

Evaluación Económica de los Contratos de Asociación Piedemonte y Recetor

Informe Final presentado por Fedesarrollo a Ecopetrol

Agosto 6 de 1996

1. Introducción

El programa de exploración y explotación de hidrocarburos en el oriente colombiano se ha desarrollado de acuerdo con un cronograma de fases sucesivas, el cual se encuentra actualmente en su tercera etapa o Fase 3. Esta comprende los contratos de asociación de Recetor, vigente desde 1989 hasta el año 2017, y de Piedemonte, vigente desde 1992 hasta el 2020¹. El contrato Recetor cuenta con British Petroleum Exploration Company como operador y tiene como socios a BP (63.33%), Dee-Preussag (20%) e Inaquímicas (16.67%). La distribución prevista de su producción, neta de regalías, se hará de acuerdo con el esquema de distribución conocido como 50/50. Piedemonte, por su parte, tiene como único socio privado o asociado a la British Petroleum Exploration Company. La producción neta de regalías será distribuida entre Ecopetrol y el asociado de acuerdo con el sistema Escalonado de distribución de la producción, en el que la participación del asociado en los ingresos del proyecto disminuye conforme se acumula la producción.

La denominada Fase 3 comprende las zonas que se encuentran ubicadas en las faldas de la Cordillera Oriental, más al norte y al occidente que las que engloba Fase 2 (Cusiana y Cupiagua). Por esta razón, Fase 3 descansa sobre un subsuelo geológicamente mucho más

¹ Piedemonte es en realidad un englobamiento de los contratos de asociación Pauto, Tamara y Sacama, suscritos por Ecopetrol entre mayo de 1989 y septiembre de 1990, los cuales fueron convertidos a un único contrato a mediados de 1992.

complejo, circunstancia que encarece las inversiones y costos de extracción de hidrocarburos con respecto a los montos registrados hasta ahora en el país². Este sobrecosto afecta la rentabilidad global de Recetor y Piedemonte para todos los participantes.

Antes de que termine 1996, la British Petroleum (asociado) someterá a consideración de Ecopetrol la comercialidad de los campos de Piedemonte, que en caso de ser aceptada implicará la participación de Ecopetrol en la explotación conjunta y la entrada en funcionamiento de la distribución de la producción.

En virtud de lo anterior, Ecopetrol ha solicitado a Fedesarrollo un concepto sobre la magnitud y rentabilidad global del proyecto, así como la de cada uno de sus participantes. Se ha argumentado que el contrato de asociación vigente en la actualidad para los campos de Piedemonte no es competitivo en el ámbito internacional y que, por lo tanto, la casa matriz del asociado podría destinar los recursos de inversión previstos para Piedemonte a proyectos alternativos en otros países.

El objetivo de este trabajo es doble. Por una parte, busca evaluar el impacto macroeconómico de Fase 3, análisis del cual se desprende su relevancia moderada en términos de crecimiento económico y de balance externo, así como de finanzas públicas. Por otra parte, el trabajo busca hacer un análisis financiero detallado de los contratos de asociación de Piedemonte y Recetor, con el fin de cuantificar los retornos esperados para los participantes en el proyecto (la Nación, Ecopetrol y el Asociado) bajo diferentes esquemas de distribución de la producción.

² Sin embargo, no se puede desconocer la existencia de una curva de aprendizaje en la explotación de hidrocarburos en una región, a lo largo de la cual los costos de extracción se reducen. De acuerdo con información suministrada por Ecopetrol y la BP es difícil que aún considerando la curva de aprendizaje se logre reducir los costos de Fase 3 a niveles similares a los alcanzados en Fase 2, hasta ahora los más altos del país.

El trabajo analiza las implicaciones de los diferentes arreglos contractuales posibles. Su propósito es ilustrar la discusión pública sobre las ventajas y desventajas de ellos, con especial atención sobre las repercusiones de largo plazo. El Estado colombiano debe actuar de forma acorde con los intereses de largo plazo de la Nación, los cuales deben buscar un equilibrio entre el desarrollo de nuestro potencial petrolero en condiciones competitivas a nivel internacional y la adecuada remuneración para el país.

