

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**HACIA UNA POLITICA DE APROVECHAMIENTO
DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAIS
EN CAMPOS PEQUEÑOS**

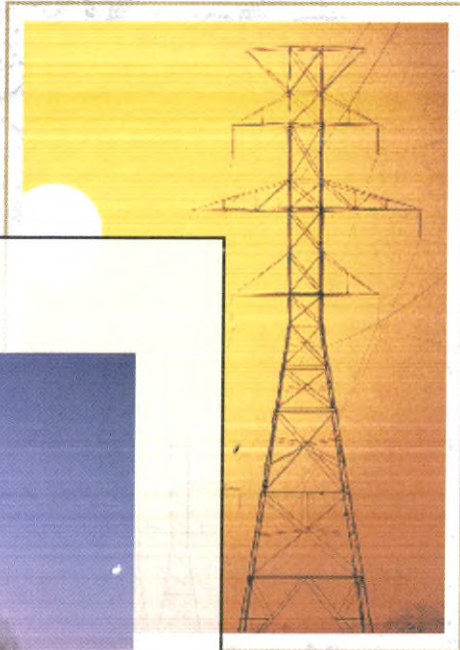
1996

333. 8732

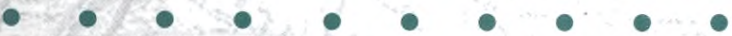
P497a

Es. L

PETROCOLOMBIA



HACIA UNA POLITICA DE APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAIS EN CAMPOS PEQUEÑOS



Mayo de 1996.

Mayo de 1996

**HACIA UNA POLÍTICA DE APROVECHAMIENTO DEL
POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS EN CAMPOS
PEQUEÑOS**

ÍNDICE

| | Página |
|--|--------|
| PROLOGO | 3 |
| RESUMEN EJECUTIVO | 5 |
| UNA PROPUESTA DE ANALISIS PARA COLOMBIA | 9 |
| | |
| <i>DOCUMENTOS DE ANALISIS Y SUSTENTACION</i> | 28 |
| 1 - ALGUNOS ASPECTOS CENTRALES DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA DEL PAIS | 28 |
| 2 - ENTORNO REGULATORIO EN COLOMBIA | 32 |
| 3 - CONTRATACION EN OTROS PAISES | 46 |
| 4 - CUENCAS SEDIMENTARIAS EN COLOMBIA | 53 |
| 5 - CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO | 62 |
| 6 - ESTADISTICAS | 65 |

PROLOGO

Estando en Calgary, Canadá en el año de 1993 me enteré de la preocupación de algunos dirigentes canadienses acerca de la reducción en la exploración que se estaba dando en dicho país en esa época. Durante el año de 1985 se habían perforado 12.090 pozos, mientras que se perforaron 9.441 pozos en el año de 1993 y 11.871 pozos en 1994.

En el primer semestre de 1996 se perforaron 5.600 pozos. Según Don Herring, The Canadian Assn of Oilwell Drilling: "5.600 wells were drilled in the first six months of the year - a pace that could see 12.000 wells in 1996, breaking the record 11.871 wells in 1994. COADC managing director Don Herring is confident the present rate of drilling will at least exceed his organization's forecast of 11.300 wells for the year" (Platt's Oilgram News-July 1996).

Este hecho me impresionó considerablemente ya que al comparar estas cifras con el número de pozos perforados en Colombia, existía una gran diferencia. Yo tenía en mente las bajas cifras de perforación en Colombia en esos años y luego de regresar al país, revise y confirmé que durante ese mismo año de 1993, se habían perforado tan solo 37 pozos.

Ello me llevó a concluir que en Colombia se ha estado desaprovechando el petróleo que yace en nuestro subsuelo al no disponer de él para beneficio de la población colombiana, ya que la política exploratoria del país en las últimas décadas se ha concentrado principalmente en la búsqueda de grandes yacimientos, sin considerar el potencial petrolero que se está perdiendo al no incentivar la exploración y desarrollo de los campos pequeños.

Teniendo en cuenta la potencial riqueza petrolera del país, nuestros esfuerzos no deben concentrarse únicamente en los grandes proyectos de exploración, sino también en incentivar la exploración de grandes cantidades de pequeños yacimientos, que sumados signifiquen una mayor producción petrolera que redunde en beneficios para el país.

De esta manera se podría asegurar primero, el autoabastecimiento de crudo a mediano plazo; segundo, el Gobierno central recibiría mayores ingresos, los cuales, manejados a través de una adecuada política de gasto social podrían beneficiar más a cada uno de los colombianos; tercero, se crearían nuevos empleos y por último, el capital nacional privado podría entrar a participar más activamente en la industria petrolera.

Estos beneficios no son consecuencia de proyectos inalcanzables ni poco probables como algunos podrían pensar, sino por el contrario, se trata de una oportunidad real que está

frente a nosotros y que podríamos aprovechar como ya lo han hecho otros países como Estados Unidos y Canadá durante mucho tiempo.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta el hecho comprobable de que existe tanto petróleo en pequeños yacimientos como lo hay en los grandes. Para lograr lo anterior, se requeriría de una mayor flexibilización de la política petrolera actual.

En Petrocolombia, nuestra Junta Directiva decidió aprobar la realización de este estudio con el fin de proponer los lineamientos de una política que incentive este tipo de exploración en Colombia.

En el estudio participaron profesionales de Petrocolombia así como algunos asesores externos especializados en los diferentes temas analizados y se estudió también la experiencia de otros países que ya desde hace varias décadas han adoptado políticas a través de las cuales se lograron los objetivos de mayor exploración y producción y de mejoramiento de sus economías.

Petrocolombia se complace en presentar este estudio como un aporte al país en la discusión sobre la posible flexibilización de la actual política petrolera, con el objeto de incentivar la exploración de campos petroleros pequeños.

GERMAN MONTOYA V.

RESUMEN EJECUTIVO

La actual política exploratoria del país y el entorno regulatorio se enfocan en la búsqueda y explotación de grandes yacimientos, menospreciando el potencial petrolero de los pequeños yacimientos.

Este documento presenta los lineamientos de una política exploratoria, paralela a la existente, que permitirá e incentivará la búsqueda y explotación de pequeños yacimientos a través de la flexibilización del actual régimen contractual. La base fundamental de esta política es la de crear condiciones que permitan el interés de la iniciativa privada en dichos yacimientos.

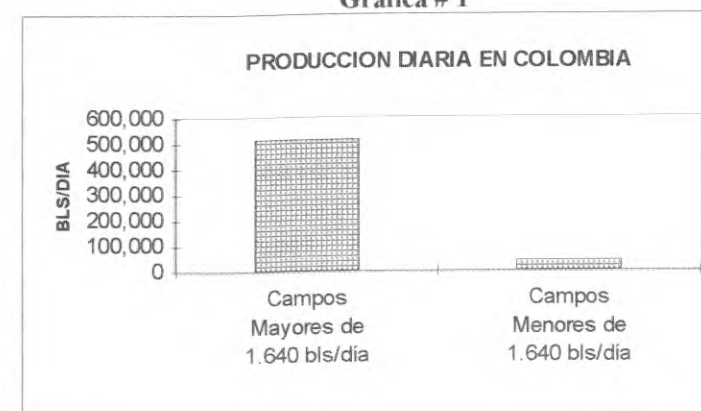
DIAGNOSTICO

Es bien conocido que Colombia tiene un potencial petrolero grande, pero por otro lado es una realidad que esta riqueza natural no se está aprovechando en su totalidad. Una muestra de esto es el número de pozos perforados. Con 16 pozos perforados en 1995 se llegó al nivel más bajo en la historia del país y este bajo nivel es más grave si se compara, por ejemplo, con los niveles de exploración de Canadá y USA, países en los cuales se perforaron cerca de 12.000 y 21.000 pozos respectivamente durante 1994.

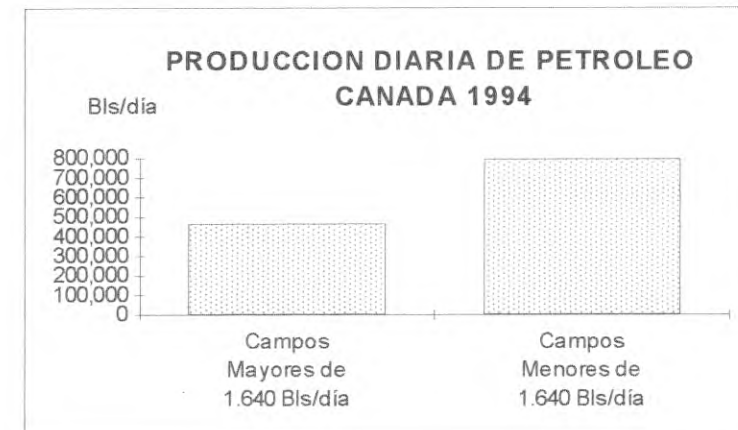
Esta asimetría en las cifras no se presenta debido a diferencias geológicas entre el subsuelo en América del Norte y en Colombia, sino a las diferencias en las políticas petroleras. Mientras en Colombia no se ha incentivado la explotación de campos pequeños, en el Canadá, por el contrario, un alto porcentaje de la perforación activa está representada por estos campos y su explotación es rentable.

Según las estadísticas del primer semestre de 1.995 se puede observar que en Colombia, cerca del 92% de la producción es aportada por campos que producen más de 1.640 bls/día de crudo (ver Gráfica # 1), mientras que en Canadá se tiene que el 63% de la producción de crudo de este país en 1994 fue aportada por campos con una producción menor de 1.640 bls/día (ver Gráfica # 2).

Gráfica # 1



Gráfica # 2



Las cifras anteriores son la consecuencia de que bajo el actual contrato de asociación y entorno regulatorio es casi imposible desarrollar un yacimiento menor a los 10 Mbls debido a la alta participación de Ecopetrol en el contrato de asociación, al alto porcentaje de las regalías sobre la producción total y a sus elevados costos de administración.

El caso canadiense, por ejemplo, es totalmente diferente debido a que el Estado no busca una participación en el negocio petrolero, sino solo su administración. El sector privado explora y explota el negocio, hace las inversiones y corre los riesgos.

PROPUESTA

En este documento se sugiere que Ecopetrol realice un inventario de las áreas sedimentarias del país que se dividirían en dos zonas, una para exploración de campos pequeños y otra para exploración de campos grandes (descubrimientos mayores de 100 Mbls), dependiendo de las características geológicas y sísmicas del área. La contratación de las primeras zonas tendría las siguientes características:

1. Las áreas se licitarían a través del proceso de subasta bajo las siguientes condiciones:

El particular interesado en un área o bloque informaría de dicho interés a Ecopetrol el cual estaría en la obligación de licitarla en un plazo definido previamente.

Las variables de calificación podrían ser entre otras las siguientes:

- Número de pozos perforados y Kms de sísmica
- Porcentaje de la participación de Ecopetrol en la producción
- Porcentaje de la participación de Ecopetrol en los costos de inversión y operación.

Ecopetrol al recibir las propuestas realizará un análisis financiero y geológico-sísmico y escogerá la propuesta que más le convenga de acuerdo a los porcentajes de participación en la producción y los reembolsos en los costos propuestos por el privado.

El privado podrá ofrecer cualquier combinación de participación en la producción y de reembolsos de costos por parte del Estado.

2. Se creará un contrato de exploración en el cual el Estado cobraría una cuota por cada hectárea arrendada por el privado.

- El privado firmaría este contrato de exploración en el cual se comprometería, si encuentra petróleo a:

I. Si las reservas probadas son de más de una cierta cantidad de reservas (por ejemplo 10 millones de barriles), automáticamente se entraría en un contrato de asociación bajo las condiciones actuales y cuyas cláusulas negociables deben ser establecidas desde el momento de la firma del contrato de exploración

II. Si las reservas probadas son de menos de la cantidad establecida (por ejemplo de 10 millones de barriles) se entraría en un contrato en el cual de antemano se estableció un porcentaje de participación del Estado en la producción y un posible reembolso de los costos por parte del Estado según lo establecido en la propuesta formulada en el proceso licitatorio.

De lo anterior se debe entender que existiría un contrato de exploración en el cual se acordaría desde el momento de su firma las condiciones de producción que se adoptarían de acuerdo al tamaño del campo si se llegara a encontrar petróleo. De acuerdo a esto, los contratos de clase I y II son de producción y sus condiciones se encontrarían preestablecidas desde el momento de la firma del contrato de exploración.

3. La duración del contrato sería de 28 años con posibilidad de extensión mientras se pueda demostrar que el campo sea comercialmente productivo.

4. El tamaño de los bloques a licitar se reduciría a un máximo de 40.000 hectáreas

5. La información geológica y sísmica se liberará con el objeto de que sea accesible para cualquier privado que quiera pagar por ella.

6. Las regalías serían variables de acuerdo al tamaño del campo y variarían entre 0 y 20% cuando las reservas de petróleo varíen entre 0 y 5 millones de barriles.

VENTAJAS DE LA PROPUESTA

Algunas de ventajas del desarrollo de pequeños yacimientos en el país se pueden resumir de la siguiente manera:

- Se aumentarán las posibilidades de autoabastecimiento de petróleo del país a largo plazo ya que no dependerá del éxito aleatorio de uno o dos proyectos grandes con una producción en tiempo determinado.
- El capital nacional privado podrá entrar a participar más activamente en la industria petrolera del país debido a niveles de inversión más bajos. Esta característica podría constituir un elemento esencial para que una industria tan importante como la petrolera se democratice con la participación de pequeños, medianos y grandes inversionistas colombianos e internacionales.
- El beneficio social y económico adicional que el país podría obtener al incentivar la exploración y desarrollo de campos pequeños sería de gran importancia, teniendo en cuenta que contribuye a la generación de empleo.

UNA PROPUESTA DE ANALISIS PARA COLOMBIA

HACIA UNA POLITICA DE APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAIS EN CAMPOS PEQUEÑOS

La actual política exploratoria del país y el entorno regulatorio (contratación, tributación, regalías, etc.) se enfocan en la búsqueda y explotación de grandes yacimientos, menospreciando el potencial petrolero de los pequeños yacimientos.

“El comercio de un país está conformado por miles de establecimientos de todos los tamaños - desde el más grande hasta el más pequeño; pero especialmente los pequeños como en las calles de Bogotá en donde las tiendas de las esquinas forman parte esencial en la economía local. Esto es lo que le da la viabilidad y energía a la economía del país.

Así, donde hay una industria del petróleo; habrá, si no miles, centenares de compañías, la mayoría pequeñas y nacionales aprovechando un nicho en la gama de producción, asegurando una industria eficiente que cumpla todas las oportunidades de beneficio.

Así es en los campos de petróleo, que siguen en cada cuenca sedimentaria la distribución matemática normal; es decir si hay uno muy grande, existen diez grandes, cien medianos, mil pequeños, diez mil muy pequeños y cien mil miniaturas.

El producto de tamaño por cantidad, tiende a ser un volumen constante, es decir que hay tanto petróleo en pequeños yacimientos como en los grandes”. -Roy Lindseth

Este documento presenta los lineamientos de una política exploratoria, paralela a la existente, que permitirá e incentivará la búsqueda y explotación de pequeños yacimientos a través de la flexibilización del actual régimen contractual. La base fundamental de esta política es la de crear condiciones que permitan el interés de la iniciativa privada en dichos yacimientos.

La propuesta se basa en la necesidad que tiene el país de crear un clima atractivo para aumentar la inversión en exploración petrolera en Colombia, no solo por los beneficios económicos y sociales que el país puede obtener al aumentarse la producción de petróleo y los ingresos por regalías e impuestos, sino por la posibilidad de asegurar el autoabastecimiento de crudo en el largo plazo.

Lo anterior se logrará mediante una política que consiste esencialmente en crear una nueva forma de contratación más flexible que la actual, con el propósito de facilitar la exploración y explotación de campos pequeños.

INTRODUCCIÓN

Es bien conocido que Colombia tiene un potencial petrolero grande (Ver Documento 4), pero por otro lado es una realidad que esta riqueza natural no se está aprovechando debidamente. Una muestra de esto es el número de pozos perforados. Con 16 pozos perforados en 1995 se llegó al nivel más bajo en la historia del país y este bajo nivel es más grave si se compara, por ejemplo, con los niveles de exploración de Canadá¹ y USA, países en los cuales se perforaron cerca de 12.000 y 21.000 pozos respectivamente durante 1994.

Esta asimetría en las cifras no se presenta debido a diferencias geológicas entre el subsuelo en América del Norte y en Colombia sino a las diferencias en las políticas petroleras. Mientras en Colombia no se ha incentivado la explotación de campos pequeños, en el Canadá, por el contrario, un alto porcentaje de la perforación activa está representada por estos campos y su explotación es rentable.

Ecopetrol tiene dentro de sus funciones administrar y explotar los recursos naturales del subsuelo a través de cualquier mecanismo que considere adecuado para que su aprovechamiento sea el mejor para el país (Ver Documento 1). El contrato de asociación y la exploración directa son los instrumentos que hoy en día utiliza Ecopetrol para cumplir esta misión. El contrato de asociación tiene aspectos positivos reflejados en algunos de los más recientes resultados: desde 1985 el país se ha autoabastecido de petróleo y mantendrá dicha condición hasta el 2003² gracias a los recientes descubrimientos dentro de los contratos de asociación en el Casanare.

Sin embargo, se debe anotar que de no ser por dos contratos exitosos, los de Caño Limón y Cusiana-Cupiagua, el país desde 1985 sería un importador neto de hidrocarburos. Aún más, manteniendo el actual bajo ritmo exploratorio y de no realizarse un gran descubrimiento como los anteriormente mencionados antes del año 2001, el país nuevamente se enfrentará a la costosa necesidad de importar petróleo antes del 2005.

¹ El desarrollo petrolero en Canadá se debe principalmente a la flexibilidad que el Gobierno ha concedido a las empresas que van a buscar petróleo. Esta flexibilidad existe debido a que el Gobierno es consciente de que hay una serie de variables determinantes del negocio que no son siempre las mismas, como es el caso del precio del crudo, estructuras geológicas, infraestructura existente, costos de producción, etc. Este ambiente de flexibilidad ha sido muy positivo para el desarrollo petrolero en Canadá. Con esta flexibilidad las perforaciones normalmente no han dado lugar a grandes descubrimientos, sino por el contrario a descubrimientos de yacimientos pequeños.

² Con el nivel de reservas de crudo actuales el país podría mantener su autosuficiencia hasta el año 2003 según el 'Plan de Ajuste Dinámico' de Ecopetrol (Agosto 1994). Para poder mantener la autosuficiencia en los próximos 20 años, el país tendría que producir 2.400 Mbbls adicionales y descubrir 5.700 Mbbls, lo que correspondería a 570 campos de 10 Mbbls.

