

**¿Es atractiva
la contratación petrolera
para la inversión privada
en Colombia?**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Ramón Fayad Nafab

RECTOR GENERAL (E)

Alexis Hjalmar Alberto de Greiff Acevedo

VICERRECTOR GENERAL

Lisímaco Parra París

VICERRECTOR ACADÉMICO

Elizabeth López Rico

SECRETARIA GENERAL

Fernando Viviescas Monsalve

VICERRECTOR DE SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Luis Ignacio Aguilar Zambrano

DECANO

Édgar Bejarano Barrera

VICEDECANO ACADÉMICO

CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO (CID)

Jorge Iván González Borrero

DIRECTOR

Edna Cristina Bonilla Sebá

SUBDIRECTORA

Mario García Molina

DIRECTOR OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA (OCE)

Luz Ángela Cubillos Olarte

Luis Felipe Roncancio Forero

Patricia Umaña Gaitán

COORDINADORES ÁREA DE SOPORTE ACADÉMICO-ADMINISTRATIVO

Adriana Elvira Barrios Giraldo / Juan Carlos Cárdenas Valero

Astrid Martínez

Editora

**¿Es atractiva
la contratación petrolera
para la inversión privada
en Colombia?**



Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Catalogación en la publicación Universidad Nacional de Colombia

Barrios Giraldo, Adriana Elvira

¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia? /
Adriana Elvira Barrios Giraldo, Juan Carlos Cárdenas Valero. — Bogotá : Universidad
Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas, 2005

98 p.

ISBN : 958-701-562-2

1. Concesiones (Derecho minero) - Colombia 2. Industria del petróleo - Contratos y
especificaciones 3. Petróleo - Legislación - Colombia I. Cárdenas Valero, Juan Carlos

CDD-21 343.0772 / 2005

© UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Facultad de Ciencias Económicas

Oficina de Comunicaciones

Ciudad Universitaria, edificio 310, oficina 115

Bogotá, D. C., Colombia

Teléfono (571) 316 50 00, extensiones 18 698, 12 349, 12 308

Fax (571) 316 50 00, extensión 18 698, 12 313

Correo electrónico ofcomunicid_bog@unal.edu.co

PRIMERA EDICIÓN

Bogotá, octubre de 2005

ISBN 958-701-562-2

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Ángela Vargas / Tiza Orión Editores

IMPRESIÓN

Ediciones Antropos

Prohibida la reproducción total o parcial de este libro sin autorización
escrita emitida por la Oficina de Comunicaciones arriba mencionada.

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	11
--------------------	----

EVALUACIÓN DE LOS RÉGIMENES FISCALES DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

Adriana Elvira Barrios Giraldo

[13]

1. MARCO TEÓRICO	15
1.1 Teoría de la renta de la tierra	16
1.2 El desarrollo de los regímenes fiscales en petróleo	18
1.3 El régimen fiscal óptimo	20
1.4 Regímenes fiscales de petróleo y gas	22
1.5 Algunas consideraciones adicionales	24
2. EL RÉGIMEN FISCAL COLOMBIANO DEL PETRÓLEO	24
2.1 El sector petrolero en Colombia	25
2.2 Características básicas del contrato de asociación	28
3. EL IMPACTO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	33
3.1 Contrato tipo A	33
3.2 Contrato tipo B	33
3.3 Contrato tipo C	35
3.4 Contrato tipo D	37

[7]

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	38
4.1 Metodología	38
4.2 Evaluación	46
4.3 Resumen de la evaluación	53
5. PUNTO DE REFERENCIA INTERNACIONAL	53
5.1 Comparación de los regímenes fiscales latinoamericanos	54
5.2 Criterios de clasificación	54
5.3 Resultados principales	58
6. CONCLUSIONES	60

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL NUEVO SISTEMA
DE CONTRATACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

Juan Carlos Cárdenas Valero

[63]

1. EL CASO DEL PETRÓLEO	65
1.1 Introducción	65
1.2 El nuevo contrato petrolero	65
1.3 Metodología y supuestos	67
1.4 Evaluación	68
1.5 Conclusiones parciales	76
2. EL CASO DEL GAS NATURAL	77
2.1 Introducción	77
2.2 Metodología y supuestos	78
2.3 Evaluación	79
2.4 Conclusiones parciales	87
3. CONCLUSIONES GENERALES	88
ANEXOS	90
BIBLIOGRAFÍA	93
GLOSARIO	97

ÍNDICE DE CUADROS, GRÁFICAS Y ANEXOS

PRIMERA PARTE

Cuadro 1	Evolución del contrato de asociación colombiano.....	29
Cuadro 2	Distribución de la producción.....	30
Cuadro 3	Distribución de la producción según el factor R.....	31
Cuadro 4	Distribución de la producción según el factor R-1997.....	32
Cuadro 5	Distribución de la producción según el factor R-30-70 (1999).....	32
Cuadro 6	Datos básicos para la evaluación económica (precios constantes).....	38
Cuadro 7	Ejemplo del cálculo del <i>state take</i> para el contrato tipo A.....	41
Cuadro 8	Ejemplo del cálculo del máximo riesgo sostenible promedio para el contrato tipo D.....	42
Cuadro 9	Valor presente neto por barril (descontado al 15%- US\$/b).....	46
Cuadro 10	Tasa interna de retorno.....	47
Cuadro 11	Máximo riesgo sostenible.....	48
Cuadro 12	Valor monetario esperado.....	49
Cuadro 13	<i>State take</i>	50
Cuadro 14	<i>Government take</i>	52
Cuadro 15	Resumen de la evaluación económica.....	53
Cuadro 16	Argentina.....	54
Cuadro 17	Bolivia.....	55
Cuadro 18	Brasil.....	55
Cuadro 19	Ecuador.....	56
Cuadro 20	Perú.....	56
Cuadro 21	Venezuela.....	56
Cuadro 22	Clasificación latinoamericana de los términos fiscales.....	59
Cuadro 23	Clasificación latinoamericana de los sistemas petroleros.....	59
Cuadro 24	Tasa de retorno a US\$10 por barril. Contratos tipo C y D.....	61
Cuadro 25	Tasa de retorno a US\$30 por barril. Contratos tipo C y D.....	61
Gráfica 1	Reservas probadas colombianas de petróleo.....	25
Gráfica 2	Producción colombiana de petróleo (1982-1999).....	27
Gráfica 3	Ejemplo. Cálculo del <i>state take</i> . Contrato tipo A.....	43
Gráfica 4	Ejemplo. Cálculo del <i>government take</i> Contrato tipo A.....	45
Gráfica 5	Análisis del <i>state take</i>	51

SEGUNDA PARTE

Cuadro 1	Cálculo del máximo riesgo sostenible para el nuevo contrato	68
Cuadro 2	Cálculo del <i>state take</i> para el nuevo contrato	69
Cuadro 3	Cálculo del <i>government take</i> para el nuevo contrato	71
Cuadro 4	Cálculo de valor monetario esperado	76
Cuadro 5	Resumen evaluación	76
Cuadro 6	Cálculo del <i>state take</i> para el nuevo contrato	79
Cuadro 7	Cálculo del <i>government take</i> para el nuevo contrato	81
Cuadro 8	Cálculo de valor monetario esperado	85
Cuadro 9	Resumen evaluación	87
Gráfica 1	<i>State take</i> para el nuevo contrato	70
Gráfica 2	Evolución de <i>state take</i> y del <i>government take</i>	71
Gráfica 3	Valor presente neto/b @ 15% para el nuevo contrato	72
Gráfica 4	Evolución del valor presente neto/b @ 15%	73
Gráfica 5	Tasa interna de retorno para el nuevo contrato	73
Gráfica 6	Evolución de la tasa interna de retorno	74
Gráfica 7	Máximo riesgo sostenible nuevo contrato	75
Gráfica 8	Evolución del máximo riesgo sostenible	75
Gráfica 9	<i>State take</i>	80
Gráfica 10	Evolución de <i>state take</i> y del <i>government take</i>	81
Gráfica 11	Valor presente neto por giga pie cúbico para el nuevo contrato (descontado a 15%-US\$/gpc)	82
Gráfica 12	Evolución del valor presente neto/b @ 15%	82
Gráfica 13	Tasa interna de retorno para el nuevo contrato	84
Gráfica 14	Evolución de la tasa interna de retorno	84
Gráfica 15	Máximo riesgo sostenible nuevo contrato	84
Gráfica 16	Evolución del máximo riesgo sostenible	85
Gráfica 17	Evolución del valor monetario esperado @ 15%	86
Anexo 1	<i>State take</i> nuevo contrato	90
Anexo 2	<i>Government take</i> nuevo contrato	90
Anexo 3	Valor presente neto por barril (desc. 15%) nuevo contrato	90
Anexo 4	Tasa interna de retorno nuevo contrato	91
Anexo 5	Máximo riesgo sostenible nuevo contrato	91
Anexo 6	Tiempo de captura nuevo contrato	91
Anexo 7	Relación beneficio-costos @ 15% nuevo contrato	92
Anexo 8	Valor monetario esperado	92
Anexo 9	Evaluación económica del nuevo contrato petrolero comparación Adriana Barrios	92

PRESENTACIÓN

Darle forma y continuidad al espíritu académico e investigativo sobre el tema petrolero en Colombia, requiere reconocer a aquellas personas que con su esfuerzo y conocimiento, nos brindan su aporte teórico, social y humano y nos enseñan a pensar, a estudiar y a seguir trabajando. Este es el caso de Adriana Elvira Barrios Giraldo y Juan Carlos Cárdenas Valero, quienes han analizado la situación del sector petrolero y hoy nos presentan el análisis, la metodología y los resultados de su estudio sobre los regímenes fiscales del petróleo y de los nuevos contratos de asociación.

Adriana Elvira Barrios Giraldo escribió como tesis de maestría para la Universidad de Sheffield el libro que hoy publica la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Colombia. Adriana se graduó como economista en esta Facultad y cursó también algunos semestres de la maestría antes de viajar a Inglaterra en comisión de estudios otorgada por Ecopetrol. En el segundo aniversario de su fallecimiento, la Facultad, a través del CID y del Observatorio Colombiano de Energía, a él adscrito, rinde un homenaje a su memoria con esta publicación.

Aunque los tres primeros capítulos de la tesis fueron ya publicados en *Energía y Desarrollo. Ensayos sobre hidrocarburos en Colombia y el mundo. Texto Número 1* en 2003, hemos incluido aquí la totalidad de la monografía para los lectores que no conocen la primera publicación y para no romper la unidad del trabajo.

El documento de Adriana tiene dos aportes importantes al estudio de la cuestión petrolera en Colombia. En primer lugar difunde en nuestro medio la literatura internacional relacionada con el tema de la renta petrolera, concepto necesario y de poco desarrollo teórico cuando se trata de diseñar instrumentos de política pública en países como el nuestro donde le asignaron la propiedad del subsuelo al Estado y le reconocieron por lo tanto el derecho a percibir un ingreso cuando permite su explotación por parte de los particulares. En segundo lugar propone una metodología para comparar diferentes tipos de contratos con base en la cual es posible determinar qué tan próximo es cada uno de ellos al contrato óptimo, el cual es aquel que maximiza la renta petrolera sin disuadir al inversionista privado de su aporte de capital de riesgo a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Como se dijo en la anterior publicación, el propósito de este esfuerzo es difundir la obra de Adriana, contribuir a su vigencia y propiciar nuevos trabajos en la misma dirección. Los ensayos de Juan Carlos Cárdenas Valero aquí incluidos se inspiraron en el trabajo de Adriana y permiten evaluar los últimos contratos de hidrocarburos en Colombia.

El libro se divide en dos partes. En la primera se presenta el trabajo de Adriana Barrios, donde se explora la evolución del contrato de asociación colombiano, evaluando desde una perspectiva económica los cambios más importantes y comparando el contrato con los términos fiscales ofrecidos por otros países latinoamericanos con el fin de determinar si los nuevos términos (1999) son "óptimos" para el país. El primer capítulo trata el marco teórico de los regímenes fiscales del petróleo. El segundo describe la evolución del contrato de asociación colombiano. El tercer considera el impacto general de este régimen fiscal en la industria colombiana de petróleo. El cuarto realiza una evaluación económica detallada del contrato de asociación usando un modelo financiero diseñado especialmente para este trabajo. El capítulo quinto presenta un punto de referencia internacional del contrato colombiano comparando sus principales características con las de otros seis regímenes fiscales latinoamericanos. Y finalmente el sexto capítulo contiene las principales conclusiones del estudio.

En la segunda parte, y a partir del trabajo anterior, Juan Carlos Cárdenas Valero, del Observatorio Colombiano de Energía, desarrolla una evaluación económica del nuevo contrato de hidrocarburos para los casos del petróleo y del gas natural, siguiendo la metodología desarrollada en la primera parte y donde muestra que bajo el nuevo modelo de contratación en hidrocarburos definido en 2003, el nuevo sistema de concesiones implantado puede ser más atractivo para los inversionistas en términos de la evaluación de los beneficios obtenidos, dependiendo de las características de los yacimientos, los niveles de producción y los precios internacionales.

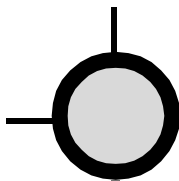
De esta forma se actualiza el análisis de la contratación petrolera y se alimenta una producción intelectual que pone énfasis en el estudio riguroso de los determinantes de la inversión privada en este sector en Colombia, con base en elementos objetivos de la prospectividad del país y de la competitividad de los términos fiscales del contrato. Con ello se logra el mencionado propósito. Animamos a los y las jóvenes investigadores a continuar con este esfuerzo para crear una capacidad local de diseño y discusión de las políticas públicas en Colombia.

ASTRID MARTÍNEZ O.

Profesora Asociada, Universidad Nacional de Colombia



1



Evaluación de los regímenes fiscales

DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

Por Adriana Elvira Barrios Giraldo



Colombia ha sido un país exportador de petróleo desde 1986. El petróleo que se exporta viene de la producción directa de la Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol) y de empresas petroleras extranjeras (FOCs). Tan pronto como una empresa petrolera descubre que hay petróleo, debe realizar un *joint venture* llamado "contrato de asociación", con Ecopetrol con el fin de poder explotar las reservas.

El contrato de asociación ha sido la base del régimen fiscal colombiano del petróleo desde 1969. Durante su historia, el contrato de asociación ha sido modificado siete veces, por diferentes razones. Por ejemplo, en octubre de 1999 el gobierno cambió considerablemente los términos del contrato, en un intento de motivar la inversión extranjera en el país.

En esta primera parte del libro se explorará la evolución del contrato de asociación colombiano, evaluándolo desde una perspectiva económica, para mostrar los cambios más importantes y comparando el contrato con los términos fiscales ofrecidos por otros países latinoamericanos con el fin de determinar si los nuevos términos (1999) son "óptimos" para el país.

1. MARCO TEÓRICO

Es frecuente que los países que cuentan con sus propias reservas de petróleo y gas en su territorio o bajo sus aguas territoriales carezcan de los medios necesarios para explorar y desarrollar esos recursos. El capital y la experiencia requerida para ello están muchas veces, aunque no exclusivamente, en manos de firmas multinacionales establecidas en países del occidente. Así surge una relación de dependencia mutua como un hecho económico vital. Los Estados pueden establecer regímenes fiscales (concesiones, licencias o cualquier tipo de acuerdo legal) entre ellos y las compañías petroleras para la exploración y el desarrollo de esos recursos naturales. Las compañías petroleras internacionales comparten o disputan petróleo, ganancias y el conocimiento con el gobierno. Como resultado de todo ello, surge una inevitable tensión entre los gobiernos y las compañías petroleras.

La meta de un país productor de petróleo y gas debe ser encontrar la distribución *justa* de la renta petrolera entre el Estado y la compañía petrolera internacional, buscando dos objetivos primordiales: atraer inversión extranjera y capturar tanto de la *renta económica* como sea posible. Simultáneamente, la compañía petrolera estará tratando de maximizar su ingreso. El resultado final depende del poder de negociación de la empresa estatal, de las compañías y de los países productores.

Este capítulo presenta el marco teórico de la distribución de la renta petrolera entre los gobiernos nacionales y las compañías petroleras multinacionales. La primera sección introduce el concepto de renta de la tierra, la segunda describe algunos de los regímenes fiscales¹ más comunes utilizados actualmente en el mundo y la tercera busca explorar el tipo de régimen fiscal que puede ser considerado como óptimo.

1.1 Teoría de la renta de la tierra

La teoría general de la distribución trata sobre cómo se divide la producción entre el dueño del capital, los trabajadores y el dueño de la tierra, que reciben ganancias, salarios y renta de la tierra, respectivamente.

Al principio del siglo XIX, David Ricardo expuso su teoría de la renta. Según él (1821), la renta de la tierra se explica por los costos crecientes de la producción agrícola por la productividad decreciente cuando esta producción se extiende. Existen tierras con diferente productividad que se cultivan en periodos sucesivos, comenzando por aquellas más productivas. En las tierras de peor fertilidad, para producir la misma cantidad de grano se necesita más capital. Así se vuelve necesaria la competencia entre agricultores para obtener las tierras de mejor calidad, lo cual le permitirá a los propietarios pedir y obtener mayor renta por el uso de su tierra. En las tierras de peor calidad no habrá renta, y, por lo tanto, el producto de la tierra de peor calidad sólo se dividirá entre salarios y ganancias.

El enfoque de Ricardo ha sido la base para la teoría de la productividad marginal de la renta (y la distribución del ingreso), desarrollada principalmente por Wicksteed (1894) y Marshall (1890). Según este enfoque, suponiendo perfecta sustitución entre

¹ En el contexto de este documento, un régimen fiscal debe ser entendido como cualquier tipo de acuerdo legal (una licencia, concesión, arrendamiento, contrato de servicios, acuerdo de distribución de la producción o de las ganancias, etc.) entre un país productor y una compañía petrolera multinacional, el cual autoriza a la compañía a explorar un pedazo de tierra y explotar los yacimientos que descubra. Un régimen fiscal normalmente incluye regalías, impuestos, pagos específicos y muchas otras condiciones.

factores de producción, competencia perfecta y un tipo especial de función de producción, la renta de la tierra está determinada por el producto marginal de ésta. En otras palabras, la utilidad marginal de un factor determina su valor. Sin embargo, siguiendo la tradición neoclásica es posible demostrar que la teoría clásica de Ricardo es *compatible* con la teoría marginal (i.e. las dos rentas son iguales bajo condiciones adecuadas) (Quadrio-Curzio, 1987).

Las visiones ricardiana y neoclásica no son siempre aceptadas. Según Mommer (1999), aunque la teoría ricardiana suena coherente, el hecho de que algunas áreas de tierras permanezcan rentables sólo marginalmente y, entonces, que sólo una muy pequeña porción de tierra pueda ser pagada, no prueba que los dueños de la tierra realmente acepten ese trato. Ellos podrían pedir un mínimo pago, *una renta de reserva de la tierra*². En este caso, algunas tierras no serán cultivadas porque algunos terratenientes estarían pidiendo rentas más altas. En consecuencia, la demanda será satisfecha con inversiones adicionales en un área más reducida, necesariamente a un costo marginal más alto. El resultado serán mayores precios del grano (Mommer, 1999):

"La renta de reserva de la tierra (la renta de la tierra mínima por debajo de la cual no se hace negocio) puede solo ser cero si sólo los dueños de la tierra están satisfechos con recoger la 'renta económica pura' (...) a pesar de lo poco de su monto. Pero convencer al propietario de aceptar un pago bajo puede costar tiempo y dinero. Por lo tanto, uno puede pensar que el dinero y el tiempo gastado en negociar puede ser usado más efectivamente constituyendo una renta de reserva de la tierra, i.e. un mínimo por debajo del cual no vale la pena hacer negocios" (Mommer, 1999, p. 5).

De acuerdo con la tradición neoclásica, se puede decir que en la industria del petróleo la renta de la tierra es la diferencia entre el valor de la producción y el costo de extraer el recurso natural (Johnston 1994a). Los costos de extracción consisten en los costos normales de exploración, desarrollo y operación, así como la tasa de retorno requerida. Como se dijo anteriormente, los gobiernos buscan capturar tanto como sea posible de la renta mediante su régimen fiscal.

En términos generales, los términos fiscales del petróleo pueden rastrearse de los contratos agrícolas en tiempos de David Ricardo. Citando a Bindemann (1999, p. 31):

"Existen tres formas principales de contratos en agricultura: cultivar directamente, arrendar la tierra por el pago de una renta y compartir la producción entre el dueño y el agricultor (*sharecropping*). Equivalente en petróleo son compañías

2 En palabras de Mommer, "Reservation ground-rent".

nacionales de petróleo sin socios extranjeros, el proceso de licitaciones de los Estados Unidos, y los acuerdos de distribución de la producción. Los *joint ventures* y las concesiones constituyen formas bastardas junto con éstos últimos de los contratos de renta fija".

En la minería y en la industria del petróleo, el compartir la cosecha también ha permanecido en la forma de regalías, que son una forma típica de pago de renta de la tierra (Mommer, 1999). Al principio, las regalías eran anualidades fijas, después se convirtieron, primero, en renta de la tierra por unidad de producto (regalía fija) y después, para tener en cuenta la variación de precios y la inflación, en unas regalías porcentuales. En esta modalidad, la renta de la tierra varía de acuerdo con el tamaño del descubrimiento, la intensidad de la explotación y los precios. Con regalías fijas, los terratenientes y los arrendatarios comparten el riesgo que tiene que ver con volúmenes; las regalías porcentuales también comparten el riesgo del precio.

1.2 El desarrollo de los regímenes fiscales en petróleo

Antes de determinar, si es posible, qué tipo de régimen fiscal es óptimo, puede ser útil observar la historia de los regímenes fiscales y describir algunas de sus principales formas.

La industria mundial del petróleo ha experimentado cambios radicales en la forma de los acuerdos legales realizados entre los Estados productores y las compañías privadas para el desarrollo de sus recursos naturales. Las primeras formas de régimen fiscal, antes de la década de 1960, fueron las concesiones, en las cuales una empresa petrolera internacional tenía el derecho a explorar y explotar los recursos petrolíferos en grandes áreas de tierra por largos periodos de tiempo. La compañía petrolera tenía dominio total sobre la programación y la forma en la cual se desarrollaban los recursos naturales³.

A finales de la década de 1960, algunos países reemplazaron las viejas concesiones por unas nuevas, con términos más *equitativos* para ambas partes. Estas aún le garantizaban a la empresa petrolera extranjera los derechos exclusivos para explorar, desarrollar y exportar petróleo, pero por periodos de tiempo limitados, compromisos exploratorios, cláusulas de reversión, regalías más altas, pagos de bonos, etc. Más tarde, en algunos casos, particularmente en el Oriente medio, los activos de las compañías foráneas fueron nacionalizadas. Al mismo tiempo, surgieron diferentes tipos de acuerdos

3 Para un ejemplo de concesiones véase Mikdashi (1966).

entre gobiernos y compañías: contratos de producción compartida, alianzas estratégicas⁴ y contratos de servicios. Comparados con las concesiones originales, estos acuerdos son menos favorables para las compañías privadas.

En esta etapa es importante mencionar la historia de las licitaciones en Estados Unidos. La industria petrolera del país del norte se desarrolló sobre la base de licitaciones sobre terrenos de propiedad privada. Usualmente, los licitantes deben ofrecer y pagar unos bonos a la firma del contrato, arrendamiento y unas regalías estándar al dueño de la tierra donde exista la posibilidad de encontrar petróleo. En territorios públicos, los gobiernos estatal y federal establecieron licitaciones públicas transparentes. Este régimen no sólo incluye regalías⁵ sino también impuesto a la renta. En la década de 1940, el modelo estadounidense comenzó a ganar importancia, y fue tomado como guía por otros países exportadores, que sólo tenían que pedir lo mismo que ofrecía el gobierno federal de los Estados Unidos, como dueño soberano de los recursos a las compañías que querían explorar en sus tierras (Mommer, 1999).

