

## EL MERCADO MUNDIAL DE CONTRATACIÓN PETROLERA: DESCRIPCIÓN Y RENTABILIDAD

CARLOS GUILLERMO ÁLVAREZ H.\*

### INTRODUCCIÓN: EL ENTORNO DE LA CONTRATACIÓN

El descubrimiento de dos yacimientos gigantes de hidrocarburos en Colombia (Caño Limón, realizado en 1983, con una reserva de 1 000 millones de barriles; y el de Cusiana, contrato de asociación declarado comercial en 1993 con una reserva de 1 500 millones de barriles) al este del país en la región de los Llanos Orientales, ha colocado en los últimos diez años a Colombia en la mira de las compañías multinacionales de la energía, tanto para explorar como para clamar por mejores condiciones de contratación. De la misma manera la opinión pública colombiana se ha vuelto a inquietar sobre la importancia de la política petrolera nacional.

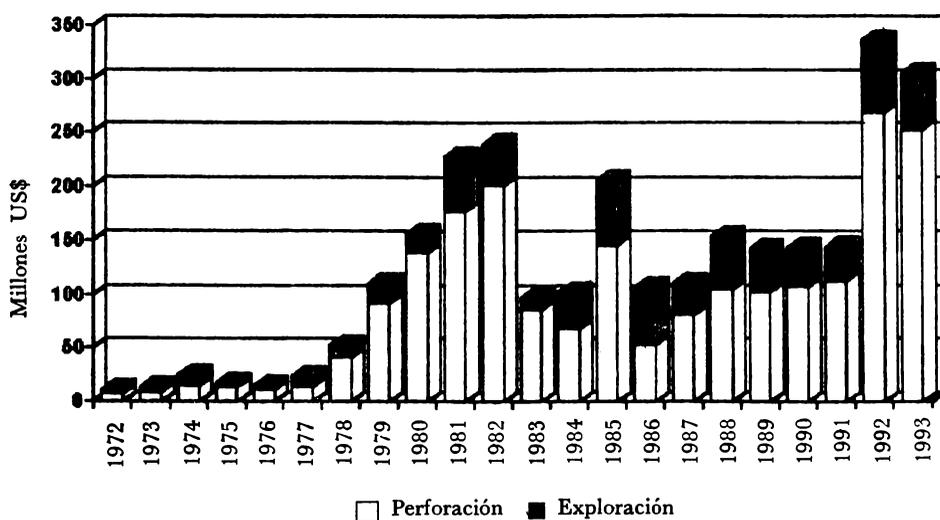
Sin duda la inversión extranjera ha sido de importancia en el sector en la década pasada y en la presente; es claro que las inversiones foráneas en exploración de superficie y perforación exploratoria son cuantiosas.

Con datos de Ecopetrol se sabe que en los primeros cuatro años de la década se invirtieron directamente 930.59 millones de dólares, o sea un promedio anual superior a los 230 millones de dólares anuales. La gráfica 1, nos muestra un periodo largo de inversión extranjera en la actividad exploratoria en Colombia; es claro, pues, que la actual década es importante a pesar de las reiteradas quejas que llegan a sugerir, in-

\* Profesor Titular del Departamento de Economía de la Universidad Nacional de Colombia. Sede de Medellín.

clusive, más beneficios para el capital multinacional,<sup>1</sup> el nivel de inversión exploratoria en Colombia es bueno; compárese con la actividad exploratoria en la pretendida nueva Meca de la inversión petrolera internacional, Rusia, que apenas recibió 155 millones de dólares de inversiones en 1992.<sup>2</sup>

GRÁFICA 1. *Inversión asociada en exploración y perforación, 1972-1993*



De la gráfica mencionada se puede señalar que la inversión extranjera en los últimos 14 años (1980-1993), empleó unos 176.7 millones de dólares al año, para un total de 2 475 millones de dólares; ahora, el mismo promedio de los últimos cuatro años<sup>3</sup> es 30 por ciento más, en promedio, que en la década pasada.

De todas maneras, es bueno tener presente que el actual nivel de precios, alrededor de US\$ 17/b, muy volátil además, no es muy atractivo para el desarrollo de inversiones de alto costo y de alta incertidumbre en su potencial, *en todo el mundo*.

<sup>1</sup> Ver la nota "Petroleras pagarán menos al fisco", *El Espectador*, p. 1B, enero 27, Bogotá.