2. Contratos de Asociación en Colombia y en el Mundo

2.1. Descripción y análisis de los contratos de asociación en Colombia

La exploración y explotación de petróleo en el país, delegada por el Estado en Ecopetrol, ha tenido el concurso de agentes privados desde principios del siglo. Desde la primera mitad de los setenta, luego de varias modificaciones a la legislación, rige el esquema actual de exploración y explotación, según el cual Ecopetrol tiene la facultad de llevar a cabo estas tareas directamente o mediante contratos de cualquier naturaleza distintos al de concesión. Los contratos de asociación, por lo tanto, tienen un cuarto de siglo de existencia en el país. Con el denominador común según el cual el 20% de los ingresos generados en los proyectos deben ir directamente a la Nación como pago de regalías, durante estos 25 años se han desarrollado tres tipos diferentes de contratos de asociación para repartir el 80% restante entre Ecopetrol y la parte privada. Hasta 1989 se distribuyó equitativamente entre ambas partes los ingresos netos de regalías, en el esquema conocido como 50/50 (o 40/40 del total de ingresos). Entre 1989 y marzo de 1994 el 50/50 fue cambiado por el esquema Escalonado, en virtud del cual el asociado percibe inicialmente el 50% de la producción

neta, pero cede participación conforme se acumula producción en el campo. El 'Escalón' concretamente es el siguiente:

Cuadro 1: Esquema Escalonado

Producción Acumulada hasta: (millones de barriles)	% después de regalías	
	Ecopetrol	Asociado
60	50	50
90	55	45
120	60	40
150	65	35
Más de 150	70	30

Este esquema se implementó en virtud de que para campos de gran volumen la distribución equitativa o 50/50 se tornaba demasiado rentable para el asociado, como se alegó fue el caso de Caño Limón. Además, no son muchos los campos colombianos que sobrepasan 60 millones de barriles de producción acumulada, lo cual implica que para la mayoría de los casos continuó primando la distribución 50/50. El esquema Escalonado presenta, sin embargo, una limitación importante en su diseño. Sólo obedece al volumen producido y no contempla en momento alguno los costos de extracción ni la evolución de los precios de venta de los hidrocarburos extraídos. Así, en un campo que sobrepase por un amplio margen los 150 millones de barriles, la participación del asociado en la producción disminuye rápidamente, con lo cual se ve obligado a diferir la recuperación de costos, lo que obviamente reduce su rentabilidad en la asociación. Este problema es más grave cuando los costos de extracción son inusualmente altos, como se espera sea el caso de Piedemonte.

Adicionalmente, en el caso de Piedemonte hasta ahora se han explorado sólo unos campos dentro de toda el área de este contrato de asociación. Por los estudios y las estimaciones preliminares que se han llevado a cabo, la producción de estos campos superará ampliamente

los 150 millones de barriles, lo cual hará que el asociado termine con un 30% de la producción neta de regalías. En cualquier hallazgo futuro que se haga en Piedemonte, para el cual se requerirán nuevas inversiones costosas en suelo difícil, la participación del asociado será del 30% de entrada.

Dado lo anterior, no es sorprendente que después de la introducción del contrato Escalonado las actividades de exploración en el país hayan tenido un retroceso. Por ello, el Gobierno colombiano tomó medidas correctivas en abril de 1994 al cambiar de nuevo el esquema de distribución de la producción. No se retornó al 50/50, es decir, se mantuvo la filosofía de que el asociado debe ir perdiendo participación conforme se extraigan mayores volúmenes de hidrocarburos. Sin embargo, se implantó un esquema no basado únicamente en volumen producido, sino cimentado en el principio de que el asociado puede ceder participación sólo cuando haya recuperado las inversiones y costos de riesgo en las que incurrió durante los primeros años del proyecto. Este esquema se conoce como Factor R y define la participación del asociado como:

$$\text{Participación del Asociado} = \frac{50\%}{\text{Factor R}} = \frac{50\%}{\max\left\{1, \min\left\{\frac{IAA}{EAA}, 2\right\}\right\}}$$

donde *IAA* corresponde a los ingresos acumulados del asociado y *EAA* equivale a los egresos acumulados del asociado. El Factor R se activa cuando la producción acumulada excede los 60 millones de barriles y, de acuerdo con la expresión anterior, implica una participación mínima del asociado de 25% de la producción neta de regalías. Las bondades de este mecanismo son evidentes en el sentido en el que crea una especie de “banda” dentro de la cual el asociado pierde participación de una manera acorde con las necesidades de

recuperación de costos. Cuando los costos de extracción son demasiado altos o se presenta una coyuntura de bajos precios de los hidrocarburos, el asociado tiende a mejorar su participación; por el contrario, cuando las condiciones son muy favorables, ocurre lo contrario. Un beneficio adicional del Factor R para el asociado es que mejora su rentabilidad en campos grandes con respecto al esquema Escalonado, si bien no lo hace hasta el punto de igualar al esquema 50/50. Finalmente, y a diferencia del esquema Escalonado, cualquier nuevo descubrimiento dentro de un contrato de asociación, que implica nuevas inversiones, eleva de nuevo la participación del asociado.