La posibilidad de que se realicen grandes descubrimientos tiene una probabilidad alta en un país con cuencas sedimentarias casi inexploradas. Sin embargo, el país no puede continuar sujeto a una política petrolera que desdeña el alto potencial que ofrecen los yacimientos pequeños. Además, por la misma ley de distribución, se sabe que una vez encontrados los campos gigantes, los que quedan son más pequeños, y la industria tiene que adaptarse al nivel de campos disponibles.

Ecopetrol y el Gobierno han identificado la necesidad de aumentar el ritmo exploratorio, para lo cual han estudiado e introducido modificaciones al contrato de asociación con el objetivo de hacerlo más atractivo a las empresas petroleras internacionales. Adicionalmente, se están estudiando reformas a la tributación petrolera para reducir la carga al asociado. Estos cambios sin duda mejorarán la rentabilidad esperada del asociado, más sin embargo no modifican la política exploratoria porque se mantiene un entorno administrativo y regulatorio que inhibe la inversión en exploración para la búsqueda y explotación de pequeños yacimientos.

En este sentido, se deben liberar las condiciones para la prospección y explotación de pequeños yacimientos.

Bajo el actual contrato de asociación y entorno regulatorio es casi imposible desarrollar un yacimiento menor a los 10 Mbls debido a la alta participación de Ecopetrol en el contrato de asociación, al alto porcentaje de las regalías sobre la producción total y a sus elevados costos de administración.

Sólo es necesario pensar que 100 de estos yacimientos nuevos de 10 Mbls podrían en el futuro aportar el equivalente al 30% de las actuales reservas probadas con que cuenta el país (1.000 Mbls sobre 2.914 Mbls de reservas totales), para concluir que se debe aprovechar este potencial creando las condiciones adecuadas. Dichas condiciones consisten en flexibilizar los parámetros de contratación que determinan la viabilidad financiera de un pequeño yacimiento.

1. DIAGNOSTICO

Un microcampo, para efectos de este documento, es un campo que tiene reservas menores a 10 Mbls y/o una producción menor a los 2.000 bd³.

1.1 Exploración

En Colombia los contratos de exploración actualmente se limitan al contrato de asociación entre Ecopetrol y el privado, en el cual la inversión en exploración corre por cuenta del privado hasta que se encuentre un campo comercial. En este momento Ecopetrol entra a la sociedad aportando el 50% de la inversión y de los costos de operación. La producción, en el caso de campos pequeños, también se reparte en proporciones iguales después de haber deducido las regalías (20% de la producción).

El caso canadiense, por ejemplo, es totalmente diferente debido a que el Estado no busca una participación en el negocio petrolero, sino solo su administración. De esta manera, el Estado se encarga de sacar a licitación o subasta los bloques que tengan algún interés de ser arrendados por parte del sector privado, recaudar el pago por el arrendamiento de los terrenos y por último recaudar las regalías que varían dependiendo del nivel de producción del campo.

El sector privado explora y explota el negocio, hace las inversiones y corre los riesgos.

Con este sistema de administración del negocio petrolero, el Estado y el país se benefician de la mayor producción y venta del petróleo, propendiendo indirectamente a un mayor desarrollo económico del país al vincular más personas y/o compañías al negocio del petróleo.

La consecuencia de las anteriores modalidades de contratación en cuanto a niveles de exploración se refiere, se pueden observar en la Tabla # 1

³ Este supuesto se tomó de la definición de campos marginales realizada por el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta que Ecopetrol actualmente no está interesado en desarrollar campos de estas magnitudes.

Tabla # 1
NUMERO DE POZOS PERFORADOS ANUALMENTE

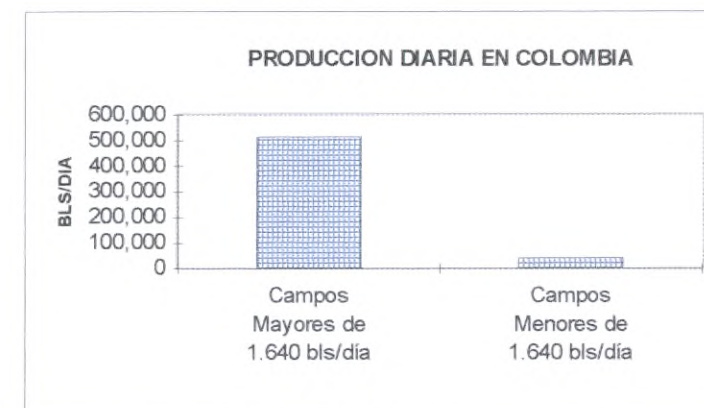
| | COLOMBIA | CANADÁ |
|------|----------|--------|
| 1994 | 30 | |
| 1993 | 37 | 9.441 |
| 1992 | 41 | 4.499 |
| 1991 | 50 | 5.266 |
| 1990 | 66 | 5.807 |
| 1989 | 71 | 5.540 |
| 1988 | 87 | 8.541 |
| 1987 | 69 | 6.840 |
| 1986 | 49 | 5.685 |
| 1985 | 68 | 12.090 |

Fuente: Ecopetrol y Statistical Handbook - Canadian Association of Petroleum Producers

1.2 Producción

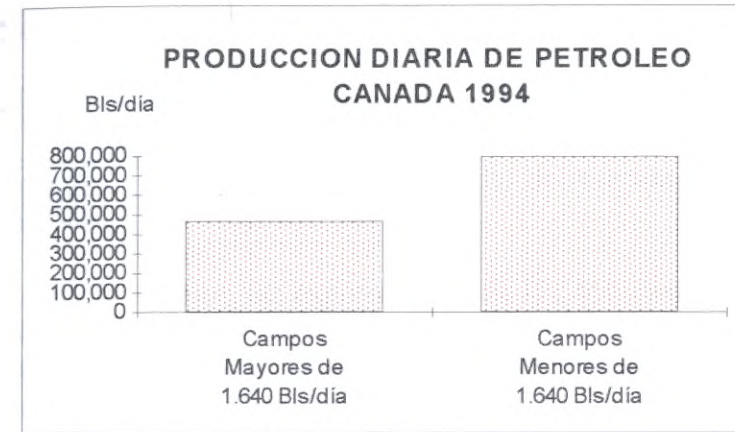
Según las estadísticas del primer semestre de 1.995 se puede observar que en Colombia, cerca del 92% de la producción es aportada por campos que producen más de 1.640 bls/día de crudo (ver Gráfica # 1), mientras que en Canadá se tiene que el 63% de la producción de crudo de este país en 1994 fue aportada por campos con una producción menor de 1.640 bls/día (ver Gráfica # 2).

Gráfica # 1



Fuente: Boletín Estadístico - ACIPET

Gráfica # 2



Fuente: Transcanada Pipelines

2. OBJETIVOS DE UNA POLÍTICA QUE PROMUEVA EL DESARROLLO DE CAMPOS PEQUEÑOS

Con el propósito de medir la contribución que podría tener el desarrollo de los campos pequeños en la economía colombiana, se supuso que en el transcurso de los próximos diez años se desarrollarían 400 campos con un promedio de reservas recobrables de 5 Mbls, para un total de 2.000 Mbls.

Teniendo en cuenta lo anterior, las exportaciones de los 400 campos podrían ascender a US\$ 3.600 millones anuales, si se supone que toda la producción correspondiente a estos campos fuera destinada para uso en el exterior. Esta cifra corresponde a cerca del 40% del total de las ventas externas de Colombia en 1994.

Segundo, si se toman unas regalías promedio del 15%⁴ sobre la producción total de cada campo, el Estado estaría recibiendo cerca de US\$ 5.400 millones por este concepto, en un período de diez años.

Adicionalmente, el país estaría recibiendo US\$ 7.650 millones por concepto de impuestos, si se supone que se estuvieran pagando US\$ 4.5⁵ en impuestos por cada barril de crudo.

Así, la contribución total al Estado equivaldría a un 21.5% del PIB de 1994.

En cuanto a empleo y aunque la industria petrolera no contribuye significativamente a la generación de empleo directo tenemos que, si contribuye en la generación de empleo en forma indirecta a través de la generación de recursos fiscales.

Con relación a la generación de empleo directo, se espera que se creen 14.800 empleos temporales y 2.800 empleos fijos durante 10 años teniendo en cuenta el desarrollo de 400 campos durante este lapso de tiempo y contando únicamente los profesionales del sector petrolero involucrados en cada proyecto, sin contar empresas de servicios especializados como la geofísica.

Con el anterior análisis se puede observar que el beneficio social y económico adicional que el país podría obtener al incentivar la exploración y desarrollo de campos pequeños, sería de gran importancia.

Otras ventajas del desarrollo de pequeños yacimientos en el país se pueden resumir de la siguiente manera:

⁴ Cifra menor al 20% legal dados los supuestos detallados en el análisis financiero, Ver pág 25

⁵ Esta cifra corresponde a una aproximación de lo que se paga en impuestos sobre un barril de crudo, suponiendo un valor del crudo de 17 US/bl.

- El capital nacional privado podrá entrar a participar más activamente en la industria petrolera del país debido a los niveles de inversión más bajos. Esta característica podría constituir un elemento esencial para que una industria tan importante como la petrolera se democratice con la participación de pequeños, medianos y grandes inversionistas colombianos e internacionales.

- Se aumentarán las posibilidades de autoabastecimiento de petróleo del país a largo plazo ya que no dependerá del éxito aleatorio de uno o dos proyectos grandes con una producción en tiempo determinado.

- Se aprovechará la capacidad de transporte de crudo que quedará libre a principios del próximo siglo cuando las producciones de Cusiana y Cupiagua comiencen a decaer (ver Documento 5).

- La relación éxito (pozos productivos/pozos totales explorados) podría aumentar en el país si se aumenta la exploración y explotación de campos pequeños frente a una exploración que actualmente se concentra en la búsqueda de campos grandes.

3. DESARROLLO DE MICROCAMPOS EN COLOMBIA

Es evidente que existen aspectos legales y contractuales que deberán modificarse para el desarrollo de los microcampos en Colombia. Algunos aspectos que se deberán tener en cuenta para la aplicación de las modificaciones incluyen:

- Ecopetrol es la única entidad encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos directamente o a través de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza (Decreto 2310 de 1974), sin embargo la inexistencia de fórmulas contractuales más flexibles tal como se propone en este documento, limitan a posibles interesados de acceder a otras formas de participación en el negocio petrolero.

- La ley establece un porcentaje alto y fijo (20%) de regalía por la explotación de hidrocarburos, sobre el valor de la producción en boca de pozo⁶.

- El único contrato de exploración y explotación posible según el régimen legal vigente es el de asociación (con algunas modificaciones en contratos como el de riesgo compartido) que presenta los siguientes problemas en el caso de exploración y explotación de campos pequeños:

* Ecopetrol toma el 50% del crudo que queda después de descontar las regalías, es decir el Estado toma mínimo un 60% de la producción total mientras que la compañía privada se queda solamente con el 40%

* El factor R⁷ no incentiva a los productores de campos pequeños debido a que la participación en producción es 50/50 hasta completar 60 millones de barriles de producción acumulada (lo cual no es un campo pequeño) y no existe incentivos especiales para la exploración y producción de campos más pequeños.

⁶ Existe la posibilidad de que este porcentaje de regalías se disminuya hasta en un 25% del valor en caso de circunstancias excepcionales de baja de precios o de calidad del material explotado y/o de dificultades adicionales de explotación. Esta modificación deberá ser decretada por el Presidente de la República, previo concepto favorable unánime del Consejo de Ministros y durante el período de tiempo que duren los hechos causantes de la decisión.

⁷ Parámetro que relaciona la rentabilidad de los campos con la distribución de producción. De acuerdo a esto la distribución de la producción después de haber completado una producción acumulada de 60 millones de barriles es:

$$R = \frac{\text{Ingresos Acumulados del asociado}}{\text{(Inversiones Acumuladas + Costos Acumulados) del asociado}}$$

Cuando R es menor de uno, al socio le corresponderá el 50% de la producción después de regalías y cuando sea mayor de dos, recibirá el 25%. Para el rango entre R=1 y R=2 al asociado le corresponderá un porcentaje de producción equivalente a 50 dividido por R

* La declaración de comercialidad del campo está sujeta a condiciones favorables para Ecopetrol. Un campo pequeño, en la mayoría de los casos, no es rentable para Ecopetrol debido a los altos costos administrativos de la empresa.

* La duración⁸ del contrato de asociación (28 años en total y 22 para producción) es muy corta para la producción de campos pequeños, debido a las características de producción de estos campos (curvas más alargadas y planas).

- La información sísmica y geológica que tiene Ecopetrol no es de conocimiento público en general y con anterioridad, por lo tanto las compañías privadas solamente tienen acceso a la información completa de un bloque en el momento de firmar un contrato de asociación.

- En Colombia no existe la infraestructura de transporte necesaria para el desarrollo de campos en todas las regiones potenciales del país donde los campos pequeños podrían tener éxito. Debido a esto se recomendaría que el campo de acción inicial de una futura política de microcampos se redujera a áreas relativamente pequeñas, cercanas a la infraestructura existente, que posteriormente habría que ampliar y mejorar al tener éxito esta política.

⁸ La limitación de 22 años para la producción es muy dañina para el país y puede ser dañina para el yacimiento. Un yacimiento de regular tamaño tiene vida normal promedio cercano a 40 años. Esto surge como consecuencia de una producción lo suficientemente lenta para conservar la permeabilidad y permitir la producción sin necesidad de inyectar agua al pozo.

Si una compañía no tiene sino 22 años para sacar todo el petróleo que tiene en su campo, tiende a sacarlo de una forma rápida, lo que le impide al yacimiento mantener su vida máxima, e incluso podría causarle daños cuando la producción excede la capacidad normal de ésta. Así mismo, el Estado al heredar un campo viejo necesita incurrir en costos de inversión muy altos para la adquisición de equipos especiales de extracción secundaria.

4. POLÍTICAS EN OTROS PAÍSES

En otros países distintos a Colombia, existen incentivos que aunque no siempre son específicos para microcampos contienen políticas que hacen posible su explotación.

Estos elementos de política están relacionados con:

- (i) regalías
- (ii) participación del Estado en la exploración
- (iii) áreas licitadas
- (iv) flexibilidad en los esquemas de contratación

En el caso de Venezuela, la participación del Estado en el contrato de asociación es máximo del 35% y las regalías varían entre 1-16.6% dependiendo de los ingresos y los costos del productor.

En Argentina el nivel base de regalías es del 12%, pero con la posibilidad de ser reducido dependiendo del nivel de producción, localización del pozo y condiciones de éste.

En Guatemala las regalías dependen de los grados API (calidad) del crudo, mientras que en Noruega fueron abolidas por completo desde 1986.

Por último un ejemplo típico de incentivo para explotación y exploración de campos pequeños es la abolición de las regalías para una producción menor de 1.000 bls/día en China.

Por otro lado, en Angola y Egipto, la participación del Estado en los contratos de asociación disminuye en la medida en que el campo es de menor tamaño, así para un campo pequeño la participación del privado es del 70% mientras que en un campo grande varía entre el 15 y el 20%.

En Alberta-Canadá las regalías también se cobran de acuerdo al nivel de producción del pozo, los bloques licitados no superan las 40.000 hectáreas (mientras que en Colombia fluctúan entre 52.000 y 370.000 hectáreas) y además no hay reversión de los activos al final del contrato.

En Canadá, el incentivo mas importante que se da al inversionista privado para la explotación de campos pequeños es la flexibilidad que el gobierno les concede en los términos contractuales en todo el proceso de contratación de áreas. Esto se puede observar en:

- (i) la duración del contrato de arrendamiento que se extiende mientras el campo sea comercial,
- (ii) la posibilidad que tiene el privado de solicitar al Estado que licite las áreas sobre las cuales está interesado,
- (iii) las regalías varían dependiendo de la producción.
- (iv) el mapa de superficie del terreno está dividido por una malla que mide aproximadamente un kilómetro por 1.8 kms. El tamaño exacto depende de la latitud, y el que quiera un bloque no tiene que especificar sino la cantidad total de cuadrículas que quiere.

El riesgo geológico de cada zona es reconocido por el Estado en la medida en que cada inversionista puede ofrecer mas o menos retorno dependiendo del las expectativas y los riesgos que se proyecten.

Por último, la compañía ganadora tiene la obligación de devolver el bloque si no encuentra petróleo, el bloque puede ser vendido varias veces.

En el Documento 3 de este informe se profundiza más sobre las características de contratación en otros países.

5. PROPUESTA PARA UNA POLÍTICA SOBRE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE CAMPOS PEQUEÑOS EN COLOMBIA

A continuación se proponen algunos elementos para flexibilizar las condiciones existentes para el desarrollo de la industria petrolera, y crear las bases que permitan una importante inversión privada en la exploración y desarrollo de yacimientos (campos) pequeños.

Los lineamientos de política que permiten e incentivan la exploración privada son:

- (i) Liberación de la información sísmica y geológica.
- (ii) Introducción de un contrato más flexible en el cual se cobre un arrendamiento por cada hectárea contratada.
- (iii) Licitación de áreas (contratos específicos flexibles, subastas, etc.)
- (iv) Modificación de las regalías de acuerdo al tamaño del campo para lograr que un campo pequeño sea rentable
- (v) La duración del contrato de explotación se extenderá hasta que el campo deje de ser productivo comercialmente.

Al flexibilizar la política petrolera, se podrá desarrollar en el país una cultura de exploración y desarrollo de campos pequeños que se caracterizaría principalmente por la participación de múltiples compañías pequeñas (extranjeras y nacionales) con bajos costos de administración.

Lo anterior se podrá desarrollar al mismo tiempo con la industria petrolera existente en el país, que se caracteriza por proyectos individuales realizados por grandes compañías multinacionales en asociación con Ecopetrol.

5.1 Esquema propuesto

Se sugiere que Ecopetrol realice un inventario de todas las áreas sedimentarias del país, separándolas en dos categorías: aquellas con grandes probabilidades de descubrimientos mayores a los 100 Mbbls, en la primera y las demás áreas podrían ser agrupadas en la segunda.

Las áreas de la segunda categoría serían destinadas para la exploración y explotación de crudo bajo un contrato que permita una mayor flexibilidad con el propósito de incentivar la exploración de campos pequeños, mientras que las áreas de la primera categoría las destinaría Ecopetrol para exploración directa y/o contratos de asociación como se hace en la actualidad.

La contratación de las áreas de la segunda categoría tendría las siguientes características:

1. Proceso licitatorio

Las áreas se licitarían a través del proceso de subasta bajo las siguientes condiciones:

El particular interesado en un área o bloque informaría de dicho interés a Ecopetrol el cual estaría en la obligación de licitarla en un plazo definido previamente.

