

LA CONTRATACIÓN PETROLERA COLOMBIANA EN EL CONTEXTO
NACIONAL E INTERNACIONAL

SERGIO HERNANDO LOPERA CASTRO

Director
Carlos Guillermo Alvarez H.
Profesor Titular

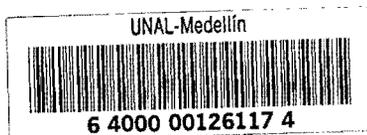
Trabajo presentado como requisito parcial para optar el título de magister en ciencias
Económicas.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN

FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS Y ECONÓMICAS

Medellín

Julio de 1999



A Margarita

1
3047
1999

“Las palabras más silenciosas son las que traen la tempestad. Pensamientos que caminan con pies de paloma dirigen el mundo.”

Federico Nietzsche.

Así hablo Zaratustra: La más silenciosa de todas las Horas

Tabla de Contenido

	Pagina
1. INTRODUCCIÓN	i
2. ASPECTOS GENERALES DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA	1
2.1 Evolución de Reservas de las reservas y la producción hidrocarburos líquidos en Colombia.	1
2.2 Evolución de reservas y perspectivas de uso los hidrocarburos gaseosos en Colombia.	4
2.3 Vigencia del Gas como fuente energética nacional y mundial.	6
2.4 El papel de los hidrocarburos en la economía Colombiana.	7
3. MODELO DE CONTRATACIÓN COLOMBIANO	16
3.1 La concepción rentista sobre la propiedad del subsuelo por parte de la Nación.	16
3.2 La concepción de propiedad particular del subsuelo.	20
3.3 Marco general de la Contratación Colombiana.	22
3.3.1 Subsuelo de la Nación o del Estado ?	22
3.3.2 El Modelo Colombiano	28
3.3.2.1 Concepción	28
3.3.2.2 Evolución de la contratación Colombiana.	29
3.3.2.3 Algunas Imprecisiones del Modelo de contrato asociación Colombiano	30
3.3.2.3.1 Definición de Gas Natural.	30
3.3.2.3.2 Función de Operador.	32
3.3.2.3.3 Reembolso de costo de pozos secos.	32
3.3.2.3.4 Cálculo de factor R.	33
3.3.2.3.5 Concepto de Hidrocarburo principal.	35
3.3.2.3.6 Son los oleoductos parte del negocio y del contrato ?.	36
3.3.2.3.7 Capacidad Económica y Técnica de quien adquiere un contrato ya adjudicado.	37
3.3.2.3.8 Capacidad de Ecopetrol para estudio de propuestas.	37
3.3.2.3.9 Preservación del Patrimonio Cultural de Comunidades indígenas del país.	38
3.3.2.3.10 Capacidad técnica de Nacionales.	38
3.3.2.3.11 Transferencia tecnológica.	39
3.3.2.3.12 Ultimas Reformas.	39
3.3.2.3.13 Un excelente clima para nuevas reformas	41

4. COMPETITIVIDAD DE LA CONTRATACIÓN COLOMBIANA	43
4.1 Competitividad Financiera Internacional de la Contratación Colombiana.	43
4.2 El dilema entre un país competitivo y una empresa competitiva.	50
4.2.1 Diferenciación	51
4.2.2 Liderazgo general en precios	52
4.2.3 El enfoque o alta segmentación	53
4.3 El desarrollo Técnico- Científico y la competitividad del sector petrolero	53
5. SENSIBILIDAD FINANCIERA DEL MODELO CONTRACTUAL COLOMBIANO	58
5.1 Criterios	58
5.2 Caso base	60
5.3 Escenarios	60
5.4 Resultados del Análisis de Sensibilidad	61
5.4.1 Análisis de resultados de yacimientos Gigantes.	61
5.4.2 Análisis de Sensibilidad de yacimientos Medianos.	64
5.4.3 Análisis de Sensibilidad de yacimientos pequeños.	66
6. CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS	69
6.1 Conclusiones	69
6.2 Recomendaciones	73
BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXOS	

Lista de Cuadros

Cuadro	Página
Cuadro 2.1 Evolución de las Reservas y Producción de Petróleo en Colombia.	2
Cuadro 2.2 Proyección Balanza Comercial Colombiana de Hidrocarburos.	13
Cuadro 3.1. Composición de gases Naturales	31
Cuadro 3.2. Efecto de cambio en los gastos de Operación sobre el factor R	34
Cuadro 3.3 Recuperación de la Inversión por cambio de gastos de Operación	35
Cuadro 4.1 Resultados simulaciones para yacimiento pequeño Simulación propia	42
Cuadro 4.2 Resultados simulaciones para yacimiento gigante simulación propia	45
Cuadro 4.3 Clasificación por estrellas según Van Meurs	47
Cuadro 4.4 Competitividad por países propuesta por Petroconsultants	48
Cuadro 5.1 Resultados de escenarios para yacimientos gigantes	63
Cuadro 5.2 Resultados de escenarios para yacimientos medianos	66
Cuadro 5.3 Resultados de escenarios para yacimientos gigantes	67