Sin embargo, existen dos inconvenientes con el Factor R que es necesario mencionar. Por una parte, se calcula con base en los ingresos y egresos acumulados desde el inicio del proyecto, lo cual genera alta inercia en el indicador. De aquí que cualquier fenómeno debe ocurrir durante un período prolongado de tiempo para que afecte el Factor R de manera notoria. En segundo lugar, puede generar los incentivos erróneos al desempeño eficiente del asociado como operador, ya que invita a inflar los egresos o a llevar a cabo inversiones en exceso costosas que mantienen artificialmente bajo el Factor R y por ende, artificialmente alta la participación del asociado en la distribución de la producción neta de regalías. Este comportamiento por parte del asociado mejora su rentabilidad pero opera en contra de la rentabilidad del proyecto y de la Nación, y hace que la labor de vigilancia de Ecopetrol tenga que ser más celosa, a la vez que le otorga una ventaja al esquema Escalonado, que sólo obedece al sencillo criterio de la producción acumulada.

2.2. Participación privada en la explotación de hidrocarburos a nivel internacional

Existen diversas formas de participación privada en la exploración y explotación de hidrocarburos a nivel internacional. Este es un punto que vale la pena analizar, ya que las compañías privadas dedicadas a estas labores son generalmente multinacionales y, por lo tanto, la destinación de los recursos con que cuentan se decide luego de comparar las oportunidades de inversión en un conjunto amplio de países. Es decir, la rentabilidad debe ser atractiva al compararla internacionalmente si se quiere contar con el concurso de empresas extranjeras que aporten capital y asuman buena parte de los riesgos de la actividad exploratoria. Dadas las restricciones presupuestales de un gobierno como el colombiano, y las enormes necesidades en otros frentes donde la inversión pública es difícilmente sustituible, es natural que los gobiernos busquen socios privados para adelantar las actividades petroleras. Además, las empresas extranjeras cuentan con una tecnología más avanzada y poseen los recursos de capital de riesgo para explorar.

Entre los muy diversos criterios que dichas empresas utilizan para decidir dónde invertir su capital de riesgo en exploración (seguridad, estabilidad legal y fiscal, etc.) no se puede ignorar que la rentabilidad juega un papel central. Esto, por supuesto, implica definir un estándar de rentabilidad 'adecuada', la cual es proporcional a los riesgos inherentes a un país y, específicamente, a un proyecto. Es difícil saber, *a priori*, cuáles son esos niveles adecuados. Se puede, alternativamente, utilizar la rentabilidad de proyectos similares en el mismo país como punto de referencia.

Otro criterio clave, es el *Government Take* o renta del gobierno, referido al porcentaje de los flujos netos del proyecto que toma la Nación en tanto receptor de regalías, de impuestos

pagados por el asociado y por la empresa estatal, y del flujo de caja de esta última³. El Gráfico 1 muestra una comparación del Government Take en 11 países más el correspondiente al resultado esperado en el caso de Cusiana (50/50), de acuerdo con cifras suministradas por Ecopetrol. Se aprecia claramente que las condiciones de explotación en Colombia, aun para un esquema 50/50, no son precisamente las más competitivas. Como se verá más adelante, la posición relativa del contrato de asociación de Piedemonte ocuparía el último lugar después de Angola.

Sobre la competitividad de los contratos de asociación es preciso tener en cuenta además que en el desarrollo de la industria petrolera cuenta mucho la persistencia. Por ello, aunque la viabilidad financiera de un proyecto debe mirarse individualmente, no debe perderse de vista la necesidad de construir relaciones de largo plazo, que generen confianza y estabilidad a fin de estimular nuevos desarrollos que permitan obtener niveles crecientes de producción. Esto es especialmente cierto en un país como Colombia, que todavía no tiene asegurada su autosuficiencia mas allá de comienzos de la próxima década. Es decir, hay que tener en cuenta que las decisiones en torno a un contrato en particular pueden crear un “efecto dominó” que afecte futuros contratos y comprometa la permanencia de la inversión extranjera en petróleo en el país.

3. Impacto Macroeconómico de Fase 3

En la sección anterior se hizo una primera aproximación a la importancia estratégica de tener una política petrolera bien diseñada. Este capítulo cuantifica el impacto macroeconómico de

³ Para evitar problemas con diferentes tasas de descuento, el Government Take se calcula internacionalmente sumando, sin descontar, los flujos netos.

llevar a cabo Fase 3 y lo compara con un escenario sin Fase 3, para el período 1997-2005. La herramienta de análisis utilizada en este caso es el modelo de equilibrio general computable de largo plazo, diseñado por Fedesarrollo para el análisis de la economía colombiana.