Las variables de calificación podrían ser entre otras las siguientes:

- Número de pozos perforados y Kms de sísmica
- Porcentaje de la participación de Ecopetrol en la producción
- Porcentaje de la participación de Ecopetrol en los costos de inversión y operación.

Ecopetrol al recibir las propuestas realizará un análisis financiero y geológico-sísmico y escogerá la propuesta que más le convenga de acuerdo a los porcentajes de participación en la producción y los reembolsos en los costos propuestos por el privado.

El privado podrá ofrecer cualquier combinación de participación en la producción y de reembolsos de costos por parte del Estado.

2. Estructura contractual

Se creará un contrato de exploración en el cual el Estado cobraría una cuota por cada hectárea arrendada por el privado. Esto aseguraría que el privado contrate solamente el área que necesite.

- El privado firmaría este contrato de exploración en el cual se comprometería, si encuentra petróleo a:

I. Si las reservas probadas son de más de una cierta cantidad de reservas (por ejemplo 10 millones de barriles), automáticamente se entraría en un contrato de asociación bajo las condiciones actuales y cuyas cláusulas negociables deben ser establecidas desde el momento de la firma del contrato de exploración. En este momento se dejaría de pagar el arrendamiento⁹

II. Si las reservas probadas son de menos de la cantidad establecida (por ejemplo de 10 millones de barriles) se entraría en un contrato en el cual de antemano se estableció un porcentaje de participación del Estado¹⁰ en la producción y un

⁹ El arrendamiento formaría parte de los costos de explotación que deberán ser reembolsados por Ecopetrol en los porcentajes preestablecidos en el contrato de asociación.

¹⁰ El monto correspondiente a esta participación sería tratado como ingresos corrientes de la Nación.

reembolso de los costos por parte del Estado según lo establecido en la propuesta formulada en el proceso licitatorio¹¹.

Bajo este contrato, el privado seguiría pagando el arrendamiento de las hectáreas contratadas, siguiendo un plan de devoluciones de áreas pactado contractualmente

De lo anterior se debe entender que existiría solamente un contrato de exploración en el cual se acordaría desde el momento de su firma las condiciones de producción que se adoptarían de acuerdo al tamaño del campo si se llegara a encontrar petróleo. De acuerdo a esto, los contratos de clase I y II son de producción y sus condiciones se encontrarían preestablecidas desde el momento de la firma del contrato de exploración.

3. Duración del contrato

La duración del contrato sería de 28 años con posibilidad de extensión mientras se pueda demostrar que el campo sea comercialmente productivo.

4. Tamaño de las áreas a licitar

El tamaño de los bloques a licitar se reduciría a un máximo de 40.000 hectáreas con el propósito de evitar el congelamiento de áreas que tienen un gran potencial de ser productivas.

5. Liberación de la información

La información sobre registros de pozos se liberará después de un año de perforación, con el objeto de que sea accesible para cualquier privado que quiera pagar por ella. Los datos sísmicos se podrían liberar pagando sólo el costo de reproducción, diez años después de la fecha de adquisición sísmica.

6. Regalías

Las regalías serían variables de acuerdo al tamaño del campo como se propone en el numeral 5.2 de este capítulo, según el cual las regalías variarían entre 0 y 20% cuando las reservas varíen entre 0 y 5 millones de barriles como se puede observar en la Tabla # 7 (pág 27).

Las modificaciones legales que se deben realizar para llegar al anterior esquema de política de exploración petrolera de yacimientos pequeños se limitan al cambio de la Ley de Regalías (asignación de una regalía variable dependiendo del nivel de producción). Por otra parte, Ecopetrol consideraría un contrato de exploración como el propuesto en este estudio, lo que no implicaría cambio del Código de Petróleos debido a que según éste

¹¹ Jurídicamente se llegó a la conclusión de que tanto el porcentaje de participación del Estado en la producción como el porcentaje de costos que el Estado debe reembolsar debe ser de mínimo un 1%.

(Decreto 2310 de 1974), Ecopetrol puede celebrar contratos de cualquier naturaleza de exploración y explotación de hidrocarburos (excepto los de concesión).

5.2 Condiciones financieras

De acuerdo con los nuevos planteamientos sugeridos, se realizó un análisis financiero de lo que podría ser el negocio de exploración y desarrollo de un yacimiento pequeño. El análisis comprende en primer lugar la evaluación del proyecto en la cual se tuvieron en cuenta tres escenarios de ocurrencia y se tomó la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN) de cada escenario como elementos de análisis de la rentabilidad del proyecto.

En segundo lugar, se realizó otro análisis con el fin de obtener los posibles niveles de regalías dependiendo de la producción diaria de crudo.

5.2.1. Evaluación del Proyecto

SUPUESTOS:

Los costos de inversión utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Tabla # 2

| | Unidad | No. de Unidades | Valor x Unidad (\$) | TOTAL (\$) |
|----------------------------------|------------|-----------------|---------------------|----------------|
| Geología y otros Estudios | | | | 255.950 |
| Geología de superficie | días | 30 | 1.200 | 36.000 |
| Fotogeología | | 1 | 14.500 | 14.500 |
| Imágenes de Radar | día-hombr. | 15 | 250 | 3.750 |
| Reinterpretación Magnetometría | día-hombr. | 5 | 1.000 | 5.000 |
| Reinterpretación Gravimetría | día-hombr. | 5 | 1.000 | 5.000 |
| Estudios en Laboratorio | | | | |
| | muestra 1 | 200 | 100 | 7.200 |
| | muestra 2 | 60 | 120 | 4.500 |
| | muestra 3 | 15 | 300 | 12.000 |
| Estudio Impacto Ambiental previo | | 1 | 50.000 | 50.000 |
| Estudio Impacto Ambiental | | 1 | 10.000 | 10.000 |
| Pozo de agua | | 1 | 20.000 | 20.000 |
| Estudio Localización pozo | | 1 | 80.000 | 80.000 |
| Sísmica | Kms | 75 | 8.000 | 600.000 |
| Perforación | pies | 7.000 | 85.000 | 595.000 |
| Facilidades | usd/bl | | 0.50 | |

Otros supuestos que se tuvieron en cuenta fueron los siguientes:

Tabla # 3

| | |
|--------------------------------------|-------------|
| Precio del crudo | 17 Usd/bl |
| Inflación USA | - |
| Año en le que comienza la producción | 5 |
| Reservas | 5 Mbls |
| Participación del Estado | 10% |
| Regalías | 20% |
| Años de proyección | 40 |
| Número de pozos secos perforados | 1 |
| Costo de Arrendamiento por Hectárea | 3.5 usd |
| Costos de operación y mantenimiento | 2.00 usd/bl |

Como se puede observar en la anterior tabla, se supuso que el privado tendría derecho a producir durante toda la vida del yacimiento que en este caso sería de 40 años y pagaría unas regalías del 20% y una participación al Estado del 10% de su producción de crudo (el Estado no participa en los costos sino en la producción) y por último pagaría un monto de 3.5 usd por hectárea arrendada.

Utilizando como base las cifras de las dos anteriores tablas se realizaron tres escenarios teniendo en cuenta que las únicas variables que se modificaron fueron el precio del crudo, el tamaño de las reservas y la profundidad del yacimiento (ver Tabla # 4)

Tabla # 4

| | Escenario Pesimista | Escenario Normal | Escenario Optimista |
|-------------------------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------|
| Precio del crudo | 15 Usd/bl | 17 Usd/bl | 19 Usd/bl |
| Reservas | 3 Mbls | 5 | 8 |
| Profundidad yacimiento | 2.500 pies | 5.000 | 8.000 |

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla # 5

| | Escenario Pesimista | Escenario Normal | Escenario Optimista |
|-----------------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------|
| Rentabilidad * | 17% | 27% | 38% |
| VPN (22%) | -399.000 Usd | 593.000 Usd | 2'650.000 Usd |
| INVERSIÓN | 3'073.000 Usd | 5'285.000 Usd | 8'740.000 Usd |

* Tasa Interna de Retorno en términos reales

En la anterior tabla se puede observar que las rentabilidades varían entre el 17 y el 38%, de lo que se infiere que los campos más pequeños continúan teniendo rentabilidades bajas por lo cual se plantea la siguiente modificación a los niveles de regalías.

5.2.2. Niveles de Regalías

El objetivo del siguiente análisis es obtener los posibles niveles de regalías que tendrían que pagar los productores dependiendo de la cantidad diaria de crudo que produzcan por campo, de acuerdo a la política petrolera planteada anteriormente en este informe. De esta manera, se elaboró el análisis financiero que se explica a continuación:

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre la rentabilidad del negocio tomando diferentes valores para las siguientes variables:

- Número de reservas
- Participación del Estado
- % de Regalías sobre la producción

El procedimiento utilizado consistió en tomar como rentabilidad mínima aceptable para un inversionista, una tasa del 22% en términos reales después de impuestos. Tomando como base este supuesto se realizó un análisis de sensibilidad con el propósito de establecer cual sería el nivel máximo de regalías que podría pagar un productor de crudo, dependiendo del tamaño de su campo, para hacer que su negocio sea rentable.

Tabla # 6

Reservas de petróleo en Millones de Barriles

| Contri. * país | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 40% | 4% | 14% | 19% | 20% | 22% | 26% | 24% | 24% | 27% | 30% |
| 35% | 6% | 16% | 21% | 22% | 25% | 29% | 27% | 27% | 30% | 33% |
| 30% | 8% | 18% | 23% | 25% | 27% | 32% | 30% | 30% | 34% | 37% |
| 25% | 9% | 19% | 25% | 27% | 30% | 34% | 32% | 33% | 37% | 40% |
| 20% | 10% | 21% | 27% | 29% | 32% | 37% | 35% | 36% | 39% | 43% |
| 15% | 12% | 22% | 29% | 31% | 34% | 39% | 37% | 38% | 42% | 45% |
| 10% | 13% | 24% | 31% | 33% | 36% | 41% | 40% | 41% | 45% | 48% |
| 5% | 14% | 25% | 32% | 34% | 38% | 43% | 42% | 43% | 47% | 51% |
| 0% | 15% | 26% | 34% | 36% | 40% | 45% | 44% | 45% | 49% | 53% |

* La Contribución al país corresponde a la suma del porcentaje de producción que le entregaría como regalías más el porcentaje de producción que se le entregaría como Participación del Estado según la nueva política.

Para un mayor entendimiento del anterior procedimiento, a continuación se dará un ejemplo de como interpretar la tabla de sensibilidades de rentabilidad.

Si se toma un nivel de reservas de 2 Millones de Barriles con una Contribución al país de 30%, el negocio daría una rentabilidad del 18% que es una rentabilidad inferior a la mínima esperada para que el negocio fuera rentable según el supuesto que se hizo en este estudio. Por el contrario, si para el mismo yacimiento se toma una Contribución al país de 15%, el negocio si sería rentable pues su rentabilidad sería del 29%

En la Tabla # 7 se describen los siguientes posibles niveles de regalías, teniendo en cuenta que se dejó un margen de rentabilidad 'sobrante' sobre el 22% supuesto como aceptable después del pago de regalías con el propósito de que el productor pueda ofrecer en la licitación un porcentaje adicional de su producción manteniendo su negocio rentable.

Tabla # 7

| Reservas (Millones de Barriles) | Nivel de Regalías |
|--|--------------------------|
| 1 | 0% |
| 2 | 5% |
| 3 | 10% |
| 4 | 15% |
| 5 | 20% |
| 6 | 20% |
| 7 | 20% |
| 8 | 20% |
| 9 | 20% |
| 10 | 20% |

1 - ALGUNOS ASPECTOS CENTRALES DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA DEL PAIS

1.1 Importancia del petróleo en la economía del país

El petróleo colombiano ocupa un lugar muy importante en el desarrollo socio-económico del país y en el futuro su influencia será mayor. Dentro de este contexto, la política petrolera debe estar orientada hacia una optimización del recurso con el propósito de lograr los mayores beneficios para la nación.

El consumo total de energía en Colombia se ha venido incrementando a más del 3% anual y el consumo de petróleo y gas están jugando un papel muy destacado ya que aportan el 60% de la energía consumida por el país en 1994

En materia de exportaciones, en 1.980 el total de ventas al exterior fue de US\$ 4.000 millones y el petróleo aportó el 2% de los ingresos totales del país. Para 1.990 el total de las exportaciones creció a más de 7.000 millones de dólares de los cuales la contribución del petróleo fue de 27.6%. En 1995, el total de exportaciones en el país superan los 9.000 millones de usd y los aportes de petróleo fueron del 20% aproximadamente. Se espera que en el año 2.000, los aportes del petróleo sean de más del 25% de los ingresos por exportaciones.

El crecimiento de las exportaciones entre 1.995 y el año 2.000 con relación a las otras décadas se deberá a la producción de los campos Cusiana y Cupiagua que producirán entre 500.000 y 600.000 bl/día en 1.997. Las reservas de estos campos se estiman entre 2.000 y 2.200 Mbbls que corresponden aproximadamente al 75% de las reservas totales del país; de aquí la importancia de este descubrimiento para la economía colombiana.

1.2 El caso de Cusiana y Cupiagua

Las exportaciones de los yacimientos de Cusiana y Cupiagua ascenderán a US\$ 4.500 millones, más del 40% del total de las ventas externas del país. Esto representa un valor presente para Colombia de US\$ 13.700 millones (US\$ 8.200 millones son para el gobierno central y Ecopetrol y US\$ 5.500 millones para los departamentos y municipios a través de regalías y transferencias de los ingresos corrientes) lo que equivale al 22.8% del PIB de 1994 y significa un incremento patrimonial por habitante de US\$ 400.

Igualmente se proyecta que Cusiana aportará, a finales del decenio actual, un 12% de los ingresos fiscales del gobierno central. El ingreso anual generado por Cusiana pasará de representar el 0.5% del PIB en 1.994, al 5% del PIB en 1.997.

Con esto se puede ver que Cusiana brindará, enormes recursos al país y en el largo plazo posibilitará un mayor crecimiento de la economía nacional. Los nuevos ingresos incrementarán la demanda agregada, el Estado dispondrá dinero para invertir, y las divisas adicionales disminuirán la probabilidad de una crisis en la balanza de pagos. Estos beneficios económicos y sociales aumentarán con la producción de crudo del país a través de la nueva política planteada en este estudio, asegurando una producción más estable de petróleo en el país a través de campos pequeños.

1.3 Incidencia de una bonanza petrolera en la economía nacional

La incidencia de una bonanza petrolera en la economía nacional es un tema que se ha venido discutiendo hace tiempo y con relación al cual existe alguna divergencia ya que los pronósticos van desde aquellos que piensan que una bonanza destruiría la industria manufacturera y el agro, hasta otros que creen que traería solamente desarrollo al país y además sería la solución a los principales problemas económicos.

Se han estudiado tres alternativas para contrarrestar los efectos negativos de una bonanza relacionados con la entrada masiva de divisas que determina la competitividad de otros productos transables al presionar la revaluación de la moneda local; 1. La reducción de las presiones revaluacionistas a través de la generación de un superávit fiscal; 2. El aumento de la oferta de bienes y servicios a través de una mayor apertura; 3. La intervención del banco central en la captación de recursos para disminuir el impacto de los ingresos adicionales, reduciendo así la presión inflacionaria.

El reto del gobierno colombiano consiste en crear mecanismos que permitan utilizar los recursos de una mayor producción de petróleo a un ritmo prudente y orientado a lograr un óptimo aprovechamiento de los mayores ingresos con el fin de que estos contribuyan al desarrollo de los diferentes sectores y eleven los niveles de bienestar de la población.

Desde 1.997 hasta pasado el siglo, la exportación de crudo le producirá entre US\$ 2.600 y US\$ 3.500 millones anuales, de los cuales cerca del 60% serán para la Nación y 40% para los entes territoriales, en forma de regalías y transferencias. Como se puede ver, una mayor producción de crudo en el país puede producir una gran cantidad de recursos que podrían fortalecer el proceso de descentralización.

En lo que se refiere a las regalías que recibirán los municipios y los departamentos productores, es muy importante definir los criterios precisos de inversión social y económica y los topes que permitan irrigar esas regalías al resto del país. Esto debido a que los altos montos de regalías que podrían llegar a las entidades territoriales, superarían el tamaño de sus necesidades y su capacidad de inversión.

Por otro lado, será de mucha importancia la manera como los entes territoriales inviertan los ingresos que recibirán. Estas inversiones deberán caracterizarse por tener una alta rentabilidad social y económica, para aumentar la inversión pública, generar un mayor crecimiento y permitirle al gobierno central regular el ritmo de su inversión, para así evitar

una revaluación del peso. Por ejemplo, es necesario dotar a Colombia de una infraestructura característica de un país moderno por medio de la transformación de la red de vías públicas, construcción de puentes y túneles, distritos de riego y la ampliación de la frontera agrícola.

Según el ex-presidente Cesar Gaviria Trujillo en el Seminario "Cusiana y la Economía Colombiana en los Años Noventa", una hipótesis de lo que podría ser el modelo macroeconómico para poder evitar la 'enfermedad holandesa' después de Cusiana es el siguiente:

" Si invertimos las regalías en proyectos de alta rentabilidad social tales como los de infraestructura y las transferencias en fortalecer la política social, ahorrando los recursos de la Nación, podremos defender nuestra tasa de cambio, y la bonanza petrolera será una fuente de bienestar y crecimiento adicional que beneficiará al país en el largo plazo. Incluso, la parte que corresponderá a la Nación puede ser utilizada de manera muy productiva, por ejemplo, mediante la cancelación gradual de la deuda pública, liberando así los recursos relacionados con su servicio y destinándolos a reforzar el gasto social. Así mismo, tal y como a ocurrido con los otros países que han experimentado una bonanza de divisas, Colombia debe replantear sus relaciones con el Banco Mundial y con el BID, ya que en medio de la bonanza no va a ser necesario acudir a estas instituciones por empréstitos de montos tan elevados como los contratados en el pasado".

En 1991 fue creado el Fondo de Estabilización Petrolera al cual se destinarán parte de los recursos adicionales generados por los nuevos descubrimientos. Este Fondo invertirá sus activos en el exterior, por lo tanto estos no formarán parte de las reservas internacionales del país y no podrán utilizarse como aval para obtener financiamiento externo. De esta manera, los recursos no podrán utilizarse ni para incrementar los gastos públicos, ni para financiar una revaluación drástica del peso. Los recursos se van a utilizar gradualmente y con reglas fijas, dependiendo de sus rendimientos financieros y de las variaciones de las rentas petroleras percibidas por el gobierno.

