

# LA CONTRATACION MUNDIAL EN PETROLEO Y EL CASO COLOMBIANO

*Carlos Guillermo Alvarez \**

## **1. Introducción: Cusiana y la política petrolera en Colombia**

La declaratoria de comercialidad del contrato de asociación de Santiago de las Atalayas (Cusiana) volvió a colocar el centro de la atención en el problema del petróleo.

En principio la tecnocracia económica dirigió la atención de la discusión sobre el resultado del ingreso de divisas. Nos llegó la "peste holandesa" y por tanto la destrucción de parte del sector exportador y una reasignación de los recursos hacia sectores cubiertos de la competencia internacional por sus características propias ("bienes no transables"); tal fue el mensaje emitido por los medios. En una palabra, el problema petrolero en Colombia parecería ser más bien de tipo monetario con eventuales efectos perversos en la economía real.

A decir verdad los problemas monetarios existen pero por la existencia de la economía real; el nivel de inversión efectiva, la política y las acciones concretas para el incremento de la productividad en el conjunto del aparato productivo, la presencia del Estado —solo o asociado con los capitales privados— en el desarrollo de sectores de punta y estratégicos para el conjunto de la economía son discusiones que se evaden o simplemente se ignoran. En este

---

\* Profesor titular Departamento de Economía. Universidad Nacional, sede Medellín.

sentido debería quedar claro que si se emprenden acciones predefinidas de conjunto, la economía real podría encontrar una tasa de cambio que no esté ni sub ni sobrevaluada.

Otro elemento que se evade es la discusión de una política petrolera que tenga que ver con el desarrollo nacional del sector.

En realidad la política petrolera, a más de su carácter marcadamente alcabalero, está ahora empeorada por el ideologismo liberal de moda; ello implicaría la virtual desaparición de la Ecopetrol si la sociedad no reacciona.

El cuadro "Participación del Sector Público en Cusiana" elaborado por Planeación Nacional y distribuido a los miembros de la Comisión Quinta del Senado, y que es casi el mismo del documento "El hallazgo petrolero de Cusiana y sus impactos macroeconómicos" de la dirección del D. N. P. (página 33, "Distribución de los ingresos públicos por Cusiana") ilustra, insistamos, el carácter esencialmente fiscalista de nuestra política petrolera; se efectúa un cálculo con hipótesis de precios muy distintas a las que se aceptan y manejan en los medios petroleros más autorizados, pues se estima creciente el precio del crudo a las hoy irreales tasas, incluso en términos corrientes, del 4.5% anual. Las estimaciones de precios las dice tomar el D. N. P. de un documento del Banco Mundial ("**Market Outlook for Major Primary Commodities**", 1992) ¡pero en el anexo al cual nos envía el documento para nada se menciona del petróleo!

Si miramos con detalle una serie de precios corrientes de tiempo largo, superior a 50 años, (véase en B. P. "**Statistical Review of world energy**", 1992) el comportamiento de los precios del petróleo poco tiene que ver con la devaluación y apreciación del dólar. Incluso en términos constantes la misma serie no manifiesta tendencias al alza, exceptuando quizá el choque petrolero del setenta. El problema de la tendencia del precio del petróleo se debe ligar a las leyes de formación del precio y no a las estimaciones de inflación (véase Alvarez, "**La Economía de la Energía y el precio**", Ensayos de Economía N° 6 U. N., Medellín, 1993). Incluso, si aceptásemos las hipótesis de formación de precios por la estadística avanzada (series de tiempo) las conclusiones finalmente adoptadas por el DNP son inconsistentes con sus hipótesis; en efecto, la presentación del precio histórico que hace el DNP para el período 1925-1972 en el pie de página de la p. 52, concluye que los precios reales son estacionarios por 48 años con una probabilidad de error máximo del 5% entre 1947 y 1972 y del 1% entre 1925 y 1947. La observa-

ción visual de la serie de precios corrientes nos autoriza a concluir lo mismo de la serie para casi 40 años; ¿cómo es posible a continuación recoger justamente la hipótesis de crecimiento constante de precios para el período 1994-2005?

