

UiO : **Det juridiske fakultet**

Inntektsfordeling i produksjonsdelingsavtaler

Kandidatnummer: 211

Leveringsfrist: 15.01.2013

Antall ord: 30.454



Innholdsfortegnelse

FORKORTELSER	IV
1 INNLEDNING	1
1.1 Emnet og problemstilling	1
1.2 Kontraktmateriale og metodespørsmål	3
1.3 Avgrensninger	4
1.4 Videre fremstilling.....	5
2 BAKGRUNN	6
2.1 Om internasjonale petroleumsavtaler (IPA)	6
2.1.1 Formål og partenes motivasjoner for å inngå IPA	6
2.1.2 Tidlige IPA og utviklingen frem mot moderne konsesjons- og kontraktssystemer.....	7
2.1.3 Distinksjonen mellom moderne konsesjoner og kontrakt	8
2.1.4 Partsforholdene	10
2.2 Grunnleggende hensyn i IPA.....	16
2.2.1 Innledning	16
2.2.2 Statens målsettinger	16
2.2.3 Oljeselskapenes målsettinger	17
2.2.4 En grunnleggende felles målsetting: Levedyktighet/stabilitet	17
2.2.5 Noen viktige hensyn.....	22
2.3 Om produksjonsdelingsavtaler	25
2.3.1 Opphav og definerende karakteristika	25
2.3.2 Den senere utvikling og spredning av PSA-er	29
3 FORDELINGSMEKANISMENE.....	30
3.1 Cost-recovery-mekanismen	30
3.1.1 Innledning og oversikt.....	30
3.1.2 Grunnlaget: Cost Oil	32

3.1.3	Kvalifiserte kostnader	35
3.1.4	Kostnader som ikke er kvalifiserte.....	44
3.1.5	Underskudd og overskudd av cost oil	46
3.2	Profit-sharing-mekanismen	47
3.2.1	Innledning og oversikt.....	47
3.2.2	Grunnlag.....	48
3.2.3	Andel	48
3.2.4	Inngjerding	54
3.2.5	Oppfyllelse	55
3.3	Inntektsskatt.....	59
3.3.1	Innledning og oversikt.....	59
3.3.2	Inntektsgrunnlaget.....	60
3.3.3	Fradrag	62
3.3.4	Skattesatser.....	64
3.3.5	Inngjerding	64
3.3.6	Oppgjør	65
3.4	Royalty.....	68
3.4.1	Innledning og oversikt.....	68
3.4.2	Grunnlag for beregning	70
3.4.3	Satser	71
3.4.4	Oppgjør	72
3.5	Statsdeltakelse	73
3.5.1	Innledning og oversikt.....	73
3.5.2	Samarbeidsform	73
3.5.3	Faser, andel og bæring	74
4	GJENNOMFØRING OG KONTROLL	80
4.1	Innledning.....	80
4.2	Fastsettelse av inntekter.....	80
4.2.1	Innledning	80
4.2.2	Mekanismene	81

4.2.3	Normprissystem	88
4.2.4	Referanseprissystem.....	91
4.2.5	Vurdering	91
4.3	Fastsettelse av utgifter	92
4.3.1	Innledning og oversikt.....	92
4.3.2	Mekanismene	94
4.3.3	Sideblikk: det norske systemet.....	106
4.3.4	Vurdering	108
5	AVSLUTNING.....	110
	LITTERATURLISTE	112

Forkortelser

- DC Deed of Concession, utvinningstillatelse, konsesjon
- HC Host Country, vertsstat
- IPA Internasjonal Petroleumsavtale
- IOC International Oil Company, internasjonalt oljeselskap
- JOA Joint Operating Agreement, samarbeidsavtale
- JOC Joint Operating Company
- MC Management Committee, styringskomité
- NOC National Oil Company, nasjonalt oljeselskap
- OBT Obsolescing Bargain Theory
- OED Olje- og Energidepartementet
- OPEC Organization of the Petroleum Exporting Countries
- PSA Production Sharing Agreement, produksjonsdelingsavtale
- PUD Plan for Utbygging og Drift
- SDØE Statens Direkte Økonomiske Engasjement

1 Innledning

1.1 Emnet og problemstilling

Store deler av verdens kjente petroleumsressurser ligger i land som kan karakteriseres som utviklingsland eller mindre utviklede land. Vestens, og etter hvert også andre industrialiserende lands, behov for energi generelt og råolje spesielt har gjennom tiden ført til at stadig flere slike land har opplevd at internasjonale oljeselskaper fatter interesse for det potensialet for petroleumsutvinning som ligger i landet.

Dette har siden starten av denne utviklingen på 1800-tallet ført til et behov for å ha instrumenter som regulerer forholdet mellom oljeselskapene og myndighetene i vertslandet. Dette betegner vi gjerne internasjonale petroleumsavtaler (IPA). Disse avtalene er en del av verdenspolitikken og har stått i sentrum for mange viktige hendelser gjennom historien. Det er særlig konfliktene rundt avtalene som har ført til verdensomspennende oppmerksomhet. For eksempel den persiske oljekrisen i 1951-53 der iranske myndigheter nasjonaliserte Anglo-Iranian Oil Company som følge av misnøye med de gamle (og etter hvert svært lukrative) konsesjonsavtalene, noe som etter hvert førte til komplottet mot og styringen av statsminister Mossadegh.¹

Petroleumsutvinning er dyrt og vanskelig, men bærer med seg mulighetene for tidvis eventyrlig gevinst. Den kanskje viktigste funksjonen til enhver petroleumsavtale er derfor å regulere hvordan pengene, både inntektene og utgiftene, skal fordeles mellom partene. Hvem som får hvor mye penger og til hvilken tid er det som er helt i kjernen av det avtalene har til formål å regulere. Alle tvister eller konflikter i forbindelse med disse avtalene som har funnet sted relaterer seg til nettopp dette. Det er disse mekanismene som er tema for denne oppgaven.

¹ Yergin (1992) s. 450 flg.

De nevnte mekanismene kan i sum, med en viss unøyaktighet, kalles «den fiskale pakken», det fiskale regimet eller det fiskale systemet.² På samme måte kan mekanismene som har inntektsfordeling som formål med en viss unøyaktighet kalles fiskale mekanismer. Dette begrepet må altså forstås videre enn den betydning det har i strengeste forstand, og omfatter her også for eksempel statsdeltakelse og cost recovery.³

En av de viktigste utfordringene med slike avtaler, spesielt for mindre utviklede land, er å få til et system som ivaretar det behovet landene har for innflytelse over og styring med utnyttelsen av sine naturressurser samtidig som det ivaretar det behovet selskapene har for å kunne være trygge når de gjør en investering. Et dårlig designet system som ikke ivaretar begge parter interesser vil kunne risikere kollaps fordi en av partene ikke ser seg tjent med å fortsette forholdet. Dersom oljeselskapene ikke er fornøyd, vil investeringer utebli og da får ikke staten utnyttet sine ressurser. Omvendt, hvis staten ikke er fornøyd, øker risikoen for at politiske krefter i staten tvinger frem nasjonalisering eller andre drastiske tiltak som er til skade for selskapene. Dette siste er det man kaller politisk risiko.

I dag er det en rekke land som har påviste petroleumsressurser, så forskjellige som Norge, Ekvatorial-Guinea og Indonesia. Alle disse landene har sine egne forvaltningsregimer og måter å organisere forholdet til internasjonale oljeselskaper på, men det finnes en del likheter og ulikheter som går igjen og som man kan bruke til grovt å klassifisere forskjellige typer forvaltningsregimer. Ett eksempel på dette er den avtaletypen som er hovedfokus for denne oppgaven, nemlig produksjonsdelingsavtaler.

Det er mange elementer i disse avtalene som kunne være interessante å behandle. Når likevel de fiskale mekanismene er valgt som hovedfokus er det som nevnt fordi det er disse mekanismene som utgjør selve kjernen av avtalene, nemlig hvordan pengene skal fordeles. Denne problemstillingen har to elementer som henger nøye sammen: de mekanismene som

² Johnston (1994) s. 3-4, Daniel et. al. (2010) s. 1-2, Le Leuch (1988) s. 81-82

³ Se hhv. punkt 3.5 og 3.1.

avgjør selve fordelingsnøkkelen og de mekanismene for fastsettelse og verifikasjon av inntekter og utgifter.

Formålet med oppgaven er å beskrive de vanligste fiskale mekanismene i produksjonsdelingsavtaler og gi noen eksempler på variasjoner i hvordan disse er utformet i et utvalg kontrakter. Videre skal det beskrives noen mekanismer for gjennomføringen av denne fordelingen, nemlig de som går ut på nærmere å *fastsette størrelsen på* disse utgiftene og inntektene.

Det er skrevet relativt lite inngående om disse mekanismene, og nærmest ingenting i en norsk kontekst. Det er derfor et selvstendig poeng i oppgaven å beskrive disse og forskjellige måter å utforme dem på. I noen grad vil tolkningsspørsmål bli drøftet i denne sammenheng, men dette kompliseres av at avgjørelsen av disse gjerne avhenger av bakgrunnsretten. Når denne så er forskjellig fra avtale til avtale ville det innebære et alt for omfattende arbeide uttømmende å behandle slike spørsmål.

Opgaven vil videre trekke opp noen viktige målsettinger og hensyn ved utformingen av det fiskale regimet i internasjonale petroleumsavtaler og i forbindelse med beskrivelsen av mekanismene peke på eksempler på hvordan bruken og utformingen av forskjellige mekanismer for inntekts- og utgiftsfordeling i produksjonsdelingsavtaler kan tilgodese disse hensynene.

Ved behandlingen av enkelte tema vil det der det er naturlig og relevant tas sideblikk til det norske systemet for å se hvordan de aktuelle hensynene blir ivaretatt her.

1.2 Kontraktsmateriale og metodespørsmål

Det finnes et stort antall produksjonsdelingsavtaler på det internasjonale petroleumsmarkedet. Til denne oppgaven har jeg plukket en håndfull avtaler som brukes til å illustrere forskjellige måter å utforme systemene og mekanismene på. Disse er modellavtaler fra Ango-

la, Ekvatorial-Guinea, Turkmenistan, Øst-Timor, Bangladesh, India og Libya. I tillegg kommer en reell produksjonsdelingsavtale mellom Det norske oljeselskap og de kurdiske selvstyremyndighetene. Videre blir IIAPCO-kontrakten⁴ referert til i kapittel 2.⁵

Det er viktig å ha i mente at det for alle avtalene så nær som én, dreier seg om *modellavtaler*. Dette betyr at selv om noe er regulert på en måte i modellavtalen, er det ikke sikkert at dette er helt likt i de reelle avtalene inngått med internasjonale oljeselskap i det aktuelle landet. Selv om man har laget en modellavtale til bruk i et land, betyr ikke dette at dens bestemmelser er hugget i sten når det kommer til forhandlinger med et konkret selskap.

Videre er det ikke slik at disse avtalene nødvendigvis er et *representativt* utvalg avtaler. Hvor *vanlige* de enkelte reguleringer i avtalene er, er det vanskelig å ha noen sikker formening om. Dette betyr at selv om en type regulering bare forekommer i en av disse avtalene, betyr ikke det nødvendigvis at denne måten å gjøre det på er *uvanlig*. Motsatt kan man heller ikke automatisk slutte at dersom noe er regulert på samme måte i flere av avtalene, så er dette et uttrykk for at dette er en *vanlig* måte å gjøre det på. Det siste kan også være et utslag av at avtalene er «beslektet». Noen av avtalene er kanskje inspirert av naboland, andre er kanskje utviklet av de samme konsulentene. Der jeg mener det er mulig gir jeg noen synspunkter på hva som er mer og mindre vanlig. I noen sammenhenger vil slike antydninger finne støtte i sekundærkilder som jeg da peker til.

Ingen av disse to metodiske potensielle problemene forhindrer imidlertid at man kan bruke bestemmelsene i avtalene som eksempler på hvordan reguleringer *kan* utformes.

1.3 Avgrensninger

Denne oppgaven handler først og fremst om produksjonsdelingsavtaler. En del av poengene og problemstillingene som tas opp vil også kunne være relevante for andre typer avtaler.

⁴ IIAPCO PSC (1966)

⁵ Se punkt 2.3.1

I særlig grad vil dette gjelde såkalte «risk service contracts» (servicekontrakter), som er en annen ganske utbredt type internasjonal petroleumsavtale.

Avtalene eksisterer ikke i et rettslig vakuum. De henger i større eller mindre grad sammen med bakgrunnsretten som følger av lovvalget i kontrakten og det regulatoriske rammeverket som er etablert gjennom lov og forskrift i vertsstaten. Riktignok er det slik at produksjonsdelingsavtaler i større grad enn for eksempel konsesjoner er «self-contained», altså at de står på egne ben, men dette varierer fra land til land. Noen land har en omfattende regulering rundt produksjonsdelingsavtalene, andre ikke. Der jeg har behandlet reguleringer og mekanismer i kontraktene som selv viser til lover og forskrifter er disse også undersøkt i nødvendig grad for å forstå det grunnleggende innholdet i mekanismene. Forholdet mellom annen statlig regulering samt bakgrunnsretten forøvrig og kontraktene reiser imidlertid egne kompliserte problemstillinger som faller utenfor ambisjonene for denne oppgaven å behandle.

1.4 Videre fremstilling

I den videre fremstillingen vil jeg i kapittel to for det første komme med en del bakgrunnsstoff for å plassere oppgavens tema i kontekst. Her vil jeg si litt generelt om internasjonale petroleumsavtaler og deres historie, illustrere hvordan partsforholdene kan organiseres mellom staten og oljeselskapene. Jeg vil også skissere kort hovedtrekkene og historien til produksjonsdelingsavtalene. For det andre vil jeg trekke opp noen hensyn for partene som er viktige ved utformingen av det fiskale systemet, med mest vekt på hensyn som er viktige for staten, og da spesielt stater som er utviklingsland eller mindre utviklede land.

Kapittel tre vies en gjennomgang og beskrivelse av de vanligste fiskale mekanismene i produksjonsdelingsavtaler. Det vil bli hentet en del eksempler fra kontraktsmaterialet som illustrerer forskjellige måter å utforme reguleringene på. Jeg vil her også knytte en del kommentarer til hvordan disse mekanismene er ment å, eller kan, relatere seg til de hensynene som er trukket opp i kapittel 2. Som nevnt over vil det også tas sporadiske sideblikk til det norske systemet for å se på paralleller der.

Kapittel fire dreier seg om hvordan kostnader og inntekter fastsettes. Også her vil det bli hentet en del eksempler fra kontraktsmaterialet, og det vil bli pekt på hvordan forskjellige reguleringer relaterer seg til de hensyn som gjør seg gjeldende i denne sammenheng. Dette kapitlet handler i stor grad om hvordan og hvorvidt man kan eller bør normere inntekter og utgifter. Jeg vil videre gjøre noen betraktninger rundt hvordan dette løses i Norge, og peke på noen likheter og ulikheter i den forbindelse, før jeg kommer med noen korte avsluttende bemerkninger i kapittel fem.

2 Bakgrunn

2.1 Om internasjonale petroleumsavtaler (IPA)

2.1.1 Formål og partenes motivasjoner for å inngå IPA

Internasjonale petroleumsavtaler (IPA) er et samlebegrep for avtaler mellom en vertsstat med petroleumsressurser (HC) og et utenlandsbasert oljeselskap (IOC). Disse avtalene kan ta forskjellige former, kalles forskjellige navn og ha svært forskjellig innhold, men helt overordnet sett er IPA-er avtaler eller instrumenter som organiserer forholdet mellom vertsstaten på den ene siden og oljeselskapet på den andre. Slike avtaler er selvsagt ikke noe som er unikt for petroleumsvirksomhet; forholdet vil ofte stort sett være det samme for andre typer ekstraktiv industrivirksomhet (typisk mineraler, edelstener osv.). I denne oppgaven er det imidlertid petroleum det skal handle om.

Det kan kanskje virke innlysende at man har slike avtaler; men det er likevel grunn til å dvele litt ved grunnen til at stater og oljeselskaper ønsker å innlate seg med hverandre i det som ofte er et krevende forhold.

Oljeselskaper lever av å utvinne olje og gass, eventuelt raffinere produktene og selge dem på markedet. For å kunne gjøre dette trenger de tilgang til områder der disse ressursene finnes. Fra slutten av 1800-tallet og frem til i dag har etterspørselen etter petroleumsprodukter gått fra nærmest null til å være en av de viktigste internasjonale handelsvarene. Dette har ført til at oljeselskapene har måttet se seg om etter nye områder med ressurser utenfor sine egne land.

Vertsstatene på sin side ønsker å hente opp ressursene og «konvertere» dem til penger og økt velstand i landet. For staten er imidlertid utfordringen at den gjerne ikke har den kompetanse og kanskje heller ikke de finansielle ressurser som skal til for å drive med petroleumsaktivitet. Statene er således avhengig av å samarbeide med oljeselskapene som sitter på den nødvendige kompetansen og som også har evne til å ta finansiell risiko, særlig i forbindelse med leting.

Selskapenes og vertsstatens hovedmotivasjoner for å inngå en IPA kan altså kort oppsummeres som at selskapene ønsker tilgang til petroleumsressurser, mens vertsstatene ønsker tilgang på selskapenes kompetanse og eventuelt deres finansielle styrke.

Forskjellige stater og oljeselskaper har forskjellige utgangspunkt. For noen stater er risikovillig kapital mer viktig enn for andre, mens for noen stater er oljeselskapenes kompetanse mer viktig enn for andre. Når det gjelder oljeselskapene, er det noen som er mer interessert i å drive letevirksomhet og deretter kanskje selge seg ut av et prosjekt, enn å være med å drive langsiktig produksjon. Typisk vil det være viktigere for et integrert oljeselskap å ha langsiktig tilgang på petroleum.⁶

2.1.2 Tidlige IPA og utviklingen frem mot moderne konsesjons- og kontraktssystemer

Behovet for å regulere forholdet mellom stater og oljeselskaper oppstod da vestlige industrialister begynte å interessere seg for områdene i midt-Østen på slutten av 1800-tallet. Det var da konsesjoner som var det verktøyet man grep til. Disse eldste konsesjonene hadde noen ganske annerledes trekk sett i forhold til dagens moderne konsesjoner og kan egentlig vanskelig sies å ha så mye med hverandre å gjøre, annet enn at det dreier seg om en tillatelse fra staten i stedet for en avtale, i tillegg til navnet.

⁶ Integrerte selskaper: selskaper som har virksomhet i hele verdikjeden fra leting og produksjon til salg av ferdige petroleumsprodukter (oppstrømsvirksomhet og nedstrømsvirksomhet).

De tidlige konsesjonene var forholdsvis enkle. De gikk gjerne ut på at konsesjonæren fikk enerett til leting og utvinning av petroleum i et forholdsvis stort område og over et ganske langt tidsrom.⁷ Det var gjerne forholdsvis få begrensninger i disse rettighetene; staten hadde gjerne svært begrensede muligheter til å påvirke hvordan leting, utvinning og disponering av oljen skulle foregå. Ett av de mest omtalte eksempler på slike eldre konsesjoner er D’Arcy-konsesjonen fra det gamle Persia. Engelskmannen William Knox D’Arcy forhandlet seg frem til en konsesjon som omfattet brorparten av Persia og som etter avtalen skulle ha en varighet på 60 år. For dette skulle D’Arcy betale 200.000 dollar og 16 prosent royalties.⁸

Slike konsesjoner hadde noen grunnleggende svakheter, sett med dagens øyne: for det første ble det ikke lagt noe press på konsesjonæren for faktisk å lete etter petroleum. Konsesjonæren mistet ikke sin posisjon dersom han ikke foretok seg noe. For det andre var royalties-systemet svært lite robust overfor endrede forhold med hensyn til verdien på oljen. For det tredje mistet vertsstaten kontrollen over ressursene; oljeselskapet ble gjerne eier av oljen *in situ*, det vil si mens den fortsatt var i bakken⁹. For det fjerde hadde staten ikke mulighet til å tilegne seg kunnskaper om petroleumsvirksomhet, da det ikke var tale om noen statsdeltakelse.¹⁰

Dette førte i sum til at konsesjoner etter 2. verdenskrig fikk en negativ klang i vertsstatenes ører, og det var med dette som bakgrunn at avtalebaserte systemer dukket opp.¹¹

2.1.3 Distinksjonen mellom moderne konsesjoner og kontrakt

Som nevnt tar IPA-er mange forskjellige former og navn. Det er likevel vanlig å skille mellom to hovedtyper IPA-er: de som er basert på en form for kontrakt, og de som er basert på

⁷ Duval (2009) s. 59

⁸ Anderson (1985) s. 40. Royalties er forklart i 3.4

⁹ Duval (2009) s. 62-63

¹⁰ Ibid., s. 63

¹¹ Ibid.

tillatelser fra staten, gjerne kalt konsesjoner. Disse avtalene og konsesjonene eksisterer ikke i et vakuum; de henger nøye sammen med lovgivning, andre avtaler, internasjonale avtaler og forpliktelser, og forvaltningspraksis og institusjoner. Dette danner i sum rammen for organiseringen av forholdet mellom HC og IOC. Det gir derfor mening å snakke om to hovedtyper *systemer*, nemlig konsesjonssystemer og avtalebaserte systemer.

Konsesjonssystemene brukes i hovedsak av vestlige, høyt utviklede land; i hovedsak i OECD-landene. Tilfeldige eksempler er Norge, Storbritannia, Nederland og Canada. Avtalebaserte systemer finnes i hele verden, men ble først og fremst tatt i bruk av tidligere kolonistater og utviklingsland fra 60-tallet og fremover.

Man skulle tro at det var store forskjeller mellom konsesjonssystemene og kontraktssystemene, all den tid man jo snakker om dette som to hovedkategorier IPA-er. Fra et rent teoretisk perspektiv er dette for så vidt riktig, men fra et praktisk/økonomisk perspektiv er distinksjonen kanskje av mindre betydning. I alle fall når det gjelder de fiskale mekanismene isolert, og hvordan man *kan* designe dem, spiller det fra et økonomisk perspektiv liten rolle om de er pakket inn i en konsesjon eller i en kontrakt. Man kan klare å skru sammen en økonomisk sett likt fungerende fiskal pakke under begge typer system.¹²

På det praktiske planet kan man se at det er noen måter å gjøre ting på som er mer vanlig forekommende i den ene formen for system i forhold til den andre. Det kan for eksempel dreie seg om hvor omfattende petroleumslovgivningen er, eller hvor intensivt staten involverer seg i petroleumsvirksomheten. Videre er det jo slik at selve mekanismene som brukes er forskjellige, selv om de i og for seg kan gi samme *resultat*.

På det teoretiske planet kan man si at en konsesjon etablerer et *vertikalt* forhold eller et *underordningsforhold* mellom staten og konsesjonæren, mens en avtale etablerer et *horisontalt* eller et *sideordnet* forhold mellom staten (og/eller statsselskapet) som den ene avta-

¹² Johnston (1994) s. 39, Leuch (1988) s. 92

lepart og oljeselskapet som den andre. Dette kan for eksempel muligens ha implikasjoner når det gjelder hvilke regler som gjelder for endring¹³ og om, og i så fall hva slags, lojalitetsplikter partene har.

Et annet viktig – om kanskje mest av alt politisk viktig – poeng er at i et konsesjonssystem er det slik at konsesjonæren er eier av rettighetene til å utvinne petroleum fra reservoaret – såkalte «mining rights». Dermed er det slik at når oljen kommer opp fra reservoaret, så blir konsesjonæren eier av produksjonen, men staten skattlegger denne og tar dermed en del av den.

I avtalesystemene er dette snudd på hodet: Det er staten eller statsselskapet som sitter med rettighetene til utvinning av petroleum, men kontraktøren mottar et vederlag i form av enten penger eller produksjon som vederlag for den innsats han har lagt ned og den risiko han har tatt. Som jeg skal komme tilbake til i 2.3.1 er denne måten å se det på og organisere det på i stor grad påvirket av nasjonal politisk ideologi.

2.1.4 Partsforholdene

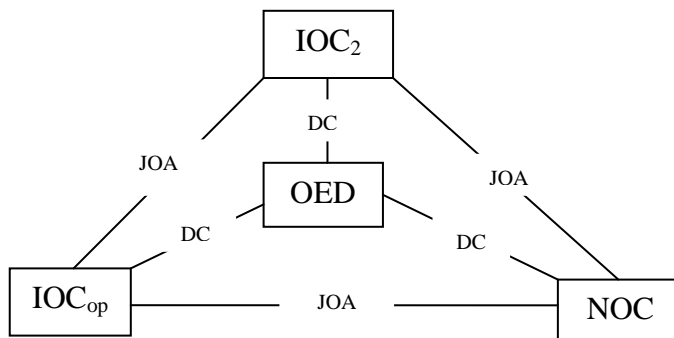
Generelt kan man for alle IPA beskrive forholdet mellom vertsstaten og selskapet slik:



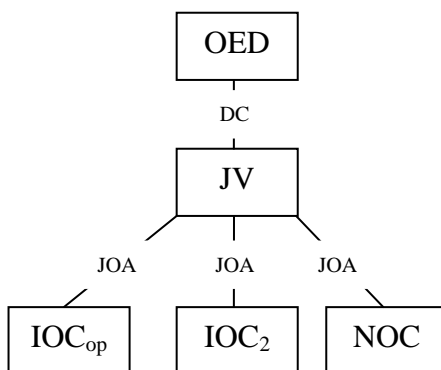
Det som skjer inne i den svarte boksen kan imidlertid være sammensatt av forskjellige rettslige instrumenter og mekanismer og mange forskjellige parter.

¹³ Dette var opphavet til en ganske frisk debatt i Norge på 70-tallet i forbindelse med innføringen av særskatten på petroleumsvirksomheten. Se for eksempel Fleischer (1975) s. 243 og Brækhus (1975).

I det norske konsesjonssystemet er dette organisert slik at staten ved Olje- og Energidepartementet (OED) gir andeler i en utvinningstillatelse (DC) direkte til oljeselskapene som gjennom konsesjonen pålegges å danne et interessentskap (JV) i henhold til en samarbeidsavtale eller «joint operating agreement» (JOA). Departementet kan fastsette at det statlige oljeselskapet (NOC) Petoro skal ha en andel i tillatelsen:



I praksis forholder imidlertid interessentskapet seg til departementet gjennom en styringskomite som er etablert gjennom samarbeidsavtalen, slik at relasjonene også kan beskrives slik:



I utvinningstillatelsen fastsettes varigheten av konsesjonen, omfanget av arbeidsprogrammet, hvor stor andel hver interessent skal ha og hvem som er operatør. Forholdet mellom interessentene reguleres i samarbeidsavtalen, og har regler om når og hvordan interessentskapet kan fatte beslutninger med hensyn til leting, utvikling og drift. Denne avtalen kan ikke endres uten godkjenning fra departementet og inneholder også bestemmelser om stemmefordeling i styringskomiteen fastsatt av departementet. Fordelingen er ikke nødven-

digvis lik deltakerandelens størrelse. I tillegg inngår interessentene en regnskapsavtale som blant annet regulerer når og hvordan tilskudd fra interessentene skal skje.

Siden interessentskapet og selskapene er innehavere av utvinningstillatelsen, er de bundet av de offentligrettslige regler som gjelder for slike. For Norges vedkommende er de reguleringer som er gitt i petroleumsloven med tilhørende forskrifter svært omfattende, slik at interessentskapet og de enkelte selskapene i atskillig grad er nødt til å forholde seg til departementet med underliggende etater.

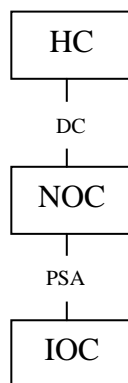
I dette systemet har staten fire mulige kanaler å styre gjennom. For det første kan staten utøve forvaltningsmyndighet gjennom departementet som gir konsesjon. For det andre kan staten styre gjennom det heleide oljeselskapet Petoro som forvalter SDØE.¹⁴ Staten har da rollen som deltaker. For det tredje har staten en majoritetsandel i oljeselskapet Statoil, som gjør at også dette er en mulig kanal å bruke. Til sist har staten styringsmuligheter gjennom skattemyndighetene.

I rollen som myndighetsutøver har staten mulighet til å styre en rekke aspekter ved petroleumsvirksomheten. De mulighetene staten her har faller hovedsakelig i tre kategorier: For det første kan staten gi forskjellige typer pålegg, for eksempel om tredjepartsbruk av innretninger. For det andre skal departementet godkjenne interessentskapets planer på flere steg i prosessen, for eksempel plan for utbygging og drift (PUD). For det tredje skal staten følge opp hvorvidt interessentskapet oppfyller sine forpliktelser som er gitt i utvinningstillatelsen og eventuelt sanksjonere en slik ikke-oppfyllelse. Dette kan for eksempel bestå i at selskapene ikke oppfyller deler av arbeidsprogrammet.