Lista de Figuras

Figura	Página
Figura 2.1 Evolución de la Producción en Colombia.	3
Figura 2.2 Posición y perspectivas de Colombia en el mundo petrolero: Relación Reservas/Producción	4
Figura 2.3 Transferencias de Ecopetrol al Estado.	14
Figura 5.1 Esquema del modelo	59

Resumen

Este trabajo analiza la contratación petrolera en Colombiana tanto desde su concepción, como de la competitividad del modelo contractual colombiano. Inicialmente se analiza la propiedad del subsuelo y se propone en discusión el caso de Colombia. Luego se analiza el modelo contractual colombiano haciendo énfasis en su concepción y presentando una lectura desde la cual se encuentran unas incoherencias de tipo técnico.

Por otro lado, se realiza un análisis de sensibilidad con el propósito de observar el efecto de posibles cambios en los términos fiscales del modelo, para establecer las variables que más afectan las tasas de rentabilidad de las empresas asociadas. También se realizó un estudio comparativo con otros países para ubicar la competitividad financiera del modelo contractual colombiano; además se propone una crítica a la “noción” de Competitividad tradicional. Los resultados de la simulación fueron comparados con los presentados por la empresa consultora internacional Petroconsultans, obteniéndose un buen nivel de aproximación entre los resultados. Esto permite validar los resultados obtenidos si creemos en la seriedad de los resultados de Petroconsultans.

Se pueden presentar como conclusiones las siguientes: Es necesario precisar muy bien el efecto que sobre la propiedad del subsuelo tiene el reconocimiento constitucional de país multiétnico y pluricultural. Es importante definir si el transporte de hidrocarburos es un negocio independiente en la explotación de los yacimientos. También se concluye que se necesita una política transferencia tecnológica más clara y precisa, que sea una política de Estado en la que se involucren varias instituciones, no sólo a Ecopetrol, que vaya más allá de unos cursos para los funcionarios de empresa estatal, o unos servicios de laboratorio. En el caso de los modelos de simulación se encontró que la variable de mayor efecto sobre la tasa de retorno de las empresas asociadas es el precio, otra variable importante y susceptible de modificar es el tiempo de depreciación. Se encuentra que el modelo contractual colombiano es competitivo a nivel mundial desde el punto de vista financiero. Finalmente, se discute el efecto de los ingresos obtenidos por la exportación de hidrocarburos sobre la economía nacional y se sugiere considerar a estos como recurso energético, y no como fuente de ingresos gubernamentales.

Introducción

La explotación del petróleo en Colombia ha estado cruzada por varios mitos; se ha creído que es un negocio altamente lucrativo, y aunque lo fue cuando los precios estuvieron altos, en el contexto actual de precios podría decirse que es un negocio normal, pero no ya el más lucrativo. En muchas ocasiones se puede obtener mayor ganancia con la especulación financiera que con la extracción de hidrocarburos, esto las compañías lo saben hacer muy bien, y manipulan cifras para mantener el valor de sus acciones. También se ha tenido la idea de que es un negocio de muy alta inversión de capital; sin embargo, en los Estados Unidos y Canadá hay cientos de pequeñas empresas, según Roger Tissot¹ en Canadá existen 700 empresas de producción y exploración, de las cuales 600 producen menos de 9000 barriles diarios de crudo. Si se mira a E.E.U.U. se encuentra un caso similar, lo cual confirma que los altos requerimientos de inversión son necesarios en grandes proyectos; esto es, campos que producen 50.000 barriles de crudo y más.

En el caso colombiano también han existido mitos y estos se han hecho manifiestos tanto en el modelo contractual, como en las luchas de los trabajadores y las propuestas de la insurgencia armada. Por otra parte, en el gobierno y el ejecutivo se ha tenido la idea que la explotación de petróleo es un negocio de alta inversión de capital y se ha diseñado un contrato consecuente con ese paradigma, lo cual ha permitido sólo la entrada en el negocio de los hidrocarburos colombianos a grandes operadores, los cuales tienen unas expectativas de ganancias y de la magnitud de los proyectos acorde con su tamaño. Sin embargo, el modelo de contrato por crudo incremental propuesto por Ecopetrol en 1997 parece romper con tal idea para abrirle la puerta a pequeños y medianos productores.