Aunque diferimos totalmente de las hipótesis de precios retenidas por Planeación por excesivas, observemos algo adicional pero referido ya a la destinación del excedente: en el mismo cuadro se indica que del total de "ingresos públicos" en términos actualizados para el período 1994-2005, US\$ 13.807.6 MM. (o sea más de US\$ 33.000 MM. en términos corrientes), el 53.47% queda en poder del Gobierno central y sólo el 8.37% queda en la caja de Ecopetrol; el resto, el 38% va a parar a las cajas de las administraciones locales y regionales. La compañía estatal, en cuyas manos se deja la ejecución de la mal llamada política petrolera, es la cenicienta del negocio; el plan de expansión que diseñó Chona en el 86 apenas podría ejecutarse en un 20% con las utilidades que el DNP deja para Ecopetrol en Cusiana. (US\$ 1.164.2 en valor presente).

Los cálculos de nuestra modelación (ver el algoritmo de cálculo más abajo), en un escenario que llamaremos de precio constante, sobre la distribución del excedente suponen un precio inmodificado de US\$ 17/b.; una inversión total de US\$ 5.878.9 MM. hasta el 2015; unas reservas recuperables de 2.000 MM., una producción máxima de 600.000 b/d entre 1997 y el 2001, tasa de impuestos del 30%, de remesas del 12%, y la sobretasa sobre los impuestos de renta hasta 1997 y la contribución especial por barril hasta el mismo año, unos costos de producción y transporte de US\$ 2.4/b.

Con las hipótesis anteriores la distribución de los ingresos corrientes del sector público sería la siguiente:

Impuestos	US\$ 9.152.55	54%
Utilidad ECP	5.701.78	33%
Regalías	2.237.19	13%
<b>TOTAL</b>	<b>17.091.52</b>	<b>100%</b>

Si descontamos o actualizamos al 8% los mismos ingresos se reducirían aproximadamente a un 37%; es decir estaríamos ante un **valor presente neto de los ingresos públicos de US\$ 6.420.59 MM.**, es decir la mitad del ejercicio de Planeación. Adicionalmente aclaremos que nuestro ejercicio es hasta el año 2015 y el de Planeación sólo hasta el 2005.

La introducción de la transferencia del 75% de las utilidades de Ecopetrol al fisco nacional como se estima por el DNP, nos aclararía el monto de los ingresos disponibles de Ecopetrol, sólo US\$ 1.425.44 MM. corrientes (o US\$ 535 MM. en valor presente para 1994) en los 23 años del contrato, ¡es decir US\$ 61.98 MM. anuales! ¿Cómo esperar que una empresa petrolera sea capaz de continuar una política global en la materia si se le asigna por la autoridad central de "planeación" para inversiones el equivalente de perforar 2 pozos en el Pie de Monte Llanero o diez en "zonas fáciles"? El camino de la privatización del sector petrolero estatal pasa por la asfixia económica de la empresa estatal petrolera, para finalmente, rebajar cualquier posibilidad de negociación, en tanto ninguna agencia del Estado conoce el negocio. El sector petrolero y los recursos de hidrocarburos nacionales estarían en bandeja de plata para las multinacionales de la energía. Se explica entonces los "estudios" efectuados por "Asesoría y Gestión" contratados para despedazarla y "hacerla más competitiva", según la moda neoliberal al mando (véase El Espectador, "Cae el monopolio de Ecopetrol", Sept. 8/93, pp. 1b, 2b).