<sup>2</sup> "Le courrier des pays de l'est", núm. 387, marzo, 1994 indica además que las perspectivas para 1993 eran parecidas. Petroconsultantes es de la misma opinión.

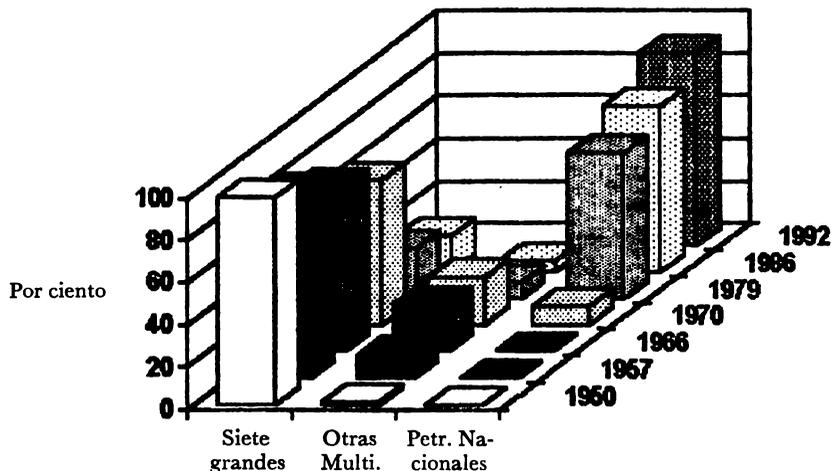
<sup>3</sup> Véase. "Estadísticas de la industria petrolera", ECP, 1994, p. 98.

Corroborando lo anterior recordemos que el *Drilling Report* de la acreditada *Oil and Gas Journal*<sup>4</sup> informa de una notable reducción de los equipos de perforación activos en el mundo para el periodo 1984-1994, que pasan de 3 090 a 1 806, es decir, una pérdida del 42 por ciento. Incluso *World Oil*<sup>5</sup> estima una disminución de los equipos activos del 1 por ciento para 1995.

Agreguemos, en fin, que Robert Beck, editor económico del mencionado *OGJ* informa<sup>6</sup> una notable reducción tanto de los beneficios netos como de los gastos de capital y en exploración.

Sin duda estructuralmente la rentabilidad del capital petrolero internacional ha caído notablemente como lo veremos más abajo; tal hecho es una de las rasgos principales de la industria petrolera internacional (IPI). Otra de sus características notables y estructurales es la caída en la propiedad de reservas por parte de las grandes multinacionales de la energía, a pesar de sus cuantiosas inversiones en la rama de alto valor agregado de la IPI. Veámoslo:

GRÁFICA 2. *Evolución en la propiedad de las reservas petroleras*



FUENTE: Vernon, R. *La promesa de privatización*, FCE, México, 1992, p. 241, y *OGJ*, varios números.

<sup>4</sup> *OGJ*, septiembre 19, 1994, p. 42.

<sup>5</sup> *WO*, octubre de 1994, p. 62.

<sup>6</sup> *OGJ*, agosto 29, 1994, p. 23.

La contraparte de la pérdida de reservas para las multinacionales fue el incremento del control por parte de un también reducido número de propietarios territoriales; es un hecho que hoy, una veintena de empresas de países propietarios controlan más del 95 por ciento de las reservas de crudo del planeta; la OPEP sola controla, como se sabe, 75 por ciento. Si consideramos además el gas natural, el nivel de control es parecido.<sup>7</sup>

En resumen, los hidrocarburos, que suministrarán a comienzos de la próxima década más de 58 por ciento<sup>8</sup> de la demanda mundial de energía primaria, son propiedad mayoritaria de un puñado de agentes. La energía es, como también se sabe, un bien absolutamente vital para la economía y la sociedad modernas; continúa siendo una mercancía estratégica y las clásicas herramientas de la renta, como las examinaron Ricardo, Smith y Marx, continúan estando al orden del día para el análisis de la economía de la energía.