En el Cuadro 2 se presentan los resultados de las simulaciones realizadas para crecimiento, déficit en cuenta corriente, déficit fiscal y ahorro privado. En términos de crecimiento, las diferencias son más marcadas cuando se lleva a cabo Fase 3 entre el año 2000 y 2003, donde la economía crece 4,5%, 3,9% y 4,2% contra 4,2%, 3,8% y 4,1% en el escenario sin Fase 3⁴. En cuanto al déficit en cuenta corriente, Fase 3 llega a reducirlo hasta en 0.3% del PIB en los años de mayor producción. El déficit fiscal, por su parte, es el menos afectado, aunque sí es ligeramente inferior en el escenario con Fase 3 (diferencias de 0,02% del PIB). En consecuencia con lo anterior, un menor déficit en cuenta corriente y un menor déficit fiscal abren espacio para que, dado un nivel de inversión, haya un mayor ahorro privado.

Los resultados presentados en el Cuadro 2 muestran que el impacto sobre el crecimiento económico de la Fase 3 no es en promedio demasiado grande. Lo que sí es cierto es que ayuda, sobre todo en ciertos años, a reducir el déficit fiscal; a controlar el déficit en cuenta corriente, que se ha tornado en los últimos años en uno de los principales dolores de cabeza de las autoridades económicas; y, finalmente, aumenta el espacio para que aumente el ahorro privado, principal financiador de la inversión privada, a su vez el mayor motor de crecimiento económico con que cuenta el país. Los efectos sobre las finanzas públicas suponen que el sector privado participa con un 50% de los gastos de inversión. En el caso

⁴ Entre 2003 y 2005 el crecimiento con Fase 3 es menor debido a que la economía parte de una base más alta que en los escenarios sin Fase 3.

de que Ecopetrol decidiera asumir la totalidad de dichas inversiones los efectos fiscales serían los opuestos ya que el déficit fiscal se incrementaría sustancialmente durante los primeros años del proyecto.

4. Análisis de Rentabilidad para Piedemonte

Del análisis de la sección anterior queda claro que aunque la Fase 3 es importante para la economía colombiana, los efectos macroeconómicos no son muy elevados. El país podrá crecer a un ritmo ligeramente superior y mantendrá el nivel en la producción y exportación de petróleo que se alcanzarán una vez la producción de Cusiana y Cupiagua se estabilice.

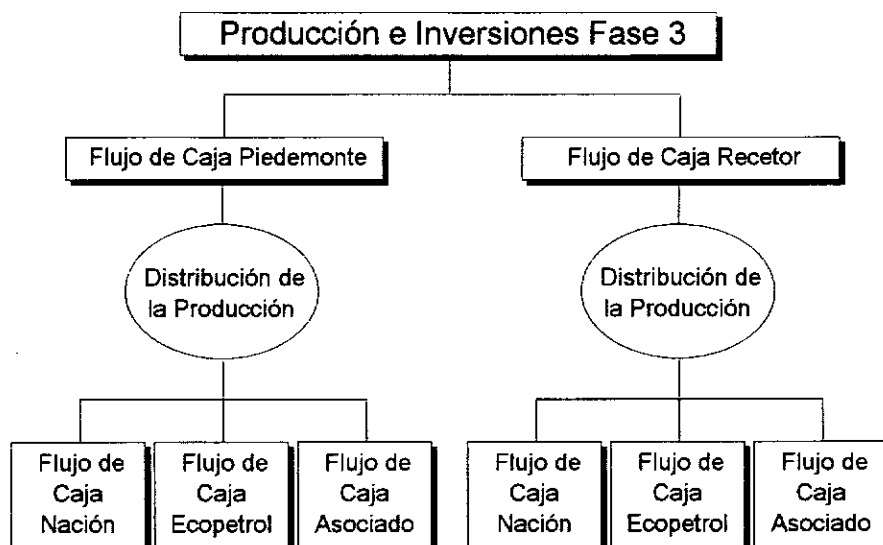
Este capítulo realiza el análisis financiero del proyecto bajo diferentes escenarios. Para ello se utiliza un modelo financiero elaborado por Fedesarrollo, cuyos resultados son la fuente de todos los gráficos y cuadros que se presentan a continuación. Cabe señalar, sin embargo, que las cifras utilizadas, tanto de producción como de costos, fueron suministradas por Ecopetrol. Dentro del alcance de este trabajo no se incluyó la validación de la información básica, la cual no necesariamente está exenta de problemas.

También es importante aclarar que si bien Fase 3 involucra a Recetor y Piedemonte, es sobre este último contrato sobre el que se centrará la atención de este trabajo. La razón es que Recetor tiene el esquema 50/50 y no es objeto de discusión. Más aún, el esquema 50/50 de Recetor eleva la rentabilidad conjunta del proyecto y oculta en cierta medida los problemas de Piedemonte⁵.

⁵ Sin embargo, el modelo desarrollado para este trabajo permite hacer para Recetor todo el análisis aquí presentado para Piedemonte.