De lo anterior se puede concluir que existe la necesidad de crear un clima atractivo para aumentar la inversión en exploración petrolera en Colombia, debido a los beneficios económicos y sociales que el país puede obtener al aumentarse los ingresos por regalías e impuestos. Con relación a esto es muy importante tener en cuenta que la producción de Cusiana empieza a declinar drásticamente en el año 2003 y si los niveles de actividad exploratoria continúan tan bajos como los de los últimos años, el riesgo de que Colombia se convierta en importador neto de crudo como sucedió a finales de la década de los setenta, es bastante alto. Esto sería gravísimo para la economía nacional que de alguna manera se ha vuelto dependiente de los ingresos del petróleo.

La implementación de una política de exploración y producción de campos pequeños podría ayudar a que un fenómeno como el de Cusiana o el de otro gran descubrimiento no sea pasajero sino permanente hacia el futuro, evitando los problemas producidos por una

bonanza petrolera. Por otro lado, se tendría un monto importante de ingresos permanentes que contribuirían a aumentar el desarrollo sin la necesidad de crear políticas de ahorro difíciles de mantener.

2 - ENTORNO REGULATORIO EN COLOMBIA

Para demostrar la posibilidad de la política propuesta, en el presente documento se hará un análisis de algunos de los marcos jurídicos que se relacionan directa o indirectamente con los microcampos. De manera general, el estudio jurídico estará enfocado en el análisis de las normas constitucionales relacionadas con la propiedad de los hidrocarburos, las facultades de Ecopetrol en cuanto a la exploración y explotación de ellos y las diferentes modalidades de contrato posibles de acuerdo con nuestra legislación aplicable a la industria.

De manera particular, el estudio se centrará en las normas legales vigentes en materia ambiental, de servidumbres petroleras, expropiación de predios, legislación en materia de regalías, transporte y laboral. Adicionalmente, se hará un análisis del contrato de asociación actualmente vigente frente al concepto de los microcampos, análisis que incluirá una propuesta de contrato aplicable a la fase de operación de dichos microcampos.

Por último, se hará una mención de las normas tributarias aplicables a la industria petrolera, identificando aquellas que afecten positiva y negativamente el proyecto materia de este estudio.

2.1 Consagración Constitucional

Para entrar a analizar la legislación colombiana en materia de hidrocarburos, es necesario partir del estudio de las normas constitucionales que establecen conceptos básicos en cuanto a la propiedad de los recursos naturales no renovables.

La Constitución Política de Colombia consagra en su artículo 332 como regla general, la propiedad estatal del subsuelo, así como de los recursos naturales no renovables. Sin embargo, esta consagración constitucional prevé como excepción a la regla general, la posibilidad de reconocer derechos adquiridos a favor de los particulares sobre el subsuelo, siempre que dichos derechos hayan sido perfeccionados con arreglo a leyes preexistentes.

2.1.1 Propiedad Estatal del Subsuelo como regla general

La Constitución Política en su artículo 360 establece que debe ser la ley la que determine las condiciones bajo las cuales se llevará a cabo la explotación de los recursos naturales no renovables en el país.

En desarrollo de esta disposición constitucional, prevista ya en la Constitución de 1886 en su artículo 122, se expidió el Decreto 2310 del 28 de octubre de 1974, en virtud del cual, en su artículo 1, se designa expresamente a Ecopetrol como la empresa encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional. Para ello, este Decreto faculta a Ecopetrol para llevar a cabo dichas actividades "directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos

de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras."

Esto implica que Ecopetrol puede celebrar adicionalmente, cualquier otra modalidad contractual de las consagradas en la ley (incluidos los contratos de arrendamiento, compraventa, etc.), con la única excepción referente al contrato de concesión, expresamente prohibido por la ley. No obstante, la realidad ha demostrado que Ecopetrol se ha concentrado especialmente en la celebración de contratos de asociación partiendo en todos los casos de un modelo de contrato preestablecido y el cual es actualizado en algunos aspectos con alguna periodicidad.

En conclusión, la ley en desarrollo del mandato constitucional, delegó expresamente en cabeza de Ecopetrol, la facultad de llevar a cabo la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional. Cualquier modificación a esta disposición legal implicaría naturalmente la expedición de una nueva ley derogatoria de este Decreto 2310, y la inclusión de otra(s) entidad(es) diferente(s) a Ecopetrol.

2.1.2. Propiedad privada del subsuelo como excepción a la regla general

Con respecto a la propiedad privada del subsuelo es importante destacar dos sentencias dictadas por el Consejo de Estado (de fechas 28 de octubre de 1971 y 4 de marzo de 1994) referentes a este tema. Las dos sentencias se refieren a la aplicación de la Ley 20 de 1969 que declaró como de propiedad del Estado todos los yacimientos petroleros y sólo respetó las situaciones jurídicas concretas definidas antes de la vigencia de dicha ley.

En síntesis, la sentencia del 28 de octubre de 1971, dictada como resultado de un proceso en contra de la Nación, concluyó jurisprudencialmente, lo siguiente:

No basta con demostrar por parte del propietario de un predio, que éste salió del patrimonio nacional antes del 28 de octubre de 1873. Adicionalmente, se debe comprobar la existencia de una sentencia definitiva (situación jurídica concreta), dictada con anterioridad al 22 de diciembre de 1969, que reconozca la propiedad privada de los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de dichos predios. De lo contrario, sólo existirá una expectativa de dominio y no un derecho adquirido en debida forma.

La sentencia del Consejo de Estado de fecha 4 de marzo de 1994 indica por su parte, la necesidad de que adicionalmente, se demuestre que existe un hallazgo o descubrimiento concreto, para que pueda hablarse de un derecho adquirido sobre el subsuelo.

2.2 Modalidades Contractuales

Como ya se mencionó, por disposición del Decreto 2310 de 1974, Ecopetrol está expresamente facultada para llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos

de propiedad nacional, bien sea directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión.

A continuación se hará referencia y algunas consideraciones sobre los contratos de concesión, asociación y participación de riesgo.

2.2.1 Contratos de Concesión

Como es sabido, por disposición del artículo 1 del Decreto 2310 de 1974, está expresamente prohibida la celebración de contratos de concesión. No obstante, es importante tener en cuenta su concepto.

De acuerdo con lo previsto en los artículos 21 al 33 del Código de petróleos (Decreto 1056 de 1953), los contratos de concesión son contratos administrativos suscritos entre el Gobierno y el respectivo concesionario.

En virtud del contrato de concesión, el particular concesionario tiene el privilegio de explotar las riquezas naturales no renovables de propiedad de la Nación, por cuenta y riesgo del mismo (concesionario). A cambio el concesionario se obliga a pagar a favor de la Nación una regalía, un cánon superficiario por hectárea contratada y a constituir una garantía a favor de la nación para respaldar el cumplimiento de sus obligaciones derivadas del contrato.

En términos generales, las características propias de los contratos de concesión son las siguientes:

- a) Contratos celebrados por el Gobierno con el objeto de otorgar ciertas facultades a un concesionario.
- b) Por cuenta y riesgo del concesionario.
- c) Bajo la vigilancia y control de la entidad concedente.
- d) A cambio de una remuneración .

Es importante tener presente el concepto de contrato de concesión, ante todo frente a los ajustes a la política de contratación petrolera en Colombia que está siendo planteada por Ecopetrol, política que será más concretamente desarrollada como resultado de un proceso ya iniciado (Proceso de precalificación de empresas interesadas en campos marginales) tendiente a explotar los campos marginales ubicados en la zona de la Cuenca de los Llanos Orientales del país.

2.2.2 Contratos de Asociación

Como ya se mencionó, este contrato se consolidó como principal sistema contractual a raíz de la expedición del Decreto 2310 de 1974. El contrato de asociación tiene por objeto la exploración del área contratada y la explotación del crudo de propiedad nacional

que se encuentre como resultado de la exploración. Ecopetrol y la asociada desarrollan los trabajos de exploración y explotación repartiendo los costos y riesgos de acuerdo con las proporciones establecidas en el contrato.

Esta modalidad contractual en su esencia ofrece una casi total libertad en la determinación de los términos, modalidades y condiciones bajo los cuales se realizan las actividades de exploración y explotación. Las cláusulas del contrato son determinadas por parte de Ecopetrol, a través de su Junta Directiva. No obstante, a raíz de la expedición del Decreto 2782 de 1989 (aunque este decreto fue anulado por el Consejo de Estado, dio lugar a cambios en los contratos suscritos por Ecopetrol), se implementó la inclusión de algunas cláusulas dentro de estos contratos, referentes a aspectos ambientales, transferencia de tecnología, la distribución escalonada de la producción y en materia de derechos de cesión.

El Decreto 743 de 1975, por medio del cual se reglamentó el Decreto-Ley 2310 de 1974, se refiere a los contratos que Ecopetrol está facultado para celebrar con los particulares para realizar las actividades de exploración y explotación. En virtud de este decreto, la Junta Directiva de Ecopetrol cuenta con toda la libertad para establecer "las condiciones y términos de dichos contratos, así como los medios de citación o convocatoria de los posibles interesados. En consecuencia, podrá determinar la vía de inscripción de contratistas, la de negociación directa, la de licitación pública, la de licitación privada, la de concurso o cualquiera otra que juzgue conveniente en cada caso." (subastas) (artículo 3, Decreto 0743 del 21 de febrero de 1975). El mismo decreto también establece que el régimen aplicable a los contratos celebrados por Ecopetrol con particulares, es el de derecho privado, salvo que tuvieren cláusulas sobre caducidad.

Es entonces claro que Ecopetrol tiene amplia libertad para determinar las condiciones bajo las cuáles contratará con los particulares, con excepción de aquellas cláusulas de obligatoria inclusión, así como libertad para determinar los medios para seleccionar a la empresa con la cual contratará, bastando para ello una decisión de la Junta Directiva.

Como ya se mencionó antes, en la práctica Ecopetrol ha adoptado un modelo de contrato de asociación que utiliza para la mayoría de los proyectos, modificando tan solo algunas de sus cláusulas con alguna periodicidad. A raíz de ello, es importante tener presente para la promoción y desarrollo de la política sobre campos marginales o microcampos, que como la ley otorga una amplia libertad a Ecopetrol en este sentido, esa libertad merece ser enfocada hacia el establecimiento de condiciones especiales para el desarrollo de proyectos de microcampos, por medio de la adopción de un clausulado o modelo de contrato diferenciado que logre incentivar el desarrollo de tales campos.

En consecuencia, las cláusulas del contrato de asociación que se mencionarán aquí, pueden ser modificadas por la Junta Directiva de Ecopetrol para ajustarse en cada caso a la necesidad de que se trate, especialmente en lo que concierne al tema de los microcampos:

a) Reembolsos de costos directos de exploración: Actualmente, los costos directos de exploración en que incurre la asociada, son reembolsados por parte de Ecopetrol en un 50%, siempre que el campo resulte comercial. Estos reembolsos se efectúan después de deducir el porcentaje correspondiente a regalías. Para los microcampos, el capital privado realizará las futuras inversiones y gastos de operación, de tal forma que Ecopetrol no deba incurrir en ellos y por tanto, se debe plantear si Ecopetrol deberá o no asumir el reembolso de tales costos. Este aspecto concreto puede ser definido a través de un proceso competitivo (v.gr. a través de una licitación o subasta) en la cual los licitantes ofrezcan entre otras cosas, el monto de los reembolsos que deba realizar Ecopetrol frente a las compañías privadas, como elementos competitivo y determinante para la selección del licitante adjudicatario.

En consecuencia, la actual cláusula 1.4 del contrato de asociación vigente no tendría aplicación para los microcampos.

b) La cláusula 9.1 del actual contrato de asociación referente a la determinación de la comercialidad de un campo, deberá ajustarse para reflejar un nuevo concepto de comercialidad ajustado a los microcampos.

c) En la etapa de exploración, la asociada está en la obligación de perforar un mínimo de pozos "hasta alcanzar a penetrar las formaciones que puedan producir petróleo en el área". (Cláusula 5.1.1. del contrato de asociación). Esta cláusula debe ajustarse reduciendo el número de pozos que se deben perforar de tal forma que sea aplicable a la exploración de microcampos.

d) La duración máxima del contrato de asociación vigente es de 28 años, de los cuales, un máximo de seis (6) años se destina al período de exploración y 22 años se destinan al período de explotación. Es posible que para la explotación de microcampos se requiera más tiempo debido a la rata de extracción diaria. En este sentido el contrato para microcampos debería tener una duración por toda la vida útil del yacimiento.

Ecopetrol ha manifestado su interés en promover la participación de compañías privadas en proyectos desarrollados en "Campos Marginales", ya que dichos proyectos demandan de Ecopetrol una gran gestión técnico-administrativa que no es proporcional a la inversión que debe realizar en estos campos, debido a los bajos niveles de producción y de reservas o a los bajos índices de rentabilidad derivados de los mismos.

El concepto de "Campos Marginales" se ha definido de acuerdo con parámetros técnicos y operacionales que determinan que son campos con reservas menores a 10 millones de BIs y cuya producción es menor a 2,000 BPD. De acuerdo con información presentada por Ecopetrol, en la actualidad existen 12 campos marginales conocidos con unas reservas aproximadas de veinticuatro (24) millones de barriles. De éstos, seis (6) campos están en explotación y aportan el 1.3% del volumen total de la producción en Asociación.

Para los campos marginales, Ecopetrol abrirá procesos competitivos (licitaciones) encaminadas a ofrecer un porcentaje importante de la participación que tenga Ecopetrol en el contrato, ofreciendo de esta forma la posibilidad de que empresas pequeñas sin suficiente capital para una inversión mayor, se beneficien de la producción derivada de estos campos. El objetivo consiste en permitir que Ecopetrol negocie su actual participación con compañías privadas de tal forma que éstas últimas puedan realizar futuras inversiones y gastos de operación que corresponderían a Ecopetrol, a cambio de recibir una participación en la producción.

Durante el proceso licitatorio, será determinante en la selección de la empresa adjudicataria, la mayor participación que se le ofrezca a Ecopetrol sobre la producción derivada del campo. La nueva política adoptada permitirá a Ecopetrol realizar el control y el seguimiento del desarrollo del contrato.

Teniendo en cuenta las nuevas políticas de Ecopetrol ya mencionadas en materia de Campos Marginales, y considerando las características del contrato de concesión previsto en el Código de Petróleos, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

En la implementación de esta nueva política, Ecopetrol al negociar su participación actual en los proyectos de Campos Marginales, debe tener en cuenta que no parece adecuado ceder la totalidad de su interés de participación en los contratos vigentes de asociación, porque podría incurrir en una ilegalidad al convertir involuntariamente un contrato de asociación en uno de concesión de acuerdo con la definición del contrato de concesión ya mencionado, contrato prohibido expresamente por la ley.

Por tanto, al ceder su participación a un tercero Ecopetrol debe permanecer con un porcentaje aunque sea mínimo en el contrato, para evitar que dicha cesión resulte en un nuevo contrato con las características propias de los contratos de concesión.

La implementación de esta nueva política permitirá a Ecopetrol disminuir los costos técnico-administrativos que de otra forma tendría que invertir en el desarrollo de los campos marginales o microcampos, permitiendo a los particulares hacerse cargo de manera total de los mismos, recibiendo a cambio una participación en la producción.

Será importante lograr la participación de las compañías privadas incluso en la etapa exploratoria. Es importante para ello, desarrollar un mecanismo legal que permita la exploración y explotación de determinadas zonas en las cuales, de ser descubiertos campos marginales, se de aplicación a reglas especiales en cuanto a distribución de la producción, regalías, reembolsos, etc. que hagan viable el proyecto tanto para Ecopetrol como para las compañías privadas, todo en beneficio del país. En este sentido se propone flexibilizar el contrato actual de asociación como se explica en el primer capítulo (Una propuesta de análisis para Colombia) de este documento.

2.2.3 Contratos de Participación de Riesgo

Este contrato es una modalidad del contrato de asociación. El contrato de participación de riesgo ha sido utilizado especialmente en las áreas donde existe un menor riesgo geológico, en las cuales es necesaria la inversión de capital de riesgo por parte de inversionistas privados. La participación en el riesgo exploratorio es mutua y se comparten algunos de los costos durante la fase exploratoria en una proporción de 85-15. De ser descubierto un campo que después es declarado como comercial, Ecopetrol entra a participar en la producción en un porcentaje mayor al que se utiliza en los contratos de asociación.

En este contrato, la asociada asume en forma total el riesgo exploratorio, durante los dos primeros años de exploración. Ecopetrol por su parte entra a participar en los costos de operación, sólo a partir del tercer año de labores con una participación de 85-15.

Ecopetrol participa en el 50% de las inversiones requeridas para el desarrollo de los campos.

Participación de Ecopetrol en la producción del campo: En este contrato se establece generalmente una tabla escalonada de distribución, de acuerdo con la cual, partiendo de una producción acumulada de hasta 10 Mbbls, se logra una distribución del 55% para Ecopetrol y del 45% para la Asociada. De superarse la producción acumulada por encima de 150 Mbbls, los porcentajes de distribución son de 75-25% respectivamente.

2.3 Análisis de la Legislación de Regalías

En materia de regalías, existen disposiciones constitucionales que cobijan este tema, a saber:

La Constitución nacional en el artículo 360 establece la contraprestación económica a título de regalía que a favor del Estado se causa por la explotación de los recursos naturales no renovables. Igualmente, la norma constitucional establece el derecho a participar en las regalías, por parte de departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales a través de los cuales se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos.

De otra parte, el artículo 361 de la Constitución Nacional establece la creación de un Fondo Nacional de Regalías conformado con los ingresos provenientes de las regalías no asignadas a los departamentos y municipios. Los recursos del Fondo Nacional de Regalías, de conformidad con la Constitución, serán destinados a las entidades territoriales de acuerdo con lo que establezca la ley. A su vez, estos fondos "se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales

de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.” (Constitución Nacional, artículo 361).

En desarrollo de estas disposiciones constitucionales, el 28 de junio de 1994, luego de un largo trámite ante el Congreso de la República que se inició en el año 1992, se expidió finalmente la Ley 141 sobre Regalías, por medio de la cual se regulan entre otros los siguientes aspectos principales:

1. La creación del Fondo Nacional de Regalías.
2. La creación de la Comisión Nacional de Regalías, con la función de “controlar y vigilar la correcta utilización de los recursos provenientes de regalías y compensaciones causadas.” (Artículo 7, Ley 141 de 1994)
3. Se establece el régimen de regalías y compensaciones generadas por la explotación de recursos naturales no renovables.
4. Se establece el procedimiento para la liquidación y distribución de las regalías.

En materia de microcampos, es importante destacar los siguientes aspectos de la ley de regalías:

1. El artículo 16 de la ley establece un 20% de regalía mínima por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca de pozo.

Este mismo artículo establece que el 20% mencionado no se aplicará a los contratos de concesión vigentes al momento de la expedición de la ley, continuando vigentes los porcentajes utilizados para los contratos de concesión en ese momento.