No obstante, las multinacionales manejan el segmento del mercado de más valor agregado, por lo que un cierto nivel de colaboración (y de disputa claro está) en la distribución de la renta petrolera (absoluta y diferencial) se viene observando en la escena energética internacional en los últimos 20 años. Ahora la disputa de la renta también ha tomado forma en la transmutación de los propietarios territoriales tradicionales en también empresarios industriales, lo cual introduce elementos de lo que se podría llamar, racionalidad moderna en los propietarios. La capitalización de la renta es la divisa emergente; el conflicto cambia a una compleja disputa intracapitalista/terratendiente. Angelier<sup>9</sup> sugiere que se prefigura un elemento de menos sobresaltos en el mercado por la irrupción en la industrialización del petróleo de los terratenientes; el asunto es un tanto discutible, pues podría pensarse que un gran propietario como Arabia Saudita quisiera dominar totalmente el mercado y emprendiera en cierta coyuntura hostilidades contra los industriales (o sus colegas terratenientes) y tornara el mercado más inestable por periodos; de todas maneras el mencionado observador suministra irrefutable evidencia de la transformación de un sector de terratenientes también en empresarios.

Ahora, instancias estatales y multilaterales complementan el grupo de actores; es un hecho que las determinaciones tomadas por los gran-

<sup>7</sup> Véase cifras en *B. P. Review of world gas*, 1993.

<sup>8</sup> Ver. *World Energy outlook*, OCDE/IEA, París, 1994.

<sup>9</sup> "Le pétrole", *Economica*, París, 1990.

des prestamistas internacionales también se articulan en la disputa planetaria de la renta petrolera; las "cartas de intención" firmadas por algunos propietarios petroleros en problemas, se utilizan como herramienta de presión a favor de la pérdida del control de las reservas energéticas. Argentina privatizó su YPF con la presión del saneamiento de su balanza de pagos; el déficit venezolano y el tratamiento impuesto por el FMI precipitó la caída de Pérez y la penetración del capital petrolero internacional a una parte de las gigantescas reservas venezolanas; más recientemente en México tanto la implementación del TLC como la reciente devaluación del peso y su "apoyo" por el gobierno norteamericano tienen a las reservas mexicanas y a su mercado interior de petroquímicos y derivados como botín. En Colombia, particularmente, aunque la larga mano del FMI/BM no es tan visible hoy como en México, Argentina y Venezuela, sí actúa y ha dictado medidas de mayor liberalización cambiaria, monetaria y comercial (con resultados precarios) como las que comentamos más arriba, aunque la situación de déficit comercial, causada por la indiscriminada apertura, no alcanza los niveles mexicanos y se presenta más bien un proceso de revaluación, con riesgos menores al mexicano, pues la economía real también crece especialmente el narcotráfico y la inversión en bienes no comercializables.

Ya en este punto nos podemos preguntar: ¿cómo y por que ha evolucionado la relación contractual entre las multinacionales de la energía y los países propietarios de hidrocarburos?

### 1. LA CONTRATACIÓN Y SU EVOLUCIÓN EN LA DÉCADA DEL SETENTA

En primer lugar señalemos que en un contrato se relacionan o enfrentan varias partes. En los contratos petroleros un país propietario del subsuelo y un inversionista, usualmente extranjero y propietario del cuantioso capital indispensable para valorizar en su favor un recurso natural que no posee.

El centro de la negociación es la apropiación del excedente petrolero, que en términos más precisos lo denominamos renta del suelo (o subsuelo).

El control casi colonial del petróleo fue hasta hace unos 20 años la más importante fuente de beneficios para un puñado de compañías multinacionales. La literatura, incluso la panegírica de las petroleras,

es abundante en datos sobre lo visible del fenómeno.<sup>10</sup> Hablando en términos más rigurosos podríamos decir que la renta del suelo fue virtualmente expropiada a los propietarios del subsuelo por las históricas relaciones de poder que se habían establecido desde la expansión del capitalismo europeo y la transformaron así en capital.

Casi hasta 1973 las compañías fijaban el precio y asignaban así una pequeña parte de la renta a los propietarios territoriales; las concesiones obtenidas colonialmente eran la norma general de una peculiar contratación.

México, desde 1938; y Venezuela, desde 1945, comienzan a cuestionar el poder militar y político del imperio del petróleo, para emplear el conocido título del clásico trabajo de O'Connor.

La repartición del excedente 50:50 era lo máximo que se obtenía.

Los eventos geopolíticos de las décadas del sesenta y comienzos del setenta, lo mismo que el modelo económico energívoro occidental cogieron a contrapié al capital petrolero internacional, en 1973; y una rápida nacionalización por compra cambió las reglas del juego, en favor ahora de los propietarios del subsuelo, reformando así soberanamente la normatividad vigente.