4.1. Estructura del modelo y supuestos básicos

El modelo desarrollado para este trabajo tiene una estructura bastante sencilla. Se basa en los conceptos de valor presente neto y tasa interna de retorno de flujos de caja como criterios de evaluación. Parte de una producción, unos costos asociados y unas inversiones globales para Fase 3 y los asigna entre Piedemonte y Recetor. Para cada uno de los anteriores desagrega de nuevo los flujos entre los agentes que los perciben, i.e. la Nación, Ecopetrol y el asociado, de acuerdo con el esquema de distribución de la producción. En el siguiente diagrama se presenta un esqueleto del modelo:



En realidad hay dos perceptores de flujo de caja en el proyecto. El asociado por una parte y la Nación por otra. El flujo de la Nación no es otra cosa que:

$$\text{Flujo de Caja de la Nación} = IR + TRE + TRA + TRmA + FCE$$

donde IR corresponde a ingresos por regalías, TRE y TRA corresponden al impuesto de renta pagado por Ecopetrol y el asociado respectivamente, $TRmA$ equivale al impuesto de remesas pagado por el asociado, y FCE es el flujo de caja de Ecopetrol (después de impuestos). El *Government Take* corresponde, como se mencionó anteriormente, a la suma

de los flujos de caja netos de la Nación como porcentaje del flujo de caja acumulado del proyecto.

Los flujos se calcularon en millones de dólares constantes de 1996 para el período 1994-2020 y se descontaron a una tasa del 10% para todos los participantes. Se supuso un precio del petróleo de US\$ 17 de 1996 por barril y de US\$ 0.8 de 1996 por pie cúbico de gas. Como esquema de amortización se adoptó uno en línea recta a 5 años. Todos estos parámetros puede ser fácilmente cambiados en el modelo para analizar sensibilidades de los resultados a precios, esquemas de amortización, etc.

Existe un nivel elevado de incertidumbre por parte de Ecopetrol y el asociado sobre las características del desarrollo de la producción en Fase 3. Parte de esta incertidumbre se ha podido separar en tres componentes: (i) tamaño de las reservas, (ii) espaciamento entre los pozos y (iii) fecha de iniciación de la producción. De acuerdo con cifras suministradas por Ecopetrol, las opciones que se han considerado son las siguientes, con sus respectivas probabilidades de ocurrencia:

Cuadro 3: Evoluciones posibles de Fase 3

Reservas (MM de barriles)		Espaciamento (acres)		Iniciación de la Producción		
1,200	600	640	480	Julio de 1988	Enero de 1999	Julio de 1999
25%	75%	60%	40%	1%	80%	19%

Con estos tres componentes se pueden construir probabilidades conjuntas para 12 escenarios. Sin embargo, sólo se escogieron 8, con las siguientes probabilidades conjuntas⁶:

1. 1.200 MM de barriles, 640 acres de espaciamento, Enero de 1999 13.04%
2. 1.200 MM de barriles, 480 acres de espaciamento, Enero de 1999 8.70%

⁶ Las probabilidades conjuntas de estos ocho escenarios cobijan el 92% de los resultados posibles. Los resultados que se presentan a continuación toman este 92% como si fuera el 100%.

3. 600 MM de barriles, 640 acres de espaciamiento, Enero de 1999	39.13%
4. 600 MM de barriles, 480 acres de espaciamiento, Enero de 1999	26.09%
5. 1.200 MM de barriles, 640 acres de espaciamiento, Julio de 1998	0.16%
6. 600 MM de barriles, 640 acres de espaciamiento, Julio de 1998	0.49%
7. 1.200 MM de barriles, 640 acres de espaciamiento, Julio de 1999	3.10%
8. 600 MM de barriles, 640 acres de espaciamiento, Julio de 1999	9.29%

Del anterior ejercicio se desprende que un escenario de 600 millones de barriles, con inicio de la producción en enero de 1999, es el más probable (65.22% de la probabilidad total). No obstante, para efectos del presente trabajo se decidió no trabajar con un caso base sino con un promedio ponderado por probabilidad de ocurrencia o valor esperado. Es decir, todos los resultados aquí presentados se obtuvieron calculando en cada caso los ocho escenarios para luego ponderarlos por su respectiva probabilidad.

El Gráfico 2 muestra la evolución del valor presente neto (VPN) esperado y la tasa interna de retorno (TIR) esperados de Piedemonte tomado como proyecto global. Por una parte, el VPN esperado al final del proyecto (año 2020) asciende a US\$ 2.775 millones y la TIR a 32,8%, los cuales constituyen los valores de referencia del modelo y sirven para comparar los resultados de los participantes.

