

Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia

José Fernando Isaza Delgado

Introducción

Los primeros cincuenta años de actividad petrolera en Colombia, estuvieron regidos por el sistema de concesiones. Posteriormente en 1951, el Estado a través de Ecopetrol inició su intervención directa en las fases de exploración, explotación, refinación y distribución de hidrocarburos y a partir de 1960, efectuó el tránsito hacia sistemas diferentes de contratación, los cuales se cristalizaron jurídicamente en la Ley 20 de 1969.

Dicha Ley establece el marco jurídico que permite celebrar Contratos de Asociación en Colombia y dispone que el Gobierno podrá declarar reserva nacional cualquier área petrolífera de su territorio y aportarla a la Empresa Colombiana de Petróleos para que ésta la explore, explote y administre directamente, o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

La situación de precios internacionales del crudo, prevaleciente en la década del 60, unida a los altos costos y riesgos que históricamente han caracterizado la exploración petrolera en el país, no ofrecieron por aquellos años un panorama favorable al desarrollo intensivo de las actividades exploratorias en Colombia.

Sin embargo, los hechos suscitados en 1973, que permitieron a los países productores de crudo la puesta en valor de su recurso, originaron nuevos niveles de precios para el petróleo, con los cuales Colombia pudo estar en capacidad de absorber los mayores costos de la exploración en su territorio.

Esta previsible reactivación de la exploración, no se produjo inmediatamente en el país, como hubiera sido deseable, entre otros por los siguientes factores:

- La situación financiera de Ecopetrol, boyante mientras no se importaron hidrocarburos, empezó a debilitarse y, por tanto, a incidir desfavorablemente en el volumen de inversiones, particularmente en las áreas más riesgosas.
- La prioridad de inversiones en Ecopetrol estaba orientada hacia el desarrollo del sector petroquímico.
- El hecho de no existir un precio definido para la parte del crudo correspondiente al asociado, creaba incertidumbre sobre la viabilidad económica de la exploración de riesgo.

En agosto de 1976 la Comisión Nacional de Precios del Petróleo expidió la Resolución 050, que fijó los precios para el crudo descubierto como resultado de exploraciones que se adelantaran a partir de esa fecha. No exento de altibajos, se inició entonces un crecimiento en la exploración de hidrocarburos, llegando a obtener en 1981 la mayor actividad en la historia petrolera del país, al concluirse la perforación de más de 100 pozos exploratorios en el año.

Dada la importancia que tiene el Contrato de Asociación en la política petrolera del país, en las notas siguientes se presenta una primera evaluación de los resultados obtenidos hasta la fecha. A fin de enmarcar el análisis del caso colombiano dentro de la perspectiva internacional, se inicia esta parte con un breve análisis de los sistemas de contratación petrolera en el mundo.

Sistemas Mundiales de Contratación

La mayor parte de los países del orbe recurren al capital y a la tecnología extranjera para explorar y desarrollar sus recursos naturales. Tanto los países de Economía de Mercado, como los de Economía Central Planificada (Rusia y China, entre otros), reconocen la conveniencia de compartir los riesgos y los costos de la actividad petrolera, y de asimilar nuevas y probadas tecnologías. De ahí que no resulten extraños los diferentes estímulos que ofrecen a la inversión extranjera los países interesados en desarrollar su potencial de hidrocarburos.

Los principales sistemas de contratación en la actividad petrolera, vigentes hoy en día, son los siguientes:

- Contrato de Concesión
- Contrato de Asociación
- Operaciones Directas
- Contrato de Servicios.

1. Concesión

La Concesión, conjuntamente con los Aportes, fue el primer sistema de contratación para el desarrollo petrolero en el mundo. Bajo esta modalidad, el operador recibe del Gobierno una zona para explorar y explotar el subsuelo durante un período determinado, que normalmente oscila entre 23 y 50 años. En

contraprestación, el Gobierno recibe del operador el pago de una regalía, la cual varía entre el 3% y el 20% de la producción.

La escasa participación del Estado dueño del recurso en tales operaciones y la crisis de 1973 que modificó radicalmente los precios del petróleo, han conducido a algunos países a efectuar replanteamientos en el sistema de Concesiones, con el objeto de capturar una porción mayor de lo que podríamos llamar "ganancias ocasionales" de las compañías petroleras. Para tal fin los países de la Cuenca del Mar del Norte poseedores de este recurso, han adoptado en estos contratos el sistema denominado "impuesto al exceso de utilidades" (*Wind fall profit Tax*), con el que obtienen una alta participación en los rendimientos, la cual marginalmente puede superar el 80%, manteniendo las regalías porcentualmente bajas¹.

La modalidad de Concesión continúa siendo ampliamente utilizada en algunos países de la OPEP y en la exploración y explotación del crudo del Mar del Norte.

En el caso colombiano, el Decreto 2310 de 1974, prohíbe la celebración de nuevas concesiones, permitiendo sólo la vigencia de aquellos contratos firmados con anterioridad a la expedición de este Decreto.

2. Asociación

En general, existen dos modalidades de Asociación: la Sociedad (*Equity Joint Venture*), cuyos riesgos y beneficios son compartidos entre las partes, y la Asociación (*Contractual Joint Venture*), que no es una sociedad y que contractualmente origina además de unas Cuentas en Participación, la presencia de un Operador. Esta última es normalmente preferida por las compañías americanas por motivos relacionados con exenciones tributarias, concedidas por las leyes de los Estados Unidos. El contrato de Ecopetrol se asemeja más a esta segunda modalidad².

¹ El esquema del Reino Unido, analizado por cada campo (no por compañía), es el siguiente:

Tasa de Retorno o/o	Impuesto o/o
0 - 15	0
15 - 25	30 - 50
25 - 35	75
> 35	85

Noruega, a diferencia del Reino Unido, capta el "exceso de utilidades" a través de "regalías crecientes"

Promedio de Producción por campo Barriles/Día	Regalía o/o
40.000	10
100.000	12
225.000	14
350.000	16

² El sistema ecuatoriano se asimila al primer caso.

Mediante este sistema, el Estado (a través de sus entidades ejecutoras) se asocia³ con una compañía petrolera o con un consorcio de ellas, (siendo esta última la forma más común para compartir los riesgos) y se define un "Operador", que bien puede ser una de las compañías petroleras asociadas, o un tercero.

El objetivo es explorar y, posteriormente en caso de éxito, explotar los yacimientos comerciales encontrados. El producto se reparte en proporciones acordadas y puede ser un porcentaje fijo o variable dependiendo del volumen producido.