Podremos adoptar otro escenario de precios que llamaremos de "choque petrolero" para 1995; aquí el precio sube a US\$ 25/b hasta 1999, habida cuenta de un lado la estrechez en la capacidad instalada excedentaria del productor de equilibrio, la OPEP, que apenas podría suministrar unos 4 mbd adicionales a los 25 mbd que hoy entrega y, de otro lado, a la limitada capacidad excedentaria del mercado de refinados para responder a una reanimación excesiva de la demanda mundial que llegase a 75 mbd en 1995, es decir 10 mbd más que hoy; este choque entregaría a la OPEP US\$ 74.000 MM. anuales adicionales suficientes para aumentar su capacidad instalada invirtiendo el 50% de sus ingresos marginales en el período, unos US\$ 150.000, y colocar la oferta potencial en los 80 mbd, suficientes para reducir el precio a US\$ 20/b, que es el precio "objetivo" estimado aceptable por la organización, rentable, pero no atractivo para atraer la competencia de otros energéticos (crudos pesados, esquitos bituminosos, carbón etc.) o de otros productores de crudos livianos.

En este escenario las utilidades del negocio en Cusiana se amplían hasta unos US\$ 32.000 MM. corrientes en los 23 años, o sea unos US\$ 11.840 MM. descontados al 8%; el total retenido por los agentes locales se elevaría a unos US\$ 9.089.56 MM. (el 76.77% del total); si lo asignamos con los parámetros del DNP a Ecopetrol le tocarían US\$ 763.52 MM.; el gobierno central capturaría unos

US\$ 4.662.94 MM. y el resto como transferencias y regalías a las regiones, es decir unos US\$ 3.663.09 MM.

Como se ve, en este escenario de precios altos (no muy probable), para el período de 23 años se logra un ingreso neto del 64.3% en los 12 años estimado por el DNP.

**¡La sobrestimación de los ingresos por el gobierno central es evidente! ¿Por qué?**

Se nos antoja que la magnificación de los ingresos permite privatizar el transporte de crudo así sea con costos astronómicos, pues el negocio es bueno. Adicionalmente, si los descubrimientos en el Pie de Monte Llanero continúan, es una excelente oportunidad para privar a Ecopetrol de unas rentas de transporte y "multinacionalizar (privatizar) el transporte y consecuentemente la renta petrolera colombiana.

Con razón, hasta la modesta refinería (de US\$ 300 MM.), de que habla el vicepresidente de refinación de Ecopetrol en El Espectador (agosto 21, p. 3b) se estima que debe efectuarla el sector privado! Ni qué decir del programa de gas, con costo estimado de unos US\$ 3.000 MM. ni la exploración, ni la petroquímica.

Ahora si miramos el análisis del jefe del D.N.P. en el evento mencionado, es claro que existe una política premeditada para limitar el desarrollo de Ecopetrol privatizando de paso la renta petrolera de la Nación.

**"...se debe insistir en la importancia de que buena parte de las inversiones requeridas para el desarrollo y explotación de Cusiana sean adelantadas por el sector privado",** ya que **"se puede presentar un crecimiento excesivo de la empresa estatal que maneja el petróleo"**. Meridianamente claro, se deben buscar formas de transferir al "sector privado" la renta petrolera para que Ecopetrol no crezca.

En otro documento, la balanza de pagos de Cusiana, entregado en agosto en la Comisión Quinta del Senado con proyecciones hasta el 2005 (el presentado como cuadro 3 del documento comentado del DNP, p. 25) en el concepto "rentas de capital" que "incluye las cuotas de leasing para financiar la inversión en transporte", se da otra puntada del procedimiento para que ciertas inversiones "sean adelantadas por el sector privado". Veamos.

Si totalizamos las cifras hasta sólo el referido 2005 llegamos a

una suma superior a los US\$ 7.000 MM. para los costos que debe pagar el país a un inversionista privado como arriendo financiero por el transporte; si hablamos de transportar 1.200 MM. de barriles propios estamos ante el pago de US\$ 5.83 b, o sea 4 dólares más que el costo de transporte en ¡Caño Limón! Estamos hablando acá de una **inversión** transferida a un privado suficiente **como para construir varios planes de expansión** con 4.300 MW c/u. de potencia instalada (Urrá I, Porce II, Miel II, Riachón, Nechí, Fonce, Amagá, Cañafisto). (Ver datos en **Energética 8**, U. N., Medellín, p. 45).