También se ha tenido la idea de que los altos requerimientos en tecnología y conocimientos que exige la actividad petrolera no se tienen disponibles en el país, esto está explícito en la cláusula 32 del contrato, según la cual " el operador preparará adecuada y diligentemente al personal colombiano que se requiera para reemplazar el personal extranjero que el operador considere necesario ". Es cierto que al inicio de

¹ Investigador del Instituto de Investigaciones de Energía Canadiense.

actividad petrolera, el país no tenía suficiente conocimiento técnico, pero hoy la realidad es otra, el país cuenta con facultades de ingeniería que forman técnicos altamente capacitados; además, se está empezando a estructurar la investigación como soporte a la actividad petrolera en el país. Por otro lado, hoy los mercados están abiertos y se tiene la posibilidad de contratar servicios técnicos en diferentes países, para capacitar el personal colombiano en aquellas áreas que no se tengan fortalezas técnicas. En este sentido, la imposibilidad de acceder al conocimiento técnico, termina siendo más una tara mental que una dificultad real para explotar los hidrocarburos del país; es en este sentido que se puede afirmar que el conocimiento técnico ha sido un mito.

En el caso de los trabajadores, y dada la tradición nacionalista de sus luchas, se tuvo durante mucho tiempo la idea de que la nacionalización de la industria, era la estrategia a seguir para evitar el saqueo de los recursos, pues se pensaba que más que un socio, el país era víctima de los intereses de las multinacionales; hoy parece que su postura es un poco más flexible y reconocen la necesidad de inversión extranjera en la explotación de hidrocarburos en el país.

La insurgencia ha manejado la hipótesis de que las multinacionales se lo roban el petróleo colombiano; sin embargo, es posible demostrar que al país le queda entre un 70% y 80% del petróleo extraído, por lo cual, no habría forma de argumentar que se lo "roban". Sin embargo, esta postura de la insurgencia y su reclamo de una veeduría ciudadana sobre los recursos provenientes de los hidrocarburos, es justificada si se analiza la manera como el ejecutivo ha manejado la política petrolera colombiana, sin tener en cuenta la opinión de otros sectores de la sociedad y presentando reformas al contrato que la mayoría de las veces han favorecido más los intereses de las multinacionales que los de Colombia. Por otro lado, el país ha conocido prácticas bastante oscuras por parte de las multinacionales, que han llevado a que se forme la idea generalizada de que éstas vienen al país no a invertir o a realizar actividades, sino a ver que ventaja pueden sacar de un socio poco conocedor del negocio. El problema es que en este país se tiene la tendencia a ver todo blanco o negro, y por ende para el gobierno las multinacionales son buenas y vienen a invertir al país, y para otros sectores vienen a saquear los recursos. Se ha perdido la perspectiva y por eso se generaliza, por ello, es necesario propender porque en el país se aprenda a trabajar objetivamente por lo que puede resultar el mejor negocio para la nación colombiana, lo cual exige ponerse por

encima de los mitos, que se tomen decisiones transparentes, que se garanticen condiciones a los inversionistas, y que se combata la corrupción de los funcionarios del Estado.

En este contexto, un trabajo de Economía que busque construir preguntas y precisar las falencias en el modelo contractual colombiano, es más vigente que el mero análisis desde la perspectiva Micro o Macroeconómica; se sabe que, estos últimos buscan o bien proponer modelos que las más de las veces no tienen nada que ver con la realidad, o avanzar sobre un discurso que finalmente tiene mucha especulación porque no cuenta con herramientas de predicción que permitan medir variables económicas; por otro lado, tal discurso tiene pretensiones de no ser ideológico, pero en el fondo claramente lo es². En este sentido podría decirse, que el presente trabajo es concebido desde una perspectiva nacionalista y reconoce que el discurso económico tiene una esencia fundamentalmente política. Por lo anterior, se va a desarrollar una discusión sobre diferentes tópicos que tienen que ver con la contratación petrolera colombiana y el actual modelo de contratación de hidrocarburos. El objetivo de este trabajo está un tanto por fuera del ámbito de la economía tradicional³, de lo que se trata más bien aquí es de analizar diferentes elementos que determinarán la economía final del negocio de los hidrocarburos en Colombia, o lo que es lo mismo, la distribución del excedente o renta petrolera.