En general, una licitación es un método de transferir de lo público, a una compañía petrolera internacional, los derechos sobre el potencial de recursos de petróleo y gas. La licitación especifica la naturaleza de los derechos garantizados, un cronograma de pagos y el monto de las regalías. Dado el cronograma de pagos, la licitación se adjudica a la oferta más alta. Una licitación puede basarse en el pago de bonos, compartir las utilidades, mayores regalías o una combinación de todas estas.

Además, se aplican otro tipo de contratos. En 1966 el gobierno de Indonesia introdujo los contratos de producción compartida (Barrows, 1980). Este tipo de contrato divide la producción en proporciones predeterminadas entre el contratista y el gobierno, usualmente por medio de su empresa petrolera nacional. Se puede decir que este tipo de acuerdo es el tipo de régimen fiscal más común en el mundo y se utiliza en un gran número de países, entre ellos Egipto, Vietnam, Angola, India y Guatemala (Van Meurs, 1997).

Este tipo de contrato tiene tres elementos esenciales. Primero, existe un elemento de recuperación de costos. El dato varía entre el 20% y el 40%: es decir, entre el 20% y el 40% del ingreso de las ventas de petróleo o gas en el primer año se aparta para pagar los costos de exploración y producción en los que ha incurrido la compañía en el primer año. Si ese monto es insuficiente, el balance se lleva al segundo año y a los siguientes.

4 Barrows (1993) y Johnston (1994a) han sugerido que las alianzas estratégicas (*joint ventures*) no son un tipo de régimen fiscal, sino un tipo de contrato de servicios.

5 En la mayor parte de Estados Unidos la regalía es un octavo (1/8), y en otros un sexto (1/6).

Segundo, existe una participación en la producción. Después de deducir la recuperación de costos, se divide la producción entre la compañía y el Estado (esto puede ser 50%-50%, 60%-40%, etc.). El tercer y último elemento es el impuesto a la renta, pues las compañías petroleras usualmente están sujetas a pagar los impuestos de cada país sobre su participación en la producción. Adicionalmente existen otras previsiones en dichos contratos, relacionadas con la duración, el tamaño del área, la reversión, etc.

Otro tipo de régimen fiscal es el contrato de servicios. El contrato de servicios significa que la firma privada trabaja como contratista del Estado anfitrión. Los servicios de la compañía pueden ser pagados en dinero o en petróleo crudo o gas. Dependiendo de los términos precisos del contrato, todo el riesgo y la responsabilidad de la inversión recae sobre la compañía contratante, la cual también entrega el capital para exploración y producción. En el caso de un descubrimiento, los gastos de la compañía se reembolsan remunerando al capital y al riesgo.

El quinto tipo de régimen fiscal puede decirse que son las alianzas estratégicas (*joint ventures*), donde ambos, la compañía multinacional y el Estado (o su compañía estatal), participan activamente en la operación del campo petrolero y adquieren propiedad sobre una parte específica de la producción. Por lo tanto, además de las regalías e impuestos, el gobierno tiene derecho a una participación en las ganancias. Sin embargo, este beneficio es una retribución a su inversión puesto que comparte los costos operativos y de desarrollo con sus socios. Las primeras alianzas estratégicas entre compañías multinacionales y gobiernos se basaban en una participación 50-50, pero esta relación ha cambiado dando mayor o menor porcentaje a los gobiernos. Es normal que la compañía multinacional asuma la totalidad del riesgo exploratorio y que el gobierno entre a participar después de que se ha declarado la comercialidad del descubrimiento.

1.3 El régimen fiscal óptimo

Aunque la anterior sección resumió muy sucintamente los regímenes fiscales en cinco grupos (concesiones, licitaciones, contratos de producción compartida, contratos de servicios y alianzas estratégicas) existen tantos regímenes fiscales como países productores. La pregunta que surge ahora es: ¿existe tal cosa definida como un régimen fiscal óptimo? Teóricamente, éste es aquel que captura en forma eficiente toda la renta petrolera. Si el régimen captura la renta y *solamente* la renta, el impacto fiscal del régimen será neutro. Por ello, muchos autores enfatizan en la neutralidad como la principal característica de un régimen fiscal óptimo:

"Se dice que un impuesto es "mejor" si es "neutro" (...) el impuesto es denominado eficiente si no "distorsiona" el perfil de producción el cual es de por sí eficiente en ausencia de impuestos. La idea es cobrar impuestos sobre el excedente o la ganancia pura" (Neher, 1993, p. 322).

También se ha dicho que un régimen fiscal óptimo, bajo las circunstancias apropiadas, debe conducir a un óptimo de Pareto⁶ (Ramsey, 1980 y Leland, 1978). En otras palabras, debe conducir a una situación en la que es imposible mejorar los términos para una parte sin empeorar los términos para la otra. Éste debe alcanzar las aspiraciones legítimas de ambas partes, el Estado y la compañía multinacional (Gao, 1994).

Aunque es posible construir una larga lista de objetivos, buscados por parte de países y compañías (véase Gao, 1994 y Johnston, 1994), se pueden resumir en que el principal propósito de un gobierno anfitrión debería ser "maximizar la riqueza de sus recursos naturales estimulando niveles apropiados de exploración y producción" (Johnston, 1994a, p. 17). Los objetivos de una compañía deberían ser "obtener ganancias y maximizar la riqueza, encontrando y produciendo reservas de petróleo y gas al menor costo posible y con la más alta tasa posible de ganancia" (Ibíd., p. 18).

Se ha probado que bajo competencia perfecta, sin incertidumbre y sin aversión al riesgo, la licitación por bonos es el régimen fiscal óptimo, el cual distribuye eficientemente los beneficios de la explotación de los recursos naturales entre el gobierno y la compañía petrolera (Leland, 1978, Ramsey, 1980 y Mead, 1994). Sin embargo, la industria petrolera está llena de riesgos e incertidumbres (United Nations, 1995a); los costos de transacción y las asimetrías de información hacen que el mercado del petróleo se aparte del paradigma de competencia perfecta (Leland, 1978).

De otro lado, cada país es diferente en sus características geológicas, sociales y políticas; por lo tanto, se puede decir que para cada país debe existir un régimen fiscal especial, más adecuado para sus propios requerimientos que otros regímenes. En un muy amplio y simple método de clasificar los regímenes fiscales de petróleo y gas, se pueden distinguir aquellos que se basan en licitaciones competitivas, y aquellos basados en negociación bilateral. La siguiente sección explorará algunas discusiones sobre esas dos categorías generales.

6 La noción fundamental de optimalidad de Pareto es que no existe ninguna reasignación de recursos tal que alguien pueda mejorar su condición sin empeorar la condición de otro u otros.

1.4 Regímenes fiscales de petróleo y gas

1.4.1 Sistemas de licitaciones competitivas

Las licitaciones competitivas son el sistema usado en las aguas territoriales de los Estados Unidos "*Outer Continental Shelf*" (OCS). Las licitaciones consisten en ofertas sobre diferentes variables interesantes para el gobierno federal. Casi siempre la variable sobre la que se licita es el pago en efectivo o la firma de un bono, que deben ser entregados al gobierno antes de que se haga efectivo el convenio. Se ha llevado a cabo una vasta investigación académica buscando el sistema óptimo de licitación en petróleo y gas, particularmente por Leland (1978), Reece (1979), Ramsey (1980) y Mead (1994).

Mead (1994) ha sugerido que desde una perspectiva económica un sistema de licitaciones debe cumplir dos objetivos: maximizar el valor presente neto social de la renta económica, y permitirle a quien hace la licitación recoger toda la renta económica pura.

Según Mead, alcanzar el primer objetivo involucra por lo menos seis requerimientos: primero, para alcanzar una asignación de recursos óptima en el tiempo se requiere que el valor *in situ* del recurso se incremente con la tasa social de preferencia del tiempo. Este principio se deriva de Hotelling (1931) y en la práctica implica que el gerente de la mina o el yacimiento debe estar en completa libertad para repartir su producción en el tiempo de la manera que él desee, de tal forma que le permita maximizar el valor presente neto del recurso. En consecuencia, Mead se opone a que el régimen fiscal involucre compromisos, los cuales, por ejemplo, exigen que la empresa petrolera desarrolle un recurso descubierto dentro de 5 años o cederlo. Según Mead, una política de licitaciones eficiente debe dar incentivos para maximizar el valor presente neto del recurso enterrado⁷.

Segundo, también se deben maximizar los valores sociales, por lo tanto "cualquier poder monopolístico debe ser eliminado y la regulación gubernamental de la producción de petróleo y gas que no esté justificada por beneficios mayores que sus costos debe ser abolida". Tercero, el sistema de licitaciones debe, en el largo plazo, seleccionar los operadores más eficientes. Cuarto, la selección debe basarse en regulación sobre licitaciones y términos de referencia finales, no sujetos a modificaciones. Quinto, el sistema licitatorio no debe incentivar ineficiencias. Sexto y último, el sistema debe minimizar costos administrativos tanto para el gobierno como para el licitante.

7 En palabras de Mead (1994, p. 3), "El valor presente neto del recurso enterrado es el valor presente del recurso cuando se produce, menos el valor presente de los costos de exploración, desarrollo, producción y transporte hasta el punto donde se valora el producto".

Este autor concluye que, después de que se cumplan esas condiciones, la licitación que se ofrece sobre bonos, sin regalía u otros cargos, es más eficiente en capturar la renta que cualquier otro sistema. Citando a Mead, "un sistema puro de ofertas sobre bonos se aproxima al sistema óptimo". De igual forma Ramsey (1980) y Leland (1978) concluyen que los procedimientos de licitaciones competitivas llevan, *bajo las circunstancias apropiadas*, al resultado eficiente de Pareto.

Sin embargo, las circunstancias apropiadas no son fáciles de encontrar. Existen problemas en la solución generados por la presencia de información asimétrica, incertidumbre, riesgo y costos de transacción. Adicionalmente, donde hay altas expectativas de hallazgo, las ofertas de bonos pueden involucrar altos pagos de bonos y por ende un bajo flujo de inversiones, perjudicando el desarrollo del proyecto (Mommer, 1999).

1.4.2 Negociación bilateral

En el mundo del petróleo existe una fuerte competencia por capital de riesgo. Los países están cambiando continuamente sus términos fiscales para atraer inversión extranjera (Van Meurs y Seck, 1997). Pero también existe una fuerte competencia entre compañías por regiones con alta prospectividad geológica. Así, los gobiernos tienen la capacidad de tomar ventaja de esta situación imponiendo regímenes fiscales más favorables (en un sistema de licitación por bonos esto ocurriría automáticamente).

El éxito de los países productores en atraer capital extranjero y capturar tanta renta económica como sea posible dependerá de la posición negociadora, la capacidad de negociación y las circunstancias específicas de cada país (Bindemann, 1999). Cuando un gobierno o su empresa estatal entra a negociar con una compañía multinacional, quisiera asegurarse de obtener el mejor acuerdo posible dadas las circunstancias específicas del país. De acuerdo con Van Meurs y Seck (1997), existe una correlación entre los términos de un régimen fiscal y las condiciones geológicas y económicas. Citando a Van Meurs y Seck (1997):

"En un mundo competitivo, áreas con geología menos favorable, mayores costos y menores precios en boca de pozo, pueden ofrecer los mejores términos fiscales, mientras áreas con la mejor geología, menores costos y mayores precios en boca de pozo, pueden ofrecer regímenes fiscales más rígidos" (p. 40).

El régimen fiscal "óptimo" de cada país dependerá de su geología, posición negociadora y poder de negociación del gobierno. El gobierno puede pedir una renta de la tierra de reserva (Mommer, 1999). De otro lado, la compañía multinacional se sentirá

cómoda con términos fiscales rígidos si se justifican con un buen potencial geológico (Johnston, 1994a, p. 18).

El diseño de un régimen fiscal debe considerar incentivos, necesidades de inversión, riesgo geológico y de precios, y debe dirigir el riesgo del contrato (Bindermann, 1999).

1.5 Algunas consideraciones adicionales

El mercado de exploración y explotación de petróleo no es perfecto; los costos de transacción, los costos de vigilancia, la incertidumbre, el riesgo y los diversos intereses políticos lo hacen funcionar muy distinto a las soluciones competitivas. Por ejemplo, la existencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y su influencia sobre los precios del petróleo prueba que en esta industria los precios no son iguales al costo marginal.

Algunos países consideran el petróleo como "un regalo libre de la naturaleza o una propiedad común". Este parece ser el caso de la plataforma continental del Reino Unido (UKCS), donde para el desarrollo emprendido desde 1993, la exploración y explotación de petróleo no están sujetas a ningún régimen fiscal aparte del impuesto normal sobre la renta. Por otro lado, muchos países consideran el recurso natural como una propiedad nacional (o regional) y una fuente potencial de una renta internacional (o interregional) (Mommer, 2000). Estos países buscarán el régimen fiscal "óptimo" en maneras negociadas.

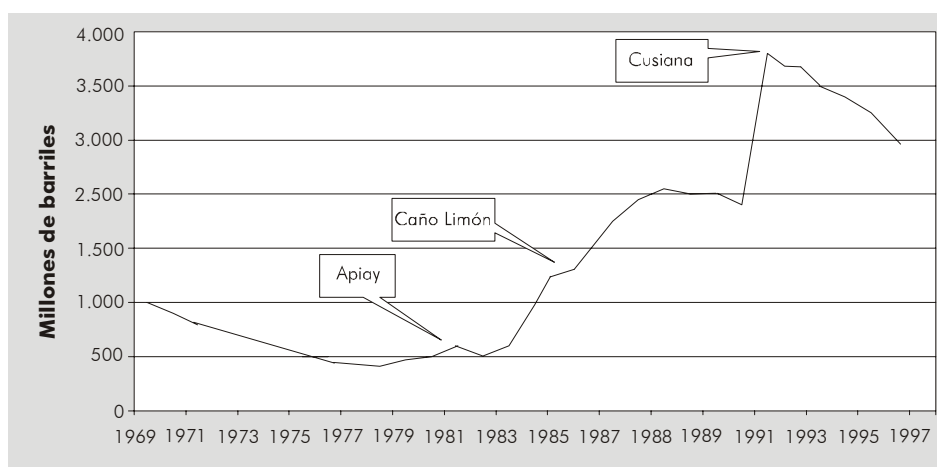
Se puede concluir que el descubrimiento de un régimen fiscal "óptimo" no puede ser una idea alcanzada sólo como una solución teórica. En verdad se podría afirmar que hay un régimen fiscal óptimo para cada país, que depende de los objetivos del gobierno, la clase de relación que éste quiere con las compañías petroleras extranjeras y de sus condiciones geológicas, políticas y regionales particulares. A la vez que estas condiciones cambian, el régimen fiscal también debería hacerlo.

2. EL RÉGIMEN FISCAL COLOMBIANO DEL PETRÓLEO

Colombia es un país exportador de petróleo, cuyas reservas probadas están declinando rápidamente. Es así como se ha dicho que de no hacerse nuevos descubrimientos en el corto plazo, Colombia empezaría a importar petróleo de otros países productores (Peruban, 1999).

Las reservas probadas de crudo de Colombia son pequeñas si se comparan con las de países exportadores como Venezuela o México. Colombia es el quinto mayor productor de América Latina y el cuarto en tamaño de reservas. Además, no solo las reservas de crudo han mostrado una tendencia decreciente, sino que la adición de nuevas reservas ha sido esporádica, como se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1
Reservas probadas colombianas de petróleo



Fuente: Ecopetrol (1999).

Esto implica que el país debe promover el desarrollo de este sector vital para la economía. Así, desde 1969 la estrategia escogida por Colombia para atraer inversión extranjera para la exploración y producción de hidrocarburos ha sido el "contrato de asociación". Éste ha sido modificado muchas veces desde su creación, algunas veces mejorando la situación del Estado, otras la situación de las compañías. Esta sección describe el origen del contrato de asociación y su evolución mediante sucesivas modificaciones, culminando en el modelo vigente desde 1999.

2.1 El sector petrolero en Colombia

La actividad exploratoria en Colombia comenzó en 1905 en una región cercana a Barrancabermeja, en el Magdalena medio colombiano; la explotación de esas reservas se hizo bajo el sistema de concesión. Desde el primer descubrimiento comercial

y hasta 1962, la zona del Magdalena medio aportó importantes descubrimientos. Las primeras concesiones otorgadas a compañías extranjeras contenían cláusulas de reversión a favor del Estado colombiano, característica que no era muy frecuente en las concesiones de la época. El primer descubrimiento comercial fue hecho en 1918 por la Tropical Oil Co., una subsidiaria de Standard Oil of New Jersey (ahora EXXON), y la producción comenzó en 1921.

En la década de 1930, la actividad exploratoria se extendió a la frontera con Venezuela, a la zona conocida como la Concesión Barco. Esos campos fueron productivos hasta la década de 1960, seguidos de importantes descubrimientos hechos por Chevron. En la década de 1940, la actividad exploratoria se enfocó nuevamente en el Magdalena medio donde, además de crudo, también se encontró gas y condensado. Algún tiempo después la actividad se extendió al Putumayo, en la frontera con Ecuador, donde la exploración estuvo por mucho tiempo en manos de Texaco.

En 1951 se fundó la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), tras la reversión de la Concesión de Mares por la Tropical Oil Co.

A principios de la década de 1960 se descubrió Orito, en el Putumayo. Sus reservas iniciales de cerca de 200 millones de barriles le permitieron al país exportar petróleo desde 1969. El panorama cambió radicalmente en 1973, año en que tan solo se perforaron 19 pozos exploratorios, y Colombia pasó a ser importador de crudo. La crisis del petróleo de ese año, y el consecuente incremento en los precios del petróleo, afectaron seriamente la balanza de pagos. El gobierno reaccionó, y una de sus políticas, llevada a cabo en octubre de 1974, fue fortalecer el contrato de asociación, que había sido creado por la ley 20 de 1969, pero se había mantenido inoperante. El decreto legislativo número 2310 de 1974, regulado por el decreto 743 de 1975, estableció que, a excepción de los derechos adquiridos por las concesiones aún vigentes, Ecopetrol sería la única autoridad para explorar y producir hidrocarburos en Colombia. Para ello, Ecopetrol podría realizar dicha actividad en forma directa o mediante contratos de asociación.

Fue así que en 1970 la producción nacional de crudo llegó a un tope de 220 mil barriles de petróleo por día (bpd), cayendo a 125 mil bpd en 1980. Para ese año las reservas de crudo se estimaron en 533 millones de barriles. Esta caída fue el resultado de la disminución de la actividad exploratoria.

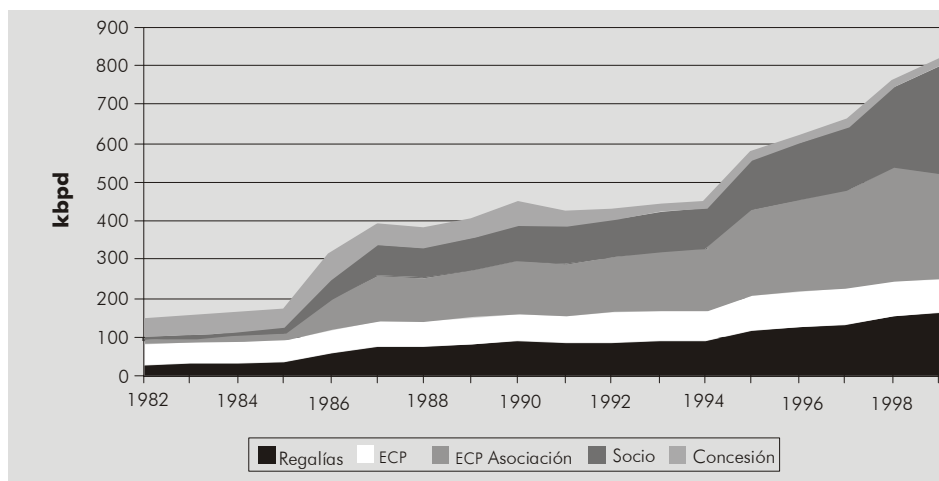
Luego, la actividad exploratoria se concentró en los Llanos orientales. Shell perforó anteriormente unos pozos en 1944, pero desde esa época virtualmente no hubo más actividad hasta finales de la década de 1960, cuando Chevron encontró 100 millones de barriles de crudo pesado en el campo Castilla. El hallazgo más significativo fue el de la empresa Elf Aquitaine en el campo Trinidad en 1974, un

hallazgo de crudo liviano. Elf hizo descubrimientos posteriores en el Casanare, e Intercol (subsidiaria de Exxon) encontró más crudo liviano cerca de Arauca. A pesar de una leve disminución de la actividad exploratoria en 1982-1983, Ecopetrol hizo importantes descubrimientos en el departamento del Meta. El escenario se transformó radicalmente en 1984 cuando Occidental Petroleum, la cual había comenzado actividades en Colombia en 1980, descubrió importantes yacimientos de crudo liviano en Caño Limón. Con esto, las reservas probadas de crudo se duplicaron en alrededor de 1 billón de barriles. Elf y Houston hicieron algunos descubrimientos en los Llanos orientales.

En 1986 vino el descubrimiento de Cusiana y en 1990 el de Cupiagua, adicionando 1,5 billones de barriles a las reservas de crudo. Después de Cusiana prácticamente no se hizo ningún descubrimiento importante hasta julio de 2000, cuando fue anunciado por parte de Braspetro de Brasil, el descubrimiento de aproximadamente 200 Mb reservas de petróleo.

La gráfica 2 describe la producción colombiana de petróleo desde 1982 hasta 1999. La producción nacional crece rápidamente hasta alcanzar un pico de alrededor de 815 mil barriles por día (bpd) en 1999. Esto se debió a la producción creciente de los campos de Caño Limón y Cusiana. Sin embargo, según Ecopetrol, en 1999 Cusiana probablemente alcanzó la meseta de su producción y desde ahora su producción declinará.

Gráfica 2
Producción colombiana de petróleo (1982-1999)



Fuente: Ecopetrol (1999).

2.2 Características básicas del contrato de asociación

El contrato de asociación colombiano es una alianza estratégica (*joint venture*) contractual, en la cual Ecopetrol es socio de una compañía petrolera (o un consorcio de compañías) para explorar y desarrollar yacimientos de hidrocarburos, y distribuir la producción después del pago de regalías. En términos generales, la compañía asociada asume el 100% del riesgo exploratorio y los costos de exploración, y Ecopetrol comparte costos pasados y futuros una vez el descubrimiento es declarado comercial. El contrato se rige por la legislación privada, y no tiene *ring fence*⁸. El contrato de asociación ha sido modificado muchas veces, pero éstas modificaciones se pueden resumir en cuatro tipos de contratos para petróleo: el contrato 50-50 (tipo A), el contrato de distribución escalonada (tipo B), el factor R (tipo C) y finalmente el factor R al 30%-70% (tipo D). Los principales rasgos de estos contratos se resumen en el cuadro 1.

