeldende skattelover i Indonesia og skal betale full inntektsskatt av sin virksomhet. På den annen side bestemmer avtalens art. 19 at Stanvac beholder eiendomsretten til alle aktiva selskapet bruker i oljeproduksjonen. Dette inkluderer faste installasjoner. Men art. 19 bestemmer uttrykkelig at selve petroleumsfunnet, petroleumsreservene og den produserte petroleum er statseiendom.

Avtalen har forøvrig strenge bestemmelser om arbeidsplikt og om betaling av produksjonsbonus og kontantbonus (se art. 4); bestemmelser om at selskapet skal ha sitt kontor og sitt bokholderi i Indonesia (art. 13) og at produksjonen skal skje på en slik måte at den best fremmer Indonesias interesser (se art. 14 og art. 15, art. 16 og 17).

Av betydelig interesse er avtalens art. 22 som forutsetter at innen en viss kortere periode skal Stanvac overdra til det indonesiske statsselskap alle sine omsetningsledd for omsetning av petroleumsprodukter i Indonesia og likeledes raffineriene. Denne plan synes nå på det nærmeste å være gjennomført.[34])

27. Nesten identiske entreprenøravtaler ble samme dag (25. september 1963) inngått med de to andre «store» konsesjonshavere Shell og Caltex. I begge tilfeller skal de tidligere konsesjonsavtaler avløses av entreprenøravtaler hvor den tidligere konsesjonshaver går over til å bli generalentreprenør etter fordelingsnøkkelen 60—40 i statens favør.[35])

Det henvises for øvrig til det som er sagt i det foregående om entreprenørkontrakten med Stanvac.

28. En interessant utvikling i Indonesia er utviklingen av de såkalte produksjonsdelings-kontrakter (production sharing contracts). Denne utvikling har særlig pågått siden 1967. Produksjonsdelings-kontraktene er på enkelte punkter en nyskapning. Men de bærer i seg elementer både fra entreprenørkontraktene og ikke minst fra Joint Ventureavtalene med statsdeltagelse. Denne nye kontraktsform er spesiell for Indonesia og betinget av særlige sider ved indonesisk petroleumslovgivning og oljepolitikk. Om den i fremtiden vil vinne mer alminnelig utbredelse, er det for tiden for tidlig å uttale seg om. Produksjonsdelingskontrakten har imidlertid en del særtrekk som det kan være av interesse å belyse.

---

31) Se bl.a. Petroleum Legislation, Vol. II, The Far East, Indonesia, s. 1—2.

32) Se bl.a. Petroleum Legislation, id. s. 2 og s. 18—24.

33) For entreprenøravtalenes tekst se Petroleum Legislation, Basic Oil Laws and Concession Contracts, Asia and Australia Supplement, No. II.

34) Se bl.a. Petroleum Legislation, Vol. II, The Far East Indonesia, s. 3.

35) Både Caltex-avtalen av 25. september 1963 og Shell-avtalen av samme dato er in extenso tatt inn i det tidligere nevnte nummer av Petroleum Legislation Basic Oil Laws etc. Asia and Australia, Suppl. II. (Ialt 3 kontrakter. To med Caltex og en med Shell.)

En skal imidlertid være oppmerksom på at den indonesiske stat ikke har gått over til produksjonsdelingskontrakten som eneste kontraktsform. Så sent som i 1970 har det indonesiske statsselskap Pertamina inngått entreprenøravtaler med Esso og Mobil om betydelige områder. Disse avtaler er stort sett av samme karakter som avtalene som ble inngått i 1963. Det samme gjelder visse avtaler med Caltex inngått i 1968.

29. Basis for de produksjonsdelingsavtaler som det indonesiske statsselskap har sluttet med en rekke utenlandske oljeselskaper fra 1967 av, er en standardkontrakt for produksjonsdeling. Selv om de konkrete avtaler varierer endel bl.a. med hensyn til bonusbetalingen etc., vil en finne igjen standardkontraktens prinsippbestemmelser i alle de nevnte avtaler. Prototypen for standardkontrakten er gjengitt bl.a. i Petroleum Legislation Basic Oil Laws, Asia and Australia, Suppl. XXV Indonesia s. A-0 til A-24 og i OPEC Selected Documents 1968, s. 81—105.

Produksjonsdelingskontrakter basert på denne standard har i meget stor utstrekning vært brukt for meddelelse av rettigheter på Indonesias utstrakte kontinentalsokkel.[36]) De har ikke uten videre vært møtt med entusiasme fra oljeselskapenes side. Ikke minst er det bestemmelsene om Pertaminas utstrakte ledelse av operasjoner og virksomheten for øvrig som har skremt de større oljeselskaper. Denne motvilje synes i noen grad etter hvert å overvinnes ettersom slike kontrakter inngås av flere og flere selskaper. En kan heller ikke se bort fra at de indonesiske myndigheter i noen grad også har modifisert sine standpunkter noe fordi de har ønsket å få ny utenlandsk risikokapital inn for å fremme undersøkelse etter og utvinning av petroleum i Indonesia.

30. Hovedpunktene i standardkontrakten om produksjonsdeling er følgende.

Det utenlandske (private) oljeselskap opptrer i prinsippet som entreprenør for det indonesiske stasselskap Pertamina. Men Pertamina skal ha ansvaret for ledelsen og administrasjonen av virksomheten og har en instruksjonsrett overfor entreprenøren (se bl.a. Section 1, par. 1—2).

Entreprenøren skal videre skaffe til veie alle de finansielle og tekniske midler som trengs for virksomheten og bære den økonomiske risiko for oljeletingen og produksjonen. (Sect. 1, par. 3—4 og Sect. 6, par. 1—3.)

Entreprenøren skal også stå ansvarlig for utformingen og utførelsen av det arbeidsprogram som påhviler ham. (Sect. 5, par. 4.)

Etter avtale har entreprenøren et arbeidsprogram fastsatt i US $ som stiger fra $ 500 000 det første år til $ 1,25 mill. det sjette år. Arbeidsprogrammet synes etter dette å være temmelig beskjedent, men er til dels satt betydelig høyere i de konkrete kontrakter. Som eksempel kan nevnes at i produksjonsdelingsavtalen med Phillips Oil av 28. mai 1968 er arbeidsplikten satt til $ 1 mill. det første år, det samme beløp det annet år. Det tredje år stiger beløpet til $ 2 mill. og går deretter opp til $ 3 mill. pr. år for de neste 5 år.[37]) Se Phillipsavtalens Section IV, par. 2.)

Som et annet eksempel kan nevnes avtalen med dr. Wendell Phillips av 4. februar 1970 som i Sect. IV, par. 2 bestemmer at arbeidsplikten beløper seg til US $ 1 mill. det første året for å stige progressivt til $ 3 mill. for det 8. års vedkommende.[38])

31. I tillegg til dette har standardavtalen i Sect. XIV, par. 8 bestemmelser om betydelige bonusbetalinger i form av produksjonsbonus.

Når produksjonen når 50 000 fat pr. dag, skal entreprenøren betale en bonus på $ 5 mill. Ved en produksjon av 100 000 fat pr. dag betales ytterligere en bonus på $ 5 mill. Øker produksjonen til 200 000 fat pr. dag, betales en tilsvarende produksjonsbonus. Det samme gjelder etter en produksjon på 300 000 fat pr. dag.

I en produksjonsdelingskontrakt av november 1968 synes bonus å være avtalt med disse meget betydelige beløp. I andre avtaler er produksjonsbonus satt betydelig lavere. I en avtale med det italienske statsselskap Eni av november 1968 er således produksjonsbonus satt til $ 1,5 mill. når produksjonen når 100 000 fat pr. dag. En ytterligere bonus på $ 2 mill. skal betales når produksjonen når 200 000 fat pr. dag. I en annen avtale av november 1968 med Continental Oil er produksjonsbonus satt til $ 3 mill. når produksjonen når 75 000 fat pr. dag og ytterligere $ 3 mill. når den når 100 000 fat pr. dag.[39])

I den tidligere nevnte avtale med dr. Wendell Phillips av 4. februar 1970 er produksjonsbonus også satt betydelig lavere enn i

[36]) Se bl.a. World Petroleum Report 1970, s. 105—106. Se også Petroleum Press Service, september 1970, s. 325—327.

[37]) For teksten til Phillipsavtalen av 28. mai 1968 se bl.a. Petroleum Legislation: Basic Laws etc. Asia and Australia, Suppl. XXII, Indonesia, s. A-0 til A-27.

[38]) For teksten se bl.a. Petroleum Legislation: Basic Oil Laws etc. Asia and Australia, Suppl. XXVI Indonesia s. A-0 til A-31.

[39]) Se Petroleum Legislation, Vol. II, Far East Indonesia, s. 7—8.

standardkontrakten. Etter Sect. VIII, par. 2, er bonus satt til $ 1 mill. når produksjonen når 50 000 fat pr. dag; ytterligere $ 1 mill. når produksjonen når 75 000 fat pr. dag. Når produksjonen 200 000 fat pr. dag, settes produksjonsbonus til $ 2 mill.[40])

Det kan ikke sees at noen produksjonsbonus er avtalt i produksjonsdelingsavtalen med Phillips Oil av 28. mai 1968.

32. Som vederlag for de forpliktelser entreprenøren påtar seg skal han etter standardavtalens art. 6, par. 1(2) ha rett til å overta opp til 40 pst. av den produserte råolje for å dekke sine årlige produksjonsomkostninger. Hvis ikke omkostningene blir dekket ved dette, har entreprenøren rett til å overføre det udekkede til etterfølgende år.

Resten av den produserte råolje skal deles med 65 pst. til det indonesiske statsselskap Pertamina og 35 pst. til entreprenøren (se Sect. VI, par. 1 (3)).

Denne fordelingsnøkkel er stort sett den som brukes i de aktuelle produksjonsdelingskontrakter bortsett fra at fordelingsnøkkelen tilstrammes noe ved store produksjoner. I avtalene med det italienske statsselskap Eni og med det amerikanske oljeselskap Continental, begge av november 1968, er det avtalt at fordelingsnøkkelen skal være 67,5—32,5 for det overskytende i Pertaminas favør dersom produksjonen av råolje overstiger 75 000 fat pr. dag. Den samme bestemmelse finnes i avtale med dr. Wendell Phillips av 4. februar 1970 (Sect. VI, par. 1 (3)). I avtalen av 28. mai 1968 med Phillips Oil bestemmes derimot at fordelingsnøkkelen 67,5—32,5 i statsselskapets favør først blir aktuell når produksjonen har nådd 100 000 fat pr. dag (avtalens Sect. VI, par. 1 (3)).

For øvrig har standardkontraktens Sect. VI, par. 1(4) en bestemmelse som gjenfinnes i alle produksjonsdelingskontrakter, at eiendomsretten til entreprenørens del av den produserte råolje først går over til ham fra det øyeblikk oljen leveres til tankskip i eksporthavn i Indonesia.

33. Sect. VI i standardkontrakten har bestemmelser om at entreprenøren har plikt til også å omsette Pertamina's andel av produsert råolje på verdensmarkedet med mindre Pertamina selv ønsker å overta råoljen eller omsette den selv. (Par. 1(5).) Det bestemmes også at entreprenøren skal være undergitt vanlige inntektsskatter og Indonesias skattelovgivning for øvrig. (Sect. VI, par. 1 (7).)

Sect. IX i standardavtalen har en bestemmelse som de indonesiske myndigheter har tillagt betydelig vekt. Alt utstyr, borerigger etc., som entreprenøren bringer til landet og har eiendomsretten til, skal øyeblikkelig ved ankomsten til Indonesia tilfalle Pertamina med full eiendomsrett. Til gjengjeld kan entreprenøren bokføre verdien av slikt utstyr etc. som en driftsutgift. Entreprenøren skal videre ha eneretten til å bruke dette utstyr så lenge han har bruk for det.

Denne hovedregelen i Sect. IX, par. 1 som i prinsippet skulle føre til at alt driftsutstyr bragt inn i Indonesia øyeblikkelig skulle tilfalle det indonesiske statsselskap og derved etter hvert skaffe dette selskap selvstendige driftsmidler av et meget betydelig omfang, er imidlertid blitt utvannet ved bestemmelsen i Sect. IX, par. 2. Denne bestemmelse fører i realiteten til at hovedregelen for dyrere driftsmidlers vedkommende blir at de faller utenfor bestemmelsen i Sect. IX, par. 1. Par. 2 bestemmer nemlig at utstyr som bare er leiet av entreprenøren eller for øvrig tilhører en utenlandsk underentreprenør som utfører arbeid for hovedentreprenøren, ikke faller inn under bestemmelsene i Sect. IX, par. 1 om automatisk overgang av eiendomsrett. Det alminneligste i oljeindustrien er f.eks. at oljeboringen, særlig på kontinentalsokkelen, utføres av selvstendige boreselskaper som underentreprenører. Deres boreutstyr, derunder boreplattformer etc., vil etter dette falle utenfor de kategoriske bestemmelser i Sect. IX, par. 1.

Bestemmelsen i Sect. IX, par. 2 vil naturligvis medføre at oljeselskapene også på annen måte lett kan omgå bestemmelsene i par. 1 om eiendomsovergang.

34. Kontraktstidens varighet er 30 år etter standardavtalens Sect. II. Men avtalen bestemmer at dersom ikke kommersielle funn blir gjort innen 10 år etter avtalens inngåelse, faller den bort. Tilsvarende bestemmelser med mindre nyanser finnes i de konkrete avtaler som er inngått. Som eksempel kan nevnes at i avtalen med Phillips Oil Co. av 28. mai 1968 er kontraktstiden 30 år. Men kommersielle funn må være gjort innen 8 år fra avtalens inngåelse med mindre entreprenøren anmoder om en 2 års forlengelse. I avtalen med dr. Wendell Phillips av 8. februar 1970 er også avtaletiden 30 år. Men det er avtalt en 6 års periode for kommersielle funn. Entreprenøren kan imidlertid anmode om to forlengelser, hver på 2 år, slik at den første tidsfrist også her i realiteten kan bli på 10 år.

Standardkontrakten har for øvrig i Sect. III bestemmelser om tilbakeføringsplikt for

[40]) Se Petroleum Legislation: Basic Oil Laws, Asia and Australia, Suppl. XXVI, Indonesia, s. A-18.

avtaleområdene. Denne tilbakeføringsplikt varierer fra avtale til avtale. I standardkontrakten er den satt til 15 pst. av det opprinnelige avtaleområde etter utløpet av en første 3-års-frist. Etter ytterligere 3 år skal også 15 pst. tilbakeføres. Når kontrakten har løpt i 10 år, skal alt område som overstiger 15 000 km² tilbakeleveres, bortsett fra at entreprenøren ikke har plikt til å tilbakeføre områder hvor petroleumsfunn er blitt gjort.

I Phillipsavtalen av 28. mai 1968 er reglene om tilbakeføring i avtalens Sect. III betydelig strengere. Etter 2 år skal nemlig 25 pst. av det opprinnelige kontraktsområde tilbakeføres. Etter ytterligere 3 år skal 25 pst. til tilbakeføres. Når 10 år er gått skal alt som overskyter 20 000 km² føres tilbake med visse reservasjoner.[41])

Avtalen med dr. Wendell Phillips av 8. februar 1970 har lignende bestemmelser. Etter 3 år fra avtalens inngåelse skal 25 pst. av det opprinnelige avtaleområdet tilbakeføres. Etter ytterligere 3 år skal også 25 pst. tilbakeføres. Når ialt 8 år er gått fra avtalens inngåelse, skal 10 pst. tilbakeføres; og endelig, når ialt 10 år er gått, skal entreprenøren bare ha tilbake et område på 10 000 km². Men entreprenøren plikter ikke å tilbakeføre områder hvor petroleumsfunn er gjort.[42])

[41]) Se Petroleum Legislation: Basic Oil Laws etc. Asia and Australia, Suppl. XXIII Indonesia, s. A-5.

[42]) Se Petroleum Legislation: Basic Oil Laws etc. Asia and Australia Suppl. XXVI, Indonesia, s. A-5.

KAPITTEL X

Organisasjonsformer (fortsatt). Visse konklusjoner.

1. Det fremgår av de foregående kapitler at i de fleste større petroleumsproduserende stater har det i den oljepolitiske utvikling manifestert seg en klar tendens. Denne tendens går ut på at den petroleumsproduserende stat forlanger større kontroll med og delaktighet i virksomheten enn tidligere.

Denne tendens har ikke bare ført til krav om større teknisk kontroll med petroleumsproduksjonen. Dette har vært en side ved utviklingen. I kraft av sin statsmyndighet gjennom lovgivning eller bestemmelser tatt inn i konsesjonsdokumentet har statene forbeholdt seg en utstrakt teknisk kontroll med virksomheten i form av sikkerhetsforskrifter, arbeiderverntiltak, bestemmelser om bevaring av oljekildene, bestemmelser om oljeledningers konstruksjon o.l.

En rekke petroleumsproduserende land har også utferdiget nødvendige forskrifter om en produksjonsplikt ut fra bitre erfaringer om hvorledes konsesjonshavere av forretningsmessige eller andre grunner til dels har «skrudd» sin produksjon av og på, alt etter som det best har passet vedkommende oljeselskap. Det har erfaringsmessig vist seg at særlig for produsentland hvis hele økonomi er basert på inntektene av petroleumsproduksjon, vil det ha nesten katastrofale konsekvenser om rettighetshaverne etter eget forgodtbefinnende ensidig kan dominere produksjonsmuligheter og produksjonsrater. På den annen side er det åpenbart at bestemmelser om en produksjonsplikt kan være betenkelig for oljeselskapene, fordi produksjonen også må avhenge av markedsforholdene. Produksjonen må omsettes, og på tross av den rekordartede vekst i behovet for petroleum og petroleumsprodukter har det i perioder vært overproduksjon på råolje i verden. Det er formodentlig grunnlag for den kritikk som har vært reist om at selskapene på dette punkt kan ha misbrukt sin maktposisjon til skade for det enkelte produksjonsland fordi selskapene for strengt kan ha fulgt rene økonomiske betraktninger. Disse uheldige virkninger forsterkes ytterligere ved at vedkommende land som et utviklingsland har vært lite motstandsdyktig mot økonomiske svingninger. En skal heller ikke se bort fra at produksjonsreguleringer kan ha vært brukt som et boikottmiddel fra selskapenes side. Det er derfor forståelig at petroleumsproduserende land også har forsøkt å innføre visse regler til kontroll av produksjonens størrelse for å unngå altfor store og uventede svingninger.

Det er et spørsmål om ikke også de norske myndigheter bør ta dette problemkompleks opp til vurdering. Mulighetene for en helhetsvurdering av disse spørsmål må fremstille seg som et spørsmål av stor samfunnsmessig betydning. Det er mulig at disse spørsmål må sees i sammenheng med det større problemkompleks om utarbeidelse av lovgivning for produksjon og for bevaring av petroleumsforekomstene.[1])

[1]) Et utvalg er allerede nedsatt for å utarbeide forslag til sikkerhetsforskrifter for produksjonsanlegg og utstyr for rørledninger og lagringsanlegg på havbunnen og regler om utnyttelsen av petroleumsforekomster.