4.2. Resultados de las simulaciones

El esquema actual que rige para la explotación del contrato de Piedemonte es el Escalonado. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, en los últimos diez años los contratos de asociación han sufrido dos grandes transformaciones, desde el esquema 50/50 original hasta

el Factor R, pasando por el esquema Escalonado. Por esta razón, para efectos de comparación se presentan en esta sección los flujos de los participantes según estos tres esquemas. En el Gráfico 3a se muestra el VPN esperado de Nación, Ecopetrol y asociado en el esquema 50/50; allí se aprecia claramente que el asociado es el que más riesgo corre en el desarrollo del proyecto (es el que alcanza un VPN acumulado más negativo en 1998⁷). La Nación llega a un VPN esperado de US\$ 2.356 millones, mientras que el asociado recoge US\$ 461 millones. Ecopetrol, por su parte, percibe finalmente US\$ 571 millones. En cuanto a las rentabilidades esperadas en el esquema 50/50, el Gráfico 3b muestra que al finalizar el proyecto la TIR esperada de la Nación es del 52%, la de Ecopetrol es del 25,2% y la del asociado es del 19%.

Los gráficos 4a y 4b, muestran la evolución del VPN y de la TIR en el esquema Escalonado. Los indicadores en el caso del asociado se deterioran dramáticamente, mientras que para la Ecopetrol mejoran de manera sustancial. Es así como el VPN del asociado ascendería a sólo US\$ 150 millones y la TIR a 13,6% (lo cual representa caídas del 67,5% en el VPN y 28,4% en la TIR con respecto a la situación 50/50). El VPN y la TIR de Ecopetrol aumentan a US\$ 905 y a 31% respectivamente. Finalmente, en el caso de la Nación, el VPN pasa de US\$ 2.355 millones en el caso 50/50 a US\$ 2.666 millones (la TIR sube de 52% a 54,6%).

Este es un punto crucial del actual estudio ya que la pregunta central es la de si una TIR de 13,6% es lo suficientemente atractiva como para asegurar el interés del asociado en desarrollar el proyecto. Al respecto vale la pena mencionar que, aisladamente, se trata de una tasa baja para los patrones internacionales y, obviamente, en comparación con los

⁷ Es necesario recordar que la exploración inicial de los campos se encuentra enteramente en manos del asociado y que Ecopetrol sólo entra a participar si acepta la comercialidad de los mismos. Por lo tanto, es obvio que el privado es el que más riesgo asume.

anteriores contratos de asociación (50/50). Sin embargo, es preciso considerar que el análisis de dicha tasa no puede ignorar el que el asociado ya tiene una serie de inversiones asumidas, las cuales se perderían de no declararse la comercialidad del proyecto. Esta consideración, sin embargo, no debe dar lugar a un comportamiento oportunista por parte del Estado colombiano.

Una buena forma de evaluar el nivel de la TIR de 13.6% resulta de su comparación con el que hipotéticamente se obtendría en el caso de que el mencionado proyecto estuviera cubierto por un contrato de Factor R. Este es un buen punto de comparación, toda vez que ha sido el resultado de varios intentos de ajuste en las reglas de juego entre los asociados y la Nación. En la actualidad no parece haber mayor discusión acerca del equilibrio que se logra con un esquema de este tipo, pese a no estar exento de inconvenientes como se mencionó atrás.

De hecho, el esquema Factor R constituye una mejoría para el asociado con respecto al Escalonado, aunque no supera las condiciones que ofrece el 50/50 (ver gráficos 5a y 5b). El VPN del asociado ascendería a US\$ 223 millones, mientras que la TIR subiría a 15.4%. Para Ecopetrol el VPN pasaría a US\$ 827 millones y la TIR a 28,6%; en el caso de la Nación, la TIR bajaría al 53,1% y el VPN a US\$ 2.593 millones. Todas estas cifras se resumen en el Cuadro 4.

De las anteriores cifras se desprende claramente que el contrato 50/50 es el que mejores condiciones ofrece al asociado, mientras que el esquema Escalonado, vigente en la actualidad para Piedemonte, es el que maximizar la renta de la Nación. El Gráfico 6 es una clara muestra de ello. El *Government Take* en el esquema 50/50 es del 78%, mientras que en

el Escalonado es del 88%. Es interesante que para el esquema basado en el Factor R el *Government Take* se reduce mínimamente con relación al contrato Escalonado, al pasar de 88% a 87%. En este sentido, se logra mejorar la rentabilidad del asociado al elevarla de 13.6% a 15.4% sin mayores sacrificios en términos de la participación de la Nación.