I rollen som deltaker har staten mulighet til å utøve rettigheter på lik linje med de andre interessentene i utvinningstillatelsen.

¹⁴Statens direkte økonomiske engasjement; dette er begrepet som betegner statsdeltakelsen i Norge.

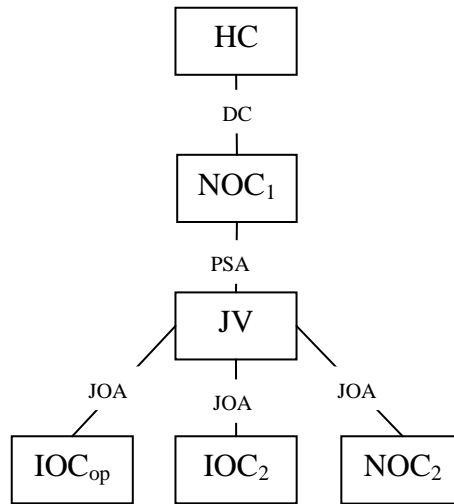
I et PSA-system er dette organisert annerledes. En måte å gjøre det på er at staten gir en konsesjon til det statlige oljeselskapet som deretter inngår en PSA med et internasjonalt oljeselskap. Dette er måten det ble gjort på i den indonesiske IIAPCO-kontrakten, som regnes som den første produksjonsdelingsavtalen.¹⁵



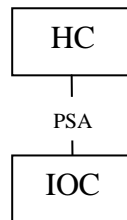
I en slik modell forholder ikke oljeselskapet seg til vertsstatens myndigheter i forvaltningsrettslig forstand, men er gjennom avtalen kun privatrettslig forpliktet overfor det nasjonale oljeselskapet (selv om disse merkelappene nok blir litt omtrentlige i denne sammenheng).

Det trenger heller ikke være bare ett internasjonalt oljeselskap som er part i PSA-en; denne kan også være inngått med et joint venture som består av flere selskaper knyttet sammen av en samarbeidsavtale. Etter hvert har det også blitt vanlig med statsdeltakelse under produksjonsdelingsavtaler, slik at man også kan ha et statsoljeselskap med i samarbeidsavtalen. Dette betyr i så fall at man kan ha en situasjon der et NOC både er den statlige part i produksjonsdelingsavtalen og er en del av kontraktøren som statsdeltaker.

¹⁵ IIAPCO PSC (1966). Mer om denne i kapittel 2.3.1



Det forekommer også at vertsstaten inngår en PSA direkte med det internasjonale oljeselskapet. Denne modellen brukes blant annet i de kurdiske områdene i Irak¹⁶ og i Øst-Timor.

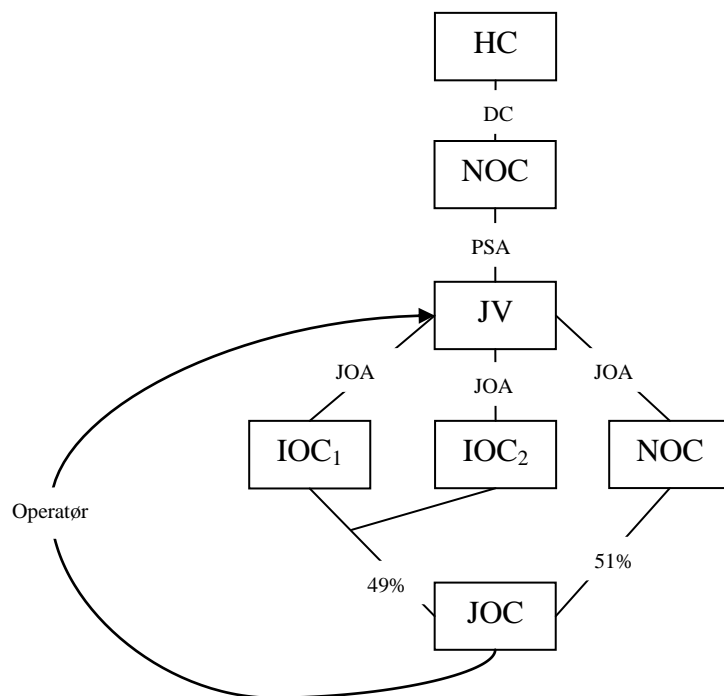


Slike avtaler inngås gjerne mellom vedkommende departement og selskapet. I noen tilfeller forekommer det at både et statsoljeselskap og et departement er parter i avtalen.

Enkelte land har forskjellige konstellasjoner etter hvilken fase et prosjekt er i. Det er forholdsvis vanlig i de kontraktene som har mulighet for statsdeltakelse at staten har en opsjon på å tre inn i samarbeidet etter at det er gjort et kommersielt funn. En kanskje litt spesiell

¹⁶ DNO-Tawke

variant har man i Libya, der et selskap eller flere selskaper i et joint venture inngår en PSA med det nasjonale oljeselskapet NOC.¹⁷ Ett av selskapene er så operatør i letefasen. Etter at et kommersielt funn er gjort, blir det imidlertid opprettet et nytt Joint Operating Company som skal overta operatørrollen. Dette selskapet eies av selskapene og av NOC med eierandeler på henholdsvis 49 og 51 prosent.¹⁸



Dette innebærer at det nasjonale oljeselskapet får en del mer kontroll med virksomheten når denne går over i utviklings- og utvinningsfasen. Det er operatøren som foreslår budsjettene og styrer de daglige operasjonene.

¹⁷ Her står NOC for National Oil Corporation, det Libyske statsoljeselskapet.

¹⁸ Libya PSA (2006), Article 5.2 cf. Exhibit G

2.2 Grunnleggende hensyn i IPA

2.2.1 Innledning

Partene i petroleumsavtalen har noen grunnleggende målsettinger for hva de ønsker å få ut av den inngåtte avtalen. En del av disse målsettingene står i kontrast til hverandre og må bli gjenstand for et kompromiss, mens andre målsettinger er felles. Dette gjelder både forholdet mellom hver parts *egne* målsettinger og forholdet mellom hver av partenes målsettinger.

For å oppnå disse målsettingene er det en del hensyn som må ivaretas i systemet gjennom at det utformes regler og mekanismer som er forankret i hensynene. I det følgende vil jeg beskrive partenes helt grunnleggende målsettinger og deretter trekke opp noen viktige hensyn i så henseende.

2.2.2 Statens målsettinger

Den helt grunnleggende målsettingen for alle stater med ambisjoner innen petroleumsutvinning er som nevnt å utvinne sine naturressurser og omsette dem i økt velstand. Her kan det riktignok være variasjoner mellom statene når det gjelder *hvem* i staten som skal *ta del* i den økte velstanden. Typisk er det – i alle fall offentlig – slik at målsettingen er at naturressursene skal komme hele befolkningen til gode. *Bruken* av oljeinntektene er imidlertid ikke det som er tema for denne oppgaven, men hvordan staten *oppnår* oljeinntekter.¹⁹

I denne sammenheng er den grunnleggende målsettingen å *få mest mulig ut av petroleumsressursene* i vid forstand. Dette kan igjen deles i to: i overført betydning vil man søke å gjøre kaken *størst mulig*, samtidig som man også vil søke å sikre seg *en så stor del av den som mulig*. Dette er målsettinger som ofte vil stå i motsetning til hverandre.

¹⁹ Fordeling og disponering av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten vil ikke bli behandlet spesielt her, men har en side til systemets stabilitet gjennom den legitimitet det har i befolkningen.

I å gjøre kaken størst mulig ligger at man må legge til rette for at man både *får utnyttet de ressursene man kjenner til best mulig*, og at man må legge til rette for at *det blir funnet flere ressurser*. Dette innebærer at man må ha et system som stimulerer oljeselskapene til leting og som stimulerer til investering for å starte eller øke produksjon i områder med kjente ressurser. Dette har implikasjoner for hvordan den «fiskale pakken» må utformes, altså hvordan inntekter skal fordeles.

Når det gjelder å få så stor andel som mulig, er dette kanskje det viktigste motsetningsforholdet mellom staten og oljeselskapet. Begge har her i utgangspunktet samme målsetting, slik at dette er et nullsumspill. «Total Government Take» har alltid vært en viktig variabel når man diskuterer forskjellige lands petroleumsavtaler.

2.2.3 Oljeselskapenes målsettinger

Oljeselskapene vil naturlig nok for det første ha som målsetting å maksimere avkastningen på sine investeringer. Dette strekker seg imidlertid gjerne utover den interesse selskapene har i hvert enkelt prosjekt og den verdien hver enkelt kontrakt har som investeringsobjekt. Mange oljeselskaper er integrerte og oljen representerer i deres tilfelle en viktig innsatsfaktor i den øvrige virksomheten til selskapet.

Oljeselskapenes grunnleggende målsettinger kan dermed sies å være å *få en best mulig avkastning på sin investering* og å *skaffe eller opprettholde tilgang til forsyninger av petroleum*.

2.2.4 En grunnleggende felles målsetting: Levedyktighet/stabilitet

Et helt overordnet mål for alle IPA er – eller i alle fall bør være – at systemet er levedyktig. Det vil si at når – og selv om – omstendighetene skulle forandre seg, så består selve systemet uten at det kommer til nasjonalisering eller en eller annen form for «opphøvelse» av avtalen eller systemet. Dette er viktig både for staten og for oljeselskapet. For oljeselskapet er det åpenbart viktig å ha trygghet for investeringen. Lavere risiko gir lavere krav til avkastning og dermed en bedre avtale for staten. Samtidig forutsettes det at det er en målsetting for staten å utvikle et langsiktig system for utvinning av sine petroleumsressurser. Da er man også avhengig av at andre oljeselskaper er villige til å investere også senere.

Den klassiske problemstillingen med hensyn til investeringsavtaler er at man har en langsiktig kontrakt som er et resultat av et fremforhandlet kompromiss der risiko og muligheter for avkastning er balansert mellom partene. Så endrer forholdene seg, kontrakten kommer under press, og det tvinges kanskje fram ensidige handlinger fra statens side som er til skade for investoren.

Denne situasjonen er bakgrunnen for teorien om «the obsolescing bargain» (obsolescing bargain theory, OBT), som går ut på at avtaler med staten «går ut på dato» etter hvert som det opplevde risikobildet og den relative forhandlingsstyrken endres.²⁰ Argumentet er omtrent som følger: I starten kan risikoen ved leting virke overveldende for staten, men etter hvert som det dukker opp suksessfulle prosjekter, kommer fiaskoene i skyggen, og den oppfattede risikoen blir mindre.²¹ Dette fører til at staten føler seg berettiget til å ta en større del av gevinsten, og presset fra interne politiske krefter til å være hardere mot selskapene øker.²² På den annen side vil selskapene etter hvert få flere sunkne kostnader, noe som svekker deres forhandlingsposisjon.²³ Selskapenes sterkeste kort i forhandlingene før man gjorde investeringen var jo nettopp at man alternativt kunne gjøre denne investeringen et annet sted.

Dette har en annen effekt som kan virke som en katalysator for en slik utvikling: For å ta høyde for slik politisk risiko, vil selskapene gjerne bruke sin gode forhandlingsposisjon i de initielle forhandlingene til å skaffe seg en ekstra god avtale for å ta høyde for den politiske

²⁰ Vernon (1971) s. 46-59

²¹ Ibid.

²² Ibid.

²³ Ibid.

risikoen.²⁴ Dette øker i sin tur det interne politiske presset på å endre avtalen, og man har en ond spiral.²⁵

Obsolescing bargain-teorien legger vekt på at den *oppfattede risikoen* blir mindre dersom det gjøres funn og at presset fra staten fører til at den private part derfor ikke får ordentlig betalt for den risiko han påtar seg. Dette med risiko og avkastning henger jo nøye sammen på den måte at dersom investoren stadig skal gjennomføre risikofylte prosjekter der en del kommer til å feile, må han ha få betalt i de prosjektene som faktisk lykkes for å kunne dekke tapene sine og oppnå en fornuftig avkastning. Dette kan være vanskelig for staten og politikerne å oppfatte og forholde seg til.

Konsekvensen av å gjøre slike ensidige disposisjoner og kanskje ende i den onde spiralen er at staten mister troverdighet i markedet, og må regne med mindre investeringsvilje og større risikopåslag i senere runder på grunn av økt oppfattet politisk risiko, noe som igjen ytterligere forsterker den onde spiralen.²⁶

I tillegg til det problemet som OBT tar opp, og minst like aktuelt, er de situasjonene der forholdene endrer seg utover det partene rimeligvis kunne forutse. Dette kan for eksempel være store svingninger i oljepris, noe som kan føre til at den opprinnelige balansen i kontrakten forskyves. Det er gjerne nettopp i forbindelse med slike store svingninger i oljepriisen at de store konfliktene rundt internasjonale petroleumsavtaler har dukket opp. Typisk har det fra vertsstatenes side blitt betraktet som uakseptabelt at oljeselskapene ble sittende med svært mye av den ekstra profitten som følger med store prisoppganger, all den tid man anser ressursene for å være et nasjonalt fellesgode.

²⁴ Alvik (2011) s. 2-3

²⁵ Ibid.

²⁶ Nakhle (2008) s. 13

For å imøtekomme disse problemene har man to mulige hovedstrategier, som riktignok ikke er gjensidig utelukkende. Den ene strategien er å forsøke å «låse» partene inn i de posisjonene man hadde på avtaletidspunktet. Dette rimer godt med den måten vi normalt tenker om kommersielle avtaler, eller for den saks skyld, avtaler generelt, nemlig at «pacta sunt servanda». Denne strategien innebærer at man fokuserer på *stabilitet* i snever forstand, og man forsøker aktivt å stå imot det presset som kontrakten settes under.

Den andre strategien er å gjøre systemet så *fleksibelt* som mulig. I dette ligger at man forsøker å lage systemet og mekanismene slik at de tar høyde for at utviklingen kan ta flere forskjellige retninger. Målet i denne sammenheng er altså å opprettholde den opprinnelige *balansen* i avtalen, og man forsøker å lage et system som *føyer seg etter* det press kontrakten blir satt under.

Disse strategiene er som nevnt ikke gjensidig utelukkende. Tvert imot inneholder de fleste IPA – og systemene rundt avtalene – mekanismer som skal tilgodese begge. I alle fall når det gjelder situasjonen der det inntreffer hendelser eller utviklingen går utenfor det partene kunne forutse, henger dette jo også nøye sammen på den måte at jo mer fleksible avtalen og mekanismene er, jo mer må nødvendigvis til før man kommer utenfor det som avtalen og mekanismene var ment å fange opp. Dermed fjerner eller reduserer man sterkt en av årsakene til at kontrakten utsettes for press.

Strategiene kan implementeres på forskjellige måter og på flere nivåer, og vil være forskjellige alt etter hva slags system det er snakk om, og hvor i verden man befinner seg. Når det gjelder den første av de nevnte strategiene, kan man skille mellom stabilitet på grunnlag av selve avtalen eller stabilitet på grunnlag av traktater.²⁷ For avtalenes del vil dette manifesteres gjennom forskjellige typer stabilitetsklausuler.²⁸ Et eksempel på slike er frys-klausuler som tar sikte på å binde staten til å avstå fra å endre sine lover slik at det påvirker

²⁷ Slik Cameron (2010)

²⁸ Ibid., s. 68-83

avtalen negativt sett fra investorens ståsted.²⁹ Et annet eksempel er balanseklausuler som virker på den måte at dersom staten gjør en endring i sitt lovverk som påvirker avtalen negativt for investoren, så skal avtalen rebalanseres slik at den opprinnelige økonomiske balansen gjenopprettes.³⁰ Utover stabilitetsklausulene har man reforhandlingsklausuler som forplikter partene til å reforhandle avtalen dersom gitte betingelser inntreffer.³¹

Når det gjelder stabilitet på grunnlag av traktater, er det gjerne bi- og multilaterale investeringstraktater som er det instrumentet som brukes for å skaffe stabilitet. Slike traktater går i korte trekk ut på at traktatspartene vedtar å respektere investeringer i sitt land foretatt av personer eller selskaper hjemmehørende i det andre. Det finnes forskjellige typer mekanismer i slike traktater som skal beskytte investorene ved å gi regler for hva staten kan foreta seg overfor den utenlandske investoren.³²

Den andre strategien er som nevnt å lage et fleksibelt system. I dette ligger at systemet må være tilpasningsdyktig for endrede forhold. Viktige forhold som kan tenkes å endre seg som påvirker *inntektsfordelingsmekanismene* er i hovedsak disse tre: endringer i *pris*, endringer i *volum* og endringer i *kostnader*. Dermed har man i mange IPA inntatt *dynamiske* elementer for å kunne håndtere denne problematikken.

Andre forhold vil også kunne endre seg som kanskje vil kreve fleksibilitet i avtalen. Det vil for eksempel gjerne være slik at staten etter hvert øker sin kompetanse og dermed ønsker i større grad å kunne påvirke andre sider ved kontrakten enn de rent økonomiske. Dette faller imidlertid utenfor temaet for denne oppgaven.

²⁹ Ibid., s. 70

³⁰ Ibid., s. 74 For en nærmere analyse av balanseklausuler i petroleumskontrakter, se Holte (2011)

³¹ Cameron (2010) s. 83-89

³² Det finnes en god del litteratur om dette temaet. Se for eksempel Alvik (2011) og Cameron (2010).

2.2.5 Noen viktige hensyn

2.2.5.1 Statens andel – grunnrentetanken

Hvordan man fastsetter hva som er den ønskelige andelen for staten har nær sammenheng med måten man ser petroleumsressursene på, eller i grunnen alle typer naturressurser. Et sentralt poeng her er grunnrentetanken: investoren skal ha en avkastning som er et resultat av den innsats han har lagt ned og den risiko han har tatt, men de rikdommer et prosjekt avstedkommer utover dette (altså grunnrenten) skal tilfalle eieren av ressursene. Synspunktet er for oljens vedkommende at denne er en verdi i seg selv, som riktignok ikke kunne blitt utnyttet uten selskapets hjelp, men som heller ikke er skapt av selskapet.³³ Det kan derfor argumenteres med at staten bør ha som målsetting å sørge for at oljeselskapet får tilbake og får en fornuftig og konkurransedyktig avkastning på sin investering samtidig som staten sikrer seg nærmere 100 % av det som må karakteriseres som grunnrente.³⁴

En utfordring med dette er at det kan være vanskelig å fastsette hva som skal være en fornuftig avkastning for investoren all den tid det er vanskelig å kvantifisere den risiko som oljeselskapene tar. Selskapene tar jo gjerne både geologisk, teknisk, finansiell og politisk risiko i et petroleumsprosjekt. Dette vil være lettere der man har auksjoner på kontrakter med spesifikke fiskale parametere som er gjenstand for bud, men i de situasjonene der man kun har direkte forhandlinger vil dette være vanskeligere.

2.2.5.2 Progressivitet og regressivitet

Mekanismer for inntektsfordeling kan være enten progressive eller regressive. At en skatt virker progressivt betyr at skattesatsen uttrykt i prosent øker dersom lønnsomheten øker. Omvendt, den virker regressivt dersom skattesatsen uttrykt i prosent øker dersom lønnsomheten synker.

³³ Yergin (1992) s. 431 flg.

³⁴ Collier (2010) s. 80

Et viktig eksempel på regressive mekanismer er royalty som pålegges som en andel av produksjonen. Dersom lønnsomheten per produserte enhet synker, for eksempel som følge av økte produksjonskostnader, vil den andelen staten tar utgjøre en større prosentandel av selskapets profitt.

Progressivitet og regressivitet henger sammen med risikofordeling. En regressiv skatt senker risikoen for staten. En royalty som beskrevet over vil for eksempel fjerne statens risiko for økte kostnader. En enda mer regressiv mekanisme som for eksempel en royalty uttrykt i en fast sum penger vil i tillegg fjerne prisrisikoen.

Dersom selskapene skal ta denne risikoen må staten selvsagt betale for det. For å ta ut en høyest mulig andel må staten også ta en høyere risiko. Her må hver stat finne en balanse som passer.

Sterkt regressive mekanismer vil også kunne føre til at felt som ellers ville være lønnsomme ikke blir utviklet fordi det ikke er lønnsomt for selskapet. Dette kaller man mangel på *nøytralitet*. Et skatteregime er nøytralt når det ikke påvirker investorenes beslutninger – investeringer som er lønnsomme sett bort fra skatten er også lønnsomme *med* skatten.³⁵

Dette er viktig for også å få utnyttet oljeressurser som ikke er så enkle å få utvunnet, altså *marginale* eller nær marginale felt. Hvorvidt man skal legge opp til dette svært tidlig i et lands «petroleumskarriere» er et annet spørsmål. Det kan godt tenkes at man bør og vil prioritere de mest lønnsomme feltene først. I slike tilfeller vil det likevel kunne bli nødvendig med tiden å justere vilkårene i den aktuelle kontrakten slik at levetiden for felt forlenges.

Sterkt progressive elementer kan videre være nødvendig for å kunne høste grunnrenten dersom avkastningen fra et prosjekt skulle bli veldig stor.

³⁵ Nakhle (2008) s. 11-12

2.2.5.3 Flexibilitet med hensyn til svingninger i markedet

Markedet for petroleumsprodukter er til tider og over tid utsatt for til dels store svingninger i pris. Det betyr at dersom kontrakten skal overleve må den kunne ta hensyn til disse svingningene.

Typisk har det vært slik at i tider med stigende priser har ikke-fleksible fiskale mekanismer i kontrakter ført til at staten har gått til ensidige tiltak fordi selskapene etter statens syn har tatt for store andeler i forhold til deres risiko – altså at staten ikke har kunnet høste grunnrenten. Slike ensidige tiltak vil som tidligere nevnt svekke statens troverdighet blant potensielle investorer.

Poenget med denne fleksibiliteten er at staten skal kunne høste grunnrenten selv om prisene skulle øke betraktelig eller funn skulle bli gjort som er svært store. Det kunne tenkes at prisene økte så mye, eller et funn var så stort at ikke-fleksible mekanismer ville føre til at selskapet ble sittende igjen med en mye større andel enn grunnrenteprikkippet skulle tilsi.

2.2.5.4 Legitimitet – motstandsdyktighet mot politisk press

Dersom systemet ikke oppfattes som legitimt av befolkningen i landet, vil det komme under politisk press fra misfornøyde grupper i landet og kanskje av opposisjonspolitikere som utnytter denne misnøyen. Derfor er det viktig at systemet har folkelig legitimitet.

Også her spiller statens andel en stor rolle. Grunnrentetanken er da også en ide med mer politisk enn juridisk eller økonomisk karakter. Det viktige er altså at staten oppfattes å få en «fair share». Her kommer både progressivitet og fleksibilitet inn.

Det vil kunne være viktig for staten å få inntekter ganske tidlig fra et felt dersom det gjøres et funn. Det vil undertiden være vanskelig politisk for staten at det over en lengre periode produseres fra et felt uten at staten mottar noe, bare oljeselskapet; dette vil kunne utgjøre et moment til irritasjon hos en «utålmodig» befolkning og/eller opposisjon som igjen vil kunne øve politisk press. Derfor vil det ofte, særlig i land som nettopp har funnet petroleumsressurser, være viktig å ha mekanismer som sørger for at staten får del i inntektene fra en ganske tidlig fase.

Et annet viktig poeng er at systemet må være motstandsdyktig mot korrupsjon. Dersom inntektene forsvinner på veien fra oljefeltet til statskassa, vil legitimiteten forsvinne. Dette legger blant annet føringer på hvor kompliserte mekanismene kan være og henger dermed også sammen med neste punkt.

2.2.5.5 Tilpasning til vertsstatens kompetanse

Et viktig hensyn for staten er at systemet er *tilpasset statens administrative ressurser og kompetanse*. Dette hensynet vil ofte kunne støte an mot blant annet målet om å få en størst mulig – eller riktigst mulig ut fra grunnrentetanken – del av inntektene. Ett eksempel på dette er den relative enkle administrasjonen av royalty sammenlignet med inntektsskatt.³⁶ Når det i denne oppgaven fokuseres på mindre utviklede land, er det naturlig at det i mange tilfeller vil være et poeng at de fiskale mekanismene ikke er for vanskelige å administrere.

2.3 Om produksjonsdelingsavtaler

2.3.1 Opphav og definerende karakteristika

Produksjonsdelingsavtaler for petroleumsutvinning er en indonesisk oppfinnelse og ble første gang tatt i bruk der i 1960.³⁷ Bakgrunnen for at produksjonsdelingsavtalen ble utviklet var nasjonal misnøye med det tidligere konsesjonssystemet og de senere arbeidsavtalene («contracts of work»), som bare i liten grad ga indonesiske myndigheter kontroll med petroleumsvirksomheten.³⁸ De tidligere konsesjonsavtalene bød på de samme utfordringene som konsesjonsavtaler andre steder.³⁹

³⁶ Se hhv. kap 3.4 og 3.3 sammen med kapittel 4.

³⁷ Gao (1994) s. 66 flg.

³⁸ Ibid., s. 60-64, 66

³⁹ Se nærmere om dette kapittel 2.1.2

Ideen om produksjonsdeling var ikke ny, i den forstand at modellen hadde blitt brukt for andre naturressurser, men den første kontrakten som gjaldt petroleumsutvinning ble altså signert mellom det Indonesiske statsselskapet Permina og Kobayashi Group, et japansk industrikonsortium, i 1960.⁴⁰ Avtalen innebar at Kobayashi Group skulle yte kreditt til Permina i form av utstyr og teknisk assistanse over en periode på ti år, og få tilbakebetaling i form av 40 % av all produksjon av råolje utover 35 millioner fat.⁴¹ Dette arrangementet var et utslag av den nasjonalistiske politikken som fulgte Indonesias selvstendighet, der utenlandske investeringer i form av risikokapital ikke var ønskelig. I denne sammenheng fant man en låneavtale med tilbakebetaling i produksjon mer akseptabel.⁴²

Ved innføring av arbeidsavtalene ble oljeselskapenes rolle endret fra å være konsesjonær og eier av utvinningsrettigheter til å bli en kontraktør for staten.⁴³ Dette er kanskje det mest grunnleggende trekk som skiller produksjonsdelingsavtalene fra konsesjonssystemene.⁴⁴

Det er likevel avtalen mellom Pertamina⁴⁵ og IIAPCO fra 1966 som blir sett på som den første ordentlige produksjonsdelingsavtalen, og denne har dermed vært et utgangspunkt for alle senere PSA-er, både i Indonesia og verden ellers.⁴⁶ Denne avtalen inneholdt 14 artikler og tre vedlegg i form av kart, beskrivelse av kontraktsområdet og en «Accounting Procedure».⁴⁷ Både innholdet i artiklene og strukturen med vedlegg er grunnleggende elementer man finner i de aller fleste PSA-er i dag.

⁴⁰ Gao (1994) s. 66 flg.

⁴¹ Ibid.

⁴² Ibid.

⁴³ Ibid., s. 63

⁴⁴ Se kap. 2.1.3 over

⁴⁵ Statsselskapet Pertamina ble dannet gjennom en sammenslåing av Permina og Pertamina. Gao (1994) s. 65.

⁴⁶ Ibid., s. 68, Johnston (1994) s. 71

⁴⁷ IIAPCO PSC (1966)

Det finnes ingen universell definisjon på produksjonsdelingsavtaler, men i litteratur om emnet finnes det mange definisjoner som typisk er tilpasset formålet med den enkelte publikasjon.⁴⁸ Tidligere utenriksminister i Indonesia, Mochtar Kusuma Atmadja, har oppsummert de grunnleggende trekkene ved kontrakten slik:

«The production-sharing contract is essentially based on the concept of the owner of the resources (the state) engaging a third party (an oil company in the case of hydrocarbons) as contractors. The proceeds of the contractor's work or activity (i.e., the production) are shared between the state and the contractor on the basis of a previously agreed formula after the subtraction of costs»⁴⁹

Gao har på sin side følgende definisjon:

«The production-sharing contract is an agreement under which a foreign company, serving as a contractor to the host country/its national oil company, recovers its costs each year from production as payment in kind for the exploration risks assumed and the development service performed if there is a commercial discovery.»⁵⁰

Begge disse definisjonene er et slags minste felles multiplum for produksjonsdelingsavtaler. De grunnleggende, definerende elementene for en produksjonsavtale er etter disse definisjonene for det første at IOC er *kontraktør*, for det andre skal IOC dekke sine *kostnader* gjennom produksjonen, for det tredje skal produksjon utover det som kreves for kostnadsdekning *deles mellom partene*, og for det fjerde skal IOC ha *leterisiko*.