Es decir, tendríamos casi que esperar otro choque petrolero para no quedar debiendo el costo de transporte y evidentemente toda la otra inversión.

## 2. La distribución de la renta petrolera en Colombia

En medio de la euforia de nuevos ricos que se vive en el país, un problema se hace de lado. ¿Cómo es la participación de la Nación en las utilidades del negocio petrolero? Excesivamente buena dice la tradición de la información próxima a las multinacionales. Ahora, en foro reciente algunos voceros oficiales alcanzaron a balbucear que los contratos colombianos son "competitivos" a nivel internacional y un reporte de la OLADE fue más lejos, la participación de las multinacionales en las utilidades del negocio en Colombia al 40% del total lo que la coloca en un buen sitio para competir. Veamos a información de OLADE.

---

### Participación gubernamental en la renta bruta petrolera

Gobierno	%
Angola	88
Tailandia	87
Indonesia	87
Egipto	85
Malasia	85
Ecuador	80
Perú	70
Colombia	62
Bolivia	60
Filipinas	60
Chile	60
Argentina	40

---

El Tiempo, 16/09/93

Esta última cifra contrasta con la que comentaremos más abajo de Arthur d'Little y difundidas ampliamente. Realmente necesitaríamos analizar la conceptualización de OLADE y examinar su forma de cálculo; en nuestras simulaciones con 9 contratos de asociación vigentes tenemos otro resultado:

**Distribución del excedente petrolero neto en Colombia**  
**Porcentaje**

<b>CONTRATO</b>	<b>Ecope- trol</b>	<b>Rega- lía</b>	<b>Impues- tos</b>	<b>Asocia- do</b>	<b>TIR asociado</b>
Oxi Cravo Norte	27.1	7.6	42.6	22.7	36.8
Chevron Cubarral	12.9	7.6	47.9	20	14.1
Petrocol Huila	34.9	12.6	36.1	12.6	11.2
Hocol Palermo	30.0	10.3	39.7	22.3	69.8
Lasmo Upía	22.8	16.1	52.4	8.8	12.8
Texas Guajira	32.3	4.3	36.8	26.6	37.2
Cusiana, (Precio constante 2.000 MB)	28.9	10.2	35.7	25.1	31.2
Colombia promedio ponderado					28
Colombia inv. total					> 23

La ponderación de la TIR la efectuamos con el tamaño de la inversión en los 9 principales contratos de asociación, incluyendo la última reforma tributaria que introdujo dos impuestos temporales para el sector petrolero y redujo el impuesto a las remesas al 12%. La inversión total considerada para el período analizado (1977-1989) fue de unos US\$ 3.700 millones, la exitosa fue de unos US\$ 1.800 MM.

Metodológicamente digamos que una cosa es la participación en la utilidad total del negocio y otra es la rentabilidad; parecería que Cravo Norte y Palermo son lo mismo, pero no; si miramos cuál es la tasa interna de rentabilidad, es mejor inversión Hocol Palermo pues tiene una TIR del 70%, mientras que Oxi-Cravo Norte "sólo" tiene una rentabilidad del 36.8%. Ahora, para Chevron-Cubarral en donde el socio atrapa el 20% del excedente, su rentabilidad es del 14.1%, en un rango bajo con relación al promedio de rentabilidad. Como en el mundo de los negocios es más importante la tasa de

beneficio por unidad invertida y no la participación en la masa de utilidades es más preciso el criterio de rentabilidad que el de participación global en los beneficios. Ahora, simulaciones que hemos efectuado sobre contratos internacionales, con un algoritmo de cálculo parecido al mostrado anteriormente para contratos muy grandes (superiores a 1.000 MM. BB.), colocan al contrato de asociación colombiano en el primer lugar de rentabilidad... para las multinacionales (véase más abajo).

Como se presentan dudas sobre el procedimiento de cálculo empleado ahondemos un poco en el asunto.