En términos internacionales, se puede decir que sobre la base de la información disponible en Ecopetrol, el contrato Escalonado de Piedemonte ocuparía el penúltimo lugar en competitividad a nivel mundial entre los contratos analizados en el Gráfico 1. Adicionalmente, el asociado se expone al mismo nivel de riesgo en todos los esquemas (su VPN acumulado alcanza el mismo nivel mínimo en los tres casos), lo cual va en contravía de la lógica de un inversionista privado de que a mayor rentabilidad, mayor riesgo. En el caso de los contratos de asociación en Colombia, se mantuvo el mismo nivel de exposición o riesgo del esquema 50/50 y, sin embargo, se castigó la rentabilidad del privado.

La rentabilidad del asociado y el *Government Take* pueden afectarse, hacia abajo el uno y hacia arriba el otro, si en el desarrollo del proyecto llegan a presentarse factores negativos que no se consideraron en las simulaciones aquí presentadas. Un ejemplo de ellos puede ser períodos de precios del petróleo por debajo de US\$ 17 por barril, o un descenso en el precio del gas por la creación de un mercado competitivo por este hidrocarburo en el país. Otros factores pueden ser pozos secos (en el modelo se supone ninguno resulta serlo), mayores costos de perforación y, aun más importante, niveles de reservas inferiores a los esperados. Por supuesto, lo contrario ocurriría si los movimientos de precios se dan en la dirección opuesta.

5. Recomendaciones

5.1. *Compatibilizar objetivos*

Los cambios que se han dado en la política de exploración y explotación de hidrocarburos a través de los denominados contratos de asociación, con el paso del esquema 50/50 al Escalonado, constituyen una señal clara de que el Estado colombiano percibía como exageradamente alta la rentabilidad del asociado y muy bajo su *Government Take*. Con el paso del esquema Escalonado al que utiliza el Factor R se buscó reversa parcialmente la anterior decisión y procurarle al privado unas mejores condiciones para explotar hidrocarburos en el país.

Sin embargo, el Gobierno Nacional debe ser consciente de que la competitividad internacional de las condiciones que ofrezca a la participación privada son el pilar fundamental de la continuidad de los contratos de asociación. No basta con mejorar las condiciones de rentabilidad al socio privado; éstas deben ser competitivas. Es muy posible que en la situación actual exista una incompatibilidad de objetivos entre Estado colombiano e inversionista privado. El primero quiere maximizar su *Government Take*, mientras que el segundo quiere maximizar su rentabilidad. Esta incompatibilidad debe armonizarse, con el fin de que la dinámica de la exploración y explotación continúe desarrollándose de una manera continua y regular.

La Nación, así como el asociado, son participantes de un juego donde la petición de comercialidad constituye la próxima jugada. La teoría de juegos dice que la mejor jugada de la Nación en este momento depende crucialmente del horizonte que tenga en mente la

autoridad petrolera. En otras palabras, si el juego no se repite (es decir, es de una sola vez) la mejor estrategia estatal sería un comportamiento “oportunista”, donde no se cambiarían las condiciones del contrato, se dejaría al asociado renunciar al proyecto y perder todas las inversiones que ha realizado, y luego entraría Ecopetrol a asumir directamente la explotación del campo con una rentabilidad bastante elevada.

Sin embargo, este análisis simplista ignora un aspecto esencial. Esta decisión se enmarca dentro un contexto dinámico, en el cual el juego no termina en la próxima jugada sino que se repite en el futuro (nuevos campos, nuevos asociados, nuevas peticiones de comercialidad). Así, la próxima jugada es crucial y la Nación debe ejecutarla con sumo cuidado, ya que con ella arriesga su reputación y credibilidad como jugador. Una mala decisión puede comprometer por varios años la participación privada en los contratos de asociación, obligando a Ecopetrol a asumir directamente todas las tareas de exploración y explotación. A todas luces ésta es una mala opción, ya que como se dijo antes el Estado colombiano no cuenta con los recursos ni es lo suficientemente propenso al riesgo como para emprender estas tareas⁸.

En resumen, la coyuntura actual exige una jugada inteligente que armonice los intereses de los participantes en los contratos de asociación. La estrategia de la Nación debe, como condición *sine qua non*, incorporar dentro de su función objetivo (maximizar el *Government Take*) una restricción de competitividad internacional del contrato que ofrezca al privado.

⁸ Este problema fiscal y de propensión al riesgo también es aplicable al evento en que el juego fuera de una sola jugada y en el que Ecopetrol asumiera la explotación de Fase 3.