Til disse fire punktene kan vel også legges til at staten blir eier av materialer og utstyr som kjøpes inn, samt at staten i prinsippet har (i alle fall en viss) kontroll over petroleumsaktivi-

⁴⁸ Gao (1994) s. 71

⁴⁹ Kusuma-Atmadja (1991) s. 92

⁵⁰ Gao (1994) s. 72

tetene.⁵¹ Det siste punktet er imidlertid felles for stort sett alle IPA, med unntak av de tidlige konsesjonsavtalene. De fleste produksjonsdelingsavtaler har også bestemmelser om inntektsskatt.⁵²

Det som omhandler leterisiko og eksistensen av inntektsskatt er i mindre grad spesifikt for produksjonsdelingsavtaler. Videre er det at staten blir eier av utstyr og materialer egentlig ikke mer enn et utslag av rolleforholdet der IOC er kontraktør. Dermed kan man godt si at de tre viktigste grunnleggende karakteristika ved produksjonsdelingsavtaler er rolleforholdet (altså stat-kontraktør) og de to hovedmekanismene for fordeling av inntekter og utgifter, nemlig kostnadsdekning (som regel kalt Cost Recovery) og overskuddsdeling (som regel kalt Profit Sharing). Disse mekanismene vil bli nærmere behandlet i kapittel 3 under.

Et sentralt poeng ved Indonesias overgang til produksjonsdelingsavtaler var som nevnt at staten skulle ha kontroll med petroleumsvirksomheten. Dette førte til at man fikk uttrykkelige bestemmelser i kontrakten om at det var statselskapet som skulle ha ansvaret for ledelse og styring av petroleumsoperasjoner; noe som var en naturlig følge av de nasjonale strømningene som var bakteppet for utviklingen av produksjonsdelingsavtalen.⁵³ Dette bekymret i starten oljeselskapene dypt, da de så mørkt på at staten skulle ha ledelsen mens de selv skulle ha hele den økonomiske risikoen.⁵⁴ Indonesias ønske om nasjonal kontroll måtte likevel balanseres mot det faktum at det var nødvendig at IOC tok seg av ledelsesfunksjonene.⁵⁵ Slik sett kan man godt si at staten hadde *de jure* ledelse, mens IOC fikk *de facto* ledelse av operasjonene. Kompromisset har satt sitt preg på følgende klausul i IIAPCO-kontrakten:

⁵¹ Ibid., s. 67, Duval (2009) s. 69-70

⁵² Duval (2009) s. 70

⁵³ Ibid., s. 47

⁵⁴ Ibid.

⁵⁵ Ibid.

«2. *PERMINA shall:*

2.1 have and be responsible for the management of the operations contemplated hereunder, however, PERMINA shall periodically consult IIAPCO with a view to the fact that IIAPCO is responsible for the Work Program;»⁵⁶

Til slutt og rest bar nok dette mer preg av en fanebestemmelse mer enn å reflektere den reelle arbeidsfordelingen mellom partene.

2.3.2 Den senere utvikling og spredning av PSA-er

Opphavet til produksjonsdelingsavtalene var altså i Indonesia, men avtaletypen har i dag en betydelig utbredelse blant verdens oljeproduserende land, og da særlig de land som tradisjonelt blir eller har blitt ansett som utviklingsland.⁵⁷ Økt nasjonal bevissthet blant disse landene på 60- og 70-tallet er en viktig årsak til dette.. Erfaringene med de gamle konsesjonsavtalene gjorde at ordene konsesjon og konsesjonær fikk en dårlig klang over seg. Videre var det nettopp økt nasjonal innflytelse og kontroll som var bakgrunnen for utviklingen av kontraktstypen i Indonesia. Disse hensynene kom frem og ble lagt vekt på i kontrakten, og dette passet også andre land godt.

Det er først og fremst slike politiske og symbolske hensyn som blir pekt på når produksjonsdelingsavtalenes popularitet blant utviklingsland blir omtalt.⁵⁸ Enkelte peker også på at produksjonsdelingsavtaler oppfattes som enklere å administrere enn konsesjonssystemer når det gjelder skattlegging av virksomheten.⁵⁹ Herom synes det imidlertid å være noe uenighet.⁶⁰

⁵⁶ IIAPCO PSC (1966), Section IV, 2.1

⁵⁷ Duval (2009) s. 69

⁵⁸ Leuch (1988) s. 90, Johnston (1994) s. 39, Duval (2009) s. 47, Gao (1994) s. 103

⁵⁹ Duval (2009) s. 69

⁶⁰ Johnston (1994) s. 39

Denne uenigheten kan godt tenkes å bero på at man ikke snakker om de samme avtalene. Produksjonsdelingsavtaler har utviklet seg og blitt mer komplekse og diversifisert,⁶¹ selv om de har beholdt de grunnleggende elementene fra Indonesias kontrakt. Dette gjelder så vel selve mekanismene for inntekts- og utgiftsfordeling som mekanismene for kontroll med inntekter og utgifter.

Utviklingen som har skjedd har i stor grad gått ut på at de fiskale mekanismene med hensyn til statens andel i større grad skal knyttes til profitabilitet.⁶² Dette har blant annet ført til mer avanserte mekanismer for deling av produksjonen i bestemmelser om Cost Recovery og Profit Sharing.⁶³ Når det gjelder kontrollmekanismene har man tatt i bruk stadig mer avanserte metoder for blant annet å imøtekomme problemene knyttet til internprising.⁶⁴

3 Fordelingsmekanismene

3.1 Cost-recovery-mekanismen

3.1.1 Innledning og oversikt

Produksjonsdelingsavtaler er ment å være en avtale der kontraktøren yter en tjeneste til staten gjennom å utvinne petroleumsressursene. Som betaling skal kontraktøren ha dekket sine kostnader og i tillegg få et vederlag for jobben. Cost-recovery-mekanismen er den mekanismen som skal sørge for at selskapet får dekket de kostnader det har pådratt som ledd i petroleumsvirksomheten. I stedet for å få betalt i kontanter for utgiftene, får selskapet rett til å ta ut en del av det produserte for å dekke sine kostnader.

⁶¹ Van Meurs (1988) s. 47 flg.

⁶² Ibid.

⁶³ Dette behandles i hhv. kapittel 3.1 og 3.2

⁶⁴ Dette behandles i kapittel 4

Denne formen for betaling har den konsekvens at det må produseres olje fra feltet for at det skal være midler å ta betalt i, med de følger for økonomisk risiko det medfører. Videre reiser mekanismen en del problemstillinger som skal behandles nærmere her.

For det første er det et spørsmål hvor stor del av det produserte som kan gå til kostnadsdekning. Dette griper inn i forholdet denne mekanismen har til andre mekanismer, blant andre profit-sharing-mekanismen og eventuelle royalties. For overskuddsdelingens del er det slik at hvor mye produksjon som går til cost recovery vil være bestemmende for hvor mye som blir igjen til overskuddsdeling, mens royalties vil være bestemmende for hvor mye som er tilgjengelig for cost recovery. For det andre må det avgjøres hvilke kostnader som materielt sett dekkes. Dessuten reguleres unntak fra, eventuelt presiseringer av det siste, altså kostnader som ikke er gjenstand for dekning.

Videre henger cost recovery sammen med inntektsskatt i de tilfeller hvor det er aktuelt. Det er imidlertid ikke nødvendigvis fullt samsvar mellom kostnader som er gjenstand for kostnadsdekning og de kostnader som er fradragsberettigede.⁶⁵ Den betalingen som kontraktøren mottar gjennom kostnadsdekning vil utgjøre en del av skattegrunnlaget. Dette behandles nærmere i kapittel 3.3.

Valuation-klausulen, eller verdsettelsesklausulen, er også svært viktig med hensyn til kostnadsdekning. For å kunne få dekket kostnader som er pådratt i kontanter, er det nødvendig å verdsette oljen for å finne ut hvor mye av den kontraktøren skal ta til kostnadsdekning.⁶⁶

Utformingen av Cost Recovery-mekanismen har stor betydning for den økonomiske verdien av en kontrakt. Av særlig betydning i denne sammenheng er begrensninger i hvor stor del av produksjonen som kan benyttes til kostnadsdekning. Dette behandles nærmere i 3.1.2 under.

⁶⁵ Duval (2009) s. 77

⁶⁶ Verdsettelse er behandlet i kapittel 4.2.

Den nærmeste parallellen man kan trekke til Cost Recovery-mekanismen i et inntektsskattesystem er fradragsretten. Mekanikken er en del forskjellig, men resultatet er ikke så ulikt. Ved inntektsskatt får man som regel fradrag for alle utgifter man har hatt som er pådratt for å skaffe skattepliktige inntekter. Dette fører til en «kostnadsdekning» som består av størrelsen på fradraget ganget med skattesatsen. Det er dermed ikke tale om kostnadsdekning i den forstand at man får dekket alle sine kostnader.

3.1.2 Grunnlaget: Cost Oil

Den andelen av produksjonen som er tilgjengelig for kostnadsdekning betegnes gjerne som Cost Recovery Oil, Cost Recovery Petroleum eller lignende. Dette kan være definert i kontraktens definisjonsliste, men kan godt bestå i bare en henvisning til cost-recovery-klausulen.⁶⁷ I noen tilfeller er det ikke en definert term.⁶⁸

Cost Oil har gjerne et gulv og et tak. Man kan tenke seg at den totale produksjonen skal deles opp i to eller tre, avhengig av om det skal betales royalty: olje til betaling av royalty, olje til kostnadsdekning og olje til overskuddsdeling. Oljen fordeles i samme rekkefølge. Her er et eksempel på en definisjon av Cost Oil:

«After deducting Royalties, the Contractor shall be entitled to up to [insert number] percent ([insert number]%) of the Total Disposable Production remaining in any Calendar Year for recovery of its Petroleum Operations Costs (Cost Recovery Oil).»⁶⁹

Det helt basale grunnlaget er altså Total Disposable Production. Dette er i den siterte kontrakten definert som «all Hydrocarbons produced and saved from a Development and Production Area less the quantities used for Petroleum Operations.»⁷⁰⁷¹ Definisjonen kan imid-

⁶⁷ F. eks. Ekvatorial-Guinea PSC

⁶⁸ DNO-Tawke

⁶⁹ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.1.2

⁷⁰ Ibid., Article 1.1.64

lertid være annerledes i andre kontrakter. Noen steder er ikke unntaket for petroleum brukt i «Petroleum Operations» med i en slik definisjon, av og til er vilkåret «saved» utelatt.⁷² Disse variasjonene er nok stort sett resultat av forskjellig kontraktsteknikk eller unøyaktigheter, og har neppe noen særlig betydning for innholdet i reguleringen.

Vilkåret «produsert» betyr normalt at produktene har forlatt reservoaret, men har liten selvstendig betydning uten at det ses i sammenheng med vilkåret «saved» eller «lagret». Vilkåret «saved» må nok generelt tolkes slik at hvis oljen (eller kanskje mer aktuelt, gassen) er brukt i Petroleum Operations, så er den ikke «saved».⁷³ Grunnen til at man likevel har begge vilkårene, kan tenkes å være de tilfeller der man lagrer deler av oljen eller gassen midlertidig for senere å bruke den i Petroleum Operations. Dette kan for eksempel skje dersom man bruker lokalt produsert gass til å drive gasskraftverk på produksjonsenheten. Produsert olje eller gass kan også tenkes å brukes til andre ting eller tapes, typisk ved reinjisering av gass, fakling eller utslipp som følge av uhell eller ulykke.

Normalt vil oljen produseres, lagres eller brukes i driften og overskuddet eksporteres. Spørsmålet om når produksjonen er lagret vil således kun være aktuelt i utslippstilfellene, der problemstillingen med hensyn til kostnadsdekning vil være hvorvidt det som er unsluppet skal regnes med i grunnlaget for Cost Oil. Løsningen vil imidlertid ha konsekvenser også for flere andre mekanismer. Indias modellavtale opererer med en avgrensning mot «Petroleum (...) unavoidably lost»,⁷⁴ noe som kan gi opphav til diskusjoner om blant annet hvilken aktsomhetsnorm som gjelder. Dette temaet vil ikke bli drøftet nærmere her.

Eventuelle royalties vil videre avgjøre hva som blir gulvet for Cost Oil. Dette gulvet vil imidlertid ikke nødvendigvis ligge fast. Royalties kan være en fast proSENTSATS av produk-

⁷¹ Lignende definisjon i Angola PSA (udatert) og India PSC (2007)

⁷² Tanzania PSA (1995)

⁷³ Slik India PSC (2007)

⁷⁴ Ibid., Article 1.75

sjonen,⁷⁵ men kan også variere med produksjonsnivå, slik at royalty-satsen blir høyere ved økende produksjon.⁷⁶⁷⁷

For alle slike typer glideskalaer basert på produksjonsnivå gjelder at selv om de er utformet for å være progressive, kan de i praksis virke regressivt, da de ikke tar hensyn til eventuelle økte enhetskostnader ved å utvinne mer.⁷⁸ En slik glideskala for royalty påvirker imidlertid ikke bare seg selv; de andre mekanismene påvirkes også fordi royalty utgjør gulvet for hvor stor del av produksjonen som er tilgjengelig for fordeling gjennom disse. Eventuelle regressive effekter av glideskalaen vil dermed forplante seg videre og bli forsterket.

Det er vanlig at Cost Oil har et definert tak uttrykt som en prosentsats av den totale produksjonen eventuelt etter at royalty er trukket fra. Et vanlig nivå er mellom 40 og 60 prosent,⁷⁹ men variasjonen er stor også utover dette.⁸⁰ I en del kontrakter er dette gjenstand for forhandlinger eller budrunder,⁸¹ mens i andre er dette låste tall, i alle fall i modellversjonen.⁸² Taket kan også være fleksibelt utformet slik at det følger en eller annen form for glideskala eller trapp. I Tanzanias modellavtale er dette delt opp i tre trinn der satsen er 60, 50 eller 40 %, avhengig av akkumulert total produksjon.⁸³ Dette har sammenheng med at etter hvert som mer olje er produsert, jo mer av de initielle kapitalkostnadene har kontraktøren fått dekket. Dermed er det etter hvert som tiden går presumptivt mindre behov for avsetning til

⁷⁵ DNO-Tawke, India PSC (2007), Øst-Timor PSC (udatert)

⁷⁶ Ekvatorial-Guinea PSC

⁷⁷ Se nærmere om royalty i kapittel 3.4

⁷⁸ Se 3.2.3.2 under.

⁷⁹ DNO-Tawke, Bangladesh PSC (2008), Tanzania PSA (1995)

⁸⁰ Duval (2009) s. 243

⁸¹ Ekvatorial-Guinea PSC, Angola PSA (udatert), Turkmenistan MPSA (1997), India PSC (2007)

⁸² Modellavtaler og faktiske avtaler kan være forskjellige. Se kapittel 1.2.

⁸³ Tanzania PSA (1995), Article 9 (b)

kostnadsdekning. Andre steder kan en slik skala være knyttet til verdien av produksjonen (slik at skalaen tar hensyn til pris) eller til prosjektets profitabilitet.⁸⁴

Dette taket er kanskje det viktigste elementet i kostnadsdekningsmekanismen, og er nok en av de parameterne selskapene er mest opptatt av når det gjelder å vurdere produksjonsdelingsavtaler. Plasseringen av dette taket vil være et utslag av balanseringen av hensynet til rask kostnadsdekning for selskapet på den ene siden, og hensynet til tidlige inntekter for staten på den andre siden. Settes taket for lavt, vil det ta lang tid før kontraktøren får igjen sine kostnader, noe som har stor effekt på avkastningen. I et ekstremt, og kanskje ikke så praktisk, tilfelle vil man kunne tenke seg at taket settes så lavt at man heller ikke får dekket de løpende produksjonskostnadene.

Kostnadsdekningstaket har til en viss grad samme effekt som avskrivningssatser i et inntektsskattsystem; i stedet for å få dekning umiddelbart for alle kostnader som er pådratt, vil disse måtte fordeles ut over tid gjennom at kostnader som ikke er dekket i inneværende periode først blir dekket gjennom Cost Oil i neste periode.

I denne sammenheng er endringene i Indonesias produksjonsdelingsavtaler fra 1976 illustrerende: Cost Oil ble fjernet slik at all olje produsert i prinsippet var tilgjengelig for kostnadsdekning, men til gjengjeld ble det innført regler som ga lenger avskrivningstid.⁸⁵ Som konsept og ide er imidlertid avskrivning og taket for kostnadsdekning ganske forskjellige.⁸⁶

3.1.3 Kvalifiserte kostnader

Hvilke kostnader som er kvalifiserte for kostnadsdekning kan være regulert i selve kontrakten, men er ofte regulert i «Accounting Procedure» eller et lignende titulert dokument som er et vedlegg til kontrakten. Som regel inneholder denne et punkt med en uttømmende liste

⁸⁴ Duval (2009) s. 243

⁸⁵ Gao (1994) s. 69, 83-84

⁸⁶ Mer om dette i 3.1.3.3 under

over hvilke kostnader som er dekningsberettiget, for eksempel lønninger, innkjøp av materialer, leie av innretninger og så videre. En del kontrakter skiller mellom kostnader som er dekningsberettigede uavhengig av godkjenning fra en Management Committee og kostnader som krever slik godkjenning.

Man kan naturligvis komme opp i den situasjon at det er nødvendig å pådra en kostnad uten at den naturlig kan tilskrives noen av de enkelte postene i en slik liste. Dette løses som regel ved å ha et eget punkt for andre kostnader som ikke er dekket av listen. Her varierer det også om kontraktøren har rett til å pådra kostnadene uten godkjenning, og man har begrensninger i form av et nødvendighets- eller rimelighetskriterium:

«Other Expenses

Any justified costs, expenses or expenditures, other than those which are covered, dealt with or excluded by this Section 3, incurred by Contractor for the proper conduct of the Petroleum Operations under approved Work Programs and Budgets.»⁸⁷

I dette eksemplet fra Bangladesh er dekningsretten også knyttet opp mot godkjente arbeidsprogram og budsjetter.⁸⁸ Her er «justified» et kriterium, andre kontrakter bruker «reasonable» og «necessary»,⁸⁹ mens andre ikke har denne reservasjonen.⁹⁰ Meningsinnholdet vil nok uansett måtte tolkes likt for de forskjellige kontraktene, og «nødvendig» er kanskje et godt beskrivende felles kriterium. Det kan likevel tenkes at «reasonable» innebærer noe i tillegg, og da med hensyn til begrensninger i utgiftens størrelse.

⁸⁷ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 3.1 (o)

⁸⁸ Nærmere om dette i 3.1.3.2.

⁸⁹ For eksempel DNO-Tawke

⁹⁰ Turkmenistan MPSA (1997)

3.1.3.1 Klassifisering

Som regel er de kvalifiserte kostnadene grovt sett kategorisert etter prosjektets faser, det vil si som letekostnader (Exploration Costs), utviklingskostnader (Development Costs) og driftskostnader (Operating Costs), og i en del tilfeller, avviklingskostnader (Decommissioning Costs). Betegnelsene kan variere noe, og dette kan også være finere oppdelt.

For hver av kategoriene er hvilke kostnader som er kvalifisert som regel positivt definert som alle direkte og indirekte kostnader pådratt i den aktuelle fasen, med en liste over hvilke type kostnader som er inkludert. I de fleste kontraktene bruker man begrepet «including» og ikke «including, but not limited to», som ellers er vanlig for ikke-uttømmende regulering i engelskspråklige kontrakter. Tolkningen kan ikke utelukkes å ha konsekvenser i enkelte tilfeller, og en del kontrakter inkluderer også i listen en post med «all other expenses incurred in connection with (...)» eller lignende.⁹¹ Den praktiske betydningen av dette må likevel antas å være liten, siden de store, typiske kostnadene alltid er nevnt.

Letekostnader skal dekke kostnader i letefasen, slik som seismiske undersøkelser, boring av letebrønner og avgrensingsbrønner samt generelle og administrative kostnader forbundet med disse aktivitetene. Når det gjelder brønnene, må det avgrenses mot boring av produksjonsbrønner, og definisjonen av letekostnader avgrenses mot de kostnadene som pådras ved å gjøre en lete- eller avgrensingsbrønn til en produksjonsbrønn. Vurderingen av akkurat hvor grensen går her, vil gjerne inneholde en del ingeniørfaglige momenter og må være gjenstand for en konkret vurdering i hvert tilfelle.

Utviklingskostnader er kostnader som pådras som ledd i å utvikle et funn med tanke på kommersiell produksjon. Dette inkluderer for eksempel boring av eller ferdigstillelse av produksjonsbrønner med brønnhoder. Videre vil kostnader til bygging av produksjonsanlegg, transport- og lagringssystemer komme inn her. Klassifisering som utviklingskostna-

⁹¹ DNO-Tawke, Turkmenistan MPSA (1997)

der kan være avhengig av at man har kommet til stadiet der man har fått godkjent en utviklingsplan.⁹²

Driftskostnader er generelt alle kostnader som pådras ved å holde produksjonen i gang etter at man har startet kommersiell produksjon. Dette inkluderer vedlikehold, lønninger og så videre.

Klassifiseringen har for det første stor betydning der man har forskjellige avskrivingssetter for de forskjellige kostnadskategoriene. For det andre er det ofte fastsatt en prioriteringsrekkefølge, der enkelte typer kostnader skal dekkes før andre. Dette siste kan igjen innvirke på en kontantstrømanalyse,⁹³ særlig hvis noen av postene for kostnadsdekning er gjenstand for inntektsskatt.⁹⁴

I noen kontrakter må for eksempel letekostnader avskrives over flere år,⁹⁵ mens utviklingskostnader kan dekkes fullt ut det året de pådras. I slike tilfeller vil det kunne komme på spissen hva som må tilskrives letekostnader og hva som er utviklingskostnader. Et tenkt eksempel kan være lastebiler som brukes til å frakte materialer både til steder der det foregår leteboring, steder der det foregår utbygging og steder der det foregår produksjon. Spørsmålet vil da være om kostnadene til anskaffelse av lastebilen skal tilskrives letekostnader, utviklingskostnader eller driftskostnader.

Videre vil klassifiseringen ha betydning der staten har trådt inn som statsdeltaker etter at et kommersielt funn er gjort. Statsdeltakeren skal da som regel bare dekke produksjons- og eventuelt utviklingskostnader, mens den private parten skal bære letekostnadene alene.

⁹² Se mer om dette nedenfor i kapittel 1.1.3.2

⁹³ En kontantstrømanalyse er en analyse over forventet fremtidig inntekt og vil når disse inntektene neddiskonteres kunne gi et mål på verdien av kontrakten.

⁹⁴ Johnston (1994) s. 56

⁹⁵ Se 3.1.3.3

3.1.3.2 Forholdet til arbeidsprogram, utviklingsplan og budsjetter

Både den materielle dekningsretten og klassifiseringen av kostnadene kan være uttrykkelig knyttet opp mot et godkjent arbeidsprogram eller en utviklingsplan (Development Plan, tilsvarende norsk PUD). Når det gjelder den materielle retten, så kan dette følge av definisjonene. I Indias modellavtale er dekningsretten i listen i Accounting Procedure temmelig stringent knyttet opp mot Petroleum Operations, som er definert som en av eller en kombinasjon av Exploration Operations, Development Operations eller Production Operations. Definisjonen av disse er som følger (mine uthevinger):

«“Petroleum Operations” means, as the context may require, Exploration Operations, Development Operations or Production Operations or any combination of two or more of such operations, (...)»⁹⁶

*«“Exploration Operations” means operations conducted in the Contract Area pursuant to this Contractin searching for Petroleum and **in the course of an Appraisal Programme** (...)»⁹⁷*

*«“Development Operations” means operations conducted **in accordance with the Development Plan**»⁹⁸*

*«“Production Operations” means all operations conducted for the purpose of producing Petroleum from the Development Area **after the commencement of production from the Development Area**»⁹⁹*

Under denne avtalen kan det bli spørsmål om kostnader som ikke er i henhold til en utviklingsplan, men er pådratt for å få til produksjon vil være kvalifiserte for dekning. Her kan

⁹⁶ India PSC (2007), Article 1.74

⁹⁷ Ibid., Article 1.43

⁹⁸ Ibid., Article 1.34

⁹⁹ Ibid., Article 1.77

det være interessant å se parallellen til problemene med for eksempel Yme-utbyggingen på norsk sokkel, der OED krevde ny PUD etter store kostnadsoverskridelser.¹⁰⁰ Under et kontraktsregime som det indiske, kunne etter omstendighetene mange av de kostnadene som er pådratt i det prosjektet ikke vært dekningsberettigede, da de ikke var i henhold til en utviklingsplan.

De fleste kontrakter har bestemmelser om hvor store overskridelser kontraktøren kan gjøre med hensyn til arbeidsprogram og budsjetter og likevel ha dekningsrett for kostnadene. Øst-Timors kontrakt opererer med 10 % for hver post i et arbeidsprogram eller budsjett og 5 % for arbeidsprogrammet eller budsjettet totalt.¹⁰¹ Tawke-kontrakten har en grense på 10 % for årlig utviklingsplan og budsjett,¹⁰² mens Ekvatorial-Guinea har en grense på 5 %.¹⁰³ Man har imidlertid mulighet til å få samtykke fra Management Committee for større overskridelser. Kostnader som pådras i nødstilfelle kan enn videre alltid pådras og kreves dekket.¹⁰⁴

Tanzanias kontrakt har på den annen side ikke noe krav om Development Plan eller budsjett (i kontrakten, Development Plan er nødvendig etter loven), slik at regulering av kostnadsoverskridelser ikke er aktuelt.¹⁰⁵

Dette å strengt knytte muligheten for kostnadsdekning opp mot utviklingsplanen er forskjellig fra hvordan dette fungerer i Norge. Som nevnt over er den nærmeste parallellen til cost recovery i et inntektskattesystem fradragsretten. I det norske inntektskattesystemet er vilkåret for å kunne ta utgifter til fradrag at «(...) kostnad[en] (...) er pådratt for å erverve,

¹⁰⁰ Teknisk Ukeblad (04.07.2012)

¹⁰¹ Øst-Timor PSC (udatert), Article 4.7 jfr. Accounting Procedure, Section 2.8 (u)

¹⁰² DNO-Tawke, Article 13.4

¹⁰³ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 4.4.1

¹⁰⁴ Dekningsretten kan likevel etter omstendighetene falle bort dersom en slik nødssituasjon er forårsaket av kontraktørens uaktsomhet.

¹⁰⁵ Se likevel 3.1.4 under.

vedlikeholde eller sikre skattepliktig inntekt.»¹⁰⁶ Det er riktignok en del unntak fra denne hovedregelen i petroleumsskatteloven, men overskridelser ut over rammene i en PUD fører i utgangspunktet ikke til at man ikke får fradrag. Noe av grunnen til dette er nok at norske myndigheter er sterkt involvert på mange stadier av utviklingsprosessen, ofte også gjennom statsdeltakelse, slik at man muligens anser at man kan ta denne risikoen, presumptivt i bytte mot økt investeringsvilje og aktivitet fra oljeselskapenes side. Dette har imidlertid undertiden skapt debatt også i Norge, og viser at selv i et så stabilt politisk landskap som her vil petroleumsavtaler kunne bli satt under politisk press.¹⁰⁷

3.1.3.3 Avskrivning

Aktivering og avskrivning er en måte å fordele kostnadene for anskaffelse av varige goder over tid. Den teoretiske begrunnelsen for dette er at man skiller mellom det som er en kostnad og det som er en investering. Investeringer avskrives som et utgangspunkt etter hver som de forbrukes i virksomheten ut fra regnskapsmessige prinsipper.¹⁰⁸ Med hensyn til cost recovery trer imidlertid dette utgangspunktet i bakgrunnen, og bruk av avskrivning finner i større grad sin begrunnelse i å være en del av verktøyene for inntektsforedling – på lik linje med et tak for cost oil.^{109 110}

Selv om taket på cost oil som nevnt¹¹¹ til en viss grad har den samme effekten som aktivering og avskrivning, så har enkelte kontrakter avskrivning i tillegg til dette taket. Dette brukes

¹⁰⁶ Sktl. § 6-1

¹⁰⁷ Aftenbladet.no (15.08.2012)

¹⁰⁸ Syversen (1991) s. 502

¹⁰⁹ Det kan godt forekomme at det er forskjell på avskrivning i relasjon til inntektsskatt og i relasjon til kostnadsdekning. Dette avsnittet handler om avskrivning i relasjon til kostnadsdekning.