En general, las empresas asociadas asumen completamente el riesgo y los costos de exploración; sólo en el caso de encontrarse campos comerciales, la Empresa estatal entra a compartir los costos pasados y futuros en porcentajes previamente definidos.

Esta forma de contratación presenta claras ventajas sobre el esquema de Concesión, ya que el Estado poseedor del recurso no se limita a percibir una regalía o un impuesto, sino que interviene en todo el proceso, permitiéndole en esta forma un mayor control de la actividad, una mejor transferencia de tecnología y una acción directa en el campo del desarrollo regional y social.

3. Producción Compartida

Es una modalidad del Contrato de Asociación, no utilizada en Colombia, en la cual el Asociado comercializa directamente su parte. Se utiliza este sistema en países con perspectivas petroleras pero con necesidades de recursos técnicos y financieros. Tal es el caso de algunos contratos en Argentina, Brasil, Indonesia, Argelia, Libia, Perú y Chile, entre otros.

De resultar exitosa la fase exploratoria, el Asociado, durante los primeros años de producción, recibe su participación en especie, la cual puede oscilar entre el 20 y el 50%, pudiendo exportarla libremente si lo desea⁴. Este reparto continúa mientras se amortizan los gastos iniciales de la exploración. Una vez que la inversión de riesgo es amortizada, se modifica la participación y el Estado puede llegar a obtener el 80% de las utilidades, al tiempo que la compañía extranjera asume el pago de sus propios impuestos.

Los costos de desarrollo y la operación del campo son a cargo del asociado.

4. Servicio con Riesgo

En este caso, la compañía asociada asume el riesgo de la inversión en exploración y sólo obtiene reembolsos parciales luego de concretarse el descubrimiento de un campo comercial, cuyo manejo es efectuado por un operador con supervisión de las partes asociadas. Este contrato permite un mayor control y participación del Estado en la actividad petrolera.

³ Esta Asociación no conduce necesariamente a la conformación de una sociedad; en no pocos casos toma la forma jurídica de "Cuentas en Participación" "*Joint Venture*".

⁴ Aún en el caso de países no autosuficientes.

El país dueño del recurso recibe normalmente el 50% de la producción. La parte correspondiente al asociado se le paga a precios acordados y se destina en primera opción, a abastecer el mercado interno.

Las compañías extranjeras no son especialmente partidarias de este tipo de contratación puesto que, además de la mayor intervención estatal, tanto el reembolso de la inversión como la participación en la producción, se efectúan normalmente en dinero y no en crudo como en los contratos de Producción Compartida. Lógicamente, este sistema de pago no les permite obtener los beneficios de la comercialización, ni de las actividades inherentes al juego de la oferta y la demanda en el mercado mundial y en particular, en las transacciones "Spot".

Esta modalidad de contratación, cuya duración promedio es de 25 años, se está utilizando en países como Brasil, Perú, Argentina, Irán e Iraq.

Algunos autores consideran que el modelo colombiano corresponde al tipo de "Servicios con Riesgo". Sin embargo, el contrato de Ecopetrol se asimila más a la modalidad de Servicio con Riesgo en la primera fase (exploración) y Operación Conjunta en la segunda (explotación y desarrollo).

5. Servicios sin Riesgo

En este tipo de contrato las empresas estatales le pagan a una compañía una determinada suma por la ejecución de trabajos de exploración y desarrollo. La compañía no adquiere derechos sobre la producción resultante, ni asume riesgos en caso de no ser productiva la fase exploratoria.

Generalmente, los servicios sin riesgo son utilizados cuando se tiene un amplio conocimiento del área donde se supone la existencia de campos potencialmente comerciales. Países como Kuwait, Qatar y Venezuela emplean con frecuencia este sistema.

En Colombia se utiliza esta modalidad, cuando Ecopetrol tiene en operación todos sus equipos de perforación y contrata con terceros la perforación exploratoria.

6. Operación Directa

Países con adecuados niveles de producción y amplia tecnología y experiencia en el campo petrolero, han nacionalizado totalmente las operaciones inherentes al sector, utilizando cuando es necesario la modalidad de servicios sin riesgo, y entregando su manejo a empresas estatales. Estas ejercen el monopolio legal de la prospección, exploración, producción y refinación de petróleo, bajo el sistema de administración directa.

En América Latina, México y Venezuela desarrollan su actividad petrolera bajo esta modalidad de operación.

Riesgo Petrolero

La actividad petrolera en su conjunto y la fase exploratoria en particular, conllevan importantes inversiones, no siempre recompensadas por el éxito. En efecto, no obstante los continuos y notables avances en los campos de la geología, la geofísica y la geoquímica, sólo la perforación con taladro permite definir con exactitud la existencia de las acumulaciones petroleras.

Definiendo como relación de éxito el inverso del número de pozos perforados para encontrar un campo productivo, se tiene que en Colombia esta relación se sitúa alrededor de 13⁵, indicativo que permite apreciar el alto riesgo involucrado en el proceso exploratorio.

Para un inversionista privado, los principales riesgos que debe afrontar en esta actividad, son:

- Geológicos
- Transporte (localización)
- Calidad del crudo
- Políticos

Geológicos: Este factor mide la probabilidad de encontrar yacimientos comerciales, mediante la cual el inversionista busca una recuperación de sus recursos financieros y por lo tanto, una adecuada rentabilidad. Fundamentalmente se caracteriza tanto por la relación de éxito, como por la relación: Recursos Producibles/Pies Perforados.

Transporte: En no pocas ocasiones los campos descubiertos están demasiado alejados de los centros de consumo, y las reservas no son lo suficientemente atractivas en volumen, como para justificar la construcción de oleoductos o puertos. Este hecho incide definitivamente en la decisión de aplazar la explotación de esos nuevos descubrimientos⁶.

Calidad: Algunas veces la calidad del petróleo crudo encontrado, tal como su gravedad API, retrasa su desarrollo hasta encontrar la adecuada tecnología que permita su explotación económica⁷.

⁵ O sea que en promedio de largo plazo se requiere perforar 13 pozos para hallar uno explotable comercialmente. Durante el período 1908-1969, se perforaron 790 pozos y se descubrieron 61 campos petrolíferos.