5.2. Nuevo esquema: desplazar el escalón

En el capítulo anterior se hizo referencia al hecho de que los esquemas tradicionales (50/50, Escalonado, Factor R) ofrecen al privado diferentes rentabilidades pero con la misma exposición al riesgo, ya que en todos los casos se acumula el mismo VPN negativo a finales de la presente década. La razón es sencillamente que el privado siempre incurre inicialmente en el 100% de las inversiones de exploración y Ecopetrol, una vez declarada la comercialidad, le devuelve el 50% de los montos invertidos; es decir, el asociado realiza el 50% de las inversiones de riesgo. Si se quiere que el privado perciba una mayor rentabilidad con el esquema Escalonado y que por consiguiente, se reduzca el *Government Take*, es necesario que en contraprestación el asociado asuma un mayor riesgo en el proyecto. Una forma de lograrlo es elevar su participación en las inversiones totales.

En cuanto al esquema de distribución de la producción a utilizar, hay que tener en cuenta dos cosas. La primera es que el esquema contractual vigente en Piedemonte es el Escalonado y, la segunda, que el Factor R es el esquema por el que optó el Gobierno colombiano como fórmula de distribución en nuevos contratos de asociación. Por ello, es adecuado alterar el esquema Escalonado, incrementando la participación del asociado en las inversiones, al punto que la rentabilidad se equipare con la que ofrecería el contrato si se utilizara el Factor R.

Para ello, habría que modificar el esquema escalonado vigente, el cual tiene un rango de 20 puntos, ya que el privado inicia con un 50% de participación en los ingresos y termina como mínimo en un 30% si la producción acumulada sobrepasa los 150 millones de barriles. Se

propone mantener los 20 puntos de recorrido, pero el porcentaje inicial del asociado debe ser equivalente al porcentaje de las inversiones que asuma en la explotación del campo. De nuevo, las producciones acumuladas que marcan caídas en la participación del privado son las mismas que en el esquema inicial⁹. A continuación se presenta un ejemplo de la diferencia del escalón si el asociado asume el 50% o el 75% de las inversiones totales:

Cuadro 5: Cambios en el escalón según % de inversión privada

Producción Acumulada hasta: (millones de barriles)	% después de regalías	
	Asociado 50% de las inversiones	Asociado 75% de las inversiones
60	50	75
90	55	70
120	60	65
150	65	60
Más de 150	70	55

¿Qué resulta de hacer estos desplazamientos en el escalón? Para responder esta pregunta se hicieron simulaciones con el modelo financiero incrementando en 5 puntos el porcentaje de las inversiones asumidas por el asociado, desde 50% hasta 75%. El comportamiento del VPN esperado de los participantes se encuentra en el Gráfico 7. En él se aprecia que, conforme aumenta el porcentaje de la inversión total asumida por el asociado y por ende su participación en la producción, disminuye el VPN de la Nación y el de Ecopetrol, y aumenta el correspondiente al asociado. Este resultado se puede ver como en contravía con los intereses estatales de maximizar su participación en los contratos de asociación. Sin embargo, en el Gráfico 8 se ve cómo la TIR aumenta para todos conforme el asociado aumenta su participación en inversiones y en producción. La razón es muy sencilla: el asociado invierte más pero recibe más, mientras que Ecopetrol y la Nación deben hacer

⁹ En cuanto a los inconvenientes que tendría el esquema Escalonado para futuros campos dentro de Fase 3 (lo que se ha llamado Fase 4), sería necesario un escalón independiente para cada campo.

menos inversiones que más que compensan, en términos de rentabilidad, sus menores ingresos posteriores. En este sentido restringido, que consulta exclusivamente las TIR, es que se puede hablar de una situación en la que todos los actores ganan. Ello no implica que la renta petrolera para la Nación sea mejor.

En efecto, como se aprecia en el Gráfico 9, el *Government Take* cae a medida que la Nación invierte menos, pero se ubica en un rango más competitivo a nivel mundial dentro de los contratos de asociación.

Finalmente, el Cuadro 6 resume en cifras lo anteriormente consignado en los gráficos. Se puede ver que cuando el asociado asume entre el 60% y el 65% de las inversiones, se replica la rentabilidad que se obtendría al aplicar el Factor R (entre 15,1% y 15,7%) y el *Government Take* se reduciría un rango entre 81% y 83%.

Por lo anterior, el contrato con Factor R parece ser superior al contrato escalonado aún bajo el supuesto de que se aumente la participación de las inversiones del asociado. Lo anterior en virtud de que el contrato bajo Factor R resuelve el problema de rentabilidad, con un mínimo sacrificio en materia de *Government Take*. Adicionalmente, el Factor R es el que, después del proceso de transformación que sufrió el contrato de asociación en los últimos años, se ha identificado como acorde con el riesgo que supone asumir el 50% de las inversiones. Por supuesto, es de esperar que la modificación de los contratos de asociación dentro de la Fase 3 sea global y generalizado. Esto implica, que tanto los contratos Escalonados como el 50/50 sean convertidos en contratos Factor R. No habría razón para modificar sólo uno de los dos.