¹¹⁰ Også i det norske petroleumsskattesystemet avviker avskrivningsreglene fra dette utgangspunktet og er i større grad «utformet bl. a. ut fra næringspolitiske hensyn». (Syversen (1991) s. 503)

¹¹¹ Punkt 3.1.2 over.

i så fall typisk for letekostnader som da vil dekkes inn over lengre tid. Andre kostnader enn letekostnader vil som regel kunne tas til dekning med det fulle beløpet hvert år.

Ifølge Johnston er det vanlig at kontraktøren må avskrive letekostnader etter at kommersiell produksjon er kommet i gang, og at dette således er den andre begrensningen, ved siden av cost-oil-taket, for raten for kostnadsdekning.¹¹² Dermed er også dette en viktig faktor i vurderingen av verdien av kontrakten for oljeselskapet. Av de kontraktene som er behandlet i denne oppgaven, er det imidlertid bare Bangladesh som opererer med en avskrivingsats på 25 % for letekostnadene.¹¹³ I de andre kontraktene kan dekning tas med fullt beløp.

En god grunn til å benytte avskrivning for letekostnader er de tilfellene der staten eller stats-selskapet kan tre inn som deltaker under kontrakten. Staten vil som deltaker få kostnadsdekning gjennom cost oil for den andel av drifts- og eventuelt utviklingskostnader den dekker gjennom samarbeidsavtalen. Når selskapets letekostnader må avskrives, blir det mer cost oil tilgjengelig for statsdeltakeren.

3.1.3.4 Renter

Dekning av renter er et spesielt tema. Renter er jo vitterlig en kostnad for kontraktøren, men samtidig er renter også avkastning på investert kapital. Derfor kan dekning av renter ses som at man får betalt for risikoen ved investeringen to ganger; en gang gjennom kostnadsdekningen og en gang gjennom overskuddsdelingen. Dette er vel også grunnen til at dekning av renter ikke er veldig vanlig.¹¹⁴ I de kontraktene som har dekning av renter, er da også denne adgangen som regel underlagt begrensninger. En måte å begrense dette på er å ha et kapitaliseringskrav, altså at man krever at forholdet mellom egenkapital og fremmedkapital er over en viss størrelse.¹¹⁵ Videre kan man begrense hvilke kostnader man skal

¹¹² Johnston (1994) s. 58-60

¹¹³ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 3.2 (c)

¹¹⁴ Av de kontraktene som behandles her, er det bare Bangladesh' PSC som har dekning av renter.

¹¹⁵ Johnston (1994) s. 60

kunne få dekket renter for finansieringen av. I Bangladesh' kontrakt er bare renter for lån til finansiering av utvikling kvalifiserte. Videre er det bare renter for lån som i størrelse ikke overstiger 50 % av utviklingskostnadene som dekkes.¹¹⁶

Det å fastsette at det bare er renter for finansiering av utviklingsprogrammet som skal kunne dekkes kan neppe ha noe særlig selvstendig betydning ved siden av begrensningen på 50 % av utviklingskostnadene. Penger har som kjent ikke formålet trykket på dem, slik at man vanskelig kan kontrollere om et lån går til det ene eller det andre.

Dette kan være interessant å sammenligne med de norske reglene for dekning av renter. I utgangspunktet er renter fradragsberettiget etter skatteloven, men i petroleumsskatteloven er dette særlig regulert hva angår petroleumsvirksomheten:

«Det gis fradrag for netto finanskostnader påløpt på rentebærende gjeld. I dette inngår summen av rentekostnader og valutatap fratrukket valutagevinster på gjelden. Fradraget settes til andelen av selskapets netto finanskostnader som svarer til 50 prosent av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi per 31. desember i inntektsåret av formuesobjekter tilordnet sokkeldistriktet 10 og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.»¹¹⁷

Dette viser igjen at hensyn som gjør seg gjeldende for cost recovery typisk også vil gjøre seg gjeldende for fradragsrett, og er illustrerende for slektskapet mellom disse mekanismene.

Videre er det verdt å legge merke til at det bare er størrelsen på hovedstolen som reguleres her; kontroll med rentesatsene må følgelig reguleres på annen måte. En tenkelig problemstilling her kan være at selskapet velger å ta et svært dyrt lån og tilordne det til områder der det får dekning for renteutgifter, samtidig som det fra samme finansieringskilder får et bil-

¹¹⁶ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 3.1 (n)

¹¹⁷ Petrsktl. § 3, første ledd, (d)

ligere lån som det da tilordner andre steder. Hvor enkelt dette er å fange opp, beror på mekanismene for utgiftsfastsettelse som behandles nærmere i kapittel 4.3. Her kan det imidlertid bemerkes at et slikt arrangement ikke nødvendigvis vil feile en armlengde-test.¹¹⁸

Et annet tema som ikke behandles nærmere i denne fremstillingen er såkalte Investment Credits. Dette er et opplegg der kontraktøren får dekket inn mer enn 100 % av kostnadene. Dette vil kunne ha tilnærmet samme effekt som adgang til dekning av renter.

3.1.3.5 Royalties¹¹⁹

I Indias kontrakt kan man få dekning for betalte royalties gjennom cost-recovery-mekanismen.¹²⁰ Dette er neppe noen vanlig løsning, og det er vanskelig å få øye på gode grunner for å ha en slik ordning. Man kunne se for seg at dette er et poeng dersom avtalen er inngått med et statsoljeselskap, der myndighetene ønsker å sikre noen inntekter direkte til statskassen i en tidlig fase uten at dette i så stor grad skal påvirke den totale «government take». Indias modellavtale legger imidlertid opp til at den skal inngås direkte mellom staten ved departementet og oljeselskapet(ene). Bestemmelsene rundt kostnadsdekning for royalty har vært tema for en disputt mellom et britisk oljeselskap og det delvis indisk statseide ONGC, men dette har ikke blitt utforsket nærmere i arbeidet med denne oppgaven.¹²¹

3.1.4 Kostnader som ikke er kvalifiserte

Accounting Procedure inneholder som regel også en liste over hvilke kostnader som ikke kan dekkes gjennom cost recovery. Klassikerne er utgifter pådratt før ikrafttredelse av kontrakten, bøter, erstatning til staten som følge av mislighold av kontrakten, gaver og donasjoner (særlig til staten eller statlige tjenestemenn) som ikke er godkjent på forhånd, utgifter som kunne vært unngått dersom man ikke hadde unnlatt å tegne obligatorisk forsik-

¹¹⁸ Armlengdeprinsippet blir behandlet både i kapittel 4.2 og 4.3.

¹¹⁹ Mer om royalties i punkt 3.4 under.

¹²⁰ India PSC (2007)

¹²¹ Business Standard (24.05.2011)

ring, samt advokatutgifter i forbindelse med tvist med staten eller statsoljeselskapet angående kontrakten selv.

Videre regulerer ofte denne bestemmelsen forholdet til renter og kostnadsoverskridelser. Det siste er også ofte regulert i selve kontrakten under en egen artikkel for arbeids- eller utviklingsprogram og budsjetter.

En interessant bestemmelse er å finne i Indias PSC, der det heter at «costs and expenditures incurred as a result of misconduct or negligence of the Contractor»¹²² ikke er dekningsberettigede. Dette kan etter omstendighetene være et ganske vidt unntak fra dekningsretten, det kreves altså bare uaktsomhet for at man ikke skal få kostnadene dekket. Det er nok likevel mulig at dette må tolkes strengere enn uaktsomhet under norsk erstatningsrett.

Det hender også at kontrakten inneholder en slags «generalklausul» for unntak fra dekningsretten. Bangladesh' kontrakt har følgende formulering:

*«any costs not reasonably required for the Petroleum Operations»*¹²³

Tanzania har en lignende:

*«Any costs which, by reference to general oil industry practices, can be shown to be excessive.»*¹²⁴

Slike klausuler vil kunne representere en betydelig risiko for kontraktøren, og det er nærliggende å anta at mange selskap vil forhandle for å fjerne slike fra kontrakten. Dette gir muligheter for statssiden til å gi etter for politisk press og sette seg på bakbeina når det gjelder kostnadsdekning i prosjekter der for eksempel den tekniske risikoen var høy, og denne materialiserte seg.

¹²² India PSC (2007), Accounting Procedure, Section 3.2

¹²³ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 7.1 (g)

¹²⁴ Tanzania PSA (1995), Accounting Procedure, Section 3.2 (i)

Det er likevel verdt å merke seg at i Tanzanias tilfelle kommer denne klausulen i stedet for begrensninger med hensyn til utviklingsplan og budsjett, slik at det i dette tilfellet vil være mer nødvendig å regulere dette enn ellers.¹²⁵

Videre kan det godt tenkes at en slik bestemmelse må innfortolkes i avtalen uansett om den er uttrykkelig fastsatt. De fleste avtaler fastsetter jo en generell plikt for kontraktøren til å drive petroleumsoperasjonene i henhold til «general oil industry practice», «good oil field practice» eller lignende. Har kontraktøren pådratt for store kostnader fordi han har brutt denne plikten, vil kanskje unntak fra kostnadsdekning være det naturlige botemidlet. Løsningen er imidlertid ikke sikker.

3.1.5 Underskudd og overskudd av cost oil

Det hender at de pådratte kostnadene er større enn verdien av tilgjengelig cost oil i et år. Dette vil som regel føre til at de udekkede kostnadene vil kunne fremføres uendelig til senere år. Det betyr ikke nødvendigvis at kontraktøren får dekket inn alle sine kostnader, da det ikke er sikkert at feltet produserer mer enn at man for eksempel får dekket inn produksjons- og utviklingskostnadene.

Dette har også en parallell i de norske fradragsreglene. Underskudd i skatteoppgjøret i ett år kan fradragsføres i senere år uten tidsbegrensning.¹²⁶ Det ligger imidlertid en betydelig forskjell i at fradragene vil gjelde for selskapet som sådan, mens fremføring av kostnader i en PSA bare (

Når det gjelder situasjonen der man ikke når cost-recovery-taket, er det vanlige at «overskuddet» blir en del av «Profit Oil» og deles mellom partene etter den avtalte brøken. Her-

¹²⁵ Se 3.1.3.2 over.

¹²⁶ Petrsktl. § 3, første ledd, (c)

fra finnes det imidlertid sjeldne unntak der statsoljeselskapet tar hele dette «overskuddet».¹²⁷

I noen tilfeller kan avtalen gjelde flere lisensområder eller blokker. I disse tilfellene kan det også for cost recovery bli snakk om såkalt «ring fencing» (inngjerding), det vil si at kostnader for et felt eller en blokk ikke kan kreves dekket fra produksjonen i en annen.¹²⁸

3.2 Profit-sharing-mekanismen

3.2.1 Innledning og oversikt

Profit-sharing-mekanismen skal fordele «overskuddet» mellom partene i avtalen. Når «overskuddet» settes i hermetegn, er dette fordi det ikke rent faktisk trenger å være noe økonomisk overskudd fra feltet for at overskuddsdeling er aktuelt. Dette henger blant annet sammen med taket på cost oil som behandlet over i 3.1.2.

Mekanismen fungerer i grove trekk slik at man har en basis av tilgjengelig olje for overskuddsdeling (gjerne kalt profit oil) som skal fordeles mellom partene etter en brøk eller en eller annen skala eller funksjon. Det er særlig metoden for fordeling som er opphav til variasjon mellom forskjellige kontrakter med hensyn til overskuddsdeling. Man finner alt fra enkle, faste brøker, til forholdsvis avanserte fordelingsfunksjoner.

Denne mekanismen henger nøye sammen med cost-recovery-mekanismen, da sistnevnte i stor grad avgjør hvor mye som er tilgjengelig for deling. Videre vil selvsagt inntekter som kontraktøren får fra overskuddsdeling være gjenstand for inntektsskatt der dette er aktuelt. Verdssettelsesmekanismen kan også ha betydning for overskuddsdelingen, særlig der staten har mulighet til å få ut sin andel av overskuddsolje i kontanter.

¹²⁷ Johnston (1994) s. 58

¹²⁸ Mer om dette begrepet under behandlingen av inntektsskatt i kapittel 3.3.5

Forholdet mellom statens og kontraktørens andel er ofte gjenstand for forhandlinger eller budrunder, og vil ved siden av eventuelle royalty-satser og tak på cost oil være et av de viktigste fiskale elementene i kontrakten.

3.2.2 Grunnlag

I de aller fleste kontrakter er det den oljen som er igjen etter at cost recovery er foretatt (samt eventuell royalty trukket fra) som utgjør grunnlaget for overskuddsdeling og kalles «profit oil». Som nevnt over i 3.1.5 finnes det likevel tilfeller der staten (eller statsoljeselskapet) tar «mellomlegget» mellom dekningsberettigede kostnader og cost-oil-taket. I slike tilfeller vil overskuddsoljen være en konstant andel av produksjonen, med mindre cost-oil-taket eller royalty er basert på en eller annen form for skala.

3.2.3 Andel

Den viktigste delen av overskuddsdelingsmekanismen er hvordan man fastsetter hvor stor andel av overskuddsoljen partene skal ha hver. Her er det svært store variasjoner og et bredt spekter av metoder. Mekanismene spenner fra de helt enkle med et fast delingsforhold mellom partene, til avanserte utregninger av avkastningsrate. Disse variasjonene kommer av at mekanismene i forskjellig grad knytter satsene for overskuddsdeling opp mot et lønnsomhetskriterium slik at de i større grad er progressive. De fleste skalaer bruker en eller annen parameter som en mer eller mindre god indikator på lønnsomhet.

Hensynet som styrer hvor stor andel staten skal ha, er etter grunnrentepriippet så mye som mulig av avkastning utover den normalavkastning kontraktøren har krav på som følge av den risiko han har tatt og den innsats han har lagt ned.

3.2.3.1 Faste satser

De tidligste produksjonsdelingsavtalene (Indonesia) hadde en splitt på 60 %-40 % (stat-selskap).¹²⁹ Øst-Timors nåværende kontrakt har den omvendte fordelingen med 40 % til

¹²⁹ Johnston (1994) s. 79

staten og 60 % til kontraktøren.¹³⁰ Her er det heller ikke noe tak på cost oil, men det er 10 % royalty.

Satsene i slike kontrakter kan være gjenstand for budrunder og forhandlinger, men er i Øst-Timors tilfelle ment å være faste.

3.2.3.2 Skala basert på produksjon

Noen kontrakter bruker en skala basert på produksjonstall, slik at statens andel øker med økt produksjon. Disse faller igjen i to kategorier: de som er basert på daglig produksjon (fat per dag) og de som er basert på total akkumulert produksjon fra feltet eller kontraktsområdet. En umiddelbar forskjell mellom disse er at i det første tilfellet kan satsene endre seg «begge veier» over tid, mens i det siste tilfellet er skalaen «enveiskjørt».

I mekanismer basert på daglig produksjon, må denne gjennomsnittsberegnes for en avregningsperiode. Lengden på denne perioden varierer også; den kan være månedlig, kvartalsvis eller halvårlig. Bangladesh har for eksempel månedlig avregning,¹³¹ mens Tanzania har kvartalsvis.¹³²

Når det gjelder selve satsene, spenner disse i Tanzanias kontrakt fra 50%-50% til 70%-30%. Både satsene og produksjonstallene er faste og ser ikke ut til å være ment å være gjenstand for forhandlinger.¹³³ I Bangladesh' kontrakt, derimot, er satsene, men ikke nivåene en del av budrunden. Et umiddelbart problem med begge modeller er at petroleumsfelt kan være svært forskjellige. En daglig produksjon på 100.000 fat (som er det maksimale regulerte nivået) kan være mye i noen felt og kanskje ikke så mye i andre. Dette vil man til en viss grad kunne ta hensyn til og endre ved kontraktsinngåelsen der man på forhånd vet

¹³⁰ Øst-Timor PSC (udatert), Article 7.1 (c)

¹³¹ Bangladesh PSC (2008), Article 14.6

¹³² Tanzania PSA (1995), Article 9 (f)

¹³³ Det betyr imidlertid ikke at det ikke forhandles om disse likevel.

at man vil gjøre store funn. Det er imidlertid ofte være vanskelig å forutse, og litt av poenget med slike skalaer er jo nettopp at de skal være fleksible med tanke på at forholdene endrer seg utover det man forventet i utgangspunktet.

Andre kontrakter baserer seg som nevnt på total kumulert produksjon fra feltet. Dette er tilfellet for Ekvatorial-Guinea.¹³⁴ Her er både produksjonsnivåene og satsene gjenstand for forhandlinger eller bud.

Som nevnt vil et slikt system ikke ta hensyn til at produksjonen igjen synker eller at feltet blir dyrere å drive etter hvert. Det kan føre til at felt som egentlig er lønnsomme ikke blir utviklet på grunn av manglende nøytralitet.¹³⁵ Generelt er produksjonstall den enkleste, og også dårligste, pseudoindikatoren for lønnsomhet, siden den ikke tar hensyn til kostnader og heller ikke til pris.

3.2.3.3 Skala basert på verdi av produksjon

Noen kontrakter bruker en «forbedret» versjon av produksjonsbaserte skalaer ved også å ta inn pris som et element. Det nivåene i skalaen dermed måler, er inntektssiden av driften av feltet gjennom å estimere *verdien* av produksjonen. Dette kan gjøres ved at man i tillegg til nivåer for produksjon bruker nivåer for pris og setter dette sammen til en matrise. En annen mulighet er å bruke en mer eller mindre kontinuerlig funksjon for samme formål.

Trinidad og Tobagos modellkontrakt bruker en kombinasjon av disse, med en matrise som beskriver statens andel. Denne inneholder faste satser for tre prisnivåer og en funksjon for priser over det høyeste av disse tre. Matrisen ser slik ut (de tomme cellene er gjenstand for bud):¹³⁶¹³⁷

¹³⁴ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.3

¹³⁵ Se punkt 2.2.5.2

¹³⁶ Trinidad og Tobago MPSC (2009), Article 18.13

¹³⁷ Også denne kontrakten bruker månedlig avregning.

Produksjonsnivå	Prisklasser			
	A: < 50\$/fat	B: 50\$ - 65\$/fat	C: 65\$ - 80\$/fat	D: > 80\$/fat
< 7.500 fat/dag	0	0	0	0
7.500 – 25.000 fat/dag	0			
25.000 – 50.000 fat/dag				
50.000 – 100.000 fat/dag				
> 100.000 fat/dag				

For prisklasse D, altså der prisen er over 80 dollar per fat, er det fastsatt en funksjon som skal angi statens andel:

$$\langle BR + 70 \% [P - USD 80] / P \rangle (1 - BR)$$

where: *BR* refers to the Base Rates set out in price class D, and *P* is the Crude Oil price.»¹³⁸

Denne funksjonen fører til at jo mer prisen stiger, jo mer øker statens andel. I tillegg øker statens andel hurtigere jo høyere opp i pris man kommer. Funksjonen er altså progressiv. Dette fører igjen til at mekanismen kan ta hensyn til svært store variasjoner i oljeprisen.

Som nevnt tar denne metoden imidlertid ikke hensyn til økte kostnader ved utvinningen.

¹³⁸ Trinidad og Tobago MPSC (2009)

3.2.3.4 R-faktor

En annen pseudoindikator for lønnsomhet som også tar høyde for kostnader er R-faktoren. En del kontrakter benytter denne faktoren for å lage en skala for fordelingsbrøken. Tre av kontraktene bruker en slik metode.¹³⁹

R-faktoren sier noe om forholdet mellom de kumulerte investeringer som er gjort og de kumulerte inntekter kontraktøren har fått over feltets levetid. Grovt sett kan faktoren altså uttrykkes som

$$R = X/Y,$$

der X er inntekter og Y er utgifter.

Etter dette blir spørsmålet *hvilke* kostnader og inntekter som skal inn i denne formelen. I Tawke-kontrakten er dette uttrykt som «Cumulative Revenues actually received by the Contractor» og «Cumulative Costs actually incurred by the Contractor».¹⁴⁰ Videre er Revenues definert som alle inntekter fra både kostnadsdekning og overskuddsdeling, og utgifter er definert som alle kostnader i forbindelse med petroleumsoperasjoner som er pådratt i feltet – altså alle kostnader som er dekningsberettigede med hensyn til kostnadsdekning. I systemer som bruker R-faktor har dermed kostnadsdekningsmekanismen innvirkning ikke bare på hvor mye olje som er tilgjengelig, men også på hvor stor andel hver part skal ha.

Indias kontrakt benytter også en slags R-faktor, men kaller dette «Investment Multiple». Konseptet er det samme, men i denne kontrakten skal royalty og produksjonskostnader trekkes fra inntektene før man deler på summen av lete- og utviklingskostnader.¹⁴¹ Man får da en slags «nettoinntekt» over brøkstreken og investeringene (altså utviklings- og lete-

¹³⁹ DNO-Tawke, Turkmenistan MPSA (1997), India PSC (2007)

¹⁴⁰ DNO-Tawke, Article 26.4

¹⁴¹ India PSC (2007), Appendix-D

kostnader) under brøkstreken. Dette fører til at produksjonskostnader får mindre å si for variasjoner i R-faktoren enn der disse havner under brøkstreken.

Videre må det også for R-faktor-mekanismene bestemmes en avregningsperiode. I de tre omtalte kontraktene er denne halvårlig (Tawke) og årlig (India og Turkmenistan). I alle tilfellene skal faktoren som brukes være den som er kalkulert for den umiddelbart foregående perioden. Det må nødvendigvis gjøres slik siden andel av overskuddsolje også inngår i grunnlaget for beregning av faktoren.

Endelig fastsettes en skala med intervaller av R-faktoren og hvilken fordelingsbrøk som gjelder for hvert av dem. India og Tawke bruker tre nivåer, med en fast brøk for det øverste og nederste nivået og en funksjon for nivået i midten. I Tawke-kontrakten varierer statens andel mellom 62 % for den laveste R-faktoren og 84 % for den høyeste. Dette kan man nok anta har vært punkter man har forhandlet om. I Indias kontrakt er grenseverdiene faste, mens de tilhørende brøker er gjenstand for budrunde.¹⁴² Turkmenistan har en ordning med oppdeling i fem intervall med faste brøker, der både grenseverdiene for R-faktoren og brøkene er gjenstand for forhandlinger.

Det kan selvsagt hende at det på et tidspunkt gjøres feil med hensyn til utregningen av R-faktoren. Dette vil i så fall føre til forskyvninger over flere perioder dersom det ikke oppdages, i og med at R-faktoren for en periode avhenger av faktoren for den forrige. En slik situasjon må sannsynligvis normalt løses gjennom revisjonsadgangen. Denne er imidlertid ofte begrenset til et visst antall år fra det regnskapsåret man ønsker å revidere. Dette vil igjen kunne føre til at en feil som ikke blir oppdaget før revisjonstiden er ute, medfører en varig forskyvning i fordelingsbrøken. I Tawke-kontrakten er dette løst gjennom en egen klausul som fastslår at slike feil skal rettes opp med effekt fra den periode den oppstod. Parten som har olje «til gode» kan kreve denne i den påfølgende perioden etter at feilen ble oppdaget. Dersom det har gått lang tid kan konsekvensen bli at den ene parten i en periode

¹⁴² Ibid., Article 16

tar all produksjonen, med de mange uheldige bivirkninger det kan ha. Dette er derfor løst i Tawke-kontrakten med et tak for slik inndekning på 25 % av partens del av overskuddsolje i hver periode.¹⁴³

3.2.3.5 Avkastningsrate

Den kanskje mest avanserte metoden for å lage en fordelingsbrøkskala er å benytte seg av avkastningsrate. Dette brukes for eksempel i Angolas kontrakt.¹⁴⁴ Akkurat hvordan dette fungerer er såpass teknisk at det blir vanskelig å gjennomgå i detalj her, og vil kreve mer økonomisk innsikt enn juridisk.¹⁴⁵ Det sentrale poenget er imidlertid at skalaen gjøres til en funksjon av selskapets diskonterte inntektsstrøm etter skatt.¹⁴⁶ I likhet med skalaer basert på R-faktor tar denne metoden sikte på å måle selskapets avkastning mer direkte. Det er da lettere å isolere selskapets normalavkastning fra den delen av avkastningen staten ønsker å beholde som følge av grunnrenteprinsippet.

3.2.4 Inngjerding

Ring-fencing eller inngjerding er et begrep som først og fremst brukes i forbindelse med inntektsskatt.¹⁴⁷ Inngjerding handler kort fortalt om hvorvidt man med hensyn til beskatningen skal betrakte hvert produksjonsfelt hver for seg, eller hele kontraktsområdet som en helhet. Også for profittdelingsmekanismen kan vi snakke om en form for ring-fencing. Det kan tenkes at glideskalaene¹⁴⁸ som eventuelt skal brukes i overskuddsdelingen skal beregnes for hele kontraktsområdet, men også at hvert felt skal behandles for seg. Dette har den effekten at dersom ett felt går dårligere enn et annet i kontraktsområdet, så vil ikke overskuddsdelingen endres i denne som følge av at et annet felt går bra og vice versa.

¹⁴³ DNO-Tawke, Article 26.8

¹⁴⁴ Angola PSA (udatert)

¹⁴⁵ For den spesielt interesserte finnes mekanismen i *ibid.*, Article 12

¹⁴⁶ Duval (2009) s. 79

¹⁴⁷ Se punkt 3.3.5

¹⁴⁸ Se punkt 3.2.3

Av de kontraktene som er behandlet i dette kapitlet, og som har en eller annen form for variabel overskuddsdelingsbrøk (det vil si alle unntatt Øst-Timor), er det tre som har feltvis beregning av brøken.¹⁴⁹

3.2.5 Oppfyllelse

Som regel¹⁵⁰ har staten et valg om å få sin andel av overskuddsoljen i kontanter eller i produkter. Dette kan imidlertid løses på tre måter som har litt forskjellige implikasjoner. I noen tilfeller har staten en ren opsjon der man kan velge om man skal ha kontanter fra kontraktøren, utmålt i samsvar med verdsettelsesmekanismen. I andre tilfeller har staten rett til å kreve at kontraktøren bidrar med å markedsføre og selge produktene for staten. En siste mulighet er at kontraktøren har plikt til å kjøpe statens andel av overskuddsoljen. Dette siste ligner i stor grad på tilfellet der staten utøver opsjon på å få sin andel i kontanter.

3.2.5.1 Markedsføringsplikt

I de tilfellene der kontraktøren har plikt til å bistå staten med markedsføring og salg er omfanget av denne plikten varierende. Dette vil typisk være en utpreget innsatsforpliktelse, men utformingen av slike klausuler kan i noen tilfeller være uklare. Sammenligningen av følgende klausuler kan være illustrerende:

«Upon the GOVERNMENT's prior written notice of at least ninety (90) days, each CONTRACTOR Entity shall provide all reasonably necessary assistance to the GOVERNMENT for the sale of all or part of the quantities of Crude Oil to which the GOVERNMENT is entitled (...)»¹⁵¹

¹⁴⁹ Angola PSA (udatert), DNO-Tawke og Ekvatorial-Guinea PSC

¹⁵⁰ Etter Trinidad og Tobago MPSC (2009) har staten kun rett til å få sin andel i produkter.

¹⁵¹ DNO-Tawke, Article 28

«The Company shall, if requested (...), market abroad on competitive terms all or part of T.P.D.C.'s lifting entitlement subject to payment of T.P.D.C. of direct costs normally borne by a seller in such transactions (...）」¹⁵²

En naturlig tolkning av disse er at i det første tilfellet plikter kontraktøren bare å yte nødvendig assistanse, mens det er staten som er ansvarlig med hensyn til pris og vilkår. I det andre tilfellet er det vilkåret «competitive terms» som kan virke litt uklart. Spørsmålet er om det vil bli noen konsekvenser for kontraktøren her dersom T.P.D.C. mener at deres andel er solgt med vilkår som ikke er konkurransedyktige. Dette kan tolkes som en ren innsatsforpliktelse, noe som kanskje er den mest nærliggende løsningen, men det kunne også godt tenkes at det ligger noe mer i denne formuleringen.

Det er ikke helt klart hva som er det egentlige forholdet mellom partene med hensyn til disse bestemmelsene. Det første eksemplet kan godt tolkes som ikke noe mer enn en generell veilednings- og bistandsplikt, typisk hjelp med å sette opp kontrakter, finne kjøpere, bistå i forhandlinger eller lignende. Det andre eksemplet er mer nærliggende å tolke som enten et agenturforhold, der kontraktøren altså bare formidler salg i statens navn og for statens regning, eller et kommisjonsforhold der kontraktøren påtar seg å selge produksjonen i eget navn, men for statens regning. Hvordan dette løses i praksis kan sikkert variere. I Turkmenistans kontrakt, som også har en slik markedsføringsforpliktelse, er dette noe som er «to be agreed»:

«(...) The terms and conditions on which Contractor will act in relation to any such disposal will be agreed between Competent Body and Contractor. (...)」¹⁵³

¹⁵² Tanzania PSA (1995), Article 15 (c)

¹⁵³ Turkmenistan MPSA (1997), Article 17.1

Det kan godt tenkes at kontraktøren eller ett av selskapene som utgjør kontraktøren er interessert i å kjøpe statens andel. Dette kan skape problemer med hensyn til hvilke motiver kontraktøren har i en slik prosess.