2.2.1 Contrato tipo A: 50-50 (1969-1989)

Como se señaló anteriormente, en 1974 el gobierno colombiano reforzó el contrato de asociación creado en 1969. Este contrato tiene una vida máxima de 28 años, 6 para exploración y 22 para explotación. En la etapa de exploración todas las inversiones son hechas a riesgo del socio extranjero. El socio, sin embargo, tiene que perforar un número mínimo de pozos y asumir unos compromisos exploratorios. Después del descubrimiento comercial, el asociado debe entregar a Ecopetrol una regalía del 20% de los hidrocarburos producidos. La producción restante se distribuye 50% para el socio y 50% para Ecopetrol. La etapa de comercialidad implica abrir una cuenta conjunta en la cual las inversiones se distribuyen sobre la base 50/50. El asociado tiene el derecho de tomar la participación de Ecopetrol hasta pagarse en términos corrientes el 50% de los costos de exploración de los pozos productores anteriores al descubrimiento. Un comité ejecutivo con representantes de las dos partes administra la cuenta conjunta y el contrato.

El contrato contempla que cuando el asociado decide hacer una inversión sin el consentimiento de Ecopetrol⁹, después de deducidas las regalías, tiene derecho al 100% de la producción de ese pozo hasta pagarse el 200% del costo de perforación; después la producción queda sujeta a la división normal entre Ecopetrol y el socio.

⁸ No *Ring fence* implica que la compañía puede sumar y restar las ganancias en un proyecto con las pérdidas en otro.

⁹ Para más información ver Ecopetrol, contrato de asociación, modelo 50-50.

Cuadro 1
Evolución del contrato de asociación colombiano

	Contratos para petróleo			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Años	1970-1989	1990-1994	1994-1999	1999-
Regalías	20%	20%	20%	Regalía 5% Línea recta hasta 20%
Duración	28 años	28 años	28 años	28 años
Obligación exploratoria	Negociada	Negociada	Negociada	Negociada
Ring fencing	No	No	No	No
Alianza estratégica	50% ECP 50% socio	Producción acumulada 0-60Mb 60-90Mb 90-120Mb 120-150Mb 150Mb más	Factor-R 0-1 1-2 >2	Factor-R 0-1,5 1,5-2,5 >2,5
Reembolso constantes de los costos de exploración	50% términos corrientes	50% términos corrientes	50% términos constantes	30% términos constantes
Reembolso de los costos de desarrollo	50%	Según la participación	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción
Aplicación del factor R	N/A	N/A	Por contrato	Por campo

Nota: Esta tabla no incluye los términos especiales para gas.

Fuente: Ecopetrol, contrato de asociación, varias versiones.

En 1989, después del descubrimiento del gigante Cusiana, Ecopetrol se dio cuenta de que el contrato no distribuye la producción acorde con el tamaño del descubrimiento, e introdujo el contrato de asociación escalonado, según el cual la participación de la empresa estatal aumenta mientras crece la producción de petróleo y gas (contrato tipo B).

2.2.2 Contrato tipo B: distribución escalonada de la producción (1990-1994)

El contrato de distribución escalonada de la producción mantiene los principios generales del contrato 50-50, como duración, obligaciones exploratorias, etc. Igualmente, después de deducir el 20% de regalías, la producción se distribuye 50% para Ecopetrol y 50% para el socio. Sin embargo, el porcentaje de participación de la empresa petrolera estatal aumenta junto con la producción acumulada cuando ésta supera los 60 millones de barriles (Mb) de petróleo, según el siguiente cuadro:

Cuadro 2
Distribución de la producción

Producción acumulada (Mb)	Participación de Ecopetrol (%)	Participación del asociado (%)
0-60	50	50
60-90	55	45
90-120	60	40
120-150	65	35
Más de 150	70	30

Fuente: Ecopetrol.

Adicionalmente se introdujeron cláusulas buscando la transferencia tecnológica para Ecopetrol y el control ambiental.

En la segunda mitad de 1994 se diseñó un nuevo contrato (contrato tipo C). Bajo esta nueva modalidad la participación de la empresa petrolera estatal aumenta a medida que crece la rentabilidad del proyecto.

2.2.3 Contrato tipo C: factor R (1994-1999)

El contrato de distribución escalonada de la producción (tipo B) no reconocía el impacto de los altos costos o bajos precios sobre la rentabilidad del proyecto. Por lo

tanto, el factor R fue un intento por introducir una distribución más "justa" de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. Así, cuando la producción acumulada supera los 60 Mb, la distribución de la producción depende de la relación entre los ingresos y los gastos de la compañía en el proyecto, de acuerdo con el factor R. La definición del factor R colombiano es:

$$R = \frac{IA}{ID + GO + A - B} = \frac{\text{Ingresos acumulados}}{\text{Gastos acumulados}} \text{ del asociado en cada campo}$$

- donde: IA: ingresos acumulados del asociado (volumen x precio)
- ID: inversión de desarrollo acumulada
- GO: costos operativos acumulados del asociado
- A: costos directos de exploración en que ha incurrido la asociada
- B: reembolso acumulado de los costos directos de exploración

El cuadro 3 muestra cómo la producción de la compañía asociada y de Ecopetrol varía según el factor R.

Cuadro 3
Distribución de la producción según el factor R

Factor R	Participación en la producción de la empresa estatal (%)	Participación en la producción del socio (%)
<1,0	50	50
1,0-2,0	100 - 50/R	50/R
2,0 o más	75	25

Fuente: Ecopetrol.

El reembolso de los costos de exploración se debe hacer en términos constantes, actualizando los costos asumidos por el socio con la inflación real internacional. En 1995 se estableció que el reembolso debería incluir también los costos de los pozos secos y trabajos de sísmica. En 1997 se introdujeron nuevas modificaciones. La versión de 1997 estableció que el factor R sería aplicado cuando la producción acumulada de cada campo comercial excediera 60Mb de hidrocarburo líquido o 420 billones de gigas cúbicas de hidrocarburos gaseosos. Si se encuentra hidrocarburo gaseoso, el factor R opera de la siguiente manera:

Cuadro 4
Distribución de la producción según el factor R-1997

Factor R	Participación en la producción del socio (%)
<2,0	50
2,0-3,0	50/(R-1)
3,0 o más	25

Fuente: Ecopetrol.

La preocupación sobre la competitividad del régimen fiscal colombiano llevó al gobierno a modificar nuevamente el contrato en octubre de 1999.

2.2.4 Contrato tipo D: factor R 30%-70% (1999...)

El principal cambio hecho al contrato de asociación en 1999 fue disminuir la participación de Ecopetrol del 50% al 30% una vez el campo se declaró comercial, y cambió la forma como el factor R se aplica, acelerando la recuperación de costos del asociado. Cuando la producción acumulada es menor que 60 millones de barriles de petróleo o 900 billones de pies cúbicos de gas, la participación del asociado será el 70% después de regalías. Una vez es alcanzado ese tope, la producción se distribuye con el factor R según el siguiente cuadro:

Cuadro 5
Distribución de la producción según el factor R-30-70 (1999)

Hidrocarburos líquidos		Hidrocarburos gaseosos	
Factor R	Participación del socio (%)	Factor R	Participación del socio (%)
<1,5	70	<2,0	70
1,5-2,5	70/(R-0,5)	2,0-3,0	70/(R-1,0)
2,5 o más	35	3,0 o más	35

Fuente: Ecopetrol.

Igualmente se hizo un cambio en la ley de regalías, adaptando un esquema de pago escalonado de éstas. El nuevo sistema es aplicable a descubrimientos realizados después del 29 de julio de 1999 y comienza con una constante del 5%, siempre que la producción diaria del campo no exceda los 5 mil barriles de petróleo por día (kbpd) o su equivalente en gas. Hasta 125 kbpd la regalía aumenta en línea recta hasta alcanzar el 20%. Para el rango de producción entre 125 kbdp a 400 kbdp la regalía permanece en el 20%. Por encima de 400 kbpd, y hasta 600 kbdp las regalías son un

porcentaje variable calculado sobre la base de la ecuación de la línea recta sabiendo que el límite superior es 25%. Éste último porcentaje se aplica cuando la producción diaria de cada campo excede los 600 kbpd.

3. EL IMPACTO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN

3.1 Contrato tipo A

Se puede decir que el contrato de asociación tipo A (50-50) fue exitoso en la labor de atraer inversionistas extranjeros. Durante el periodo de vigencia se firmaron 289 contratos, en promedio 17 contratos por año, y los grandes descubrimientos de petróleo Caño Limón y Cusiana, se hicieron bajo esta modalidad. Más aún, más del 99% de la producción hecha junto con socios de petróleo, viene de contratos tipo A (Ecopetrol, 2000).

Al parecer el éxito de este tipo de contrato no dependió tanto de sus propias características, sino del contexto mundial. Aunque los términos del contrato eran bastante duros para las compañías internacionales, Colombia les abrió sus puertas mientras países con amplia tradición petrolera se volvieron hostiles hacia las compañías. A principios de la década de 1970, los gobiernos de los principales países exportadores expropiaron a las petroleras multinacionales estableciendo participaciones nacionales del 50%, 60% o, en muchos casos, el 100% de la propiedad y "las compañías extranjeras se convirtieron en operadoras" (Mommer, 2000). En esa época Colombia no era un productor importante y las primeras concesiones contenían cláusulas de reversión. De hecho en la fase anterior a los contratos de asociación, el Estado respetó a los inversionistas extranjeros, y sólo entró al negocio cuando revirtió la primera concesión.

Por otra parte, en 1973 la OPEP fijó unilateralmente el precio del crudo, manteniéndolo alto hasta 1985. Los altos precios estimularon el desarrollo de reservas de alto costo en países no-OPEP. Colombia fue uno de ellos.

3.2 Contrato tipo B

Después del descubrimiento de Cusiana en 1989, Ecopetrol se dio cuenta de que el contrato de asociación no sacaba provecho de los grandes descubrimientos; por lo tanto, cambió su participación en la producción según una distribución escalonada. En efecto, el cambio de 1989 se hizo buscando no mejores términos para atraer

compañías internacionales, sino un contrato menos regresivo¹⁰, más rentable para el gobierno. Este nuevo sistema fiscal (contrato tipo B, producción escalonada) aumenta lo que toma el Estado (*state take*) a medida que aumenta el tamaño del campo. Los términos del contrato escalonado hacen al contrato de asociación rígido y progresivo para campos mayores de 60Mb. El promedio ponderado del *state take* del contrato de producción escalonada era de 80,7% mientras que el del contrato tipo A es de 79,8%. Sin embargo, el *state take* para campos menores de 60 Mb de reservas recuperables es casi idéntico al del contrato tipo A¹¹.

El entorno internacional fue momentáneamente "propicio" para un régimen fiscal menos favorable para los asociados: la invasión de Kuwait por Irak en 1990 hizo aumentar notoriamente los precios del crudo y aumentó la necesidad por reservas de los países no-OPEP, aunque por un corto periodo de tiempo. De hecho, bajo el esquema de distribución escalonada de la producción se firmaron 72 contratos, en promedio 16 contratos por año. Sin embargo, los nuevos términos no parecían adecuados para algunos expertos en regímenes petroleros. Kemp (1994) evaluando el contrato de asociación escalonado colombiano dijo:

"La principal conclusión del sistema fiscal colombiano es que no está bien enfocado en la renta económica. Contiene elementos regresivos en la forma de cobrar regalías y contribuciones de guerra. La presencia de participación estatal supera los límites superiores del potencial inversionista. En un campo grande la participación del Estado puede ser extremadamente alta a un precio de US\$15/barril o menos, y los incentivos a la inversión están en peligro" (p. 305).

Igualmente, una comparación hecha por Petroconsultants en 1995 entre 110 países, ubicó el régimen fiscal petrolero colombiano en el puesto 91 de 110 para campos marginales, en el puesto 100 para campos económicos y de 104 para campos grandes¹².

10 Un régimen fiscal regresivo es aquel en que la participación del Estado sobre el flujo de caja neto (*state take*) varía inversamente con el tamaño del descubrimiento. Un régimen fiscal progresivo es aquel cuyo *state take* varía directamente con el tamaño (y rentabilidad) del campo.

11 Las únicas diferencias son las cláusulas de transferencia tecnológica y control ambiental.

12 Petroconsultants (1995) divide los campos en las tres categorías siguientes, basados en su "proyecto económico" (es decir, su pre-impuesto):

Categoría	NPV @ 0% (US\$/b)	NPV @ 15% (US\$/b)	IRR (%)
Marginal	6,0-11,0	0,2-2,2	15,9-30,8
Económica	11,5-16,8	2,3-4,1	31,8-53,8
Superior	17,4-26,5	4,2-9,6	57,5-100+

3.3 Contrato tipo C

En 1994 se hizo un nuevo cambio. El contrato de distribución escalonada sacaba ventaja de los campos grandes, pero desconocía los incrementos en precios o reducciones de costos. Una vez esto fue identificado, Ecopetrol reformó el contrato introduciendo el factor R (contrato tipo C). Una vez más, los términos se hicieron menos amigables para las compañías, y el *state take* promedio alcanzó el 82,5%.

Sin embargo, durante este periodo el negocio de ofrecer tierras para exploración a nivel mundial había aumentado y era más competitivo. La antigua Unión Soviética, Venezuela y muchos otros países comenzaron a abrir sus puertas incrementando el tamaño de las tierras disponibles. En palabras de Johnston (1994):

"Muchos países están re-evaluando su posición en el mercado mundial. La industria esta mostrando términos más competitivos especialmente en áreas remotas o de alto costo. Además, mientras las áreas maduran y el potencial mejora los términos necesitan ajustarse. La regalías tienden a disminuir y los bonos continuarán siendo más competitivos" (p. 50).

Según Van Meurs y Seck (1997), comparado con una encuesta hecha en 1995, en 1997 la tendencia general era hacia términos fiscales más atractivos para las compañías. En 33 países y regiones se hicieron cambios a los regímenes fiscales o se firmaron contratos más favorables de lo que resultó de la encuesta de 1995.

Las evaluaciones de competitividad de regímenes fiscales clasificaron el contrato tipo C como un cambio negativo. Van Meurs y Seck (1997) al respecto manifestaron:

"... el cambio negativo más dramático ocurrió en Colombia. Colombia ahora está ofreciendo términos de una estrella con su nuevo modelo de contrato. Este contrato incluye una nueva participación incremental del Estado basado en una tasa escalonada para campos de más de 60 millones de barriles" (p. 38)¹³.

Van Meurs y Seck clasificaron el contrato tipo C colombiano en el puesto número 44 de 50 contratos analizados. Petroconsultants (1995), ubicó el régimen fiscal factor R en el puesto 89 para campos marginales, el puesto 95 para campos económicos y el puesto 93 para campos grandes.

A pesar del incremento en la competencia internacional y los términos menos atractivos, el nuevo régimen fiscal colombiano fue aceptado por los compañías extranjeras, y

¹³ Van Meurs y Seck (1997) clasifican los regímenes fiscales asignándole un puntaje, desde el más atractivo (cinco estrellas) hasta el menos atractivo (una estrella).

entre la segunda mitad de 1994 y 1998 se firmaron 72 nuevos contratos, manteniendo el promedio anual de 16 contratos por año.

¿Por qué estos términos menos atractivos, en un ambiente más competitivo, llevó a los inversionistas extranjeros a seguir explorando en Colombia? Pareciera que la prospectividad geológica del país tiene un efecto más fuerte que el régimen fiscal. Por unos pocos años, el país pudo mantener su posición atractiva para la inversión extranjera en exploración de petróleo. Un estudio hecho por Petroconsultants (1998) ubicó los términos del contrato factor R como el número 10, de los más atractivos del mundo, basados en la prospectividad, el régimen fiscal y el riesgo político. La comparación de Petroconsultants tuvo en cuenta Cusiana como un descubrimiento reciente, los precios del petróleo entre 1995 y 1997 permanecieron por encima de los US\$18/b¹⁴ y la economía nacional estaba creciendo en forma estable¹⁵. Se ha dicho que dentro del contexto de factor de éxito y tamaño de campos, Colombia es el segundo país más atractivo en América Latina, siendo Venezuela la mejor opción (Ecopetrol, 1999a).

Sin embargo, el atractivo del país no pudo ser sostenido con bajos precios. En 1999 las compañías petroleras en todo el mundo reaccionaron drásticamente a los precios bajos observados durante 1998, y recortaron en un 22% las inversiones en exploración y producción en 1999 (Armengol y Germain, 2000). Simultáneamente comenzó un proceso sin precedentes de fusiones y adquisiciones entre compañías petroleras para reducir costos e incrementar su rentabilidad (Armengol y Germain, 2000). La competencia por capital extranjero aumentó. Como resultado; sólo un contrato de asociación fue firmado en Colombia durante 1999.

El sector petrolero representa más del 4,5% del producto interno bruto nacional, más del 20% de las exportaciones, y genera a través de regalías recursos importantes para los gobiernos regionales (Martínez, 1998). Pero, según Ecopetrol (1999) entre 1993 y 1997 las reservas probadas de petróleo han venido cayendo a una tasa del 5% anual. Las proyecciones muestran que las exportaciones de Ecopetrol pueden terminarse en 2003 si no se hacen nuevos descubrimientos. Como Carlos Rodado Noriega, expresidente de Ecopetrol ha expresado:

"Aunque hoy Colombia está en un pico histórico de producción, hemos mostrado que estos niveles no son sostenibles sin un incremento en el esfuerzo exploratorio

14 Los precios en este estudio se sujetan a West Texas Intermediate (WTI), que es el precio referencia para el petróleo crudo colombiano

15 La economía colombiana creció 3,2% en 1997.

y un reemplazo agresivo de reservas. Si no se hace algo una importante declinación de la producción ocurrirá comenzando en 2001... Para alcanzar las metas del país en el 2010 se requieren recursos cercanos a los US\$6 millardos en gastos de exploración y por encima de US\$9 millardos en gastos de desarrollo" (tomado de Peruban (1999)).

Así, al parecer era imperativo para el gobierno hacer los términos fiscales más atractivos para las compañías. Para inyectarle nuevo aire a la industria, en octubre de 1999 vino un nuevo cambio para garantizarle a la compañía asociada una mayor participación en las ganancias del proyecto.

3.4 Contrato tipo D

La reforma realizada a finales de 1999 mejoró las condiciones para los socios internacionales. El *state take* promedio cayó a 66,5%. El régimen fiscal más atractivo coincidió con mayores precios del petróleo, y pocos meses después de haberse anunciado el cambio, 13 nuevos contratos fueron firmados (PIW, 2000). Un año después una ronda licitatoria, Ronda 2000, resultó en otros 13 contratos de exploración y producción firmados (Ecopetrol, 2000b).

Para campos de más de 60Mb de reservas el nuevo contrato es progresivo, y aunque es ligeramente regresivo para campos pequeños, es menos regresivo que las viejas modalidades de contratos de asociación.

A pesar del cambio en los términos fiscales, existe una preocupación general sobre el clima político y de seguridad. Las publicaciones que se refieren al nuevo contrato siempre resaltan el "clima político inestable" como uno de los mayores obstáculos para la inversión (Financial Times, 2000, Financial Times, 2000a, Peruban 1999, Petroleum Economist 2000, PIW 2000a, PIW 2000b).

Como lo resalta un artículo de *Petroleum Economist* (2000):

"Tanto la economía colombiana como su estructura fiscal han mejorado, pero el riesgo de seguridad relacionado con los ataques de la guerrilla y los paramilitares hace al país menos atractivo".

Se puede decir que es muy pronto para establecer si el nuevo régimen fiscal será exitoso o no. Los precios del petróleo, el desarrollo del proceso de paz y muchos otros factores pueden afectar el éxito de los nuevos términos.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1 Metodología

Con la exposición de los cuatro tipos de contratos de asociación presentada en el capítulo anterior, ahora se realizará un estudio más analítico y detallado usando un modelo con algunas estimaciones sobre producción, precios, entre otros, para mostrar la evaluación económica.

En este estudio se usan 4 tamaños de campos, con reservas recuperables de 10Mb, 30Mb, 100Mb y 300 millones de barriles de petróleo. El cuadro 6 muestra la producción básica y los datos usados sobre los costos.

Cuadro 6
Datos básicos para la evaluación económica (precios constantes)

Año	Tamaño del campo: 100Mb				Tamaño del campo: 300Mb			
	Producción (Mb)	Inversión		Costos operación MUS\$	Producción (Mb)	Inversión		Costos operación MUS\$
		Explor. MUS\$	Desarro. MUS\$			Explor. MUS\$	Desarro. MUS\$	
2000	0,0	2,0		0,0	0,0	2,0		0,0
2001	0,0	2,0		0,0	0,0	2,0		0,0
2002	0,0	2,8		0,0	0,0	2,8		0,0
2003	0,0		19,0	0,0	0,0		35,0	0,0
2004	1,100		16,0	3,7	1,648		23,0	7,0
2005	1,400		5,0	3,9	3,749		21,0	7,5
2006	1,400			3,9	3,752		9,0	7,5
2007	1,205			3,8	3,249			7,4
2008	1,040			3,7	2,806			7,3
2009	0,893			3,7	2,430			7,2
2010	0,765			3,6	2,102			7,1
2011	0,656			3,5	1,816			7,1
2012	0,567			3,5	1,571			7,0
2013	0,487			3,5	1,359			6,9
2014	0,420			3,4	1,176			6,9
2015	0,067			0,8	1,017			6,9
2016					0,879			6,8
2017					0,763			6,8
2018					0,659			6,8
2019					0,571			6,8
2020					0,453			6,7
Total	10,00	6,8	40,0	41,1	30,00	6,8	88,0	119,7

Fuente: Van Meurs (1997).

Continúa

Continuación cuadro 6

Año	Tamaño del campo: 100Mb				Tamaño del campo: 300Mb			
	Producción (Mb)	Inversión		Costos operación MUS\$	Producción (Mb)	Inversión		Costos operación MUS\$
		Explor. MUS\$	Desarro. MUS\$			Explor. MUS\$	Desarro. MUS\$	
2000	0,0	2,0		0,0	0,0	2,0		0,0
2001	0,0	2,0		0,0	0,0	2,0		0,0
2002	0,0	2,8		0,0	0,0	2,8		0,0
2003	0,0		56,0	0,0	0,0		110,0	0,0
2004	5,000		51,0	17,4	12,500		105,0	38,9
2005	8,300		51,0	19,1	20,900		100,0	43,1
2006	11,000		39,0	20,4	29,200		100,0	47,2
2007	11,000		16,0	20,4	30,000		65,0	47,6
2008	9,556			19,7	30,000			47,6
2009	8,293			19,1	26,089			45,7
2010	7,200			18,5	22,673			44,0
2011	6,249			18,1	19,700			42,5
2012	5,425			17,6	17,121			41,2
2013	4,709			17,3	14,879			40,1
2014	4,086			16,9	12,928			39,1
2015	3,546			16,7	11,236			38,3
2016	3,078			16,5	9,765			37,5
2017	2,671			16,3	8,485			36,9
2018	2,320			16,1	7,372			36,3
2019	2,012			15,9	6,408			35,9
2020	1,746			15,8	5,568			35,4
2021	1,515			15,6	4,839			35,0
2022	1,317			15,6	4,205			34,8
2023	0,977			15,4	3,654			34,5
2024					2,478			33,9
Total	100,00	6,8	213,0	348,3	300,00	6,8	480,0	835,5

Fuente: Van Meurs (1997).

Se realizó un análisis de sensibilidad para cada tamaño de campo y para cada contrato. Para cada tipo de contrato de asociación y tamaño de campo se introducen cuatro casos de sensibilidad de precio de boca del pozo; US\$18 por barril, US\$20/b, US\$25/b y US\$30/b. Esto significa que para cada tipo de contrato y tamaño de campo se establecieron 4 casos de sensibilidad. Para cuatro contratos y cuatro tamaños de campo se suman 64 casos.

El modelo financiero se basa en un análisis de flujo de caja descontado. Este simula ingresos futuros, inversión, costos operativos, utilidades antes de impuestos, ingresos gravables, impuestos, regalías, participación del Estado y utilidades después de impuestos y sensibilidad al precio.