⁶ Algunos ejemplos son:
 —Gas de Alaska
 —Crudo de los Llanos Orientales de Colombia
 —Petróleo de la Bahía de Hudson
 —Gas de Siberia

⁷ Algunos ejemplos son:
 —Faja del Orinoco en Venezuela
 —Atabasca en los Estados Unidos
 —Crudos Castilla y Cocorná en Colombia

Políticos: Comprenden principalmente las nacionalizaciones o los cambios radicales en las bases económicas de los contratos.

Los anteriores riesgos explican en parte, la elevada rentabilidad a que aspiran los contratistas cuando obtienen éxito en un descubrimiento y en su explotación, pues en esta forma tratan de asumir los costos de las exploraciones no exitosas, o de las explotaciones postergadas.

El Contrato de Asociación en Colombia

En el período 1925-1945 las reservas remanentes de petróleo en Colombia, oscilaron entre 31 y 74 años⁸, hecho que permite apreciar la gran solvencia energética del país en esa época. Pero a partir de los años 40 se observa que las reservas con respecto a la producción, iniciaron su casi ininterrumpido descenso.

El resultado final se manifestó como una situación verdaderamente crítica. En efecto, en 1970 las reservas remanentes bajaron a tal nivel que sólo alcanzaban para nueve años, al ritmo producido en esa época. Por otra parte, el volumen de petróleo explotado en Colombia comenzaba a declinar, como consecuencia de la baja actividad exploratoria adelantada durante la década del 60, y de la acelerada declinación del Campo Orito.

Estos hechos nos permiten apreciar la difícil situación energética a que estuvo abocado el país al iniciarse la década de los setenta, y las condiciones altamente desfavorables para hacer frente a los hechos originados en la crisis de 1973.

En 1974 se termina con el régimen de nuevas concesiones, respetando las vigentes hasta esa fecha, y es entonces cuando se inicia realmente el sistema de Asociación en Colombia, del cual puede afirmarse que *equivale a un contrato de riesgo en la etapa exploratoria, y de operación conjunta en su fase de desarrollo*.

Las características básicas de estos contratos son:

1. Un período de exploración de tres años, el cual es prorrogable por tres años más, con un aumento de actividad e inversión. Durante todo el período el inversionista asociado asume el riesgo total. Cuando se declara la comercialidad de un campo, los costos exploratorios de los pozos productivos se amortizan con la futura producción de éstos.
2. Un período de desarrollo de 22 años, administrado bajo un esquema de Operación Conjunta con reparto de costos 50%-50%.
3. La producción se reparte de tal forma que el 60% corresponda al Estado Colombiano y el 40% al asociado, quien está obligado, mientras haya capacidad

⁸ Se entiende por reservas remanentes la relación entre las reservas petroleras explotables y la producción anual de petróleo.

- de refinación por parte de Ecopetrol, a vender su participación a esta Empresa. Este producto es pagado a precio internacional, puesto en refinería.
4. Los impuestos de la Ley Colombiana, imputables al asociado, son asumidos directamente por éste.
 5. Programa de inversiones en exploración superficial y con taladro, expresado en metas físicas y proporcionales al área contratada y a la localización geográfica de la zona.
 6. Un programa de devolución de parte del área contratada que impide "la congelación de terrenos potencialmente petrolíferos". Este programa que depende del tamaño del área contratada (acelerándose para áreas mayores) establece que al comenzar el séptimo año del contrato, por lo menos se ha debido devolver el 50% del área originalmente contratada, y al final del décimo año (como plazo máximo) el área queda limitada al del campo descubierto más una pequeña franja de protección alrededor de éste.
 7. Toda la información geológica y geofísica obtenida por el asociado pasa a ser propiedad del Estado Colombiano a través de Ecopetrol.

Evaluación del Contrato de Asociación en Colombia⁹

1. Impacto sobre el Descubrimiento de Reservas

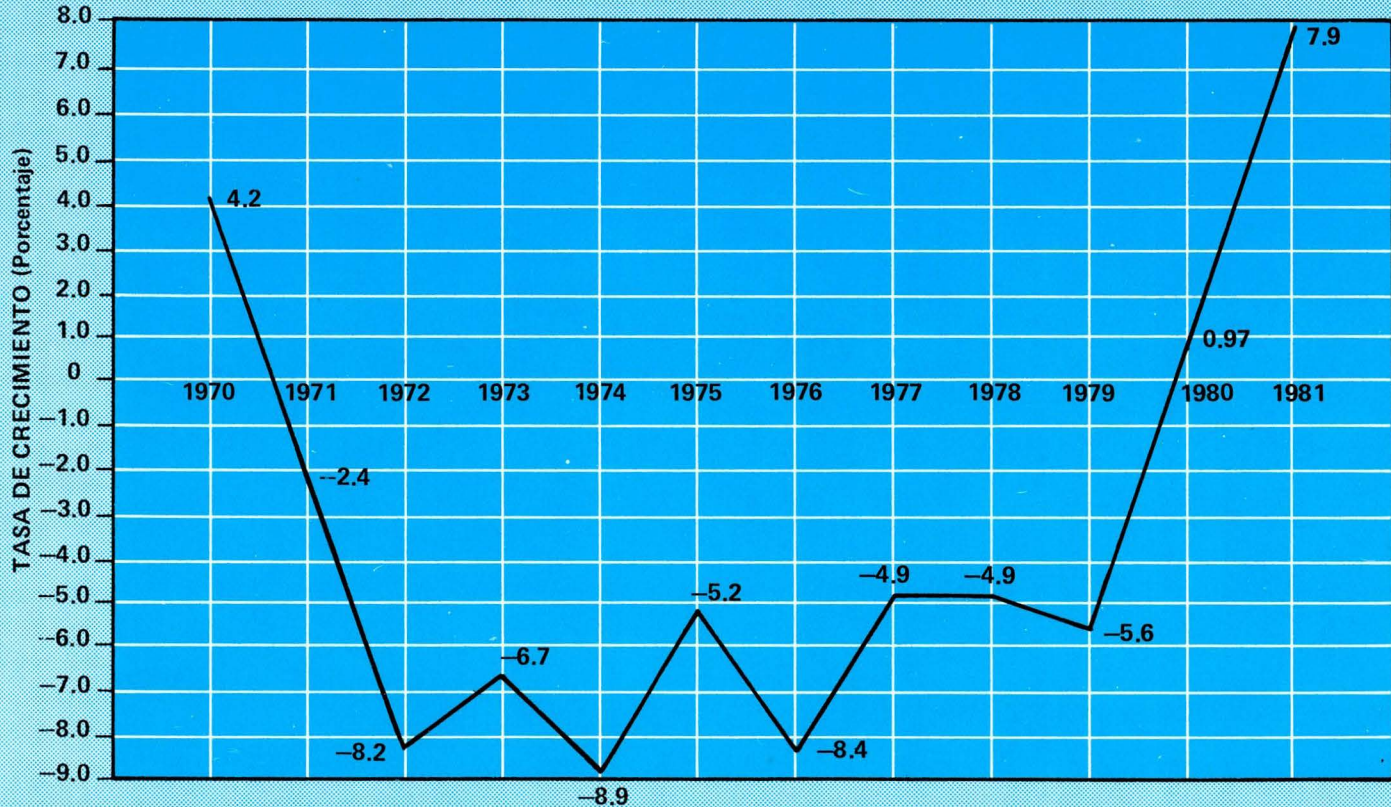
Como se mencionó anteriormente, a partir de la década del 40 las reservas remanentes en el país empezaban a mostrar una preocupante tendencia decreciente, no sólo en términos absolutos, sino también en años de producción. En 1973 las reservas escasamente alcanzaban para una década y su volumen apenas sí ascendía a 640 millones de barriles. Asimismo, la producción, que había alcanzado su máximo en 1970, iniciaba un decrecimiento notable, como se constata al observar una tasa de declinación del 6,62% anual entre 1970 y 1974, y del 59% entre esta última fecha y 1978.