Det er likevel ikke regulert hvilke virkninger det vil ha å forsømme plikten til bistand med salg og markedsføring. Dette vil dermed måtte håndteres etter reglene om dette i bakgrunnsretten.¹⁵⁴ Det vil videre reise en rekke krevende spørsmål, både med hensyn til hva slags ansvarsgrunnlag man skal bygge på og hvordan et eventuelt tap skal identifiseres og utmåles.

3.2.5.2 Kjøpsplikt

Kontrakter med kjøpsplikt for kontraktøren med hensyn til statens andel krever en litt annerledes regulering enn markedsføringsplikt. Særlig er det viktig å regulere prisen på en mer inngående måte, siden transaksjonene i disse tilfellene vil gå utenom markedene. I Angolas kontrakt skal prisen være den etter petroleumsskatteloven fastsatte kvartalsvise markedspris.¹⁵⁵ I Ekvatorial-Guinea skal pris og vilkår forhandles, men likevel slik at staten ensidig har rett til å gå fra kontrakten (og alle andre salgskontrakter mellom partene) dersom den finner at prisen «differs substantially from the quotations in similar markets».¹⁵⁶

Videre er spørsmålet hvordan kjøp og salg av statens andel er ment å foregå. Et spørsmål som da dukker opp er hva slags kontrakt kontraktøren plikter å inngå med staten, om noen. Man kunne jo godt tenke seg en løsning der kontraktøren ikke trenger inngå noen ny kontrakt, men der saldoen på statens løftekonto bare blir kreditert kontraktøren(e). Plikten til å kjøpe produksjonen er formulert slik i Angolas kontrakt:

¹⁵⁴ Eventuelt vil særskilt avtale være grunnlaget, jf. Ibid.

¹⁵⁵ Angola PSA (udatert), Article 25, jf. Article 1.51 jf. Angola PTL, Article 6

¹⁵⁶ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.5

«Sonangol shall have the right to require Contractor Group to purchase any part of Sonangol's share of production under normal commercial terms and conditions in the international petroleum industry (...)»¹⁵⁷

Dette gir ikke så mye svar på spørsmålet, men dette må ses i sammenheng med retten og plikten til å løfte sin del av produksjonen:

«It is the right and the obligation of each of the Parties to separately take at the Delivery Point in accordance with the Lifting Schedule (...) its respective Crude Oil entitlements (...)»¹⁵⁸

En måte å tolke dette på er at kontraktøren blir forpliktet til å kjøpe oljen, men at dette ikke fritar staten for plikten til å løfte sin andel av oljen i relasjon til PSA-en og at innholdet av kontraktørens plikt er å inngå en kjøpsavtale med staten for dennes andel som en hvilken som helst annen kjøper.

I Angolas kontrakt er det imidlertid fastsatt gjennomføringsregler som blant annet sier:

«(...) Sonangol shall give written notice to the Contractor Group that it requires Contractor Group to purchase a specified quantity of oil to be lifted rateably over a period of two (2) consecutive Quarters;»¹⁵⁹

Formuleringen «to be lifted» er tvetydig i den forstand at det ikke går eksplisitt frem hvem det er som skal løfte. Her vil det vel likevel være mer nærliggende å se «to be lifted» i sammenheng med «requires Contractor Group», slik at man må tolke dette dit hen at det er kontraktøren som må gjennomføre løftet. Oppgjøret vil vel da skje ved at kontraktørens løftekonto godskrives. Dette reiser imidlertid problemstillinger med hensyn til hvem av

¹⁵⁷ Angola PSA (udatert), Article 25.1

¹⁵⁸ Ibid., Article 13.1

¹⁵⁹ Ibid., Article 25.2 (a)

deltakerne i «Contractor Group» som skal løfte. Antakelig er det ikke meningen at kontraktøren skal gjennomføre løft og salg for deltakernes felles regning og risiko; den vanlige ordningen er jo at hver deltaker løfter det som tilkommer ham fordelingsbrøken i samarbeidsavtalen. Dette må man kanskje forutsette er regulert i nettopp samarbeidsavtalen.

I Ekvatorial-Guineas kontrakt går det ganske klart frem at det er hele løft kontraktøren er forpliktet til å kjøpe. Staten plikter å gi beskjed til kontraktøren tre måneder før neste levering for at kontraktøren skal være bundet til å kjøpe.¹⁶⁰ Her er det også bare fastsatt at kontraktøren og staten skal bli enige om vilkårene for salget, typisk hva slags kontrakt og hvilke vilkår denne skal inneholde, herunder pris. Som nevnt har imidlertid staten mulighet til å trekke seg fra avtalen hvis den senere ser at prisen er for lav.

3.2.5.3 In cash/in kind

En annen, svært vanlig regulering av spørsmålet om hvordan staten skal ta sin andel av overskuddsoljen, er en opsjon om å ta produksjonen «in cash or in kind». Dette ligner på kjøpsplikten som i Angolas PSC, og har for så vidt samme resultat, men har den forskjell at en salgsavtale ikke er nødvendig. Staten vil simpelthen bare få utbetalt fra kontraktøren verdien av sin overskuddsolje, verdsatt med grunnlag i verdsettelsesmekanismen i kontrakten.

3.3 Inntektsskatt

3.3.1 Innledning og oversikt

Inntektsskatt er et konsept man er godt kjent med også her i Norge. Den store forskjellen fra de andre fiskale mekanismene i en PSA er at inntektsskatt pålegges hver enkelt kontraktør og ikke kontraktørgruppen som helhet der man har flere.

¹⁶⁰ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.5.1

En annen forskjell er at inntektsskatt ikke nødvendigvis er regulert i kontrakten, men kan følge av lovverket. Det medfører at systemet kan endres på lik linje med annen lovgivning. Derfor inneholder en del kontrakter stabiliseringsklausuler som er ment å binde staten til ett bestemt skatteregime, typisk det som eksisterte da avtalen ble inngått. Det vil ikke bli gjort noen inngående analyse av virkningene og gyldigheten av denne type klausuler her, men de er noe kommentert i punkt 2.2.4.¹⁶¹

Det er heller ikke rom for innen rammene av denne oppgaven å gå nært inn på hvert enkelt av de mange skatteregimer som finnes i den oljeproduserende verden. Det vil derfor bare bli gjennomgått noen hovedtrekk og hvordan disse forholder seg til PSA-er.

3.3.2 Inntektsgrunnlaget

I et inntektsskattesystem er det første man trenger å vite hva som er grunnlaget for den skatt som skal måles ut. Altså, hva skal man legge til grunn som den inntekten man beregner skatten ut fra. Inntektsskatt er i denne oppgavens forstand nettoskatt, altså en skatt der man legger nettoinntekten til skattyteren til grunn. Nettoinntekten kan generelt formuleres som inntekten man sitter igjen med etter at alle relevante kostnader for å skaffe eller oppbære bruttoinntekten er trukket fra.

Dette er det grunnleggende prinsippet. Akkurat når det gjelder hvilke inntekter som skal skattlegges og hvilke kostnader som er relevante som fradrag, er imidlertid noe som ofte er gjenstand for omfattende regulering. Denne reguleringen vil man som nevnt ofte kunne finne i skattelovgivningen, men det kan også gjerne være regulert i kontrakten.

I den grad man overlater dette fullstendig til lovgivningen, er det gjerne tatt inn en henvisning til at kontraktøren(e) skal være underlagt inntektsskatt. Enkelte steder har man også en eksplisitt henvisning til at også grunnlaget skal reguleres av loven:

¹⁶¹ Se for øvrig generelt om dette temaet Cameron (2010) og Holte (2011)

«For purposes of applying this Article, the total taxable income of Contractor with respect to any Calendar Year shall be an amount calculated in accordance with Bangladesh accounting principles and Bangladesh Income Tax laws.»¹⁶²

Indias kontrakt knytter skattegrunnlaget opp mot verdsettelsesklausulen i kontrakten:

*«The profits and gains of the business of the Parties comprising the Contractor **consisting of Petroleum Operations** shall, for the purpose of levy of income tax under the Income-tax Act, 1961, be computed on the basis of the value, **determined in accordance with Article 19**, of its Participating Interest share of Crude Oil produced and saved and sold, or otherwise disposed of, from the Contract Area (...)*¹⁶³

Her må man merke seg at det bare er kontraktørens inntekter som er som følge av Petroleum Operations som skal fastsettes ut fra denne klausulen. Det kan godt tenkes at selskapet som er kontraktør også driver andre aktiviteter i landet, og da skal disse selvsagt skattlegges etter de regler som gjelder for den virksomheten, typisk regulert i skattelovgivningen. At man knytter skattegrunnlaget opp mot verdsettelsesklausulen i kontrakten gjør det lettere å se de fiskale mekanismene i kontrakten som en helhet. Slik sparer man også sannsynligvis en del merarbeid ved at man slipper å gjøre inntektsberegning to ganger, en for de øvrige mekanismene og en for skatt. Det å regulere skattespørsmål i kontrakten reiser imidlertid noen vanskelige prinsipielle problemstillinger angående forholdet mellom kontrakten og bakgrunnsretten, for eksempel hvordan dette forholder seg ved motstrid mellom reglene i kontrakten og landets skatteregler for øvrig.

I Ekvatorial-Guineas PSA er skattegrunnlaget (inntektsgrunnlag og fradrag) regulert i Accounting Procedure, og inntektsgrunnlaget er definert som «annual gross revenues». Dette er igjen i definisjonene definert som:

¹⁶² Bangladesh PSC (2008), Article 19.4

¹⁶³ India PSC (2007), Article 17.2.5 (min utheving)

«Gross Revenues means the total income from sales of Total Disposable Production plus the equivalent monetary value of any other disposal of Total Disposable Production from the Contract Area during any Calendar Year.»¹⁶⁴

Andre kontrakter nevner knapt inntektsskatt med ett ord, men overlater alt til lovgivningen. Som nevnt vil det da kunne være forskjell på beregningsmåten for inntekter og utgifter i kontrakten og under skattesystemet.

3.3.3 Fradrag

For fradrag gjelder det samme som for inntektsgrunnlaget; det kan i større eller mindre grad være gjenstand for kontraktsregulering. Ekvatorial-Guinea har en ganske detaljert oppstilling av dette:

«In order to determine the taxable base and for the purposes of calculating the Contractor's responsibility regarding annual Income Tax liability, the following will be taken into account:

$$\text{Taxable base} = [(1)] - [(2)+(3)+(4)] + [(5)+(6)+(7)+(8)].$$

(1) Annual gross revenues

(2) Royalties

(3) State's share of net Hydrocarbons

(4) State's right to a share of Production base don its carried or paid interest in the Contract

(5) Deductible intangible capital costs

¹⁶⁴ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 1.1.31

(6) *Depreciation of tangible capital costs*

(7) *Deductible non-capital costs*

(8) *Losses authorized and certified by the Ministry, corresponding to previous Calendar Years»*¹⁶⁵

Accounting Procedure inneholder videre en artikkel der disse forskjellige kostnadene blir nærmere definert. Disse er delt inn i kapitalkostnader, tangible og ikke-tangible, fradragsberettigede kostnader og ikke-fradragsberettigede kostnader.

Ett viktig spørsmål med hensyn til inntektsskatt er avskrivning. De fleste skattesystemer har avskrivingsplikt i en eller annen form for noen typer kostnader. Dette er typisk kapitalkostnader av en viss størrelse. En del kontrakter har også avtalefestet hvilke kostnader som må avskrives og hva satsene skal være.

Indias kontrakt fastsetter for eksempel at kontraktøren får gjøre fradrag for letekostnader og alle kostnader til drilling med 100 %. Utviklingskostnader og produksjonskostnader er imidlertid underlagt skattelovgivning ellers.¹⁶⁶

Et eget spørsmål er om royalty skal være fradragsberettiget. Dette er nok det vanlige i dag, og henger sammen med at royalty typisk skal ivareta andre hensyn enn å skaffe staten *høyest* mulig inntekt, nemlig å skaffe staten *tidlig* inntekt.¹⁶⁷

Frdragene fungerer som nevnt over¹⁶⁸ også til dels som en mekanisme for å dekke inn kostnader. Grunnen til det er at de kostnadene man eventuelt ikke får cost recovery for i et år, vil man likevel kunne få fradrag for. Sammenhengen mellom cost recovery og skatt er

¹⁶⁵ Ibid., Accounting Procedure, Article 4

¹⁶⁶ India PSC (2007), Article 17.2

¹⁶⁷ Dette vil bli behandlet i kapittel 3.4 under.

¹⁶⁸ Punkt 3.1.1

slik at man får «fradrag» for kostnadene sine to ganger; første gang gjennom cost recovery og andre gang i forbindelse med inntektsskatten. Dette er en litt unøyaktig måte å si det på; det som skjer er at kontraktøren får *tilbakebetalt* sine kostnader gjennom cost recovery. Denne tilbakebetalingen representerer en *inntekt* på kontraktørens hånd. Kostnadene for å skaffe disse inntektene kan tas til *fradrag*. Dersom kontraktøren får dekket alle sine kostnader «riktig» skulle summen av disse bli null, og det blir dermed ingen inntekt eller fradrag i ligningen som stammer fra cost recovery. Men dersom man ikke får full dekning et år, vil man ha utgifter man kan føre til fradrag, men mindre inntekter. Dermed får man en reduksjon i skattegrunnlaget, og man kan litt unøyaktig si at kontraktøren får dekket inn ytterligere kostnader lik størrelsen på fradraget ganget med skattesatsen.

3.3.4 Skattesatser

Skattesatsen vil normalt vedtas av et lands myndigheter, og kan fra tid til annen endres. Veldig mange avtaler har som nevnt imidlertid en eller annen form for stabiliseringsklausul som unntar kontraktøren fra skatter utover de skattene som eksisterte på avtaletidspunktet. I enkelte kontrakter er skattesatsen regulert med en fast sats, i andre med et tak.¹⁶⁹ I Turkmenistans PSA er skattesatsen også gjenstand for bud i en budrunde.¹⁷⁰

3.3.5 Inngjerding

Ring-fencing, eller inngjerding, er et ganske vanlig verktøy når det gjelder petroleumsskatt. Poenget med inngjerding er å behandle hvert kontraktsområde, eventuelt hvert felt eller blokk for seg i skattemessig sammenheng. Dette har særlig betydning for overføring av underskudd mellom et selskaps forskjellige prosjekter i landet. Dersom man har inngjerding, bidrar dette til å øke selskapets risiko, da det blir mindre sannsynlig at man får dekket inn kostnader fra mislykkede leteprosjekter. På den annen side reduseres statens risiko. Her må det altså finnes en balanse ut fra statens egne forutsetninger.

¹⁶⁹ DNO-Tawke, Article 31.3

¹⁷⁰ Turkmenistan MPSA (1997), Article 16.1

Betydningen av inngjerding vil variere med størrelsen på området som er inngjerdet. Der-
som det er snakk om et svært stort kontraktsområde, er det mer sannsynlig at kontraktøren
får dekket inn letekostnader gjennom produksjon fra et annet felt i kontraktsområdet. Det
vil si at jo mindre områder som er inngjerdet, jo høyere risiko blir det for kontraktøren.

3.3.6 Oppgjør

I de fleste systemer betaler selskapene selv inntektsskatten til landets skattemyndigheter. I
noen kontrakter er det imidlertid slik at det er staten eller statsoljeselskapet som skal betale
skatten på vegne av selskapene. Grunnen til dette er at i disse kontraktene var det meningen
at overskuddsdelingen skulle være det som regulerte statens og kontraktørens totale
«take».¹⁷¹ De tidlige produksjonsdelingsavtalene i Indonesia brukte dette opplegget, men
det måtte etter hvert endres fordi amerikanske skattemyndigheter ikke ville gi selskapene
som hørte hjemme i USA fradrag for slike skatter som ble betalt av vertsstaten selv.¹⁷²

Metoden der selskapet selv betaler skatten kalles «pre-tax profit split» og «post-tax profit
split» der vertsstaten betaler skatten på vegne av selskapet. Siden mange store oljeselskaper
hører hjemme i USA, er det naturlig nok i dag mest vanlig å benytte et pre-tax system. I
Tawke-kontrakten finner vi imidlertid fortsatt en post-tax-ordning:

*«The share of Profit Petroleum to which the GOVERNMENT is entitled in any Ca-
lendar Year (...) shall be deemed to include a portion representing the corporate in-
come tax imposed upon and due by each CONTRACTOR Entity, and which shall be
paid directly by the GOVERNMENT on behalf of each such entity representing the
CONTRACTOR to the appropriate tax authorities (...). The GOVERNMENT shall
provide the CONTRACTOR Entities with all written documentation and evidence*

¹⁷¹ Duval (2009) s. 79-80

¹⁷² Ibid.

reasonably required by the CONTRACTOR to confirm that such corporate income tax has been paid by the GOVERNMENT.»¹⁷³

Denne bestemmelsen henger igjen sammen med en klausul som bestemmer at taket på skattesatsen skal være 40 %.¹⁷⁴

Som vi ser, så er disse bestemmelsene om oppgjørsmetoden for skatt ikke bare en oppgjørsteknisk affære, men fungerer også som en skattestabilisering. Selv om skattemyndighetene skulle øke skattesatsen, vil det fortsatt være ut av statens andel den skal betales.¹⁷⁵ Videre har det som nevnt en funksjon for å forhindre at skatten ikke er krediterbar i selskapets hjemland.

Ett problem som kan tenkes å oppstå her, er at skatten som skal betales overstiger statens andel av overskuddsolje. Man havner da i den noe pussige situasjon at man har avtalt at staten skal betale skatten til seg selv, men har ikke midler. Det er videre som regel slik at det fortsatt er selskapet som er pliktsubjektet vis a vis skattemyndighetene med hensyn til betaling av skatt (derfor også reglene om dokumentasjon for betalt skatt), mens staten skal forestå selve betalingen. Slike situasjoner kan oppstå der man for eksempel har hatt store investeringer, men disse må aktiveres og avskrives med hensyn til skatt. Samtidig kan disse kostnadene inngå i cost recovery uten avskrivning, og man får store inntekter fra cost recovery.

Løsningen her kan videre avhenge av om det er staten selv eller et statsoljeselskap som er part i avtalen. Dersom det er et statsoljeselskap, vil det at NOC ikke betaler skatten til skat-

¹⁷³ DNO-Tawke, Article 26.10

¹⁷⁴ Ibid., Article 31.3

¹⁷⁵ Dette er selvsagt ikke den eneste måte å stabilisere skatteregimet på; i den aktuelle kontrakten er det som vist også regulert hva denne maksimalt kan være, og kontrakten er inngått direkte med myndighetene, ikke et NOC.

temyndighetene etter omstendighetene måtte anses som et brudd på kontrakten. Dersom det er myndighetene selv som ikke betaler til skattemyndighetene, blir dette litt spesielt.

Denne situasjonen er ikke regulert eksplisitt i Tawke-kontrakten. I andre kontrakter hender det man tar forbehold om at skatten for hvert år uansett ikke kan overstige statens andel av overskuddsolje. Tanzania har også en post-tax-ordning, og har regulert dette spørsmålet slik at kontraktøren får unntak fra skatteplikt for beløp som overstiger statens andel av overskuddsolje:¹⁷⁶

«(...) the Company shall be subject to Tanzanian taxes on income derived from Petroleum Operations hereunder and T.P.D.C. shall pay such tax on behalf of the Company (...). Provided, however, that in any tax year the value of T.P.D.C.'s share of Profit Oil, net of the royalty payable (...), is less than such income taxes to which the Company is subject in respect of that tax year (...) exempt the Company from payment of income taxes of such amount as represents the difference between the taxes payable by the Company and the value of the aforesaid T.P.D.C.'s share of Profit Oil net of the royalty payable in the aforesaid tax year.»¹⁷⁷

Man kan innvende at den praktiske betydningen av å bruke det ene eller andre systemet, rent bortsett fra spørsmålet om hjemlandsbeskatning, er marginal, siden man kan justere profit split og oppnå samme resultat.¹⁷⁸ Men et post-tax-system har også den effekten at det elementet av statens «take» som er en følge av inntektsskatt tilkommer staten i form av petroleumsprodukter. Dette kan være viktig for noen land, for andre ikke. For selskapene

¹⁷⁶ I de tilfellene der man ikke unntar fra skatt fullstendig. Her har kontrakten lagt opp til at man kan velge en av to løsninger, sannsynligvis som en del av forhandlingene.

¹⁷⁷ Tanzania PSA (1995), Article 12 (b). Her mangler subjektet i setningen, men man må vel anta at det er «Government» som skal unnta fra skatt.

¹⁷⁸ Duval (2009) s. 80

vil det derimot ofte være ønskelig med et pre-tax-system slik at de kan sende oljen ned i sitt eget nedstrømssystem.¹⁷⁹

3.4 Royalty

3.4.1 Innledning og oversikt

Royalty er en av de eldste, hvis ikke den eldste formen for beskatning av internasjonal petroleumsvirksomhet. Selve ordet stammer fra det føydale England, der det ble brukt som betegnelse på den andel av produksjonen fra gruvedrift som tilkom kongen.¹⁸⁰ Dette var også mekanismen som var den dominerende inntektskilden for staten i de tidlige konsesjonsavtalene i Midt-Østen.¹⁸¹

Betaling av royalty er tenkt som en betaling til eieren av ressursene for retten til å utvinne dem.¹⁸² I en konsesjonsavtale vil staten være eier av ressursene og konsesjonæren «leier» konsesjonsområdet med rett til å utvinne og bli eier av oljen. Betalingen for denne rettigheten er royalty.¹⁸³ I en produksjonsdelingsavtale har derimot oljeselskapet ikke fått noen rett til å bli eier av petroleum i et område. Ideen med produksjonsavtaler var nettopp at dette ikke skulle være tilfellet, men at oljeselskapet skulle utvinne olje som en tjeneste til staten og få betalt for denne tjenesten gjennom å få rett til en del av produksjonen. Derfor har royalty ofte blitt ansett som en «gjøkunge» i produksjonsdelingsavtaler.¹⁸⁴ Som vi skal se brukes likevel mekanismer som, praktisk sett, fungerer som royalty i en del produksjonsdelingsavtaler, og de kalles også for det samme. Man kan godt si at det egentlig bare er snakk om nok en fiskal mekanisme som man velger å sette en velkjent merkelapp på.

¹⁷⁹ Ibid.

¹⁸⁰ Lowe et al. (2002) s. 230

¹⁸¹ Duval (2009) s. 59-62

¹⁸² UNCTAD (2007) s. 17

¹⁸³ I noen land kan det imidlertid tenkes at eieren av ressursene er en privatperson, for eksempel i USA.

¹⁸⁴ Se for eksempel Johnston (1994) s. 53

Royalty-mekanismen kan utformes på mange forskjellige måter, og det varierer veldig hvor avansert dette er gjort mellom de forskjellige systemer som benytter royalty. I systemer som i hovedsak baserer statens inntekter på denne mekanismen, er den selvsagt mer utviklet enn andre steder. I produksjonsdelingsavtaler spiller royalty en forholdsvis beskjeden rolle sammenlignet med de andre mekanismene (særlig kostnadsdekning/overskuddsdeling) og er følgelig ikke like avansert lagt opp. I disse avtalene er det ikke nødvendig at royalty-mekanismen fanger opp alle de hensyn som den må gjøre der den er mer fremtredende; det tar andre mekanismer seg av.

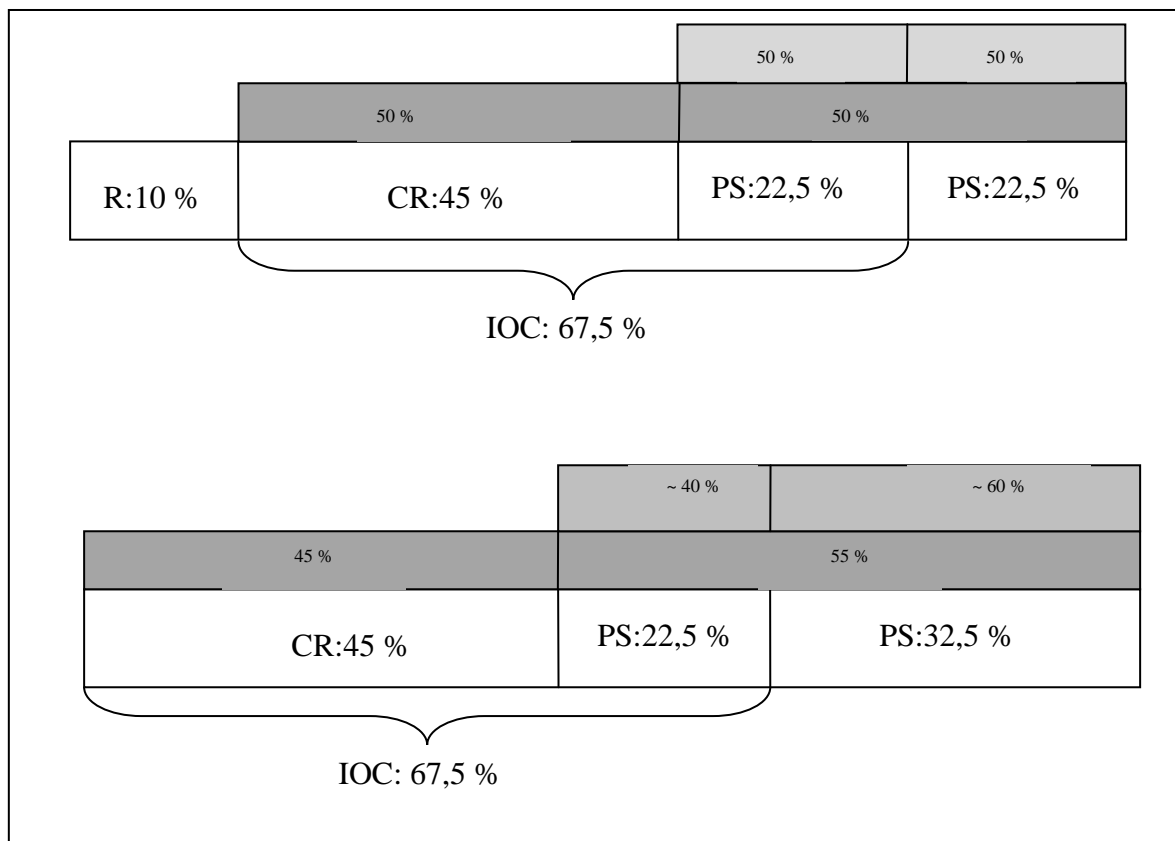
Royalty-mekanismen henger sammen med de andre fiskale mekanismene i kontrakten på den måten at den som nevnt over i 3.1.2 er med på å definere hva som er gulvet for Cost Oil. Dette vil videre ha effekter på hva som er tilgjengelig for overskuddsdeling. Siden royalty også ofte skal betales i kontanter, vil metoden for verdsettelse av produksjonen være viktig.

Den hovedsaklige begrunnelsen for å benytte royalty i produksjonsdelingsavtalene er hensynet til tidlige inntekter til staten. Det kan som tidligere nevnt være vanskelig politisk for staten at det i en (kanskje lang) periode produseres olje fra et felt uten at staten får ta del i inntektene. Prisen er imidlertid at risikoen øker for oljeselskapet, noe staten må betale for gjennom lavere investeringsvilje eller en lavere andel i overskuddsdelingen.

Man kan innvende at det virker meningsløst med royalty under en PSA, da man bare kan justere taket for Cost Oil og oppnå samme resultat, se figuren under. Dette er riktig under forutsetning av at det finnes et tak for Cost Oil og at royalty-satsen er fast, eventuelt er ment å følge samme glideskala som Profit-Sharing-mekanismen. For eksempel kunne man i Øst-Timors modell-PSC, som har 5 % fast royalty, ikke noe tak på Cost Oil og 40 %-60 % Profit Sharing, like gjerne ha oppnådd samme resultat med et tak på Cost Oil på 87,5 % av produksjonen og samme brøk for overskuddsdeling.