2. Den stadige tiltagende tekniske kontroll er en side ved den utvikling som har vært skissert i foregående kapitler. Kanskje en vel så vesentlig side ved denne utviklingen er de økende krav fra statsmyndighetenes side i de forskjellige produsentland om å få den politiske kontroll og en direkte økonomisk deltagerrett i virksomheten.

I enkelte stater har forsøket på å få en politisk og økonomisk kontroll med virksomheten ført til en ekspropriering av oljeselskapene, både av deres produksjonsanlegg, raffinerier og deres omsetningsledd innen vedkommende stat.[2])

En total nasjonalisering av all petroleumsvirksomhet har erfaringsmessig vist seg lite heldig. Et unntak gjelder for Mexico som etter hvert synes å ha fått i stand en statlig monopolorganisasjon som fungerer tilfredsstillende, på såvel produksjons- som omsetningssiden. Dette må nok i noen utstrekning tilskrives det forhold at Mexicos petroleumsproduksjon først og fremst dekker det nasjonale meksikanske marked og derfor ikke har behøvd å konkurrere på verdensmarkedet. Det er i alle fall bemerkelsesverdig at Mexico har vært i stand til å utvikle sin oljeindustri på denne måten, tross den motstand og boikott som utvilsomt må ha funnet sted.

3. De store petroleumsproduserende stater har valgt andre veier å gå enn regelrett ekspropriasjon. Dette kan skyldes mange forhold, både økonomiske, politiske og tekniske.

En skal i denne forbindelse ikke se bort fra at stormaktene og deres oljeselskaper har uhyre muligheter og maktmidler til sin disposisjon både politisk og økonomisk for å beskytte sine interesser. Det er ikke med dette sagt at motivene er klanderverdige i sin alminnelighet selv om metodene som har vært brukt fra tid til annen kan virke fremmede på oss. Det er innlysende at stormaktene må sette meget inn på å trygge sine oljetilførsler. Det å sikre oljetilførslene er en eksistensbetingelse for de industrialiserte stater, ikke bare i krigstid, men like meget i fredstid. Det ligger betydelig realisme i ikke å undervurdere betydningen av disse faktorer. Dette gjelder selvsagt ikke bare for de tradisjonelle petroleumsproduserende land. Men i høy grad også et land som Norge med sin utsatte strategiske beliggenhet, sin tilknytning til den vestlige verden og sin sårbare økonomi, ikke minst vår avhengighet av skipsfarten og da særlig tankfarten.

På denne bakgrunn er det interessant og viktig å være klar over de helt nye veier som utviklingen har tatt for å sikre produksjonslandenes berettigede krav på ikke bare den politiske kontroll med petroleumsproduksjonen, men også i størst mulig utstrekning en økonomisk og forretningsmessig kontroll med denne virksomhet og en aktiv deltagerinteresse i virksomheten.

De nye organisasjonsformer som er belyst i de foregående kapitler med Joint Venture avtaler med betydelig statsdeltagelse med vesentlig forretningsmessig kontroll, med entreprenørkontrakter og med produksjonsdelingskontrakter, delvis sammen med moderne former for vanlige konsesjonsavtaler, har vist seg som en meget farbar veg å gå.

Som jeg tidligere har vært inne på, har oljeselskapene ved disse nye kontraktsformer gått med på betydelige innskrenkninger både i rådighet og økonomisk utbytte. Men avtalene har referert seg til produksjonsfelter som har fremstillet seg som lovende, og derfor har skjerpet selskapenes samarbeidsvilje. Forhandlingsresultatene har selvsagt vært avhengig av forhandlingsmulighetene.

Hvorvidt den norske kontinentalsokkel i dag byr på de samme forhandlingsmuligheter, er vel ennå ikke klarlagt. Mange forhold skulle tilsi at så er tilfelle. Utviklingen i den siste tid har gitt betydelige funn som viser at de geologiske forhold i undergrunnen er meget interessante. Norges gunstige beliggenhet i relasjon til de store forbrukersentra både i Europa og Amerika skal heller ikke undervurderes. Stabiliteten i styreform og samfunnsstruktur, og det forhold at Norge sosialt, økonomisk og teknisk er et industrialisert samfunn på et høyt utviklingsnivå, teller også med. Dette vil utvilsomt lette arbeidsforholdene for selskapene og burde også gi en trygghetsfølelse som forholdene i en rekke andre petroleumsproduserende områder mangler.

Det skulle derfor være god grunn til å anta at også for den norske kontinentalsokkels vedkommende burde forholdene ligge vel til rette for en fremtidig oljepolitikk som kunne dra fordel av de nye avtale- og organisasjonsformer som andre større produsentland har vært i stand til å oppnå, og som betegner en dyptgripende forandring og modernisering av deres oljepolitikk.

4. Det er naturligvis vanskelig å komme med konkrete anbefalinger på dette område. Spesielt vanskelig er det fordi betenkningen er blitt til som et offentlig oppdrag. Særlig for

[2]) Jeg ser i den følgende behandling bort fra den nasjonalisering som har funnet sted i østblokklandene fordi problematikken her har vært en annen enn for oljeproduserende stater utenfor østblokkens politiske og økonomiske system.

dem som er uenige i dens konklusjoner, vil anbefalinger lett virke som «politisering» av problemene og ikke som «nøkterne» vurderinger. I det etterfølgende vil jeg likevel søke å antyde visse hovedlinjer for en mulig fremtidig utvikling.

Av mange grunner bør staten etter min mening sikre seg kontroll med petroleumsproduksjonen. Dette gjelder ikke bare den tekniske kontroll, men også den politiske kontroll med virksomheten. Staten bør også ta aktivt del i de økonomiske og forretningsmessige sider ved virksomheten på vår kontinentalsokkel.

Det er formodentlig ikke så stor uenighet om dette. Når det gjelder måten staten skal gå frem på og metodene den skal bruke, er mulighetene for uenighet større. Det samme gjelder selvsagt også hvor langt staten skal gå i sin kontroll.

Betydelige resultater kan oppnåes ad lovgivningens vei og ved kontrollerende bestemmelser i konsesjonstillatelsene. Dette kan være aktuelt både på undersøkelsesstadiet, borestadiet og i produksjonsfasen. I enda større grad enn tidligere bør staten f.eks. betinge seg adgang til det materiale som rettighetshaveren sitter inne med, og også rettighetshaverens egne vurderinger av dette materiale. Bare på dette grunnlag kan staten danne seg et riktig bilde av situasjonen og føre en effektiv kontroll med utviklingen fra første øyeblikk av.

Det har i denne betenkning for øvrig vært antydet betydelige forandringer i vår oljelovgivning for å styrke statens stilling. Av vidtrekkende betydning er også den lovgivning som nå er i emning for produksjonsstadiet, rørledninger, bevaringen av petroleumsforekomster o.l. Utarbeidelsen av et slikt lovverk eller av nye konsesjonsbetingelser som tar disse hensyn i betraktning, byr på nye og vidtrekkende problemer. En bør derfor i størst mulig utstrekning unngå å arbeide under et for stort tidspress. Oljeselskapenes — i og for seg berettigede — interesser i å få avgjørelsene raskest mulig må avveies mot de avgjørende samfunnsmessige hensyn som taler for at en bruker den tid som er nødvendig. Med den forholdsvis begrensede stab som står til disposisjon for staten og den helt nye problematikk denne stab står overfor, bør arbeidspresset og tidspresset på den enkelte ikke bli så stort at kvaliteten av arbeidet påvirkes av dette. En skal i denne forbindelse ikke se bort fra at det kan være taktikkbevisst eller ubevisst — når rettighetshaverne søker å drive tidspresset opp for å få sine egne ønskemål lettere igjennom.

5. Det er etter min mening ikke mulig for staten å oppnå den nødvendige kontroll med de politiske, økonomiske og forretningsmessige sider ved petroleumsvirksomheten uten at staten deltar mer aktivt enn tidligere også på det forretningsmessige plan. Den spesielle økonomiske struktur i oljeindustrien med en total integrering av de store selskapers virksomhet fra undersøkelse og boring, produksjon og raffinering til omsetning til den enkelte forbruker har jeg alt pekt på. Denne spesielle struktur gjør at bort imot 90 pst. av verdens oljeomsetning (bortsett fra østblokklandene) skjer innenfor de integrerte selskaper og er derfor ikke underkastet den frie omsetnings- og prisdannelsesprosess. At denne spesielle organisasjonsform kan ha ført til foreteelser som for produksjonslandene har fremstilt seg som urimelige, er naturlig nok. Den har også ført til at produksjonslandene for å beskytte berettigede egeninteresser, har krevet en mer aktiv deltagelse på produksjons- og omsetningssiden.

Etter min mening må også Norge trekke konsekvenser av disse spesielle forhold, både for å få en større innflytelse på en virksomhet som kan berøre det norske samfunn fundamentalt i fredstid som i krigstid, og også for å få innen mulighetens grenser et størst mulig utbytte av disse naturressurser som staten eier og som stilles til verdensmarkedets disposisjon.

6. En statsdeltagelse fra den norske stats side kan selvsagt ta mange former. Etter min mening kan en ikke anbefale at norsk statsdeltagelse tar den form at staten qua stat går direkte inn i virksomheten. Dette gjelder hva enten en ville overlate denne aktivitet til Industridepartementet, et spesielt Olje- eller Energidepartement eller til et særlig Petroleumsdirektorat.

En deltagerrett fra statens side bør skje i form av særlig organiserte statsselskap. Om det bør organiseres et eller flere statsselskap, vil kort bli belyst i det etterfølgende. Dette (eller disse) statsselskap bør ha formen av aksjeselskap med styrer som har en frittstående og uavhengig stilling. Dette for det første for at vedkommende selskap skal fungere mest mulig effektivt på det forretningsmessige plan. Men tanken bak må også være å holde selskapets forretningsmessige virke utenfor det konstitusjonelle ansvar en regjering har for sin offentlige virksomhet. Et konstitusjonelt ansvar for de forretningsmessige sider av statens oljevirksomhet ville i altfor stor grad bebyrde den regjering

eller den statsråd som på et gitt tidspunkt har det konstitusjonelle ansvar etter Grunnloven for vanlige statshandlinger. Petroleumsproduksjon er en så spesiell virksomhet med så mange hasardiøse elementer i seg, både tekniske og forretningsmessige, at et konstitusjonelt ansvar for vedkommende statsråd som virksomheten sorterer under, vil virke urimelig og tilfeldig. Selskapets virkeområde vil også være så spesielt og så komplisert at det neppe vil være mulig for en regjering eller statsråd å følge selskapets gang annet enn i store hovedtrekk.

7. Den dagsaktuelle situasjon tilsier i og for seg at et statsselskap dannes. Bestemmelsene i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 § 26 trekker i denne retning. Bestemmelsen går bl.a. ut på at produksjonsavgiften (royalty) på 10 pst. av bruttoproduksjonen enten skal erlegges i kontanter eller leveres i form av råolje.

Allerede Phillips-funnene reiser det sentrale spørsmål om produksjonsavgiften skal erlegges i kontanter eller i råolje. En økonomisk vurdering må avgjøre statens valg. Men den forretningsmessige struktur bør være til stede slik at staten reelt kan gjøre bruk av sin valgrett. Spørsmålet om staten skal motta produksjonsavgiften i kontanter eller i råolje vil formodentlig i løpet av et par år anta betydelige dimensjoner. Staten vil neppe kunne gjøre noen valgrett gjeldende dersom en ikke nå legger grunnlaget for å kunne utøve denne valgrett i form av et statsselskap som kan ha de forretningsmessige muligheter og de tekniske installasjoner til å ta imot råoljen dersom denne betalingsform skulle vise seg mest hensiktsmessig for det norske samfunn.

I tillegg til dette kommer at staten allerede i konsesjonsrunde nr. 2 — hvor visse suppleringsblokker ble delt ut — betinget seg deltagerrett. Denne deltagerrett er av forholdsvis beskjeden dimensjon. Som alt nevnt, går avtalen med Esso ut på en såkalt «net profit participation» (nettoutbyttedeltagelse). Dette er en forholdsvis passiv deltagerform, men forutsetter likevel etter avtalen en viss utøvelse av deltagerrett. De andre tre avtaler forutsetter en aktiv deltagelse med Joint Venture organisasjoner. Dette gjelder avtalene med Phillips-gruppen, med Petronord-gruppen og med Amoco-Noco-gruppen.

Etter min mening kan ingen av disse avtaler effektivt settes ut i livet uten gjennom statsselskapsformen.

Også visse såkalte farm-out avtaler[3]) som for tiden er i emning, tilsier at man snarest tar opp til alvorlig overveielse om ikke et statsselskap må dannes for å vareta de forretningsmessige sider av statens deltagerrett.

8. Men problemet «statsselskap» går betydelig videre enn de ovenfor nevnte eksempler viser. Spørsmålet har også vært betydelig fremme i den offentlige debatt og vil bli det i øket grad i tiden fremover.

Det første grunnleggende spørsmål som melder seg, er om Norge som rent statsmonopol skal tilsikte å overta all petroleumsproduksjon. Eller om vi fortsatt skal legge vår oljepolitikk an på et visst samarbeid også med de store utenlandske oljeinteresser og de norske private interesser.

Det eksisterer visse faktiske forhold som må spille inn for denne vurdering.

Det første forhold vi må ha for øyet, er at den petroleumsaktivitet det her er tale om, refererer seg til kontinentalsokkelen med de spesielle problemer dette reiser. Hvilket folkerettslig utgangspunkt vi enn har, vil flateinnholdet av denne kontinentalsokkel være meget stort, betydelig større enn flateinnholdet av selve fastlands-Norge. Av dette forhold følger en rekke andre faktorer som mer eller mindre gitt.

Enorme kapitalinvesteringer vil være påkrevet for petroleumsaktivitetene på vår kontinentalsokkel. Petroleumsutvinning er i seg selv en særlig kapitalkrevende og økonomisk meget hasardiøs virksomhet. Kapitalbehovet og den økonomiske risiko øker meget betydelig når det gjelder leting etter petroleum i undersjøiske områder. Selve boringen blir mye dyrere enn ellers. Det er vanligvis antatt at omkostningene ved boringen opptil tredobles ved boringer på kontinentalsokkelen sammenlignet med boringer på land. Større havdyp kan gjøre boringene spesielt vanskelige. Arktiske forhold vil ytterligere kunne forverre det økonomiske regnestykke. Til dette kommer at produksjonsfasen også vil føre til betydelig større omkostninger på havet enn til lands. Dette gjelder produksjonsinstallasjonene med produksjonsplattformene, legging av rørledninger og ilandføringsproblematikken. Disse forhold medfører at et petroleumsfunn til sjøs må være av betydelig større omfang enn på land for å være øko-

[3]) I uttrykket farm-out avtale ligger blant annet at en konsesjonshaver får anledning til å trekke andre interesserte inn i konsesjonen. Hensikten er å dele opp både interessen og risikoen på flere deltagere. Etter våre gjeldende bestemmelser kan dette ikke skje uten statens samtykke.

nomisk drivverdig — det vil si for å bli ansett som et såkalt kommersielt funn. I sin tur øker dette den økonomiske risiko ved virksomheten.

Det anføres vanligvis av oljeselskapene at det gjennomsnittlig må bores 10—15 tørre hull for å gjøre et kommersielt funn. Dette er et gjennomsnitt hvor man har spredt risikoen på forskjellige egner av jordkloden. Oljeboringen hittil på vår kontinentalsokkel viser at disse gjennomsnittstall ikke er overdrevent pessimistiske. Det har allerede vært foretatt meget betydelige investeringer på vår kontinentalsokkel bare til boring. Enorme kapitalinvesteringer vil også kreves for at de kommersielle funn, som en nå mener å ha gjort på Phillips-feltet, skal gjøres produktive. Det er ingen overdrivelse å anta at de investeringer som hittil er foretatt i form av boringer (for den store hoveddel tørre hull) og de investeringer som må til for å gjøre de hittil gjorte funn produksjonsklare, vil dreie seg om milliardbeløp i kroner selv om løsningen av ilandføringsproblematikken blir holdt utenfor.

Oljeselskapene møter som nevnt denne risiko bl.a. ved å spre risikoen til forskjellige egner av kloden og ved å fordele sin risiko på felter til lands og på felter til havs. De mere avanserte statsselskaper har gardert seg på samme måte, f.eks. det italienske statsselskap Eni og det franske statsselskap Auxirap.

9. Som vist i foregående kapitler, har de tradisjonelle petroleumsproduserende stater og deres statsselskaper valgt meget sinnrike og spesielle former for sin statsdrift for å møte den enorme økonomiske risiko og hasard som oljeproduksjon innebærer. Den statsdeltagelse som har vokst frem i de siste 10—15 år, har i virkeligheten vært muliggjort ved disse spesielle organisasjonsformer, først og fremst Joint Venture avtalene med statsdeltagelse, entreprenørkontraktene og produksjonsdelingsavtalene. Som alt vist, varierer innholdet av kontraktene sterkt, ikke bare fra land til land, men også for kontraktene innenfor de enkelte land. Ofte glir de forskjellige kontraktsformer over i hverandre og låner trekk fra hverandre.

Særtrekkene ved en moderne Joint Venture avtale med statsdeltagelse er:

a. Statens myndighet qua stat og statens rettigheter som selskapsdeltager holdes klart fra hverandre. De forretningsmessige aspekter ivaretas av et spesielt statsselskap som selskapsdeltager.
b. Konsesjonen utferdiges til selskapsdeltagerne. Dette vil si at vedkommende statsselskap står som medkonsesjonær. I enkelte tilfeller står statsselskapet som enekonsesjonær, men trekker et utenlandsk oljeselskap inn som partner i Joint Venture avtalen.
c. Statsselskapet er som den alt overveiende hovedregel 100 pst. statseidd.
d. Statsselskapet har som regel 50 pst. deltagerrett i Joint Venture avtalen. En har imidlertid også eksempler på høyere eller lavere deltagerandel for statsselskapet.
e. Statsselskapets økonomiske risiko er redusert til det minimale ved det såkalte «carried interest» prinsipp. Dette er hovedregelen i de fleste nyere Joint Venture avtaler. «Carried interest» prinsippet innebærer som tidligere nevnt at statsselskapet ikke skyter inn penger i undersøkelsesfasen. Det utenlandske selskap bærer den fulle økonomiske risiko i hvert fall frem til kommersielle funn er gjort.
f. Når kommersielle funn er gjort, vil som regel statsselskapets økonomiske forpliktelser våkne, i den forstand at det plikter å skyte inn kontant sin andel av de videre omkostninger ved produksjonsutbyggingen. En finner imidlertid også Joint Venture avtaler hvor vedkommende stats økonomiske byrder er båret frem helt til produksjonen er et faktum.
g. Med hensyn til de omkostninger som påløper i undersøkelsesfasen, bærer som nevnt den utenlandske partner den økonomiske risiko for at kommersielle funn gjøres. Gjøres ikke slike funn, er undersøkelsesomkostningene tapt på vedkommende selskaps hånd, idet staten ingen tilbakebetalingsplikt har. Dersom kommersielle funn blir gjort, varierer statens (statsselskapets) tilbakebetalingsplikt. I enkelte tilfeller bestemmer Joint Venture avtalen at staten ved statsselskapet skal tilbakebetale sin forholdsmessige andel av omkostningene kontant. I andre tilfeller skal tilbakebetalingen skje ved at det utenlandske selskap får refusjon i statens andel av produksjonen til tilbakebetaling av statens andel har funnet sted. Det finnes også eksempler på at ingen tilbakebetaling eksisterer.
h. Statsselskapet har medbestemmelsesrett i virksomheten fra avtalens inngåelse, med styremedlemmer o.l. i forhold til statens andel i Joint Venture selskapet.
i. Statsselskapet tar ut sin andel av produksjonen i råolje og har den forretningsmessige hånd om den videre disponering av denne.