2. De otra parte, el parágrafo 6 del artículo 16 establece la posibilidad de que el porcentaje de regalías mencionado pueda disminuirse transitoriamente hasta en un 25%. Dicha reducción se produciría en el evento de darse “hechos o circunstancias excepcionales de baja de precios o de calidad del material explotado y/o de dificultades adicionales en la explotación del recurso natural no renovable.” De darse este evento, se podría decretar la disminución por parte del Presidente de la República, previo concepto favorable unánime del Consejo de Ministros. Esta reducción se aplicaría tan solo durante la vigencia de los hechos o circunstancias que le dieron origen.

3. Igualmente, la ley, en su artículo 20 establece el precio base para liquidar las regalías derivadas de la explotación del petróleo:

“Artículo 20. *Precio base para la liquidación de las regalías generadas por la explotación de petróleo.* Para la liquidación de estas regalías se tomará como base el precio promedio ponderado de realización del petróleo en una sola canasta de

crudos, deduciendo para los crudos que se refinan en el país los costos de transporte, trasiego, manejo y refinación, y para los que se exporten los costos de transporte, trasiego y manejo, para llegar al precio en boca de pozo.

A su vez, para determinar el precio promedio ponderado de la canasta se tendrá en cuenta, para la porción que se exporte, el precio efectivo de exportación; y para la que se refine, el de los productos refinados. Por tanto, los valores netos de las regalías que se distribuyan sólo variarán unos de otros en función de los costos de transporte.

El precio base para la liquidación de las regalías no puede ser en ningún caso inferior al que actualmente estipula el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo al Decreto 545 de 1989.”

Según el análisis financiero realizado, resulta importante introducir un cambio legal que permita flexibilizar el porcentaje de regalías según el tamaño de los campos.

El Decreto 2319 del 13 de octubre de 1994 reglamentó la ley 141 de 1994 en materia de liquidación, recaudo y avances de regalías provenientes de las explotaciones de hidrocarburos.

En esta materia vale la pena decir que por medio de este Decreto aparentemente quedaron sin efecto dos artículos, a saber:

- a) el artículo 2 del Decreto 2734 de 1985, el cual se refería a la facultad que tenía Ecopetrol para transferir a la Nación o a los departamentos o municipios, las regalías derivadas de la explotación de hidrocarburos en contratos de concesión, y
- b) el artículo 4 del Decreto 545 de 1989 que establecía los avances mensuales que Ecopetrol podía realizar por participaciones en favor de las entidades territoriales, sobre regalías por explotación de hidrocarburos.

De otra parte, la Resolución 8-2104 del Ministerio de Minas y Energía expedida el 2 de noviembre de 1994 desarrolla igualmente la ley 141 de 1994, en materia de recaudo de las regalías. Por disposición de esta resolución, Ecopetrol debe recaudar en especie las regalías y compensaciones derivadas de la explotación de hidrocarburos bajo cualquier modalidad contractual, con excepción de aquellas que se originen como resultado de la explotación de gas en contratos de concesión.

Igualmente, la resolución establece que Ecopetrol es la entidad encargada de transferir a las entidades beneficiarias de las regalías así como al Fondo Nacional de Regalías, las participaciones a que tengan derecho. Dicha transferencia las debe realizar Ecopetrol dentro de los diez (10) días siguientes al recibo de la liquidación preparada por el Ministerio de Minas y Energía.

2.5 Transporte

En cuanto al transporte, tenemos que el Código de Petróleos autoriza a toda persona para construir oleoductos de uso privado, con el cumplimiento de algunos requisitos. Se faculta también a los particulares a construir oleoductos de uso público y para ello se requerirá un contrato de concesión y el seguimiento de un procedimiento un poco más largo.

La norma legal concede en buena medida libertad en la iniciativa privada que le permite acceder a la prestación del servicio de transporte. Sin embargo, tal libertad implica el cumplimiento de una serie de requisitos, como por ejemplo la autorización por parte del Departamento Nacional de Planeación o del ministerio del ramo cuando se requiera inversión extranjera para la culminación o impulso del proyecto.

En la operación de los oleoductos existen algunas prerrogativas. El Código estableció un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos, preferencia que en los oleoductos privados se manifiesta en la conducción de petróleos de regalías provenientes de la producción servida por el oleoducto de que se trata y en ambos casos el Gobierno debe pagar el acarreo de acuerdo con las tarifas vigentes (art. 45).

Cuando opere la reversión de una explotación servida, junto con otras por un oleoducto privado (art. 53), este oleoducto deberá transportar el petróleo nacional bajo el régimen de oleoducto público, sin que ello implique el perder su calidad de privado. Pero si el oleoducto servía anteriormente a una sola explotación, se convertirá en oleoducto de uso público.

El artículo 47 del Código de Petróleos, impuso como obligación a todos los oleoductos de uso privado, de utilizar el sobrante efectivo de su capacidad transportadora, en el caso de que exista, para el acarreo del petróleo de terceros a solicitud de éstos y previo aviso del Ministerio de Minas y Petróleos y su régimen tarifado se sujetará al vigente en el momento en que tenga lugar.

Quien pretenda asumir la construcción de un oleoducto de uso público o privado, deberá completar el lleno de las formalidades y requisitos que exige la ley. Vale la pena resaltar que el procedimiento para la construcción de oleoductos de uso **privado**, difiere en algunos puntos del procedimiento correspondiente al de uso **público**.

Mientras en el primero se comienza por dar aviso a la autoridad, en el segundo requiere solicitar autorización para dar iniciación a los trabajos de construcción. Petición que será contestada mediante una resolución que señalará al avisante o al presunto contratista la obligación de rendir al Ministerio, el resultado de los estudios preliminares llevados acabo de manera detallada (El art. 190 del Código de Petróleos dispone los puntos centrales que debe tratar el informe).

Presentados los informes el Ministerio tendrá un plazo de sesenta días par decidir, dentro del cual podrá exigir los datos o estudios adicionales que juzgue convenientes, o formular los reparos que crea oportunos.

Vencido el término otorgado para que el Ministerio decida sin que se haya recibido contestación en ningún sentido, se presumirá que se aprueba oficialmente el respectivo trabajo y el interesado podrá proceder a adelantar la construcción de la obra.

Cumplidas las formalidades del art. 54 y obtenida la autorización por parte del presunto contratista o cuando tal aprobación deba presumirse dentro de las términos indicados (art. 193), el interesado podrá acogerse a los beneficios de utilidad pública y servidumbres de que hablan los artículos 4, 9 y 96.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 194 del Código de Petróleos, "Ningún propietario de terrenos podrá oponerse a los estudios a que haya lugar, para la construcción de oleoductos de cualquier clase. Pero los empresarios de los oleoductos deberán indemnizarlos de todos los perjuicios que puedan causarle con tales estudios".

Adjunto a la resolución que obliga a allegar el resultado de los estudios preliminares, el Ministerio de Minas expedirá una credencial que le facilite, ante las autoridades locales y predios privados, la realización de los trabajos y estudios de campo. Se reitera que los dueños no podrán oponerse pero si exigir el pago por los daños efectivos que se les ocasione.

Bajo la preceptiva del artículo 199, cuando el oleoducto sea de uso privado y sólo para el transporte de productos destinados al mercado interno del país, bastará la aprobación de la ruta general, aprobación que sólo podrá negarse por razones de orden técnico, público, o por seguridad nacional. Obtenida esta aprobación, el empresario podrá emprender inmediatamente la construcción de la obra con derecho a los beneficios de utilidad pública y servidumbre establecidos por las leyes y decretos sobre la materia (art. 200).

2.6 Régimen tributario

Del régimen tributario de la exploración y explotación de hidrocarburos.

Vale la pena realizar un breve recuento de los impuestos más importantes y significativos que tienen origen en las actividades de explotación y exploración.

a. Impuesto de Renta: La regla general en materia del impuesto de renta prevé una tarifa del 35% aplicable tanto a las sociedades nacionales y extranjeras como a las personas naturales extranjeras sin residencia en el país. La base gravable de este impuesto se determina, restándole a todos los ingresos ordinarios y extraordinarios que se realicen en cada año, los costos realizados imputables a tales ingresos, con lo cual se obtiene la renta

líquida y a menos de que algunos de los ingresos estén calificados como exentos, situación excepcional en el régimen actual, la renta líquida es la base gravable del impuesto de renta. Si hay ingresos exentos, a la renta líquida se le sustraen los ingresos exentos y el resultado es la base gravable sobre la cual se cobra en la actualidad como ya se dijo, una tasa del 35% por concepto de impuesto de renta.

Es importante mencionar que de acuerdo a lo previsto en la reciente reforma tributaria contenida en la ley 223 de 1995, las tarifas del impuesto de renta correspondiente a dividendos o participaciones percibidos por sociedades u otras entidades extranjeras sin domicilio en el país, cuyos ingresos provengan de la exploración, explotación o producción de hidrocarburos serán las siguientes: 12% para el año gravable de 1996, 10% para 1997 y 7% para 1998 y siguientes. (artículo 102, ley 223/95)

b. Impuesto de remesas: Es un gravamen complementario al impuesto de renta, que se aplica a las sucursales de sociedades extranjeras en Colombia por el hecho de obtener utilidades comerciales en el país. Aquí la base gravable resulta de las utilidades comerciales, es decir las utilidades contables, independientemente de que dichas utilidades se remesen o transfieran o no al exterior. En el caso de las sucursales de sociedades extranjeras en Colombia, la ley presume que las utilidades comerciales en efecto se transfieren al exterior. Las tarifas de impuesto de remesas aplicables a las utilidades comerciales de las sucursales dedicadas a la explotación o producción de hidrocarburos, son 10% para 1997, 7% para 1998 y siguientes.

c. Contribución especial por explotación de petróleo. Los explotadores están obligados a pagar mensualmente una contribución especial de acuerdo con las siguientes tarifas:

Petróleo crudo:

- petróleo liviano 7.0%
- petróleo pesado que tenga un grado inferior a 15 grados API 3.5%.

Esta contribución especial que estará a cargo de los exportadores de petróleo, en principio tendrá una vigencia hasta el 31 de diciembre de 1997, salvo las excepciones previstas en el artículo 52 de la ley 223/95.

La tarifa estará vigente a partir del 1° de enero de 1998 por concepto de esta contribución especial, será la siguiente:

| | 1.998 | 1.999 | 2.000 | 2.001 |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Petróleo Liviano | 5.5% | 4.0% | 2.5% | 0% |
| Petróleo Pesado <15 API | 3.0% | 2.0% | 1.0% | 0% |

La base gravable para la contribución especial para el caso del petróleo ha sido definida en la ley 223 como "el valor total de los barriles producidos durante el respectivo mes, conforme al precio FOB de exportación que para el efecto certifique el Ministerio de

Minas y Energía para el petróleo liviano y para el petróleo pesado que tenga un grado inferior a 15 grados API" (artículo 53, ley 223/95).

Los valores absolutos expresados en moneda nacional, serán reajustable año tras año según el índice de inflación que corresponda.

d. Impuesto de Ventas: El impuesto de ventas del tipo de valor agregado, cobija las transacciones de bienes corporales muebles y los servicios prestados dentro del país, bajo una tarifa vigente del 16%.

El petróleo crudo con destino a su refinación y los bienes corporales muebles (petróleo por ejemplo) destinados a la exportación, se encuentran exentos del impuesto a las ventas. Hacia el año de 1993, el impuesto a las ventas se hizo extensivo a la mayoría de los bienes y servicios y solo por excepción se libraron del gravamen servicios como el **transporte**, arrendamiento de inmuebles y publicidad.

e. Impuesto de Timbre: Aún cuando su cuantía es baja (0.5%), el incumplimiento en su pago, puede dar lugar al desconocimiento de deducciones para efectos del impuesto de renta. El impuesto de timbre se ocasiona sobre instrumentos públicos o privados, documentos elevados a escritura pública, hipotecas abiertas, etc.

En desarrollo del contrato de asociación, el operador o la parte que le corresponda según las disposiciones legales, debe cumplir a cabalidad los deberes impuestos en cuanto al pago del impuesto de timbre. Así por ejemplo en el momento de la celebración del contrato de asociación, teniendo presente que la base liquidable es indeterminada, la ley establece una suma fija de dinero que para el año 1995 asciende a trescientos mil pesos(\$ 300.000).

f. Impuesto de Industria y Comercio: Es un tributo de carácter local, que en lo correspondiente a la explotación de hidrocarburos se ha venido reconociendo generalmente que las empresas dedicadas a la exploración y explotación petrolera no deben cancelar suma alguna por este concepto, en la medida en que sus actividades se restrinjan únicamente a la explotación sin realizar otras actividades o prestar otros servicios.

g. Impuesto de transporte por oleoductos: Con la expedición de la ley 141 de 1994 que regula el régimen de regalías por explotación de los recursos naturales no renovables, se modificó substancialmente el impuesto de transporte que venía operando bajo la norma del Código de Petróleos. En efecto el artículo 26 de la citada norma dispuso:

"El impuesto de transporte por todos los oleoductos y gasoductos estipulados en los contratos y normas vigentes, incluyendo los de Ecopetrol, será cedido a las entidades territoriales".

“Este se cobrará por trimestres vencidos y estará a cargo del propietario del crudo o del gas, según sea el caso, e ingresará en calidad de depósito al Fondo Nacional de Regalías. El recaudo se distribuirá entre los municipios no productores cuyas jurisdicciones atraviesen los oleoductos o gasoductos, en proporción al volumen y el kilometraje. La Comisión Nacional de Regalías hará la distribución”.

Con la nueva política de descentralización administrativa impuesta por la propia constitución nacional, el municipio se convierte en actor protagonista en el proceso de ejecución de las políticas sociales y las obras que deban emprenderse. Por ello el Congreso radicó en cabeza de las autoridades locales la facultad para percibir el impuesto de transporte generado en la conducción de crudo y de gas.

En cuanto al sujeto pasivo de la obligación tributaria, éste pasó a ser el propietario del crudo transportado y ya no, el dueño del oleoducto.

Con respecto a la cancelación del valor del impuesto, éste debe ingresar al Fondo Nacional de Regalías, quien administrará en calidad de depósito los dineros consignados con el fin de que, más adelante la Comisión Nacional de Regalías lo distribuya entre los municipios no productores por los cuales atraviesan los oleoductos, en proporción al volumen y al kilometraje.

3 - CONTRATACION EN OTROS PAISES

En cuanto a los diversos regímenes en materia de explotación y exploración de petróleo más utilizados en el ámbito internacional podemos examinar y tomar como referencia el soporte jurídico de los siguientes países.

3.1 Indonesia

En Indonesia han evolucionado varias figuras contractuales que hacen posible la explotación y exploración petrolera. Como en la mayoría de los países productores de petróleo y de recursos minerales en general, en Indonesia se considera que el petróleo es un recurso perteneciente al Estado lo que consecuentemente indica que él es el único legalmente capacitado para disponer de las reservas petrolíferas en el territorio nacional. Bajo tal marco se constituyó PERTAMINA, como compañía estatal dirigida a explorar y explotar los yacimientos petrolíferos. La diversidad contractual que encontramos en este país se muestra a continuación:

- Contratos de Obra: El contrato de obra para la explotación y exploración del crudo surge por la imposibilidad técnica del Estado en la explotación o exploración directa. Esta figura se efectuó solo hasta el año de 1966.

- Operación Conjunta (Join Operating Agreement - JOA): En esta figura contractual, la empresa estatal, PERTAMINA, toma el 50 % de sus intereses en el proyecto, sin aportar ningún capital durante la etapa exploratoria.

- Contrato de servicios con riesgos: Bajo esta modalidad, la empresa estatal realiza toda la operación del proyecto en tanto que la otra empresa, que puede ser una extranjera, financia la operación.

- Join Operating Body : En este modelo de acuerdo, la entidad estatal obtiene el 50% de los intereses del proyecto y la empresa contratista es la operadora.

Es importante destacar que a partir de 1966, Indonesia adoptó una forma de contratación denominada "Contrato de Producción Compartida" (C.P.C.) que se ha constituido en la más utilizada a nivel internacional incluyendo los más diversos países como lo son Angola, Nigeria, China, Malasia, Siria, Egipto, Túnez, Cuba, etc.

El Contrato de Producción Compartida tiene las siguientes características generales:

1. La totalidad de la inversión de riesgo, es decir la inversión inicial, es realizada por el socio privado nacional o extranjero. En las etapas posteriores de inversión, el Estado realiza inversiones pero se reserva el derecho de hacerlo en forma variable.

2. La producción derivada del proyecto que se esté desarrollando, como su nombre lo indica, se reparte en forma compartida entre el inversionista y el Estado.

3. Por regla general, el hidrocarburo encontrado en una exploración se clasifica en dos formas:

a) "Petróleo de Costo" que tiene por objeto recuperar los costos de inversión del inversionista privado nacional o extranjero.

b) "Petróleo de Beneficio" que constituye ya no una recuperación de lo invertido sino una utilidad para el inversionista y a su vez, una renta para el Estado.

En ambos casos, la proporción que le corresponde a cada parte (el Estado y el inversionista) es objeto de negociación entre ellas.

3.2 China

En China la empresa estatal CNOCC (China National Offshore Oil Corporation) tiene a su cargo la explotación petrolera realizada fuera de costa (offshore). Se permiten además inversionistas extranjeros que entren al negocio con la suscripción de contratos petrolíferos siempre que la Comisión de Inversión Extranjera les haya dado concepto favorable.

En China tuvo lugar un antecedente importante en el impulso de la explotación y exploración de campos petroleros. En efecto, en el año de 1985 la regalía no fue recaudada en campos que produjeron menos de un millón de toneladas por año (algo así como 20.000 Barriles al día) y se estableció la posibilidad de negociar tasas de regalías más bajas para los campos medianos si son medianamente marginales.

Para el año de 1990, la oficina de impuestos de la República Popular China expidió una regulación de regalías ONSHORE. El artículo tercero de la norma establece que la regalía será fijada con base en nueve rangos teniendo en cuenta el incremento de la producción bruta anual en un rango desde 0%, para la producción bruta que no exceda de 50.000 toneladas métricas (1.000 Bls-día), hasta 12.5 % para la producción en exceso de un millón de toneladas métricas (20.000 Bls/día).

3.3 Nigeria

Nigeria ha celebrado únicamente un Contrato de Producción Compartida (C.P.C.) con la compañía Ashland Oil. Adicionalmente, Nigeria cuenta con otras modalidades de contratación como los contratos de concesión que son la mayoría y contratos de "Joint Venture" (de riesgo compartido) en los cuales hay participación del capital estatal.