Derimot innebærer en royalty med en egen glideskala at man kan knytte royalty opp mot en variabel og overskuddsdeling mot en annen. I Ekvatorial-Guineas kontrakt er således over-

skuddsdelingen bundet opp mot total akkumulert produksjon over feltets levetid, mens royalt er bundet opp mot daglig produksjonsrate.¹⁸⁵



Over: System med 10 % royalty (R), 50 % Cost Recovery (CR) og 50 %-50 % Profit Sharing. Under: System uten royalty, men med 45 % Cost Recovery (CR) og 40 %-60 % Profit Sharing

3.4.2 Grunnlag for beregning

Royalty er alltid det som beregnes først. Altså er det den totale produksjonen av petroleum som utgjør den fysiske siden av grunnlaget. Royalty var i de tidlige konsesjonsavtalene lagt opp som en fast sum penger per produserte enhet,¹⁸⁶ noe som innebærer en svært liten grad

¹⁸⁵ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7

¹⁸⁶ UNCTAD (2007) s. 17, Duval (2009) s. 59-62

av fleksibilitet. Dette førte til svært ugunstige og politisk uholdbare resultater for staten da oljeprisene etter hvert økte. Senere ble det vanlig å la royalty (som det opprinnelig var i det føydale bergverkssystemet) være en fast andel av den fysiske produksjonen som kunne utbetales enten i form av penger eller produkter.

Det er også dette siste som er vanlig der royalty er brukt i PSA, nemlig at royalty gir uttrykk for en andel av produksjonen som tilkommer staten, beregnet av den totale produksjonen.

3.4.3 Satser

I dag er det vanlig i de fleste royalty-systemer å bruke en glideskala, der proSENTSatsen øker med økt produksjon. En slik glideskala kan også være basert på verdien av produksjonen (produksjonsnivå ganget med pris), eller på mer avanserte parametre som avkastningsrate og lignende.¹⁸⁷ Royalty-mekanismen i produksjonsdelingsavtaler er imidlertid som regel helt enkle med en fast sats. I enkelte tilfeller har man en glideskala basert på produksjonsrate.¹⁸⁸

Satsen er som regel ganske lav, og ligger typisk et sted mellom 5 og 15 prosent. Her er noen eksempler (tallene gjelder olje, ikke gass):

- Tawke-kontrakten: 10 %
- India: 5-12,5 %
- Øst-Timor: 5 %

¹⁸⁷ Canada har et av de mer avanserte systemene i så måte.

¹⁸⁸ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.1

- Ekvatorial-Guinea: minimum 13 %¹⁸⁹

I noen tilfeller kan satsene være annerledes for henholdsvis olje og gass. Dette er tilfellet i Indias PSC som også har forskjellige satser offshore basert på hvor dypt havområdet er.¹⁹⁰ Slike metoder er ganske vanlige i konsesjonssystemer som baserer seg på royalty. Gass har dårligere pris og er vanskeligere å distribuere og kommersialisere enn olje, og derfor er royalty-satsen for gass ofte lavere. Der havet er dypt er de tekniske utfordringene og kostnadene større, og derfor kan royalty-satsen være lavere for slike områder.

Det er også mulig, som med de andre fiskale parametrene, å gjøre royalty-satsene til gjenstand for budrunde. Dette har man gjort i Ekvatorial-Guinea, hvor man har en glideskala basert på daglig produksjonsnivå, med en minstesats på 13 % for det laveste produksjonsnivået.

3.4.4 Oppgjør

På samme måte som for overskuddsdeling, vil oppgjør være et tema også for royalty. Vanligvis kan staten velge å ta betalingen for royalty «in cash» eller «in kind» på en eller annen måte.¹⁹¹ Dette er gjerne regulert sammen med overskuddsdelingsmekanismen og reiser ikke noen egne problemstillinger. Det vises derfor til punkt 3.2.5 der dette er nærmere behandlet.

¹⁸⁹ DNO-Tawke, Article 24.4, India PSC (2007), Article 17.4, Ekvatorial-Guinea PSC, Article 7.1, Øst-Timor PSC (udatert), Article 7.1

¹⁹⁰ India PSC (2007), Article 17.4

¹⁹¹ Indias kontrakt ser ut til å forutsette kun kontant betaling av royalty.

3.5 Statsdeltakelse

3.5.1 Innledning og oversikt

Statsdeltakelse er et konsept med atskillige sider og som reiser mange problemstillinger i forholdet mellom den private part og staten. Kontroll og kompetanseoverføring er eksempler på noen viktige stikkord. Statsdeltakelse har imidlertid en viktig funksjon som deles med de andre mekanismene omtalt i denne oppgaven, nemlig at deltakelsen er en kilde for inntekt for staten. Selv om ordet *fiskal* og statsdeltakelse kanskje ikke klinger så godt sammen, så er statsdeltakelse en viktig del av den «fiskale pakken» man gjerne snakker om i petroleumsavtaler. Dette er også en mekanisme for fordeling av inntekter og utgifter.

Statsdeltakelse i produksjonsdelingsavtaler er helt enkelt forklart den situasjon at statsoljeselskapet på en eller annen måte trer inn på kontraktør-siden av kontrakten. Dette kan skje på flere måter, men poenget er at statsoljeselskapet er med og *deltar* i en eller flere av de funksjonene som tilligger kontraktøren.

I det følgende vil jeg gjennomgå noen av de sentrale elementene knyttet til inntektsfordeling gjennom slik deltakelse, det vil si hva slags samarbeidsform man velger, i hvilke faser man skal ha deltakelse, størrelsen på statens andel, samt bæring av statsdeltakeren, såkalt «carried interest».

3.5.2 Samarbeidsform

Den vanligste og helt dominerende samarbeidsformen er opplegg som grovt sett kan klassifiseres som joint venture. Det vil si at partene i samarbeidet har en «eierandel» i samarbeidet – dette blir gjerne kalt «participation interest» eller deltakerinteresse. Poenget med slike arrangement er at hver deltaker er ansvarlig med hensyn til å dekke sin del av utgiftene (i henhold til størrelsen på sin andel) av utgiftene til interessentskapet. Det er ikke tale om noen deling av inntekter; hver deltaker er med på å dekke *utgifter* i et samarbeid om å utvinne ressurser som skal deles mellom interessentene. Det er således ikke interessentskapet som selger produksjonen og deler inntektene mellom deltakerne; hver deltaker tar sin del og gjør som han vil med den.

Den avtalen man inngår for å opprette og drive et slikt samarbeid kalles gjerne en «joint operating agreement» (JOA). Denne avtalen regulerer blant annet når og hvordan deltakerne plikter å skyte inn penger for å dekke utgiftene, hvordan løfting av hver deltakers olje skal foregå, under hvilke omstendigheter det kan treffes avgjørelse om å gå for en utviklingsplan og en hel del andre problemstillinger.

Slike avtaler er i noen sammenhenger standardiserte, og det kan være fastsatt i produksjonsdelingsavtalen at gitte standardavtaler skal benyttes, eller at avtalen skal være basert på slike. I noen tilfeller er avtalen gjenstand for myndighetenes godkjenning. Når staten deltar, trer den altså inn i denne avtalen.

I samarbeidsavtalen blir det også utpekt en operatør som vil stå for det fysiske, praktiske arbeidet med leting, utvikling og utvinning. Denne er som regel også gjenstand for godkjenning fra myndighetene. I noen tilfeller fastsetter produksjonsdelingsavtalen at det er det statlige oljeselskapet som skal være operatør.

I Libya har man et opplegg der samarbeidet også omfatter operatørdelen. Her kan staten kreve at det skal opprettes et såkalt «joint operating company» der staten eier 51 % og selskapet 49 %. Det vil si at statsoljeselskapet kan opptre på hele tre nivåer i samarbeidsforholdet: som part i produksjonsdelingsavtalen, som deltaker i samarbeidsavtalen og som medeier i operatørselskapet.¹⁹²

3.5.3 Faser, andel og bæring

Ofte er staten ikke interessert i å delta i alle fasene av petroleumsvirksomheten. Typisk vil staten ønske å bli med i utviklings- og produksjonsfasene. Grunnen til dette er blant annet at en del av poenget med å bringe inn IOC er å få noen med større finansiell evne til å ta den største risikoen – nemlig leterisikoen. Staten ønsker altså å være med i samarbeidsavtalen, men er ikke interessert i å ta risikoen for kostnader med leting som ikke er vellykket.

¹⁹² Libya PSA (2006), Article 5.2 cf. Exhibit G

Det hender likevel at staten er med og bidrar med sin del fra starten, og altså også bidrar til letekostnadene.¹⁹³

Dette kan løses på flere måter, og følgende spørsmål oppstår i den forbindelse: Hvor stor statens andel skal være, på hvilket tidspunkt andelen skal fastsettes, på hvilket tidspunkt staten kan eller skal bli deltaker, hvilke kostnader staten skal være med på å dekke og hvordan staten finansierer sin andel.

Størrelsen på statens andel varierer stort, og er i noen tilfeller gjenstand for forhandlinger.¹⁹⁴ Nivået generelt ligger mellom 5 % og 51 %.¹⁹⁵ I de kontraktene som har blitt sett på i forbindelse med denne oppgaven ligger statens andel i nedre sjikt av dette intervallet.

Det er stort sett to måter å løse spørsmålet om tidspunktet for fastsettelsen av andelens størrelse på: det kan være fastsatt fra kontraktsinngåelsen hvor stor andelen skal være, eller det skal fastsettes på det tidspunktet staten erklærer at det vil tre inn som fullverdig deltaker. I disse tilfellene har man gjerne et tak som definerer statens maksimale andel. Slik er det i Øst-Timors kontrakt, der staten maksimalt kan velge å delta med 20 %.¹⁹⁶

Staten vil som nevnt som regel tre inn når et kommersielt funn er gjort. Det er to hovedmåter å regulere dette på, som i og for seg har stort sett samme resultat. I de tilfellene andelen er fastsatt ved kontraktsinngåelsen vil staten gjøre om sin andel fra en «carried interest» (bæring) til en «working» eller «paid interest». Den andre måten, i de tilfellene der andelen først fastsettes ved erklæringen om inntreden, vil kanskje språklig sett være mer riktig å kalle for utøvelse av en opsjon enn bæring. I Ekvatorial-Guinea kan staten avslutte bæringen på et hvilket som helst tidspunkt.¹⁹⁷ I Øst-Timors kontrakt har staten en frist på 60 dager

¹⁹³ Slik er for eksempel det norske systemet. (Men her brukes ikke PSA).

¹⁹⁴ For eksempel i Ekvatorial-Guinea. Se Ekvatorial-Guinea PSC, Article 1.3

¹⁹⁵ Johnston (1994) s. 66-67, Bindemann (1999) s. 17

¹⁹⁶ Øst-Timor PSC (udatert), Article 8.1

¹⁹⁷ Ekvatorial-Guinea HL (2006), Article 84

etter at man har erklært et funn kommersielt.¹⁹⁸ En erklæring om å bli fullt ut deltaker kan som regel ikke omgjøres. I Tanzanias kontrakt, der staten når som helst kan erklære at den vil delta, kan staten trekke seg før eller på tidspunktet der en utviklingsplan godkjennes.¹⁹⁹ Forskjellen mellom metoden til Tanzania og metoden til Ekvatorial-Guinea er videre at i Tanzanias tilfelle vil ikke staten ha noen rett til produksjon i henhold til sin andel før den har erklært at den trer inn. I Ekvatorial-Guineas tilfelle er andelen fastsatt og har rett til sin andel også selv om staten bæres. Avgjørelsen om å avslutte bæringen er derfor egentlig bare en avgjørelse om hvordan andelen skal finansieres. Mer om dette nedenfor.

Noen kontrakter opererer med glideskala for statsdeltakelsesandelen. Dette medfører at staten kan øke sin andel etter hvert. Dette er tilfellet i Tanzanias kontrakt. Konsekvensen av dette er at avgjørelsen om statens inntreden og om størrelsen på andelen vil kunne være på et hvilket som helst tidspunkt, med den begrensning at staten aldri kan velge å minke sin andel. I den aktuelle kontrakten er glideskalaen basert på gjennomsnittlig daglig produksjon, med en statsandel fra 5 % til 20 %. Retten til å tre inn med en viss andel oppstår da når gjennomsnittlig daglig produksjon kommer over de angitte nivåene.²⁰⁰

Et viktig spørsmål som oppstår når NOC trer inn og avslutter bæringen er hvilke kostnader staten skal være med på å dekke. Det spørsmålet som er mest aktuelt i den sammenheng er om letekostnadene da skal tilbakebetales til de øvrige deltakerne. Det vanlige er at NOC kun dekker sin andel av utviklings- og produksjonskostnader og ikke tilbakebetaler noen letekostnader. Her finnes unntak, for eksempel i Colombia, der 50 % av kostnadene for vellykkede brønner tilbakebetales.²⁰¹ Dette er ofte regulert i kontrakten, men kan også være

¹⁹⁸ Øst-Timor PSC (udatert), Article 8.1

¹⁹⁹ Tanzania PSA (1995), Article 7

²⁰⁰ Ibid., Article 7

²⁰¹ Johnston (1994) s. 66-67 Det er imidlertid ikke uten videre sikkert man kan karakterisere Colombias «Association Contract» som en produksjonsdelingsavtale. Den har noen elementer fra «typiske» PSA, men skiller seg på mange punkter fra de andre som er behandlet i denne oppgaven. Dette vil ikke bli drøftet nærmere her.

regulert i lovgivningen. Her er to eksempler fra henholdsvis Tanzanias og Ekvatorial-Guineas kontrakter:

*«T.P.D.C. shall be liable to contribute the Specified Proportion of the Contract Expenses **other than Exploration Expenses** (such Exploration Expenses to include expenses in respect of an appraisal programme) of Joint Operations in all Development Areas in respect of which T.P.D.C. has elected to participate.»²⁰²*

*«In respect of any carried interest of the State or a National Company, **no exploration costs whatsoever shall be payable by the State or such National Company**, which shall only be liable for the payment of **Petroleum Operation costs generated from the date on which the State notifies the Contractor in writing of its intention to convert its carried interest to a paid interest pursuant to Article 84**. All interest paid or payable by a Contractor in respect of a carried interest of the State or a National Company shall not be cost recoverable by such Contractor.»²⁰³*

Statens ansvar for kostnader er altså som regel begrenset til andre kostnader enn letekostnader. Et spørsmål i forlengelsen av dette er om staten skal være ansvarlig for de utviklings- og produksjonskostnader som er pådratt før man har trådt inn. Dette er ikke noe problem i de tilfellene der staten har en frist til å tre inn, slik som i Øst-Timor. Dette er altså aktuelt i de tilfellene der erklæringen kan komme når som helst, eller der det er en glideskala. I både Ekvatorial-Guinea og Tanzania sine kontrakter blir staten ansvarlig bare for kostnader pådratt etter erklæringen om deltakelse. Hvorvidt dette ellers er vanlig er vanskelig å si noe sikkert om, men det at alle de tre kontraktene hvor dette er et aktuelt spørsmål (de to nevnte, samt Tawke-kontrakten²⁰⁴) har regulert det slik, kan kanskje være en pekepinn. Det går ikke helt klart frem av kontrakten, men ved bruk av glideskalaen i Tanzanias

²⁰² Tanzania PSA (1995), Article 7, min utheving.

²⁰³ Ekvatorial-Guinea HL (2006), Article 85, min utheving.

²⁰⁴ DNO-Tawke, Article 4.10 (b)

kontrakt, ser det ut til at det samme gjelder, altså at T.P.D.C. bare blir ansvarlig for kostnader i henhold til differansen i deltakerbrøk fra utøvelsen av opsjonen om å øke andelen.

Dette at staten ikke blir ansvarlig for kostnader pådratt før inntredelsestidspunktet har den, kanskje noe spesielle, effekt at staten, i visshet om at feltet er kommersielt drivverdig, kan vente til alle utviklingskostnader er pådratt før opsjonen om deltakelse utøves. Selskapet sitter altså med hele den økonomiske (og tekniske) risikoen for både leting og utvikling, mens staten bare tar risiko med hensyn til produksjonskostnader. Her kan det imidlertid tenkes at det må innfortolkes en adgang for selskapene til å kreve avklaring av hvorvidt staten ønsker å tre inn. Dette kan for eksempel forankres i en generell lojalitetsplikt mellom partene.

Finansiering av statens andel kan skje enten ved at staten på lik linje med de andre deltakerne skyter inn i kontanter, eller ved at dette tas ut av statens andel av produksjonen. I Øst-Timors og Tanzanias kontrakter er det forutsatt at staten skal skyte inn i kontanter.²⁰⁵

Som nevnt vil staten i Ekvatorial-Guinea bare finansiere sin andel med kontanter i de tilfellene der staten velger å avslutte bæringen. Så lenge bæring pågår, skal statens andel finansieres ut av dennes andel av produksjonen (royalty, overskuddsdeling og deltakelse):

«The Parties comprising the Contractor (other than the National Company) shall recover the costs and expenditures in relation to the National Company's carried Participation Interest from fifty percent (50%) of the Hydrocarbons corresponding to the National Company's total entitlement.»²⁰⁶

Dette opplegget fører til at det i en periode under utviklingen av feltet ikke vil være midler til å dekke statens andel, og følgelig må dette dekkes i senere perioder der det er produksjon. Når dette blir aktuelt er det satt et tak på halvparten av den del av produksjonen som

²⁰⁵ Øst-Timor PSC (udatert), Article 8.2, Tanzania PSA (1995), Article 7 (c) (iii)

²⁰⁶ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 8.2.3

tilkommer staten. Slik sikrer staten at den får inntekter fra tidlig i produksjonsløpet; som nevnt tidligere kan dette være et viktig hensyn.

Tawke-kontrakten er noe spesiell i relasjon til alle de spørsmålene som er behandlet i dette underkapitlet. Kontrakten fastsetter en fast andel for staten (20%) som gjelder fra inngåelsen. Samtidig ligger det her en opsjon for staten med hensyn til en «Third Party Interest» på 25%, som enten kan tildeles et annet oljeselskap eller til et statsoljeselskap. Dersom staten ikke tildeler til et annet oljeselskap innen 6 måneder etter kontraktsdatoen, skal andelen tildeles et statsoljeselskap. Dersom slik tildeling ikke blir fullført eller det utpekte selskapet ikke utfører sine plikter, skal andelen deles likt mellom statsoljeselskapet som har den faste andelen på 20%.²⁰⁷ Dette innebærer altså i praksis en opsjon for staten til å øke sin eierandel innenfor de første 6 månedene etter kontraktsdatoen.

Når det gjelder finansiering, er denne kontrakten ganske spesiell. Den inneholder ingen bestemmelse om omgjøring til «paid interest». I stedet skal statselskapets andel (den faste på 20 % i tillegg til den andelen det eventuelt har fått tildelt som «Third Party Interest») finansieres av IOC gjennom kostnadsdekningsmekanismen, riktignok bortsett fra produksjonsbonus som NOC må betale sin andel av.²⁰⁸ Dette medfører at man i det store og hele, fra et fiskalt synspunkt, kunne fått til den samme fordelingen gjennom å justere andelene i overskuddsdelingsmekanismen og summene for produksjonsbonus. Deltakelsen ivaretar imidlertid også andre hensyn enn de rent fiskale, slik at det nok kan tenkes at denne mekanismen i denne kontrakten er mer knyttet til kontroll i interessentskapet enn til fiskale hensyn.

²⁰⁷ DNO-Tawke, Article 4

²⁰⁸ Ibid., Article 4.2, jf. Article 4.11 (b)

4 Gjennomføring og kontroll

4.1 Innledning

Inntekts- og utgiftsfordelingen mellom partene i en produksjonsavtale inneholder to hovedproblemstillinger. Den første er behandlet over i kapittel 3 og handler om hvordan man lager mekanismer for å fastsette delingsforholdet, eller, delingsbrøken. Den andre er det som er tema for dette kapitlet, nemlig hvordan man kan fastsette og verifisere de inntekter og utgifter som skal inngå i det regnestykket som fordelingsmekanismene foreskriver.

I det følgende vil jeg beskrive noen av de viktigste mekanismene for å komme frem til hva som er «riktige» inntekter og utgifter, og gi noen eksempler på hvordan dette er løst i forskjellige kontrakter.

Det gjennomgående problemet for både inntekts- og utgiftsfastsettelse er dette: Oljeselskapene vil ønske å sende minst mulig penger statens vei og beholde mest mulig selv. En måte å gjøre dette på er å tilpasse seg det fiskale systemet ved å få inntektene til å se lavest mulig ut, og utgiftene til å se størst mulig ut når de skal puttes inn i fordelingsmekanismene. Et stikkord her er internprising. Multinasjonale, integrerte, oljeselskaper vil ofte ikke selge olje på det åpne markedet, men beholde den selv. Hva slags pris skal man da sette på oljen? Videre vil oljeselskapene kanskje kjøpe konsulenttenester fra et datter- eller søsterselskap. Også her vil det være behov for å finne en mer nøytral pris.

Mekanismer for slik fastsettelse og kontroll kan bli svært kompliserte. Når det er tale om mindre utviklede land vil derfor hensynet til at et system lar seg gjennomføre med den kompetanse og de administrative ressurser landet besitter, raskt gjøre seg gjeldende.

4.2 Fastsettelse av inntekter

4.2.1 Innledning

I produksjonsdelingsavtaler finner man som regel en verdsettelsesklausul som har som formål å regulere hvordan man fastsetter verdien på den olje og gass som har blitt produsert. Flere av de fiskale mekanismene henger nøye sammen med verdsettelsesklausulen.

Verdien av produksjonen har betydning for kostnadsdekning, da kostnadene påløper i hard valuta, mens kostnadsdekningen skal skje gjennom løfting av olje. Videre har verdien betydning for skatt, fordi inntektssiden i skattegrunnlaget stort sett består av inntekter fra disposisjoner over produsert olje og gass. Royalty skal i mange tilfeller betales kontant, altså som en andel av verdien av produksjonen, så størrelsen på royalty avhenger i disse tilfellene av verdsettelsen. Det er i mange tilfeller mulig for staten å ta sin andel av overskuddsdelingen i kontanter, eventuelt har selskapet plikt til å kjøpe statens andel av produksjonen, eventuelt plikter selskapet å selge den på vegne av staten. Verdien får selvsagt betydning for oppgjøret i disse sammenhengene.

I kapittel 3 ble det videre for flere av mekanismene beskrevet flere typer glideskalaer. Man finner glideskalaer med hensyn til royalty-satser, overskuddsdeling og cost-oil-tak. Noen av disse glideskalaene er basert på verdien av produksjonen, andre på mer avanserte finansielle indikatorer som har selskapets inntekt som en komponent. Verdsettelsen vil i disse tilfellene påvirke utslagene på glideskalaen.

Utfordringen med hensyn til verdsettelse er at oljeselskapene har flere måter å disponere over sin del av produksjonen på. I mange tilfeller er det for eksempel tale om integrerte oljeselskaper som gjerne ikke selger produksjonen på det åpne markedet, men sender den ned i sitt eget nedstrømssystem. Dermed er ikke nødvendigvis noen markedsmessig fri prisdannelse med hensyn til produksjonen. I slike tilfeller må man ha andre måter å finne en pris på.

I noen systemer er verdsettelsesmekanismen ikke bare en ordens- eller fastsettelsesmekanisme, men en fiskal mekanisme der prisen er gjenstand for forhandling. Dette gjelder de såkalte referanseprissystemene. Dette vil bli nærmere behandlet i 4.2.4. I det følgende er det imidlertid et poeng å ha i mente at verdsettelsesklausulen i produksjonsdelingsavtaler er ment å finne, eller nærme seg, en slags objektiv markedspris.

4.2.2 Mekanismene

Fordi salg mellom uavhengige tredjeparter presumptivt gir uttrykk for en markedspris, skiller kontraktene ofte mellom «Arm's Length Sales» eller «Arm's Length Transactions»

(armlengdesalg eller armlengdetransaksjoner) og transaksjoner som ikke er slike. Som regel er dette begreper som er eksplisitt definert i kontrakten, men her er det variasjoner. I de kontrakter der dette er definert, inneholder definisjonen som regel et krav om at partene må være uavhengige og ikke ha noe annet mellomværende som kan påvirke prisen i transaksjonen og transaksjonen må ha skjedd på et åpent marked med oppgjør i en konvertibel valuta. Under følger noen eksempler:

«"Arm's Length Sales" means sales made freely in the open market, in freely convertible currencies, between willing and unrelated sellers and buyers and in which such buyers and sellers have no contractual or other relationship, directly or indirectly, or any common or joint interest as is reasonably likely to influence selling prices and shall, inter alia, exclude sales (whether direct or indirect, through brokers or otherwise) involving Affiliates, sales between Companies which are Parties to this Contract, sales between governments and government-owned entities, counter trades, restricted or distress sales, sales involving barter arrangements and generally any transactions motivated in whole or in part by considerations other than normal commercial practices.»²⁰⁹

«Arm's-Length Sales means sales of Petroleum in freely convertible currencies between sellers and buyers having no direct or indirect relationship or common interest whatsoever with each other that could reasonably influence the sales price. Such Arm's-Length Sales shall exclude:

- (a) sales between or among any of the CONTRACTOR Entities and their respective Affiliates;*
- (b) sales involving the GOVERNMENT or the Government of Iraq; and*

²⁰⁹ India PSC (2007), Article 1.8

(c) sales involving exchanges and any transactions not relating to normal commercial practices.»²¹⁰

Her kan det være nyttig å rydde litt i definisjonene. Et armlengdesalg eller *-transaksjon* betyr som regel et salg eller en transaksjon mellom uavhengige parter. Armlengdepris er som regel en betegnelse på prisen som ville vært avtalt mellom uavhengige parter, mens armlengdeprinsippet viser til prinsippet om at verdiene i en transaksjon skal fastsettes for hver av de tilknyttede partene som om de var uavhengige og altså handlet på armlengdebasis. Dette er et internasjonalt anerkjent prinsipp som også er det OECD-landene har blitt enige om at skal være det verktøyet man bruker for å håndtere internprising i skatteavtaler mellom statene.²¹¹

Det er vanlig at for transaksjoner som er armlengdesalg legges kontraktsprisen til grunn ved verdifastsettelsen. For disse transaksjonene er pricing som regel ikke et problem, siden man må anta at prisene reflekterer markedsverdien når partene er uavhengige. Typisk er dette regulert slik:

«In the event that some or all of a Company's or Contractor's total sales of Crude Oil during a Delivery Period are made to third parties at Arms Length Sales, all sales so made shall be valued at the weighted average of the prices actually invoiced by a Company (...).»²¹²

Dette henger som regel sammen med en plikt for selskapet til å dokumentere armlengdesalgene og oppgi flere detaljer om transaksjonen til myndighetene, slik at man kan vurdere om salgene faktisk er armlengdesalg. Dette innebærer gjerne at hele salgskontrakten må

²¹⁰ DNO-Tawke, Article 1

²¹¹ OECD (2010)

²¹² India PSC (2007), Article 19.3

gjøres tilgjengelig. Hvor eksplisitt dette er regulert, varierer imidlertid, som i disse eksemplene fra henholdsvis India, Tanzania og Kurdistan:

*«Each Company constituting the Contractor shall separately submit (...) a report containing the actual prices invoiced in their respective Arms Length Sales for any Crude Oil. Such reports shall (...) itemize volumes, customers, prices received and credit terms, and a Company shall allow (...) the Government to examine the relevant sales contracts.»*²¹³

*«(...) The Company shall provide T.P.D.C with all relevant material in order that it can satisfy itself that the average price determined by the Company is fair. (...)»*²¹⁴

*« (...) The CONTRACTOR shall provide evidence to the GOVERNMENT that the sales of Crude Oil (...) are Arm's Length Sales. (...)»*²¹⁵

Verdsettelse av produkter som har vært gjenstand for armlengdesalg bør normalt ikke by på så mange vanskeligheter. I enkelte kontrakter kan det riktignok forekomme uklarheter, for eksempel dersom armlengdesalg ikke er definert ordentlig. Enkelte kontrakter bruker andre begreper som hovedregel og armlengdesalg som en spesifisering. I noen tilfeller har disse begrepene et nærmere fastlagt innhold i enkelte jurisdiksjoner. Et eksempel er følgende passus fra en modellavtale:

*«The value of Oil (...) shall be determined on the basis of **the fair market value** of such Oil (...).»*²¹⁶

²¹³ Ibid., Article 19.3.1

²¹⁴ Tanzania PSA (1995), Article 10 (b)

²¹⁵ DNO-Tawke, Article 27.2

²¹⁶ Bangladesh PSC (2008), Article 17.1 (min utheving).