I en rekke kontrakter finnes bestemmelsen om at staten kan forlange at vedkommende oljeselskap omsetter på statens vegne hele statens andel av produksjonen eller deler av denne. Dette kan være en meget betydningsfull bestemmelse fordi omsetning av råolje fra statsselskapets side kan by på vansker på grunn av petroleumsindustriens og oljemarkedets spesielle struktur.

10. Entreprenøravtalene går enda lenger i retning av statsdeltagelse, både når det gjelder den forretningsmessige ledelse og når det gjelder den økonomiske avkastning. Entreprenørkontraktene varierer selvsagt i innhold. De har lånt trekk fra Joint Venture avtalene med statsdeltagelse; på mange måter er de en videreutvikling av disse kontrakter.

De viktigste særtrekk ved entreprenørkontraktene er:

a. Staten eller statsselskapet står som enekonsesjonær til vedkommende petroleumsområde.
b. Staten ved statsselskapet har en enda sterkere kontroll med driften, enn ved Joint Venture avtaler med statsdeltagelse.
c. Det utenlandske oljeselskap opptrer som entreprenør for statsselskapet.
d. Som hovedregel bærer vedkommende oljeselskap den økonomiske risiko for denne entreprenørvirksomhet helt frem til kommersielle funn blir gjort.
e. Petroleumsfunnet og den produserte petroleum forblir statens eller statsselskapets eiendom.
f. Det utenlandske oljeselskap får som entreprenør adgang til å kjøpe en viss andel av den produserte petroleum til priser som fastsettes i henhold til entreprenøravtalens bestemmelser.
g. Den andel som oljeselskapet får overta, ligger som regel under 50 pst. av produsert petroleum. Ofte betydelig under. Eiendomsretten til denne andel går over fra et i avtalen stipulert tidspunkt.
h. Gjøres kommersielle funn, har oljeselskapet oftest muligheter for å få sine forutgående undersøkelsesomkostninger forholdsmessig refundert. Tilbakebetalingsmåten varierer noe. Som regel får selskapene dekning ved å få ta ut en større andel petroleum til tilbakebetalingsplikten er oppfylt.

   En har imidlertid også eksempler på at de undersøkelsesomkostninger som bæres av entreprenøren inntil kommersielle funn blir gjort, ikke kan forlanges refundert.
i. Entreprenør må etter endel entreprenørkontrakter også bestride omkostningene ved å gjøre et kommersielt funn produksjonsklart ved installasjon av produksjonsplattformer, rørledninger etc. Omkostningene for disse produksjonsanlegg er imidlertid vanligvis refusjonsberettiget i forhold til andelene de to parter har i produsert petroleum.
j. Produksjonsanlegg og andre anlegg m.v. vil ofte tilfalle staten eller statsselskapet som eiendom.
k. Entreprenøravtalene har oftest bestemmelser om at statsselskapet kan forlange at det utenlandske oljeselskap også kjøper statens del av råolje helt eller delvis eller påtar seg å selge denne for statens regning.

11. I den offentlige diskusjon har det spørsmål vært reist om staten selv skulle overta all fremtidig petroleumsproduksjon på norsk kontinentalsokkel og påta seg den fulle byrde for finansieringen av dette. Et så absolutt standpunkt vil antagelig være uheldig, for ikke å så umulig, å innta. Jeg har i det foregående vært inne på den enorme utstrekning av vår kontinentalsokkel med tilsvarende kapitalbehov. Til dette kommer som også nevnt at petroleumsutvinning særlig til havs formodentlig er mer kapitalkrevende enn noen annen moderne økonomisk virksomhet. Samtidig er virksomheten uvanlig hasardiøs hvis man ikke sprer den økonomiske risiko til forskjellige geografiske områder av jorden.

En statsdrift som i sin helhet skulle hvile på finansiering over det norske statsbudsjett, ville sprenge rammen for et statsbudsjett. Samtidig ville virksomheten være så hasardpreget at det kunne gå år etter år med enorme budsjettbevilgninger hvis eneste synbare resultat ville være et økende antall tomme hull. Resultatene av boringene på den norske kontinentalsokkel i de siste 5 år viser hvor nærliggende denne mulighet er. Etter min mening bør neppe noen regjering ta på seg den økonomiske risiko og den politiske belastning en statsdrift etter dette system ville medføre.

Selv når kommersielle funn gjøres, vil investeringene som kreves til å utbygge de nødvendige produksjonsanlegg, medføre økonomiske belastninger av en usedvanlig størrelsesorden. Som alt nevnt, har petroleumsmarkedet en meget spesiell struktur. Skulle Norge i nær fremtid tre frem som et betydelig petroleumseksporterende land, bør forholdene ligge til rette for rimelige omsetningsmuligheter for norsk petroleum. En oljekrig med de boikottmuligheter og politiske byrder ellers som dette ville føre med seg, ville

neppe være en særlig god bakgrunn for å få introdusert norsk petroleum på verdensmarkedet.

Også vår utadvendte og derfor sårbare økonomi ellers — ikke minst vår skipsfart — synes å tale for at staten velger organisasjonsformer for sin deltagerrett som unngår disse og andre vansker.

12. Etter min mening gir erfaringene og utviklingen i andre petroleumsproduserende land en god anvisning på hvorledes en statsdrift på dette område bør organiseres. Det er uomgjengelig nødvendig at staten i langt større grad enn tidligere går aktivt inn i petroleumsaktivitetene på vår kontinentalsokkel med betydelig statsdeltagelse.

Etter min oppfatning er forutsetningene for en slik statsdeltagelse at det organiseres et eller flere statsselskaper som er 100 pst. statseiet. En kan for slike statsselskaps organisering og finansiering trekke lærdom av oljepolitikken til tradisjonelle petroleumsproduserende land.

Det bør formodentlig være en målsetting for staten at den søker å ta inn i (alle) fremtidige avtaler klare bestemmelser om en betydelig statsdeltagelse. I første etappe burde man formodentlig søke å oppnå Joint Venture avtaler med statsdeltagelse for staten. Denne statsdeltagelse bør være betydelig, om mulig 50 pst. Samtidig bør statens økonomiske interesse om mulig bæres av den annen part frem til kommersielle funn blir gjort.

For særlig gunstige områders vedkommende bør en kanskje prøve å få inngått entreprenøravtaler med den annen part. Det kan nemlig være gunstig å inngå forskjellige kontraktsformer side om side for å ha et rimelig sammenligningsgrunnlag, både når det gjelder de økonomiske resultater av de forskjellige avtaler og når det gjelder statens kontroll og mulighet til å påvirke de forretningsmessige sider av virksomheten.

Formodentlig bør norsk statsdeltagelse ved statsselskap trinnvis bygges opp på denne her skisserte måte slik at man i hvert fall får betydelig tid på seg til å bygge opp en stab av eksperter, vinne erfaringer om petroleumsutvinning på norsk kontinentalsokkel, om avsetningsmulighetene for norsk petroleum og for øvrig vinne de nødvendige erfaringer for de forretningsmessige sider ellers. Ved denne fremgangsmåte vil man forhåpentlig også være i stand til å bygge opp meget betydelige kapitalreserver.

13. Et siste spørsmål som kan drøftes i denne forbindelse, er om staten bør opprette ett eller flere statsselskap. Mye taler for at man oppretter ett hovedselskap som er 100 pst. statseiet. Det er mulig at dette er tilstrekkelig til å begynne med. Men i prinsippet bør dette selskap etter min mening ta sikte på å bli et «holding» selskap som danner en overstruktur og som samordner og kontrollerer et nødvendig antall statseide underselskaper.

Også disse underselskaper bør være 100 pst. statseidd. Formodentlig bør slike underselskaper dannes for å være den opererende partner i de forskjellige Joint Venture avtaler med statsdeltagelse. Det er mulig at for hver større privatpartner bør det opprettes et slikt spesielt underselskap fra statens side. Dette kan muligens ha en viss betydning i relasjon til den amerikanske antitrust-lovgivning. Det kan også ha betydelig psykologisk effekt at hver privat interessegruppe av betydning får et eget norsk statsselskap som partner. Et slikt system vil muligens også gi større elastisitet i organisasjonsformen, noe som kan være nødvendig fordi innholdet av de enkelte Joint Venture avtaler kan variere. Formodentlig vil også en slik organisasjonsform gi betydelig større detaljoversikt enn om ett statsselskap skulle drive i samtlige Joint Venture avtaler eller entreprenøravtaler.

Hvert enkelt underselskap må stå ansvarlig overfor det samlende «holding» selskap som må føre kontrollen med selskapenes virke og trekke opp de mer generelle hovedlinjer for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen, derunder de økonomiske og forretningsmessige hovedlinjer.

Den endelige statskontroll med disse statsselskapers virke måtte i siste instans formodentlig ligge i et direktorat under Industridepartementet eller muligens i et særlig petroleumsdepartement.

Jeg finner ingen grunn til å gå i detalj på disse punkter idet Industridepartementet som kjent har oppnevnt et eget utvalg til å se på opplegget for en fremtidig administrasjonsordning m.v.

14. Endelig kan nevnes at det ikke er utenkelig at spørsmålet om formen for og intensiteten av en statsdeltagelse kan variere etter hvilken del av kontinentalsokkelen som virksomheten berører.

Vår kontinentalsokkel er uhyre langstrakt fra midten av Nordsjøen i syd, mot store deler av Atlanterhavet i vest, og i nord og nordøst mot Nordishavet og det østlige Barentshav. Nord for Svalbard kommer også problematikken med Polhavet inn.

Jeg skal i et senere kapittel (XII) komme tilbake til spørsmålet om åpningen av vår kontinentalsokkel nord for Stadt (62° n.br.).

Ikke bare innenrikspolitiske betraktninger, men kanskje først og fremst de utenrikspolitiske og sikkerhetspolitiske vurderinger vil variere sterkt innenfor dette langstrakte område.

Av grunner som er kjent for alle, må naturligvis de sikkerhetspolitiske betraktninger spille en meget betydelig rolle i helhetsbildet særlig for den nordligste og nordøstligste del av vår kontinentalsokkel. Selv for en som ikke er ekspert på norsk sikkerhetspolitikk synes det innlysende at våre kontinentalsokkelområder lengst i nord og nordøst strategisk sett må ansees som meget ømfintlige områder. Skal ikke petroleumsvirksomhet i disse områder bli møtt med alvorlig skepsis fra U.S.S.R.'s side, må atskillig politisk takt og forsiktighet utvises. Disse spesielle forhold i nord kan føre til at en kraftigere statskontroll og statsdrift vil være påkrevet i disse områder enn for kontinentalsokkelen ellers. Det kan naturligvis tenkes at man på grunn av de spesielle omstendigheter i disse områder kan finne det nødvendig å måtte utelukke den private deltagerinteresse helt eller delvis fra disse strategisk særlig ømtålelige felter. Det politiske klima til enhver tid må være avgjørende for de løsninger som man her velger.

Utover disse meget knappe betraktninger finner jeg ikke grunn til å komme nærmere inn på disse problemer i denne forbindelse.

KAPITTEL XI

Kontinentalsokkelen og EEC.

1. Selv om Kommisjonen og Sekretariatet i Brussel i lengre tid har arbeidet med problemene om en felles energipolitikk, er det langt igjen til EEC får fastsatt detaljregler om utforsking og utvinning av petroleum innen Fellesskapet. Situasjonen i Fellesskapet er den at Rådet har godtatt visse hovedprinsipper for utformingen av en felles energipolitikk. Hvordan detaljene i denne politikk vil bli utformet, vil først bli klart etter hvert som Rådet på Kommisjonens forslag lar utarbeide rettsreglene på de enkelte felter.

Det er derfor for tidlig å ha noen begrunnet mening om hvilke detaljløsninger som vil bli valgt for petroleumsproduksjon etc. i Fellesskapet innen Roma-traktatens ramme. Men det er rimelig å anta at en felles politikk for etterforsking og utvinning av petroleum ikke vil bli utarbeidet og fastlagt i detalj før en eventuell tilslutning fra de land som nå har søkt om medlemsskap i et utvidet EEC. Det er derfor sannsynlig at disse søkerland vil få anledning til å medvirke til den endelige utforming av EEC's oljepolitikk dersom de blir opptatt som medlemmer innen rimelig tid.

På den annen side vil det være en misforståelse å tro at medlemsstatene har full frihet til i fellesskap å utforme en slik fremtidig oljepolitikk.

Det er for det første klart at Romatraktaten på dette som på andre områder trekker opp grenser for medlemsstatenes handlefrihet. Dette gjelder ikke bare deres frihet til å handle på egen hånd. Men også friheten til å handle som fellesskap, idet Roma-traktaten trekker opp bestemte skranker for Fellesskapet, bl.a. prinsippet om etableringsfrihet og prinsippet om ikke-diskriminering mellom medlemsstatenes statsborgere og selskaper.

For det annet har det allerede begynt å avtegne seg visse hovedprinsipper for utvinning av naturrikdommer på medlemslandenes kontinentalsokler og særlig da for utvinning av petroleum på disse sokler. I det følgende skal jeg forsøke å angi konturene i denne utvikling, men igjen med det bestemte forbehold at en felles politikk for petroleumsutvinning ennå ikke er fastlagt i Fellesskapet.

Såvel Roma-traktatens bestemmelser som den praksis som her utviklet seg i lys av Roma-traktaten, gir visse antydninger om enkelte hovedlinjer som en fremtidig oljepolitikk i Fellesskapsregi vil følge.

2. Med utgangspunkt i Roma-traktatens bestemmelser er naturligvis det første hovedspørsmål som melder seg for Norge som søkerland til EEC, om vår kontinentalsokkel og naturrikdommene der faller inn under Romatraktaten.

Det er vel ennå ikke gått fullt opp for oss hvilke enorme områder det her er snakk om og hvilke naturressurser som kan skjule seg

i disse områdene. Men Norge står ved innlemmelsen av disse områder under sin råderett på mange måter overfor et nytt kapittel i sin historie. Det er ikke mulig hverken for våre politikere, våre embetsmenn eller sakkyndige tilnærmelsesvis å ha oversikt over omfanget og betydningen av dette problemkompleks.

Dette vil imidlertid ikke si at en foreløpig kan lukke øynene for disse spørsmål i en forhandlingsrunde med EEC. Et av de mange hovedspørsmål som vil melde seg for en slik forhandlingsrunde er nettopp om vår kontinentalsokkel og virksomheten der vil gå inn under Fellesskapet og derved falle inn under det regelverk som finnes i Roma-traktaten og i den gruppe forordninger, direktiver, vedtak og rekommendasjoner som er gitt med hjemmel i Roma-traktaten.

Etter min mening synes det klart at prinsipielt vil medlemsstatenes kontinentalsokler og den virksomhet som drives på eller i disse sokler falle inn under Fellesskapets bestemmelser.

3. Dette prinsipielle utgangspunkt er etter min mening temmelig selvsagt. Det første spørsmål som her melder seg, er om dette uttrykkelig følger av Roma-traktatens bestemmelser eller klart kan utledes av selve Roma-traktaten. Utgangspunktet for denne juridiske fortolkning av Roma-traktaten på dette punkt er bestemmelsene i artikkel 227, par. 1, som bestemmer:

«Denne traktat gjelder for Kongeriket Belgia, Forbundsrepublikken Tyskland, Den Franske Republikk, Den Italienske Republikk, Storhertugdømmet Luxembourg og Kongeriket Nederland.»[2])

De følgende paragrafer i art. 227 gir bestemmelser for visse oversjøiske områder og visse europeiske områder «hvis utenrikske saker varetas av en medlemsstat». Ingen av bestemmelsene i art. 227 nevner overhodet kontinentalsokkelen.

På dette punkt skal man imidlertid ha for øye at Roma-traktaten forbigår i taushet både spørsmålet om medlemsstatenes sjøterritorier og fiskerigrenser og om deres kontinentalsokler. Men denne taushet kan ikke tolkes slik at disse områder faller utenfor Romatraktatens bestemmelser. Sikker praksis viser at landenes sjøterritorier og fiskerigrenser faller inn under traktatens regler. Ikke minst de siste avgjørelser om en felles fiskeripolitikk viser tydelig dette. Etter min mening vil utvilsomt det samme gjelde for virksomhet på kontinentalsokkelen, med mindre en uventet politisk utvikling skulle føre til at EEC-landene beslutter seg til å holde kontinentalsokkelen utenfor, enten i sin alminnelighet eller i visse forbindelser.

En slik løsning vil utvilsomt ha formodningen mot seg. Det ville i virkeligheten føre til at innenfor Fellesskapets og Roma-traktatens rammer ville det eksistere et slags «tredjeland» «pays tiers»[3]) som ville falle utenfor Romatraktaten, men samtidig ikke kunne betraktes som områder som tilhørte ikke-medlemsland. Særlig for en så betydelig faktor i Fellesskapets økonomiske liv som petroleumsproduksjon synes en slik hypotese utenkelig.

4. Praksis i EEC's organer viser at det ovenfor nevnte prinsipielle utgangspunkt er blitt knesatt i Fellesskapet. Det samme gjør også ånden og hovedtanken i Roma-traktaten selv. Det ville være unaturlig etter Roma-traktatens hele system om så viktige områder som medlemsstatenes kontinentalsokler med de enorme naturressurser disse kan inneholde, skulle holdes utenfor Fellesskapet. Reglene om felles tollpolitikk med utvikling av et fritt varebytte, reglene om opphevelse av kvantitative restriksjoner mellom medlemsstatene, reglene om etableringsfrihet, om et fritt arbeids- og kapitalmarked, bestemmelsene om utarbeidelse av en felles handelspolitikk og lovharmoniseringsbestemmelsene trekker alle i den retning. Dette vil ikke si at de forskjellige direktiver og forordninger m.v. som har vært utferdiget, uten videre må fortolkes dithen at de automatisk omfatter medlemsstatenes kontinentalsokler. Hvor det ikke klart fremgår at kontinentalsokkelen også omfattes av vedkommende rettsregel, må dette fortolkningsspørsmål i siste omgang avgjøres av domstolen i Luxembourg. Det ville på den annen side være et selvbedrag å tro at Fellesskapets organer ikke har adgang til å utferdige regler også for kontinentalsokkelen. Dette har også vært gjort.

5. Kommisjonen har klart gitt uttrykk for dette hovedprinsipp i forskjellige forbindelser.

---

[2]) Den norske oversettelse svarer her godt med originalteksterne på tysk, engelsk, hollandsk og italiensk.

[3]) Dr. A. Wenger: «L'Applicabilité du Traité de Rome au Plateau Continental,» Revue du Marché Commun 1970. Også
P. Mathijsen: «Aspects juridiques des problémes énérgétiques dans les trois communautés européennes», Annuaire Faculté de Droit de Liège, No 3—4.
Meensbrugge: «La mer et les communautés européennes», Revue belge de droit International 1969 s. 187 ff.