En estas nuevas fórmulas se *materializan* los postulados de *captura de las rentas* diferenciales o absolutas *por* parte del *propietario territorial* y la compensación al nivel de la rentabilidad "normal" para el capital.

A decir verdad tales prácticas fueron observadas bastante bien y formalizadas bajo la forma de leyes con precisión por Ricardo y Marx desde el siglo pasado. No hay pues un gran invento en los propietarios territoriales de finales del siglo xx en su disputa con el capital.

Indonesia, desde 1966, impone un arreglo con el *capital* energético denominado de "Producción Compartida", que se transforma en modelo de contratación petrolera generalizado.

Se puede afirmar que, exceptuando Mar del Norte, los países exportadores de petróleo no pertenecientes a la OPEP adoptan este modelo; las multinacionales aceptan, desprovistas de reservas seguras para valorizar sus cuantiosas inversiones en la ramas más industrializadas de la refinación y petroquímica (IPI).

Adicionalmente, el lento proceso de ajuste en la estructura industrial, permite en un primer momento mantener en alto la rentabilidad

<sup>10</sup> La más reciente publicación de gran aliento es *La historia del petróleo (The Prize)*, traducida por Vergara, Buenos Aires, 1992.

del capital petrolero; ahora, cuando de conjunto la intensidad energética industrial baja en los grandes países industrializados y se deteriora la acumulación por asuntos internos a la producción capitalista, la tasa de rentabilidad y globalmente la IPI se tiene que ajustar a las nuevas condiciones. Veamos como se deteriora la rentabilidad del sector petrolero norteamericano, muy significativa en el ámbito internacional.

CUADRO 1. *Retorno sobre los activos propios 1980-1993 (porcentaje)*  
Industria petrolera norteamericana

<i>Empresa</i>	<i>1980</i>	<i>1982</i>	<i>1985-1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>
Arco	22	17	11.1	11.9	9.3
Exxon	22	14.7	11.1	14.1	15.2
Philips	21.7	11.2	8.5	5.5	8
Mobil	25	9.3	8.0	6.7	12.1
Texaco	21	9	7.6	7.1	10.4
Unocal	18.6	16.9	5.9	7.0	6.8
Oxy	34.6	5.7	5	neg.	7.2
Sun	16.8	10.3	4.6	neg.	14.5
Promedio de las 20 mayores de OGJ	>20%	(n.d.)	(n.d.)	5.3	10.1

FUENTE: *Fortune*, varios años, *Oil and Gas Journal (OGJ)*, varios números.

El contrato de producción compartida (CPC) se afirma, pues, como normal, cuando las tasas de rentabilidad del capital eran altas, y se torna aceptable por las multinacionales aun sin el control de las reservas; la década de los ochenta marca la caída máxima del precio hasta los US\$ 10 dólares por barril, en 1986, lo mismo que la disminución notable del consumo y la consecuente caída de la rentabilidad del capital petrolero.

El pico de consumo de 1979 de 62 millones de barriles diarios apenas se vuelve a ver en 1992, lo que indica el tamaño del proceso de reajuste del consumo; tasas de crecimiento de 1.5 por ciento se consideran hoy

prometedoras comparándolas con 7 por ciento de crecimiento en la década de los sesenta.

De todos modos la *concesión*, continúa siendo un contrato muy extendido, aunque en general no el de los grandes países propietarios de reservas.

Ahora bien, todos los elementos contractuales de los arreglos petroleros llegan al mismo punto: una determinada distribución del excedente o renta petrolera en el tiempo y en el espacio y por tanto a una determinada rentabilidad del capital asociado.

Tales términos van a concretar: tasas de impuestos directos e indirectos, tasas de regalías, limitaciones a la exportación de crudo o de divisas, distribución del crudo, tipos y plazos para la depreciación de las inversiones.

Digamos además que varios países proponen varios tipos de contratación. Nigeria sólo tiene un contrato de producción compartida (CPC) con Ashland Oil, la mayoría de sus contratos son de concesión, pero también tiene asociaciones o *joint ventures* donde su capital estatal participa. Egipto mantiene el CPC y la concesión. Angola tiene CPC pero con participación de su empresa estatal; es el mismo caso el de China.

Examinemos los grandes rasgos de los principales tipos de contratación antes de estimar la rentabilidad del capital invertido.