Con el fin de simplificar el análisis, se hicieron las siguientes suposiciones:

- Se consideran constantes los factores que afectan la rentabilidad del contrato de asociación que no están implícitos en el contrato. Estos son el impuesto a la renta y otros impuestos, que corresponden al 42% (35% impuesto a la renta más 7% impuesto de remesa).
- El análisis se hizo suponiendo que la inversión es totalmente nueva. Es decir, que el asociado no tiene costos hundidos ni gastos pasados u otro proyecto que pueda usar para reducir el pago de impuestos. Como resultado, el beneficio con que cuenta el inversionista de no *ring fence* no es tenido en cuenta.
- Se estima que las probabilidades de encontrar petróleo, según el tamaño de la reserva son:

• Pozo seco	80%
• 10 millones de barriles	8%
• 30 millones de barriles	6%
• 100 millones de barriles	4%
• 350 millones de barriles	2%
- Depreciación: 10 años en línea recta. Una reforma tributaria de 1999 introdujo el sistema de línea recta a 5 años; por lo tanto, para evaluar el contrato tipo D se utilizó este último sistema.

Para comparar y evaluar los diferentes tipos de contratos se utilizaron seis indicadores, propuestos por Van Meurs y Seck (1997). Estos son: tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto por barril (VPN), habilidad para absorber el riesgo geológico (máximo riesgo sostenible o MRS), lo que toma el estado (*state take*), valor monetario esperado (VME), y tiempo de recuperación de la inversión.

Para simplificar la comparación, y debido a las diferentes sensibilidades por tamaño de campo y precio, por cada indicador se obtuvo un único resultado por precio evaluado, calculado como el promedio ponderado según la probabilidad del descubrimiento. Luego se calculó el promedio aritmético de los resultados por precio. Un ejemplo se muestra en el cuadro 7.

Cuadro 7
Ejemplo del cálculo del *state take* para el contrato tipo A

Precio	Tamaño del campo (Mb)				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
Factor ponderación	0,040	0,030	0,020	0,010	
US\$18/b	82,61%	80,68%	79,51%	78,68%	81,02%
US\$20/b	81,53%	80,07%	79,11%	78,44%	80,30%
US\$25/b	80,04%	79,15%	78,51%	78,04%	79,27%
US\$30/b	79,28%	78,64%	78,16%	77,80%	78,72%
Promedio	80,87%	79,64%	78,82%	78,24%	79,83%

Fuente: cálculos propios.

Las siguientes son las definiciones de los indicadores utilizados en el estudio:

- Valor presente neto (VPN): Es el total del flujo de caja descontado, con una tasa particular, dividido por la producción total del campo. En este estudio el VPN se calculó a una tasa del 15%¹⁶.
- Tasa interna de retorno (TIR): la tasa de descuento a la cual el valor presente neto del flujo de caja iguala el costo de la inversión. En otras palabras, es la tasa de interés que corresponde a un VPN de cero (0).
- Máximo riesgo sostenible (MRS): propuesto por Van Meurs (1995, 1997), indica el "número de programas exploratorios que se pueden pagar con el flujo de caja de un solo descubrimiento... mide el máximo riesgo geológico que se puede sostener" (Van Meurs, 1995, p. 79). Mientras más alto es el MRS más atractivo es el régimen fiscal para el asociado desde el punto de vista exploratorio.

El MRS descontado al 15% (MSR @15%) se usa frecuentemente en la evaluación del régimen fiscal (Van Meurs, 1997). El MRS @15% se puede definir de la siguiente manera:

Donde VPN @ 15% significa el valor presente neto descontado al 15% e INE @ 15% es la inversión neta en exploración descontada al 15%.

Por ejemplo, para el contrato tipo D, evaluado en US\$30/b para un campo petrolero de 100Mb, el MSR es calculado como se presenta a continuación. En este caso, el VPN descontado al 15% es USM\$195,5 y la inversión neta de exploración al 15% es USM\$5,9 entonces,

¹⁶ Esta es la tasa de descuento usada por Van Meurs (1997) y Petroconsultants (1995).

$$\text{MSR@ 15\%} = \frac{195,0 + 5,9}{5,9} = 34,16$$

El cuadro 8 muestra el cálculo del MRS promedio para el contrato tipo D.

Cuadro 8
Ejemplo del cálculo del MRS promedio para el contrato tipo D

Precio	Tamaño del campo (Mb)				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
Factor ponderación	0,040	0,030	0,020	0,010	
US\$18/b	1,61	4,96	15,03	36,40	8,78
US\$20/b	2,08	6,17	18,22	41,82	10,51
US\$25/b	3,24	9,20	26,19	53,62	14,66
US\$30/b	4,41	12,22	34,16	65,81	18,84
Promedio	2,83	8,14	23,40	49,41	20,95

Fuente: cálculos propios.

- Valor monetario esperado (VME): es el VPN "de la esperanza promedio de un proyecto de exploración multiplicado por la probabilidad de éxito, menos el costo de un pozo seco por la probabilidad de éste. El VME muestra el valor promedio que puede ser obtenido con un proyecto exploratorio" (Van Meurs, 1997). Usualmente se utiliza descontado al 15%. Más formalmente,

$$\text{VME@15\%} = (\text{prob de éxito}) \times \text{VNP@15\%} - (\text{prob de fracaso}) \times \text{CPS@15\%}$$

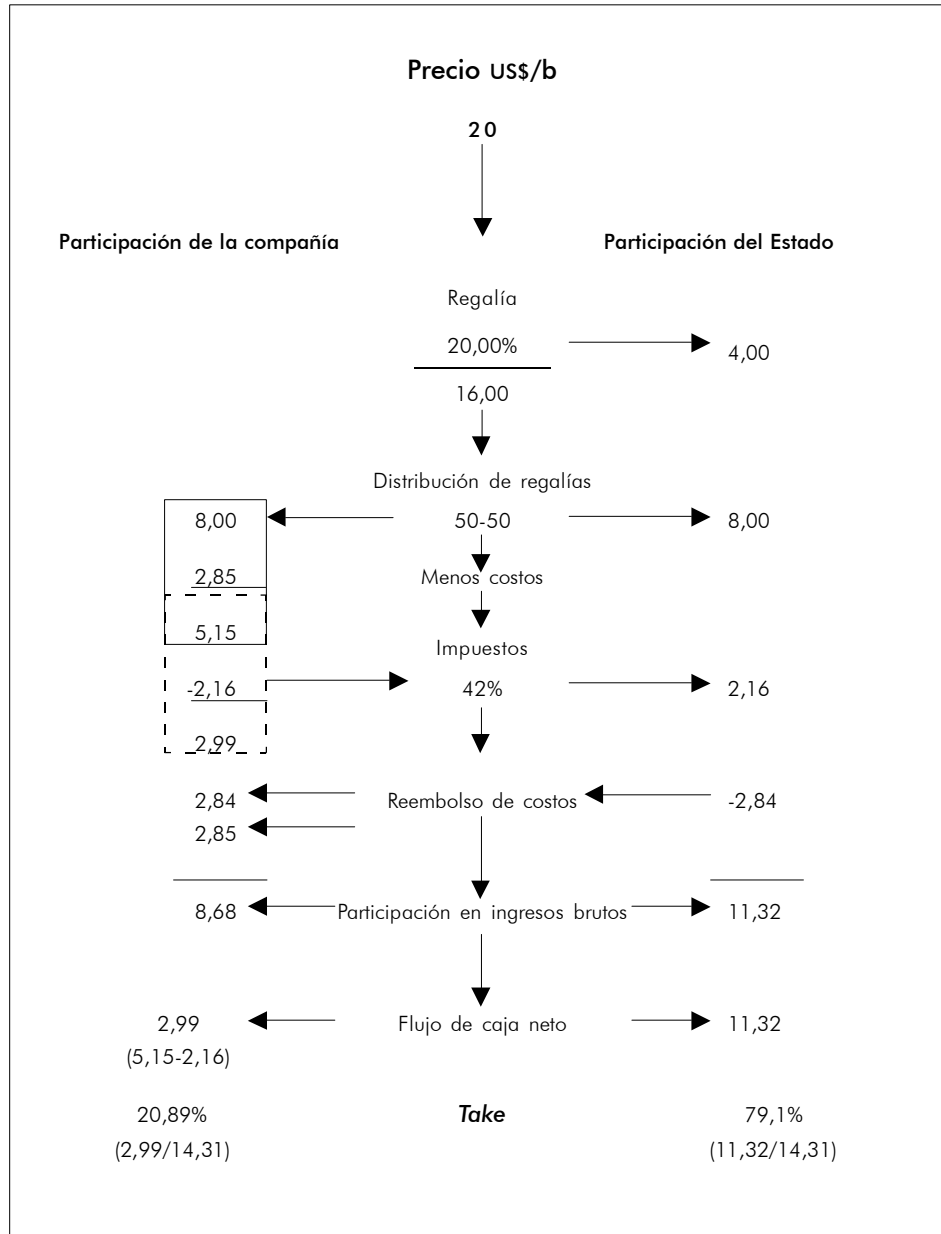
Donde CPS es el costo de un pozo seco.

- Lo que toma el Estado o *state take* (ST): es el porcentaje de lo que entra al Estado del flujo de caja total del proyecto. La gráfica 3 muestra un ejemplo de su cálculo.

Un comentario sobre los indicadores tipo state take

La repartición de las ganancias es un elemento clave en las negociaciones de los derechos de exploración y desarrollo. Las estadísticas que hacen referencia a la repartición de beneficios o "estadísticas tipo *take*" son una poderosa herramienta para comparar un régimen fiscal o tipo de contrato con otro. Estas correlacionan directamente el valor de las reservas, el tamaño del campo y otras medidas relativas.

Gráfica 3
Ejemplo. Cálculo del state take. Contrato tipo A.
Tamaño del campo 100MB, precio del petróleo US\$20/b



Fuente: cálculos propios.

Estas estadísticas son muy citadas y utilizadas, pero también es sabido que no son perfectas (Johnston, 1999, 1999a). Están basadas en la división de las ganancias desde el punto de vista *stand alone*¹⁷, no descontado (nominal), que no contempla el riesgo.

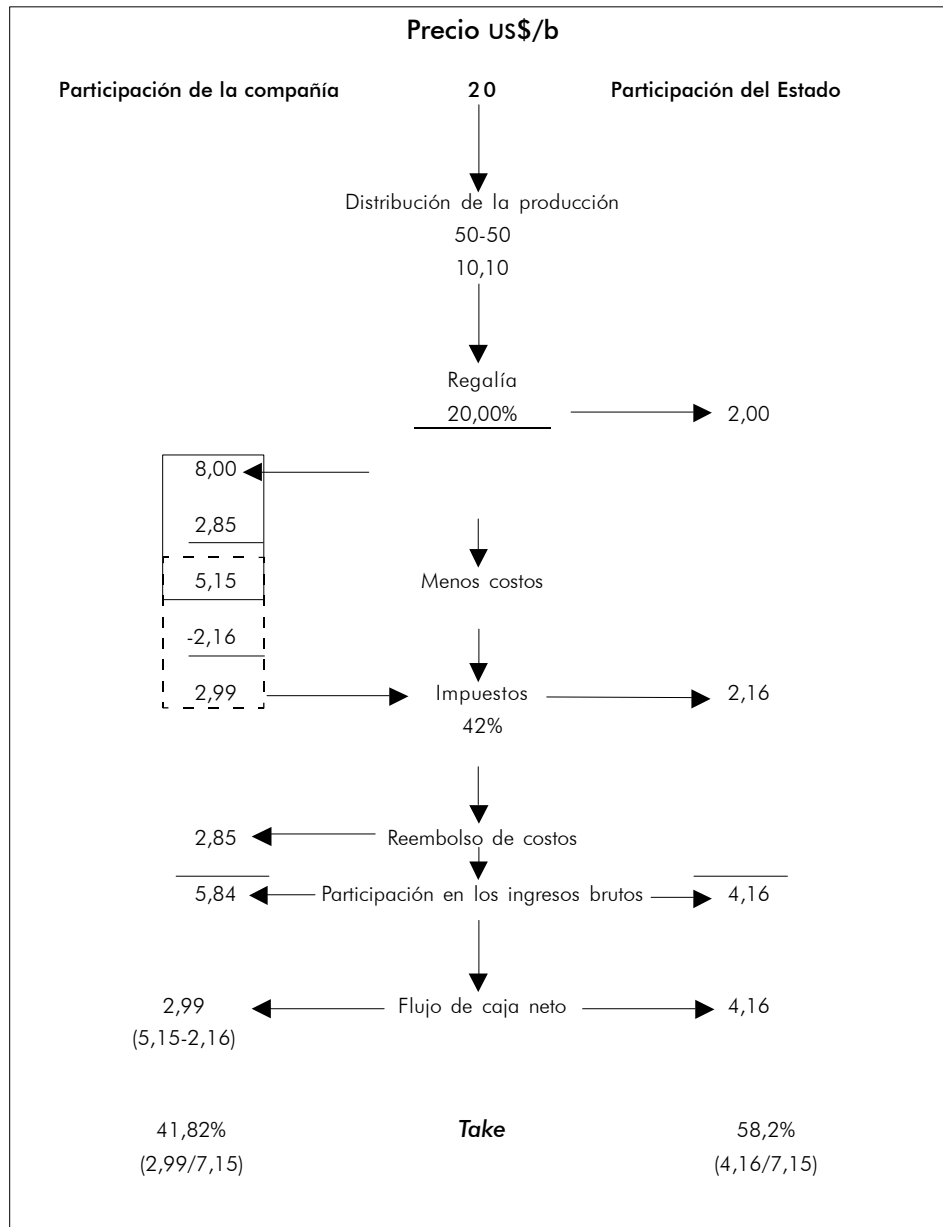
La participación del gobierno ocupa una posición levemente abstracta, porque usualmente éste se involucra después del descubrimiento, ya sea antes o en el momento en que se toma la decisión de desarrollo; por lo tanto, en el momento del descubrimiento la participación del gobierno se comporta como un impuesto a las ganancias del capital.

Así, algunos ven la participación del gobierno como un impuesto. Desde el punto de vista exploratorio, esta posición es comprensible porque la participación del gobierno reduce el tamaño del objetivo económico. Sin embargo, en la etapa de desarrollo, su participación puede ser vista como capital de trabajo del socio. Por lo tanto, algunos autores han hecho la distinción entre lo que toma el gobierno (*government take*, GT) y lo que toma el Estado (*state take*, ST), especificando que el ST incluye cualquier participación directa del Estado en la producción, mientras que el GT incluye únicamente lo que toma el gobierno como resultado de impuestos y regalías (Petroconsultants, 1995).

- Lo que toma el gobierno (*government take*, GT): es el porcentaje que gana el gobierno del flujo de caja del proyecto. La participación de la empresa estatal no se incluye en este indicador, el cual se refiere exclusivamente a regalías e impuestos.
- El tiempo de captura: este se mide calculando el *state take* durante los primeros 6 años de producción. Si éste es mayor que el ST restante se dice que el régimen fiscal está "cargado al comienzo". Si el ST es el mismo durante los primeros 6 años que durante el resto del proyecto se dice que es "neutral"; y se dice que es un régimen fiscal "cargado al final" si el ST de los primeros 6 años es menor al ST del periodo restante. Para una empresa petrolera es más atractivo que el régimen fiscal esté cargado hacia el final (Van Meurs, 1995).

17 El análisis *stand alone* significa "el análisis de un proyecto bajo el supuesto de que es el único y el primer proyecto que un inversionista está realizando en un país particular y en un área de contrato específica" (Van Meurs, 1997).

Gráfica 4
Ejemplo. Cálculo del government take. Contrato tipo A.
Tamaño del campo 100MB, precio del petróleo US\$20/b



Fuente: cálculos propios.

4.2 Evaluación

4.2.1 Valor presente neto

Como se describió en el capítulo anterior, antes de la introducción del contrato tipo D, cada nuevo contrato era más radical que el anterior. El VPN por barril promedio del contrato tipo A era US\$0,66/b; con el contrato B este descendió a US\$0,58/b y descendió nuevamente con el contrato tipo C a US\$0,48/b. Los nuevos términos (contrato tipo D) mejoraron sustancialmente la posición del contratista, generando un VPN/b de US\$1,19/b (véase el cuadro 9).

Cuadro 9
Valor presente neto por barril (descontado al 15%- us\$/b)

Contrato tipo A					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	(0,19)	0,23	0,48	0,62	0,15
US\$20/b	(0,03)	0,37	0,62	0,75	0,30
US\$25/b	0,39	0,73	0,95	1,06	0,67
US\$30/b	0,80	1,09	1,28	1,37	1,04
Promedio	0,24	0,61	0,83	0,95	0,66
Contrato tipo B					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	(0,19)	0,23	0,46	0,42	0,13
US\$20/b	(0,03)	0,37	0,59	0,52	0,27
US\$25/b	0,39	0,73	0,91	0,77	0,63
US\$30/b	0,80	1,09	1,23	1,01	0,99
Promedio	0,24	0,61	0,80	0,68	0,58
Contrato tipo C					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	0,24	0,24	0,33	0,28	0,09
US\$20/b	0,38	0,38	0,45	0,33	0,23
US\$25/b	0,74	0,74	0,74	0,48	0,58
US\$30/b	1,10	1,10	1,03	0,64	0,92
Promedio	0,61	0,61	0,64	0,43	0,48
Contrato tipo D					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	0,82	0,82	0,82	0,69	0,61
US\$20/b	1,01	1,01	1,01	0,80	0,84
US\$25/b	1,48	1,48	1,48	1,03	1,41
US\$30/b	1,95	1,95	1,95	1,27	1,98
Promedio	1,32	1,32	1,32	0,95	1,19

Fuente: cálculos propios.

4.2.2 Tasa interna de retorno

Los contratos tipo A, B, y C generan casi la misma TIR en campos pequeños. El contrato D mejora la TIR promedio del contratista en al menos 15 puntos porcentuales. El cuadro 10 muestra la tasa interna de retorno para los diferentes contratos según precio y tamaño de campo.

Cuadro 10
Tasa interna de retorno

Contrato tipo A					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	11,7%	21,4%	37,0%	55,2%	24,0%
US\$20/b	14,6%	25,1%	42,4%	62,5%	28,1%
US\$25/b	21,1%	33,5%	54,9%	79,5%	37,4%
US\$30/b	26,9%	41,0%	66,1%	94,8%	45,8%
Promedio	18,6%	30,3%	50,1%	73,0%	43,0%
Contrato tipo B					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	11,7%	21,4%	36,6%	48,6%	23,3%
US\$20/b	14,6%	25,1%	42,0%	56,0%	27,4%
US\$25/b	21,1%	33,5%	54,6%	73,4%	36,7%
US\$30/b	26,9%	41,0%	65,9%	89,2%	45,2%
Promedio	18,6%	30,3%	49,8%	66,8%	41,3%
Contrato tipo C					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	11,9%	21,6%	34,2%	40,8%	22,1%
US\$20/b	14,8%	25,2%	40,0%	46,0%	26,1%
US\$25/b	21,3%	33,6%	53,3%	59,0%	35,2%
US\$30/b	27,1%	41,2%	65,0%	72,5%	43,5%
Promedio	18,8%	30,4%	48,1%	54,6%	38,0%
Contrato tipo D					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	20,0%	31,6%	48,3%	60,5%	33,2%
US\$20/b	23,4%	35,9%	54,8%	67,9%	37,9%
US\$25/b	31,3%	45,8%	69,8%	83,2%	48,6%
US\$30/b	38,4%	54,7%	83,1%	98,0%	58,2%
Promedio	28,3%	42,0%	64,0%	77,4%	52,9%

Fuente: cálculos propios.

4.2.3 Máximo riesgo sostenible

Cada nuevo tipo de contrato ha cambiado la habilidad del contratista de absorber el riesgo geológico. Desde el contrato A hasta el contrato B el MRS @15% promedio disminuyó de 17,53 a 13,98. La introducción del contrato tipo C resulta en un MSR más bajo; en promedio 10,1. El nuevo régimen fiscal (tipo D) lleva a un MRS más alto (20,95) (véase el cuadro 11). El contrato D también resultó en un MRS significativamente mejorado para campos pequeños, comparado con los tres contratos anteriores.

Cuadro 11
Máximo riesgo sostenible

Contrato tipo A					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	0,67	2,18	9,22	32,65	6,03
US\$20/b	0,96	2,91	11,47	39,06	7,46
US\$25/b	1,66	4,74	17,09	55,09	11,01
US\$30/b	2,36	6,57	22,71	71,12	14,57
Promedio	1,41	4,10	15,12	49,48	17,53
Contrato tipo B					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	0,67	2,18	8,83	22,68	4,96
US\$20/b	0,96	2,91	11,02	27,70	6,23
US\$25/b	1,66	4,74	16,47	40,23	9,40
US\$30/b	2,36	6,57	21,93	52,76	12,58
Promedio	1,41	4,10	14,56	35,84	13,98
Contrato tipo C					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	0,69	2,20	6,63	15,08	3,77
US\$20/b	0,98	2,93	8,66	18,01	4,80
US\$25/b	1,68	4,76	13,59	25,43	7,36
US\$30/b	2,38	6,59	18,51	33,49	9,98
Promedio	1,43	4,12	11,85	23,00	10,10
Contrato tipo D					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	1,61	4,96	15,03	36,40	8,78
US\$20/b	2,08	6,17	18,22	41,82	10,51
US\$25/b	3,24	9,20	26,19	53,62	14,66
US\$30/b	4,41	12,22	34,16	65,81	18,84
Promedio	2,83	8,14	23,40	49,41	20,95

Fuente: cálculos propios.

4.2.4 Valor monetario esperado

El valor esperado por barril descontado al 15%, que pudo haberse obtenido de un proyecto de exploración en Colombia, bajo los términos del contrato tipo A, es de USM\$0,59. Los cambios introducidos con el contrato tipo B hacen que el VME permanezca en el mismo nivel (USM\$ 0,59). Bajo el contrato de tipo C el VME es MUS\$0,60. Sin embargo, el contrato tipo D generaría un VME de MUS\$1,09 (véase el cuadro 12).

Particularmente vale la pena señalar que los VME son casi los mismos en los tipos de contrato A, B y C. Solo el contrato tipo D introdujo un aumento significativo.

Cuadro 12
Valor monetario esperado

Precio (US\$b)	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
US\$18/b	0,25	0,25	0,26	0,81
US\$20/b	0,38	0,38	0,39	1,03
US\$25/b	0,71	0,71	0,72	1,58
US\$30/b	1,04	1,04	1,05	2,13
Promedio	0,59	0,59	0,60	1,39

Fuente: cálculos propios.

4.2.5 Lo que toma el Estado (state take)

En general, el *state take* puede parecer muy alto para todos los tamaños de campo en los contratos tipo A, B, y C. Sin embargo, el *state take* promedio cae considerablemente bajo el contrato tipo D.

La gráfica 5 y el cuadro 13 muestran los niveles de *state take* para los cuatro contratos analizados a diferentes precios del petróleo y tamaños de campo. Del gráfico se deduce que el contrato A es regresivo: mientras incrementa el tamaño del campo, el *state take* disminuye¹⁸. El elemento regresivo en este tipo de contrato es la regalía del 20%. Las regalías como un porcentaje fijo son regresivas porque se cobran sobre los ingresos brutos del proyecto.

Los contratos tipo B y C pueden ser clasificados como híbridos: son regresivos para los campos más pequeños, pero progresivos para campos grandes. El contrato D es moderadamente progresivo si se ignora la ligera declinación en el ST entre campos de 10 Mb y 30 Mb.