Det viktigste dokument i denne forbindelse er Kommisjonens betenkning av 18. september 1970 om «Romatraktatens anvendelse på kontinentalsokkelen». Kommisjonen uttaler som sitt klare standpunkt bl.a.:

«Genèvekonvensjonen[4]) fører til at kontinentalsokkelen kan trekkes inn under medlemsstatenes territorier hvor de utøver suverene rettigheter. Dette gjelder også for anvendelse av (Roma) traktaten. I virkeligheten tilsikter utøvelsen av suverene rettigheter fra medlemsstatenes side at det innføres en statlig regulering som er undergitt Romatraktatens regler i den utstrekning det gjelder økonomisk virksomhet som er dekket av Romatraktaten. ... Hvis medlemsstatene utferdiger bestemmelser av en slik art for kontinentalsokkelens vedkommende, — det vil si for et geografisk område som strekker seg utenfor territorialfarvannet — vil Romatraktatens regler følgelig komme til anvendelse på det regime som medlemsstatene fastlegger for dette område. Resultatet er at de skritt Fellesskapet har tatt når det gjelder å sette Romatraktaten ut i livet, uten videre også får anvendelse på kontinentalsoklene, unntagen i de tilfeller hvor Fellesskapets organer finner det hensiktsmessig uttrykkelig å holde kontinentalsokkelen utenfor i det konkrete tilfelle.»[5])

Selv om Kommisjonens fortolkning av Romatraktaten i prinsippet ikke er endelig bindende for medlemsstatene — en for medlemsstatene bindende fortolkning av traktaten kan i siste instans bare gis av domstolene i Luxembourg — må en gå ut fra at Kommisjonens standpunkt i denne betenkning gir uttrykk for gjeldende Fellesskapsrett.

Det kan naturligvis ikke utelukkes at Fellesskapets organer i utformingen av sin fremtidige energipolitikk vil bestemme at petroleumsproduksjon på kontinentalsokkelen skal falle utenfor Romatraktatens bestemmelser. Det har hevet seg enkelte røster for dette. Men det har etter min mening formodningen sterkt mot seg. Det ville også klart komme i strid med den praksis som hittil er fulgt i Fellesskapet.

Denne praksis er ikke begrenset til Kommisjonens uttalelser og virksomhet. En har også Rådsforordninger etc. som trekker i samme retning.

En forordning nr. 802/68 fattet av Rådet den 26. juni 1968 om felles definisjon for varers opprinnelsesland bestemmer uttrykkelig at produkter «som blir utvunnet på havbunnen eller i dens undergrunn» også innen et medlemslands kontinentalsokkel skal ansees som produsert i vedkommende medlemsland.[6]) Men forordningens art. 3 bestemmer imidlertid at petroleumsprodukter faller utenfra forordningens virkeområde fordi disse produkter skal bli gjenstand for fremtidige reguleringer også hva spørsmålet om opprinnelsesland angår. Denne forordning viser at Rådet ikke har noen prinsipielle betenkeligheter mot å la Rådets virksomhet omfatte også kontinentalsokkelen.

Spørsmålet om kontinentalsokkelens stilling blir også berørt i Forordning nr. 1496/68 avgitt av Rådet den 27. september 1968 om definisjonen av Fellesskapets tollterritorier. Det bestemmes her at spørsmålet om tollreguleringen av kontinentalsokkelen (og sjøterritoriet) til medlemsstatene overlates til fremtidig regulering. Det fastslåes også at «denne forordning skal ikke prejudisere stillingen når det gjelder hvilke tollbestemmelser som skal komme til anvendelse på kontinentalsokkelen.»[7])

Av enda større symptomatisk betydning både for gjeldende oppfatning innen Fellesskapet og den fremtidige utvikling er et vedtak truffet den 16. oktober 1969 mot den tyske regjering i forbindelse med støttetiltak den tyske regjering hadde utferdiget til hjelp for tyske selskaper som ville drive petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen.

Spørsmålet gjaldt bl.a. om den tyske regjering kunne utforme støttetiltak til tyske selskaper som var interessert i petroleumsutvinning på andre medlemslands kontinentalsokler i strid med bestemmelsene i Romatraktatens art. 92 og 93 § 3. Kommisjonen uttalte i denne forbindelse:

«Når en medlemsstat utøver suverene rettigheter på et område av kontinentalsokkelen, gjelder EEC reglene som er utferdiget om retten til etablering, også for dette område. Med andre ord, Fellesskapets direktiver angående etableringsfriheten når det gjelder de industrier som utvinner petroleum og naturgass, forbyr en stat å komme med direkte eller indirekte støttetiltak til sine statsborgere til boring etter petroleum eller naturgass på disse områder av kontinentalsokkelen som statene har underlagt seg.»[8])

Kommisjonen slo her fast at bestemmelsene i Roma-traktatens art. 93 også får anvendelse på medlemsstatenes kontinentalsokler og at direktivene om etableringsfrihet og forbud mot støttetiltak også gjelder medlemsstatenes kontinentalsokler.

---

4) Det vil si den 4. Genèvekonvensjon av 1958 om kontinentalsokkelen.

5) Commission des Communautés «Memorandum concernant l'Applicabilité du Traité de la CEE au Plateau Continental», 18. september 1970, SEC (70) 3095, s. 7.

6) Journal Officiel des Communautés Européennes, no 148, for 28. juni 1968.

7) Journal Officiel, 238/1 av 28. september 1968.

8) Innholdet av dette vedtak ble meddelt de andre medlemsstater i brev av 23. oktober 1969 (69/027681).

6. For ytterligere belysning av spørsmålet om kontinentalsoklenes stilling i Fellesskapet kan nevnes Rådets direktiv av 14. mars 1969 vedrørende Gjennomføringen av den frie Etableringsrett og av Prinsippet om frie Tjenesteytelser ved Utforskingen etter og Utvinningen av Petroleum og Naturgass.[9])

Bakgrunnen for dette direktiv er spørsmålet om det alminnelige Rådsdirektiv av 7. juli 1964 om gruvevirksomhet også kommer til anvendelse på medlemsstatenes kontinentalsokler og særlig hva petroleumsutvinning angår. Under utarbeidelse av 1969-direktivet oppsto det en viss uenighet mellom forskjellige forberedende komitéer om hvorvidt petroleumsproduksjon på kontinentalsokkelen skulle falle inn under bestemmelsene i 1964-direktivet om etableringsfrihet for gruvedrift. Kommisjonen gikk inn for at det uttrykkelig skulle sies i det nye direktiv at det også gjalt kontinentalsoklene. Resultatet ble imidlertid at 1969-direktivet lar spørsmålet åpent for så vidt som det ikke uttrykkelig slår fast at petroleumsproduksjon på kontinentalsokkelen er undergitt den alminnelige etableringsfrihet.

Direktivet av 1969 har likevel betydelig interesse for det foreliggende spørsmål.

Preambulen til dette 1969-direktiv tar for det første sitt utgangspunkt i det alminnelige program for gjennomføringen av fri etableringsrett og frie tjenesteytelser. (Bl.a. at disse prinsipper skulle gjennomføres innen utgangen av annet år i Fellesskapets tredje etappe for så vidt gjaldt undersøkelse etter og utvinning av petroleum og naturgass. (Jfr. Romatraktatens art. 8.))

Preambulen henviser videre til Rådsdirektivet av 7. juli 1964 om gjennomføringen av den frie etableringsrett i bergverksindustrien, hvor undersøkelse etter og utvinning av petroleum og naturgass foreløpig var holdt utenfor. Direktivet av 13. mars 1969 gjennomfører den frie etableringsrett og retten til frie tjenesteytelser også for undersøkelse etter og utvinning av petroleum og naturgass.

Dette nye direktivet slår fast i art. 1 at medlemsstatene har en plikt til å avskaffe bestemmelser som hindrer andre medlemsstaters statsborgere eller selskaper fra fri etableringsrett eller frie tjenesteytelser for så vidt gjelder undersøkelse etter og utvinning av petroleum og naturgass.

Art. 2 bestemmer at dette ikke bare gjelder vanlige forberedende undersøkelser og boringer etter petroleum og naturgass, men også utvinningsfasen og produksjonsfasen. Den gjelder både oljeselskaper som selv driver slik aktivitet og entreprenører som driver aktiviteten på konsesjonærens vegne.

Når det gjelder de frie tjenesteytelser, forklarer preambulen bl.a. at den gjelder også de akademiske profesjoner som ingeniører, geologer og geofysikere og andre lignende tjenesteytelser som er knyttet til undersøkelsen etter og utvinningen av petroleum eller naturgass.

Direktivets art. 3 forbyr bl.a. alle restriksjoner, all lovgivning eller rettsregler for øvrig som ikke gir andre medlemslands statsborgere eller selskaper likebehandling. Artikkelen forbyr videre administrativ praksis som resulterer i diskriminerende behandling. Art. 3 par. 2 nevner uttrykkelig at belgiske lovbestemmelser som pålegger utlendinger å ha spesielle handelsbrev, må oppheves. Det samme gjelder for Frankrikes vedkommende for så vidt gjelder spesielle identitetskort for utenlandske handlende.

Hva Italia angår, bestemmer art. 3 par. 2 uttrykkelig at den italienske oljelovgivning som setter som betingelse for å få oljekonsesjoner i Italia at vedkommende søker er italiensk statsborger eller at selskapet er italiensk, må endres. Disse bestemmelser rettet mot Italia har spesiell interesse for Norge som i kongelig resolusjon av 9. april 1965, par. 10 har en tilsvarende bestemmelse.

Art. 4 bestemmer at det skal være forbudt for en stat å gi støtte til statsborgere eller nasjonale selskaper når disse driver oljeaktiviteter på et annet lands statsområde så fremt slik støtte ville «forrykke konkurransegrunnlaget».

7. Det har vært hevdet at direktivet av 13. mars 1969 ikke kan tillegges særlig betydning for så vidt angår spørsmålet om det også gjelder for petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen fordi det forholder seg taust på dette punkt. Med hensyn til direktivets geografiske virkeområde sies det helt generelt i preambulen at

«Nærværende direktivs geografiske virkeområde faller sammen med virkeområdet til ovennevnte direktiv.»

D.v.s. virkeområdet for det generelle direktiv av 7. juli 1964 om etableringsfrihet for bergverksindustrien.

Som jeg alt har nevnt, er det åpenbart Kommisjonens oppfatning at direktivet av 13. mars 1969 kommer til anvendelse på virksomhet på medlemsstatenes kontinentalsokler.

Dette synes også å fremgå av direktivet selv om enn i en noe forkledd form. I art. 3 par. 3 c i direktivet henvises det nemlig uttrykkelig til at den italienske lov nr. 613 av 21. juli 1967 strider mot Roma-traktatens be-

[9]) Se Journal Officiel des Communautés Européennes, Législation, 12. årgang, nr. L 68, 19. mars 1969, s. 4—6, fransk utgave.

stemmelser. Men denne loven det her siktes til, er en lov som bare angår etterforsking etter og utvinning av petroleum i italiensk territorialfarvann og på italiensk kontinentalsokkel. Ved dette synes Rådet i Fellesskapet å ha gitt regler for i hvert fall et medlemslands kontinentalsokkel og derigjennom utvetydig gitt uttrykk for at Romatraktaten også omfatter medlemsstatenes kontinentalsokler når det gjelder etableringsretten for petroleumsproduksjon.

Dette standpunkt underbygges av den endringslov som den italienske regjering utferdiget den 30. desember 1969 i henhold til art. 3 par. 2 i direktivet av 13. mars 1969. Denne endringsloven gjelder leting etter og utvinning av petroleum og naturgass i «italiensk territorialfarvann» og på «Italias kontinentalsokkel». Loven tar som en selvfølge konsekvensen av at Roma-traktaten og direktivet av 13. mars 1969 får anvendelse på medlemslandenes kontinentalsokler.

Art. 1 i den italienske lov bestemmer nå i motsetning til tidligere at ikke bare italienske statsborgere og italienske selskaper, men statsborgere og selskaper fra andre Fellesskapsland må gis konsesjon på like linje til undersøkelse etter og utvinning av petroleum i italiensk territorialfarvann og på italiensk kontinentalsokkel. Art. 1 bestemmer:

«Tillatelse til prøveboring gis søkere som er italienske statsborgere eller italienske selskaper, eller statsborgere og selskaper fra de andre medlemsland i Det europeiske økonomiske fellesskap, eller selskaper som har sete i Italia eller i ovennevnte land, og til fysiske eller juridiske personer som tilhører stater som gir italienske statsborgere, institusjoner og selskaper tillatelse til å lete etter og utvinne flytende og gassaktige hydrokarbonater i de respektive lands territorialfarvann og på deres kontinentalsokler. (Tillatelsen gis personer og selskaper) som har teknisk kapasitet og de nødvendige økonomiske midler til utførelse av prøveboring.» (Uthevet av meg.)

Art. 2 i loven bestemmer:

«Tillatelse til undersøkelse er eksklusiv og gis søkere som er italienske statsborgere eller italienske selskaper, eller fra de andre medlemsland i Det europeiske fellesskap, eller selskaper som har sete i Italia eller i nevnte land, og til fysiske og juridiske personer som har statsborgerskap i land som gir adgang for italienske statsborgere, institusjoner og selskaper til å drive undersøkelse etter og utvinning av flytende og gassaktige hydrokarbonater i de respektive lands territorialfarvann eller på kontinentalsokkelen, og som har teknisk kapasitet og de nødvendige økonomiske midler tilpasset de særlige krav som stilles til forskning i havområder.» (Uthevet av meg.)

8. Som alt nevnt har norsk lovgivning bestemmelser som ligger nær opp til de opprinnelige italienske bestemmelser og som derfor antagelig må ansees å komme i konflikt med direktivet av 13. mars 1969.

Riktignok bestemmer vår lov av 21. juni 1963 om utforsking etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster i par. 2, 2. ledd at:

«Kongen kan gi norske eller utenlandske personer, herunder også stiftelser, selskaper og andre sammenslutninger, adgang til å utforske eller utnytte naturforekomstene.»

Denne formulering er så nøytral at den ikke kommer i strid med Roma-traktatens bestemmelser om ikke-diskriminering.

Når vi derimot kommer over til den kongelige resolusjon av 9. april 1965, om utforsking og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster, bestemmer denne bl.a. i par. 10, 1. ledd at:

«Utvinningstillatelse kan meddeles personer som har fast bopel i Norge og selskaper, stiftelser eller andre sammenslutninger som er stiftet i samsvar med norsk lovgivning og som har sitt sete i Norge.»

2. ledd i par. 10 bestemmer at:

«Når særlige grunner taler for det, kan slik tillatelse gis til utenlandske statsborgere, selskaper m.v. som har etablert norsk avdeling med fast representasjon i Norge som kan forplikte selskapet.»

Selv om Industridepartementet hittil har håndhevet denne bestemmelse slik at det ikke har bestått noen faktisk diskriminering mellom nordmenn og utlendinger, vil dette neppe være tilstrekkelig til å oppfylle Romatraktatens regler om den frie etableringsrett for Fellesskapets statsborgere m.v. såfremt Rådets reaksjon mot den italienske kontinentalsokkellovgivning skal ha noen betydning. På dette punkt er det derfor riktigst å regne med et eventuelt krav fra Fellesskapets side om at vi endrer art. 10 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 slik at den kommer på linje med de prinsipper som er knesatt i den ovenfor nevnte italienske lov av 30. desember 1969.

9. Også for Frankrikes vedkommende har man i Fellesskapsregi på petroleumssektoren foreskrevet løsninger som gir visse retningslinjer for de forpliktelser som et medlemsland har etter Roma-traktaten når det gjelder utformingen av en nasjonal oljepolitikk.

Problematikken for Frankrikes vedkommende har særlig tilknytning til bestemmelsene i Romatraktatens art. 37.

De spørsmål som i denne forbindelse har vært oppe for Kommisjonen, er særlig for-

tolkningen av bestemmelsen i art. 37, par. 1 som har regler om statsmonopoler. Art. 37, par. 1, pkt. 1 bestemmer at:

«En medlemsstat skal gradvis revidere statsmonopoler av handelsmessig art slik at all diskriminering mellom medlemsstatenes statsborgere når det gjelder vilkårene for innkjøp og salg, er utelukket fra utløpet av overgangsperioden.» (Jfr. art. 8.)

Art. 37, par. 1, pkt. 2 i, ff. bestemmer følgende om såkalte delegerte monopoler:

«Disse bestemmelser får også anvendelse på monopoler opprettet med hjemmel i statsvedtak.»

Art. 37, par. 6 bestemmer at Kommisjonen skal vedta de fornødne rekommendasjoner til medlemslandene om retningslinjene for og tempoet i gjennomføringen av den tilpasning som artikkelen krever for så vidt statsmonopoler angår.

Som det fremgår av bestemmelsene i art. 37, forbyr ikke art. 37 statsmonopoler eller lignende monopolvirksomhet. I prinsippet kan derfor såvel tilvirkningsmonopoler (d.v.s. f.eks. monopoler for utforsking etter og utvinning av petroleum) som innkjøps- og salgsmonopoler opprettholdes. Hva art. 37, par. 1 forbyr, er diskriminerende elementer i slike statsmonopoler eller delegerte monopoler til skade for de andre medlemsstaters statsborgere,[10]) sammenlignet med vedkommende lands egne statsborgere.

Denne oppfatning er en naturlig følge av artikkelens ordlyd. En skal imidlertid være oppmerksom på at det har foregått en viss politisk tautrekking i EEC's organer om statsmonopolers stilling i det hele. Den oppfatning som fortsatt synes å være den rådende er imidlertid at statsmonopoler ikke behøver avvikles, men må tilpasses Romatraktatens bestemmelser om ikke-diskriminering og om opphevelse av kvantitative restriksjoner.[11])

10. Bakgrunnen for den spesielle franske problematikk er den ordning som gjaldt (og gjelder) i Frankrike for import, raffinering og omsetning av petroleum og petroleumsprodukter, særlig av bensin.

Utgangspunktet for den franske ordning var en fransk lov av 1926 som bestemte at innførselen av råolje og andre petroleumsprodukter skulle undergis fransk statsmonopol. Denne lov som aldri trådte ut i livet, fordi vedkommende statsmonopol ikke ble opprettet, ble avløst av en lov av 1928. Denne lov gjennomførte et temmelig innviklet system for regulering av oljeindustrien både med hensyn til import av råolje og oljeprodukter, og med hensyn til raffinering og distribusjon.

Den franske stat har overtatt full kontroll med disse faser av petroleumsvirksomheten i form av spesielle statsbevilgninger for import, raffinering og distribusjon. Denne ordning er kalt det franske system med delegert monopol. Bestemmelsen i Roma-traktatens art. 37, par. 1, 2. ledd in fine kom inn i traktaten nærmest for å regulere og til dels imøtekomme dette system med delegert monopol.[12])

Det franske system innebærer for det første et importkvotesystem. Denne importkvote er knyttet nøye sammen med en streng kontroll og understøttelse av raffineringsvirksomhet i Frankrike. Endelig har det franske system meget strenge bestemmelser om salgskvoter for det innenlandske franske marked særlig av bensin og smøreoljeprodukter.