Las medidas que se toman en 1974, en 1976 y en 1980¹⁰, empiezan a mostrar sus frutos, observándose entre 1978 y 1980 un descenso en la tasa de declinación hasta el 2.47% anual. Al finalizar el primer semestre de 1980, la tendencia a la declinación petrolera se logra invertir, obteniéndose para el segundo semestre de 1980 una producción promedia de 126.200 B/D, cuando en los primeros seis meses la producción promedia fue de 123.000 B/D. Con esta dinámica en la actividad petrolera se llega a un crecimiento del 1.0% en la producción durante 1980. Esta saludable tendencia se mantiene durante todo el año 1981, hasta el punto de que en el mes de diciembre la producción promedia llegó a 140.000 B/D, luego de que en enero del mismo año el volumen producido

⁹ Se excluye de la evaluación el contrato Ecopetrol-Texas, para la explotación del gas de la Guajira, el cual se analizará por separado.

¹⁰ Incentivos a la Asociación y a la producción incremental en concesión.

GRAFICA 1
TASAS DE CRECIMIENTO
DE LA PRODUCCION PETROLERA EN COLOMBIA
1970 - 1981



fuera de 127.000 B/D. El crecimiento en 1981 alcanzó cerca del 8%¹¹. La Gráfica 1 es ilustrativa a este respecto.

Por su parte, las reservas remanentes, que llegaron a registrar cifras tan bajas como 378 millones de barriles y 7.9 años de producción en 1978, empiezan a revertir su tendencia de descenso en 1979. En este año ascienden a 428 millones de barriles y 9.5 años; en 1980 llegan a 551 millones para 12.1 años, y 1981 termina con 676 millones para 13.8 años de producción¹².

2. Efecto del Riesgo Asumido Totalmente por el Contratista

Como se mencionó anteriormente, una de las principales características del contrato colombiano, consiste en que el Asociado asume en su totalidad el riesgo exploratorio y Ecopetrol sólo entra a participar en los costos de desarrollo de los campos comerciales.

Es importante destacar que desde el punto de vista de Balanza Cambiaria, cada barril producido por asociación representa un barril de ahorro en importaciones, y dado que el costo del barril de asociación es sólo una fracción del precio internacional, se puede concluir que en tal sentido, el flujo de fondos para el país es altamente positivo. Para el asociado la principal erogación inicial es el costo de exploración, la cual, aún en el caso de éxito, se efectúa 5 ó 6 años antes de la primera producción comercial.

El cuadro siguiente muestra el flujo de fondos para el país y el conjunto de todos los asociados¹³.

ASOCIACION TOTAL – FLUJO DE FONDOS – 1971 -- 1981 A) ESTADO COLOMBIANO

Año	Ingresos Brutos	Egresos	Balance	
			Anual	Acumulado
1975	—	0.69	(0.69)	(0.69)
1976	8.42	4.88	3.54	2.85
1977	10.00	3.48	6.52	9.37
1978	9.53	2.38	7.15	16.52
1979	11.43	6.86	4.57	21.09
1980	17.10	3.95	13.15	34.24
1981*	55.18	5.50	49.68	83.92

(*) Provisional.

¹¹ Una gran proporción de estos resultados se explica por los estímulos a la producción de crudo incremental; el resto a los resultados de la Asociación. Para los años 1983 y siguientes, el incremento proyectado de la producción se explica por el desarrollo de los campos descubiertos en 1980 y 1981.

¹² Este incremento de reservas se explica casi en su totalidad por los resultados de la Asociación.

¹³ Cifras en millones de dólares. Se tuvo en cuenta la Asociación Exitosa Descubridora de Petróleo.

B) ASOCIADOS

Año	Ingresos Brutos	Egresos	Balance	
			Anual	Acumulado
1971	—	7.91	(7.91)	(7.91)
1972	—	12.74	(12.74)	(20.65)
1973	—	11.18	(11.18)	(31.83)
1974	—	19.42	(19.42)	(51.25)
1975	—	15.32	(15.32)	(66.57)
1976	3.37	18.76	(15.39)	(81.96)
1977	4.00	29.51	(25.51)	(107.47)
1978	3.81	45.12	(41.31)	(148.78)
1979	4.67	107.31	(102.74)	(251.52)
1980	6.84	131.59	(124.75)	(376.27)
1981*	22.07	178.43	(156.36)	(532.63)

(*) Provisional

Se deduce, que no obstante la reciente vigencia de este sistema de contratación y que los campos descubiertos en su mayor parte sólo se desarrollarán en los próximos cinco años, el país ha tenido ahorros de divisas por US\$ 84 millones. Pero lo que es más importante aún, se han realizado inversiones en exploración que totalizan US\$ 577.29 millones, de las cuales el 80% se ha comprometido en los últimos cuatro años, y el 31% en 1981.

Es previsible que a fines de la década del 80, el flujo de fondos, negativo para los asociados, inicie un proceso de notable mejoría, al entrar en plena producción los recientes descubrimientos.