### 1.1. *El contrato de producción compartida*

Como decíamos el contrato indonesio ha sido el prototipo, y su generalización incluye países en todas las esquinas del planeta y con los más variados regímenes políticos: Angola, Nigeria, China, Malasia, Siria, Egipto, Túnez, Cuba, etcétera son un ejemplo de la variedad de países que ha adoptado tal tipo de contratación.<sup>11</sup>

En primer lugar es necesario aclarar que como norma, la totalidad de la *inversión de riesgo* la efectúa el socio extranjero; para las etapas de inversión en general, el Estado anfitrión se reserva un derecho variable de inversión.

<sup>11</sup> La mayoría de los elementos contractuales los hemos extraído de *World Petroleum Arrangements*. Barrows, Nueva York, 1991. También de "International Energy Conference on Natural Resource Management: crude oil sector", Moscú, 1992, Proceedings, OCDE, París, 1993. En Colombia encontramos una referencia más somera en: *Petróleo Colombiano: ¿Candididez o neocolonialismo?*, Vélez, A., 1992, y Participación del estado en el contrato de asociación petrolera, Isaza, J. F., Bogotá, Ediciones Continente, s.f.

Señalemos también que, como el nombre del contrato lo indica, la *producción física* se reparte entre el inversionista externo y el país anfitrión, propietario de las reservas.

La primera porción del crudo (o del gas) se denomina *petróleo de costo* y se destina para que el asociado externo recupere los costos de su inversión, usualmente imputable a los campos declarados comerciales. Como norma los gastos en exploraciones fallidas los pierde el inversionista. La segunda parte se denomina *petróleo de beneficio* y es la fuente de la utilidad para el socio y de renta para el anfitrión.

Tanto la proporción del crudo de costo como el de utilidad son objeto de negociación. Los dos elementos contractuales van a determinar tanto la distribución física del excedente como la rentabilidad de la inversión foránea. Ahora, el conjunto de normas, tanto de la recuperación de costos como de distribución del crudo de beneficios y las condiciones contractuales tributarias sobre los beneficios, determinarán la rentabilidad de la inversión. Recordemos además que no sólo se busca la rentabilidad inmediata de una inversión; el mantenimiento de un determinado inventario de hidrocarburos bajo tierra, mantiene la rentabilidad del largo plazo de la IPI y de las firmas individuales.

El *monto del crudo de costos* cada año es limitado contractualmente; así, por ejemplo, si se limita 25 por ciento del hidrocarburo extraído, quiere ello decir que si la producción total es muy grande, por la magnitud del yacimiento, se puede vislumbrar una recuperación del costo por la depreciación, en un periodo de cuatro años, lo cual es un buen incentivo. Se puede pactar un periodo fijo de recuperación de los costos de exploración en corto plazo (cuatro o cinco años por ejemplo), sin tener en cuenta la magnitud de la producción como otra alternativa.

Es más usual que el país anfitrión restrinja la magnitud del *petróleo de costo*, por ejemplo, 25 por ciento del crudo neto (es decir, deduciendo los costos directos de producción), pues si el campo es pequeño los primeros años de la producción no tendrían ningún beneficio contable; es decir, poca o ninguna utilidad para el país huésped.

*Después del periodo de recuperación* de costos, que se definió en el apartado del crudo de costos, el *petróleo de beneficio* es sujeto a una distribución contractual; se ha introducido una distribución escalonada lo cual genera una flexibilidad en la contratación. Lo más usual es que se presente, a partir de unos mínimos de producción, por ejemplo, hasta 25 000 b/d una distribución 50:50 entre los dos socios, hasta 50 000 b/d

una distribución 65:35 a favor del país y, en fin, una escala de distribución progresiva para el país anfitrión. La contratación yemenita llega a distribuir el crudo de beneficio 92:8 de grandes yacimientos.

Ahora, la contratación angoleña introduce ciertos elementos atractivos; en efecto, en campos pequeños una mayor proporción le corresponde al socio externo, comenzando con 30 por ciento, pero se llega a una participación de 80 o incluso 85 por ciento en yacimiento de gran producción diaria. La tasa de rentabilidad de un campo pequeño en Angola es bastante alto, en comparación con la norma internacional. (Véanse cuadros 2 y 3).

Como al fin la empresa multinacional obtiene beneficios es usual que se introduzca un elemento adicional, la tributación sobre beneficios netos; no obstante, este elemento es variable; se encuentran casos como el contrato libio donde la tributación es inexistente, pero la distribución del crudo es fuertemente progresiva a favor del país hasta impuestos sobre beneficios de 80 por ciento (en algunos contratos nigerianos), pasando por el impuesto de 48 por ciento de la legislación malaya.