Así, el presente trabajo tiene como gran propósito realizar un análisis del contrato de Asociación colombiano tanto desde la perspectiva nacional como internacional. Para realizar este examen se analizan elementos de tipo jurídico, económico⁴ y político. Se siguió la siguiente metodología: inicialmente se presenta una revisión de literatura en la que se discuten conceptos sobre: la teoría de la renta, política petrolera, historia del petróleo, el papel de los hidrocarburos en la economía nacional, y competitividad del modelo contractual colombiano entre otros.

² Ver la crítica de Guerrien, (matemático y profesor de Microeconomía en Paris Sorbona) La Microeconomía, Ed. Ensayos de Economía, Facultad de Ciencias Humanas y Económicas, U.N, Medellín, 1998. Es claro que la batería de críticas al equilibrio general- que se sabe, es el centro de la economía estándar- son viejas y bastante sólidas.

³ La cual se preocupa por analizar unas ciertas variables económicas para intentar proponer acciones también de una cierta política económica que buscan mantener la vigencia de un cierto modelo económico dominante.

⁴ Es obvio que no se descartan elementos analíticos de la economía estándar.

Se propone, como procedimiento analítico avanzar en el entendimiento del modelo contractual colombiano buscando encontrar como está concebido, cual es su sensibilidad ante cambios en ciertas variables, que tan competitivo⁵ es respecto al de otros países. Adicionalmente se busca avanzar sobre la pregunta de si el modelo de contratación colombiano está inserto en una política energética global y cual es el papel que juega la empresa estatal en la misma; en este contexto se desarrolla una metodología de trabajo que más que encontrar respuestas busca justamente abrir preguntas; se reconoce pues que en materia de economía y política petrolera caben muchas interpretaciones y que es un terreno de disputa esencialmente política, por lo cual es más prudente proponer preguntas que respuestas. **De alguna manera, uno de los propósitos de las investigaciones de maestría es iniciar, con cierto orden, programas de investigación de largo aliento; si así es, se puede inferir que se cumple ampliamente con este propósito.**

Para indagar sobre como es concebido el contrato, se analizan aspectos de tipo jurídico y legal, se examina la manera como el ejecutivo ha manejado los hidrocarburos nacionales y cual ha sido la evolución del modelo contractual desde 1974. Para realizar este análisis es necesario presentar cifras de reservas y su evolución, de producción, de la utilización y del peso que tienen los hidrocarburos en la economía nacional. Adicionalmente, se cuestiona la coherencia del modelo, haciendo énfasis en algunas cláusulas que parecen ambiguas.

Más adelante se discute la competitividad del Modelo Contractual Colombiano analizándolo tanto desde la perspectiva financiera, la cual toma en principio tres elementos: prospectividad, riesgo político y términos fiscales; como desde una mirada de la competitividad de la empresa estatal, y la capacidad técnico – científica del país en materia de hidrocarburos. Con este enfoque se quiere resaltar que la competitividad va más allá que los valores de las tasas de retorno de los modelos contractuales.

Se debe destacar que se presenta un importante análisis original⁶ de sensibilidad financiera sobre el modelo contractual colombiano⁷, que pretende ubicar las variables de

⁵ Es claro que en el ambiente de los negocios, el principal elemento de medición es financiero...

⁶ El modelo analítico de simulación es un trabajo diseñado en la Universidad Nacional, perfeccionado en esta investigación, que ha sido comparado muy satisfactoriamente con los modelos de los grandes

mayor peso y consecuencias de eventuales reformas sobre la tasa de retorno de un proyecto - y, finalmente sobre la distribución del excedente - para varios tamaños de yacimiento. Es de resaltar que este tipo de trabajos no se habían realizado en el país, y **son bastante necesarios para reconocer con precisión el impacto final de las políticas que en materia petrolera toma el ejecutivo**, ya que, como se había dicho antes, muchas de las decisiones que se toman en esta materia no parecen transparentes, y dados los niveles de desinformación que existen en el país, lo que se presentan son especulaciones o informaciones sesgadas sobre los impactos de las diferentes variables del contrato sobre la economía de los socios y de la empresa estatal, que datos confiables; muchos ciudadanos pensamos que en el manejo de la información y las cifras parece que reside el poder del ejecutivo y la tecnocracia colombiana. Finalmente, el capítulo vi presenta las conclusiones y las recomendaciones generales que se desprenden del trabajo.

consultores de la Industria Petrolera Internacional (Barows, Petroconsultants y Edge Technologies). Los datos con los cuales se alimentó el modelo son fruto de una labor de investigación en el medio petrolero internacional, complementada con la experiencia del autor como profesor del área de evaluación de formaciones petrolíferas en la Facultad de minas de la U.N. sede Medellín.