3. Costos Unitarios Promedios de las Reservas Descubiertas

Como se acaba de constatar, la inversión en exploración asociada ha alcanzado US\$ 577.29 millones y ha permitido descubrir 184.5 millones de barriles "in situ", lo cual arroja un costo promedio de US\$ 3.13 por barril. Dada la característica del riesgo asumido por el contratista, el costo para el país de las reservas descubiertas es sensiblemente menor. En efecto, el costo de los pozos que descubrieron y comprobaron reservas, ascendió a US\$ 76.4 millones¹⁴; o sea que el costo que asume el país por las reservas descubiertas, que amortiza Ecopetrol, es de sólo US\$ 0.41 por barril, y de éstos la Empresa Colombiana de Petróleos cubre el 50% del costo.

4. Aspectos Económico-Financieros

Como se ha enfatizado en diferentes oportunidades, es apenas natural que,

¹⁴ Evidentemente, las reservas descubiertas son los mismos 184.5 millones de barriles.

dado el riesgo de la actividad petrolera, la asociación exitosa tenga elevadas tasas de retorno a la inversión¹⁵. Se analizan los siguientes casos¹⁶:

- a) Campo pequeño, con cierta infraestructura y bajos costos de desarrollo.
- b) Campo mediano carente de infraestructura y elevados costos de desarrollo.
- c) Campo pequeño, carente de infraestructura y bajos costos de desarrollo.

En el primer y tercer caso se encontraron para el asociado elevadas tasas de retorno, verificándose para el primero, un repago de la inversión en el cuarto año de producción, y para el tercero, el repago al concluir el séptimo año de producción. En el segundo caso, la tasa de retorno se acerca al límite de la remuneración al riesgo, y el repago para el inversionista asociado sólo se produce a partir del octavo año.

Por su parte, el país obtiene en todos los casos una rentabilidad que supera el 100%, con flujo de fondos positivos en el primer y tercer caso, a partir del primer año de producción; e igualmente positivo en el segundo caso, a partir del cuarto año de producción.

A continuación se indica para cada uno de los tres casos anteriores, el reparto de utilidades entre el país y el asociado, considerando dos límites impositivos.

<u>Primer Caso</u>	<u>% (1)</u>	<u>% (2)</u>
País	68.5	81.1
Asociado	31.5	18.9
	100.0	100.0
<u>Segundo Caso</u>	<u>% (1)</u>	<u>% (2)</u>
País	69.6	81.8
Asociado	30.4	18.2
	100.0	100.0
<u>Tercer Caso</u>	<u>% (1)</u>	<u>% (2)</u>
País	69.9	81.4
Asociado	31.0	18.6
	100.0	100.0

(1) Impuestos efectivos 20o/o (impuesto remesa de utilidad, mínimo teórico).
 (2) Impuestos efectivos 52o/o (máximo teórico). (40o/o impuesto a la Sociedad y 20o/o impuesto Remesa de Utilidades).

¹⁵ En los párrafos anteriores se hacía notar cómo hasta fines de los 80 el flujo de fondos de los asociados tomado como un conjunto, se proyecta negativo.

¹⁶ Corresponde a casos reales con estimativos preliminares de inversión.

Los resultados anteriores muestran la importancia de considerar las tasas impositivas vigentes en el país, al analizar el contrato de asociación.

5. Costo para el País, del Crudo de Asociación

Es importante recalcar que el país sólo paga a precio internacional el 40% de la producción; el 20% lo obtiene a título de regalía, y el costo del 40% restante, está representado en la inversión que ha debido efectuar en el desarrollo, la operación, el transporte y el repago de la exploración exitosa. Adicionalmente, el país recibe impuestos por las utilidades del asociado. Esta tasa que aunque nominalmente puede alcanzar el 52%, se tomará como una tasa efectiva de sólo el 20%, suponiendo que los asociados reinviertan en nuevas exploraciones la casi totalidad de sus utilidades.

a. Análisis Simplificado

Si se asume un precio en refinería de US\$ 38 el barril, se tiene que por cada barril producido en asociación, el país paga efectivamente lo siguiente:

0.4 x US\$ 38 = US\$ 15.20/Bbl.	Pago al asociado.
0.2 x 0 = 0	Regalía
0.4 x -- = 4.30	50% de los costos de la exploración exitosa, desarrollo y operación, y 60% de los costos de transporte.
<u>Sub-Total US\$ 19.50/Bbl</u>	
US\$ 19.50/Bbl	US\$ 19.50/Bbl.
-2.30	Impuestos mínimos pagados por el asociado (20%).
-5.98	Impuestos máximos pagados por el asociado (52%).
<u>US\$ 17.20/Bbl</u>	<u>US\$ 13.52/Bbl</u>
	Costo para el país.

En resumen, el crudo de asociación le "cuesta" al país entre un 35.6% y un 45.3% del costo del crudo importado¹⁷.

b. Análisis más preciso

El anterior análisis no toma en cuenta el efecto que tiene en el tiempo, el repago sin intereses de la mitad de los costos de perforaciones exitosas, el cual tiene lugar 5 ó 6 años luego de realizados los desembolsos por parte del asociado; ni considera el crecimiento del precio del petróleo en términos reales.

¹⁷ Es frecuente oír y leer, de personas supuestamente conocedoras del tema petrolero, el siguiente planteamiento: "El crudo de Asociación le cuesta al país lo mismo que el importado; por lo tanto, es igual importarlo que producirlo", y generalmente concluyen: "no se valorizó el hecho de que el país es el poseedor del recurso".

Sin embargo, el resultado de este análisis no difiere sustancialmente del anterior, ya que a través de esta mayor precisión se obtiene que el crudo producido en asociación le cuesta al país entre el 34% y el 44% del costo del crudo importado¹⁸.

Esbozo de Comparación entre Contratos de Asociación en el Mundo

El cuadro siguiente permite apreciar comparativamente algunos de los aspectos disponibles sobre los contratos de asociación en diferentes países:

Aunque los datos relacionados en el cuadro siguiente facilitan una primera comparación entre los contratos de asociación en el mundo, es necesario aclarar que no constituyen material suficiente para obtener conclusiones definitivas acerca de sus mayores o menores beneficios, por cuanto sería conveniente analizar otra serie de factores igualmente definitivos en cada caso en particular.

Algunos de esos factores de gran incidencia en el análisis de los diferentes contratos, son los costos directos de producción, los cuales varían en un rango tan amplio que va desde US\$ 0.50 por barril hasta US\$ 7 por barril. Igualmente, la información sobre la parte impositiva debe ser muy completa, ya que en algunos casos hay exención total de impuestos, en otros sólo se pagan los impuestos corporativos, y en no pocas ocasiones se dan exenciones tributarias por reinversiones en actividades petroleras.