El contrato de concesión no es muy generalizado en países propietarios de grandes reservas de crudo. No obstante, Nigeria es una excepción ya que a pesar de ser un país

miembro de la OPEP, si celebra esta clase de contratos. En este contrato, por regla general el riesgo exploratorio lo asume el socio multinacional o privado nacional y se hace cargo del derecho a explotar el descubrimiento a cambio de una compensación a favor del Estado consistente en el pago de impuestos. En Nigeria la rentabilidad a favor del socio externo se equilibra a través de la imposición de impuestos a favor del Estado y debe mencionarse que Nigeria incluso llegó a exigir el 85% de todos los beneficios netos como impuesto. Actualmente aplica únicamente el 65%.

3.4 Angola y Egipto

Angola celebra comúnmente Contratos de Producción Compartida (C.P.C.) con ciertas características interesantes. En los campos pequeños, la proporción de la producción que le corresponde al socio externo es mayor y va desde un 70% en yacimientos pequeños hasta llegar a un 20% o 15% en yacimientos de gran producción diaria. La contraprestación a favor del Estado consiste en una tributación sobre los beneficios netos que recibe el socio externo. De esta forma se promueve la participación de socios externos en la exploración de campos pequeños. Comparativamente a nivel internacional, la tasa de rentabilidad en los campos pequeños en Angola es bastante alta.

Egipto también celebra comúnmente Contratos de Producción Compartida (C.P.C.) y Contratos de Concesión.

3.5 Ecuador

En el Ecuador el modelo de contratación que se ha utilizado es el Contrato de Servicio con Riesgo. De acuerdo con esta modalidad contractual, si se estima que el yacimiento es comercial, se expide una licencia de exploración y extracción del crudo.

El riesgo de la exploración es asumida totalmente por parte del socio privado. Posteriormente, luego de encontrar crudo, el socio privado actúa frente al Estado Ecuatoriano en condición de agente industrial para la extracción del hidrocarburo, a cambio de una contraprestación (tarifa) por barril producido.

Por lo tanto, en esta modalidad contractual como su nombre lo indica, el socio privado le presta al Estado Ecuatoriano un servicio, asumiendo aquel el riesgo inicial de encontrar o no crudo.

3.6 Venezuela

Venezuela creó recientemente un nuevo contrato de exploración que consiste en un 'joint venture' de ganancias repartidas que se aplicará a diez bloques ya definidos. Las reservas estimadas de los yacimientos en estos bloques son de 7.000 a 23.000 MBLS recobrables de crudo liviano e intermedio. Se espera que la rentabilidad de estos proyectos esté entre 20% y 40%.

Estos contratos constan de dos fases: La primera es la exploración que será financiada en su totalidad por la asociada con un mínimo de inversión entre 40 y 60 millones de USD por bloque dependiendo de su prospectividad. Si hay un descubrimiento de un campo comercial, una de las filiales de PDVSA entra a formar parte del negocio conformando una sociedad con la compañía extranjera. La filial tiene derecho de poseer hasta un 35% de participación en la sociedad.

La regalía que se cobrará varía entre 1 y 16.67%. El primer año se cobrará el 1% del primer año de producción y luego el porcentaje se calculará linealmente con relación a los ingresos, costos y depreciación en los que se incurrió el año anterior. Adicionalmente el gobierno cobrará una cantidad que corresponde a la 'participación del estado en ganancias' y es el único elemento abierto en la licitación. Las compañías interesadas podrán ofrecer una participación fija de hasta el 50% de los ingresos antes de impuestos que se aplicará a los primeros 1000 millones de dólares de ganancias. Posteriormente la participación será aplicada en función de la rentabilidad.

La tasa de impuestos es del 67.7% menos un 2% mientras haya nuevas inversiones.

Aunque el 'government take' es muy alto la rentabilidad que se espera de los proyectos es bastante atractiva ya que los costos de desarrollo de los yacimientos son bajos debido a que existe infraestructura ya construida cerca a los bloques ofrecidos.

3.7 Inglaterra

El petróleo en Inglaterra es de propiedad del gobierno el cual puede otorgar licencias con las cuales se concede el derecho de explorar y explotar petróleo. El poseedor de la licencia deberá cumplir con un programa de trabajo y pagar regalías y una tarifa de arrendamiento a cambio de los derechos que recibió.

Las áreas se ofrecen por medio de licitaciones cada una de las cuales tiene diferentes características en cuanto a programa de trabajo y tarifa de arrendamiento.

Desde 1989, las compañías que obtuvieron consentimiento para el desarrollo de sus descubrimientos después de 1982, no pagan regalías.

Existen tres diferentes licencias para las diferentes fases del proyecto. Estas licencias son:

1. Licencia de exploración: derecho a explorar por un término de seis años.
2. Licencia de avalúo: derecho a explorar y perforar pozos en las vecindades del descubrimiento con el propósito de evaluar el tamaño del descubrimiento por un término de cinco años.
3. Licencia de desarrollo: derecho a explorar, avaluar y producir petróleo por un término de veinte años.

Los términos de las licencias se pueden extender excepto el de la exploración.

3.8 Canadá/Alberta

Pertenencia del mineral:

En Canadá la superficie y el subsuelo pueden pertenecer o al estado o a individuos particulares y además los dueños del subsuelo y la superficie pueden ser diferentes, aunque en la mayoría de los casos (95% aproximadamente), el subsuelo pertenece al Estado como en Colombia.

Tipos de Contratos:

La Soberanía de Alberta siempre conserva sus títulos sobre las reservas de gas y petróleo pero los derechos para explorar y desarrollar reservas de petróleo y gas pueden ser adquiridos por un privado a través de acuerdos de petróleo y gas natural.

En la actualidad existen dos clases de acuerdos en Alberta: el de licencia y el de arrendamiento, en los cuales se ceden los derechos de perforar y producir gas y petróleo en el lugar acordado.

Licencias de petróleo y gas natural:

La licencia garantiza los derechos para perforar y producir petróleo y gas natural y son destinadas para los operadores que consideran que el acuerdo de arrendamiento que normalmente es de 5 años, no es suficiente para probar la productividad de los derechos que se solicitaron.

La duración de las licencias varía dependiendo de las condiciones climáticas, topografía, accesibilidad, etc. De acuerdo a esto la duración de las licencias es de 2 años para las áreas planas, 4 años en el área norte y 5 años en el piedemonte.

Las ofertas para participar en una licitación para obtener una licencia, deben ir acompañadas por la cantidad total del bono (pago que se debe hacer para poder participar en la licitación), 450 usd de honorarios y un pago anual de arrendamiento de 3.5 usd/ha

Cuando el poseedor de la licencia ha perforado sobre el terreno para evaluar la posibilidad de haber encontrado una formación productora de gas o petróleo incluida dentro de los derechos de la licencia, tiene derecho a firmar un contrato de arrendamiento por cinco años. Cada pozo 'ganador de arrendamiento' le da derecho al poseedor de la licencia a un número específico de secciones calculadas en proporción al total de metros perforados. El área de arrendamiento debe ser definida en o antes de que la licencia expire.

Para incentivar una perforación rápida, en el momento en que se perfora un pozo, la renta de 3.5 usd/ha no tendrá que ser pagada para los años que quedan de la licencia para algunas secciones del terreno en licencia. Estas secciones son las correspondientes a las

que se desean escoger para firmar el contrato de arrendamiento aunque la selección de arrendamiento no tenga que hacerse todavía.

Arrendamientos de Petróleo y Gas Natural:

Los contratos de arrendamiento de petróleo y gas natural garantizan al arrendatario el derecho exclusivo de trabajar, ganar y producir el petróleo y gas natural que hay en y debajo de las zonas establecidas en el contrato. Los contratos de arrendamiento normalmente se conceden por 5 años.

Las ofertas para participar en una licitación para arrendar un bloque, deben ir acompañadas por la cantidad total del bono, 450 usd de honorarios y un pago anual de arrendamiento de 3.5 usd/ha.

Los bloques licitados no superan las 40.000 hectáreas mientras que en Colombia fluctúan entre 52.810 y 375.000 hectáreas.

En Alberta, los contratos de arrendamiento pueden continuar más allá de los cinco años y durante un tiempo indefinido mientras se den las siguientes condiciones:

1. Cuando todas las tierras o todas las unidades de producción forman parte de pozos productivos, el arrendamiento puede continuar con excepción de la porción por debajo de la zona productiva más profunda que revierte automáticamente a la Soberanía de Alberta.
2. Si no se cumple lo anterior, el arrendatario debe entregar información técnica que demuestre que parte o que el total de la zona es capaz de producir crudo o gas natural en forma comercial, para poder continuar con el contrato de arrendamiento.

La información técnica no necesariamente debe concluir que existe capacidad de producir sino por lo menos que existe potencialidad de producción. En este caso, los dueños de las tierras potencialmente productivas tienen un año para demostrar su productividad. Esto aplica solamente a arrendamientos que por primera vez tienen intenciones de continuar. Para este caso de reservas potenciales, el arrendatario debe pagar 25 usd/ha reembolsables en parte o en su totalidad si el arrendatario perfora un pozo y penetra el intervalo potencialmente productivo de la zona arrendada. Si la productividad se basa solamente en estudios adicionales, el depósito no se reembolsa. Al término del año se evalúa nuevamente la productividad de la zona con la nueva información de perforación y estudios geológicos. La zona arrendada o una porción de esta será cancelada si no se puede probar la productividad.

Cuando una zona contenida dentro de un arriendo que ya continuó en el pasado no continúa siendo considerada productiva, se avisa al arrendatario que tiene un año para probar la productividad de esta.

En conclusión, se puede decir que mientras un campo sea comercialmente productivo el arrendamiento puede continuar.

Otras características:

1. Para llevar a cabo métodos de exploración diferentes a la perforación de pozos no es necesario firmar un acuerdo en el que se cedan derechos, solamente se necesita el permiso del dueño de la tierra y del Departamento de Protección Ambiental.

2. Además del bono, los honorarios y el arrendamiento, el productor debe pagar Regalías que corresponden a una fracción de la cantidad producida en dinero o en especie, expresada en fracciones de la producción total. En el pasado $1/8$ de la producción era común pero actualmente $1/4$ y $3/8$ son fracciones más utilizadas. En el caso de Alberta, las regalías son del 29.5% de la producción.

3. El propietario de los derechos sobre el crudo puede sacar todo el crudo de la reserva aunque se extienda por debajo de la propiedad de otra persona. Sin embargo, es responsable por los daños que pueda hacer a una reserva común y tiene que responder por ellos al otro propietario.

4. Como se ha visto, a pesar de la diversidad que se presenta en la contratación petrolera a nivel internacional, puede destacarse que los dos elementos que se tienen en cuenta para la celebración de los varios tipos de contratos siempre son constantes: por un lado, la distribución del excedente del crudo entre las dos partes contratantes (el Estado y el socio externo o privado) y de otra parte, una determinada rentabilidad para el capital asociado que invierte en el proyecto. Lo ideal es lograr un equilibrio entre estos dos elementos, a través de beneficios a favor del socio privado, como el derecho a explotar el determinado yacimiento pero con una contraprestación a favor del estado consistente en la destinación de determinadas proporciones de crudo para refinación interna del país y comúnmente a través de la imposición de tributos.

4 - CUENCAS SEDIMENTARIAS EN COLOMBIA

Colombia cuenta con trece cuencas sedimentarias con capacidad de producir hidrocarburos de diferentes formaciones.

Para el presente estudio de microcampos se han seleccionado las siguientes cuencas sedimentarias como las más importantes para el futuro desarrollo de esta clase de campos:

- 1.- Cuenca del Putumayo.
- 2.- Cuenca del valle superior del Magdalena.
- 3.- Cuenca del valle medio del Magdalena y
- 4.- Cuenca de los Llanos Orientales.

A continuación se presenta un resumen de cada una de ellas y las expectativas de producción por cuenca.

1. Cuenca del Putumayo

Se encuentra localizada en el extremo sur de Colombia en el departamento del Putumayo y cuenta con una extensión de 48.000 kilómetros cuadrados. En ella se han desarrollado las siguientes actividades exploratorias:

| | | |
|-----|--------------------------|--|
| A.- | Perforación exploratoria | 180 pozos A-3 |
| B.- | Perfil sísmico | 5.000 kilómetros |
| C.- | Campos descubiertos | 21 |
| D.- | Profundidad promedio | 7.000 - 10.000 pies |
| E.- | Roca generadora | formación Villeta |
| F.- | Rocas almacenadoras | formación Villeta formación Caballos |
| G.- | Tipo de trampas | estructurales cierres contra fallas algunas estratigráficas |
| H.- | Tipo de crudo | entre 30 y 34° API. |
| I.- | Producción | arenas asfálticas de 12° API generalmente los pozos producen petróleo y gas (Acipet). |

J- Producción acumulada

| | |
|---------------------|----------------------------|
| petróleo (barriles) | 269.150.036 (diciembre-94) |
| gas (k.p.c.) | 319.944.426 (diciembre-94) |

En la cuenca del Putumayo se encuentran rocas que varían en su edad desde el reciente hasta el pre-jurásico.

La mayor producción proviene de las areniscas de la formación Caballos y de las areniscas de la formación Villeta. La producción del terciario esta restringida a los conglomerados de la formación Pepino presentes en el campo Orito.

La roca generadora corresponde a las lutitas de la formación Villeta que también opera como sello a las areniscas de la formación Caballos y de la formación Villeta.

De algunos campos se ha obtenido producción de las calizas de la formación Villeta. Rocas de esta clase son consideradas un buen reservorio cuando se presentan fracturadas y cuentan con porosidad secundaria.

Generalmente se puede decir que las areniscas productoras en el Putumayo pueden tener una porosidad que puede fluctuar entre 15 y 20%; en ocasiones se pueden presentar areniscas con menor porosidad.

Las calizas son de porosidad muy baja y ésta puede variar entre 4 y 5%.

La profundidad de la cuenca se incrementa de oriente a occidente y esta puede variar de 4.000 pies a 16.000 pies en el piedemonte.

Las expectativas de encontrar un campo petrolero con reservas superiores a las del campo Orito se centran hacia el Piedemonte Llanero.

El sector para prospectar microcampos se localiza hacia la parte oriental y central de la cuenca donde se pueden encontrar campos con reservas del orden de los cinco millones de barriles. La ventaja de este sector es que en él se pudiera encontrar un tren de campos pequeños que al unirse se pudiera contar con reservas del orden de cincuenta millones de barriles.

Esta cuenca cuenta con un oleoducto con capacidad de transporte de crudo que en la actualidad no esta con una carga del 100%.

Uno de los mayores problemas que se tiene en el Putumayo es el transporte de materiales y equipos el cual es bastante caro.

2. Cuenca del Valle Superior del Magdalena

Se encuentra localizada hacia el sur de Colombia en los departamentos de Cundinamarca, del Tolima y Huila y cuenta con una extensión de 20.000 kilómetros cuadrados.

En ella se han desarrollado las siguientes actividades exploratorias:

| | | |
|-----|--------------------------|--|
| A.- | Perforación exploratoria | 120 a 130 pozos A-3 |
| B.- | Perfil sísmico | 16.000 kilómetros |
| C.- | Campos descubiertos | 30 |
| D.- | Profundidad promedio | 2.000 - 11.500 pies |
| E.- | Roca generadora | formación Villeta formación Caballos |
| F.- | Rocas almacenadoras | formación Honda formación Monserrate formación Villeta formación Caballos |
| G.- | Tipo de trampas | estructurales cierres contra fallas combinadas |
| H.- | Tipo de crudo | entre 10 y 37° API. |
| I.- | Producción | generalmente los campos presentan producción de petróleo y gas (Acipet) |

Producción acumulada

| | | | |
|---------------|------------|-------------|----------------|
| petróleo | (barriles) | 301.644.997 | (diciembre-94) |
| gas (k.p.c.) | | 96.343.906 | (diciembre-94) |

En la cuenca del valle superior del Magdalena se encuentran rocas que van desde el triásico-jurásico hasta el reciente. Las rocas del cretáceo del valle superior del Magdalena son muy parecidas a las del Putumayo.

La mayor producción de la cuenca proviene de las areniscas de la formación Caballos como es el caso del campo San Francisco y en la formación Monserrate como es el caso del campo Yaguará. De la formación Villeta se ha obtenido producción de las calizas en el campo Ortega. De las areniscas del terciario se ha obtenido producción de la formación Honda. Las rocas generadoras de petróleo corresponden a las lutitas de las formaciones Villeta y Caballos.

La cuenca del valle superior del Magdalena se ha dividido en dos subcuencas a saber:

A.- Subcuenca de Girardot.

B.- Subcuenca de Neiva.

La subcuenca de Neiva cuenta con mayor producción de petróleo y es en esta donde se ha desarrollado con mayor intensidad la exploración de hidrocarburos y donde se presentan la mayor cantidad de campos en producción.

La subcuenca de Girardot no ha sido tan prolífica como la de Neiva pero en ella se han descubierto algunos campos pequeños, con cierta importancia para el futuro desarrollo de microcampos.

En la subcuenca de Neiva fue descubierto el campo San Francisco que es el más grande de los descubiertos en el valle superior del Magdalena, y este cuenta con mas de 100 millones de reservas de petróleo a una profundidad de 2.000 pies y con una gravedad de 27° API.

Otros campos que se presentan en el valle superior del Magdalena son el de Ortega, Toy, Toldado, Pacandé y Quimbaya de propiedad directa de Ecopetrol.

Por su parte los asociados han descubierto entre otros los campos Dina, Tello, Tenay, La Cañada, La Jagua, Balcón, Palermo, Río Ceibas, Yaguará, Andalucía, Pulí y Toquitoqui.

El campo Toquitoqui localizado en la subcuenca de Girardot cuenta con una gravedad de crudo entre 17 y 20° API y se trata de un campo somero que puede ser considerado como microcampo, el cual cuenta con una producción promedio de 500 barriles por día.

Otro microcampo puede ser el campo Puli el cual no ha entrado en producción comercial de crudo, pero que a la fecha (1995) cuenta con una producción acumulada de pruebas de formación del orden de 1.580 barriles.

Generalmente las areniscas productoras de la formación Caballos pueden presentar porosidades que pueden variar entre 12 y 20% y contar con permeabilidades que fluctúan entre 10 y 500 milidarcys, constituyéndose en un buen reservorio. Por su parte las areniscas de la formación Mirador presentan porosidades entre 18 y 25% y permeabilidades entre 5 y un darcy.

Se asume que las reservas que quedan por descubrir en esta cuenca son del orden de 100 a 200 millones de barriles. Estadísticamente se espera que en la cuenca del valle superior del Magdalena quede por descubrir uno o dos campos con reservas del orden de 100 millones cada uno.

Esta cuenca cuenta con una infraestructura petrolera muy atractiva y el transporte del crudo se puede realizar por oleoducto, por carrotanque o por vía férrea la cual esta en operación.

Los problema más representativo lo constituye la aprobación de los estudios del medio ambiente. Los demás problemas de logística y operación son fácilmente solucionables.

3. Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Se encuentra localizada en la parte central de Colombia en los departamentos de Santander y Norte de Santander donde se encuentra la mayor porción de esta cuenca, en los departamentos de Boyacá, Antioquía y Cesar y cuenta con pequeñas porciones en los departamentos de Cundinamarca y Caldas. Cubre con una extensión de 30.000 kilómetros cuadrados.

En ella se han desarrollado las siguientes actividades exploratorias:

| | | |
|-----|--------------------------|--|
| A.- | Perforación exploratoria | 410 pozos A-3 |
| B.- | Perfil sísmico | 29.000 kilómetros |
| C.- | Campos descubiertos | 38 |
| D.- | Profundidad promedio | 8.000 - 11.000 pies |
| E.- | Roca generadora | formación La Luna formación Simiti |
| F.- | Rocas almacenadoras | formación Colorado formación Mugrosa formación Esmeraldas formación La Paz formación Lisama formación La Luna |

| | | |
|-----|----------------------|--|
| | | formación Rosablanca formación Paja |
| G.- | Tipo de trampas | estructurales cierres contra fallas combinadas |
| H.- | Tipo de crudo | entre 12 y 42° API. |
| I.- | Producción | generalmente los campos presentan producción de petróleo y gas (Acipet) |
| | Producción acumulada | |
| | petróleo (barriles) | 1.889.975.824 (diciembre-94) |
| | gas (k.p.c.) | 2.383.462.585 (diciembre-94) |

En la cuenca del valle medio del Magdalena se encuentran rocas que van desde el juratriásico hasta el reciente.

La mayor producción de la cuenca proviene de las areniscas de las formaciones terciarias como son Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. En esta cuenca solamente dos campos producen de rocas del cretáceo como son los campos Buturama y Totumal.

Las rocas generadoras de petróleo corresponden a las lutitas de las formaciones La Luna, Simiti y Paja.

Los campos productores en la cuenca varían en su profundidad, la cual fluctúa entre 2.000 pies en Cocorná (12 a 13° API) hasta 15.000 pies como es el caso del campo gasífero del Opón.

El promedio de las características petrofísicas de los reservorios de edad terciaria se pueden promediar de la siguiente forma.

Sector norte de la cuenca:

Las areniscas pueden presentar porosidades del orden de 10 a 20% y permeabilidades entre 10 y 300 milidarcys. Como se presentan en los campos Tisquirama, Lebrija, Cantagallo y Bonanza.

Sector central:

Porosidades entre 15 y 20% y permeabilidades entre 2 y 400 milidarcys como se presentan en los campos Llanito, Colorado, La Cira, Casabe, Infantas, Galán, Provincia, etc.

| | |
|-------------------|---|
| | combinadas |
| H.- Tipo de crudo | entre 12 y 45° API. |
| I.- Producción | generalmente los campos presentan producción de petróleo y gas (Acipet) |

Producción acumulada

| | |
|---------------------|----------------------------|
| petróleo (barriles) | 842.975.760 (diciembre-94) |
| gas (k.p.c.) | 68.176.516 (diciembre-94) |

En la cuenca de los Llanos Orientales se encuentran rocas que van desde el precretáceo hasta el reciente.

La mayor producción proviene de las areniscas de la formación Guadalupe del cretáceo, Barco, Mirador y Carbonera de edad terciaria. Las arcillas de las formaciones Carbonera, León y Guayabo actúan como sellos efectivos. La cuenca de los Llanos Orientales ha sido subdividida en los siguientes sectores:

A.- Plataforma

B.- Sector central

C.- Piedemonte

Los sectores mas propicios para la prospección de microcampos corresponde a la zona de la plataforma donde la profundidades de los reservorios no son mayores de 7.000 pies. Existen algunas posibilidades de encontrar microcampos en el Piedemonte, pero estas son mas difíciles.

De acuerdo a la configuración de la cuenca las profundidades de los reservorios van a variar considerablemente como se puede ver a continuación:

- A.- Plataforma 3.000 a 4000 pies
- B.- Sector central entre 5.000 y 10.000 pies
- C.- Piedemonte llanero 15.000 a 22.000 pies.

Algunos de los campos productores y sus calidades del llano son los siguientes:

- Arauca: productor de crudo del orden de 35° API
- Caño Limón: productor de crudo entre 30 y 40° API

Apiay : productor del descondensado hasta 22° API
Castilla: productor de crudo pesado entre 12 y 16° API
Cusiana: productor de petróleo del orden de 36 a 42° API.

El campo Cusiana es el último descubrimiento importante de Colombia en la región de los Llanos Orientales en el sector del piedemonte. El sector del Casanare es rico en campos pequeños.

5 - CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

El transporte de la mayoría del crudo producido en Colombia se realiza a través de oleoductos de propiedad de Ecopetrol o de empresas privadas. Según el Código de Petróleos, los oleoductos deben tener una tarifa máxima de transporte fijada por el Ministerio de Transporte (Ver Tablas No. 8 y 9).

Tabla # 8

Tarifas para oleoductos de propiedad de Ecopetrol:

| SECTOR | Tarifa 1995 | Long | % |
|-----------------------------------|-------------|-------|--------|
| | Usd/bl | Km | Imp. |
| Apiay-El Porvenir | 1,1815 | 125,1 | 2% |
| Araguaney-El Porvenir | 0,8530 | 103,9 | 2% |
| Inyección Cusiana - El Porvenir | 0,3178 | 38,2 | 2% |
| El Porvenir-Vasconia | 1,6186 | 280,0 | 2% |
| Vasconia-Galán | 0,6842 | 207,3 | 2 y 6% |
| Galán-Ayacucho | 0,7806 | 186,6 | 2 y 6% |
| Galán-Ayacucho Inyec. Isla 6 | 0,6723 | 161,6 | 6% |
| Ayacucho-CIB | 1,7783 | 187,0 | 2% |
| Ayacucho-Coveñas 16" | 0,7573 | 282,0 | 2 y 6% |
| Ayacucho-Coveñas 12 | 1,7444 | 273,8 | 2 y 6% |
| Coveñas-Cartagena | 0,1965 | 130,0 | 2 y 6% |
| Orito-Tumaco | 0,9888 | 310,0 | 2% |
| Toldado-Gualanday | 1,2722 | 60,0 | 6% |
| Toldado-Gualanday Inyec. Sta Rita | 1,0185 | 48,0 | 6% |
| Tibu-Miramonte | 0,4026 | 20,2 | 6% |
| Nororiente-La Ye | 0,3146 | 82,0 | 2% |
| Nororiente-La Ye Inyec Km 40 | 0,1616 | 42,0 | 2% |
| Rio San Miguel Orito | 0,0957 | 67,9 | 2% |
| Rio San Miguel Orito Inyec Km 68 | 0,0377 | 27,9 | 2% |
| Area Santander | | 114,9 | 6% |
| El Centro-Galán | 0,1227 | | |
| Llanito-Galán | 0,1227 | | |
| Casabe-Galán | 0,1227 | | |
| Provincia-Payoa | 0,1872 | | |
| Yariri-Comuneros | 0,1227 | | |
| Payoa-Galán | 0,1227 | | |
| Factor F | 1,0402 | | |

Tabla # 9

Tarifas para oleoductos de propiedad de particulares:

| SECTOR | Tarifa 1995 | Long | % |
|---------------------------------------|-------------|-------|----------|
| | Usd/bl | Km | Impuesto |
| Chichimene-Apiay (Chevron) | 0,2620 | 40,4 | 2% |
| Caño Limón-Coveñas (OXY, Shell, ECP) | 2,3400 | 767,0 | 2% |
| Caño Limón-Ayacucho (OXY, Shell, ECP) | 1,4372 | 471,1 | 2% |
| Banadia-Coveñas (OXY, Shell, ECP) | 2,1006 | 688,5 | 2% |
| Yaguara-Tenay (Esso) | 0,2800 | 68,0 | 6% |
| Tenay-Vasconia (Hocol) | 1,1839 | 396,5 | 6% |
| Gualanday-Vasconia (Hocol) | 0,7422 | 247,4 | 6% |
| Purificación-Vasconia (Hocol) | 0,8760 | 292,0 | 6% |
| Santiago-El Provenir (Lasmo) | | 80,0 | 2% |
| Vasconia-Coveñas (ODC) 2% | 3,5210 | 484,2 | 6% |
| Vasconia-Coveñas (ODC) 6% | 3,5210 | 484,2 | 2% |
| Andalucía-Aipe (Petrocol) | | 18,5 | 6% |
| Río Zulia-Ayacucho (Petronorte) | 0,6540 | 180,0 | 6% |
| Miramonte-Ayacucho (Petronorte) | 0,4100 | 113,0 | 6% |
| Vasconia-Galán (Texas) | 0,7500 | 176,5 | 6% |
| Velasquez-Galán (Texas) | 0,7700 | 189,3 | 6% |
| Guarimena-Santiago (Petrobras) | 0,9000 | 176,5 | 2% |
| Uchupayaco-Santana (Argosy) | 0,3120 | 41,5 | 2% |
| Cusiana-El Porvenir (B.P) | 0,2197 | 33,2 | 2% |
| Purificación-Saldaña (Lasmo) | 0,1919 | 14,7 | 6% |

De los anteriores oleoductos de propiedad privada, el oleoducto Tenay-Vasconia (OAM) y el Oleoducto Vasconia-Coveñas (ODC) tienen tarifas diferenciales de acuerdo al total del volumen de crudo transportado. De esta manera, la tarifa de transporte para el OAM varía entre 2.76 y 1.18 usd/bl para volúmenes hasta de 90.000 bls/día y las tarifas para el ODC, entre 3.7323 y 1.085 US\$/bl para volúmenes hasta de 170.000 bls/día.

En la actualidad, la única ampliación importante al sistema de oleoductos colombiano, es la planeada para el transporte del crudo Cusiana hasta Coveñas que quedará con una capacidad de 600.000 bls/día. Hasta el momento, el sistema de transporte de crudos ha funcionado satisfactoriamente en Colombia, en lo que se refiere a su capacidad y eficiencia operativa.

Se puede observar en las Tablas # 10 y 11 que la capacidad adicional de transporte con que cuenta el sistema de oleoductos de Colombia, va disminuyendo hacia el año 1.998 cuando Cusiana llega a su máxima producción, pero muy rápidamente, después del año 2.000 se va liberando, hasta tener una capacidad total sobrante de 2.100 Kbls/día en el año 2.008. Las proyecciones de la utilización futura de los oleoductos para este cálculo, fueron realizadas en 1.994 por Ecopetrol, suponiendo que las actuales políticas de exploración y condiciones de abastecimiento de crudo, se mantendrían constantes hasta finales de la primera década del año 2.000.

Tabla 10
OCUPACION FUTURA DE OLEODUCTOS - KBDC

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tenay-Vasconia | 80,8 | 77,4 | 71,2 | 66,3 | 59,1 | 53,7 | 49,3 | 45,9 | 42,6 | 40,2 | 38,1 | 35,7 | 34,4 | 30,3 |
| Cusiana-Porvenir | 140,4 | 386,2 | 616,6 | 621,1 | 624,8 | 627,7 | 613,8 | 504,3 | 415,3 | 342,7 | 283,8 | 235,5 | 196,7 | 164,7 |
| Santiago-El Porvenir | 8,3 | 6,4 | 4,9 | 4,0 | 3,2 | 2,9 | 2,5 | 2,1 | 1,8 | 1,6 | 1,4 | 1,4 | 1,2 | 1,0 |
| Araguany-Porvenir | 24,8 | 17,8 | 14,5 | 11,3 | 9,2 | 6,7 | 5,2 | 4,2 | 2,9 | 1,7 | 1,3 | 0,7 | 0,5 | 0,2 |
| Apiay-Porvenir | 56,8 | 62,6 | 64,7 | 66,3 | 59,6 | 55,7 | 53,0 | 51,6 | 50,4 | 48,7 | 47,4 | 46,8 | 46,0 | 43,5 |
| Porvenir-Vasconia | 230,3 | 472,9 | 700,7 | 702,7 | 696,8 | 693,0 | 674,5 | 562,2 | 470,3 | 394,7 | 333,9 | 284,4 | 244,3 | 209,3 |
| Vasconia-Galán | 152,4 | 144,6 | 137,0 | 121,5 | 118,4 | 119,0 | 117,7 | 118,6 | 119,1 | 120,8 | 123,7 | 124,8 | 126,5 | 148,6 |
| Galán-Ayacucho | 54,3 | 51,5 | 52,3 | 36,9 | 34,9 | 38,9 | 38,7 | 38,5 | 37,2 | 36,0 | 30,8 | 33,6 | 32,5 | 27,0 |
| Ayacucho-Coveñas | 63,2 | 60,7 | 61,3 | 45,9 | 43,8 | 47,7 | 47,5 | 47,2 | 45,3 | 43,5 | 37,7 | 40,0 | 38,3 | 36,2 |
| Coveñas-Cartagena | 94,0 | 97,0 | 103,0 | 101,0 | 100,0 | 104,0 | 104,0 | 104,0 | 103,0 | 102,0 | 97,0 | 100,0 | 99,0 | 97,0 |
| Caño Limón-Coveñas | 195,2 | 154,6 | 142,4 | 127,8 | 121,7 | 113,5 | 106,0 | 99,4 | 85,0 | 77,7 | 73,8 | 70,2 | 67,8 | 67,8 |
| Ayacucho-Galán | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 |
| Varconia-Coveñas | 170,9 | 416,4 | 643,7 | 655,0 | 644,4 | 634,8 | 611,9 | 493,9 | 398,0 | 317,6 | 251,4 | 197,9 | 154,1 | 94,5 |
| Orito-Tumaco | 26,0 | 24,3 | 23,3 | 22,3 | 22,0 | 22,3 | 20,1 | 17,6 | 19,6 | 17,7 | 16,2 | 16,1 | 16,0 | 8,0 |
| Velasquez 26-Galán | 13,7 | 12,8 | 11,1 | 10,0 | 9,5 | 7,7 | 6,8 | 5,7 | 5,6 | 5,1 | 3,5 | 33,0 | 3,0 | 2,9 |

Fuente: Estudio Plan Maestro de Transporte/Ministerio de Transporte-1.994

Tabla 11
CAPACIDAD SOBRANTE DE OLEODUCTOS - KBDC

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|----------------------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tenay-Vasconia | 13,2 | 16,6 | 22,8 | 27,7 | 34,9 | 40,3 | 44,7 | 48,1 | 51,4 | 53,8 | 55,9 | 58,3 | 59,6 | 63,7 |
| Cusiana-Porvenir | 519,6 | 273,8 | 43,4 | 38,9 | 35,2 | 32,3 | 46,2 | 155,7 | 244,7 | 317,3 | 376,2 | 424,5 | 463,3 | 495,3 |
| Santiago-El Porvenir | 3,7 | 5,6 | 7,1 | 8,0 | 8,8 | 9,1 | 9,5 | 9,9 | 10,2 | 10,4 | 10,6 | 10,6 | 10,8 | 11,0 |
| Araguany-El Porvenir | 15,2 | 22,2 | 25,5 | 28,7 | 30,8 | 33,3 | 34,8 | 35,8 | 37,1 | 38,3 | 38,7 | 39,3 | 39,5 | 39,8 |
| Apiay-Porvenir | 8,2 | 2,4 | 0,3 | -1,3 | 5,4 | 9,3 | 12,0 | 13,4 | 14,6 | 16,3 | 17,6 | 18,2 | 19,0 | 21,5 |
| Porvenir-Vasconia | 19,7 | 237,1 | 9,3 | 7,3 | 13,2 | 17,0 | 35,5 | 147,8 | 239,7 | 315,3 | 376,1 | 425,6 | 465,7 | 500,7 |
| Vasconia-Galán | 17,6 | 25,4 | 33,0 | 48,5 | 51,6 | 51,0 | 52,3 | 51,4 | 50,9 | 49,2 | 46,3 | 45,2 | 43,5 | 21,4 |
| Galán-Ayacucho | 15,7 | 18,5 | 17,7 | 33,1 | 35,1 | 31,1 | 31,3 | 31,5 | 32,8 | 34,0 | 39,2 | 36,4 | 37,5 | 43,0 |
| Ayacucho-Coveñas | 18,8 | 21,3 | 20,7 | 36,1 | 38,2 | 34,3 | 34,5 | 34,8 | 36,7 | 38,5 | 44,3 | 42,0 | 43,7 | 45,8 |
| Coveñas-Cartagena | 13,0 | 10,0 | 4,0 | 6,0 | 7,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 10,0 | 7,0 | 8,0 | 10,0 |
| Caño Limón-Coveñas | 43,8 | 84,4 | 96,6 | 111,2 | 117,3 | 125,5 | 133,0 | 139,6 | 154,0 | 161,3 | 165,2 | 168,8 | 171,2 | 171,2 |
| Ayacucho-Galán | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Varconia-Coveñas | 489,1 | 243,6 | 16,3 | 5,0 | 15,6 | 25,2 | 48,1 | 166,1 | 262,0 | 342,4 | 408,6 | 462,1 | 505,9 | 565,5 |
| Orito-Tumaco | 74,0 | 75,7 | 76,7 | 77,7 | 78,0 | 77,7 | 79,9 | 82,4 | 80,4 | 82,3 | 83,8 | 83,9 | 84,0 | 92,0 |
| Velasquez 26-Galán | 26,3 | 27,2 | 28,9 | 30,0 | 30,5 | 32,3 | 33,2 | 34,3 | 34,4 | 34,9 | 36,5 | 7,0 | 37,0 | 37,1 |

Fuente: Estudio Plan Maestro de Transporte/Ministerio de Transporte-1.994

De acuerdo a lo anterior, la capacidad de transporte sobrante que va a tener el país después del año 2.000 es considerable. Esto se convertiría en una característica positiva si se pretende aumentar la producción de crudo en el país. Los campos pequeños podrán utilizar así la capacidad de infraestructura de transporte existente en el país

6 - ESTADISTICAS

6.1 ESTADISTICAS INTERNACIONALES

6.1.1 Reservas y Exploración

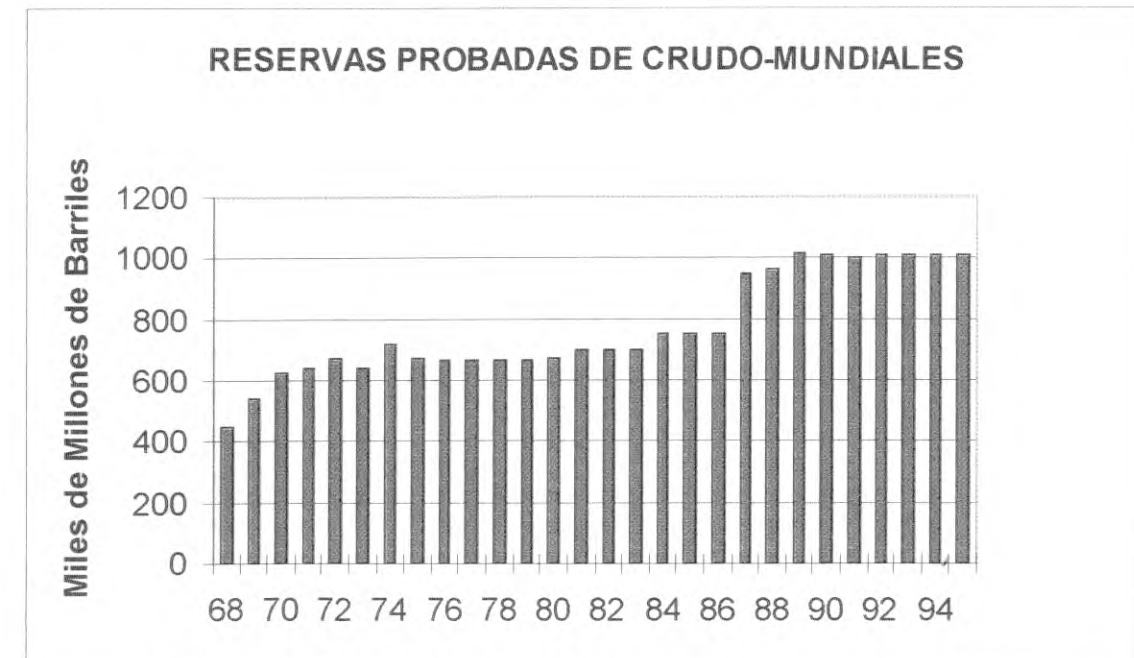
Las reservas recobrables de crudo a nivel mundial a finales de 1994 fueron de 1009.3 miles de millones de barriles y la producción de 66.6 mbd. De estas cifras se puede deducir que si la producción se mantiene constante en el futuro, las reservas alcanzarían para satisfacer la demanda de cerca de 40 años.