⁷ No se alcanzó a incluir las recientes modificaciones de la administración Pastrana a la contratación colombiana: reducción y escalonamiento de la regalía, mejores condiciones de depreciación, reducción de participación de Ecopetrol. Modificaciones preliminares del profesor Alvarez en vía de publicación sugieren que se mejora inútilmente la transferencia del excedente a los socios y que se perjudica la participación financiera de Econetrol

2. ASPECTOS GENERALES DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

En este capítulo se presenta un panorama de los hidrocarburos en Colombia en el que se precisa nuestro potencial de reservas y producción en comparación con el mundial. En el caso de los hidrocarburos gaseosos se analiza el uso que se puede dar al gas natural teniendo en cuenta las reservas disponibles en el país. Se muestra que si se usa el natural para cocción y calefacción como había sido planeado, se tendría gas para muchos más años que si se usa para generación térmica. Al Final se discute el peso de los recursos provenientes del sector hidrocarburos en la economía nacional, y se analiza la política del Estado colombiano frente a Ecopetrol.

Veamos una breve reseña de los hidrocarburos en Colombia, la cual incluye las reservas, la producción y el potencial colombiano respecto al mundo.

2.1 Evolución y perspectivas de las reservas y la producción de hidrocarburos líquidos en Colombia.

Del cuadro 2.1 puede observarse, que el aumento en reservas de petróleo crudo desde 1980 ha sido de 4444.5 millones de barriles que comparado con los 7100 totales hasta 1997, equivalen al 62%. Es de resaltar que los descubrimientos recientes han sido de yacimientos gigantes de 1000 y hasta 1200 mmbls, cuando en Colombia los mayores yacimientos habían sido del orden de 300 millones de barriles recuperables¹. Hoy se estima que se tienen unos 2700 millones de reservas recuperables, equivalentes al 0.3% de las reservas mundiales; de las cuales, por lo menos el 60% se encuentra en tres yacimientos de los llanos Orientales Colombianos. Las reservas probables según Ecopetrol ascienden a 37000 millones de

¹ Este dato puede deducirse de la producción acumulada presentada en el boletín Estadístico Acipet de julio de 1998 para los yacimientos del Magdalena medio ubicados en el centro Santander, que eran los mayores hallazgos en Colombia antes de 1980. Ya que estos han producido crudo desde la década del veinte hoy pueden considerarse marginales ya que su curva de producción ha caído bastante, y por lo tanto el acumulado histórico son prácticamente sus reservas.

barriles; sin embargo, esta cifra no deja de ser especulativa mientras no se perfora y encuentren las reservas existentes. El hallazgo de reservas en los últimos veinte años en el país es el que ha llevado a pensar que se tenga una cifra de esta magnitud.

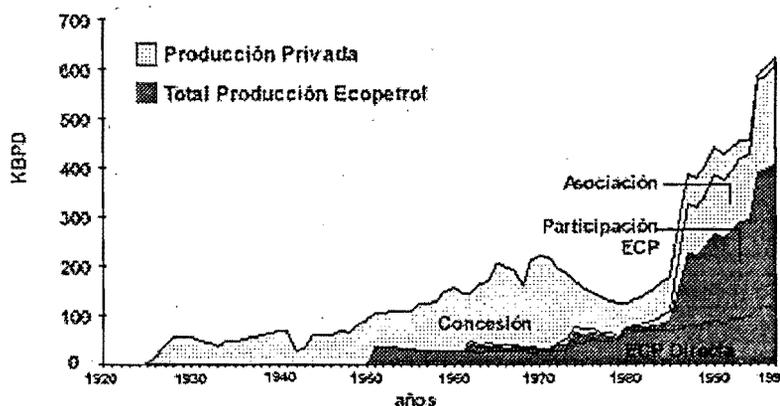
En cuanto a producción, del cuadro 2.1 y la figura 2.1 puede observarse el acumulado histórico de la producción nacional. Los drásticos cambios que se presentan en 1984 y 1995, son consecuencia de la entrada en producción de los campos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. Los grandes aumentos en los volúmenes de producción dependen de la capacidad de producción del yacimiento descubierto y del tiempo de recuperación de la inversión fijado por las Asociadas. Como los descubrimientos realizados en los últimos veinte años, han sido de grandes yacimientos, los altos montos de inversión requeridos y la magnitud de las reservas por extraer, han llevado a que se presenten los altos niveles de producción reportados.

Cuadro 2.1 Evolución de las Reservas y Producción de Petróleo en Colombia.