¹⁸ Considerando el mismo rango de tasa impositiva entre el 52o/o y el 20o/o, respectivamente.

Esbozo de Comparación entre Contratos de Asociación en el Mundo

El cuadro siguiente permite apreciar comparativamente algunos de los aspectos disponibles sobre los contratos de asociación en diferentes países:

ALGUNOS ASPECTOS DE LOS CONTRATOS

País	Riesgo exploratorio	Reparto de la Producción	Impuestos y Regalías	Exploración	Explotación
Argelia	Lo asume el asociado.	<p>En compensación a sus costos, el asociado recibe el 49% de la producción y está obligado a invertir entre US\$0.20 y US\$0.35 por barril recibido, en nuevas exploraciones; así como a contribuir, mediante el pago de una tarifa por barril producido, al reemplazo de las reservas extraídas.</p> <p>El asociado puede exportar su participación después de proveer el 6% del mercado doméstico, a un precio rebajado.</p>	Además de unas regalías del 12.5% se pagan impuestos netos del 55%.	Hasta 6 años.	Hasta 17 años.
Argentina	Lo asume el asociado.	El asociado recibe en dinero su participación, la cual se liquida a precios internacionales, ajustados por la inflación y por el nivel de producción. Una vez satisfechas las necesidades domésticas, el asociado puede recibir el excedente en especie y exportarlo si lo desea.	El asociado paga el impuesto normal de las corporaciones y el Estado no exige pago de regalías.	Hasta 5 años.	Hasta 20 años

Continuación

ALGUNOS ASPECTOS DE LOS CONTRATOS

País	Riesgo exploratorio	Reparto de la Producción	Impuestos y Regalías	Exploración	Explotación
Brasil	Lo asume el asociado.	<p>En los últimos contratos conocidos, el asociado tiene una participación del 35%.</p> <p>La comercialidad se declara cuando el precio por la cantidad recuperada sea mayor que el 110% de la suma de los reembolsos, intereses y remuneraciones pagadas al asociado, más los costos de producción del campo. El asociado puede comprar con su pago, parte de la producción (usualmente 40%) a precio internacional.</p>	Del 25% sobre dividendos. Las regalías son pagadas por Petrobras.	Hasta 5 años.	N.D.
Colombia	Lo asume el asociado.	Una vez aceptada la comercialización del campo, los ingresos y egresos se reparten por igual entre Ecopetrol y el Asociado. La participación de éste es comprada por la Empresa estatal a precios internacionales, puesta en refinería.	Los impuestos son pagados por cada una de las partes, excepto los imputables a la etapa de explotación que se cargan a la Cuenta Conjunta. La regalía es el 20% de la producción total.	Hasta 6 años.	28 años menos el tiempo de la fase exploratoria.
Chile	N.D.	La distribución neta varía según el volumen producido, pasando del 16.7% al 35% para el contratista, cuando la producción asciende de 100 MBD a 400 MBD.	N.D.	N.D.	N.D.

China	Lo asume el asociado.	El asociado recibe el 42.5% (neto) de cualquier producción establecida. Previamente ha pagado el 49% de los costos de desarrollo. Cualquier transacción entre el contratante y el asociado, se hace sobre la base de precios internacionales competitivos. Se declara comercial un campo, después de haber producido 100 mil metros cúbicos y haberse desarrollado sobre una "base regular".	48.75% impuestos. Se tramita ley para que sean deducibles los pagados en el exterior.	Hasta 7 años	Hasta 23 años.
Ecuador	Compartido en la misma forma que se reparte la producción.	El asociado participa con el 33% del producto. El precio de los crudos extraídos para consumo es variable según el contrato y lo determina el Ministerio.	En un reciente contrato se fijó un impuesto sobre la renta del 87.3% y una regalía del 18.5%.	N.D.	N.D.
Indonesia	Lo asume el asociado.	8.52% se le vende a Pertamina (Cía. Nal. de Petróleo) a un precio "simbólico" de US\$ 0.20 por barril. Durante los primeros cinco años de explotación mientras se recobran los costos de inversión, se le paga a precio internacional. Los costos de producción son asumidos por el contratista, quien recibe su pago en especie (en crudo). El contratista recibe igualmente un crédito hasta por el 20% de su inversión en la fase exploratoria. Deducidos los anteriores costos, la producción se reparte así: 65.9019% para Pertamina y 34.0909% para el contratista.	El contratista asume los corporativos. No hay regalías.	Hasta 10 años.	30 años, menos el tiempo de la fase exploratoria.

ALGUNOS ASPECTOS DE LOS CONTRATOS

País	Riesgo exploratorio	Reparto de la Producción	Impuestos y Regalías	Exploración	Explotación
Libia	N.D.	El 15% del costo de desarrollo primario es pagado por el asociado, a quien le corresponde a su vez el 15% de la producción bruta.	N.D.	N.D.	N.D.
Malasia	La compañía extranjera participa del 50% de cualquier costo o gasto.	El asociado recibe el 30% de la producción, pero al pagar el impuesto del 45%, su participación neta disminuye al 16.5%.	El asociado paga un impuesto del 45%. La regalía es del 10%.	N.D.	N.D.
Perú (Contrato con Superior Oil)	Lo asume el asociado.	La participación del contratista es en especie, y se sitúa en un rango comprendido entre el 42% y el 50% de la producción, dependiendo de que el volumen diario producido sea más de 300.000 barriles/día, o menos de 150.000 barriles/día. Petroperú tiene derecho a comprar un volumen de la producción del contratista.	Los impuestos son pagados según la legislación peruana.	Seis años.	30 años, menos la fase exploratoria.

Existe además una dispersión bastante amplia entre países, en lo que respecta a producción por pozo, inversión por barril/día de producción, e inversión por barril de reserva descubierto, tal como se puede constatar en los siguientes datos:

1. Producción promedio diaria, por pozo productivo:

País	Bbl/Día
Arabia Saudita	13.096
Colombia	56
Estados Unidos de América	16
Libia	2.032
Venezuela	436

2. Costo de inversión en desarrollo por barril/día:

País	US\$
Argentina	15.000
Bolivia	18.000
Colombia	20.000
Ecuador	9.000
Mar de Beaufort	40.000 ¹⁹
Mar del Norte	18.000
México	3.000
Perú	5.000 ²⁰

3. Inversión en exploración, por barril de reserva descubierto:

País	US\$
Arabia Saudita	0.50
Brasil	6.70 ²¹
Colombia	4.50
Estados Unidos de América	5.20 ²¹
Indonesia	3.20 ²¹
Mar del Norte	4.80
México	0.05 ²²

A título simplemente ilustrativo, se presenta el Gráfico 2, tomado de Arthur D, Little, Inc., en el que se aprecian los costos de exploración y desarrollo por barril/día de producción, en función del volumen promedio de reservas descubiertas en el campo y de la producción por pozo.