Tanken bak den franske ordning har for det første vært å styrke den franske petroleumsindustri, både utvinningssektoren og raffineringssektoren. Systemet har derfor i stor utstrekning tilgodesett petroleum produsert i Frankrike og i Franske oversjøiske områder. Det må i denne forbindelse kunne sies at f.eks. den fransk/algeriske petroleumsavtale av 29. juli 1965 som er behandlet i detalj i kap. VIII i det foregående, neppe ville ha vist seg regningssvarende for Frankrike dersom ikke det franske system hadde tilgodesett denne råolje både prismessig og hva angår omsetningen innenlands i Frankrike.

Strategiske hensyn har vært en sterkt medvirkende årsak til utbyggingen av det franske system. I tiden etter den første verdenskrig var Frankrike fortsatt blant verdens ledende kolonimakter og militærmakter. Å sikre petroleumsproduksjonen og oljetilførselen måtte derfor fremstille seg som en hovedoppgave for de franske myndigheter også fra et strategisk synspunkt.

11. For å belyse det franske system er det naturlig å begynne med salgskvotesystemet for omsetning av bensin og smøreoljer på det franske marked. Omsetningen av disse produkter kan bare foregå med hjemmel i spe-

[10]) Bl.a. rapport om Det europeiske økonomiske fellesskap (Markedsutvalget), Del. I, avgitt 24. februar 1967, s. 118 ff.

[11]) Rapport om Norge og Det europeiske fellesskap (Markedsutvalget), Del II, avgitt 2. juni 1967, s. 155—156. Se også Del V, avgitt 7. april 1970, s. 55—56.

[12]) Se bl.a. Denise Touret: Le régime français d'importation du pétrole et la communauté économique européenne (Paris 1968). Se også Petroleum Press Service, mars 1968, s. 92—95 og Petroleum Press Service, september 1970, s. 329—331.

sielle salgsbevilgninger som for bestemte perioder (gjerne 3-års-perioder) fastlegger de salgskvoter hver enkelt distributør har fått seg tildelt.

Som eksempel kan nevnes at de salgskvoter som ble fastsatt for 3-års-perioden som begynte 1. september 1969 for bensin, var fastsatt til 14,5—15,5 mill. tonn pr. år. Av dette salgskvantum fikk franske selskaper en andel av 54,4 pst. mens de store internasjonale selskaper sammenlagt fikk seg tildelt 44,7 pst. Det resterende (0,9 pst.) ble tildelt mindre, utenlandske uavhengige selskaper.[13])

Denne fordelingsnøkkel medførte imidlertid ikke at selskapene fritt kunne importere sine produkter fra utlandet. Innebygget i systemet er nemlig en meget streng raffineringsplikt i Frankrike som bl.a. knesatte den såkalte 90 pst.-regel. Raffineringskvoten med 90 pst.-regelen går ut på at det for hvert enkelt oljeselskaps vedkommende fastsettes en raffineringskvote. (Gjerne årlig for en tiårsperiode.) Denne raffineringskvote fastsetter de maksimale kvanta bensin som vedkommende selskap kan raffinere i Frankrike fra importert utenlandsk råolje, d.v.s. fra råolje som er produsert i andre land enn Frankrike eller de franske oversjøiske områder eller franc-soner.

90 pst.-regelen utbygger dette import- og raffineringskvotesystem ytterligere. 90 pst.-regelen går ut på at de oljeselskaper som er blitt tildelt salgskvoter for bensin og smøreprodukter på det innenlandske franske marked i hvert fall må ta 90 pst. av sin salgskvote fra raffinerier i Frankrike. Dette vil altså i virkeligheten si at import av utenlandsk bensin ved dette er innskrenket til en tiendepart av det totale innenlandske franske forbruk.

En ytterligere beskyttelse for fransk-produsert råolje og bensin ligger i bestemmelsen om at den tidligere nevnte raffineringskvote ikke gjelder bensin som er raffinert fra fransk-produsert råolje, d.v.s. råolje som er produsert i Frankrike eller i franc-sone-land. Dette vil først og fremst si algerisk olje. Bensin kan fritt raffineres fra slik råolje, og denne bensin kan også selges ut over de salgskvoter som selskapene ellers har fått seg tildelt.

Et ytterligere beskyttelsestiltak til fordel for franske interesser finnes i bestemmelsene om at det franske statsselskap C.F.P. har adgang til å raffinere som tilleggskvote ut over den tidligere fastlagte raffineringskvote, 25 pst. av det totale bensinkvantum som blir forbrukt i Frankrike.

[13]) Petroleum Press Service, September 1970, s. 329—331.

12. Det er åpenbart at i det ovenfor nevnte system er det innebygget en betydelig beskyttelse for franskprodusert råolje og bensin og for franske raffinerier. Det synes imidlertid like klart at dette må komme i strid med Fellesskapets ånd og bestemmelser. Særlig bestemmelsene som forbyr diskriminering mellom medlemsstatenes statsborgere i art. 37 og muligens også de prinsipielle forbud i art. 30 mot «kvantitative importrestriksjoner og tiltak med tilsvarende virkning».[14])

13. Kommisjonen har ved et par tidligere anledninger tatt opp disse spørsmål med den franske regjering, bl.a. i rekommandasjoner av 13. april 1962 og 24. juli 1963 i henhold til bestemmelsene i Roma-traktatens art. 37, par. 6 og art. 155.[15]) Frankrike ble oppfordret til å foreta det nødvendige for at forbudet mot diskriminering i art. 37, par. 1 skulle bli respektert. Ved disse henvendelser ga Kommisjonen uttrykk for at det franske syn i prinsippet var akseptabelt, nemlig at det her dreiet seg om et delegert statsmonopol som falt inn under bestemmelsene i art. 37 og ikke om «industrielle produkter» som etter art. 30 ikke må bli gjenstand for kvantitative importrestriksjoner.

Den franske regjering reagerte imidlertid noe langsomt på Kommisjonens rekommandasjoner. Kommisjonen har derfor sett seg nødsaget til i en utførlig rekommandasjon av 22. desember 1969 å gå i detalj med hensyn til de skritt den mener den franske regjering må ta for å oppfylle bestemmelsene om ikke-diskriminering i art. 37, par. 1.[16])

14. I sin rekommandasjon fastslår Kommisjonen først at de skritt den franske regjering har tatt frem til 1969 ikke har vært tilstrekkelig til å bringe det franske system i har-

[14]) Det franske standpunkt har her vært at det franske system prinsipielt faller inn under bestemmelsene i Roma-traktatens art. 37 om statsmonopoler og delegerte monopoler og ikke inn under Roma-traktatens art. 30 med forbud mot kvantitative importrestriksjoner og lignende tiltak. Dette skulle etter den franske oppfatning medføre at råolje og bensinprodukter i prinsippet ikke kan betraktes som et «industriprodukt» som etter utløpet av 1961 skulle være fri for kvantitative importrestriksjoner. Etter fransk oppfatning vil bestemmelsen i art. 37 — som må sees som en unntaksbestemmelse fra hovedforbudet i art. 30 — bare medføre at Frankrike ikke kan opprettholde diskriminerende bestemmelser til skade for medlemsstatenes statsborgere, selv om det ellers opprettholder kvantitative restriksjoner for petroleumsprodukter.

[15]) Se bl.a. Petroleum Press Service, mars 1968, s. 93 og id september 1970, s. 330.

[16]) Se bl.a. Journal Officiel, Législation, 9. februar 1970, 13. årgang, nr. L 31, tysk utgave, s. 26—29.

moni med Roma-traktaten. Dette gjelder særlig følgende tre spesialtiltak:

(a) å oppheve kvoteordningene for smøreolje,
(b) å øke salgskvotene for bensin,
(c) å utvide kretsen av forhandlere.

Kommisjonen hevder i denne forbindelse at selve systemet med salgskvoter og med 90 pst.-regelen strider mot Roma-traktatens bestemmelser om den frie omsettelighet av varer innen Fellesskapet og også mot forbudet mot diskriminering til skade for statsborgere av andre Fellesskapsland.

For så vidt angår innførselskvoter anfører Kommisjonen i sin anbefaling at den eneste korrekte fremgangsmåte for Frankrike ville være å oppheve enhver kvoteordning i relasjon til statsborgere i andre Fellesskapsland. Men Kommisjonen anfører i denne sammenheng at en slik løsning kan by på praktiske vanskeligheter og er derfor villig til å diskutere andre løsninger med den franske regjering. I denne forbindelse bemerker Kommisjonen at for så vidt gjelder innføringskvoten og raffineringsplikten består diskriminerингen særlig i det forhold at det bare er ikke-fransk råolje som er underkastet disse kvoteordninger. På samme måte, når det gjelder omsetningen av bensin, er det bare ikke-fransk bensin som er underkastet salgskvotene. Deri ligger etter Kommisjonens oppfatning en ulovlig diskriminering til skade for statsborgerne i andre Fellesskapsland.

Kommisjonen finner at 90 pst.-regelen er særlig diskriminerende.

Kommisjonens konklusjon er at i prinsippet har den franske regjering en plikt til å omforme sitt petroleumssystem for at det skal komme i samsvar med art. 37 i Roma-traktaten. Kommisjonen oppsummerte sine anbefalinger bl.a. som følger:

— Frankrike måtte fjerne enhver innføringskvote når det gjelder oljeprodukter fra andre medlemsland.

— Frankrike må fjerne de særrettigheter som gjelder til fordel for omsetning av fransk råolje og råolje produsert i francsonen.

— Frankrike må modifisere 90 pst.-regelen slik at det blir full likestilling mellom raffinerte produkter fra de forskjellige medlemsland.

15. I de diskusjoner som har fulgt etter denne rekommandasjon av 22. desember 1969, har Frankrike bl.a. fått tillatelse til i hvert fall for en 2-års-periode å opprettholde visse særbestemmelser når det gjelder omsetningen bl.a. av raffinerte petroleumsprodukter.[17])

Frankrike har samtidig påtatt seg å øke kvotene på import av raffinerte produkter fra andre Fellesmarkedsland.

16. En vil av det foregående se at det franske system er meget spesielt. De løsninger Kommisjonen har anbefalt i sin anbefaling av 22. desember 1969, blir tilsvarende spesielle.

Visse hovedlinjer kan imidlertid utledes av den franske problematikk og Kommisjonens reaksjon på denne.

Selv om Fellesskapets petroleumspolitikk ennå ikke er fastlagt, synes i hvert fall Kommisjonens standpunkt å være at et Fellesskapsland ikke kan gi særfordeler til petroleumsprodukter produsert eller foredlet i vedkommende land til diskriminering av tilsvarende produkter fra andre Fellesskapsland. Dette kan i fremtiden selvsagt spille en rolle når det gjelder opplegget av norsk oljepolitikk, særlig dersom man ved spesialtiltak vil fremme forbruket av norsk-produsert eller norsk-raffinert petroleum i forhold til petroleum produsert utenlands i Fellesskapsland.

Det vil imidlertid ikke være riktig på det nåværende tidspunkt å trekke for store konsekvenser av den franske problematikk. Det er selvsagt en mulighet for at under utarbeidelsen av en felles oljepolitikk vil visse hensyn tas og visse fordeler muligens gis til nasjonalprodusert olje selv om bestemmelsene i art. 37, art. 30 og i Roma-traktatens regler for øvrig formodentlig taler mot en slik mulighet.

Systemet med petroleumskonsesjoner.

17. Ett hovedspørsmål som selvsagt melder seg, er om det norske system med en strengt regulert petroleumsvirksomhet på vår kontinentalsokkel, basert på meddelelser av utvinningskonsesjoner (og undersøkelseskonsesjoner) fra staten, vil støte av mot prinsippene i Roma-traktaten.

Hele grunnlaget for den aktuelle virksomhet på vår kontinentalsokkel er at staten står som eier av de naturressurser som finnes i og på vår kontinentalsokkel. Dette følger bl.a. av lov av 21. juni 1963 om utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster. § 2 i første ledd bestemmer:

«Retten til undersjøiske naturforekomster tilligger staten.»

Skal andre enn staten selv utvinne disse naturforekomster, kan dette bare skje ved en tillatelse fra statens side til slik utnyttelse i

[17]) Se bl.a. Petroleum Press Service, september 1970, s. 330.

form av meddelelse av konsesjon. For petroleums vedkommende finnes bestemmelsen om dette i den kgl. resolusjon av 9. april 1965 om utforsking etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster. Det fremgår av denne resolusjon, sammenholdt med § 2 annet ledd i loven av 21. juni 1963, at for å lete etter petroleum og for å utvinne petroleum på norsk kontinentalsokkel må vedkommende ha fått seg meddelt konsesjon til slik virksomhet av Industridepartementet. For alminnelige undersøkelsestillatelsers vedkommende finnes bestemmelsene om dette i kapittel 2 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965. Enerett til utvinnelse gis ved utvinningstillatelser (konsesjoner) etter resolusjonens kapittel 3. For anlegg av rørledninger og lagringsanlegg for petroleum på vår kontinentalsokkel kreves særlig tillatelse (konsesjon) etter resolusjonens kapittel 4.

Fra enkelte hold har det vært uttrykt frykt for at det konsesjonssystem som vår petroleumslovgivning knesetter, i prinsippet ville stride mot bestemmelsene i Roma-traktaten. Grunnlaget for denne frykt er bl.a. de noe uklare bestemmelser i Roma-traktatens Del III, Kapittel 2 om den frie etableringsrett.

18. Kapittel 2 i Roma-traktatens Del III har overskriften: «Retten til å etablere seg». Dens artikkel 52 bestemmer i første ledd bl.a.:

«Restriksjonene på adgangen for en medlemsstats statsborgere til å etablere seg på en annen medlemsstats område skal gradvis oppheves i løpet av overgangsperioden i samsvar med de etterfølgende bestemmelser.»[18])

Artikkel 52 annet ledd har imidlertid en meget vesentlig innskrenkning i denne programerklæring, nemlig at denne retten til å etablere seg i et annet medlemsland må skje «på de vilkår som lovgivningen i det land hvor etableringen finner sted» fastsetter for vedkommende lands egne borgere. I denne forbindelse må man bl.a. ha i mente prinsipperklæringen i art. 7 i Roma-traktaten om at

«Enhver forskjellsbehandling på grunnlag av statsborgerskap er forbudt i medlemslandene.»

De konklusjoner som trekkes i Del I av den norske Rapport om det europeiske økonomiske fellesskap, avgitt 24. februar 1967, er utvilsomt korrekte. Det henvises her til s. 92 i Rapporten hvor det bl.a. sies:

«Det følger av art. 52 annet ledd og bestemmelsene i Roma-traktaten for øvrig at meningen ikke er å foreskrive fullstendig fri næringsutøvelse for alle. Meningen er at statsborgere i medlemslandene skal utøve selvstendig næringsvirksomhet på de vilkår som er fastsatt i vedkommende medlemsstats lovgivning og som gjelder for dens egne statsborgere. Det er diskrimineringen av andre medlemsstaters statsborgere artikkelen vil til livs ....»[19])

19. Det synes etter dette åpenbart at det etter Roma-traktaten ikke er forbudt for en stat på spesielle områder å basere næringsvirksomhet på et konsesjonssystem. Dette må være særlig klart for petroleumsutvinnings vedkommende. Det er vel neppe en stat i verden hvor ikke utvinning av petroleum er betinget av en særlig tillatelse tilsvarende en norsk utvinningstillatelse. Dette system er selvsagt også knesatt blant Fellesskapets medlemsland. Både Italia, Frankrike og Nederland har meget strenge konsesjonssystemer for utforsking etter og utvinning av petroleum på vedkommende lands kontinentalsokler. Som tidligere nevnt i denne betenkning har bl.a. Nederland et konsesjonssystem som har vesentlige trekk felles med det norske.

Det har selvsagt aldri vært på tale at disse konsesjonssystemer prinsipielt skulle være i strid med Roma-traktatens bestemmelser. Som jeg imidlertid har påvist, har visse diskriminerende detaljaspekter vært kritisert av Kommisjonen fordi de virket diskriminerende til skade for andre medlemslands statsborgere.

En kan i denne forbindelse igjen minne om Rådsdirektivet av 13. mars 1969 om gjennomføringen av etableringsfriheten og frie tjenesteytelser for utforsking etter og utvinning av petroleum og naturgass.[20]) Dette direktiv erklærer selvsagt ikke de nasjonale konsesjonssystemer for ulovlige, men fastslår bare at visse detaljregler i fransk, belgisk og italiensk lovgivning er diskriminerende til skade for de andre medlemslands statsborgere og derfor må endres.

---

[18]) Originaltekstene i Roma-traktatens fire sprog er noe mer uklare idet disse tekster bruker formuleringer som nærmest ville tilsvare en oversettelse «friheten... til å etablere seg». Den norske oversettelse som bruker uttrykksmåten «adgangen til å etablere seg», gir formodentlig et mer adekvat uttrykk for innholdet av og tanken bak bestemmelsen i art. 52 første ledd.

[19]) Se også Del III i Markedsutvalgets rapport avgitt 1. april 1968, s. 42 ff.

[20]) Originaltittelen er: Directive du Conseil du 13 mars 1969 concernant la réalisation de la liberté d'établissement et de la libre prestation des services pour les activités non salaries dans le domaine de la recherche (prospection et forage) de pétrole et de gaz naturel. Se Journal Officiel des Communautés Européennes, nr. L 68, 19. mars 1969. (Fransk tekst.)

Som kjent har også andre aktuelle søkerland innført konsesjonssystemer for utforsking etter og utvinning av petroleum. Storbritannia f.eks. har i sin petroleumslovgivning gjennomført et konsesjonssystem som selv i detaljene ligger meget nær det norske system. Det er utenkelig at dette britiske system i prinsippet skal være uforenelig med Roma-traktaten selv om det nok særlig på et punkt formodentlig må endres. Den britiske lovgivning har enda mer vidtgående bestemmelser enn den norske om at bare britiske statsborgere og britiske selskaper kan bli meddelt utvinningstillatelse på den britiske kontinentalsokkel. Hensett til Roma-traktatens hovedprinsipp om forbud mot diskriminering av medlemsstatenes statsborgere og hensett til det tidligere nevnte direktiv av 13. mars 1969 om gjennomføringen av den frie etableringsrett og retten til frie tjenesteytelser for utforsking etter og utvinning av petroleum og naturgass må nok Storbritannia endre sin lovgivning på det ovennevnte punkt og gi medlemsstatenes statsborgere og selskaper like muligheter med britiske til å søke om slike petroleumskonsesjoner.

20. Den konklusjon som derfor utvilsomt kan trekkes av det foregående, er at det norske konsesjonssystem ikke prinsipielt vil være i strid med Roma-traktatens bestemmelser. Det ville være uriktig å trekke den konklusjon fra Romatraktatens bestemmelser om etableringsretten at den norske kontinentalsokkel måtte legges helt åpen uten restriksjoner for utforsking og utnyttelse for statsborgere eller selskaper i Fellesskapslandene dersom Norge skulle bli medlem.

Det norske konsesjonssystem for petroleumsutvinning vil derfor kunne opprettholdes. Men endringer måtte eventuelt foretas i den utstrekning den norske lovgivning eller norsk administrativ praksis diskriminerer til skade for Fellesskaps-borgeres interesser. Etter Roma-traktatens regler skal i prinsippet alle traktatpartenes statsborgere og selskaper gis likebehandling bl.a. ved behandling og meddelelse av konsesjoner.