Históricamente (Ver Gráfica # 3), las reservas de crudo comenzaron a crecer rápidamente en el año 1987. Esto ocurrió debido a un aumento en las inversiones para exploración como consecuencia del aumento sostenido por encima de los 30 US\$/bl del precio del crudo a principios de la década de los 80's. Por el contrario, durante ésta década las reservas de crudo han permanecido constantes debido a los bajos precios del crudo y no se espera una fuerte reactivación de la exploración mientras los precios continúen en los niveles actuales.

A nivel mundial, 1.994 se caracterizó por ser un año con poca exploración y desarrollo de nuevos descubrimientos, dando esto como resultado una disminución de las reservas. Esta situación se presentó como se había dicho anteriormente por los bajos precios del crudo (las compañías tenían menos dinero para invertir en exploración) y en algunos sitios por los resultados fallidos de las exploraciones realizadas.

Con relación a la cantidad de áreas ofrecidas para exploración, el número de bloques licitados a nivel mundial se mantuvo constante en términos generales. Como ejemplo se pueden citar algunos casos: Argentina y Pakistán continuaron aumentando las licitaciones para exploración por medio de una política de términos y condiciones atractivas para el inversionista. En el caso de Argentina, se privatizó la empresa estatal de petróleos (YPF) y se redujeron las regalías y los impuestos sobre la renta. Por el contrario, en Alemania, Italia y España se vieron declinaciones significativas de los bloques licitados debido a que no hubo proyectos prospectivos. En el caso de Colombia e Indonesia la disminución de bloques licitados se debió a términos fiscales poco atractivos para el inversionista y no a la falta de prospectividad de las áreas.

GRAFICA # 3



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 1995

La exploración en América Latina aumentó de 377 pozos en 1.993 a 384 pozos en 1.994 debido al incremento de exploración en Argentina y Venezuela. La actividad en los otros países de América Latina ha continuado declinando y actualmente se encuentra en un nivel correspondiente a un tercio de la actividad registrada en 1.985. En Europa se perforaron 537 pozos de los cuales 305 corresponden a Reino Unido y Rumania. Este nivel de exploración es el mínimo registrado desde 1985. La actividad exploratoria también disminuyó en África y en el Lejano Oriente. China perforó 997 pozos en 1994 mientras que en 1991 había perforado 1.703. Todo lo anterior es muestra de la situación mundial del petróleo (ver Tabla # 12)

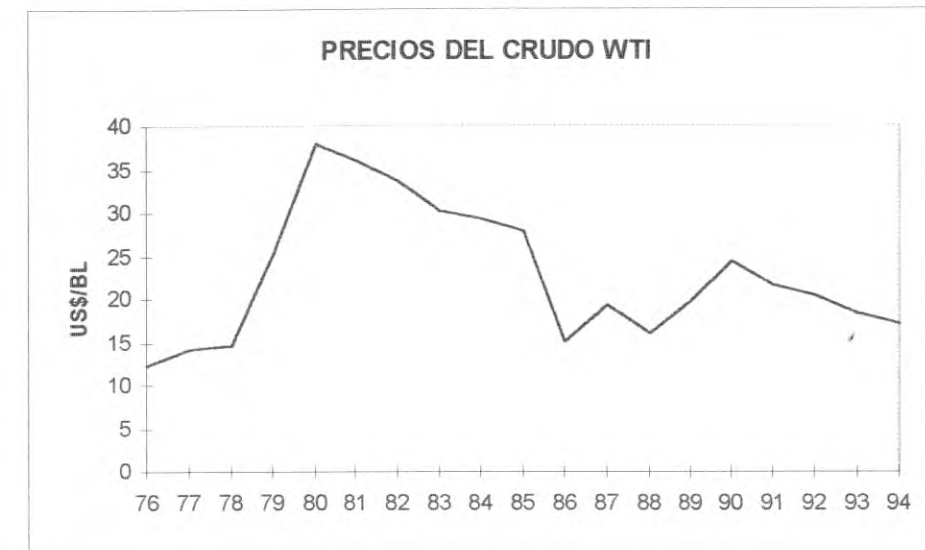
Tabla # 12

| Región | # de pozos de Exploración | | | # de pozos de Desarrollo | | | Areas Contratadas | | |
|--------------------|---------------------------|-------|------|--------------------------|-------|------|-------------------|-------|------|
| | 1985 | 1994 | %Var | 1985 | 1994 | %Var | 1985 | 1994 | %Var |
| América Latina | 707 | 384 | -45 | 3.016 | 2.136 | -29 | 1.574 | 1.691 | 7 |
| Europa | 781 | 537 | -31 | 672 | 573 | -14 | 1.574 | 972 | -38 |
| África Norte | 157 | 101 | -35 | 142 | 112 | -21 | 1.851 | 1.837 | -0.7 |
| Resto África | 146 | 67 | -54 | 168 | 96 | -42 | 3.248 | 1.392 | -57 |
| Cercano Oriente | 112 | 117 | 4 | 364 | 331 | -9 | 909 | 667 | -26 |
| Lejano Or. y Aust. | 2.108 | 1.564 | -25 | 6.012 | 8.962 | 49 | 6.485 | 5.973 | -7 |
| China | 1.442 | 997 | -30 | 4.896 | 7.990 | 63 | | | |
| CIS | 91 | 35 | -61 | 59 | 45 | -23 | | | |

6.1.2 Precios del crudo

La evolución de los precios del crudo WTI (West Texas Intermediate) durante las últimas dos décadas, se muestra a continuación:

GRAFICA # 4



Los precios del crudo a nivel mundial dependen de un sinnúmero de variables que afectan directa o indirectamente la demanda y oferta de los productos derivados y por lo tanto del crudo. A continuación se analizarán y explicarán las variables que tienen más importancia con relación a la estabilidad del equilibrio demanda-oferta del crudo.

Demanda

Los principales factores que inciden de una u otra forma en la demanda de petróleo son: crecimiento económico, regulaciones ambientales, estacionalidad, geopolítica y clima.

Oferta

La oferta de crudo depende en términos generales de la demanda de crudo, aunque en los últimos años se ha visto que la oferta a estado por encima de la demanda en algunas ocasiones. La OPEP ha sido hasta el momento la organización que ha velado por mantener este equilibrio.

6.1.3 Producción de crudo a nivel mundial

La Importancia de la OPEP como fuente de suministro de petróleo se ha debilitado en los últimos años y se espera que esta tendencia continúe en los próximos ante el hallazgo de yacimientos en otras regiones del mundo como Colombia, Argentina, Vietnam, China, etc y el lento crecimiento del consumo. Así mismo la OPEP está perdiendo el poder que tenía sobre el equilibrio demanda-oferta de crudo a nivel mundial. Esta situación se está dando debido a que la política de los países que no pertenecen a la OPEP como es el caso de los países del Mar del Norte, es la de producir el máximo posible (dentro de los parámetros que aseguren una producción adecuada de los yacimientos) mientras el precio esté en niveles aceptables con relación a sus costos de producción. Una muestra de lo anterior es que las importaciones de los países de la OECD cayeron a 62% frente a 86% a mediados del decenio de 1.970.

A largo plazo, por el contrario, se estima que la producción de la no-OPEP comenzará a decrecer moderadamente y que en la presente década la caída de la producción de la ex-URSS y de USA será compensada con la mayor producción de los países anteriormente citados; posteriormente, se espera una recuperación de la producción en Rusia, pero no lo suficiente para compensar la declinación de los yacimientos en el Mar del Norte y en USA.

En el caso específico de USA, se evidencia una dependencia cada vez mayor de las importaciones de crudo, debido a que su producción nacional ha venido disminuyendo poco a poco en los últimos años, mientras que la demanda de crudo se ha incrementado en cerca de un 2% anual. Este es un factor positivo para cualquier proyecto de aumento de las exportaciones de crudo Colombiano, ya que nuestro país se encuentra localizado en un lugar geográfico estratégico para las importaciones de crudo de USA.

Los niveles de producción de crudo a nivel mundial se muestran a continuación:

Tabla # 13
PRODUCCION DE CRUDO A NIVEL MUNDIAL

Miles de Barriles día

| | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Norteamérica | 12,030 | 11,850 | 11,765 | 11,120 | 10,880 | 11,055 | 10,930 | 10,745 | 10,635 |
| América Latina | 6,675 | 6,810 | 6,950 | 7,060 | 7,465 | 7,860 | 7,960 | 8,140 | 8,505 |
| Europa OECD | 4,050 | 4,105 | 4,075 | 3,975 | 4,120 | 4,380 | 4,710 | 5,000 | 6,050 |
| Europa No-OECD | 12,810 | 12,995 | 12,935 | 12,675 | 11,850 | 10,710 | 9,310 | 8,235 | 7,645 |
| Medio Oriente | 13,105 | 13,125 | 15,005 | 16,565 | 17,250 | 16,825 | 18,315 | 19,280 | 19,870 |
| África | 5,335 | 5,285 | 5,475 | 6,035 | 6,525 | 6,880 | 6,905 | 6,900 | 6,860 |
| Asia + Australasia | 6,130 | 6,095 | 6,175 | 6,395 | 6,615 | 6,780 | 6,780 | 6,775 | 7,090 |
| TOTAL MUNDO | 60,135 | 60,265 | 62,380 | 63,825 | 64,705 | 64,490 | 64,910 | 65,075 | 66,655 |
| Total OPEP | 19,415 | 19,170 | 20,975 | 23,110 | 24,390 | 24,530 | 25,945 | 26,695 | 27,275 |

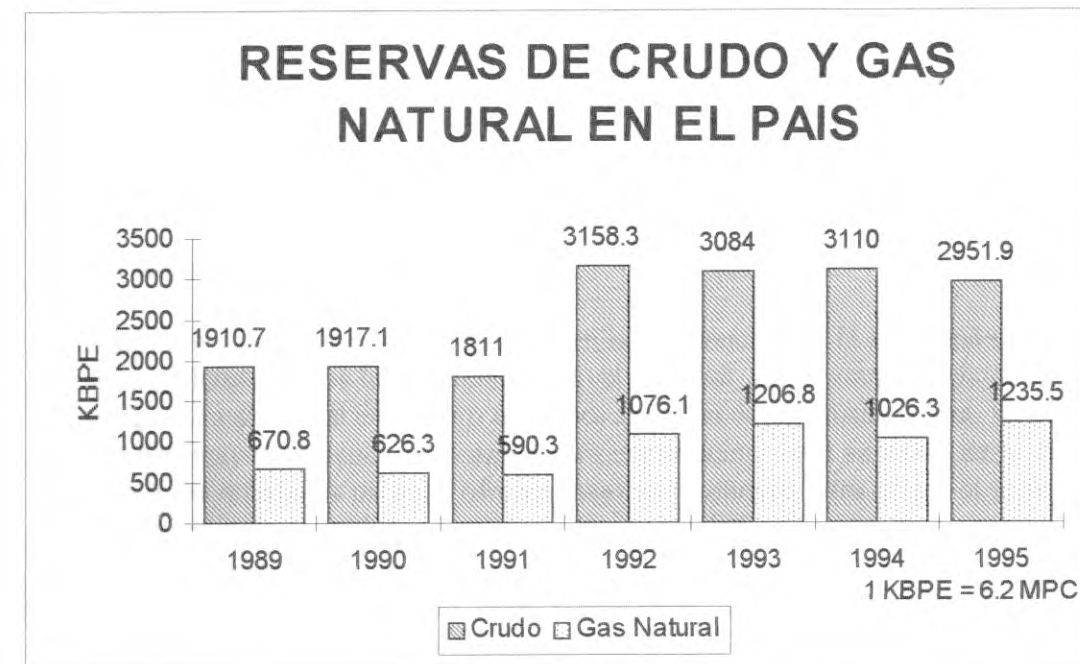
6.2 ESTADISTICAS NACIONALES

6.2.1. Reservas

Las reservas probadas de crudo con que cuenta el país en la actualidad (1995) son aproximadamente de 2.951 MBLs y las reservas de Gas Natural son de 7.660 GPC.

Como se puede ver en la Gráfica # 5 , las reservas de crudo en el período 1.989-1.991 se mantuvieron muy constantes con un aporte de 1.080 mb por parte de Caño Limón. En 1.992 el campo Cusiana aportó aproximadamente el 50% (1.500 Mbls) del total de reservas del país.

Gráfica # 5



Fuente: Ecopetrol

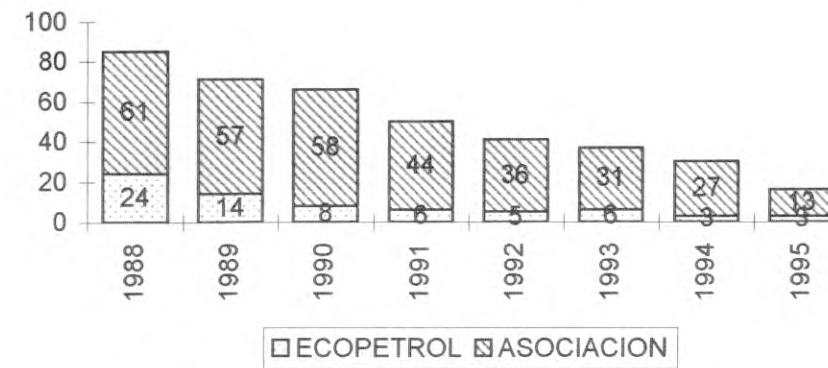
6.2.2. Actividad exploratoria

La exploración de pozos en Colombia ha venido disminuyendo desde 1.988 (como se puede ver en la Gráfica # 6), año en el cual se perforaron 85 pozos exploratorios hasta llegar a 16 pozos perforados el año pasado. Las anteriores cifras muestran una situación preocupante en lo que se refiere al aseguramiento de reservas suficientes para suplir las necesidades del país después del año 2.003 ya que una actividad exploratoria requiere

como mínimo de 4 a 5 años para descubrir un campo mediano y de 2 a 3 años adicionales para desarrollarlo.

Gráfica No. 6

POZOS PERFORADOS



Fuente: Congreso Nacional Petrolero, 1.994

Un factor muy importante que ha incidido en la disminución de la actividad exploratoria en Colombia, además de los bajos precios a nivel mundial, es la competencia de otros países con su apertura al capital extranjero en países asiáticos como Rusia, China, Indonesia, etc., creando una mayor demanda por capital para exploración. Este aumento de la demanda ha obligado a los diferentes países a ofrecer mejores incentivos para atraer el capital y poder mantener niveles de inversión adecuados a sus necesidades.

En Colombia el actual gobierno tiene como objetivo la perforación de 40 pozos/año durante 1.995 y 1.996 y 50 pozos/año durante 1.997 y 1.998. Estas cifras nos muestran que el objetivo para este año estuvo lejos de cumplirse durante 1995 ya que solamente se perforaron 16 pozos.

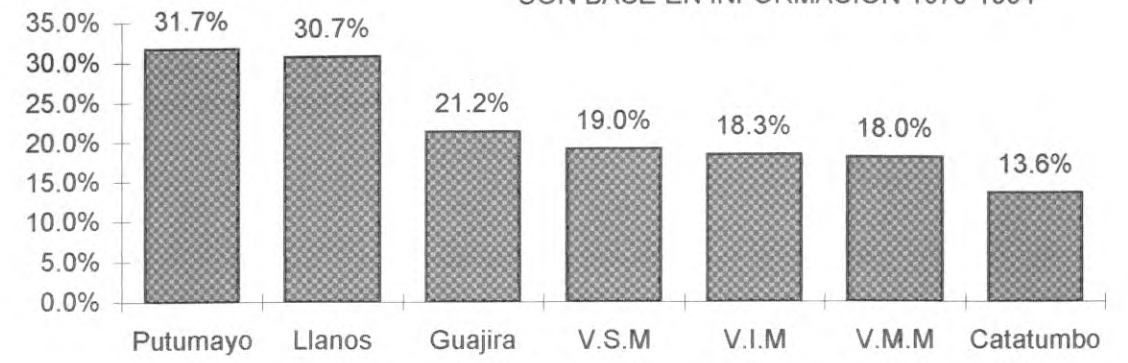
6.2.3. Relación de éxito

La relación de éxito (pozos productivos/pozos totales explorados) en Colombia ha venido disminuyendo desde 1.988, año en el cual casi un 40% de los pozos perforados fueron productivos. Este fenómeno se debe principalmente a que las nuevas áreas de exploración son más complejas. La relación éxito por cuencas se puede ver en la Gráfica # 7

Gráfica # 7

RELACION DE EXITO

CON BASE EN INFORMACION 1970-1994



Fuente: Congreso Nacional Petrolero

Hacia una política de aprovechamiento del potencial petrolero del país en campos pequeños Petrocolombia

333.8232 P497a Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO

PRESTADO A

FECHA DEVUELTO