¹⁹ Estimado.

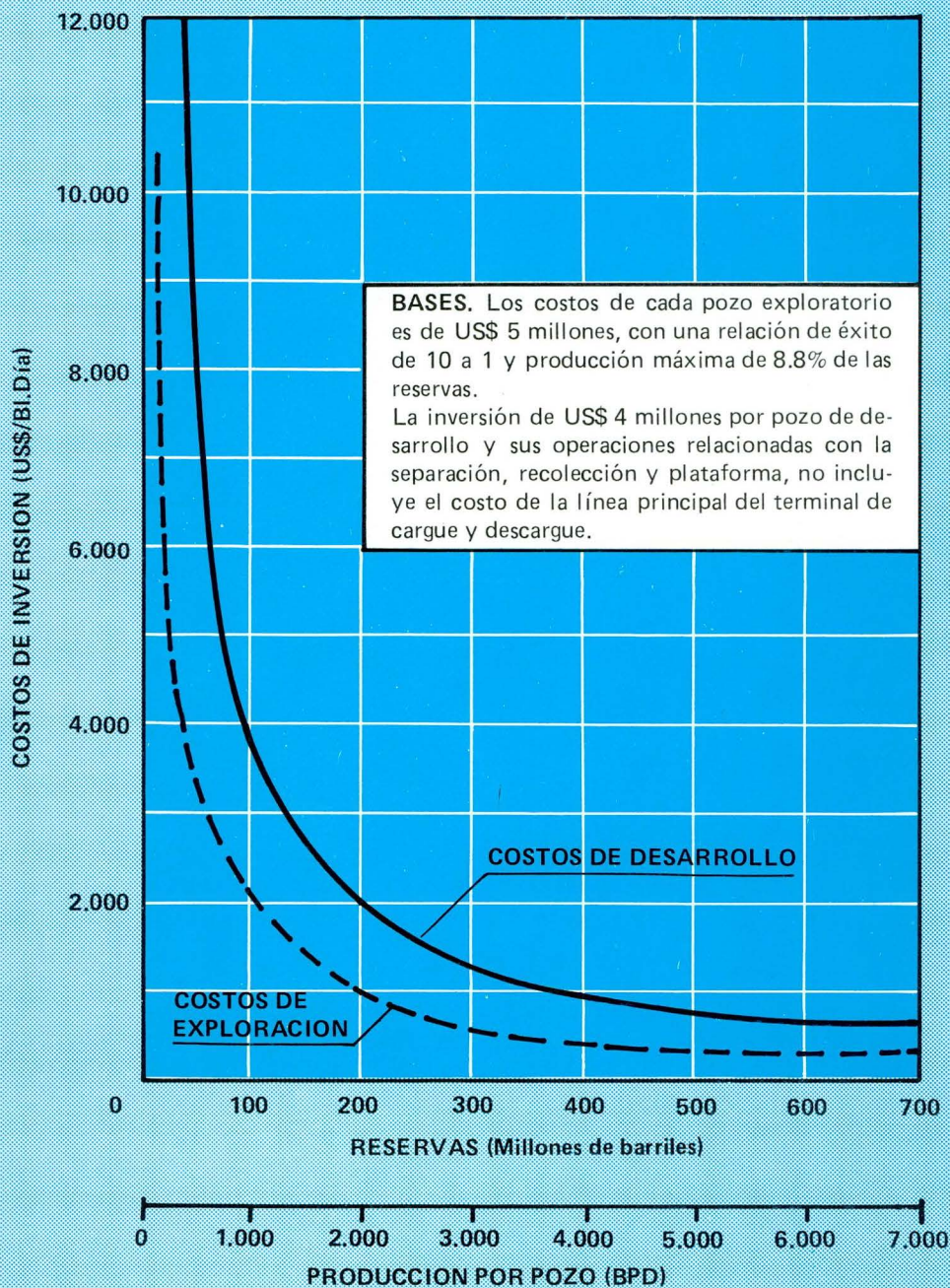
²⁰ Zona Norte. Los costos esperados en la zona centro-oriental son sensiblemente superiores, por la construcción del oleoducto.

²¹ Estimativo para el período 1976-1981.

²² Para el período 1976-1981. Pemex añadió a las reservas del país más de 40.000 millones de barriles líquidos y 9.000 millones de barriles equivalentes de gas natural.

Grafico 2

COSTOS DE EXPLORACION Y DESARROLLO EN FUNCION DEL VOLUMEN DE RESERVAS EN EL CAMPO Y DE LA PRODUCCION POR POZO



En la siguiente relación se presentan los estimativos de ingresos antes de impuestos correspondientes al contratista, por cada barril de crudo extraído, luego de deducidos los costos, regalías y participación a la empresa nacional. Aunque las tasas nominales impositivas en todos los casos pueden llegar al 56%, es muy probable que, dadas las exenciones y créditos vigentes en cada país, las tasas efectivas no superen el 30%²³.

País	Participación del Contratista (%) antes de impuestos
Argelia	32.3
Argentina	36.8
Colombia	32.3
China	32.9
Egipto	37.5
Indonesia	29.9 Primeros 5 años 27.0 Sigüientes años
Perú	34.2

Podría anotarse que dadas las grandes dispersiones geológicas, económicas, sociales y políticas de cada país en particular, cada uno adopta el mecanismo más apropiado para alcanzar una mayor producción (bien por necesidades del consumo interno o bien, por razones cambiarias), o para obtener una mayor participación fiscal de las utilidades originadas en la explotación. Y es así como la participación al contratista se ajusta para todos los casos alrededor del 30%.

Igualmente, dadas las grandes diferencias encontradas para cada país, en aquellos parámetros fundamentales como costos de reservas in situ, producción por pozo, inversión por barril/día de producción, sistema impositivo, regalías, disponibilidad del producto para el asociado, etc., debe recalcarse la necesidad de comparar los contratos mediante un análisis que incluya las características y comportamiento de cada uno de tales tópicos. No obstante, puede plantearse como metodología de comparación, el reparto de utilidades entre el país y el asociado, y en este caso también se observan participaciones muy similares en cada país.