## **2. La economía del negocio petrolero en Colombia y el procedimiento del cálculo**

Parte de las dudas sobre la rentabilidad del negocio petrolero provienen del misterio con el que se manejan las cifras, los conceptos y los procedimientos de cálculo. Las multinacionales defienden sus intereses y aportan la información a su manera y sin duda entregan elementos para tener en cuenta. Desafortunadamente nunca se ha mostrado el procedimiento de cálculo. Por ejemplo la autorizada **Oil and Gas Journal** en una entrega de octubre de 1992, le asigna a Colombia una rentabilidad del 5% en operaciones de riesgo y una para las de "no riesgo" del 19%; sin tomarse la molestia de informar sobre las hipótesis que producen semejantes resultados.

Para las compañías multinacionales nuestra legislación no les presenta incentivos comparables a otros contratos; en parte tienen razón; la rentabilidad colombiana es baja en yacimientos pequeños; se puede afirmar sin temor a equivocarnos que en estos casos es regresiva.

El boletín N° 55 del Centro de Información de la Industria Petrolera (CIIP) interpreta "un estudio económico basado en un campo de petróleo ubicado en los Llanos Orientales, con reservas del 25 MM. de barriles, un precio de venta de US\$ 17/b, un costo de exploración de US\$ 0.83 por barril, y un costo de desarrollo de US\$ 1.24 por barril". Concluye a continuación el CIIP "El estudio dio como resultado que el Estado percibía sobre el 40% de la producción que recibía la Compañía Asociada, un 81.1%, con este porcentaje se colocaba Colombia en el quinto lugar entre los países



que más contribuían al Estado después de Indonesia, Perú, Malasia y Nigeria". Analicemos esta lectura.

En primer lugar aceptemos sin discusión que los costos de exploración y desarrollo son razonables lo mismo que el precio. Asumamos que si se afirma que el Estado percibe el 81.1% se habla del beneficio total del negocio. Aclaremos unos elementos adicionales; el Estado colombiano aporta capital de riesgo con su empresa nacional de petróleos, y es razonable que el capital estatal obtenga una recompensa por su riesgo como todo capital; del resto de países mencionados por el CIIP Egipto, Siria y China que perciben más del 80% en su simulación del negocio, lo hacen bajo el esquema de Contrato de Producción Compartida (CPC) donde en general el **Estado no arriesga capital**, aunque en algunos casos es discrecional de éste invertir o no como es el caso chino. Otro elemento que amerita ser resaltado del informe mencionado es su referencia a otras distribuciones en el mundo; se informa sobre los "países con activa inversión extranjera en los que la participación total de gobierno es menos del 80%; ahora, de los 49 mencionados no más de 10 países son de cierto potencial petrolero, pues producen más de 400.000 b/d, el resto son países completamente marginales. Su capacidad de negociación es mínima; las condiciones contractuales que puede incluir en sus propuestas de arreglos petroleros deben dar muchas ventajas a las multinacionales que arriesguen su inversión en regiones demostradamente poco productivas. (Dinamarca, Francia, Grecia, Suecia, Irlanda, Alemania, Camerún, Chile, Israel, Burna, Japón, Papú, Taiwán etc.). Este tipo de sesgos es completamente inaceptable.

Resaltemos eso sí un hecho de **notable desventaja del contrato colombiano**; la asociación colombiana de 50:50, lo mismo que la legislación tributaria local, no reconoce el tamaño del yacimiento y por tanto la rentabilidad de la inversión para afectar la distribución del petróleo excedente y consecuentemente las utilidades del negocio. Sin duda un yacimiento pequeño de 25 millones de barriles recuperables (esto es con una producción promedio de 3.262 b/d en los 21 años de duración del contrato) se le cobra la misma proporción de impuestos que un yacimiento de 115.000 b/d en promedio como sería Cusiana con sus hipotéticos 2.000 MM. de barriles recuperables.