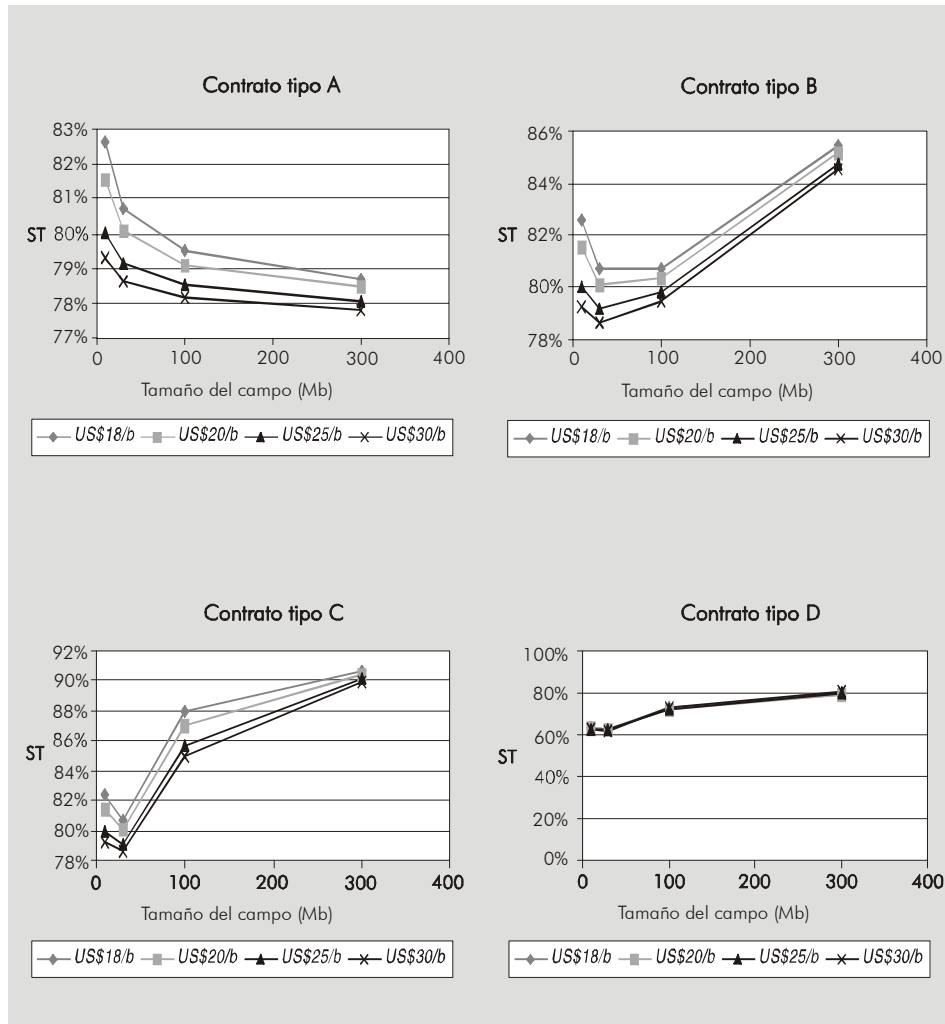
¹⁸ Los tamaños de campo se ajustan exactamente con la rentabilidad preimpuesto.

Cuadro 13
State take

Contrato tipo A					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	82,6%	80,7%	79,5%	78,7%	81,0%
US\$20/b	81,5%	80,1%	79,1%	78,4%	80,3%
US\$25/b	80,0%	79,2%	78,5%	78,0%	79,3%
US\$30/b	79,3%	78,6%	78,2%	77,8%	78,7%
Promedio	80,9%	79,6%	78,8%	78,2%	79,8%
Contrato tipo B					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	82,6%	80,7%	80,7%	85,4%	81,9%
US\$20/b	81,5%	80,1%	80,3%	85,2%	81,2%
US\$25/b	80,0%	79,2%	79,8%	84,8%	80,2%
US\$30/b	79,3%	78,6%	79,5%	84,5%	79,6%
Promedio	80,9%	79,6%	80,1%	85,0%	80,8%
Contrato tipo C					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	82,4%	80,6%	88,0%	90,6%	83,8%
US\$20/b	81,4%	80,0%	87,0%	90,5%	83,0%
US\$25/b	79,9%	79,1%	85,6%	90,2%	81,9%
US\$30/b	79,2%	78,6%	84,9%	89,9%	81,2%
Promedio	80,7%	79,6%	86,4%	90,3%	82,5%
Contrato tipo D					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	63,4%	63,0%	72,7%	78,9%	66,7%
US\$20/b	63,0%	62,7%	72,5%	79,3%	66,5%
US\$25/b	62,5%	62,4%	72,1%	80,3%	66,2%
US\$30/b	62,3%	62,2%	71,9%	80,8%	66,0%
Promedio	62,8%	62,6%	72,3%	79,8%	66,3%

Fuente: cálculos propios.

Gráfica 5
Análisis del state take



Fuente: cálculos propios.

4.2.6 Government take

En general, como es de esperarse, para todos los contratos el *government take* es menor que el *state take*. También se puede observar una tasa considerablemente inferior en el contrato D, comparada con los tres contratos anteriores (véase el cuadro 14).

Cuadro 14
Government take

Contrato tipo A					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	64,8%	61,3%	59,0%	57,4%	61,8%
US\$20/b	62,8%	60,1%	58,2%	56,9%	60,5%
US\$25/b	59,9%	58,3%	57,0%	56,1%	58,5%
US\$30/b	58,4%	57,2%	56,3%	55,6%	57,4%
Promedio	61,5%	59,2%	57,6%	56,5%	58,7%
Contrato tipo B					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	64,8%	61,3%	59,0%	57,8%	61,9%
US\$20/b	62,8%	60,1%	58,2%	57,3%	60,5%
US\$25/b	59,9%	58,3%	57,0%	56,4%	58,5%
US\$30/b	58,4%	57,2%	56,3%	55,8%	57,4%
Promedio	61,5%	59,2%	57,6%	56,8%	58,8%
Contrato tipo C					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	64,7%	61,2%	61,7%	61,3%	62,7%
US\$20/b	62,7%	60,1%	60,4%	60,4%	61,2%
US\$25/b	59,9%	58,2%	58,5%	58,8%	59,0%
US\$30/b	58,4%	57,2%	57,4%	57,8%	57,8%
Promedio	61,4%	59,2%	59,5%	59,5%	59,9%
Contrato tipo D					
Precio (US\$/b)	Tamaño del campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
US\$18/b	47,7%	47,1%	47,9%	51,0%	47,9%
US\$20/b	47,2%	46,8%	47,6%	50,7%	47,5%
US\$25/b	46,5%	46,3%	47,2%	50,2%	46,9%
US\$30/b	46,1%	46,0%	46,9%	49,9%	46,6%
Promedio	46,9%	46,5%	47,4%	50,5%	47,8%

Fuente: cálculos propios.

4.2.7 Tiempo de captura del state take

El contrato tipo A tiene un sistema de captura al final del período. Para cada tamaño de campo y precio en boca de pozo evaluado, el ST de los primeros 6 años de producción es mayor que el ST de los años restantes. El contrato B es cargado al comienzo, pero para los campos de 350 Mb es cargado al final. Los contratos tipo C y D son de captura al principio para campos de 10 Mb y 30 Mb, pero de captura al final para campos de 100 Mb y 300 Mb.

4.3 Resumen de la evaluación

Como se ha mostrado, los diferentes contratos de asociación utilizados en Colombia desde 1969 se pueden agrupar en cuatro tipos: el contrato de asociación 50-50%, el de distribución de la producción escalonada, el factor R 50-50, y los nuevos términos que distribuyen la producción con un factor R comenzando en 30% para la empresa estatal y 70% para el socio.

A pesar de todos los cambios hechos al contrato entre 1969 y 1999, el único que verdaderamente cambió las condiciones para campos de menos de 60 Mb de reservas probadas recuperables fue el contrato tipo D. Basados en el análisis es evidente que los términos del contrato D eran mejores para campos pequeños.

Desde el punto de vista del asociado, el contrato tipo D ofrece términos mucho mejores. El cuadro 15 muestra un resumen de los patrones de rentabilidad analizados en este capítulo.

Cuadro 15
Resumen de la evaluación económica

Patrón	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
State take	79,83%	80,75%	82,48%	66,33%
Government take	58,71%	58,79%	59,92%	47,80%
TIR post-impuesto	42,97%	41,35%	37,97%	52,92%
TIR pre-impuesto	77,5%	77,5%	77,5%	77,5%
NPV/b @15% (US\$)	0,66	0,58	0,48	1,19
MRS @15%	17,53	13,98	10,10	20,95
EMV @15% (MUS\$)	0,32	0,32	0,34	1,09
Tiempo de captura	Principio	Principio (para campos de 10Mb, 30Mb y 100Mb) y al final (350Mb)	Principio (10Mb, 30Mb) y al final (100Mb, 350Mb)	Principio (10Mb, 30Mb) y al final (100Mb, 350Mb)
Clasificación económica	Regresivo	Híbrido	Híbrido	Moderadamente progresivo

Fuente: cálculos propios.

5. PUNTO DE REFERENCIA INTERNACIONAL

El objetivo de este capítulo es comparar los términos del nuevo contrato de asociación entre los países latinoamericanos seleccionados. Por consiguiente, se han definido seis países latinoamericanos productores de petróleo que son: Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador, Perú y Venezuela.

5.1 Comparación de los regímenes fiscales latinoamericanos

Los cuadros 16 a 21 describen las principales características de los regímenes fiscales de Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador, Perú y Venezuela. Estos países son comparados con los nuevos términos del contrato de asociación colombiano (contrato tipo D) y los antiguos términos (contrato tipo C). Los términos para cada régimen fiscal fueron tomados de Van Meurs (1997). Se calculó un modelo financiero para cada país usando los mismos datos y la metodología descrita en el capítulo anterior¹⁹. Se construyó un índice con el fin de clasificar los diferentes países, basado en las metodologías propuestas por Van Meurs (1997) y Petroconsultants (1998).

5.2 Criterios de clasificación

Se aplicaron dos criterios de análisis diferentes con el objetivo de clasificar los países.

Primero, basado en Van Meurs (1997, vol. I, P. 77) se usó el siguiente sistema para valorar los países.

Cuadro 16
Argentina

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	En exploración, los pagos anuales por la superficie son US\$500 por kilómetro cuadrado (km ²) en los primeros cuatro años, US\$1.000 por km ² en los siguientes 3 años y US\$1.500 por km ² en los dos siguientes.
Regalías	12%.
Impuesto sobre la renta	Tasa de impuesto sobre la renta 30% Depreciación la mayoría de activos 10% consecutivos, Costos en pozos secos y costos geofísicos a lo largo de 5 años, Argentina no tiene <i>ring fencing</i> y la consolidación es la regla,
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	Ninguno.
Compartir utilidades	Ninguno.
Otro	Ninguno.

Fuente: Van Meurs (1997), volumen II.

¹⁹ Para cada país se corrieron 16 sensibilidades (cuatro precios y cuatro tamaños de campo), para un total de 96 casos.

Cuadro 17
Bolivia

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	Rentas: US\$50 por km ² por año para los años 1-3; US\$100 por km ² por año para los años 4-5; US\$200 por km ² por año para los años 6-7; y US\$400 por km ² por año para los años siguientes. Renuncia del 20% hacia finales del tercer año, 50% hacia finales del cuarto año y 75% hacia finales del séptimo año.
Regalías	18% sobre el petróleo.
Impuesto sobre la renta	Impuesto sobre la renta 34,375%, que incluye un impuesto retenido. Exploración gastada. Costos desarrollados depreciados al 20% sobre las bases consecutivas desde el inicio de la producción. Pérdida trasladada ilimitada.
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	Ninguna.
Compartir utilidades	Impuesto suplementario especial de 25% aplicado a la producción de petróleo. Al calcular el impuesto suplementario se admite la elevación al 100% sobre toda la inversión, con un máximo de 33% por año, más una asignación de producción de casi \$48mm por año por campo.
Otro	Impuestos de importación 5%, No-reembolsable más el impuesto de transferencia de 16% en caso de pozo seco.

Fuente: Van Meurs (1997), volumen II.

Cuadro 18
Brasil

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	Asumido US\$100k por año. Niveles de renta mínima a ser establecidos.
Regalías	10% sobre el petróleo. Regalía reducida de 5% para áreas difíciles.
Impuesto sobre la renta	25% .Consiste de un impuesto sobre la renta de 15% y un recargo de 10% sobre la renta superior a R\$240 (o US\$230,017). Depreciación es normalmente 10% en bases consecutivas, Pérdida trasladada ilimitada; sin embargo, la compensación del impuesto de pérdida podría no reducir el impuesto sobre la renta en más de 30% de su cantidad antes de la compensación misma.
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	Ninguno.
Compartir utilidades	División especial de ganancias a ser establecida sólo para campos grandes.
Otro	Regalía de 0,1% para el dueño.

Fuente: Van Meurs (1997), volumen II.

Cuadro 19
Ecuador

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	Ninguna.
Regalías	Regalías llamadas participación, basadas en la escala descendente: 12,5% hasta 30kdbp, 14% hasta 60kdbp, y 18,5% sobre 60kdbp. La participación mínima es paso a paso, no descendente.
Impuesto sobre la renta	El impuesto sobre la renta es 36,25%, consiste en un impuesto sobre la renta de 25% y un impuesto de participación para trabajadores de 15%.
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	Ninguno.
Compartir utilidades	Ninguno.
Otro	US\$24.000 por año durante el periodo de exploración y US\$60.000 por año durante el periodo de explotación para el uso de agua y materiales de construcción natural (sólo para operaciones bajo tierra).

Fuente: Van Meurs (1997), volumen II.

Cuadro 20
Perú

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	Ninguna.
Regalías	Regalías de escala descendente basado en el factor R. El R iguala los ingresos acumulativos sobre los costos acumulativos. Escala descendente: 15% hasta R de 1, 20% hasta 1,5, 25% hasta 2,0, y 35% sobre 2,0.
Impuesto sobre la renta	30%. Depreciación de exploración y desarrollo, en línea recta de 20% desde el inicio de la producción por 4 años.
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	Ninguno.
Compartir utilidades	Ninguno.
Otro	Ninguno.

Fuente: Van Meurs (1997), volumen III.

Cuadro 21
Venezuela

Bonos	Ninguno
Rentas y cuotas	Ninguna.
Regalías	16,7%. La regalía es reductible en el computo de CIT y el PEG (división de participación).

Continúa

Continuación cuadro 21

Bonos	Ninguno
Impuesto sobre la Renta	67,7% . Créditos a los impuestos de inversión (ITC): 8% de nueva inversión; y 4% de recuperación de exploración y secundaria. ITC limitado a 2% del ingreso y desarrollo de perforación depreciado sobre la base del UOP, Los pozos secos son gastados. La pérdida trasladada limitada a 3 años, aunque las empresas podrían bajo ciertas condiciones diferir los gastos de los costos a periodos posteriores, con lo cual pospone el comienzo del periodo de 3 años.
Costo del crudo	Ninguno.
Crudo ganado	Ninguno.
Participación	35% (supuesto), pero puede variar entre 0% y 35%.
Compartir utilidades	50% llamado PEG (participación de ganancia). Escala descendente hasta 50% basada en el retorno sobre la tasa de los activos. Para el primer US\$ 1 billón de producción el PEG es limitado a un mínimo 20% subasta y después variará hasta un máximo de 50% en este caso será siempre 50%.
Otro	Ninguno.

Fuente: Van Meurs (1997), volumen III. Términos fiscales asumidos: Elf & Contrato Conoco para el libro Guanare, feb. 1996.

Los ocho sistemas fiscales (dos colombianos y seis latinoamericanos) son clasificados del mejor al peor desde el punto de vista de los inversionistas de acuerdo con los patrones promedio descritos en el cuadro 22.

Los rangos son calculados en una clasificación final usando los siguientes factores de ponderación²⁰.

NPV/b descontado al 15%	0,375
TIR	0,187
MRS descontado al 15%	0,250
GT	0,062
State take de 6 años de flujo de caja	0,125

Los resultados de esta metodología de clasificación se muestran en el cuadro 22.

Segundo, basado en Petroconsultants (1998), se utiliza una metodología que asigna un peso específico a los siguientes factores: prospectividad reciente (50%), términos

²⁰ Dado que el análisis en este estudio es sobre bases *stand alone*, los patrones de ponderación en este capítulo son solo el 80% de los factores de ponderación calculados por Van Meurs (1997, vol I, p. 77).

fiscales (35%) y el riesgo político (15%)²¹. Los ocho países son clasificados del mejor al peor en la producción real de petróleo, las reservas restantes, la clasificación de los términos fiscales y el riesgo político. Las clasificaciones son medidas usando los siguientes factores:

Producción de petróleo	0,250
Reservas remanentes	0,250
Términos fiscales	0,350
Riesgo político	0,150

5.3 Resultados principales

Siguiendo la metodología de Van Meurs, como lo muestra el cuadro 22, comparado con estos seis países latinoamericanos, la posición relativa de Colombia bajo los nuevos términos permanece menos atractiva, desde la perspectiva de la compañía petrolera inversionista de todos los países excepto Venezuela. Sin embargo, el nuevo sistema colombiano (tipo D) es una mejora considerable sobre el sistema antiguo.

Por otro lado, siguiendo la metodología de Petroconsultant, como se ve en el cuadro 23, la posición de Colombia bajo el contrato tipo D mejora del séptimo al cuarto lugar, ofreciendo mejores condiciones que Ecuador, Perú y Bolivia.

Por lo tanto, en sí misma, la comparación de los términos del último contrato de Colombia con los de otros países latinoamericanos productores de petróleo, muestra que Colombia todavía está en desventaja. Sin embargo, al introducir consideraciones más generales de prospectividad y aún de riesgo político, el contrato tipo D de Colombia parece ser razonablemente atractivo en el contexto latinoamericano.

²¹ Con el objetivo de simplificar el análisis, bajo el que se considera la prospectividad, la producción real (50%) y las reservas de petróleo restantes (50%), el aspecto de los términos fiscales usado es la clasificación basada en la metodología de Van Meurs. Para considerar el riesgo político se asignó un número de clasificación según la opinión de la autora.

Cuadro 22
Clasificación latinoamericana de los términos fiscales

País	ST		TIR		NPV/b		MRS	
	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor
1 Brasil	1	37,63%	1	52,17%	1	2,33	1	31,17
2 Argentina	2	42,81%	2	49,51%	2	2,06	2	27,93
3 Ecuador	3	48,76%	3	47,73%	3	1,86	3	24,63
4 Perú	4	54,12%	4	47,49%	4	1,69	4	22,45
5 Bolivia	5	55,42%	6	41,15%	5	1,50	5	18,94
6 Colombia (tipo D)	6	66,33%	5	44,45%	6	1,21	6	13,20
7 Anterior en Colombia (tipo C)	7	82,48%	7	37,97%	7	0,48	7	10,10
8 Venezuela	8	92,16%	8	14,63%	8	(0,11)	8	2,41

País	EMV		GT		ST de los primeros 6 años		Rango general	
	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor
1 Brasil	1	1,84	1	37,63%	1	37,66%	1	1,000
2 Argentina	2	1,72	2	42,81%	2	49,74%	2	2,000
3 Ecuador	3	1,58	4	48,76%	3	50,78%	3	3,063
4 Perú	4	1,30	5	54,11%	4	54,22%	4	4,063
5 Bolivia	5	1,23	6	55,42%	5	55,50%	5	5,250
6 Colombia (tipo D)	6	1,09	3	47,80%	6	65,35%	6	5,625
7 Anterior de Colombia (tipo C)	7	0,34	7	59,92%	7	85,43%	7	7,000
8 Venezuela	8	(0,27)	8	78,45%	8	92,17%	8	8,000

Fuente: cálculos propios.

Cuadro 23
Clasificación latinoamericana de los sistemas petroleros

País	Términos fiscal ¹		Producción de petróleo ²		Reservas de petróleo ³ (kmb)		Riesgo político ³	Rango general
	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor		
1 Brasil	1	8.827	2	990	2	7.1	1	1.500
2 Argentina	2	7.929	3	890	3	2.6	1	2.350
3 Venezuela	8	0.751	1	3335	1	72.6	3	3.750
4 Colombia (tipo D)	6	4.285	4	765	4	2.6	6	5.000
5 Ecuador	3	7.030	6	385	6	2.1	7	5.100
6 Perú	4	6.431	7	115	7	0.8	4	5.500
7 Anterior de Colombia (tipo C)	7	2.920	5	765	5	2.6	5	5.700
8 Bolivia	5	5.472	8	35	8	0.13	2	6.050

Fuentes: ¹ cuadro 22. ² BP Amoco (1999). Las reservas y producción de petróleo de Bolivia son tomadas de www.eia.doe.gov. ³ Suposiciones propias.

6. CONCLUSIONES

Las diferentes modalidades del contrato de asociación colombiano han afectado tanto la rentabilidad del contrato para las empresas privadas como los ingresos del Estado. El primer tipo de contrato que operó en Colombia (tipo A o contrato 50-50) estableció condiciones económicas que durante su tiempo fueron abiertamente aceptadas por las compañías. La introducción del contrato de distribución escalonada de la producción (tipo B) resultó en unos términos más rígidos. Desde el punto de vista del contratista, este reduce la TIR, el VPN y el máximo riesgo sostenible. Igualmente, el contrato tipo B aumentó el *government take* y el *state take*. Lo mismo ocurrió con la introducción del contrato tipo C. La rentabilidad promedio para el contratista se redujo mientras el gobierno aumentó sus ingresos.

El contrato tipo D es más ventajoso para el contratista. En promedio, sitúa los indicadores de rentabilidad en una posición más benéfica para el socio privado. En realidad, considerando la prospectividad geológica, desde el punto de vista del asociado, los nuevos términos fiscales colombianos se ven como una mejora real en el atractivo del país, pero por supuesto se obtendría un mejor resultado si mejorara el riesgo político. Se ha afirmado que un operador en exploración debería calcular una "prima de seguridad" entre un 10% y un 15% de sus costos operativos en Colombia (PIW, 2000).

De otro lado, es difícil asegurar que el contrato de asociación vigente es el óptimo para el país. Como se dijo en el capítulo 1, teóricamente, un régimen fiscal óptimo es aquel que captura en forma eficiente toda la renta de la tierra.

En 1998, cuando los precios del petróleo descendieron a US\$10 por barril, la rentabilidad del contrato de asociación colombiano (tipo C) estaba extremadamente lesionada. A ese precio, la TIR de un campo pequeño era negativa o cercana a cero, y para campos grandes era escasamente superior al 15%. Bajo el contrato tipo D, a este bajo precio la TIR mejoró, alcanzando niveles más atractivos para el inversionista privado (véase el cuadro 24).

Cuando el gobierno colombiano decidió cambiar el contrato de asociación en 1999, la industria petrolera estaba enfrentando precios extremadamente bajos. Sin embargo, algún tiempo después, gracias a la OPEP, el precio del petróleo aumentó alrededor de US\$30/b. Pero el clima internacional cambió y durante el año 2000 los precios giraron en torno a los US\$30/b. Como lo muestra el cuadro 25, con este nuevo precio, la rentabilidad de todos los proyectos petroleros mejorará notablemente dándoles a las compañías extranjeras una tasa de retorno extremadamente alta.