Modellavtalen inneholder videre også en bestemmelse lignende den i Indias modellavtale om at for armlengdesalg skal det faktiske vederlaget legges til grunn. Dette er nok tenkt som en spesifisering av hva som er «fair market value» (FMV). Det er imidlertid et omdiskutert tema hvorvidt armlengdeprisen alltid er lik FMV.²¹⁷ Wittendorff (2011) tar til orde for at dette prinsipielt sett ikke er det samme, da armlengdeprinsippet foreskriver en subjektiv, individuelt basert vurdering, mens FMV foreskriver en objektiv og markedsbasert innfallsvinkel.²¹⁸ I lokal Californisk rett er prisen i armlengdetransaksjoner *presumert* å tilsvare FMV,²¹⁹ men dette er altså gjendrivelig, noe som ble stadfestet av California Court of Appeals i en sak fra 1989.²²⁰

Dette vil nok likevel sjelden by på store problemer, da eventuell tvetydighet må løses etter vanlige tolkningsprinsipper, og man nok uansett må konkludere med at verdsettelsesregelen for armlengdesalgene er å betrakte som *lex specialis*.

Når det gjelder verdsettelsesmekanismer for disposisjoner over det produserte som *ikke* er armlengdesalg, er det større variasjon. Det første skillet man kan trekke opp er mellom de modellavtalene som også i disse tilfellene lar kontraktsprisen være utgangspunktet – og en alternativ verdsettelsesmetode unntaket dersom transaksjonen ikke er på armlengdebasis – og de avtalene der man fastsetter en pris for alle ikke-armlengdesalg. Den første varianten medfører at hver enkelt transaksjon mellom nærstående må undersøkes for å bringe transaksjonens natur på det rene. Dette vil i mange tilfeller kunne være krevende og arbeidsomt. India har gått for en slik variant:

«(...) it is clearly understood that the actual prices invoiced by the Company(ies) for the sales will form the basis for the purposes of cost recovery, Profit Petroleum shar-

²¹⁷ Wittendorff (2011) s. 224

²¹⁸ Ibid., s. 248

²¹⁹ California RTC, Section 110 (b)

²²⁰ Dennis v County of Santa Clara (1989)

ing and payment of royalty (...). The basis of valuation given in this Article (...) shall apply only where Government is of the view that sale prices realised by the Company(ies) are not consistent with the price realisable at Arms Length Sales.»²²¹

Indias modellavtale legger altså opp til at ikke-armlengde transaksjoner bare skal sensureres dersom prisen ikke er i samsvar med en armlengdepris. Dette er i praksis en formulering av armlengdeprinsippet. Men der det ofte ellers er opp til lovgivningen eller myndighetene hvilken *metode* man skal bruke for å finne en armlengdepris, har man her avtalt at man skal bruke en sammenligning med andre, sammenlignbare produkter som handles på markedet.²²²

«For the purpose of determining price at Arms Length Sales, the price of the Crude Oil at which sale takes place will generally be based on per Barrel of one or more crude oils which, at the time of calculation, are being freely and actively traded in the international market (...) selling price to be ascertained from Platt's Crude Oil Market Wire daily publication ("Platt's"), or the spot market for the same crude oils ascertained in the same manner, whichever price more truly reflects the current value of such crude oils (...).»²²³

Her har man et ganske entydig og konkret mål å sammenligne de fakturerte prisene med. Dette forenkler anvendelsen av armlengdeprinsippet en del, da man her slipper å gå inn i partenes spesielle individuelle forutsetninger, men bare trenger å forholde seg til konkret observerbare priser i markedet. Likevel kreves det her at man går inn og «tester» hver enkelt transaksjon for å bringe på det rene om vederlaget er i samsvar med armlengdeprisen.

²²¹ India PSC (2007), Article 19.2

²²² Dette er den såkalte CUP-metoden (Comparable Uncontrolled Price). Det fines også andre metoder, men det ligger utenfor denne oppgavens rammer å gå nærmere inn på dette.

²²³ India PSC (2007), Article 19.4

Steget videre fra dette er å fastsette en markedsbasert pris for alle ikke-armlengdesalg. Dette kan man gjøre ved å bruke priser fra sammenlignbare produkter slik som i den indiske modellavtalen, dersom slike finnes, eller man kan bruke de armlengdesalgene som har forekommet som prisbasis også for ikke-armlengdesalgene. Kombinasjoner av disse metodene forekommer også, som her i Tanzanias modellavtale:

*«(...) in the event that 50% or more of the total volume of sales made by the Company during the Calendar Quarter (...) have been third party arms length sales (...) the fair market valuation **for all Crude Oil** of that quality will be taken to be the simple arithmetic average price actually realised in such Third Party Sales. (...)»²²⁴*

Her er det altså et innslagspunkt ved 50% av all omsatt råolje. Dersom mer enn halvparten har blitt solgt gjennom armlengdesalg, legges gjennomsnittet av de oppnådde prisene per fat til grunn for resten av produksjonen. Når man ikke dette innslagspunktet, kombineres gjennomsnittsprisen med CUP-pris²²⁵ basert på sammenlignbare produkter:

«(...) in the event that less than 50% (...) have been Third Party Sales, the fair market valuation (...) will be determined by the arithmetic weighted average of:

(A) the simple arithmetic average price actually realised in the Third Party Sales (...);

and

*(B) the simple arithmetic average price per Barrel at which a selection of major competitive crude oils (...) were sold in international markets during the same period;
(...)*

²²⁴ Tanzania PSA (1995), Article 10 (a) (2) (i) (min utheving).

²²⁵ Se note 222 over.

(...) »²²⁶

Videre kan statselskapet i denne avtalen også velge å bruke bare prisen fra armlengdesalgene, også i de tilfellene der mindre enn 50% av produksjonen har vært gjenstand for slike salg.²²⁷ Denne metoden med gjennomsnitt av priser fra sammenlignbare transaksjoner og egne armlengdesalg er kanskje ikke så vanlig. Som regel er det «enten-eller».²²⁸

Hvilket innslagspunkt man bruker, varierer. Ekvatorial-Guineas modellkontrakt bruker for eksempel 15%.²²⁹ Det er heller ikke uvanlig at skillet går ved null, det vil si at man skiller mellom hvorvidt det har forekommet armlengdesalg eller ikke.²³⁰

4.2.3 Normprissystem

I en del land, deriblant Norge, har man et såkalt normprissystem, der prisen for olje og gass i en viss periode fastsettes av et eget organ. I Norge fastsetter departementet prisen under hensyntagen til en rekke variable. Dette er fastsatt i petroleumsskatteloven § 4:

«Til bruk ved ligningen (...) kan departementet - generelt eller for det enkelte tilfelle - med bindende virkning fastsette en normpris for petroleum som utvinnes (...).»

I dette systemet er det altså staten som ensidig bestemmer verdien av produksjonen. Men dette er ikke det samme som et referanseprissystem der referanseprisen i noen tilfeller har blitt brukt som instrument for å øke statens andel. I annet ledd heter det at:

«Normprisen skal svare til hva petroleum kunne ha vært omsatt for mellom uavhengige parter i et fritt marked.(...)»

²²⁶ Tanzania PSA (1995), Article 10 (a) (2) (ii)

²²⁷ Ibid., Article 10 (a) (3)

²²⁸ Slik for eksempel DNO-Tawke, Turkmenistan MPSA (1997)

²²⁹ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 10.1.2

²³⁰ DNO-Tawke, Bangladesh PSC (2008),

Videre følger en hel del variable det skal tas hensyn til ved fastsettelsen. Lovgiver har således gitt noen skranker for departementets mulighet til å fastsette normpriser. Paragrafen har også bestemmelser om uttalerett og klagerett for oljeselskapene. Vedtaket kan også overprøves av domstolene, men med en del begrensninger knyttet til forvaltningens skjønnsutøvelse.²³¹

Et normprissystem fordrer en godt utbygget og kompetent administrasjon som kan veie de relevante faktorer og finne frem til en fornuftig markedspris. Her er det mange hensyn som skal tas, noe som også reflekteres i utformingen av de norske bestemmelsene:

«(...) Ved verdsettelsen skal det bl.a. tas hensyn til oppnådde og noterte priser for petroleum for samme eller tilsvarende art med nødvendig justering for kvalitetsforskjeller, transportkostnader m.v. til Nordsjø-området eller andre aktuelle markeder, leveringstid, betalingstid og vilkår for øvrig, oppnådde og noterte priser for petroleumprodukter med nødvendig justering for bearbeiding m.v. og andre sammenlignbare priser eller verdsettelse som måtte finnes. Det skal tas hensyn til hvorvidt det dreier seg om avtaler mellom tilknyttede selskaper eller andre avtaler der særlige forhold eller øvrige betingelser må ha hatt betydning for prisfastsettelsen. (...)»²³²

Som nevnt legger imidlertid det norske systemet også opp til samarbeid med oljeselskapene gjennom at disse har rett til å uttale seg. I tillegg er det fastsatt i forskrift²³³ at normprisen skal fastsettes av et petroleumsprisråd med fem medlemmer som forutsettes å drøfte prisene med selskapene:

²³¹ Se mer om dette hos Syversen (1991) kap. 10.2.2 og Schøyen (1982) kap. 6

²³² Petrsktl. § 4 (2)

²³³ Normprisforskriften (1976)

«Drøftelser med berørte parter eller innhenting av opplysninger kan, etter rådets nærmere bestemmelse, overlates til et medlem eller et utvalg, eller til rådets sekretariat.»²³⁴

Selv om normprissystemer nok er mest vanlig i land som benytter konsesjonssystemer, finner man eksempler på dette også der det benyttes produksjonsdelingsavtaler. Ett eksempel på dette er Angola, som har utfyllende bestemmelser om fastsettelse av normpris i sin petroleumsskattelov.²³⁵ I dette systemet fastsettes priser for hvert kvartal på bakgrunn av data som fremlegges av konsesjonærene (statsoljeselskapet Sonangol) med sine hjelpere (IOC som er parter i PSA). Klageadgangen i Angola er videre enn i det norske systemet, da det åpnes for at selskapene ved uenighet kan kreve at en ekspert avgjør eventuelle uenigheter. Det er således ikke egentlig staten som har det siste ord her.

I det hele tatt ligner denne artikkelen i Angolas petroleumsskattelov på reguleringer man ofte finner i produksjonsdelingsavtaler som har verdsettelsesklausuler som bygger på «fair market value» og der partene sammen må bli enige om en markedspris.

Det er også interessant å se hvordan en del av avtalene forutsetter at selskapene skal utstyre staten med mye informasjon om hvordan man har kommet frem til en pris, og at dersom staten ikke er enig skal man forhandle om dette. Dette ligner til forveksling den prosedyren man følger i det norske normprissystemet, bortsett fra det at de norske normprisene fastsettes ikke bare for ett enkelt kontraktsområde. Et poeng her er at hvis staten uansett ofte må gå gjennom slike øvelser med forhandlinger for å finne en riktig pris for hver kontrakt, vil det kanskje kunne være formålstjenlig å ta steget helt ut og fastsette normpriser for større områder av gangen – i alle fall dersom det ikke er alt for store forskjeller mellom områdene som innvirker på prisvurderingen.

²³⁴ Ibid. § 10 (4)

²³⁵ Angola PTL, Article 6

4.2.4 Referanseprissystem

I Midt-Østen har standarden for prisfastsettelse vært såkalte «posted prices», også kalt referansepriser, som egentlig stammet fra oljeindustrien i USA, der kjøpere i nærheten av oljefelt annonserte hvilken pris de var villige til å betale for oljen.²³⁶ Slik hadde de store oljeselskapene i realiteten kontrollen over prisdannelsen. Dette endret seg imidlertid da oljeselskapene på slutten av 50-tallet reduserte sine priser som følge av utviklingen i markedet og amerikanske importrestriksjoner.²³⁷ Denne utviklingen ledet til dannelsen av OPEC, som klarte å få gjennomslag for at prisene ikke kunne endres uten etter forhandlinger med OPEC.²³⁸ I praksis førte dette til at oljeselskapene måtte akseptere stadig høyere priser etter forhandlinger, og «posted price» kunne i perioder være høyere enn markedsprisen.²³⁹

Man kan vel trygt anta at dersom det ikke var for OPEC og den sterke samlede forhandlingsstyrken til medlemslandene, ville de enkelte land hatt liten innflytelse over referanseprisen, gitt den daværende markedssituasjonen. En slik ordning medfører også at man er i en konstant forhandlingssituasjon med hensyn til fordelingen mellom partene, da referanseprisen vil kunne være forskjellig fra markedsprisen.

4.2.5 Vurdering

Når det gjelder verdsettelse går det en hovedskillelinje mellom normering og ikke normering av prisen. Videre er det flere metoder for normering som er mer eller mindre gode.

Det kan etter omstendighetene ha omfattende implikasjoner hvorvidt man i kontrakten vedtar å skille armlengde*transaksjoner*, altså i betydning transaksjoner mellom uavhengige parter, fra andre transaksjoner, eller om man vedtar å skille transaksjoner som ikke er inngått på armlengde*basis* fra andre transaksjoner. Det første alternativet innebærer en enkel

²³⁶ Duval (2009) s. 171

²³⁷ Skeet (1988) s. 17

²³⁸ Ibid., s. 18 flg., Duval (2009) s. 171

²³⁹ Duval (2009) s. 171, Skeet (1988) s. 25

måte å skille ut transaksjoner der prisfastsettelsen er vanskelig fra de som er mer kurante. Det andre alternativet innebærer egentlig å anvende armlengdeprinsippet, altså at man prøver om transaksjonen tilfredsstillter kravene til en tenkt armlengdepris. Dette er en mye mer krevende øvelse både med hensyn til kompetanse og til administrative byrder.

Det å legge oppnådde priser i armlengdesalg til grunn for ikke-armlengdesalgene er en enkel måte å fastlegge en markedspris på. Har man hatt armlengdesalg i en periode vil dette naturligvis i alle fall være en pekepinn på markedsprisen på tidspunktet. Når man likevel i noen kontrakter setter krav til at en minste andel av det produserte må være solgt gjennom armlengdesalg, er dette trolig for å motvirke de mulighetene som ligger i dette for spekulasjon fra selskapets side. Man kan tenke seg en situasjon der selskapet spekulerer i å selge små kvanta olje på tidspunkter der prisen er lav, for så å kunne legge den prisen man oppnår til grunn for den oljen man beholder selv eller selger til nærstående. Et krav som her omtalt vil kunne motvirke slik spekulering.

Det vil i mange tilfeller kunne være av stor verdi for staten å ha tilgang til de faktiske salgskontraktene. Disse vil kunne brukes som et hjelpemiddel for å lære seg hvordan det internasjonale petroleumsmarkedet fungerer, og vil sette staten i bedre stand til senere selv å markedsføre og selge sin egen olje. Dette vil igjen bedre statens forhandlingsposisjon i senere tildelinger, samtidig som det vil sette myndighetene i bedre stand til å oppdage uregelmessigheter og «unormal» handelspraksis og dermed føre til økt faktisk kontroll.

Selv om retten til tilgang til salgskontraktene kan følge av mer generelle klausuler, slik som eksemplene fra Tanzania og Kurdistan over, eller også indirekte gjennom revisjonsadgangen, vil det nok være en fordel å regulere dette eksplisitt.

4.3 Fastsettelse av utgifter

4.3.1 Innledning og oversikt

Som nevnt i 4.1 over, så er utfordringen med fastsettelse av inntekter og utgifter at selskapet som regel har et incentiv til å blåse opp utgiftene og tone ned inntektene for å unngå beskatning. Fastsettelse av utgifter har betydning for en rekke av de fiskale mekanismene;

det er avgjørende for hvor mye olje selskapet kan ta fra cost recovery, det virker inn på utgiftssiden i skattegrunnlaget, samt at det i noen tilfeller vil være med på å påvirke der man har glideskalaer basert på r-faktor eller avkastningsrate.

Den primære utfordringen knyttet til kostnader er i likhet med inntekter knyttet til internttransaksjoner og hva slags strategi man skal benytte for å fastsette «reelle» priser. Utgiftssiden skiller seg imidlertid fra inntektssiden på den måte at det ikke er en konkret, mye handlet vare det er snakk om. De fleste kostnadsposter er umulig å knytte opp mot noen prisstatistikk om man skulle ønske en løsning parallell til at man bruker Platt's for å fastsette oljepris. Likevel er det for enkelte poster mulig å foreta en eller annen form for normering eller i alle fall å fastsette et tak.

Utfordringen med å få en riktig fastsettelse av en kostnad faller i to deler: for det første kostnadens *relevans* og kostnadens *størrelse*. Hvorvidt en kostnad er relevant er et spørsmål om hvilken tilknytning den har til petroleumsaktiviteten i det angjeldende område. Typisk vil det være opportunt for selskapet å tilordne mest mulig av sine administrative kostnader eller kostnader i forbindelse med forskning og utvikling til et land med høyt skattenivå eller gode muligheter for kostnadsdekning. Når det gjelder kostnadens størrelse, kommer den klassiske internprisingsproblematikken inn. Selskapet har gjerne et tilknyttet selskap som leverer tjenester eller utstyr, og prisen som selskapet må betale settes høyere enn markedsprisen. Et eksempel kan være der et søsterselskap eier borerigger og leier disse ut til selskapet til en høy rate.

Kostnadskontroll henger nøye sammen med de muligheter staten har for å utøve kontroll gjennom godkjenning av budsjetter og arbeidsprogram. I disse mekanismene ligger imidlertid bare muligheter til å fastsette hvor store summer som maksimalt skal brukes på forskjellige poster. Likevel finnes det i flere kontrakter mekanismer som innebærer kontroll av enkelttransaksjoner.

Man kan således dele mekanismene som skal ivareta denne funksjonen i tre: mekanismer som tar sikte på forhåndsgodkjenning, mekanismer som tar sikte på etterprøving, samt de som tar sikte på normering.

En fjerde, mer overgripende, mekanisme er samtykke. Det må antas at staten i utstrakt grad kan gi forhåndssamtykke til godkjenning av enkelte utgiftsposter – i hvilken grad, vil til dels være styrt av hvilke fullmakter den statlige avtaleparten har til å inngå avtaler med den private parten. Dette vil kunne gi opphav til kompliserte problemstillinger vedrørende hvordan statens forskjellige roller (for eksempel et departement og et statsoljeselskap) forholder seg til hverandre, og i hvilken grad avgjørelser fattet av en statlig aktør får konsekvenser for andre deler av den statlige forvaltningen. Dette faller utenfor det som er ambisjonen å behandle i denne fremstillingen, men vil kunne være et interessant tema å behandle særskilt.

4.3.2 Mekanismene

4.3.2.1 Forhåndsgodkjenning

I de fleste kontrakter er det bestemmelser om hvordan innkjøp av varer og tjenester skal foregå. Hvor vidtrekkende disse bestemmelsene er – og sikkert også hvor aktivt de brukes – varierer mye fra kontrakt til kontrakt.

Som regel inneholder kontraktene et krav om en innkjøpsprosedyre som krever anbudskonkurranser for enkelte typer kontrakter. Hvor detaljert kravet er, varierer. I Tawkekontrakten er det bare fastsatt at kontraktøren plikter å ha en slik prosedyre:

«(...) the CONTRACTOR shall provide the Management Committee with a copy of its procedures for procurement of Equipment and Materials and/or services for the Petroleum Operations (...) including the criteria for tender evaluation, which procedures and criteria shall be in accordance with prudent international petroleum industry practice. If the Management Committee does not request any modifications to the

procurement procedures within thirty (30) days after receiving such procedures, the procedures shall be deemed approved by the Management Committee.»²⁴⁰

Tanzanias kontrakt er enda knappere med hensyn til innkjøpsprosedyren:

«(...) The Company will establish appropriate tender procedures reflecting the above principles for the acquisition of goods, materials and services.»²⁴¹

I disse kontraktene fremgår det ikke eksplisitt hva slags rolle staten skal ha i forbindelse med innkjøp. I Tawke-kontrakten er det som vi ser krav om godkjenning av Management Committee, og det er vanskelig å mene noe om hvilke vilkår som blir stilt av myndighetene i den forbindelse.

Ofte legger prosedyren opp til forskjellige fremgangsmåter etter hvor store beløp det er snakk om. De beløpsmessig helt bagatellmessige kontraktene blir som regel overlatt til selskapet selv å håndtere. Der kontraktøren består av flere selskaper kan det være tale om at enkelte kontrakter må behandles i Operating Committee (styringskomiteen i samarbeidsavtalen), mens andre kanskje må løftes helt opp til Management Committee, der dette finnes. Indias regulering av dette kan tjene som et eksempel:

Reguleringen fastsetter at for innkjøp med kontraktssum mindre enn 5000 USD, kan operatøren selv velge hva slags prosedyre han vil følge. For kontrakter mellom 5000 og 50.000 USD er regelen at operatøren må hente inn minst tre tilbud, og at han må informere Operating Committee ved innkjøp over 20.000 USD dersom det valgte anbudet er mer enn 20 % høyere enn det laveste anbudet. Neste nivå er mellom 50.000 og 200.000 USD, og krever at alle kontraktørene får en liste med de leverandører som inviteres til anbudsrunder, og får anledning til å føre opp andre i tillegg. Når anbudsrunder er gjennomført, skal operatøren informere de andre kontraktørene om hvilken leverandør som ble valgt, sammen med en

²⁴⁰ DNO-Tawke, Article 19.3

²⁴¹ Tanzania PSA (1995), Article 16. «The above principles» refererer til bestemmelser om lokalt innhold.

analyse over de innkomne bud og en begrunnelse for valget. I tillegg kan de andre kontraktørene kreve å få en kopi av den inngåtte kontrakten.

Det neste nivået er mellom 200.000 USD og 500.000 USD og krever i tillegg at myndighetene informeres, får adgang til å føre opp ytterligere leverandører i anbudsinvitasjonen og kan kreve å få kopi av kontrakten. Valg av leverandør skal godkjennes av Operating Committee dersom det laveste anbudet ikke velges.

For beløp over 500.000 USD kreves det i tillegg utlysning av anbudet i tre nasjonale aviser, samt at valg av leverandør skal godkjennes av Operating Committee uansett. Dersom partene ikke blir enige kan saken bringes inn for Management Committee.²⁴²

Bangladesh' kontrakt er svært lik den Indiske, men har ingen bestemmelser om Operating Committee, da kontrakten ikke legger opp til samarbeid mellom flere selskap. I stedet er det Petrobangla (NOC) som ivaretar de funksjoner som Operating Committee ville hatt i den Indiske kontrakten.²⁴³

Ekvatorial-Guinea har bestemmelser som skiller mellom «Material Contract» og andre kontrakter. For de kontrakter som ikke faller inn under denne kategorien (bestemt av en beløpsgrense som ser ut til å være gjenstand for forhandlinger), kan kontraktøren selv velge hvordan innkjøp skal foregå og det er ikke noe krav om anbudskonkurranser. For kontrakter som er «material» er imidlertid anbudskonkurranse nødvendig, og valg av leverandør må godkjennes av departementet.²⁴⁴ I denne avtalen er det imidlertid NOC som er «Admi-

²⁴² India PSC (2007), Annex-F

²⁴³ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 16

²⁴⁴ Ekvatorial-Guinea PSC, Article 6.7

nistrative Operator»,²⁴⁵ så det vil kunne utøves betydelig kontroll gjennom samarbeidsavtalen også for mindre kontrakter.

De fleste kontrakter inneholder altså bestemmelser som angir en eller annen rolle for staten i forbindelse med større innkjøp. En del kontrakter overlater imidlertid en del av disse avgjørelsene til en Operating Committee der det er samarbeid mellom flere selskaper.

4.3.2.2 Etterprøving

Noen kontrakter har bestemmelser for fastsettelse av utgifter som tar sikte på etterprøving. De kontrakter som har dette har som regel en henvisning til armlengdeprinsippet – altså at prisen på varen eller tjenesten skal være som om kontrakten var inngått mellom uavhengige parter:

« Unless otherwise specifically provided for in the Contract, all transactions giving rise to revenues, costs or expenditures which will be credited or charged to the accounts prepared, maintained or submitted hereunder shall be conducted at arms length or on such a basis as will assure that all such revenues, costs or expenditures will not be lower or higher, as the case may be, than would result from a transaction conducted at arms length on a competitive basis with third parties.»²⁴⁶

Her ser man at alle transaksjoner skal utføres enten som armlengdetransaksjoner eller på armlengdebasis. I de tilfellene der partene faktisk er uavhengige tredjeparter, er det altså en armlengdetransaksjon slik at formålet med bestemmelsen er oppfylt. Bestemmelsen er altså viktig først og fremst når den andre parten er en nærstående, men vil likevel favne videre enn dette slik at også andre kontraktparter som er i interessefellesskap omfattes.

²⁴⁵ Ibid., Article 6.2. NOC skal ifølge Ekvatorial-Guinea HL (2006), Article 83 alltid ha en deltakerandel på minst 20 %.

²⁴⁶ India PSC (2007), Accounting Procedure, Section 1.8

En slik regulering krever en gjennomgang av hver enkelt transaksjon, noe som muliggjøres for eksempel gjennom revisjonsinstituttet. Dette er imidlertid en ganske krevende og omfattende prosess. Likevel må dette ses i sammenheng med anskaffelsesprosedyrene. I Indias kontrakt er det krav om anbudsprosedyrer avhengig av kontraktssum. I disse tilfellene må man anta at prisen som er etablert gjennom anbudskonkurransen må gjelde, med referanse til formuleringen «unless otherwise specifically provided for in the Contract».

De fleste kontrakter har en lignende armlengdebestemmelse for kostnader, men det varierer hvor nøye denne henger sammen med anskaffelsesreglene. Dette kan tenkes å avstedkomme noen problemer med hensyn til hvilken pris som skal legges til grunn. En del kontrakter har for eksempel også bestemmelser om at priser for varer og tjenester levert av nærstående skal prissettes uten elementer av profitt, slik som her i Tanzanias kontrakt:

«(...) The following costs and expenses are recoverable out of Cost Oil by the Company under the Agreement:

(...)

(ii) Affiliated Companies

*Without prejudice to the charges to be made in accordance with subsection 2.5, in the case of general services, advice and assistance rendered to the Petroleum Operations by an Affiliated Company, the charges will be based on actual costs without profits and will be competitive. The charges will be no higher than the most favourable prices charged by the Affiliated company to third parties for comparable services under similar terms and conditions elsewhere. (...)*²⁴⁷

²⁴⁷ Tanzania PSA (1995), Accounting Procedure, Section 3.1

Denne kontrakten har samtidig en svært sparsom bestemmelse om anbudsprosedyrer som stort sett bare sier at kontraktøren er forpliktet til å ha en.²⁴⁸ Man kan her tenke seg situasjonen der for eksempel et søsterselskap deltar i en anbudsrunde og vinner denne, selvsagt med et element av profitt i anbudet. Er det da slik at prisene likevel skal justeres på grunn av bestemmelsene i regnskapsavtalen? Formålet med en bestemmelse som unntar nærstående fra å ha profitt, er nok at selskapet ikke skal kunne ta inn større profitt ved å lage flere ledd der hvert ledd beregner seg en profitt hver. På den annen side kan det virke merkelig at man der man opptrer i konkurranse skal stille *dårligere* enn sine konkurrenter fordi man er nærstående. Tenker man det nærstående selskapet borte, ville man uansett måtte betale en høyere pris. Man kan da også se dette som et spørsmål om hvem som skal ha inntekten som oppstår på grunn av besparelsen ved å bruke egne nærstående selskap.

I en del kontrakter er det videre krav om godkjenning fra myndighetenes side dersom det er snakk om å bruke for eksempel rådgivningstjenester fra et nærstående selskap.

4.3.2.3 Gjennomføring av etterprøvingen

Kontraktene inneholder som regel bestemmelser som skal gjøre det mulig for staten å etterprøve kostnader. Staten vil ha en interesse i å kontrollere (1) hvorvidt de oppgitte kostnadene er dekningsbare (relevans), (2) kostnadenes størrelse, og (3) at regnskapsføringen er riktig (det vil si riktig ført, og at «kassa stemmer»). Det er de to første hensynene som er mest interessante her.

Som regel må kontraktøren levere periodiske rapporter over utgifter og inntekter og cost recovery. I noen kontrakter har staten etter mottaket av en slik rapport en frist til å protestere:

«Each Statement of Expenditure supplied by Contractor shall be presumed to be true and correct with regard to the issue of whether the type of Cost is subject to Cost Re-

²⁴⁸ Ibid., Article 16

covery unless within six (6) months after receipt thereof Petrobangla takes written exception to any item.