En resumen, cualquier contrato en el área de hidrocarburos, debe consultar aspectos de carácter geológico y geofísico, los éxitos o fracasos obtenidos históricamente en la actividad petrolera, las condiciones económicas, sociales y fiscales de la nación poseedora del recurso. El sistema impositivo adoptado en el contrato, la geología del país, el riesgo político, la inversión en infraestructura, la relación de éxito, el volumen de reservas descubiertas, y el mismo valor global de las inversiones requeridas, son aspectos que diferencian estructuralmente a los contratos de asociación. Pero estas necesarias diferencias y ajustes

²³ Obsérvese que no se incluye en el análisis los países del Mar del Norte, pues en ellos el reparto hace énfasis en el sistema impositivo, con preferencia a las regalías. En el anexo se compara el caso colombiano con el Inglés para un campo teórico de 40.000 barriles por día de producción.

llevan a contratos, casi siempre con beneficios para el país receptor del capital y la tecnología, y con rendimientos económicos apropiados para las compañías inversionistas que asumen el riesgo petrolero.

Conclusiones

1. El Contrato de Asociación ha sido benéfico para el país, por el estímulo que ha generado en la inversión exploratoria. Los incrementos obtenidos en las reservas probadas, y el crecimiento actual de la producción, son atribuibles a la mayor actividad petrolera.
2. La comparación del contrato colombiano con el de otros países, muestra que aun cuando existen grandes diferencias en el clausulado de cada uno de ellos, hay sensible uniformidad en los resultados económicos finales. En este aspecto puede afirmarse que todo contrato consulta tanto las condiciones favorables como las limitantes particulares de cada país.
3. El análisis económico del Contrato de Asociación colombiano, se basa en resultados históricos. De variar fundamentalmente los parámetros que sirvieron de base; por ejemplo, de incrementarse la relación de éxito; de disminuirse sustancialmente el costo de reservas descubiertas, o el costo de producción por barril, o el costo de transporte, etc., podrían estudiarse futuras modificaciones que permitieran a la contratación petrolera acomodarse a las nuevas circunstancias del panorama energético nacional.
4. En estos Contratos, el aspecto tributario es de tal trascendencia para el país receptor de la inversión, que su importancia puede inclusive superar a la que tradicionalmente se le ha asignado a la regalía misma. El Contrato de Asociación colombiano incorpora tanto la legislación tributaria vigente, como futuras modificaciones generales que el Gobierno introduzca.

Es interesante recalcar, como se indica al analizar los "Aspectos Económico-Financieros" del Contrato de Asociación en Colombia, que la participación nacional con el impuesto del 52% al Asociado, vigente en la actualidad, permite captar para el país un porcentaje similar al que obtiene el fisco del Reino Unido luego de la reciente modificación efectuada en su ley impositiva.

5. El aspecto impositivo es tan decisivo en la contratación petrolera, que a fines de 1981 el Gobierno de China Continental presentó al Congreso del Pueblo una modificación a la ley tributaria, para que el impuesto del 47.5% que pagan las compañías operadoras, fuera deducible en sus países de origen.
6. Mientras el país no asegure su autoabastecimiento con reservas petroleras comprobadas y desarrollables, deberá mantenerse el estímulo al incremento en la inversión asociada. Se entiende que el autoabastecimiento existe cuando además de comprobar científicamente la presencia de reservas suficientes, se tiene la seguridad de que éstas son técnica y económicamente explotables

y permiten, con un adecuado sistema de transporte, su utilización en las refinerías colombianas. En síntesis, cuando cumplidos estos requisitos, el país no necesite importar carga de crudos, ni derivados.

7. La tradición colombiana de respeto y de estabilidad a los convenios pactados, ha pesado más que el riesgo geológico en la decisión por parte del inversionista privado, de invertir sus recursos en la actividad petrolera del país.
8. En un futuro, cuando el país tenga asegurado su real autoabastecimiento, podría plantearse para contratos que se firmen con posterioridad a este hecho, aplicar los aspectos de la legislación tributaria a nivel de campos de producción y no de corporaciones, como ocurre en la actualidad.
9. Dada la magnitud de las inversiones que realiza Ecopetrol en el sistema de transporte en la zona del Alto y Medio Magdalena, parece conveniente estudiar la posibilidad de no aprobar nuevas asociaciones en esta área y reservar la parte no comprometida para exploración directa por la Empresa Colombiana de Petróleos.

ANEXO

COMPARACION DE LOS INGRESOS DEL INVERSIONISTA PRIVADO ENTRE EL CASO COLOMBIANO Y EL CASO INGLES

Bases Generales

- Explotación de un campo petrolero con producción de 40.000 barriles diarios.
- Precio de venta del petróleo crudo US\$ 38.00 por barril.
- Costos de producción US\$ 8.00 por barril.
- Densidad del crudo producido 7,3 barriles por tonelada métrica.

Caso Colombiano

Participación del Inversionista	US\$/Bbl
Ingreso bruto $0.40 \times 38.00 =$	19.20
Costos (50% de los costos de exploración exitosa desarrollo y operación y 40% de los costos de transporte)	– 3.80
Utilidad bruta	15.40
Impuestos (52%)	– 8.01
Utilidad Neta	US\$ 7.39/Bbls
Porcentaje sobre el precio del crudo	19.5%

Caso Inglés (Mar del Norte)**US\$/Bbl**

Participación del Inversionista

● Precio del crudo	38.00
● Regalías (12.5% del valor de la producción) $0.125 \times 38.00 =$	– 4.75
● Impuesto suplementario (Supplementary Petroleum Duty —SPD— equivalente al 20% del valor de la producción mayor de 500.000 toneladas semestrales) $0.20 \times 38 \times \frac{(40-20)}{40}$	– 3.80
● Impuesto de Ingreso Petrolero (Petroleum Revenue Tax-PRT - equivalente al 70% de las ganancias después de regalías y SPD incluyendo el descuento del 135% de los gastos de exploración y desarrollo del año. Se aplica a la producción mayor de 250.000 toneladas/semestre)	
$0.70 (38.00 - 4.75 - 3.80 - 1.35 \times 8 - \frac{38 \times 10}{40})$	– 6.4
● Costos de operación	– 8.00
Utilidad Bruta	<u>15.04</u>
● Impuesto corporativo (52% de la utilidad gravable restante 0.52×15.04)	– 7.82
Utilidad Neta	<u>US\$ 7.22</u>
Porcentaje sobre el precio del crudo	19.0%