På den annen side er det klart at diskrimineringsforbudet ikke er absolutt i den forstand at en stat ikke i sin konsesjonspraksis kan sette rimelige vilkår til ekspertise, til økonomisk soliditet, forretningsmessig vederheftighet o.l. Det må være klart at i en så økonomisk tyngende, hasardiøs og farefyllt virksomhet som petroleumsproduksjon må en stat i sin konsesjonsadgang ha en adgang til å vurdere og velge mellom søkerne etter deres faglige kvalifikasjoner.

21. Av andre spesielle sider ved norsk oljepolitikk som muligens kan reise spørsmål i relasjon til Roma-traktaten, kan kort nevnes problemer som statsdeltagelse, ilandføring i Norge og mulig leveringsplikt i Norge til dekning av nasjonale behov.

En skal først se på spørsmålet statsdeltagelse og et spørsmål som henger nær sammen med dette, nemlig spørsmålet om staten eller statseidde selskaper kan forbeholde seg spesielle områder til eneutnyttelse eller fortrinnsvis utnyttelse for staten eller statsorganiserte selskaper. Utgangspunktet er her at Roma-traktaten ikke synes å være til hinder for at staten gjennomfører en konsesjonspolitikk som går ut på at staten skal delta i konsesjonene f.eks. i form av Joint Ventures eller ved å inngå entreprenørkontrakter med interesserte selskaper. I hvert fall så lenge en felles politikk ikke er fastlagt hva gjelder petroleumsproduksjon innen Fellesskapet, finnes det ingen holdepunkter for at en slik oljepolitikk ville være i strid med Romatraktatens bestemmelser eller dens ånd og prinsipper. En oljepolitikk som gir staten deltagerrett i form av Joint Ventures eller entreprenørkontrakter er en kjent tendens i de fleste oljeproduserende land. Den er heller ikke ukjent innen medlemsstatene i Fellesskapet. I Italia er det f.eks. knesatt en petroleumspolitikk som gir det italienske statsselskap ENI en viss fortrinnsrett til fordelaktige områder. Kommisjonen har ikke hittil reagert på disse sider ved den italienske oljepolitikk. Den har nærmest tatt det standpunkt at staten i dette tilfelle har gitt en viss fortrinnsrett til seg selv, men at den ikke har diskriminert mellom italienske statsborgere og statsborgere eller selskaper fra Fellesskaps-landene. Italienske statsborgere er derfor i prinsippet ikke bedre stillet enn representanter for andre Fellesskapsland for så vidt. Noe annet er at det italienske statsselskap nyter en priviligert stilling.

Heller ikke det hollanske system som medfører en betydelig deltagerrett for den hollandske stat, særlig for naturgass produsert på hollandsk territorium, innebærer noen konflikt med Roma-traktaten.

Storbritannia har på samme måte som Norge ved sine siste utlysninger — og da spesielt for utlysninger av områder i Irskesjøen — forbeholdt seg at staten skal ha en deltagerrett i konsesjonene.

Etter det allerede anførte bør det være klart at hverken Norge eller Storbritannia som søkerland skulle ha vansker når det

gjelder denne side ved deres praksis i forbindelse med meddelelse av petroleumskonsesjoner på kontinentalsokkelen.

22. Det annet spørsmål som er nevnt i foregående punkt, er om ilandføringsproblematikken kan by på særlige vansker i relasjon til Roma-traktaten. På dette punkt reiser tvilen seg i forbindelse med § 33 første ledd i den kongelige resolusjon av 9. april 1965:

«Finner Kongen at nasjonale interesser tilsier det, kan han bestemme at utvunne petroleumsprodukter helt eller delvis skal ilandføres i Norge, eller at rettighetshaveren skal levere av sin produksjon til dekning av nasjonale behov.»

Som en ser, inneholder § 33 her to bestemmelser av litt forskjellig karakter. Den ene bestemmelse går ut på at dersom nasjonale interesser krever det, kan Kongen, d.v.s. administrasjonen, treffe bestemmelse om at petroleum produsert på norsk kontinentalsokkel skal ilandføres i Norge, eventuelt før den eksporteres videre til andre land.

Mer vidtgående er den andre bestemmelse som inneholder en leveringsplikt for norskprodusert petroleum til dekning av nasjonalt behov dersom nasjonale interesser tilsier dette.

Det er etter min mening sannsynlig at Fellesmarkedsproblematikken stiller seg noe forskjellig for to bestemmelsers vedkommende.

23. Når det gjelder ilandføringsproblematikken, skal det etter min mening mye til for at den noe betingede bestemmelsen om plikt til ilandføring i Norge og en konkret beslutning om slik ilandføring kan sies å komme på kant med Roma-traktatens bestemmelser. Utgangspunktet må være at kontinentalsokkelen må sees som en del av Norges territorium i denne forbindelse. At Norge bestemmer at den produserte petroleum skal bringes til et bestemt sted på norskekysten for eventuell videredistribusjon derfra, kan være betinget av mange hensyn. Hensynet til kontroll med produksjon og konservering, hensynet til kontroll med forurensing, eller utenrikspolitiske og strategiske hensyn etc. Forutsatt at det ikke skjer noen diskriminering til skade for statsborgere av andre Fellesskapsland som driver petroleumsvirksomhet på vår kontinentalsokkel, kan det ikke sees at et ilandføringspåbud ville stride mot noen av Roma-traktatens artikler.

Det kan i denne forbindelse være av interesse å påpeke at f.eks. Storbritannia har betydelig mer absolutte regler i sin lovgivning om ilandføringsplikt i Storbritannia av all petroleum produsert på den britiske kontinentalsokkel.

24. Noe mer tvilsomt er spørsmålet om den andre bestemmelsen i § 33 første ledd om leveringsplikt av norskprodusert petroleum til dekning av nasjonale behov vil komme i strid med Roma-traktatens bestemmelser særlig da bestemmelsen i artikkel 30 i Roma-traktaten som bestemmer:

«Kvantitative importrestriksjoner og alle tiltak med tilsvarende virkning er forbudt medlemsstatene imellom ...»

Det kan naturligvis i prinsippet tenkes at en beslutning om leveringsplikt av norsk-produsert petroleum til dekning av nasjonalt behov kan komme til å støte an mot denne bestemmelsen. Nå er imidlertid forholdet det både for så vidt råolje og naturgass angår at noen produksjon innen Fellesskapet for eksport til Norge i hvert fall for øyeblikket ikke er særlig aktuell, slik at et påbud om leveringsplikt av norsk petroleum til dekning av norsk behov formodentlig allerede av denne grunn ikke kan vekke særlig anstøt.

Det er muligens også tenkelig at når Fellesskapet i fremtiden vil utarbeide regler for en felles petroleumspolitikk, vil kanskje de hensyn som ligger bak bestemmelsen i § 30 i vår kongelige resolusjon, tillegges en viss vekt også i andre Fellesskapslands lovgivning.

En kan imidlertid langt fra være sikker på dette. Det er momenter som taler for at dersom denne bestemmelse om leveringsplikt i den kongelige resolusjon i det konkrete tilfelle virker diskriminerende i forhold til Fellesskapets andre medlemmer, kan vi vente oss en lignende reaksjon fra Fellesskapet som den Frankrike fikk i forbindelse med det franske system ved Kommisjonens anbefaling av 22. desember 1969. (Se punktene 9—16 i dette kapittel.)

Derimot er det vel utvilsomt at den særlige force majeure-bestemmelse i § 34 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 ikke kan tenkes å komme i strid med Roma-traktatens bestemmelser. § 34 bestemmer:

«I tilfelle av krig, krigsfare eller annen krisesituasjon kan Kongen bestemme at rettighetshaveren helt eller delvis skal stille utvunne petroleumsprodukter til disposisjon for norske myndigheter.»

I slike force majeure-situasjoner synes det åpenbart at hensynet til det frie varebytte eller til ikke-diskrimineringstanken ikke slår igjennom overfor bestemmelsene i § 30 i Roma-traktaten.

25. De konklusjoner som i det foregående har vært trukket med hensyn til vår konsesjonspolitikk, ilandføringsproblematikken etc., er som utgangspunkt riktige. Men en kan selvsagt ikke se bort fra at utformingen av en felles energi-politikk kan føre til modifika-

sjoner i de konklusjoner som er angitt i det foregående, selv om dette ikke er sannsynlig. En skal f.eks. huske på at det med utgangspunkt i art. 3 h i Roma-traktaten finnes bestemmelser om lovharmonisering av lovgivningen i Fellesskapslandene «i den utstrekning dette er nødvendig for Fellesmarkedets funksjon.» Det er vel ikke mulig å si om disse harmoniseringsbestemmelser i traktaten kan føre til at man innen Fellesskapet ville forsøke å innføre en konsesjonslovgivning for undersøkelse etter og utvinning av olje som måtte føre til endringer i det system Norge bygger sin oljepolitikk på nå eller i fremtiden.

Som en mulig deltager i Fellesskapet ville naturligvis Norge ha en medbestemmelsesrett i en slik utvikling. Andre medlemsland som Italia, Nederland, Storbritannia og Danmark ville formodentlig ha tilsvarende interesser som Norge i utformingen av sin konsesjonspolitikk. Alt dette blir imidlertid gjetninger og hypoteser slik at det er vanskelig å peke på annet enn de teoretiske muligheter.

Avsluttende bemerkninger.

26. Den hovedkonklusjon man må trekke av den foregående gjennomgåelse er at i prinsippet vil medlemsstatenes kontinentalsokler og den virksomhet som foregår der, falle inn under Roma-traktatens bestemmelser og Fellesskapets beslutningsvirksomhet. Det er imidlertid ikke mulig å antyde detaljene i Fellesskapets fremtidige politikk for så vidt produksjon av olje og naturgass angår. Ikke engang hovedlinjene for denne politikk er ennå utformet bortsett fra at reglene om retten til etableringen på de andre medlemsstaters territorier formodentlig får prinsipiell anvendelse på petroleumsutvinning på kontinentalsokkelen.

Et spørsmål som egentlig ligger utenfor rammen av denne betenkning og som derfor bare skal berøres kort til slutt, er spørsmålet om vår petroleumsproduksjon gir en ekstra foranledning til å bli medlem av Fellesskapet. Problematikken ville først og fremst reise seg dersom det vil vise seg at Norge kan bli et betydelig petroleumseksporterende land. Å gi et helt objektivt svar på dette spørsmål kan være vanskelig på grunn av de mange ukjente faktorer.

Etter min mening er svaret minst tvilsomt når det gjelder en mulig eksport av råolje fra Norge. Utgangspunktet er at Vest-Europa, d.v.s. først og fremst de nåværende EEC-land og EFTA-landene, ved siden av USA er de største forbrukere av petroleum i verden og derved også det største petroleumsimporterende område i verden. Råoljeimporten skjer selvsagt fra land som vel aldri kan tenkes å bli medlemmer i det Europeiske Fellesskap, midt-øst-landene, Afrika, Venezuela og USSR. Det kan vel neppe tenkes at man innen Fellesskapslandene skulle gjøre så store petroleumsfunn at Fellesskapet skulle bli selvforsynt med råolje. I virkeligheten er oljeproduksjonen i Fellesskapet i dag nærmest for intet å regne. Til dette kommer at man i tiden frem til år 2000 regner med at forbruket i Vest-Europa i hvert fall vil fordoble seg hvert 10. år slik at områdets energibehov i fremtiden nærmest vil bli faretruende stort hensett til den aktuelle verdensproduksjon av olje i dag.

Når det gjelder råolje, må vel derfor den naturlige konklusjon bli at Fellesskapet også i fremtiden må basere storparten av sin import av råolje på import fra land og områder som står utenfor Fellesskapet med de konsekvenser dette måtte ha for den spørsmålsstilling som ble reist i det foregående. Norge bør kunne regne med å konkurrere om råolje-eksporten på linje med andre og mer fjerntliggende oljeproduserende land, selv om vi blir stående utenfor Fellesskapet.

Når det gjelder raffinerte petroleumsprodukter, først og fremst bensin, dieselolje og smøreolje, er problematikken formodentlig en annen. På dette punkt har jo oljepolitikken i de store forbrukerland, ikke minst Fellesskapslandene, vært i størst mulig utstrekning selv å raffinere oljen for det nasjonale forbruk. I første rekke blir det råolje som importeres for å bearbeides i de nasjonale raffinerier eller Fellesskapsraffineriene.

Det er åpenbart at Fellesskapet vil være interessert i å oppmuntre raffineringsvirksomheten innen Fellesskapet mest mulig slik at en fortsatt må regne med tollmurer mot raffinerte petroleumsprodukter og andre petrokjemiske produkter som importeres fra land utenfor Fellesskapet. Dette vil selvsagt også virke hemmende for en eventuell eksport fra Norge av slike produkter dersom vi skulle velge å stå utenfor Fellesskapet, og i fremtiden skulle ha et overskudd til eksport av slike raffinerte petroleumsprodukter. Utviklingen både i Norge og utenlands vil selvsagt avgjøre hvor viktig dette hensyn vil bli i fremtiden.

Tidligere i denne betenkning har det vært pekt på den tendens som har gjort seg gjeldende i de mer avanserte oljeproduserende land, nemlig at de selv ønsker å raffinere sine oljeprodukter slik at de kan eksportere det foredlede produkt fremfor råoljen. Hvilket omfang denne utvikling vil få og takten i utviklingen, er det vanskelig å si noe om. Men skulle utviklingen gå meget raskt, kunne det

skape vansker for Fellesskapslandene når det gjelder å opprettholde tollmurene mot raffinerte petroleumsprodukter fra produsentlandene av råolje inklusive Norge. Det vil formodentlig være noe urealistisk å tro at de oljeproduserende land i de nærmeste tiår vil være i stand til å gjennomføre en politikk med utbygging av nasjonale raffinerier i en slik utstrekning at dette skulle tvinge Fellesskapslandene til å avvikle sine importrestriksjoner på raffinerte oljeprodukter. Skulle derfor Norge være i stand til å utbygge en omfattende raffineringsvirksomhet til foredling av norskprodusert råolje med derav følgende eksportbehov, kan man ikke se bort fra at det kunne skape betydelige vansker for en eksport av raffinerte produkter til Fellesskapet at Norge blir stående utenfor. Vekten av dette argument vil naturligvis avhenge av hvor stor raffineringsvirksomhet som kan utvikles i Norge i årene fremover på basis av en forventet økende produksjon av råolje.

Når det gjelder produksjon og omsetning av naturgass, er det også vanskelig å uttale seg med noen grad av sikkerhet om hvilken betydning det eventuelt ville ha for eksportmulighetene om Norge trådte inn i Fellesskapet eller holdt seg utenfor. På kortere sikt ville det formodentlig skape vansker for eksporten av naturgass om en holdt seg utenfor. På lengre sikt vil formodentlig behovet for naturgass både som energikilde og råstoffkilde være meget stort i Europa. Om dette ville skape en selgers marked i en slik grad at land utenfor Fellesskapet vil få gunstige eksportmuligheter, er det ikke godt å uttale seg om. Men en kan ikke helt utelukke en slik utvikling.

KAPITTEL XII

Norges kontinentalsokkel nord for 62°.

1. Ved kongelig resolusjon av 31. mai 1963 og lov av 21. juni 1963 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster er det bestemt at «havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder utenfor kysten av Norge er undergitt norsk statshøyhet for så vidt angår utnyttelse og utforsking av naturforekomster». De geografiske grenser for denne høyhetsrett, d.v.s. kontinentalsokkelens utstrekning, går «så langt ut som havets dybde tillater utnyttelse av naturforekomstene», men «ikke ut over midtlinjen i forhold til andre stater».

Denne avgrensningsregel svarer stort sett til de bestemmelser som finnes om dette i Genève-konvensjonen om kontinentalsokler av 29. april 1958. Riktignok bestemmer konvensjonen i art. 1 at grensene for statenes kontinentalsokler går «ut til en dybde av 200 meter eller så langt utenfor denne grense som havets dybde tillater utnyttelse av naturforekomstene i områdene». Den norske lovgivning har ingen henvisning til 200-meterskriteriet, men legger alene utnyttelseskriteriet til grunn. I virkeligheten blir resultatet det samme som etter Genève-konvensjonen. Med teknikkens utvikling vil alltid utnyttelsen av havbunnen være mulig på større enn 200 meters dyp. Derfor har utnyttelseskriteriet slått igjennom som det bestemmende kriterium også etter konvensjonen.

2. Syd for 62° volder avgrensningsspørsmålene for den norske kontinentalsokkel ingen særlige vansker. Ved traktater med våre naboland er grensene for den norske kontinentalsokkel trukket opp i detalj etter midtlinjeprinsippet. For Nordsjøens vedkommende har vi avtaler om dette med Storbritannia av 10. mars 1965 og med Danmark av 8. desember 1965. For oppdelingen av kontinentalsokkelen i ytre Oslofjord og Skagerak/Kattegat-området med Sverige har de to land inngått en avtale av 24. juli 1968 som på basis av midtlinjeprinsippet trekker grensen opp i detalj. Disse folkerettslige avtaler har naturlig nok ikke medført reaksjoner fra noe land. Norges rådighet over kontinentalsokkelen i Nordsjø-områdene og Skagerak er blitt fastlagt og anerkjent med endelig virkning i forhold til andre stater, først og fremst de nabostater vi har sluttet avtaler med.

For visse andre Nordsjø-områders vedkommende har avgrensningen ikke foregått så smertefritt. Det oppsto tvist mellom Danmark og Nederland på den ene side og Forbundsrepublikken Tyskland på den annen om avgrensningen av landenes kontinentalsokler. På tysk side ville man ikke uten videre godkjenne midtlinjeprinsippet i denne del av Nordsjøen. Forbundsrepublikken hevdet at på grunn av kystens spesielle form ville midtlinjeprinsippet medføre en særlig ugunstig deling av disse kontinentalsokkelområder til skade for Tyskland. Tvisten ble forelagt for den Internasjonale Domstol i Haag som avsa dom i saken 20. februar 1969. Selv om dommen ikke fastslo hvilke prinsipper som skulle legges til grunn i denne spesielle sak, gikk avgjørelsen stort sett i Tysklands favør. Av-

gjørelsen berører imidlertid ikke avgrensningen av den norske kontinentalsokkel. Vi har ingen felles kontinentalsokkelgrense med Tyskland.

Grunnlaget for den virksomhet som har vært utøvet på vår kontinentalsokkel i Nordsjø-området, hviler bl.a. på det faktum at folkerettslig og utenrikspolitisk har yttergrensene for den norske kontinentalsokkel vært fastlagt i detalj ved traktater med våre tre naboland. Uten protester fra andre land har de norske myndigheter kunnet utferdige undersøkelsestillatelser og utvinningstillatelser og kunnet foreta de administrative og kontrollerende skritt som har vært nødvendig for virksomheten på den del av norsk kontinentalsokkel.