Each annual audited accounts and statement of expenditure supplied by Contractor shall be presumed to be true and correct, as to the sums charged as expenses or credited as receipts, twenty-four (24) months after receipt by Petrobangla unless within the said twenty-four (24) months Petrobangla takes written exception to any charge or credit. Financial audits shall also be carried out within the said twenty-four (24) months after receipt of annual audited accounts by Petrobangla.»²⁴⁹

Det som i denne avtalen prekluderes etter 6 måneder er adgangen til å påberope at en kostnadstype ikke er dekningsberettiget. En fornuftig tolkning av dette gjelder innsigelsen om at kostnaden ikke kan henføres under noen av de postene som er gjenstand for kostnadsdekning. Dette vil i så fall omfatte for eksempel at renter er ført opp til dekning når renter ikke er dekningsbare etter kontrakten men også at summen på en post er for høy fordi den for eksempel ikke tilfredsstillende et kriterium om fair market value. På den andre siden ser den andre delen av bestemmelsen ut til å rette seg mot innsigelsen om at det er *feil* i rapporten, altså at det for eksempel at det mangler bilag for enkelte utgifter. Det kan imidlertid godt tenkes at tolkningen av den første delen er for vid og den andre delen for snever.

I andre avtaler er det ingen bestemmelser om hva som skal skje når disse rapportene er innlevert.²⁵⁰ Etterprøvingen må i så tilfelle skje gjennom revisjonsadgangen som i de fleste tilfeller er nedfelt gjennom en revisjonsklausul i avtalen og/eller i regnskapsavtalen. Følgende eksempel er fra Tanzanias modellkontrakt:

«*ACCOUNTING AND AUDIT*

²⁴⁹ Bangladesh PSC (2008), Accounting Procedure, Section 14.1-14.2

²⁵⁰ For eksempel Tanzania PSA (1995)

(a) The Company shall maintain at its business office in Tanzania accounting records relating to Petroleum Operations under this Agreement in accordance with the Accounting Procedure set out in Annex “D” of this Agreement.

(b) T.P.D.C. shall have the right to audit Company’s accounting records in accordance with Annex “D”, the Accounting Procedure.

(c) Nothing in this Article shall be construed as limiting the right of the Government pursuant to any statutory power to audit or cause to be audited the books of accounts of the Company.»²⁵¹

Det er denne artikkelen i avtalen som fastsetter revisjonsadgangen. Nærmere regler er imidlertid gitt i regnskapsprosedyren:

«Audit and Inspection Rights of Government

(a) Without prejudice to statutory rights, T.P.D.C. shall have the right to cause to audit the Company’s accounts and records maintained hereunder with respect to each Calendar year within two (2), years (or such longer period as may be required in exceptional circumstances) from the end of each such year. Notice of any exception to the accounts for any Calendar year shall be submitted to the Company within ninety (90) days of receipt by T.P.D.C. of the report of its auditors. (...)»²⁵²

Det er interessant å merke seg at staten her forbeholder seg retten til å sette i verk revisjon gjennom regler som er gitt i lov. Dersom statsselskapet er uenig i en pådratt og gjennom cost recovery inndekket kostnad, men har oversittet toårsfristen, vil problemstillingen kunne oppstå at staten gir lov eller forskrift som gir staten gjennom departementet anledning til å gjennomføre revisjon. Spørsmålet oppstår da om det man finner av uriktige poster under

²⁵¹ Ibid., Article 21

²⁵² Ibid., Accounting Procedure, Section 1.6 (a)

en slik revisjon må føre til justeringer i regnskapene og fordelingen mellom partene. Om justering sier kontrakten:

«The Company shall answer any notice of exception under subsection 1.6 (a) within sixty (60) days of its receipt of such notice. Where the company has after the said sixty days' period failed to answer a notice of exception made by T.P.D.C., T.P.D.C.'s exception shall be deemed as accepted by the Company and the accounts shall be adjusted accordingly.»²⁵³

Her er det altså en bestemmelse om hvordan justeringen skal foregå. Selv om staten kan gjøre de *revisjoner* den har rett til etter loven, innebærer ikke det nødvendigvis at justering *i kontrakten*. Formålet med bestemmelsen i art. 21 er sannsynligvis ment å være at staten ikke skal være avskåret fra å gjøre revisjoner i relasjon til inntektsskatt. Enn videre kan man diskutere om ikke departementet, som her også er part i avtalen, ville være avskåret fra dette ut fra lojalitetsbetraktninger.

4.3.2.4 Normering

I 4.2 ble normering av inntekter behandlet. Det er imidlertid også fullt mulig å normere enkelte utgiftsposter. Det er to typer kostnader som ofte er gjenstand for normering i produksjonsdelingsavtaler: administrative kostnader i nærstående selskap (typisk morselskapet) og utgifter til materiell levert av nærstående.

Administrative kostnader blir gjerne normert på den måten at det settes et tak på en prosentandel av de totale kostnader under kontrakten i hver angitte periode. Det er imidlertid som regel likevel kun de faktiske påløpte kostnader som dekkes. Her er et eksempel på en slik bestemmelse hentet fra Indias PSC:

²⁵³ Ibid., Accounting Procedure, Section 1.6 (b)

«General and Administrative Costs are expenditures incurred on general administration and management primarily and principally related to Petroleum Operations in or in connection with the Contract Area, and shall include:

2.6.1 expenditure related to main office, field office and general administrative expenditures in India including supervisory, accounting and employee relations services;

2.6.2 an annual overhead charge for services rendered by the parent company or an Affiliate to support and manage Petroleum Operations under the Contract, and for staff advice and assistance including financial, legal, accounting and employee relations services, but excluding any remuneration for services charged separately under this Accounting Procedure, provided that:-

(i) for the period from the Effective Date until the date on which the first Development Plan under the Contract is approved by the Government, this annual charge shall be Contractor's verifiable expenditure limited to 1% of Contract Costs.

(ii) from the date on which the first Development Plan is approved, the charge shall be verifiable expenditures restricted to an amount or rate to be agreed on between the Parties and stated in the Development Plan. (...)»²⁵⁴

I vilkåret «primarily and principally related to Petroleum Operations» ligger det et krav om tilknytning til virksomheten. At man har valgt en slik formulering betyr altså at man ikke ekskluderer utgifter fordi de ikke *utelukkende* referer seg til utgifter i forbindelse med det aktuelle prosjektet. Man kan kanskje oversette dette begrepet med *primært*. Vilkåret ser ut til å innebære at det er kostnader som hovedsakelig knyttes til Petroleum Operations på det aktuelle feltet som dekkes gjennom dette. Det kan imidlertid være vanskelig å finne ut hva

²⁵⁴ India PSC (2007), Accounting Procedure, Section 2.6

som er en riktig måte å dele opp slike generelle kostnader på, slik at man godt kan tenke seg at selskapet i praksis lett vil kunne påvirke resultatet gjennom å bestemme hvordan forskjellige administrative utgiftsposter skal utformes.

Normeringen innebærer altså i disse tilfellene et tak for administrative utgifter, og begrenser dermed risikoen for økte utgifter under denne posten og følgelig også statens behov for tett oppfølging. En annen sak er at det nok kan være krevende å avgjøre hva som hører under denne posten og hva som hører under andre poster, slik som tekniske tjenester levert av nærstående.

Den andre typen utgiftspost som ofte blir normert er *materialer* levert av nærstående. En del kontrakter opererer med egne verdsettelsesregler for disse postene, i prinsippet uavhengig av den fakturerte prisen. Her er et eksempel fra Tanzanias kontrakt:

«(...)

(1) New Material (Condition "A") shall be valued the current international price which shall not exceed price prevailing in normal arms length transactions on the open market.

(2) Used Material (conditions "B" and "C")

(i) Material which is in sound and serviceable condition and is suitable for re-use without reconditioning shall be classified as condition "B" and priced at not more than seventy-fivepercent (75%) of the current price of new materials defined in (1) above.

(...))²⁵⁵

²⁵⁵ Tanzania PSA (1995), Accounting Procedure, Section 3.1 (f) (iii) (b)

Det er ikke definert i kontrakten hva som er materialer. Etter en vanlig språklig forståelse innbefatter dette alle fysiske objekter som kan settes sammen til noe eller forbrukes i en virksomhet. I overskriften til dette punktet «material and equipment», slik at vi må anta at dette er ment å dekke både bygningsmateriale og maskiner (som ikke leies).

Et mulig problem her kan være grensen mellom materiale og utstyr og *tjenesten* det innebærer å sette materialene sammen til noe annet. I den nevnte kontrakten heter det videre:

«Material involving erection costs shall be charged at applicable condition percentage of the current knocked-down price of new material as defined in (1) above.»²⁵⁶

Dette betyr at materialene skal prissettes som om de ikke var satt sammen. Man må da anta at kostnadene forbundet med konstruksjon skal prissettes som en tjeneste. Når det gjelder innkjøp av stålrør som skal sveises sammen til et plattformstillas, er dette enkelt. Men hvor grensen går mellom utstyr som prissettes ferdig sammensatt og utstyr som må prissettes som materialer pluss en tjeneste, kan være vanskelig å fastsette. Man kan tenke seg at et søsterselskap designer og bygger en spesiell type trykktank som også brukes på andre anlegg. Det kan hende at vilkåret «erection costs» er noe til veiledning, men alle typer installasjoner vil behøve en viss montering på stedet. I tillegg vil det være rart om man kunne komme unna dette ved for eksempel å konstruere innretningen et annet sted og frakte det dit på en lekter. Her kan det godt hende det er innarbeidede løsninger i praksisen rundt gjennomføring av slike kontrakter; det er det imidlertid vanskelig å vite eller mene noe om ut fra kontraktmaterialet som sådan.

Normeringen foregår her ved at prisen skal settes til en «international market price», eller en prosentandel av en slik pris, avhengig av tilstanden til materialene. Det er i denne kontrakten ingen bestemmelser om hvordan man skal finne frem til en slik. For enkelte varer er nok dette ikke så vanskelig; eksempelvis vil det nok være ganske greit å finne en pris for

²⁵⁶ Ibid., Accounting Procedure, Section 3.1 (f) (iii) (b)

jernbaneskiner eller spiker. Verre er det når det er tale om spesialisert utstyr som det kanskje finnes bare noen få leverandører av.

4.3.3 Sideblikk: det norske systemet

I det norske systemet har kostnadene betydning for statens inntekter gjennom at skattegrunnlaget reduseres gjennom fradragretten, samt gjennom at inntektene gjennom statsdeltakelse reduseres. De metodene man har for kontroll av kostnader er således de skatterettslige, samt avtalerettslige gjennom samarbeidsavtalen dersom det er statsdeltakelse i prosjektet.

De norske skattereglene bygger på armlengdeprinsippet. Dette er nedfelt i skattelovens § 13-1, som slår fast at:

«(1) Det kan foretas fastsettelse ved skjønn hvis skattyters formue eller inntekt er redusert på grunn av direkte eller indirekte interessefelleskap med annen person, selskap eller innretning.

(2) Er den andre personen, selskapet eller innretningen som er nevnt i første ledd, bosatt eller hjemmehørende i en stat utenfor EØS, og det er grunn til å anta at formuen eller inntekten er redusert, skal reduksjonen anses for å være en følge av interessefelleskap med mindre skattyteren godtgjør at det ikke er tilfelle. Første punktum får tilsvarende anvendelse når den andre personen, selskapet eller innretningen er bosatt eller hjemmehørende i en stat innenfor EØS, dersom Norge ikke kan kreve opplysninger om vedkommendes formues- og inntektsforhold i medhold av folkerettslig overenskomst.

(3) Ved skjønnen skal formue eller inntekt fastsettes som om interessefelleskap ikke hadde foreligget.

(4) Når det foreligger interessefelleskap mellom foretak hjemmehørende i Norge og utlandet, og deres kommersielle eller finansielle samkvem er underlagt armlengdebetingelser nedfelt i skatteavtale mellom de respektive stater, skal det ved avgjørelsen av om formue eller inntekt er redusert etter første ledd og ved skjønnsmessig fastset-

telse av formue eller inntekt etter tredje ledd, tas hensyn til retningslinjer for internprising for flernasjonale foretak og skattemyndigheter som er vedtatt av Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling (OECD). Disse retningslinjer bør, så langt de passer, tas tilsvarende hensyn til i andre tilfeller enn foran nevnt. Det foranstående gjelder bare i den utstrekning Norge har sluttet seg til retningslinjene og så fremt departementet ikke har bestemt noe annet.»²⁵⁷

Her vil altså skattemyndighetene fastsette størrelsen på utgiftene dersom man kommer til at den skattemessige inntekten har blitt redusert på grunn av en økt utgift som er større enn den skulle ha vært på grunn av interessefelleskap. Dette er stort sett en omformulering av armlengdeprinsippet slik dette er referert i OECDs Transfer Pricing Guidelines.²⁵⁸

Bestemmelsen inneholder tre vilkår som må være oppfylt for at skjønnslingning skal være aktuelt. For det første må inntekten være redusert, for det andre må kontraktsparten og skattyteren være i et interessefelleskap, og for det tredje må det være årsakssammenheng mellom interessefelleskapet og inntektsreduksjonen.

Det første vilkåret innebærer at forholdet mellom to skattesubjekter må avvike fra markedsmessige vilkår slik at inntektene endres.²⁵⁹ Dette innebærer at staten må ha en ganske god oversikt over det aktuelle markedet for å kunne ha noen formening om hva som er markedsmessige vilkår. Det andre vilkåret er enklere å håndtere, nemlig at det foreligger et interessefelleskap. Men også her vil det være grensetilfeller som vil by på vanskeligheter ved tolkningen. Det siste vilkåret byr på få problemer i norsk rett i og med at dersom man

²⁵⁷ Sktl. § 13-1

²⁵⁸ OECD (2010)

²⁵⁹ Syversen (1991) s. 180

kommer til at det finnes et interessefellesskap så presumeres det at dette er årsaken til inntektsreduksjonen.²⁶⁰

4.3.4 Vurdering

Staten har i produksjonsdelingsavtalene stort sett tre kontraktsmekanismer å bruke for å fastsette og kontrollere kostnader. For det første har man anbudsreglene, for det andre har man klausuler som foreskriver armlengdeprinsippet og for det tredje har man normering ved å knytte prisen på materialer til mer eller mindre kjente markedspriser.

Anbudskonkurranser kan være dyrt og tidkrevende. I mindre kontrakter der summene er små vil dette være utjenlig. Derfor har også de fleste kontrakter som foreskriver bestemte anbudsprosedyrer forskjellige prosedyrer etter kontraktens størrelse. For større kontrakter er en anbudsprosess en måte å finne en pris på som ikke krever en veldig stor innsats fra statens side. Man må riktignok gå gjennom anbudene og sammenligne både med hensyn til kvalitet og pris, noe som selvsagt er krevende, men her har også tilbyderne gjort en betydelig del av jobben for staten. Dette gjør også at staten blir involvert i kontraktsprosessene og får anledning til å bli kjent i markedet og skaffe seg bedre oversikt over hvilke aktører som har hva slags kompetanse og kvaliteter.

Metoder som tar sikte på å sensurere transaksjoner med nærstående som innebærer kostnader etter et armlengdeprinsipp må nok sies å være særdeles krevende. Det krever god innsikt i markedet, kjennskap til hvilke faktorer som er relevante for en pris og hvilke andre tilbydere og priser som finnes. Det er ikke nødvendigvis å forvente at et land i starten av sin oljekarriere har betydelig innsikt i prisen på for eksempel borekroner, eller hva som er fornuftige timepriser for geologisk eller bygningsteknisk rådgivning. Et system som hovedsaklig baserer seg på en slik tilnærming vil derfor nok være mindre egnet for land der myndighetenes kompetanse ikke er høy.

²⁶⁰ Ibid., s. 188

Dette gjelder også for normerte priser for materialer. Disse normerte prisene innebærer egentlig ikke noe annet enn å finne en armlengdepris for materialene, noe som vil kunne være krevende i mange tilfeller.

Selv om det ikke nødvendigvis er eksplisitt regulert i kontrakten, vil det være operatøren som i praksis vil foreslå en pris da det er denne som sitter med grunnlagsmaterialet for å lage regnskap og kostnadsrapporter. Dersom staten ikke har betydelig kompetanse her, vil det være en informasjonsskjevhet i favør selskapet. Det vil være vanskelig for staten både å identifisere de poster som bør endres, og å argumentere for dette overfor selskapet.

Syversen har tatt til orde for i større grad å normere enkelte utgiftsposter i det norske systemet.²⁶¹ Han peker på «fradragsposter som har vært vanskelige å kontrollere i praksis». Kandidater som nevnes er renter, forsikringspremier og såkalte generalkostnader.²⁶² Sistnevnte foreslås at kan fastsettes som «et tak fastsatt i prosent av de øvrige kostnader.»²⁶³ Dette siste er som vi har sett også slik det gjøres i de fleste produksjonsdelingsavtaler.

Et verktøy som nok kan være svært effektivt er der man har flere selskaper som utgjør kontraktøren – eller i konsesjonssystemene, konsesjonæren – gjennom en samarbeidsavtale. Til forskjell fra inntektene, der oljen jo løftes av hver enkelt deltaker for seg, og alle har sammenfallende interesser i å få prisen til å være så lav som mulig i kontraktens kontekst, har ingen andre enn operatøren noen interesse i at kostnadene blir høyere enn nødvendig. Disse vil dermed kunne utøve en betydelig kontroll med operatørens pengebruk og vil i de landene der statens kompetanse er lav, bruke sin betydelig høyere kompetanse til å gjøre denne jobben for staten. Dersom statsoljeselskapet i tillegg er en av deltakerne og deltar i samarbeidsavtalen, vil staten også få økt sin kompetanse ved at den får innsikt i prosessene rundt dette.

²⁶¹ Ibid., s. 218-219

²⁶² Dette vil nok i stor grad tilsvare «general and administrative costs».

²⁶³ Syversen (1991) s. 218-219

5 Avslutning

Produksjonsdelingsavtaler har etter at Indonesia først tok dem i bruk på 1960-tallet blitt et populært instrument for å regulere forholdet mellom vertsstater og internasjonale oljeselskaper, i størst grad i land som kan karakteriseres som utviklingsland eller mindre utviklede land. Avtalene har også gjennomgått en betydelig utvikling siden begynnelsen med IIAPCO-avtalen²⁶⁴ og stadig mer kompliserte reguleringer og mekanismer har fått innpass i kontraktene. Likevel har avtaletypen beholdt noen grunnleggende fellestrekk – og disse knytter seg først og fremst til mekanismene som gjelder inntektsfordeling.

Inntektsfordeling er det helt sentrale elementet i enhver petroleumsavtale. Hvor mye penger hver av partene får under hvilke forutsetninger er det som er kjernen i avtalene. Det er rundt dette spørsmålet alle konflikter rundt dem også oppstår.

Det denne oppgaven har tatt sikte på er først, i kapittel 2, å sette avtalene inn i en historisk og tematisk kontekst, gi et oppriss av hvordan og hvorfor avtalene kom til å se dagens lys, samt trekke opp noen viktige hensyn ved utforming av internasjonale petroleumsavtaler generelt.

Videre har oppgavens hoveddel vært delt i to tema som henger nøye sammen: for det første; hvordan mekanismene for å fastlegge delingsforholdet, eller delingsbrøken, mellom partene kan utformes og hvordan de i grove trekk fungerer. Dette er det som har vært tema i kapittel 3. For det andre; hvordan mekanismene for å fastsette størrelsen på det som skal fordeles – altså inntekter og utgifter – kan utformes og hvordan disse fungerer. Disse mekanismene ble behandlet i kapittel 4. En observasjon man kan gjøre seg etter denne gjennomgangen er hvor stor diversitet det finnes innenfor løsninger på de problemstillingene som sammensetningen av fordelingssystemet reiser. Spesielt gjelder dette sammensetningen av forskjellige typer glideskalaer i de forskjellige mekanismene.

²⁶⁴ IIAPCO PSC (1966)

I både kapittel 3 og 4 har jeg også vist eksempler på hvordan disse mekanismene kan ivareta de hensyn som gjør seg gjeldende når man skal utforme et system for inntektsfordeling. I forlengelsen av dette har jeg også pekt på hvordan noen av utfordringene løses i Norge og trukket noen paralleller ut fra dette.

Et overordnet hensyn og målsetting med det fiskale systemet er at det må kunne overleve de svingninger og press det måtte bli utsatt for gjennom levetiden. En produksjonsdelingsavtale kan være virksom i flere tiår, og i løpet av denne tiden er det lite som vil være konstant. Det stiller store krav til utformingen av mekanismene. Det er viktig at systemet er laget slik at det ivaretar begge parters interesser til ethvert tidspunkt i denne tiden. Dersom dette ikke er tilfellet, vil risikoen for at systemet kollapser være til stede – med de negative konsekvenser det har for både staten og den private part.

Produksjonsdelingsavtaler kan være et godt rammeverk for å sette sammen fornuftige fiskale pakker som ivaretar disse hensynene. De fordelingsmekanismene man har til rådighet kan settes sammen på så mange forskjellige måter at det sannsynligvis kan tilpasses ethvert oljeproduserende lands behov. Utfordringen ligger i å identifisere disse behovene og sette sammen mekanismene til en helhet deretter.

Litteraturliste

- Aftenbladet.no (15.08.2012) *Oljeselskapene bør ta regningen. I: Aftenbladet.no*
15.08.2012 2012.
- Alvik (2011) Ivar Alvik. *Contracting with Sovereignty. State Contracts and International Arbitration*. Oxford og Portland, Oregon: Hart Publishing, 2011.
- Anderson (1985) Robert O. Anderson. *Fundamentals of the Petroleum Industry*. London: Weidenfeld and Nicolson, 1985.
- Angola PSA (udatert) *Angola Production Sharing Agreement*, Udatert.
- Angola PTL *Republic of Angola Law on Taxation of Petroleum Activities*, 2004.
Oversatt av Correia Miranda, Amendoeira & Associados.
<http://www.eisourcebook.org/cms//files/attachments/fiscal-design/Angola%20-%20Petroleum%20Taxation%20Law%202004.pdf>. [Sisert 20.09.2012].
- Bangladesh PSC (2008) *Model Production Sharing Contract, Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla), 3 Kawran Bazar Commercial Area, Dhaka-1215*, 2008.
- Bindemann (1999) Kirsten Bindemann. *Product-sharing agreements*. Oxford: Oxford institute for energy studies, 1999.
- Brækhus (1975) Sjur Brækhus. *Rettslig vurdering av hittil meddelte tillatelser til utvinning av petroleum på den norske del av kontinentalsokkelen. Særlig om den norske stats adgang til å foreta en tilbakevirkende regulering av vilkårene for tillatelsen*. Oslo, 1975.
- Business Standard (24.05.2011) *Cairn contests ONGC royalty recovery claim*.
I: Business Standard 24.05.2011 2011. <http://www.business-standard.com/india/news/cairn-contests-ongc-royalty-recovery-claim/136260/on>.
[Sisert 13.01.2013].
- California RTC *California Revenue and Taxation Code*.

- Cameron (2010) Peter D. Cameron. *International energy investment law : the pursuit of stability*. Oxford: Oxford University Press, 2010.
- Collier (2010) Paul Collier. *Principles of resource taxation for low-income countries*. I: The Taxation of petroleum and minerals : principles, problems and practice. Michael Keen, Philip Daniel [et al.] (red.). London: Routledge, 2010. s. 75-86.
- Daniel et. al. (2010) Philip Daniel [et al.]. *The Taxation of petroleum and minerals : principles, problems and practice*. London: Routledge, 2010.
- Dennis v County of Santa Clara (1989) Dennis v County of Santa Clara. (California Court of Appeals, Sixth Appellate District 215 Cal.App.3d 1019).
- DNO-Tawke *Production Sharing Contract, Tawke Block, Kurdistan Region between the Kurdistan Regional Government of Iraq and DNO Iraq AS*.
- Duval (2009) Claude Duval [et al.]. *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*. 2. utg. New York: Barrows Company, 2009.
- Ekvatorial-Guinea HL (2006) *Hydrocarbons Law No. 8/2006, of 3 November of the Republic of Equatorial Guinea.*, 2006. <http://www.ogel.org/legal-and-regulatory-detail.asp?key=4445>. [Sitert 27.09.2012].
- Ekvatorial-Guinea PSC *Ekvatorial-Guinea PSC*, Udatert.
- Fleischer (1975) Carl August Fleischer. *Grunnlovens § 97. I: Jussens Venner* (1975). s. 183.
- Gao (1994) Zhiguo Gao. *International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions*. London: Graham and Trotman, 1994.
- Holte (2011) Kristin Tosterud Holte. *Balanseklausuler og stabilitet i petroleumskontrakter - no clause is an island*. Masteroppgave for graden Master i Rettsvitenskap, levert 11.04.2011, Universitetet i Oslo.

- IIAPCO PSC (1966) *Product Sharing Contract Between [P.N. Pertamina] and [IIAPCO], 1966.*
- India PSC (2007) *Model Production Sharing Contract, Seventh Offer of Blocks, India, 2007.*
- Johnston (1994) Daniel Johnston. *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.
- Kusuma-Atmadja (1991) Mochtar Kusuma-Atmadja. *Indonesia's National Policy on Offshore Mineral Resources: Some Legal Issues 1*. I: Ocean Yearbook Online. Vol. 9 (1991). s. 91-103. <http://booksandjournals.brillonline.com/content/10.1163/221160091x00053>. [Siteret.]
- Le Leuch (1988) Honoré Le Leuch. *Contractual flexibility in new petroleum investment contracts*. I: Petroleum Investment Policies in Developing Countries. Nicky Beredjick og Thomas Wälde (red.). London: Graham & Trotman, 1988. s. 81-100.
- Libya PSA (2006) *Exploration and Production Sharing Agreement between National Oil Corporation and [...], 2006.*
- Lowe et al. (2002) John S. Lowe og Pauline M. Simmons. *Cases and materials on oil and gas law*. St. Paul: West Group, 2002.
- Nakhle (2008) Carole Nakhle. *Petroleum taxation : sharing the oil wealth : a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*. London: Routledge, 2008.
- Normprisforskriften (1976) *FOR 1976-06-25 nr 05: Forskrift om fastsetting av normpriser.*
- OECD (2010) *OECD Transfer Pricing Guidelines for Multinational Enterprises and Tax Administrations, 2010.*

- Petrsktl. *LOV 2010-06-25 nr 34: Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforkomster m.v. [petroleumsskatteloven].* 2010.
- Schøyen (1982) Per Schøyen. *Om normprissystemet.* I: *MarIus.* Vol. 73 (1982).
- Skeet (1988) Ian Skeet. *Opec: Twenty-five Years of Prices and Politics.* Cambridge: University Press, 1988.
- Sktl. *LOV 1999-03-26 nr 14: Lov om skatt av formue og inntekt (skatteloven),* 1999.
- Syversen (1991) Jan Syversen. *Skatt på petroleumsutvinning - petroleumsskatterettslige emner.* Oslo: Sjørettsfondet, 1991.
- Tanzania PSA (1995) *Model Production Sharing Agreement, Tanzania,* 1995.
- Teknisk Ukeblad (04.07.2012) *Krever ny Yme-plan.* I: Teknisk Ukeblad 04.07 2012. <http://www.tu.no/olje-gass/2012/07/04/krever-ny-yme-plan>. [Sitert 17.09.2012].
- Trinidad og Tobago MPSC (2009) *Trinidad og Tobago: 2009 Bid Round Deep Water Model Production Sharing Contract* (2009).
- Turkmenistan MPSA (1997) *Model Production Sharing Agreement for Petroleum Exploration and Production in Turkmenistan,* 1997.
- UNCTAD (2007) United Nations Conference on Trade and Development. *Bilateral Investment Treaties 1995-2006: Trends in Investment Rulemaking.* New York og Geneve: United Nations, 2007.
- Van Meurs (1988) Pedro Van Meurs. *Financial and fiscal arrangements for petroleum development - an economic analysis.* I: *Petroleum Investment Policies in Developing Countries.* Nicky Beredjick og Thomas Wälde (red.). London: Graham and Trotman, 1988. s. 47-79.

- Vernon (1971) Raymond Vernon. *Sovereignty at Bay: The Multinational Spread of U.S. Enterprises*. New York/London: Basic Books, 1971.
- Wittendorff (2011) Jens Wittendorff. *The Arm's-Length Principle and Fair Value: Identical Twins or Just Close Relatives? I*: Tax Notes International 18. april (2011). s. 223-249. <http://corit-academic.org/wp-content/uploads/2011/12/62TI0223-4.pdf>. [Siteret 05.06.2012].
- Yergin (1992) Daniel Yergin. *The prize : the epic quest for oil, money, and power*. New York: Simon and Schuster, 1992.
- Øst-Timor PSC (udatert) *Model Production Sharing Contract under the Petroleum Act, Øst-Timor* (Udatert).