Cuadro 24
Tasa de retorno a US\$10 por barril. Contratos tipo C y D

Tamaño del campo	TIR del régimen prefiscal	TIR del contrato tipo C	TIR del contrato tipo D
10Mb	6,2%	-6,17%	2,19%
30Mb	19,5%	1,41%	10,28%
100Mb	38,6%	7,90%	20,74%
300Mb	60,3%	17,50%	29,55%
Promedio ponderado	22,1%	1,29%	11,06%

Fuente: cálculos propios.

Cuadro 25
Tasa de retorno a US\$30 por barril. Contratos tipo C y D

Tamaño del campo	TIR de régimen prefiscal	TIR del contrato tipo C	TIR del contrato tipo D	TIR del contrato tipo D (incluyendo la prima de seguridad)
10Mb	64,4%	27,15%	38,35%	37,66%
30Mb	88,9%	41,19%	54,69%	53,97%
100Mb	137,7%	65,00%	83,09%	82,07%
300Mb	190,2%	72,50%	98,05%	97,16%
Promedio ponderado	99,0%	43,47%	58,17%	57,38%

Fuente: cálculos propios.

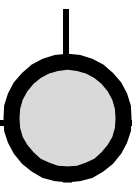
Si aún se agregara el 15% de la "prima de seguridad" a los costos de operación, el contrato tipo D da altos retornos al contratista, como se muestra en el cuadro 25.

Después de la introducción del contrato tipo D, y como se mencionó, se firmaron muchos contratos de asociación. Aunque algunas publicaciones consideran que esto se debe a los nuevos términos fiscales (PIW, 2000), es difícil afirmar si la respuesta del capital privado se guía más por los altos precios del petróleo que por los nuevos términos fiscales.

El país ciertamente no está ganando toda la renta de la tierra. En verdad, con los precios actuales por encima de US\$25-30/b se le está dando al contratista más allá de los retornos normales de su inversión. Como se mostró anteriormente, que el nuevo contrato sea demasiado generoso o no dependerá de los precios del petróleo y es imposible predecir los niveles futuros.

Sin embargo, en el mercado actual de la exploración, un país debe establecer su régimen fiscal más acorde con los términos de sus países competidores que con una solución teórica; en este sentido parece ser que el contrato tipo D era necesario.

Cada empresa, cada país y cada asesor tendrán su propio concepto de la importancia de los diversos criterios que afectan el atractivo de un régimen fiscal. El éxito o el fracaso real serán medidos con los años, cuando el capital privado haya respondido (positiva o negativamente) a los incentivos dados por la política petrolera. Tal vez es demasiado pronto para hacer juicios concluyentes acerca de la eficacia del actual régimen fiscal colombiano.



Evaluación económica del nuevo sistema

2

DE CONTRATACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Por Juan Carlos Cárdenas Valero

1. EL CASO DEL PETRÓLEO

1.1 Introducción

En esta segunda parte del libro* se hace una evaluación económica del nuevo contrato planteado en dos casos: el petróleo y el gas natural, teniendo en cuenta los seis indicadores más importantes que ha desarrollado la industria petrolera para tal efecto y que se expusieron en la primera parte. Esta parte se divide en dos, una para el caso del petróleo y otra para el gas natural. A su vez, cada una está dividida en cinco secciones. La primera es una breve introducción. En la segunda se presentan las características más relevantes del nuevo contrato para cada caso; en la tercera se describen la metodología y los supuestos utilizados para evaluarlo; la cuarta muestra los resultados de la evaluación; y, por último, se presentan unas breves conclusiones específicas sobre los resultados de la evaluación de cada caso. Se concluye presentando unas conclusiones generales.

Aunque pueda ser prematuro evaluar a profundidad las condiciones y resultados del nuevo contrato, es necesario hacer una evaluación con la información y se plantear hipótesis sobre su comportamiento. Esto permitirá, en un futuro cercano, reconocer las bondades, riesgos y potencialidades del nuevo esquema de concesión.

1.2 El nuevo contrato petrolero

En diciembre de 2003, la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presentó al público un borrador sobre los elementos básicos de la nueva contrata-

* El autor es investigador del Observatorio Colombiano de Energía. Trabajo elaborado durante el seminario Petróleo y regulación económica. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Colombia. El autor agradece al grupo de trabajo del Observatorio Colombiano de Energía, a la señora Elvira Giraldo (madre de Adriana Barrios Giraldo), y a la profesora Astrid Martínez Ortiz, por su dirección. Las opiniones expresadas aquí son de su responsabilidad y no comprometen a la entidad para la cual trabaja.

ción en exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, cuyos objetivos principales son el aumento de la actividad petrolera, el autoabastecimiento de combustibles y la generación de excedentes exportables.

1.2.1 *El nuevo contrato*

La ANH ha planteado un contrato cuya estrategia principal es el aumento de la competitividad del país en el ámbito internacional para atraer inversión nacional y extranjera, pública o privada. Para ello se hicieron tres cambios esenciales en el contrato con respecto al que se había manejado tradicionalmente (producción compartida), a saber:

1. Recompensa al riesgo exploratorio en 100% para el inversionista. El Estado no entra de manera forzosa como inversionista o socio después del éxito exploratorio. El inversionista tiene derecho a toda la producción después de pagar regalías.
2. El Estado en esencia recibe regalías e impuestos y sólo obtiene un beneficio o renta adicional cuando se generen ganancias adicionales en el negocio por presencia de precios altos.
3. La duración de los contratos en su fase de explotación podrá ser hasta el agotamiento de los campos.

Estos cambios plantean el retorno de las concesiones petroleras al país, luego de ser eliminadas por el decreto legislativo 2310 de 1974, y constituyen la mayor transformación al sistema de contratación de hidrocarburos desde que se implantó el contrato de asociación en 1969.

Las concesiones son el régimen petrolero por excelencia; en éste, las empresas petroleras obtienen, mediante un pago, el derecho de explorar y explotar un área determinada. Su gran ventaja es la retribución al riesgo del inversionista, ya que tradicionalmente, se queda con 100% de la producción después de regalías.

El contrato de concesión colombiano contempla un pago por derecho al uso del subsuelo, el cual varía por número de hectáreas y ubicación del área a ser entregada.

Además, se introdujeron cláusulas según las cuales el inversionista se compromete a hacer transferencias de tecnología durante la duración del contrato, que no superaran los US\$100 mil. Por último, el contrato establece que en escenarios de precios altos, el Estado participa con 30% de las ganancias según la calidad del crudo (véase la Minuta 01-2004 ANH).

A continuación se presentan la metodología y supuestos utilizados para realizar la evaluación financiera del nuevo contrato.

1.3 Metodología y supuestos

Después de esta breve descripción del nuevo contrato, es necesario hacer un análisis más detallado basado en un modelo financiero. Para nuestro caso aplicaremos el mismo que Adriana Elvira Barrios utilizó en 2000 para evaluar los cuatro contratos de asociación que Colombia estableció entre 1979 y 2003, con el fin de obtener datos comparables para el nuevo contrato.

En la búsqueda de simplificar el análisis financiero del nuevo contrato se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- Con base en Barrios (2000) se supuso que las posibilidades de encontrar petróleo, según el tamaño de las reservas son:

Pozo seco	80%
10 MB	8%
30 MB	6%
100 MB	4%
300 MB	2%

- Depreciación en línea recta a 5 años.
- Se asumen constantes los impuestos que afectan el proyecto, estos son: a la renta (35%), la sobretasa al impuesto a la renta (3,5%) y el impuesto de remesas (7%), para un total de 45,5%.
- Pago por uso del subsuelo:

Periodo exploratorio. El pago se efectúa una sola vez después de iniciar la segunda fase de exploración. Se asume que el contrato contempla una extensión de tierra de 150 mil hectáreas¹, por las cuales se paga un canon de US\$0,75/ha para las primeras 100 mil y US\$1/ha por las restantes.

Periodo de explotación. Se paga un canon de US\$0,1 por barril producido, para el cual se supone un reajuste anual de 3% a partir de 2006.

- Transferencia de tecnología. Se asume que la compañía transfiere el máximo al cual lo obliga el contrato, esto es 25% del canon por derecho de uso del subsuelo

¹ Este número de hectáreas es aproximadamente igual al promedio de hectáreas de los contratos de asociación vigentes en el país.

en el período exploratorio y 10% del canon en el período de explotación; en ningún caso el valor de la transferencia superará los US\$100 mil.

- Para el cálculo de la participación del Estado en situaciones de altos precios, se supone que la calidad del petróleo estará entre API ° 22-19.

Para evaluar el nuevo contrato petrolero se utilizaron los seis indicadores propuestos por Van Meurs y Seck (1997). Estos son: *state take* (ST), valor presente neto por barril (VPN), tasa interna de retorno (TIR), máximo riesgo sostenible (MRS), valor monetario esperado (VME) y tiempo de captura del *state take*; además se calculó el *government take* (GT).

Para simplificar el análisis debido a las diferentes sensibilidades por tamaño de campo y precio, por cada indicador se obtuvo sólo un resultado por precio evaluado, calculado como el promedio ponderado según la probabilidad del descubrimiento. Luego se calculó el promedio aritmético de los resultados por precio (véase la metodología descrita en la parte inicial del libro²). En el cuadro 1 se presenta un ejemplo para el cálculo del MRS.

Cuadro 1
Cálculo del máximo riesgo sostenible para el nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (MMB)				Promedio
US\$/B	10	30	100	300	ponderado
18	1,70	6,12	23,94	75,40	14,84
20	2,34	7,79	29,01	89,21	18,00
25	5,48	15,68	52,67	153,53	32,78
30	5,48	15,68	52,67	153,53	32,78
Promedio	3,75	11,32	39,57	117,91	24,60

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

1.4 Evaluación

Para contar con una serie comparable de mediciones y análisis que guíen el desarrollo de estudios e investigaciones, es pertinente desarrollar procesos analíticos que hayan sido anteriormente planteados para comprender una problemática económica. En el caso del petróleo, la evaluación realizada por Adriana Elvira Barrios en 2000, puede

² De aquí en adelante, Barrios 2000.

continuarse o verificarse con las nuevas condiciones que se plantean. Así, a continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación del nuevo contrato y se comparan con los obtenidos por Barrios (2000) para los antiguos, por lo cual debe entenderse que cuando se menciona el contrato tipo A se habla del que rigió entre 1970 y 1989; tipo B entre 1990 y 1994; C de 1994 a 1999; tipo D entre 1999 y 2003; y del nuevo contrato, el que está vigente desde 2004.

1.4.1 State take

Como era de esperarse, el *state take* del nuevo contrato se reduce en forma significativa, ubicándose en 50,64% (véase el cuadro 2), muy por debajo del promedio mundial de 60% según la ANH. Esto se debe a que el inversionista recibe 100% de la producción, a excepción de los escenarios de precios altos, cuando el Estado participa de las ganancias, más no de la producción misma.

Cuadro 2
Cálculo del *state take* para el nuevo contrato

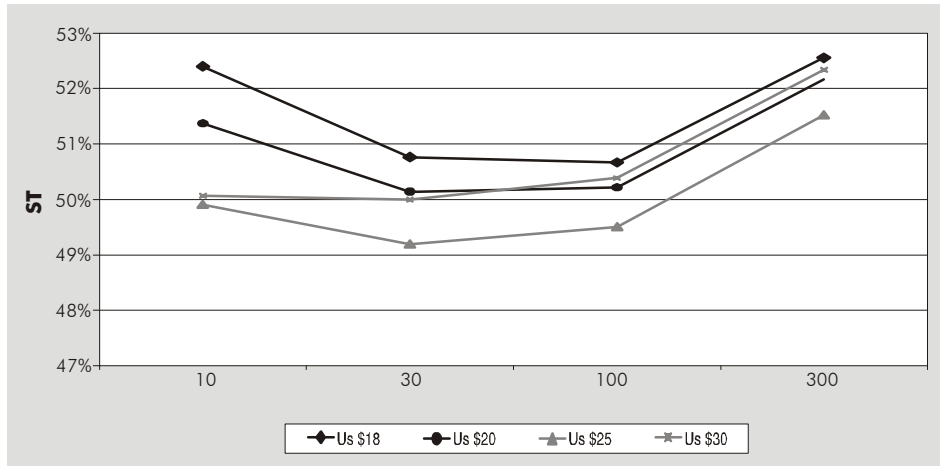
Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (MMB)				Promedio
US\$/MBTU	10	30	100	300	ponderado
18	52,40%	50,76%	50,67%	52,55%	51,58%
20	51,37%	50,14%	50,22%	52,17%	50,85%
25	49,91%	49,19%	49,51%	51,52%	49,78%
30	50,07%	50,00%	50,38%	52,34%	50,34%
Promedio	50,94%	50,02%	50,19%	52,15%	50,64%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

El nuevo contrato puede clasificarse como híbrido, debido a que es regresivo en los tamaños de campo más pequeños, pero progresivo en tamaños de campo más grandes como se observa en la gráfica 1.

El ST que se presenta a un nivel de precios de US\$30/b merece un breve comentario; es de esperarse que el indicador aumente en este escenario, dado que a este nivel de precios el Estado entra a participar de las ganancias obtenidas. No obstante el cuadro nos muestra que para los campos de bajas reservas no es muy significativo el aumento, debido en gran parte a que el gobierno sólo participa en las ganancias si se ha alcanzado una producción acumulada mayor a 5 MMB; en estos campos, este nivel de producción se alcanza casi al final del proyecto, lo cual hace que al descontar

Gráfica 1
State take para el nuevo contrato



Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

la participación del Estado no pese mucho dentro del flujo de caja total, muy diferente a si el tamaño del campo fuese de 100 o 300MMB dado que en estos casos el Estado participa de las ganancias desde el primer año de producción.

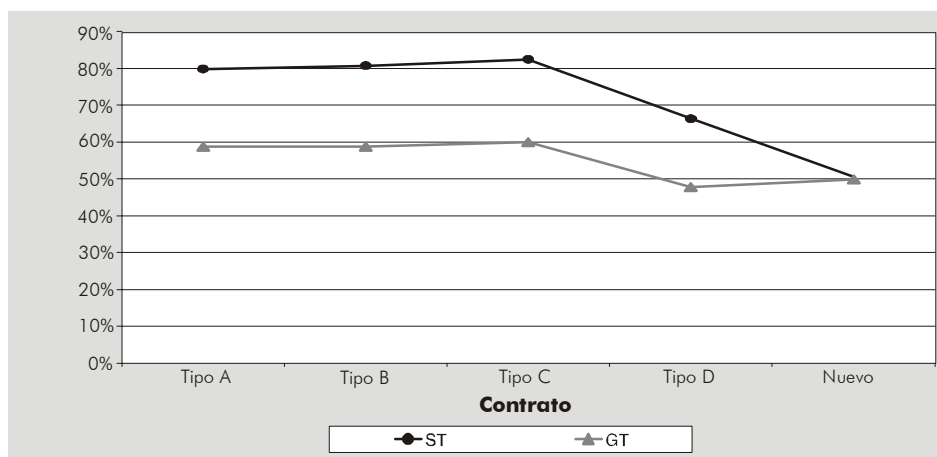
Al comparar los cálculos ST obtenidos para el nuevo contrato con los existentes para los cuatro contratos de asociación que se aplicaron en el país, puede verse (gráfica 2) cómo el ST se reduce de forma dramática al caer de más de 70% a 50,64%, prácticamente igualando el *government take*. Esto significa que el contrato alcanza su objetivo al ser más competitivo que los anteriores, mejorando ostensiblemente las condiciones del inversionista.

1.4.2 Government take

Dado que sólo incluye sólo los impuestos y regalías que percibe un país, el GT es siempre menor al ST. El GT para el caso del nuevo contrato colombiano se ubica en 49,85%, siendo su comportamiento similar al del ST (véase el cuadro 3).

Sin duda, lo más importante que podemos ver si comparamos el GT del nuevo contrato con los anteriores es cómo el indicador aumentó comparado con el contrato tipo D (1999-2003); esto muestra que el nuevo contrato es menos competitivo en estos términos. El resultado obtenido tiene que ver con la aplicación de la sobre tasa al impuesto de renta, la cual resta competitividad al nuevo contrato.

Gráfica 2
Evolución de *state take* y del *government take*



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

Cuadro 3
Cálculo del *government take* para el nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/B	10	30	100	300	ponderado
18	51,49%	50,09%	50,11%	52,07%	50,85%
20	50,61%	49,57%	49,73%	51,74%	50,23%
25	49,37%	48,78%	49,14%	51,20%	49,33%
30	48,83%	48,48%	48,95%	51,06%	48,97%
Promedio	50,07%	49,23%	49,48%	51,52%	49,85%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

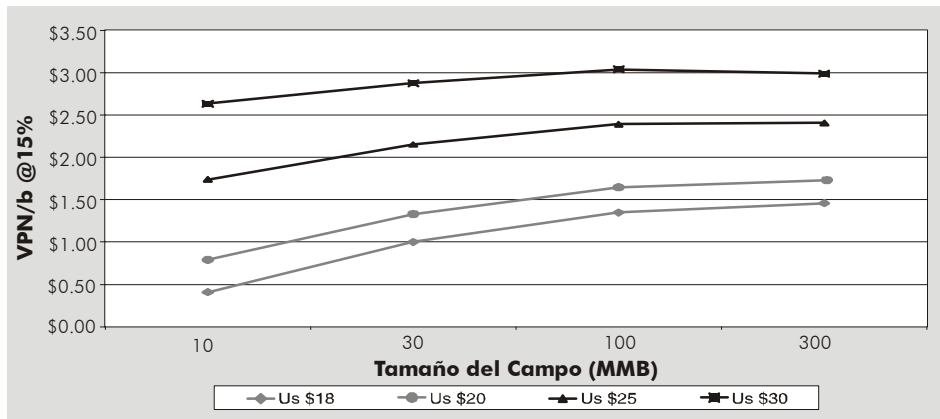
Es importante resaltar que la ANH no puede hacer nada para modificar la competitividad del contrato en términos de GT, dado que los impuestos y las regalías son establecidas por leyes que son competencia del Congreso de la república. Lo anterior limita el campo de acción de la agencia, ya que muchos países tienden a ofrecer grandes ventajas a las compañías petroleras en cuanto GT se refiere, por medio de descuentos en los impuestos, o, por el contrario, aplican tasas impositivas más fuertes para capturar la mayor renta petrolera posible.

1.4.3 Valor presente neto por barril (VPN/b)

El valor presente neto es la herramienta de evaluación financiera de proyectos más importante; con base en ella se toman las decisiones finales de inversión. En el caso de la industria petrolera, es importante el valor presente neto por barril, es decir, lo que cada barril agregara al patrimonio del inversionista.

El nuevo contrato, sin duda, es muy atractivo. Su valor presente neto por barril promedio se ubica en US\$1,53, siendo más favorable para aquellos proyectos que involucren grandes descubrimientos, alcanzando un promedio de US\$2,14 para campos con reservas de 300MMB (véase la gráfica 3).

Gráfica 3
Valor presente neto/b @ 15% para el nuevo contrato



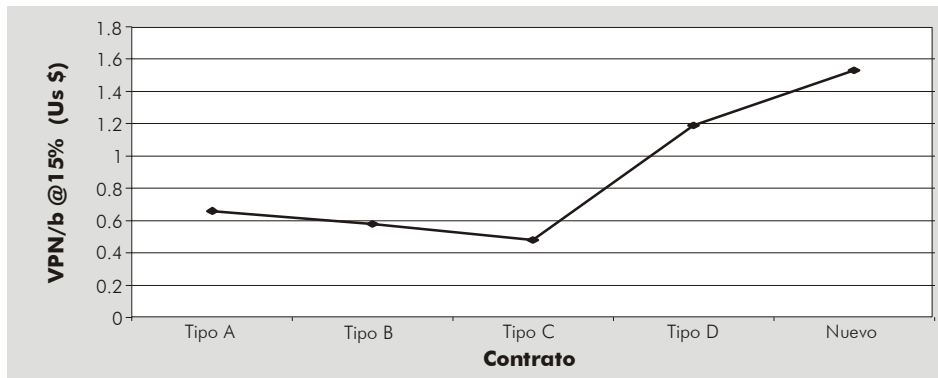
Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

En cuanto la evolución del valor presente neto por barril, es posible ver cómo mejora la competitividad del nuevo contrato comparado con el tipo D, hasta ser el más alto en la historia de la contratación petrolera en el país (véase la gráfica 4).

1.4.4 Tasa interna de retorno

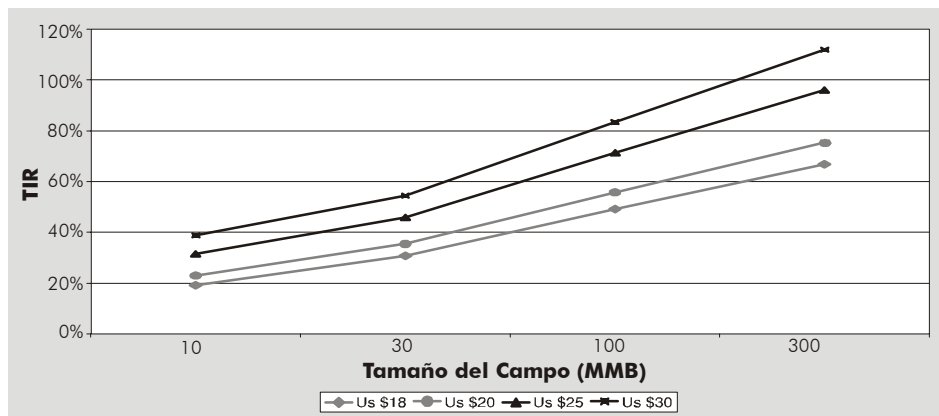
La tasa interna de retorno se ubica en 45,49%, lo que es bastante atractivo, especialmente en proyectos que involucran grandes reservas, alcanzado 64,89% promedio en campos con reservas de 100 MMB y 87,54% para campos con reservas de 300 MMB (véase la gráfica 5).

Gráfica 4
Evolución del valor presente neto/b @ 15%



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

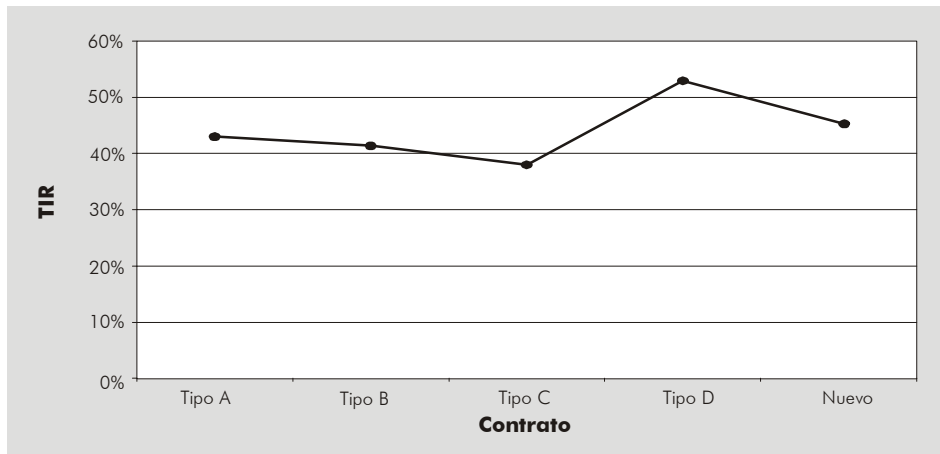
Gráfica 5
Tasa interna de retorno para el nuevo contrato



Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

La baja rentabilidad ofrecida para los campos pequeños afecta el cálculo del promedio ponderado total. Esto conduce a que el nuevo contrato tenga una TIR menor a la del tipo D (véase la gráfica 6).