3. Den ovenfor nevnte detaljavgrensning rekker imidlertid bare opp til ca. 62° n.br., d.v.s. til området syd for Stadt. I de meget betydelige deler av vår kontinentalsokkel som strekker seg nord for Stadt, er avgrensningsproblemene ennå uløste. I stor utstrekning vil problematikken her være en ganske annen enn i områdene sydover. Nord for Stadt står vi nemlig ikke først og fremst overfor en avgrensning mot andre staters kontinentalsokler, bortsett fra den nord-østlige del av vår kontinentalsokkel mot USSR. Her vil problematikken være å bestemme avgrensningen av vår kontinentalsokkel mot de store havdyp i vest og nord og avgrensningen av vår kontinentalsokkel nord for Svalbard i Polhavet. For disse områders vedkommende står de norske myndigheter overfor uløste spørsmål av betydelig folkerettslig og utenrikspolitisk rekkevidde.

Følgende hovedspørsmål reiser seg i denne forbindelse:

a) Hvor langt ut strekker norsk kontinentalsokkel seg mot de store havdyp i vest og nord-vest i Atlanterhavet og Nordishavet?
b) Kontinentalsokkelproblematikken i området fra Troms/Finnmark til Svalbard-øygruppen; videre forholdet mellom Norges høyhetsrett over denne kontinentalsokkel og avgrensningen av Svalbard-traktatens anvendelsesområde.
c) I nær tilknytning til dette spørsmål er spørsmålet om hvor grensen går mellom Svalbards sjøterritorium og norsk kontinentalsokkel.
d) Hvor langt nordover strekker norsk kontinentalsokkel seg nord for Svalbard-øygruppen, d.v.s. i Polhavet opp mot Nordpolen?
e) Detaljavgrensningen i øst mellom norsk kontinentalsokkel og den sovjetiske kontinentalsokkel i Barentshavet.

4. En skal først se på spørsmålet om utstrekningen av den norske kontinentalsokkel mot de store havdyp i Atlanterhavet og videre nordover. Noe unøyaktig kan en si at en her særlig tar for seg kontinentalsokkelområdene mellom 62° n.br. og 70° n.br..

Som alt nevnt, legger norsk lovgivning utnyttelseskriteriet til grunn for avgrensningen mot de store havdyp. Det samme gjør som nevnt også Genève-konvensjonen av 1968 om kontinentalsokler. Dette utnyttelseskriterium er som utgangspunkt hensiktsmessig fordi det gir en elastisk avgrensningsregel som kan ta rimelig hensyn til spesielle behov hos kyststatene og til de geografiske særegenheter. På den annen side ligger i denne elastisitet også prinsippets åpenbare svakheter.

Konsekvensen av utnyttelseskriteriet som avgrensningsprinsipp er at yttergrensene for en stats kontinentalsokkel utvider seg med teknikkens utvikling. Allerede i dag er det teknisk mulig å utnytte oljeforekomster på betydelig dypere vann enn 200 meter. I fagtidsskrifter fra den senere tid er det gitt opplysninger om at dykkerteknikkens utvikling i dag gjør det mulig å foreta de nødvendige installasjoner for oljeboring etc. på havdyp opp til 1 200—1 300 fot, d.v.s. ca. 400 meter.

Forsøksboringer har allerede funnet sted på betydelig større dyp, såvidt vites opp til 1 500 meters dyp under forsøk som ble foretatt av de amerikanske myndigheter i 1969—70. Det ligger også innenfor teknikkens mulighet i dag å utvinne mineraler fra overflateavleiringer på havbunnen på store dyp, anslagsvis opp til 1 200—1 500 meter.

5. I sin ytterste konsekvens kunne utnyttelseskriteriet medføre at verdens kyststater delte havbunnen til de store havdyp mellom seg etter et midtlinjeprinsipp. Dette har vært hevdet av enkelte folkerettslærde, men er etter min mening ikke bare politisk umulig, men også juridisk uholdbart. Det utnyttelseskriterium som Genève-konvensjonen om kontinentalsokkelen av 1958 legger til grunn, bestemmer at det må være en samhørighet mellom kysten og undergrunnen utenfor for at dette område skal regnes som nasjonal kontinentalsokkel. Denne samhørighet opphører hvis en går ut altfor langt til havs.

Før eller senere vil det være nødvendig å søke å trekke opp yttergrensene for nasjonale kontinentalsokler selv etter utnyttelseskriteriet. Det er imidlertid i dag ikke mulig å angi hvor denne yttergrensen går. Det er imidlertid åpenbart at kriteriet 200 meters dyp ikke representerer yttergrensen for nasjonale kontinentalsokler. Hvorvidt yttergrensen i fremtiden bør fastsettes etter et dybdekriterium,

en bestemt avstand fra land eller andre kriterier er for øyeblikket et åpent spørsmål. Disse spørsmål har vært sterkt oppe i FN's arbeid de siste år, bl.a. i forbindelse med spørsmålet om å formulere en prinsipperklæring om hvilke regler som gjelder for havbunnen på de store havdyp utenfor de nasjonale kontinentalsokler.

6. Som kjent vedtok 25. Generalforsamling (1970) en prinsipperklæring om rettsreglene for havbunnen og undergrunnen utenfor nasjonal jurisdiksjon. Den 25. Generalforsamling besluttet samtidig å innkalle til en ny FN-konferanse om havets folkerett.

I prinsipperklæringen slåes det bl.a. fast at det eksisterer et område av havbunnen og undergrunnen som ligger utenfor grensene for nasjonal jurisdiksjon. Prinsipperklæringen forkaster m.a.o. et resultat hvoretter verdenshavene i sin helhet blir delt mellom kyststatene etter utnyttelseskriteriet. Prinsipperklæringen avholder seg imidlertid fra å trekke opp de nærmere detaljregler for avgrensningen mellom nasjonale kontinentalsokler og havbunnen til de store havdyp som skal tilhøre «menneskehetens fellesarv». Det kan nevnes i denne forbindelse at resolusjonen om havbunnprinsippene ble vedtatt enstemmig av 25. Generalforsamling.

En slik resolusjon er selvsagt ingen bindende traktat mellom medlemsstatene. Resolusjonen blir i prinsippet heller ikke på annen måte rettslig bindende for medlemsstatene. Men det faktum at resolusjonen søker å definere hovedprinsippene for de rettsregler som skal gjelde havbunnen utenfor nasjonal jurisdiksjon, at det for øyeblikket ikke eksisterer sikre og detaljerte rettsregler om disse områder og det forhold at prinsipperklæringen ble vedtatt enstemmig, vil etter min mening føre til at denne prinsipperklæring vil bli ansett som et uttrykk for gjeldende folkerett. Resolusjonen om innkalling til en ny FN-konferanse om havets folkerett i 1973 definerer konferansens mandat. Denne konferanse skal bl.a. forsøke å gi «en presis definisjon av det området» av havbunnen som ligger utenfor nasjonal jurisdiksjon. Derved må den indirekte definere yttergrensene for nasjonale kontinentalsokler.

7. Den konklusjon som kan trekkes av ovenstående, er at folkeretten for øyeblikket ikke har presise regler om yttergrensene for de nasjonale kontinentalsokler ut mot de store havdyp.

Konsekvensen av dette for Norges vedkommende blir at forsiktighet må utvises dersom vi ønsker å åpne områdene nord for 62°. På den ene side må Norge ikke foregripe utviklingen av FN's arbeid. Norge har tatt meget aktiv del i denne utvikling og må ikke bli beskyldt for ved «et kupp» å tilegne seg områder av havbunnen som i fremtiden kanskje vil måtte behandles som områder undergitt et internasjonalt regime som menneskehetens fellesarv. På den annen side må vi heller ikke ta en altfor restriktiv linje slik at vi f.eks. binder oss til et 200-meters-kriterium, mens utviklingen ellers i verden går mot betydelig mer omfattende kontinentalsokler.

Det er vanskelig å forutsi hvilke folkerettskriterier som vil bli fastlagt i fremtiden. Etter min mening vil det formodentlig være politisk riktig å gi kyststatene forholdsvis store nasjonale kontinentalsokler. Ved en slik politikk kunne man forhåpentlig få kyststatene til å akseptere at havbunnen for øvrig skal internasjonaliseres som et område tilhørende menneskehetens fellesarv. Det er videre mulig at det mest realistiske ville være å fastlegge alternative kriterier for opptrekking av yttergrensene for nasjonale kontinentalsokler. D.v.s. enten en bestemt avstand fra land eller et bestemt havdyp med adgang for kyststatene til å velge det kriterium som gir den fordelaktigste kontinentalsokkel. På bakgrunn av den praksis som en rekke latinamerikanske stater og andre utviklingsland har valgt, er det formodentlig politisk urealistisk å tro at en distanse på mindre enn 200 nautiske mil av land ville være et akseptabelt kriterium for folkerettssamfunnet. Det alternative dybdekriterium kunne antydes til 500 meter eller 1 000 meter.

8. For fullstendighetens skyld bør det kanskje nevnes i denne forbindelse at USA i august 1970 Under Havbunnkomitéens Genèvemøte fremla et utkast til konvensjon om havbunnens internasjonale regime. I art. 1, par. 2 i dette forslag foreslår USA at kontinentalsokkelen begrenses ved en linje som trekkes på 200 meters dyp. Utenfor disse nasjonale kontinentalsokler foreslås opprettet en mellomsone, et såkalt internasjonalt tilsynsområde, som skal strekke seg fra 200-meters-dypet og ut til basis for den såkalte kontinentalskråning (the continental slope). Grensen for denne kontinentalskråning er ikke angitt i forslaget. Kontinentalskråningen — et geologisk kriterium — ligger vanligvis på 1 200—1 500 meters dyp. I dette område skulle kyststaten ikke ha noen særrettigheter fremfor andre stater bortsett fra visse administrative oppgaver og visse begrensede økonomiske inntekter av virksomhet der. Utenfor disse soner skulle havbunnen og naturrik-

dommene internasjonaliseres som menneskehetens fellesarv og være underkastet et internasjonalt regime.

Etter min mening har dette forslag små muligheter for å bli akseptert av storparten av FNs medlemsland, bl.a. fordi forslaget for sterkt begrenser utstrekningen av nasjonale kontinentalsokler. Forslaget er i det hele såpass i strid med den utvikling og statspraksis som allerede har funnet sted, at den i betydelig grad ville innebære at man for en rekke lands vedkommende måtte skru utviklingen tilbake. Etter min mening er derfor forslaget lite realistisk. Når det likevel nevnes, er det for det første fordi det viser at i hvert fall en av supermaktene stiller seg positiv til tanken om internasjonalisering av havbunnen til de store havdyp. Til dette kommer at forslaget har vært diskutert og til dels misforstått i pressen. Forslaget vil i sin nåværende form neppe være antagelig for norske interesser.

9. Det neste spørsmål som skal drøftes, er spørsmålet om utstrekningen av norsk kontinentalsokkel i områdene fra kysten i Nord-Norge og til Svalbard. Grovt beskrevet er dette områdene fra ca. 70° n.br. fra Sveinsgrunnen og Malangsgrunnen nordover til Svalbard-øygruppen.

Utgangspunktet må utvilsomt være at dette område utgjør en del av den norske kontinentalsokkel. Geologisk er det klart nok at kontinentalsokkelen fortsetter fra norskekysten og nordover helt opp til Svalbard og forbi øygruppen. Til dels når sokkelen i disse områder ned til større havdyp enn 200 meter, på visse områder ned til ca. 400 meters dyp. Men det er en klart sammenhengende kontinentalsokkel som havbunnen her danner. I vest stuper den ned mot de store havdyp. I øst møter den kontinentalsokkelen til Sovjetunionen.

Rettslig sett er det heller ikke tvilsomt at norsk kontinentalsokkel strekker seg kontinuerlig nordover mellom norskekysten og Svalbard.

Som før nevnt, fremgår dette klart av norsk lovgivning både den kongelige resolusjon av 31. mai 1963 og loven av 21. juni 1963 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster. Som tidligere nevnt, slår denne lovgivning fast at norsk kontinentalsokkel strekker seg så langt ut som «havets dybde tillater utnyttelse av naturressursene». Det er utvilsomt at disse områdene ligger vel til rette for en økonomisk utnyttelse av naturressursene og derfor faller klart inn under vår lovgivnings bestemmelser.

Folkerettslig sett er spørsmålet like uomtvistelig. Som tidligere nevnt, opererer Genève-konvensjonen om kontinentalsokler med to kriterier; 200-meter-kriteriet og utnyttelseskriteriet for så vidt utnyttelse kan skje utenfor 200-meters-dypet. Legger en til grunn de rettsregler som følger av dette, vil også gjeldende folkerett medføre at havbunnen fra Nord-Norge og til Svalbard utgjør en del av Norges kontinentalsokkel.

10. Det følger av det som her er anført, at norsk lovgivning kommer til anvendelse på disse områder for så vidt gjelder undersøkelse etter og utvinning av naturressurser. Prinsipielt kommer lov av 21. juni 1963 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster til anvendelse på dette område som på kontinentalsokkelen ellers. Det samme gjelder den kongelige resolusjon av 9. april 1965 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster og den kongelige resolusjon av 25. august 1967 vedrørende sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumsforekomster.

11. Selv om det juridiske utgangspunkt er klart både når det gjelder de folkerettslige sider av spørsmålet og de internrettslige sider, skal man være oppmerksom på at visse problemer melder seg spesielt for disse områder.

Utenrikspolitisk og sikkerhetspolitisk er de havområder det her gjelder, d.v.s. områdene fra 70° n.br. til Svalbard-øygruppen, blant de viktigste og ømfintligste i verden. Dette må mane til spesiell aktsomhet når det gjelder å formulere vår oljepolitikk for disse områders vedkommende.

I dagspressen er det kommet frem forslag om å internasjonalisere disse områder. Forslaget synes lite realistisk både fra et innenrikspolitisk synspunkt og særlig fra et utenrikspolitisk synspunkt. Folkerettssamfunnets utvikling har ikke nådd det stadium hvor en stat med særlig hell kan bli kvitt sine utenrikspolitiske forpliktelser ved å «internasjonalisere» et område. Det finnes i dag ingen internasjonale organisasjoner som kan overta forvaltningen av disse havbunnområder selv om det mot formodning skulle vise seg ønskelig for Norge å oppgi dem. Det er etter min mening heller ingen grunn for Norge til å forsøke å få disse områder internasjonalisert. De geologiske formasjoner på disse områder antyder mulighetene av store naturrikdommer. Det synes derfor naturlig for Norge ved en progressiv oljepolitikk og utenrikspolitikk selv å påta seg de oppgaver og det ansvar

som området innebærer. En bør i denne forbindelse være oppmerksom på at Norge hittil har vært ansett som et foregangsland både når det gjelder oljelovgivningen på kontinentalsokkelen og ikke minst når det gjelder spørsmålet om å utferdige og å håndheve sikkerhetsforskrifter for virksomheten på kontinentalsokkelområdene. Etter min mening vil det også av disse grunner være av betydning at Norge selv forbeholder seg retten til å bestemme utviklingen på disse områder.

Uten å gå i detaljer hva de sikkerhetspolitiske sider angår, er det åpenbart at Norge her må påta seg et betydelig ansvar. Som jeg tidligere har antydet, er det en nærliggende mulighet at vår oljepolitikk i disse områder må utformes på en annen og noe forsiktigere måte enn den oljepolitikk som kan være akseptabel for de andre (og sydligere) deler av kontinentalsokkelen. Dette skulle tilsi at man bruker den tid som er nødvendig for nøye å vurdere og møte de spesielle problemer som petroleumsaktivitet i disse områder reiser. At statens kontroll med virksomheten må være særlig stor på disse områder, synes åpenbart. Det er også mulig — som jeg tidligere har antydet — at for disse områders vedkommende bør staten selv overta den økonomiske virksomhet både for å ha den absolutte kontroll med denne virksomhet til enhver tid og for å unngå frykt fra andre staters side for at utenlandske interesser som eventuelt fikk drive petroleumsvirksomhet på disse områder, kunne misbruke situasjonen.

12. Et spørsmål som kan reises i den forbindelse, er om Svalbard-traktaten av 9. februar 1920 legger noen hindring eller begrensning i veien for utøvelsen av norske suverene rettigheter på denne del av vår kontinentalsokkel. Utgangspunktet må være det som følger av konklusjonen ovenfor at norsk kontinentalsokkel også i dette område må sees som en enhet hvor norsk lovgivning og norsk rettighetsutøvelse kommer til anvendelse. Det gjelder ingen særregler for den del av norsk kontinentalsokkel som ligger nærmere Svalbard-øygruppen enn kysten av Troms og Finnmark.

Teoretisk kunne det selvsagt foreligge den mulighet at norsk jurisdiksjon over visse deler av norsk kontinentalsokkel kunne være begrenset av traktat. Men Svalbard-traktaten gir ingen holdepunkter for slike begrensninger. Dens regler er etter min mening så klare at det ikke kan være tvil om at Norge har rett til å utøve samme myndighet over kontinentalsokkelen i nord som vi har for norsk kontinentalsokkel for øvrig.

13. Utgangspunktet for drøftelsen må være bestemmelsen i Svalbard-traktatens art. 1. Etter denne bestemmelse har samtlige traktatparter anerkjent Norges «fulle og uinnskrenkede høyhetsrett over Spitsbergen-øygruppen». Traktaten fastsetter i art. 2 ff. visse konkrete begrensninger i denne høyhetsrett. Men det fremgår klart av traktaten at disse spesielle begrensninger er konkret oppregnet. Kommer man utenfor disse begrensninger, gjelder hovedprinsippet i art. 1 uinnskrenket. Ellers ville bestemmelsen være meningsløs.

Som jeg skal vise i det etterfølgende, omfatter ikke Svalbard-traktaten kontinentalsokkelområdene. Dette gjelder også suverenitetsbegrensninger som er konkret oppregnet i Svalbard-traktaten.

I henhold til Svalbard-traktatens art. 2 skal alle kontraherende parters undersåtter ha like rett til jakt og fiske «innen de områder som er nevnt i art. 1 og i deres territoriale farvann». D.v.s. art. 2 slår klart og utvetydig fast at den ikke bare gjelder for de landområder som art. 1 nevner, men i tillegg også for sjøterritoriet rundt øyene.

På tilsvarende måte bestemmes det i art. 3 at alle traktatpartenes undersåtter skal ha lik adgang til å drive all slags maritim, industri-, bergverks- og handelsvirksomhet «både til lands og i de territoriale farvann». Dette vil også si på øyer, holmer og skjær og på sjøterritoriet.

I den engelske tekst brukes det tilsvarende uttrykk «territorial waters». I den franske tekst brukes uttrykket «eaux territoriales». I veletablert folkerettslig terminologi betyr disse uttrykk det begrensede belte av kystfarvannet som utgjør sjøterritoriet.

Det likebehandlingsprinsipp traktaten foreskriver i art. 2—3 gjelder etter sin ordlyd bare Svalbards landterritorium og Svalbards sjøterritorium. For disse spesielle områders vedkommende er det foretatt visse konkrete innskrenkninger i Norges suverenitetsutøvelse. Utover disse spesielt oppregnede tilfeller, og visse andre unntak nevnt uttrykkelig i traktaten, gjelder hovedregelen i art. 1 uinnskrenket.

For fullstendighets skyld kan det innskytes at når artiklene 2—3 i Svalbard-traktaten også refererer til de territoriale farvann og ikke bare til «det faste land», er det fordi begge artikler også inkluderer «fiske» og «maritime foretagender». Sjøterritoriet er ikke nevnt i art. 7—8 i Svalbard-traktaten som spesielt handler om «eiendomsrett og bergverksdrift».