Años	Producción Acumulada	Reservas Remanentes
1921	0.1	799.9
1930	83.3	718.2
1940	273.5	815
1950	501.2	1234.8
1960	944.1	868.8
1970	1604.5	858.6
1980	2179.2	553.7
1990	3156.5	1990.7
1991	3311.8	1884.6
1992	3471.7	3231.9
1993	3636.9	3156.4
1994	3802.6	3138.4
1995	4015.6	2951.9
1996	4244.7	2798
1997	4600.2	2577

Fuente: Ecopetrol.

Figura 2.1 Evolución de la Producción en Colombia.



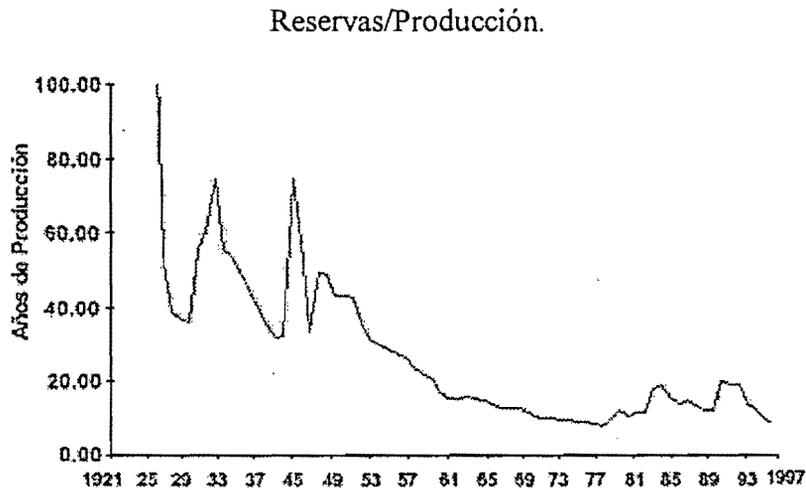
Fuente: Ecopetrol.

Por otro lado, la poca capacidad de inversión de ECOPETROL lleva a que la exploración y los descubrimientos sean hechos por las multinacionales; de allí, que sean éstas las que definan los programas de producción que les permitan el mayor margen de rentabilidad posible. Como los últimos descubrimientos han sido bastante grandes, la cantidad de crudo que recibe el país por participación en el negocio y por regalías es también muy grande, en total se recibe entre un 60 y un 80% del crudo producido². Esto lleva a que el país sólo tenga dos opciones: vender el crudo en el mercado internacional o refinarlo; los gobiernos han considerado más importante lo primero, para obtener recursos frescos.

² La tasa total de producción ha sido fijada según las expectativas de recuperación de la inversión de la Asociada, ya que al ser la operadora va a buscar una campana de producción que le permita la mayor tasa de retorno, porque le interesa recuperar la inversión en el menor tiempo posible ya que en el mundo actual el concepto de largo plazo es bastante menor del que existía antes. Lo paradójico del asunto es que la Asociada es finalmente el socio minoritario; sin embargo, es quien define las reglas de juego del negocio ya que la tasa de producción del yacimiento, es la que va a determinar el tiempo de recuperación de la inversión y no esta reglamentada en el contrato. Ahora como es un negocio de riesgo, es claro que la tasa de producción es difícil de reglamentar porque no se conoce la magnitud de reservas ni las tasas máximas de producción que

Lo paradójico de este asunto lo muestra la figura 2.2, allí se puede observar como, no obstante las reservas del país se incrementaron de manera significativa desde 1980, la producción se ha incrementado de tal manera que sólo se tienen reservas para menos de diez años.

Figura 2.2 Posición y perspectivas de Colombia en el mundo petrolero: Relación



Fuente: Ecopetrol.

Esto se debe a que la evolución de la relación reservas/producción, es muy influenciada por la magnitud de las reservas descubiertas y la máxima capacidad de producción de los yacimientos encontrados. Así, no es lo mismo que los 4444.5 millones de barriles que se han encontrado desde 1980, estén almacenados en 3 grandes yacimientos que en 15 o 20 medianos y pequeños. Si hubiese sucedido lo segundo, en vez de una gran inversión se tendrían varias pequeñas y medianas inversiones, que serían viables dependiendo de los precios de mercado. Esto determinaría unas reglas de juego muy distintas a las actuales frente a la explotación de los recursos petroleros nacionales, y muy posiblemente la tendencia de la relación reservas –producción no tendría una caída tan drástica como la actual. Así, como para planeación energética le resulta más fácil al país, manejar un

se pueden hallar, sino que esto es función de las características de yacimiento que se encuentre y es obvio que las empresas no van a firmar un cheque en blanco.

volumen tan significativo de reservas como 1000 millones de barriles, en varios campos que en un solo. Sería importante buscar la manera de introducir cambios en el contrato que permitan ser competitivos para la inversión extranjera, pero garantizando una gestión energética eficiente para el país, especialmente en el caso de encontrar grandes yacimientos.