Incluso en una simulación que hemos efectuado con datos históricos del contrato Lasmo-Upía con un aforo de unos 18 MM. de barriles, la participación del socio apenas llega al 17.3%. Claro está

que este factor objetivo es empleado a medias por algunos medios gubernamentales que están prestos a proponer la mejora de las condiciones contractuales en los campos pequeños, pero no hablan en parte alguna de imponer la progresividad en los campos grandes de acuerdo a parámetros internacionales. De hecho la progresividad del decreto 2782/89 si se la fuéramos a aplicar al contrato de Caño Limón daría de todos modos una TIR 25.4%, bastante competitiva, si la comparamos con la TIR obtenida por otros contratos a nivel mundial.

El punto de diferenciación es la progresividad de la participación de los diferentes Estados huéspedes para retener localmente los beneficios extraordinarios del negocio tanto en el evento de incrementos inusuales de los precios como en el caso de geologías muy favorables y producciones extraordinarias. El contrato colombiano y la legislación tributaria no consideran esta opción.

## 2.1. El procedimiento de cálculo diseñado

No hemos retenido el procedimiento del cálculo de los beneficios del negocio petrolero pensando en "el país" y la "multinacional".

En primer lugar, como lo señalamos atrás, en el contrato colombiano concurren de un lado el socio privado, en su mayoría capital multinacional, además la compañía comercial del Estado, ECO-PETROL, que administra fondos públicos como empresario y recolecta contribuciones como representante del propietario territorial (la Nación) a más de pagar impuestos y contribuciones y, finalmente, el Estado como representante de la Nación. Estos son los 3 agentes que se distribuyen el excedente en virtud de su distinta naturaleza; nos encontramos ante 2 empresarios, uno nacional y público, otro privado y un terrateniente. Sus lógicas son diferentes y se disputan la renta del subsuelo.

El algoritmo de cálculo lo construimos con datos técnico-económicos (costos de producción e inversiones, precios internacionales etc.) y elementos legales desprendidos de la legislación colombiana (impuestos pagados, tipo de depreciación de las inversiones, tasas adicionales, período de duración del contrato, prorrateo de los costos y la distribución física del crudo, por tanto los ingresos).

De la relación de los anteriores elementos surge un flujo neto para cada contrato anualmente, los cuales se repiten por el tiempo

de duración de éste. Al principio el flujo es negativo, pero a poco de empezar a ser comercial el contrato, los flujos son positivos y, en los aproximadamente 21 años de duración de la producción un cálculo financiero de largo plazo determina la bondad o rentabilidad del negocio para cada agente; lo más racional es calcular la rentabilidad de los capitales avanzados por los empresarios contrato por contrato. No es extraño que al final del contrato cuando el campo declina y mantenga ciertos costos fijos, los flujos sean negativos y por ello el socio acepte o busque la reversión; ya el campo está acabado pero no así sus obligaciones contractuales o sus costos fijos.

Hemos utilizado en principio datos históricos del desarrollo de las inversiones en los principales 9 contratos de asociación productivos en 1990; la información la suministró Ecopetrol a un investigador del CID/UN (Zuleta et al. "Evaluación de los contratos de asociación petrolera en Colombia" 1990) y no ha tenido rectificaciones. Hemos adicionado información histórica para los años 1990 y 1991 sobre precios y volúmenes de producción y hemos mantenido las proyecciones de inversiones y costos de producción que suministró a Zuleta Ecopetrol. Adicionamos elementos tributarios de reciente introducción con la reforma tributaria de Hommes hasta el plazo previsto (1995) y en consecuencia también redujimos el impuesto a las remesas al 12%. No incluimos la distribución progresiva a favor de Ecopetrol puesto que la norma no cobija a ninguno de los contratos hoy productivos. La mencionamos en el algoritmo para efectos de simular los efectos de su introducción en la rentabilidad del negocio en general.

El factor de rentabilidad acumulado es un índice para medir la utilidad que año por año obtenga la inversión del socio extranjero; nos serviría para una propuesta de imposición o regalías de acuerdo a la rentabilidad del negocio.

Para Ecopetrol el algoritmo de cálculo es similar, los impuestos de remesas no existen y, en el caso de la vigencia de la distribución progresiva del crudo, modificamos el renglón (9).