Gráfica 6
Evolución de la tasa interna de retorno



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

1.4.5 Máximo riesgo sostenible

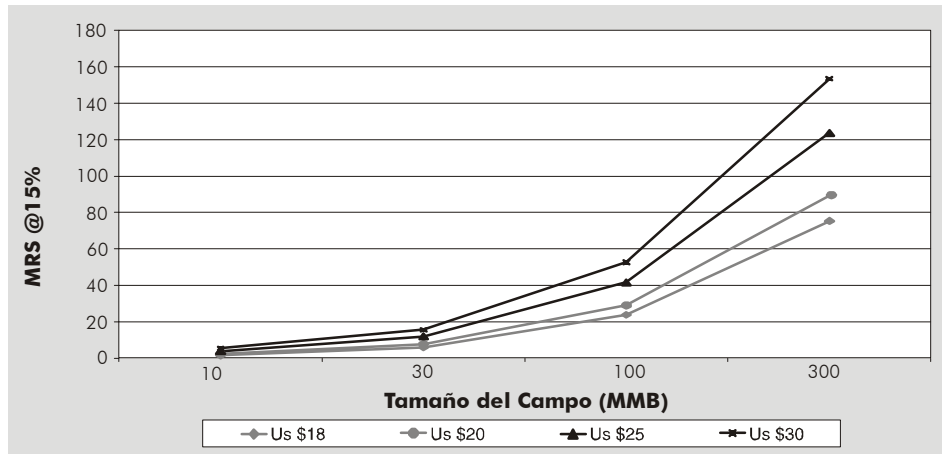
El máximo riesgo sostenible del contrato petrolero colombiano mejora levemente con el nuevo sistema, al ubicarse en 24,60 pozos que pueden ser perforados, con lo que genera un proyecto exitoso en Colombia (véase la gráfica 7).

Por otra parte, es evidente lo atractivo que se hace este indicador en el caso de grandes campos de producción petrolera, como puede apreciarse en la gráfica 8.

1.4.6 Valor monetario esperado

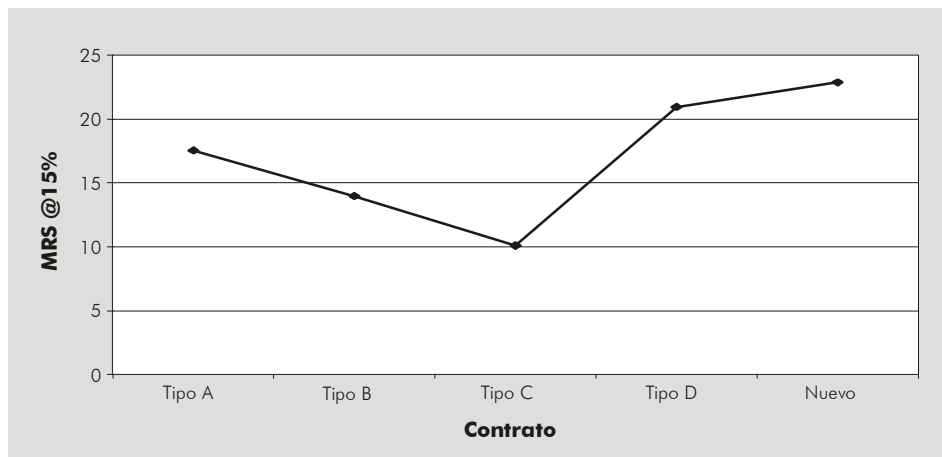
El valor monetario esperado que se puede obtener con el nuevo contrato se ubica en US\$ 21,63 millones. En el cuadro 4 se muestran los resultados promedio, por nivel de precios.

Gráfica 7
Máximo riesgo sostenible nuevo contrato



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

Gráfica 8
Evolución del máximo riesgo sostenible



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

Cuadro 4
Cálculo de valor monetario esperado

Precio US\$/b	Millones de US\$
18	\$ 12,18
20	\$ 15,90
25	\$ 25,17
30	\$ 33,28
Promedio	\$ 21,63

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

1.4.7 Tiempo de captura del state take

El tiempo de captura del ST para el nuevo contrato se ubica en todos los casos al principio del proyecto, indicando que el Estado cobra rápidamente su participación en el flujo de caja de los proyectos.

En el cuadro 5 se presenta el resumen de los indicadores obtenidos en el análisis financiero del nuevo contrato.

Cuadro 5
Resumen evaluación

Indicador	Nuevo contrato
State take	50,64%
Government take	49,85%
TIR	45,49%
VPN/b @ 15% (US\$)	\$ 1,53
MRS @ 15%	22,88
VME @ 15% (USMM\$)	\$ 21,63
Tiempo de captura	Principio

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

1.5 Conclusiones parciales

El nuevo contrato es más atractivo para los inversionistas que los anteriores, debido a la salida del Estado como socio en la fase de producción; lo cual se puede observar en el *state take*, que se reduce fuertemente hasta su nivel más bajo en la historia, casi igual al *government take*.

El aumento de la rentabilidad de los inversionistas en términos de valor presente neto por barril y máximo riesgo sostenible puede ser un arma de doble filo, pues esto puede ser interpretado en los mercados internacionales de dos formas: como

una buena oportunidad de inversión y, por tanto, atraer compañías petroleras al país. No obstante, este aumento de rentabilidad puede ser interpretado como retribución a los altos riesgos que puede presentar la actividad petrolera en Colombia. En consecuencia, el nuevo contrato podría ahuyentar aquellas compañías que por su escaso capital no están en capacidad de asumir grandes riesgos.

El contrato de concesión colombiano beneficia ampliamente los proyectos que involucran campos con grandes reservas, y, comparativamente, hace menos atractivos aquellos que mantienen pocas. No obstante, históricamente el contrato de concesión es el que mejores condiciones ha dado para la explotación de campos con reservas marginales, gracias a la retribución de 100% al riesgo exploratorio, mecanismo que, a su vez, otorga buena rentabilidad para los grandes campos que en algunas condiciones podrían considerarse excesivas, por lo que es necesario establecer un mecanismo por medio del cual el Estado colombiano pueda participar de las grandes ganancias por grandes reservas, así como lo establece el contrato para el escenarios de precios altos.

Es importante resaltar que el nuevo contrato "no garantiza el autoabastecimiento petrolero del país", la rentabilidad de los proyectos es sólo una de las variables que las compañías petroleras tienen en cuenta al momento de invertir; el nivel de precios del petróleo, las tasas de interés, el índice de prospectividad, así como la estabilidad política y judicial, son otras variables que deben tenerse en cuenta.

2. EL CASO DEL GAS NATURAL

2.1 Introducción

Desde los años 1970, el gas natural ha sido el energético de mayor crecimiento en el mundo; su demanda se ha visto impulsada por la necesidad que tienen los países industrializados de sustituir al petróleo como principal fuente de energía y a las grandes ventajas ecológicas que ofrece. Esto ha traído un *boom* en su exploración y explotación que, a su vez, ha generado avances tecnológicos que disminuyen los costos de las inversiones necesarias para su producción, tratamiento y transporte. Colombia no ha sido ajena a este proceso; sin embargo "se ha creado un círculo vicioso en la industria del gas natural, en la que no se invierte en exploración porque no hay mercado y se ha limitado el crecimiento de la demanda porque no hay reservas suficientes en el largo plazo"³.

3 Bravo, Óscar y Naranjo, Gheysel (2003) "Análisis de los riesgos y posibilidades de la expansión del gas natural en Colombia. En Observatorio Colombiano de Energía. *Boletín*. 12.

Según se ha explicado, la situación energética del país se ha venido modificando durante los últimos tiempos, como resultado de las condiciones cambiantes del mercado, así como de la regulación existente para la exploración y explotación de estos recursos, que debe ajustarse permanentemente para garantizar la inversión requerida. Consciente de este fenómeno, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el nuevo modelo de contratación planteó ciertos beneficios para la exploración y producción del gas natural en Colombia, con el objetivo de obtener o mantener las reservas a largo plazo que le permitan al país no sólo desarrollar su mercado interno, sino incursionar en el naciente mercado internacional del gas.

Aquí se realiza una evaluación económica del contrato para el caso de descubrimientos de gas natural libre, teniendo en cuenta los seis indicadores más importantes que ha desarrollado la industria petrolera para tal efecto y que ya se han expuesto. Esta parte se divide, en cinco secciones, incluyendo esta introducción, que es la primera. En la segunda se describe la metodología y supuestos utilizados para evaluarlo; la tercera muestra los resultados de la evaluación y, por último, se presentan unas breves conclusiones. Además, se incluye un anexo en el que se presentan las tablas resultantes del análisis.

2.2 Metodología y supuestos

Para evaluar el contrato en caso de descubrimientos de gas natural libre se utiliza el mismo modelo financiero de la sección anterior, aun cuando se cambian algunos supuestos.

Se utilizaron cuatro tamaños de campos de gas libre con reservas recuperables, de 100 millones de giga pies cúbicos (gpc), 300 gpc, 1.000 gpc y 3.000 gpc. Se hizo una evaluación económica suponiendo cuatro diferentes precios del gas en boca de pozo, los cuales fueron: US\$1,1/MBTU, US\$1,2/MBTU, US\$1,4/MBTU y US\$1,6/MBTU.

En la búsqueda de simplificar el análisis financiero del nuevo contrato se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- Con base en Barrios (2000) se supuso que las posibilidades de encontrar gas, según el tamaño de las reservas son:

Pozo seco	80%
100 GPC	8%
300 GPC	6%
1000 GPC	4%
3000 GPC	2%

El pago por uso del subsuelo se mantiene igual en la fase de exploración; sin embargo, en la fase de producción de campos de gas natural libre el canon pagado es de US\$0,01 por giga pie cúbico producido. Los demás supuestos no se alteran y se emplean los mismos seis indicadores propuestos por Van Meurs y Seck (1997) que se han venido utilizando a lo largo de este libro.

Para simplificar el análisis debido a las diferentes sensibilidades por tamaño de campo y precio, por cada indicador se obtuvo sólo un resultado por precio evaluado, calculado como el promedio ponderado según la probabilidad del descubrimiento. Luego se calculó el promedio aritmético de los resultados por precio (véase Barrios, 2000). En el cuadro 6 se presenta un ejemplo para el cálculo del *state take* (ST).

Cuadro 6
Cálculo del *state take* para el nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	47,68%	47,19%	47,74%	50,47%	47,82%
1,2	47,06%	46,71%	47,36%	50,07%	47,32%
1,4	46,67%	46,41%	47,10%	49,80%	46,99%
1,6	46,40%	46,20%	46,92%	49,61%	46,76%
Promedio	46,95%	46,63%	47,28%	49,99%	47,22%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

2.3 Evaluación

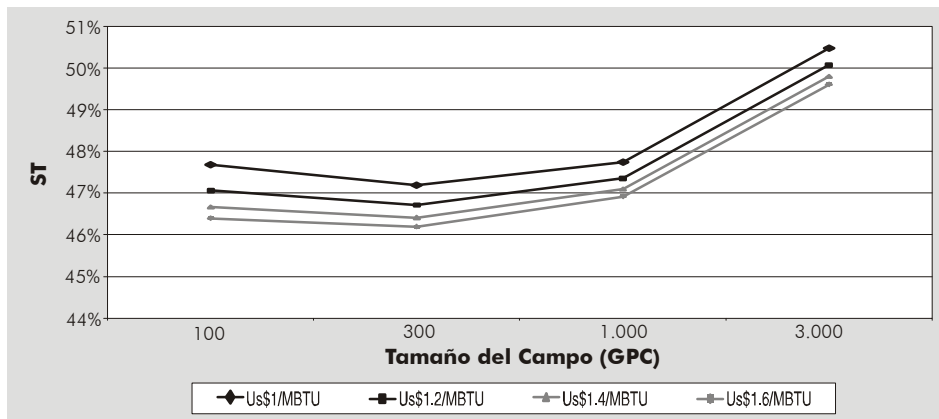
A continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación del nuevo contrato y se comparan con los obtenidos por Barrios (2000) para los antiguos, por lo cual se debe entender que cuando se menciona el contrato tipo A hablamos del que rigió entre 1970 y 1989; del tipo B entre 1990 y 1994; del tipo C1 entre 1994 y 1997, del C2 entre 1997 y 1999; el del tipo D entre 1999 y 2000); y, por último, el NC, desde 2004.

2.3.1 *State take* y *government take*

Como era de esperarse, el *state take* del nuevo contrato se reduce en forma significativa, ubicándose en 47,22%, debido a que el inversionista recibe 100% de la producción. En la gráfica 9 pueden observarse los resultados obtenidos.

Si se ignora la pequeña caída del ST en campos de 300 GPC, el nuevo contrato puede clasificarse como ligeramente progresivo, ya que el ST aumenta al aumentar el tamaño del nacimiento, lo cual es muy bueno.

Gráfica 9
State take



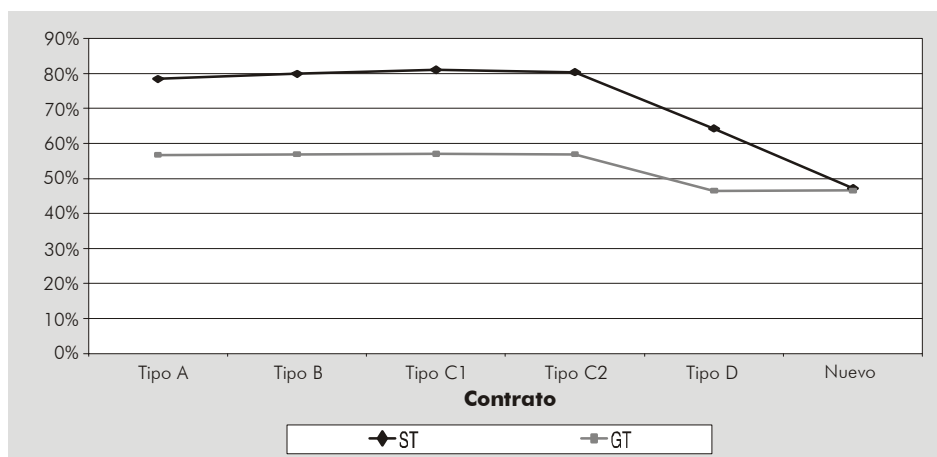
Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Al comparar los cálculos ST obtenidos para el nuevo contrato con los existentes para los cinco contratos de asociación que se aplicaron en el país para yacimientos de gas, podemos ver en la gráfica 10 cómo el ST se reduce de forma dramática, al caer de más de 60% a 47,22%, prácticamente igualando el *government take*. Siendo el sistema de contratación más atractivo de la historia para la inversión privada en caso de descubrimientos de gas natural libre.

El *government take*, dado que sólo incluye los impuestos y regalías que percibe un país, es siempre menor al ST. El GT para el caso del nuevo contrato colombiano se ubica en 46,53% y su comportamiento es similar al del ST (véase el cuadro 7).

No obstante, al comparar el GT del nuevo contrato con los anteriores establecidos en el país, podemos ver el aumento de su nivel con respecto al contrato tipo D (1999-2004), lo que se debe a la aplicación de la sobretasa al impuesto de renta que resta competitividad al contrato en estos términos.

Gráfica 10
Evolución de *state take* y del *government take*



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

Cuadro 7
Cálculo del *government take* para el nuevo contrato

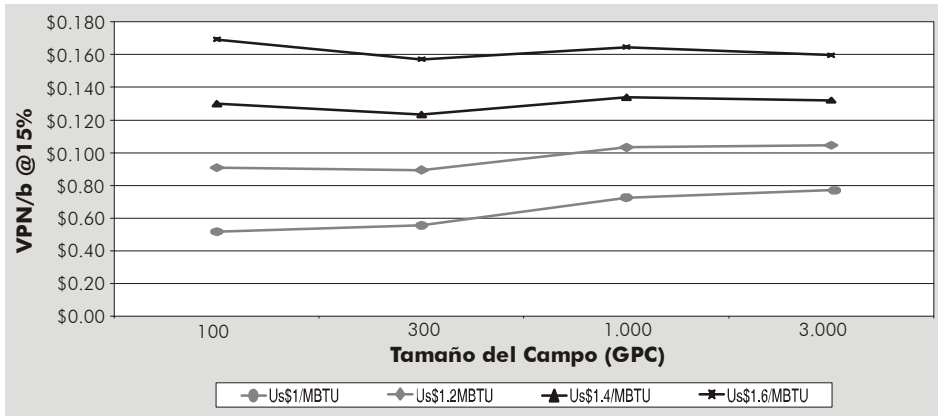
Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	46,53%	46,32%	47,03%	49,86%	46,90%
1,2	46,17%	46,03%	46,79%	49,57%	46,59%
1,4	45,93%	45,85%	46,63%	49,38%	46,39%
1,6	45,77%	45,72%	46,51%	49,25%	46,25%
Promedio	46,10%	45,98%	46,74%	49,51%	46,53%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

2.3.2 Valor presente neto por giga pie cúbico (VPN/gpc)

El valor presente neto por giga pie cúbico nos muestra lo que cada giga pie cúbico agregará al patrimonio del inversionista. El nuevo contrato, sin duda alguna, es muy atractivo. Su valor presente neto por giga pie cúbico promedio se ubica en US\$0,112, siendo más favorable para aquellos proyectos que involucren grandes descubrimientos. Sin embargo, como se observa en la gráfica 11, el indicador mantiene un promedio cercano en todo tipo de yacimiento.

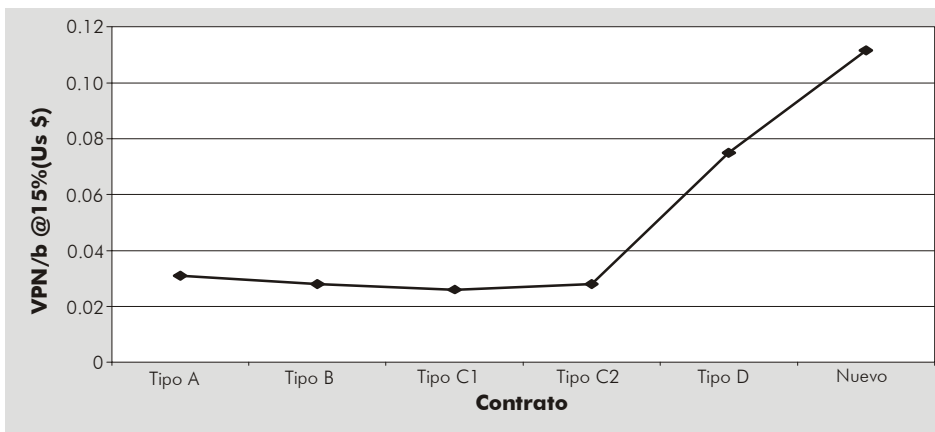
Gráfica 11
Valor presente neto por giga pie cúbico para el nuevo contrato
(descontado a 15% - US\$/gpc)



Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

En cuanto la evolución del valor presente neto por barril, podemos ver cómo mejora la competitividad del nuevo contrato comparado con el contrato tipo D, hasta ser el más alto en la historia de la contratación de gas natural en el país.

Gráfica 12
Evolución del valor presente neto/b @ 15%

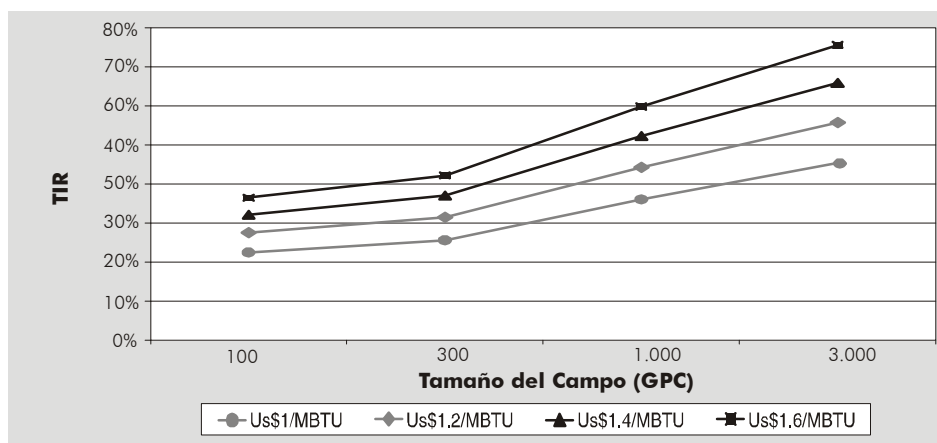


Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

2.3.3 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno se ubica en 37,79%, lo que es bastante atractivo en proyectos que implican descubrimientos de gas natural, teniendo en cuenta los altos costos de las inversiones necesarias para comercializar el hidrocarburo. Sin duda alguna, el contrato es más atractivo para yacimientos con reservas superiores a 300 gpc, ya que los pequeños yacimientos ofrecen una rentabilidad moderada, que podría en algunos casos ser poco atractiva.

Gráfica 13
Tasa interna de retorno para el nuevo contrato



Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

La baja rentabilidad ofrecida para los campos pequeños afecta el cálculo del promedio ponderado total, llevando a que el nuevo contrato tenga una TIR levemente menor a la ofrecida en el contrato del contrato tipo D (véase la gráfica 14).

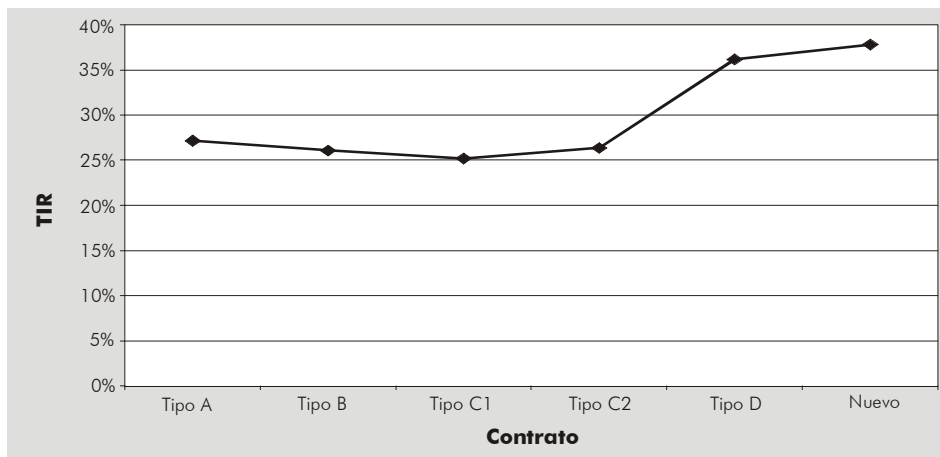
2.3.4 Máximo riesgo sostenible

El máximo riesgo sostenible del contrato de gas colombiano mejora levemente con el nuevo sistema, al ubicarse en 14,18 pozos de que pueden ser perforados con lo que genera un proyecto exitoso en Colombia (véase la gráfica 15).

Es evidente lo atractivo que se hace este indicador en el caso de grandes campos de producción de gas natural, como se puede apreciar en la gráfica 16, descuidando

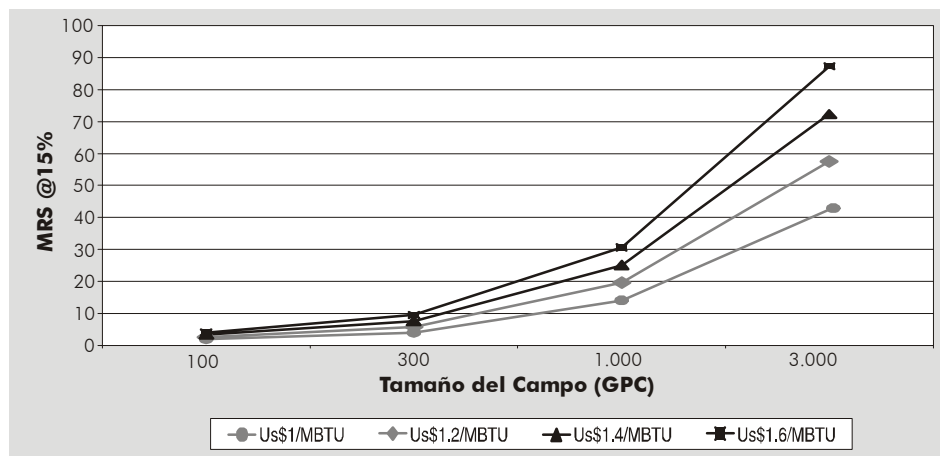
una vez más los pequeños yacimientos en los cuales el indicador no supera los 6,75 pozos.