De no hacer esto, y mantener el actual esquema de contratación, la tendencia de la relación reservas - producción se mantendrá baja, si se presentan descubrimientos significativos, y el desarrollo de las reservas colombianas siga dependiendo de la inversión extranjera. Esto será causado porque las Asociadas buscaran las tasas de producción que les permitan recuperar la inversión en el menor tiempo posible.

Analícemos ahora la situación del gas natural

2.2 Evolución de reservas y perspectivas de uso de los hidrocarburos gaseosos en Colombia

A enero de 1997 Colombia contaba con unas reservas³ de 8.25 Tera pies cúbicos de gas, lo que equivale a un 0.16 % de las reservas mundiales (4945.4 Tera pies cúbicos). Aunque las reservas no son muy significativas serían suficientes para garantizar un abastecimiento nacional en consumo doméstico durante cerca de 100 años; asumiendo que el país consuma 200 millones de pies cúbicos de gas diario. Como la política de masificación de consumo del gas natural estaba sustentada en el consumo domestico y en la eficiencia energética buscando reemplazar la energía eléctrica de cocción y calefacción por gas natural; entonces, podría esperarse que efectivamente tendríamos gas para 103 años. Sin embargo la capacidad instalada para generación de energía eléctrica ha venido en aumento llegando hoy a 3800 MW⁴ aproximadamente. Si ponemos en funcionamiento toda esta capacidad instalada

³ Según Oil and gas Journal, julio de 1998.

⁴ Según la UPME.

asumiendo un consumo promedio de 800 millones de pies cúbicos⁵; se tendría gas para veintisiete años; ya que, el consumo anual sería de 0.292 Teras. No obstante, contando sólo con las reservas de la Guajira y de otros pequeños campos (2.5 Teras), y asumiendo la misma demanda anterior, se tendría gas para ocho años. Así las cosas, los colombianos debemos estar atentos al desarrollo del sector, si queremos que éste se sustente en la racionalidad, la eficiencia⁶ y el consumo doméstico y no en precio del KW-H eléctrico en la bolsa de energía.

Por otro lado, todo parece indicar que la producción de gas natural va a estar muy condicionada por la terminación de infraestructura de transporte para garantizar el consumo de los centros urbanos. En éstos la demanda va a estar determinada por el comportamiento de la industria, que sería el gran consumidor. Sin embargo, las termoeléctricas van a jugar un papel importante, aunque paradójicamente la política de masificación de gas en Colombia se impulsó sobre la base de crear una conciencia nacional de optimizar el consumo de energía reemplazando la energía eléctrica de cocción y calefacción por gas natural, para disminuir los costos en facturación y utilizando la energía eléctrica para procesos en que es más eficiente. Hoy el país tiene una capacidad de generación térmica de 3800 MW, la energía se vende en bolsa y los hogares colombianos seguirán utilizando la energía eléctrica para cocción y calefacción, si las empresas de energía estiman más rentable vender Kilovatios-Hora eléctricos, que pies cúbicos de gas, como se indicó antes.

En este sentido, las reservas existentes y por descubrir de gas natural, se van a utilizar muy posiblemente en aquella actividad que sea más rentable, que no necesariamente será la más apropiada para el país. Por ejemplo en caso de encontrarse reservas importantes de gas en los bloques asignados en la costa Atlántica colombiana, muy posiblemente las multinacionales preferirán vender kilovatios-hora eléctricos que gas natural, ya que la lógica

⁵ El consumo medio diario en 1997 según Ecopetrol por sectores fue de 280 millones para generación térmica, 120 millones para Ecopetrol, 103 millones para la industria, 48 millones para residencias, 18 millones para petroquímica y 5 millones para GLP. El total fue de 574 millones

económica enseña que las empresas están es para ganar dinero y no para hacer políticas sociales, y el negocio de la generación térmica es mejor que la venta de gas domiciliario, pues una sola térmica puede consumir en un día todo lo que consumiría el país en gas domiciliario. De allí, que el escenario futuro va a estar determinado por la disputa política y la capacidad de los grupos de presión para imponer una u otra lógica en términos del uso del gas natural, con el precio del gas en boca de pozo como el telón de fondo en todo este asunto⁷.