Fuera de estos grandes rasgos, *la contratación incluye otros elementos* como: obligaciones mínimas de exploración, bonos o recompensas por descubrimientos o por superación de cuotas de producción, propiedad de los equipos al llegar a puerto local, tiempo de duración del contrato en todas sus fases, operación por la empresa estatal o el socio, participación de la empresa estatal en la administración, sistemas y entidades de arbitraje, etcétera.

En resumidas cuentas, tal contratación contempla una serie de cláusulas que llevan a una distribución de los costos y los ingresos al tiempo que sancionan una determinada tasa de rentabilidad al capital invertido por el socio extranjero. Aclaremos que este tipo de cláusulas son también usuales en otros tipos de arreglos.

Ahora bien, los otros tipos de contratación, que mencionaremos a continuación, a fin de cuentas sancionan un hecho similar: una cierta distribución de la renta.

### *1.2. Contrato de servicio con riesgo*

Es un contrato que no se ha generalizado mucho; en América Latina nuestra investigación ha examinado los de Brasil y Ecuador. La participación extranjera en Brasil se suprimió por la última reforma constitucional; es pues, un contrato que no se otorga más; de todas maneras

resaltemos que después del descubrimiento y declaratoria de comercialidad, Petrobrás, la empresa nacional del Estado, asumía la operación con supervisión y consejo del contratista que conservaba el derecho a invertir en el desarrollo y a comprar crudo; el arreglo ecuatoriano tiene alguna vigencia. Veamos sus características centrales.

Se otorga una licencia de exploración y extracción de crudo si el yacimiento es comercial. El socio privado asume totalmente el riesgo de la exploración; una vez encontrado el petróleo le presta al Estado ecuatoriano el servicio de ser agente industrial y éste, en contrapartida, compensa al contratista con una tarifa por barril producido.

Tal tarifa se calcula con una fórmula refinada que incluye varios elementos; en primer lugar la recuperación del costo de exploración más un interés por el capital invertido en tal actividad (usualmente la *prime rate*); adicionalmente se considera un factor de utilidad regresivo para el socio que garantiza un ingreso relativamente alto para el primer rango de producción, siendo decreciente el factor a medida que aumenta la producción, finalmente un factor decreciente de compensación que recoge el diferencial entre el costo unitario de producción y el precio internacional, es decir, si los precios internacionales suben, los ingresos del socio subirán también, pero en menor proporción que el incremento del Estado ecuatoriano.

### 1.3. Contrato de asociación. (Joint Venture)

No es el más usual para los nuevos países exportadores de crudo; se menciona, en la medida de ser el contrato vigente en Colombia, es sin duda bastante mejor (para las multinacionales) que los anteriores.

El contrato de asociación colombiano ha sufrido desde 1994 una reforma, y mejora los términos contractuales especialmente la tributación efectiva y los términos de participación del Estado en la renta petrolera.

Básicamente el contrato colombiano contempla:

1. Una inversión de riesgo del asociado extranjero que debe cumplir ciertos requisitos (inversiones en geofísica, sísmica, perforación) en cierto plazo, unos tres años prorrogables a otros tres.
2. Una evaluación de la solicitud de comercialidad por la empresa petrolera del Estado colombiano, Ecopetrol.

3. Una distribución de los costos atribuidos al campo declarado comercial por mitades entre Ecopetrol y el socio.
4. Un tiempo máximo de operación comercial de 22 años improrrogables hasta ahora, aunque el actual ministro de Minas y Energía propone ampliarlo.

En la mencionada reforma de 1994, el Estado colombiano modificó su contratación e introduce elementos de distribución progresiva, esto es de captura de la renta extraordinaria por la vía contractual. Se introduce un factor de rentabilidad acumulada ("factor r") que afecta la distribución del crudo a favor de la estatal local.