Den norske kontinentalsokkel faller etter dette klart utenfor Svalbard-traktatens be-

stemmelser. Dette forsterkes av de andre bestemmelsene i Svalbard-traktaten.

Art. 7 bestemmer således at når det gjelder spørsmålet om å erverve og utnytte eiendomsretter, derunder bertverksrettigheter, forplikter Norge seg til å gi likebehandling til alle traktatpartenes undersåtter, men bare for de områder som er nevnt i traktatens art. 1. Traktatens art. 1 er uttrykkelig begrenset til Svalbard-øygruppens landområder, d.v.s. til øyer, holmer og skjær. I prinsippet skulle derfor likebehandlingsregelen i art. 7 prinsipielt ikke engang komme til anvendelse på sjøterritoriet.

Art. 8 utbygger dette synspunkt videre idet artikkelen forplikter Norge til å istandbringe en bergverksordning for de områder som er nevnt i art. 1, det vil igjen i prinsippet si for landområdene på Svalbard.

Bestemmelsene i traktatens art. 9 viser også klart at Svalbard-traktaten omfatter konkret begrensede områder. Den bestemmer bl.a. at de egner som er nevnt i art. 1 «aldri må nyttes i krigsøyemed». Heller ikke denne bestemmelse kan fortolkes utvidende til å omfatte kontinentalsokkelen mellom Nord-Norge og Svalbard. Supermaktene ville være de første til å anse et slikt resultat som uakseptabelt. Bestemmelsen viser som resten av traktaten at kontinentalsokkelområdene faller utenfor traktatens virkeområde.

14. Bergverksordningen for Svalbard av 7. august 1925, fremtrer også etter sitt innhold klart som en ordning for søking etter og utvinning av mineraler og for gruvedrift til lands. Dens bestemmelser vil i prinsippet være uanvendelige i hvert fall for kontinentalsokkelen. § 1 i Bergverksordningen refererer seg bare til øyer, holmer og skjær. § 9 har bestemmelser om funn-punkter som viser at det først og fremst er landterritoriet en har tenkt på. Funn-punktene skal avmerkes ved merker i fast fjell, eller på annen varig og fyldestgjørende måte i m a r k e n synbart avmerket funnpunkt. I § 12 bestemmes det om utmål bl.a. at dette skal gis en rektangulær form eller bestemmes av kystlinjens form, det vil selvsagt si fastlandslinjen.

15. De konklusjoner som kan trekkes av foregående gjennomgåelse, er at vår kontinentalsokkel for de nordlige områders vedkommende overhodet ikke berøres av Svalbard-traktatens bestemmelser. Svalbard-traktaten angår meget konkret oppregnede områder, nemlig øyene, holmene og skjærene og i visse relasjoner også sjøterritoriet.

Går man subsidiært ut fra at Svalbard-traktaten også skulle regulere kontinentalsokkelen rundt Svalbard, måtte det være hovedprinsippet i art. 1 som kom til anvendelse. Nemlig bestemmelsen om at Norge her utøver sine suverene rettigheter som den gjør for kontinentalsokkelen ellers. Svalbard-traktatens øvrige bestemmelser foretar ingen uttrykkelige innskrenkninger i denne rettighetsutøvelse over kontinentalsokkelen.

Etter min mening er det den p r i n s i p a l e k o n k l u s j o n ovenfor som er den riktige. Norges rett til å utøve suverene rettigheter over kontinentalsokkelen i nord følger ikke av Svalbard-traktaten, men av de spesialregler som folkeretten har om kontinentalsokler og rettighetsutøvelse på dem. I kraft av sin suverenitet over norskekysten såvel som suvereniteten over Svalbard følger det at norsk kontinentalsokkel går nordover til Svalbard og videre nord opp i Polhavet.

I og for seg foreligger det ingen plikt for den norske stat til å utøve jurisdiksjon over kontinentalsokkelen inklusive denne kontinentalsokkel i nord. Ønsker derimot Norge å utøve sine suverene rettigheter over kontinentalsokkelen i nord, følger dette av folkerettens vanlige regler om suverenitetsutøvelse over kontinentalsokkelen og ikke av Svalbard-traktatens regler. Det forhold at Norge etter Svalbard-traktaten er blitt tillagt høyhetsretten over Svalbard-øygruppen fører muligens til en geografisk utvidelse av norsk kontinentalsokkel, men ikke til noen rettslige innskrenkninger i den råderett Norge har over norsk kontinentalsokkel i henhold til andre folkerettsregler.

16. Når det gjelder de to siste avgrensningsspørsmål—spørsmålet om hvor langt nord for Svalbard-øygruppen norsk kontinentalsokkel strekker seg i Polhavet og spørsmålet om detaljavgrensningen i det østlige Barentshav mellom norsk kontinentalsokkel og den sovjetiske kontinentalsokkel — er det vanskelig å antyde konkrete løsninger. Når det gjelder spørsmålet om norsk kontinentalsokkels avgrensning nord for Svalbard mot Nordpolen, kompliseres spørsmålet bl.a. av det forhold at området dekkes av evig is. Det er uklart i folkeretten om dette forhold kan føre til andre resultater enn de som ellers vil følge av folkerettens regler om kontinentalsokkelens avgrensning. I denne forbindelse skal nevnes at selv om områdene er dekket av is, vil ismassene være i stadig drift. Dette vil i virkeligheten i meget lang tid fremover vanskeliggjøre f.eks. petroleumsutvinning i disse områder. Et annet moment som kompliserer forholdet, er at USSR, og i noen grad også Canada, har hevdet visse spesialteorier for løsningen av avgrensningsspørsmålene i disse

nordlige egner. Bl.a. har det såkalte sektorprinsipp vært hevdet i hvert fall for krav på rettigheter over landområdene i nord. Sektorprinsippet må etter min mening mer sees som uttrykk for et politisk ønske enn som et prinsipp som har folkerettslig gyldighet.

Som det vil sees, er det åpenbart at avgrensningsproblemene i nord reiser særspørsmål. Det er mulig at særlige løsninger må finnes for disse egner. Spørsmålet kommer formodentlig opp i forbindelse med den nye FN-konferanse om havets folkerett som skal avholdes i 1973. Det er imidlertid et spørsmål om dette forum er egnet til å løse de forskjellige spesialproblemer som her reiser seg. Muligens ville en spesialkonferanse mellom land som grenser opp til de arktiske områder, være et mer naturlig forum for diskusjonen av disse problemer.

17. For så vidt gjelder detaljavgrensningen mellom norsk kontinentalsokkel og sovjetisk kontinentalsokkel i Barentshavet, er dette spørsmål tatt opp gjennom vanlige diplomatiske kanaler. Et forberedende møte ble avholdt i Oslo i september 1970 mellom forhandlingsdelegasjoner fra de to land. Det er umulig å si noe bestemt om når de diplomatiske forhandlinger vil bli påbegynt og hvor lang tid de vil ta, men en bør kunne regne med at slike forhandlinger vil ta til i nær fremtid. Det er åpenbart at så lenge forhandlinger pågår, bør de norske myndigheter vise tilbakeholdenhet, f.eks. når det gjelder petroleumsaktivitet i områder som vil berøre forhandlingstemaet. Det er i denne forbindelse unødvendig å minne om de meget vesentlige sikkerhetspolitiske omstendigheter som gjør seg gjeldende i disse områder.

KAPITTEL XIII

Avsluttende bemerkninger.

1. I tillegg til de emner som har vært tatt opp til drøftelse i det foregående, reiser det seg selvsagt en rekke andre spørsmål som ville ha sin naturlige plass i en oljebetenkning. Tiden tillater imidlertid ikke noen uttømmende eller detaljert gjennomgåelse av slike spørsmål. Endel av spørsmålene er allerede under behandling av særskilt oppnevnte utvalg, bl.a. visse spørsmål i forbindelse med ilandføringsproblematikken, konserveringsspørsmål og spørsmål om sikkerhetstiltak for produksjon av petroleum m.v. For andre spørsmåls vedkommende er tiden formodentlig ennå ikke moden for noen detaljdiskusjon.

2. En rekke vanskelige spørsmål reiser seg i forbindelse med ilandføringsproblematikken. Dette problemkompleks er uhyre vesentlig både når det gjelder visse enkeltavgjørelser som antagelig må treffes innen overskuelig fremtid, og når det gjelder de mer generelle totalvurderinger og helhetsplanlegginger som våre myndigheter vil stå overfor.

Staten har i medhold av bestemmelsene i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 om utforsking og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster full rettslig kontroll med denne problematikk. § 33 i resolusjonen slår således fast:

«Finner Kongen at nasjonale interesser tilsier det, kan han bestemme at utvunne petroleumsprodukter helt eller delvis skal ilandføres i Norge ...»

Henvisningen til «nasjonale interesser» er så generell at den åpenbart ikke innebærer noen egentlig begrensning i myndighetenes adgang til å regulere disse spørsmål og f.eks. kreve ilandføring i Norge.

Det er imidlertid mulig at bestemmelsen kunne endres noe for i hvert fall formelt å styrke det offentliges beslutningsmyndighet på dette punkt. En kan i denne forbindelse igjen minne om at Storbritannia har en mer absolutt formet regel om at alle petroleumsprodukter fra engelsk kontinentalsokkel skal ilandføres i Storbritannia.

For norsk retts vedkommende kunne en tenke seg en formulering som følger:

«Kongen kan bestemme at utvunne petroleumsprodukter helt eller delvis skal ilandføres i Norge ...»

Allerede i sin nåværende form er vel dette realiteten i bestemmelsen i § 33, 1. ledd i den kongelige resolusjon.

Ytterligere bestemmelser om myndighetenes adgang til å regulere ilandføringsproblematikken finnes i kap. 4 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965 om «Lagringsanlegg, rørledninger etc.». § 35 bestemmer her bl.a.:

«Lagringsanlegg, rørledninger eller kabel eller ledning av annen art kan ikke uten Departementets særskilte samtykke og på de vilkår Departementet fastsetter plasseres på, i eller over de områder som er nevnt i § 1 ...»

I kraft av denne bestemmelse har de norske myndigheter adgang til ved konsesjon å regulere anlegg av rørledninger m.v. på den norske kontinentalsokkel og derved bestemme med endelig virkning hvor rørledningene skal

ilandføres. Den siterte bestemmelse i § 35 synes fullt tilfredsstillende for Norges interesser.

En rekke spørsmål vil melde seg for staten, ikke minst i de sydlige områder av vår kontinentalsokkel når det gjelder ilandføring i Norge eller i en annen Nordsjøstat. Som nevnt, arbeider for tiden et offentlig utvalg med visse sider av disse problemer. Det er åpenbart at de løsninger en kommer til, kan ha vidtrekkende økonomiske og politiske konsekvenser, ikke minst på grunn av den presedensskapende virkning de første beslutninger her kan ha for den senere utvikling.

3. Et annet spørsmål som har meldt seg i en rekke petroleumsproduserende land i forbindelse med legging av rørledninger m.v., er spørsmålet om statens deltagerrett i slik virksomhet. Også på dette område gjør det seg en merkbar tendens gjeldende i retning av at de petroleumsproduserende stater vil ha en deltagerrett i disse såkalte «down stream operations», d.v.s. den virksomhet som ikke knytter seg til selve petroleumsproduksjonen, men til de senere stadier av petroleumsvirksomheten, som legging av rørledninger, raffinering m.v.

Også for de norske myndigheters vedkommende må det fremstille seg som et avgjørende spørsmål om ikke staten av mange grunner bør ta aktiv del i virksomheten som knytter seg til legging av rørledninger og ilandføring av petroleum.

4. I denne forbindelse kan kort nevnes et problem av folkerettslig karakter som gjør seg gjeldende i forbindelse med plassering av produksjonsanlegg og rørledninger på kontinentalsokkelen. Det folkerettslige utgangspunkt er prinsippet om havenes frihet, d.v.s. at skipsfart og fiske ikke må hindres i urimelig grad. Nordsjøen er et sterkt trafikkert område som også har rike fiskeritradisjoner. Det er ikke utenkelig at en fremtidig konflikt kan oppstå mellom de tradisjonelle maritime virksomheters interesser og petroleumsvirksomheten. Spørsmålet kan formodentlig særlig reise seg ved plassering av rørledninger på havbunnen og de hindringer dette kunne innebære for f.eks. tråling.

Utgangspunktet må etter min mening her være at man må knesette meget strenge regler og beskyttelsestiltak for å vareta de tradisjonelle virksomheters berettigede interesser. Det må formodentlig være et ufravikelig krav at alle rørledninger skal nedgraves forsvarlig og at boreplattformer og borehull blir forsvarlig avmerket og forsvarlig angitt på de sjøkart som er i bruk.

Det er et spørsmpl om nasjonale tiltak på dette punkt er tilstrekkelig. Etter min mening bør Norge med sine tradisjonelle og vidtrekkende maritime interesser forsøke å få disse spørsmål tatt opp på internasjonal basis. I første omgang kanskje i form av forsøk på å traktatfeste reglene som skal gjelde for Nordsjø-området. I neste omgang i en videre sammenheng slik at disse vitale spørsmål tas opp globalt i FN-regi.

5. Et alvorlig spørsmål som de norske myndigheter vil bli stillet overfor i fremtiden, er spørsmålet om og i hvilken utstrekning en skal tillate brenning av naturgass på vår kontinentalsokkel.

På dette punkt gir oljehistorien mange og avskrekkende eksempler på hvorledes enorme naturrikdommer bokstavlig talt er gått opp i røk fordi oljeselskapene har hatt uinnskrenket adgang til å brenne naturgassen for å få tak i råoljen. Særlig i avsidesliggende utviklingsland har denne praksis vært fulgt. Nordsjølandene har på dette punkt en åpenbar fordel fremfor en rekke andre oljeproduserende stater. De gassfunn som gjøres i Nordsjøen er noen av de mest sentralt beliggende gassfunn i verden. Vest-Europa er formodentlig verdens største forbruker av gass. Mulighetene for å avsette naturgass fra kontinentalsoklene i Nordsjøområdet skulle derfor være gunstige. Utviklingen på den britiske kontinentalsokkel viser klart hvilke verdifulle naturressurser som naturgassen utgjør.

Det må være gitt at norske myndigheter ikke rolig kan akseptere at større gassforekomster brennes på norsk kontinentalsokkel for at vedkommende selskap lettere skal kunne tilvende seg råoljen. Det er ikke bare et forurensningsspørsmål som myndighetene her står overfor, men i første rekke et spørsmål om bevaring av enorme naturressurser.

Rettighetshaverne på den norske kontinentalsokkel bør derfor ha for øyet at brenning av naturgass vil bli sett på som en utillatelig ødsling av naturressurser og prinsipielt ikke bør kunne aksepteres på norsk kontinentalsokkel.

En annen sak er at brenning av gass selvsagt må tillates for kortere prøveperioders vedkommende. Dette er en betingelse for at man kan få den nødvendige oversikt over om et funn er kommersielt og hvorledes det best kan utnyttes.

De konsekvenser som kan trekkes av ovenstående, er at en kommende lovgivning om produksjon og bevaring av petroleumsforekomster må inneholde meget faste regler for så vidt angår spørsmålet om brenning av gass m.v. Hjemmelen for myndighetenes ad-

gang til å regulere dette på en fornuftig måte — også for allerede meddelte utvinningstillatelser — finnes i den kongelige resolusjon av 9. april 1965, kap. 5, § 37, som bestemmer:

«Departementet kan gi, med virkning også for andre tillatelser, nærmere regler om hvordan undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster til enhver tid skal foregå, således bl.a. bestemmelser om

a) .....
b) boring, innsetting av rørvegger i borehull, sikkerhetsventiler og andre tiltak vedrørende produksjon eller forberedelse til produksjon,
c) .....
d) .....
e) sikkerhetstiltak av enhver art,
f) tiltak vedrørende bevaring av petroleumsforekomster.»

6. Et spørsmål som reiser seg i forbindelse med bevaringen av petroleumsressursene, er spørsmålet om å regulere produksjonsratene for råolje og naturgass.

Det er åpenbart at i kraft av de allerede siterte bestemmelser i § 37 i kongelig resolusjon av 9. april 1965 kan staten også foreta regulerende tiltak av denne art til «bevaring av petroleumsforekomstene» for å sikre den jevnest mulige og størst mulige produksjon fra vedkommende petroleumsfunn.

En annen side dekkes imidlertid ikke av disse bestemmelser. Nemlig spørsmålet om i hvilken utstrekning staten kan pålegge en produksjonsplikt. Flere av de tradisjonelle petroleumsproduserende stater har hatt uheldige erfaringer i forbindelse med at selskapene har skrudd den nasjonale petroleumsproduksjon av og på etter eget forgodtbefinnende som følge av svingningene i verdensøkonomien.

Det er mulig at man også i norsk rett vil ha behov for visse muligheter til å pålegge en produksjonsplikt. Slik som vår oljelovgivning er formulert idag, gir den formodentlig ikke staten rett til å pålegge en produksjonsplikt, selv ikke «i tilfelle av krig, krigsfare eller annen krisesituasjon». Jfr. ordlyden i § 34 i den kongelige resolusjon av 9. april 1965.

Våre myndigheter bør ta under overveielse om det trenges utfyllende bestemmelser på dette punkt. Enten i form av tilleggslovgivning eller i form av tilleggsbestemmelser i fremtidige konsesjonsavtaler. Den siste løsning kan formodentlig fortone seg som naturlig hvis staten i fremtiden vil gå mer aktivt inn i petroleumsvirksomheten ved deltagerrett i de enkelte konsesjoner.

7. Et spørsmål av en noe beslektet natur, har oppstått i forbindelse med visse lakuner som har åpenbart seg i enkelte land i forbindelse med meddelelse av raffineringskonsesjoner.

Tillatelse til å bygge oljeraffinerier gis erfaringsmessig til de større oljeproduserende selskaper. En gjennomgående «forglemmelse» som har manifestert seg i slike tillatelser, er at vedkommende stat ikke har tatt forbehold om at oljeraffineriet også er forpliktet til å ta imot og raffinere annen olje enn den som vedkommende selskap selv produserer. Dette har i ekstreme tilfeller ført til bitre konflikter, særlig hvor vedkommende statsmyndigheter forlanger å få raffineringsmuligheter for sin egen råolje som staten enten selv har produsert, eller tatt ut som royalty i råolje eller har fått ved «barter»-transaksjoner med andre land.

Som tidligere påpekt, har den kongelige resolusjon av 9. april 1965 en bestemmelse i § 26 om at Norge kan forlange produksjonsavgiften (royalty) erlagt «helt eller delvis.... i form av utvunnet petroleumsprodukt». D.v.s. i form av råolje og/eller naturgass m.v.

Som en naturlig konsekvens av dette bør formodentlig de norske myndigheter i fremtiden ved meddelelse av konsesjon til bygging og drift av raffineringsanlegg eller nedfrysingsanlegg for gass, for alle tilfellers skyld forsøke å betinge seg en rett til å få statseiet råolje raffinert på vedkommende raffineri opp til en viss prosent av anleggets kapasitet. På samme måte bør staten sikre seg en rett til nedfrysing av naturgass som staten eier, i forbindelse med meddelelse av konsesjon til nedfrysingsanlegg.

Januar 1971.