El algoritmo de cálculo es el siguiente:

**COLOMBIA**  
**ALGORITMO DEL CALCULO DE LA RENTABILIDAD Y LOS**  
**FLUJOS DEL NEGOCIO PETROLERO**

EMPRESAS ASOCIADAS	FORMAS DE CALCULO
(1) Total inversión anual	Datos históricos
(3) Utilidad neta acumulada	según Ecopetrol
(4) Factor de Rent. Acumul.	Sumatoria de (32)
(5) Precio	(3)/(2)
(6) Producción total	Histórico de Ecopetrol;
(7) Producción acumulada	constantes después
(8) Tasa de regalía	de 1992.
(9) Factor de distribución	Datos de Ecopetrol
(10) Pn. propia antes de regal.	Sumatoria de (6)
(11) Petróleo de regalía	La establecida por
(12) Petróleo de regalía acu.	ley (10% por socio)
(13) Precio de regalía	El establecido en el decreto
(14) Ingreso de regalía	ley 2782 de 1989
(15) Ingreso de regalía acum.	(6) * ((1) - (9))
(16) Producción propia	(10) * (8)
(17) Ingresos propios	Sumatoria de (11)
(18) Ingresos prop. acumulado	Dato Ecopetrol
(19) Costos totales	(11) * (13)
(20) Egresos (Gt Pn + Trans.)	Sumatoria de (14)
(21) Utilidad operativa	(10) - (11)
(22) Depreciación	(16) * (5)
(23) Utilidad bruta	Sumatoria de (17)
(24) Tasa de impuesto a la renta	Datos de Ecopetrol
(25) Masa imporenta	(19)/2
(26) Masa de imporenta acum.	(17) - (20)
(27) Utilidad remitible	Datos de Ecopetrol
(28) Imp. remesas	(21) - (22)
(29) Masa imporemesas	La establecida por la ley
(30) Masa de imporemesas acum.	(23) * (24)
(31) Total impuestos acumulados	Sumatoria de (25)
(32) Utilidad neta	(23) - (25)
(33) Flujo neto	La establecida por ley
(34) Tir van (10%, 12%)	(27) * (28)
	Sumatoria de (29)
	(26) + (30)
	(27) - (29)
	(32) + (22) - (1)
	@IRR(.12, Flujos)
	@NPV(.10, Flujos)
	@NPV(.12, Flujos)

Adicionalmente, hemos preferido referirnos más a la tasa interna de rentabilidad (TIR) que al valor actual neto (VAN), pues se entregan más referencias internacionales con este índice, pero su cálculo emplea el mismo flujo de fondos.

## 2.2. Los resultados obtenidos

Con el anterior algoritmo y en una hoja de cálculo corriente calculamos la TIR en los mismos nueve contratos de asociación analizados por Zuleta et al. Los resultados fueron muy parecidos; antes de introducir los nuevos elementos tributarios efectuamos un cálculo ponderado de la TIR para 9 contratos (Zuleta calcula 10); el promedio de la rentabilidad nuestra fue del 35% sin considerar la reforma tributaria; la de Zuleta virtualmente la misma.

Petroconsultants ("Evaluation of the current colombian contract and international contract comparasion", London, 1992) efectuó un análisis de rentabilidad, aunque utilizó más el VAN, informa también que para contratos grandes, de 1.000 MM. de barriles recuperables, es decir un Caño Limón, la TIR es del 40%; las hipótesis de precios de Petroconsultants es US\$ 20/b constantes, incluye el impuesto a las remesas del 20%, pero no el "impuesto de guerra". Si le incluimos en nuestro algoritmo de cálculo los mencionados impuestos que alteran el flujo de efectivo hasta 1995, mantenemos la hipótesis de precio constantes (US\$ 17) y recordemos que empleamos los precios históricos hasta 1991, el resultado del cálculo de la TIR es poco modificado: el 36.8%; la explicación es clara: el flujo se afecta pero en la parte final del contrato lo que no altera demasiado la rentabilidad.