Tal factor permite la captura de los ingresos extraordinarios atribuibles bien sea a eventos de altos precios o altas producciones, habida cuenta de un gran tamaño del campo o a bajos costos de producción. Se obtiene burdamente de dividir las ventas brutas entre la totalidad de los gastos acumulados incluyendo los costos de producción; cuando el cociente sea la unidad, se infiere que el socio ha sacado toda su inversión de riesgo. Hasta este punto la distribución del crudo neto (pues se deduce una regalía de 10 por ciento para cada uno de los dos socios) es 50:50. De aquí en adelante el "factor r" divide el factor anterior de distribución (0.5) y se obtiene un nuevo factor de distribución que puede descender hasta 0.25; es decir, logra una distribución progresiva hasta 75 por ciento a favor de Ecopetrol, esto es del agente comercial e industrial del Estado en la actividad petrolera.

Los efectos simulados de la introducción del "factor r" en varios contratos colombianos los podemos resumir. (Véase cuadro 2).

Ahora, en una simulación no anexada, comparamos más bien una regalía flexible, y el resultado no es tan bueno como el anterior. Parece mejor, en definitiva, emplear un sistema de distribución del crudo que una regalía progresiva.

Sin duda la distribución física de la renta se mejora notablemente para el caso de grandes yacimientos descubiertos (o en eventos de altos precios); recordemos que desde la óptica de un país, puede ser una política razonable de largo plazo el regirse por la disponibilidad física de excedente y no por la rentabilidad del capital.

De todos modos la rentabilidad del capital energético foráneo continúa siendo competitiva en Colombia, como se observa en las columnas tres y cuatro, si lo medimos con parámetros internacionales que se han obtenido en la investigación, cuyos resultados mostraremos más adelante (cuadros 2 y 3).

CUADRO 2. *Simulación de los efectos del nuevo contrato de asociación en la rentabilidad asociada colombiana*

<i>Contrato</i>	<i>Aforo del campo en millones de barriles equiv.</i>	<i>TIR actual</i>	<i>TIR factor r</i>	<i>Participación actual en excedente</i>	<i>Part. nueva excedente neto</i>
Oxi-Cravo Norte	1.200	36.8%	28.14%	27.1%	14.27%
Hocol-Palermo	172	69.7%	22.97%	27.7	7.1
Cusiana B.P.	1.500	31.57	22.87	28.9	13.91
Texas Guajira	300	37.23	26.665	28.01	13.93
Tex. Nare	>100	19.7	16.86	26.33	15.73
Cocorná					
Lasmo Upía	17.7	12.83	8.14	8.8	4.18
Petrocol Huila	7.7	12.18	11.58	20.28	17.79

#### 1.4. *Concesión*

Como habíamos indicado atrás tal arreglo es el más generalizado en tanto es el más antiguo; se acepta en unos 122 países,<sup>12</sup> pero con la excepción de Nigeria, integrante de la OPEP; Egipto, país propietario de reservas significativas y no miembro de la OPEP, y los países del Mar del Norte, no es común en grandes países propietarios de reservas.

Ahora bien, como se trata de competir en el mercado, los países de poco potencial lo aceptan, incluyendo bajas tasas tributarias sobre los beneficios, “ventaja” que no parece haber logrado modificar la geología del planeta.

Los países propietarios de grandes reservas y que mantienen tal tipo de contratación disputan la renta por la vía tributaria; así, Nigeria

<sup>12</sup> Véase Barrows, 1991.

CUADRO 3. *Contratación internacional. Tasa de rentabilidad*

<i>País.</i>	TIR	<i>Potencial en reservas (en millones de barriles)</i>
Angola	16-17*	1.500
Ecuador <sup>1</sup>	<7	1 599.9
Ecuador <sup>2</sup>	17.6	
Ecuador <sup>3</sup>	24.1	
Malasia	20.8	3.700
Indonesia	23	91.450
Brasil <sup>4</sup>	13.6	3.030
Myanmar-Birmania	<10	50
China	22.5	24.000
Caño Limón-Colombia <sup>5</sup>	36.8	
Colombia (promedio)	>25	3.000
Nigeria	15.6	17.899
Libia	15.14	22.800
Egipto	20	4.500
Kasakstán	11	>10.000
Siria	20	1.700

\* El 17 por ciento con costos propios en producción costa afuera, el otro con costos Caño Limón.

<sup>1</sup> Contrato de servicios con riesgo, costos tipo Caño Limón.

<sup>2</sup> Contrato Oxy, bloque 15 producción 225 MM. BB., datos de costos *OGJ*, marzo, p. 56.

<sup>3</sup> Contrato Tripetrol, bloque 1, producción 40 MM. BB., datos *OGJ*, 1.c.

<sup>4</sup> Contrato de servicio con riesgo.