Gráfica 14
Evolución de la tasa interna de retorno



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

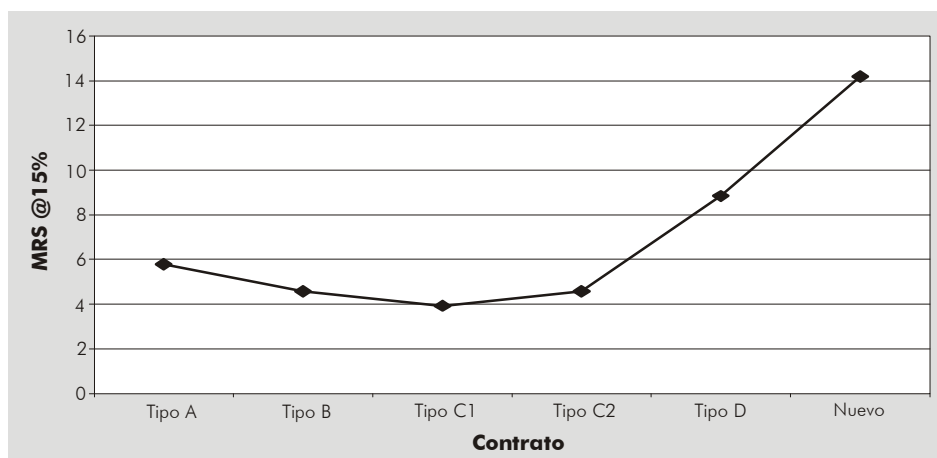
Gráfica 15
Máximo riesgo sostenible nuevo contrato



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

A pesar de lo poco atractivo del contrato en términos de MRS para yacimientos pequeños, su competitividad frente a los contratos anteriores es marcadamente superior, como puede observarse en la gráfica 16.

Gráfica 16
Evolución del máximo riesgo sostenible



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

2.3.5 Valor monetario esperado

El valor monetario esperado que se puede obtener con el nuevo contrato se ubica en US\$10,78 millones. En el cuadro 8 se muestran los resultados promedio obtenidos para cada nivel de precios.

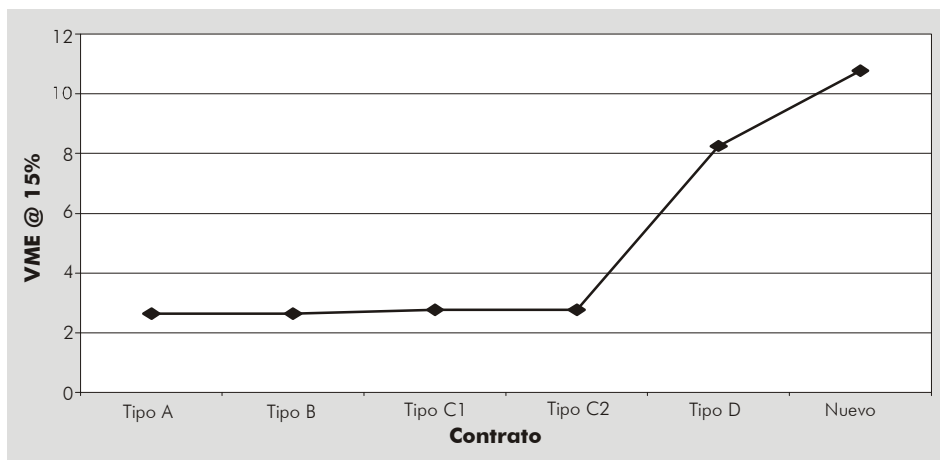
Cuadro 8
Cálculo de valor monetario esperado

Precio (US\$/MBTU)	Millones de Us\$
1	\$ 5,06
1,2	\$ 8,87
1,4	\$ 12,68
1,6	\$ 16,49
Promedio	\$ 10,78

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

En cuanto a la evolución del valor monetario esperado, podemos observar cómo aumenta con respecto al contrato tipo D y es absolutamente superior a la ofrecida en los antiguos contratos que no hacían distinción entre descubrimientos de gas y petróleo.

Gráfica 17
Evolución del valor monetario esperado @ 15%



Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

2.3.6 Tiempo de captura del state take

Este último indicador muestra que el tiempo de captura del ST para el nuevo contrato se ubica, en todos los casos, al principio del proyecto, indicando que el Estado cobra rápidamente su participación en el flujo de caja de los proyectos.

En el cuadro 9 se presenta un resumen de los indicadores obtenidos en el análisis financiero del nuevo contrato.

El nuevo contrato de concesión afecta de forma significativa tanto la rentabilidad de las compañías, como los ingresos del Estado, debido a la salida del Estado como socio en la fase de producción, lo que puede observarse en el *state take*, que se reduce fuertemente hasta su nivel más bajo en la historia, casi igual al *government take*.

El incremento de la rentabilidad de los proyectos en términos de valor presente neto por giga pie cúbico y máximo riesgo sostenible, se constituyen en un incentivo para que las compañías que descubran yacimientos gas libre en el país, busquen la

manera de comercializarlo y no se quede enterrado en el subsuelo, como sucedió en el pasado. Sin embargo, el aumento de la competitividad del contrato en estos términos puede ahuyentar a las compañías que perciban en el aumento de la rentabilidad una retribución a los grandes riesgos que se pueden presentar en el país.

Cuadro 9
Resumen evaluación

Resumen	
Indicador	Nuevo Contrato
State take	47,22%
Government take	46,53%
TIR	37,79%
VPN/b @ 15% (US\$)	\$ 0,11
MRS @ 15%	14,18
VME @ 15% (USMM\$)	\$ 10,78
Tiempo de Captura	Principio

Fuente: Cálculos del autor.

2.4 Conclusiones parciales

Como se mencionó varias veces en la evaluación, y al igual que en caso de yacimientos petroleros, el nuevo contrato tiende a beneficiar a yacimientos con grandes reservas de gas natural, y comparativamente hace menos atractivos aquellos que mantienen pocas, lo cual puede ser peligroso si recordamos que en Colombia son bastante más comunes los descubrimientos que implican pequeñas reservas.

Una vez más, es importante resaltar que el nuevo contrato "no garantiza el autoabastecimiento de gas natural en el país". La rentabilidad de los proyectos es sólo una de las variables que las compañías tienen en cuenta al momento de invertir en un país; el nivel de precios del gas, las tasas de interés, el índice de prospectividad, así como la estabilidad política y judicial, son otras variables a tener en cuenta.

Por último, retomando el trabajo de Adriana Elvira Barrios (2000) el cual inspira este trabajo, es bueno preguntarnos si para el caso de descubrimientos de gas natural el nuevo contrato de concesión es un régimen fiscal óptimo que captura en forma eficiente toda la renta de la tierra.

Sin duda, para el caso de grandes descubrimientos en escenarios de precios altos, la compañía recibe una ganancia mayor a la normal. Sin embargo, "en el mercado actual de la exploración de petróleo y gas, un país debe establecer su régimen fiscal más acorde con los términos de sus competidores que con una solución teórica"

(Barrios, 2000). En este sentido, parece ser que el nuevo contrato de concesión es necesario.

3. CONCLUSIONES GENERALES

El análisis de las condiciones en que el nuevo contrato de concesión opera para el petróleo y el gas natural nos deja algunas enseñanzas. Los cambios en las características que se venían desarrollando en los anteriores esquemas de contratación, implican que el Estado, la ANH y las compañías extranjeras ajusten su papel según las condiciones externas, la necesidad de mantener o incentivar la exploración y explotación adecuada de estos recursos, buscando asegurar tanto el abastecimiento como unos recursos económicos y fiscales que satisfagan el riesgo o las necesidades de cada agente en el sector.

En este sentido, desde la evaluación realizada puede observarse que existen algunos indicadores que favorecen a las empresas, pero otros que presentan condiciones que podrían desfavorecer la inversión extranjera. En una perspectiva a mediano plazo, esto puede afectar la exploración en el sector.

Aunque el nuevo contrato de concesión puede ser más atractivo para los inversionistas que los anteriores, mantener en el tiempo un punto justo de equilibrio entre riesgo y rentabilidad no es fácil en un escenario en el que el Estado debe tratar de obtener la mayor renta posible por este tipo de aprovechamiento de recursos no renovables frente a las condiciones que se ofrecen en otros países o para tratar de incentivar la explotación de campos pequeños.

El nuevo contrato de concesión colombiano beneficia ampliamente aquellos proyectos que involucran campos con grandes reservas, y comparativamente hace menos atractivos los que mantienen pocas. No obstante, históricamente el contrato de concesión es el que mejores condiciones ha dado para la explotación de campos con reservas marginales, gracias a la retribución de 100% al riesgo exploratorio, mecanismo que a su vez otorga rentabilidades para los grandes campos que en algunas condiciones podrían considerarse excesivas, por lo que es necesario establecer un mecanismo por medio del cual el Estado colombiano pueda participar de las grandes ganancias por grandes reservas, así como lo establece el contrato para el escenarios de precios altos.

Pero debe resaltarse que para el nuevo contrato la rentabilidad de los proyectos es sólo una de las variables que las compañías pueden tener en cuenta al momento de invertir en un país, ya que existen otras, como los precios, las tasas de interés, el índice de prospectividad, así como la estabilidad política y judicial, que pueden determinar la inversión.

Por último, es claro que Ecopetrol está llamada a garantizar el éxito del nuevo contrato y, primordialmente, el autoabastecimiento de hidrocarburos en el país, ya sea asociándose con otras compañías para realizar exploración o realizando sísmica y calentando áreas para que lleguen más inversionistas. El descubrimiento de nuevas reservas importantes hará que los grandes capitales petroleros vuelvan de nuevo sus expectativas a Colombia.

ANEXOS

Cuadros nuevo contrato de concesión

Anexo 1

State take nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	47,68%	47,19%	47,74%	50,47%	47,82%
1,2	47,06%	46,71%	47,36%	50,07%	47,32%
1,4	46,67%	46,41%	47,10%	49,80%	46,99%
1,6	46,40%	46,20%	46,92%	49,61%	46,76%
Promedio	46,95%	46,63%	47,28%	49,99%	47,22%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 2

Government take nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	46,53%	46,32%	47,03%	49,86%	46,90%
1,2	46,17%	46,03%	46,79%	49,57%	46,59%
1,4	45,93%	45,85%	46,63%	49,38%	46,39%
1,6	45,77%	45,72%	46,51%	49,25%	46,25%
Promedio	46,10%	45,98%	46,74%	49,51%	46,53%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 3

Valor presente neto por barril (desc. 15%) nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	\$ 0,052	\$ 0,055	\$ 0,072	\$ 0,077	\$ 0,059
1,2	\$ 0,091	\$ 0,089	\$ 0,103	\$ 0,105	\$ 0,094
1,4	\$ 0,130	\$ 0,123	\$ 0,134	\$ 0,132	\$ 0,129
1,6	\$ 0,169	\$ 0,157	\$ 0,165	\$ 0,160	\$ 0,164
Promedio	\$ 0,110	\$ 0,106	\$ 0,119	\$ 0,118	\$ 0,112

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 4
Tasa interna de retorno nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	22,51%	25,64%	36,09%	45,35%	28,45%
1,2	27,56%	31,51%	44,35%	55,75%	34,92%
1,4	32,20%	37,02%	52,25%	65,85%	41,02%
1,6	36,50%	42,21%	59,80%	75,63%	46,78%
Promedio	29,69%	34,09%	48,12%	60,65%	37,79%

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 5
Máximo riesgo sostenible nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	1,93	4,00	14,05	42,54	9,04
1,2	2,64	5,83	19,58	57,46	12,46
1,4	3,34	7,66	25,10	72,37	15,89
1,6	4,05	9,49	30,63	87,28	19,32
Promedio	2,99	6,75	22,34	64,91	14,18

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 6
Tiempo de captura nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Principio
1,2	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Principio
1,4	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Principio
1,6	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Al Principio	Principio

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 7
Relación beneficio-costo @ 15% nuevo contrato

Factor ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio	Tamaño de campo (gpc)				Promedio
US\$/MBTU	100	300	1.000	3.000	ponderado
1	1,24	1,30	1,53	1,75	1,37
1,2	1,42	1,48	1,76	2,02	1,56
1,4	1,60	1,66	1,99	2,29	1,76
1,6	1,78	1,84	2,21	2,56	1,96
Promedio	1,51	1,57	1,87	2,15	1,66

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 8
Valor monetario esperado

Precio (US\$/MBTU)	Millones de US\$
1	\$ 5,06
1,2	\$ 8,87
1,4	\$ 12,68
1,6	\$ 16,49
Promedio	\$ 10,78

Fuente: cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997).

Anexo 9
Evaluación económica del nuevo contrato petrolero
comparación Adriana Barrios

Indicador	Tipo A	Tipo B	Tipo C1	Tipo C2	Tipo D	Nuevo
State take	78,44%	79,91%	81,04%	80,40%	64,30%	47,22%
Government take	56,76%	56,90%	57,06%	56,94%	46,46%	46,53%
TIR	27,15%	26,07%	25,20%	26,36%	36,16%	37,79%
VPN/b @ 15% (US\$)	0,031	0,028	0,026	0,028	0,075	0,11
MRS @ 15% (US\$)	5,79	4,57	3,93	4,57	8,84	14,18
VME @ 15% (US\$)	2,65	2,65	2,77	2,77	8,25	10,78

Fuente: Barrios (2000) y cálculos del autor.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Minuta No. 001, Bogotá, mayo de 2004.
- ÁLVAREZ, CARLOS. Economía y Política Petrolera. Bogota: Agenda Ciudadana para la Paz, 2000.
- ARMENGOL, C. AND J. GERMAIN (2000), "Growth rate in E&P investments slowed to 3% since 1998", Oil and Gas Journal, March 13.
- BARRIOS, ADRIANA. Energía y Desarrollo. Bogota: Observatorio Colombiano de Energía, 2003.
- . Historical Evaluation of the Colombian Oil Fiscal Regimes. Londres: University of Sheffield, 2000.
- BARROWS, G.H. (1980), "Special Report on World Petroleum Concessions", The petroleum Economist, 47, 426.
- BARROWS. World Petroleum Arrangements. New York: Barrows, 1981.
- BARROWS, G.H. (1993). Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
- BINDEMANN, K. (1999), Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 25, October.
- BOLETÍN OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA, CID, Facultad de Ciencias Económicas, varios números.
- BP AMOCO (1999), Statistical review of world energy, BP Amoco plc., June.
- ECOPETROL (1999), Estadísticas de la industria petrolera 1998, Vigésima primera edición, Empresa Colombiana de Petróleos, Dirección de Planeación Corporativa.
- . (1999a), Open for business, New Oil Policy for Colombia, Ecopetrol, Colombia.
- ECOPETROL (2000), Estadísticas volumétricas de la industria petrolera, Diciembre de 1999, Dirección de Planeación Corporativa.
- . (2000b), Oil self-sufficiency until the year 2007. Available in: www.ecopetrol.com.co/ronda2000/ronda2000/informe.htm , accessed 10/20/00.
- . Association Contract, various years.
- FINANCIAL TIMES (2000), "Colombia agrees new oil accords", January 31, p.12.
- . (2000b), "Signing of Contracts boosts Colombian Oil Industry", October 2, 2000.
- GAO, Z. (1994), International Petroleum Contracts: current trends and new directions. Graham & Trotman, London.
- HOTELLING, H. (1931), "The economics of exhaustible resources", Journal of political Economy, Vol. 39, April. Pp. 137-175.

- JOHNSTON, D. (1999), "Bonuses enhance upstream fiscal system analysis", *Oil and Gas Journal*, Feb 8.
- . (1999a), "Maturing planet, tougher terms change upstream landscape", *Oil and Gas Journal*, Dec 13.
- . (1994), "Global petroleum fiscal systems compared by contractor take", *Oil and Gas Journal*, Dec. 12.
- . (1994a), *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Penwell Books, Tulsa, Oklahoma.
- KEMP, A. G. (1994), "International Petroleum Taxation", *The Energy Journal*, Vol. 15, Special Issue.
- LELAND, H. (1978), "Optimal Risk Sharing and the Leasing of Natural Resources, with Application to Oil and Gas Leasing on the OCS", *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 92. pp. 413-32.
- MARSHALL, A. (1890), *Principles of Economics*, 8th edn, Macmillan, 1920. Reprinted 1961. London.
- MARTÍNEZ, A. (1998), *Algunos determinantes y características de la política petrolera*, Mimeo, Bogotá, Colombia.
- MEAD, W. J. (1994), "Toward an Optimal Oil and Gas Leasing System", *The Energy Journal*, Vol. 15 No. 4.
- MIKDASHI, Z. (1966), *A Financial Analysis of Middle Eastern Oil Concessions 1901-65*, Praeger, New York.
- MOMMER, B. (1999), *Oil Prices and Fiscal Regimes*. OIES WPM 24, May. Oxford Institute for Energy Studies.
- . (2000), *The Governance of International Oil, The Changing Rules of the Game*, OIES Paper WPM 26, Oxford institute for Energy Studies.
- NEHER, P. A. (1993), *Natural Resource Economics: Conservation and Exploitation*, Cambridge, Cambridge University Press.
- PERUBAN, S. (1999) "Ecopetrol seeks investment; unveils offering", *Oil and Gas Journal*, Nov. 29.
- PETROCONSULTANTS (1995), RFR 1995 Update, Petroconsultants.
- . (1998), "New world rating", taken from: "Colombia: rated as competitive for petroleum exploration", *Petroleum update*, No. 3, 1998. Dirección de Planeación Corporativa, Ecopetrol, Colombia.
- PETROLEUM ECONOMIST (2000), "Slowly does it". *Petroleum Economist*, June 2000. Vol 67, Number 6. pp. 56-57.
- PIW (2000), "Colombia at Last Signs a Few Upstream Deals", *Petroleum Intelligence Weekly*, February 7, 2000.

- PIW (2000a), "Colombia Attracts More Interest but Majors Still Shy", *Petroleum Intelligence Weekly*, August 21, 2000.
- QUADRIO-CURZIO, A. (1987), "Land Rent", Eatwell, J., M. Milgate and P. Newman (eds), *The New Palgrave Dictionary of Economics*, Vol 3. Macmillan Press Limited, London.
- RAMSEY, J. B. (1980), *Bidding and Oil Leases*, JAI Press Inc, Greenwich, Connecticut.
- REECE, D.K. (1970) "An analysis of alternative bidding systems for leasing offshore oil", *The Bell Journal of Economics*, Vol. 10 No. 2, Autumn.
- RICARDO, D. (1821), *On the Principles of Political Economy and Taxation*, 3 ed., London.
- UNITED NATIONS -UN (1995), *Administration of Fiscal Regimes for Petroleum Exploration and Development*, United Nations Conference on Trade and Development, Geneva.
- . (1995a), *Comparative Analysis of Petroleum Exploration Contracts*, United Nations Conference on Trade and Development, Geneva.
- VAN MEURS, P. (1995), "Governments cut takes to compete as world acreage demand falls", *Oil and Gas Journal*, April 24.
- . (1997), *World Fiscal Systems for Oil*, Barrows, New York.
- VAN MEURS, P. AND A. SECK (1997), "Government takes decline as nations diversify terms to attract investment", *Oil & Gas Journal*, May 26.
- WICKSTEED, P.H. (1984), *An Essay on the Coordination of the Laws of Distribution*. Macmillan, London. Reprinted, London School of Economics, 1932, London.
- WOOD, D. A. (1990), "Appraisal of economic performance of global exploration contracts", Two-part series, *Oil and Gas Journal*, Oct. 29, Nov 5, pp. 48-53, 50-53.



GLOSARIO

- *ANH*: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- *bpd*: barriles de petróleo por día.
- *Ecopetrol*: Empresa Colombiana de Petróleos.
- *Contratos de asociación o joint ventures*: la compañía multinacional y el Estado (o su compañía estatal), participan activamente en la operación del campo petrolero y adquieren propiedad sobre una parte específica de la producción.
- *El factor R*: es un intento por introducir una distribución más "justa" de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. Así, cuando la producción acumulada supera un límite, la distribución de la producción depende de la relación entre los ingresos y los gastos de la compañía en el proyecto, de acuerdo con el factor R. La definición del factor R colombiano es:

$$R = \frac{IA}{ID + GO + A - B} = \frac{\text{Ingresos acumulados}}{\text{Gastos acumulados}} \text{ del asociado en cada campo}$$

donde:

IA: Ingresos acumulados del asociado (volumen x precio)

ID: Inversión de desarrollo acumulada

GO: Costos operativos acumulados del asociado

A: Costos directos de exploración en que ha incurrido la asociada

B: Reembolso acumulado de los costos directos de exploración

- *El tiempo de captura*: Este se mide calculando el state-take durante los primeros 6 años de producción. Si éste es mayor que el ST restante se dice que el régimen fiscal está "cargado al comienzo". Si el ST es el mismo durante los primeros 6 años que durante el resto del proyecto se dice que es "neutral"; y se dice que es un régimen fiscal "cargado al final" si el ST de los primeros 6 años es menor al ST del periodo restante.
- *Government take (GT)*: Es el porcentaje que gana el gobierno del flujo de caja del proyecto.
- *gpc*: millones de giga pies cúbicos de gas.
- *Máximo riesgo sostenible (MRS)*: indica el "número de programas exploratorios que se pueden pagar con el flujo de caja de un solo descubrimiento... mide el máximo riesgo geológico que se puede sostener".

- *Mb*: Millones de barriles de petróleo.
- *OPEP*: Organización de Países Exportadores de Petróleo.
- *State take* (ST): Es el porcentaje de lo que entra al Estado del flujo de caja total del proyecto.
- *Tasa interna de retorno* (TIR): La tasa de descuento a la cual el valor presente neto del flujo de caja iguala el costo de la inversión. En otras palabras, es la tasa de interés que corresponde a un VPN de cero (0).
- *Tipos de regímenes fiscales en el sector petrolero*: concesiones, licitaciones, contratos de producción compartida, contratos de servicios y alianzas estratégicas.
- *Valor monetario esperado* (VME): Es el VPN "de la esperanza promedio de un proyecto de exploración multiplicado por la probabilidad de éxito, menos el costo de un pozo seco por la probabilidad de éste. El VME muestra el valor promedio que puede ser obtenido con un proyecto exploratorio".
- *Valor presente neto* (VPN): Es el total del flujo de caja descontado, con una tasa particular, dividido por la producción total del campo.

Este libro, editado por la
Facultad de Ciencias Económicas
de la Universidad Nacional de Colom-
bia, se terminó de imprimir y encuadernar en
octubre de 2005 en los talleres de Ediciones
Antropos en Bogotá, D. C. En su composición se
usaron tipos Garamond 11/14 puntos. Páginas in-
teriores en papel bond beige de 70 gramos y carátula
en propalmate de 240. Tiraje de 500 ejemplares.
La producción editorial estuvo a cargo de Juan
Andrés Valderrama, de Tiza Orión Editores.