**Nuestro procedimiento de cálculo es pues consistente con otros resultados conocidos.**

Ahora, simulando las condiciones de la distribución progresiva mencionado más arriba, en el cual Ecopetrol obtiene en contratos grandes una distribución del crudo neto 70:30 apenas se sobrepase la producción acumulada de 150 MM. de barriles, los resultados financieros de la multinacional se afectarían "notablemente", pues la TIR caería al 25.4%; las comillas son peyorativas; no parece que en las actuales condiciones de precios exista algún contrato de gran tamaño que entregue el 20% de TIR a una multinacional. Veamos parcialmente los resultados de una investigación en proceso:

## Tasa de Rentabilidad petrolera

País	TIR	Reservas. 2	Pn diar. 1
Angola	13-17**	1.500	553,2
Ecuador *	< 7	1.599,9	322,4
Malasia	20.8	3.700	661
Indonesia	23	91.450	1.370
Brasil *	13.6	3.030	640,7
Myanmar	< 5	50	15
China	22.5	24.000	2.833
Caño Limón	36.8		200
Colombia (promedio)	29	2.000	454,4
Nigeria	19	17.899	1.595

\* Contrato de servicios con riesgo

\*\* El 17% con costos propios en Producción costa afuera, el otro con costos Caño Limón.

1. Millones de barriles

2. Miles de barriles por día.

Fuente: Alvarez, C. G., "El mercado mundial de contratos petroleros, Universidad Nacional, Departamento de Economía, Investigación en proceso".

En Angola con un algoritmo de cálculo diseñado para Contratos de Producción Compartida y empleando la información contractual de Barrows hasta 1991 ("**World Petroleum Arrangements**", New York, 1992), adjudicando los costos de producción y desarrollo históricos, que recoge Adelman del MIT, menores de US\$ 1/b (Adelman y Shahi, "**Oil development-operating cost estimates, 1955-85**", Energy Economics, January, 1989) y los costos de inversión y de transporte de Caño Limón, la TIR ascendería al 17% en el evento de mantener los precios históricos del crudo colombiano y precios constantes hasta la terminación del contrato; en el evento un yacimiento pequeño la multinacional alcanza a tomar el 55% del excedente del negocio con una TIR muy alta, más del 200%. En cambio si se simula un campo grande como Caño Limón, con los mismos costos colombianos apenas capturaría el 5.2% y tendría una TIR del 23% si el precio fuera alto, US\$ 25/b. En general todos los otros resultados se simularon con los datos técnico-económicos de Caño Limón, pero la sensibilidad del ejercicio para costos reales no parece ser muy grande al juzgar por el caso de Angola. Sería muy difícil encontrar en países

exportadores competidores por fuera de la zona del Medio Oriente costos de producción y transporte menores a US\$ 2.5/b que son los estimados para Caño Limón. En fin, con una alternativa de precios históricos y de un precio futuro de US\$ 17/b constantes la legislación angoleña otorgaría a Caño Limón una TIR del 14%.

En China, otro CPC en un campo grande, el Estado captura hasta un 95% del excedente aunque hay una TIR relativamente alta; en Inglaterra y Noruega casos mencionados como de poca participación del Estado en campos pequeños en su contrato de concesión, no se indica que igualmente en campos grandes el Estado captura hasta el 85% de los beneficios.

Para Nigeria con la misma información contractual y los costos de Caño Limón, la TIR es menor al 20% con un precio de US\$ 18/b; con la información de Hocol-Palermo, la TIR del contrato nigeriano es del 36%, es decir la mitad de la rentabilidad simulada del caso incluyendo todos los nuevos impuestos y la distribución progresiva a favor de Ecopetrol.

Es claro pues que la legislación petrolera colombiana es ampliamente favorable en el ámbito internacional y que se le debe introducir cambios para flexibilizar la distribución de las utilidades del negocio, haciéndolo atractivo para pequeños campos, pero dejando al socio una rentabilidad similar a la de otros contratos grandes a nivel internacional y capturando el país la renta extraordinaria que hoy ingresa a las arcas de las multinacionales.