<sup>5</sup> Contrato de asociación.

llegó a retener 85 por ciento de los beneficios netos como impuesto y ahora aplica 65 por ciento; Noruega capta 65 por ciento entre el impuesto normal a las utilidades e impuestos especiales al petróleo. El Reino Unido rebajó los impuestos a la actividad petrolera en la época de la señora Thatcher y hoy existen inquietudes en los medios británicos por tal hecho.

En Colombia, por ejemplo, se mantienen algunas viejas concesiones, pero las han ido revirtiendo al dominio del país; la última fue la de DINA, administrada por Shell, que revirtió finalmente en 1994, pese a los esfuerzos jurídicos para mantenerla. Ahora, la tasa tributaria efectiva en Colombia es de 38.5 por ciento, por lo cual la concesión ha sido bastante rentable para el capital multinacional. Por ley, está prohibida actualmente.

En general la concesión colombiana, donde el riesgo exploratorio es asumido por la multinacional, le entrega virtualmente el derecho completo a explotar el descubrimiento. Como mencionábamos atrás la principal compensación es el impuesto, pero se suele pagar también una regalía (del orden de 12 por ciento) y ocasionalmente se asumen las obligaciones de entregar una cierta proporción del crudo para el mercado interior, de mantener en el país una cierta cantidad de divisas o de reintegrarlas a una tasa de cambio oficial, etcétera.

## 2. LOS RESULTADOS DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA INTERNACIONAL <sup>13</sup>

Ofrecemos a continuación un resumen de los resultados de un caso simulado para varios contratos internacionales en nuestra investigación <sup>14</sup> (casi todos CPC).

Metodológicamente digamos que los supuestos de la simulación generalizan los costos y precios históricos del yacimiento Caño Limón hasta 1992, con una producción de 1 000 millones de barriles, una inversión de unos 1 400 millones de dólares, incluyendo un oleoducto de 650 kms que cruza las tres cadenas montañosas del país de oriente al norte, con unos costos de producción y transporte del orden de los US\$ 2/b. Tal contrato, una asociación con Shell/Occidental, se simuló además considerando la tasa impositiva vigente del 38.5 por ciento, unos impuestos adicionales creados en 1992, una regalía total de 20 por ciento, un precio inicial histórico y constante de US\$ 17/b desde 1990 hasta la terminación del contrato.

<sup>13</sup> Para una presentación del procedimiento de cálculo y demás hipótesis véase: "La contratación mundial en petróleo y el caso colombiano", *Ensayos de Economía*, núm. 7, Departamento de Economía, Universidad Nacional, Medellín, diciembre de 1993. "El mercado mundial de contratación petrolera y el contrato colombiano: elementos para renegociar", *Economía Colombiana*, núm. 246, enero-febrero de 1994, Bogotá.

<sup>14</sup> Álvarez, C. G., "El mercado mundial de Contratación petrolera", trabajo en proceso, Departamento de Economía, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 1995.

Los resultados, pues, para un gran contrato que se desarrollará simultáneamente en los anteriores países, son ampliamente favorables para la multinacional si lo comparamos con un importante bloque de países propietarios que exportan crudo (excepto Birmania que apenas produce pequeñas cantidades).

Ahora, y todavía para comparación con el contrato colombiano, efectuamos una simulación de un campo pequeño de 15 millones de barriles de productos, con una inversión de unos US\$ 40 millones, con costos de producción y transporte de US\$ 6/b, precios históricos y campaña de producción del crudo del yacimiento colombiano Lasmo Upía y los resultados son los siguientes:

CUADRO 4. TIR *internacional*  
(Contratos de costo medio)

---

Nigeria	10%
Indonesia	27%
India	7%
Malasia	7%
Colombia	12.8%
Angola	25%

---

Incluso *otros contratos colombianos de costos altos* (véase cuadro 4). *Son muy competitivos.*

*En conclusión*, el contrato de asociación colombiano, a pesar de la campaña pública de las multinacionales por obtener mejores condiciones y asumiendo que los socios pagan efectivamente todos los impuestos (*que puede no ser el caso*) y con las condiciones históricas de precios y costos, es altamente competitivo en el panorama petrolero internacional, incluso tal contratación amerita ciertamente una revisión pero hacia la baja, es decir, hasta ajustarlo con la rentabilidad internacional para capturar las ganancias extraordinarias que la contratación actual permite al capital energético multinacional.