2.3 Vigencia del Gas como fuente energética nacional y mundial

El gas es sin duda el energético más importante del futuro inmediato en el mundo, dada la disminución en las reservas de crudo y el aumento en las restricciones ambientales. Es por ello que las compañías tienen hoy los ojos puestos en las reservas de gas, entre otros energéticos y se conciben más como compañías energéticas que como petroleras⁸. Por otro lado, las restricciones ambientales van a favorecer bastante su uso por tener una combustión mucho más limpia. Además las reservas de gas expresadas en términos de petróleo equivalente, son de una magnitud similar a las que actualmente se conocen de petróleo crudo. Sin embargo la gran dificultad presentada por el gas natural es el transporte, que exige el manejo de altas presiones y bajas temperaturas, restricciones técnicas que llevan a la generación de un mercado muy local dado el alto costo de la tecnología necesaria para colocarlo en el mercado internacional.

⁶ Entendiendo la eficiencia como una combinación de factores que permitan el logro de mayor trabajo con la misma cantidad de energía, ocasionando el menor impacto ambiental posible. Desde el punto de vista termodinámico es lograr un proceso menos entrópico.

⁷ Es posible demostrar que vendidos como energía eléctrica 1000 pies cúbicos gas pueden valer US\$ 4, asumiendo un costo del kilowatio-hora de \$ 45, cuando el precio de venta como gas es de US \$ 2.

⁸ El Carbón, el gas Natural y la energía eléctrica son bastante ilustrativos. Esto podría explicar porque EXXON le apuesta a un negocio tan malo como el CERREJÓN; B.P. tiene una subsidiaria de energía Solar, y SHELL varios kilómetros cuadrados de coníferas. También explica porque la oferta de los bloques de la costa atlántica colombiana (con grandes potenciales de Gas Natural) haya sido tan exitosa en un contexto de precios bajos del Petróleo, los cuatro bloques ofertados fueron tomados por: ARCO, AMONCO (hoy B.P.-AMOCO tercera compañía del mundo), Texaco y Shell.

Es muy posible que se utilice el gas natural como: fuente primaria en generación de energía eléctrica, materia prima para la industria petroquímica y como combustible para el transporte. En este sentido, el país debe realizar estudios que le permitan optimizar su uso buscando generar el mayor valor agregado posible.

2.4 El papel de los hidrocarburos en la economía colombiana.

AnalDEX y Fedesarrollo realizaron un completo estudio sobre el efecto del sector hidrocarburos sobre la economía nacional, allí se muestra que la producción de Cusiana y Cupiagua colocaría al país en niveles de explotación de crudo que no tienen precedentes en nuestra historia económica. Sin embargo, la magnitud del impacto fiscal y externo dependerá en gran medida de lo que ocurra con los precios internacionales. Si el escenario para la próxima década es de precios estables en términos reales, los impuestos y contribuciones serán de un nivel similar al de los últimos diez años. Por el contrario, si los precios internacionales aumentan en términos reales, como lo pronostican algunos analistas, el país recibirá rentas muy superiores a las registradas en el pasado. Los niveles de producción de Cusiana y Cupiagua permitirán mantener un nivel elevado de producción nacional hasta 1999. De ahí en adelante comenzará a caer la producción. Por ello, para que el país siga siendo explorador deberá fortalecer sus actividades de exploración, con mayor inversión para asegurar la estabilidad en la producción de petróleo a partir del año 2000. Adicionalmente, Ecopetrol no tendrá los recursos suficientes para acometer dichas inversiones, máxime si se tiene en cuenta que con la creación del Fondo de Estabilización Petrolera, esta entidad deberá ahorrar una parte importante de los ingresos que recibirá por concepto de la producción de petróleo en los próximos años; de allí, que se necesite asegurar una mayor participación del sector privado en las actividades petroleras. El gobierno nacional debe ser consciente de que la competitividad internacional dependerá de las condiciones que ofrezca a la participación privada, ya que ésta es el pilar fundamental de

la continuidad de los contratos de Asociación. Para ello, el Estado debe armonizar inteligentemente los intereses de todos los participantes en el desarrollo del sector⁹.

El “Fondo de Estabilización Petrolero” no es una herramienta para moderar el impacto sobre el gasto público. En efecto, este mecanismo no asegura un menor nivel de gasto ni del gobierno central, ni de las entidades territoriales, pese a que Ecopetrol y el Fondo Nacional de Regalías estarán obligados a realizar un importante ahorro. Dado que, la ley prevé que dichos recursos podrán utilizarse para adquirir deuda externa de la nación o para el prepago de la deuda de las entidades territoriales de la Orinoquía. Por ello, la ley en sí misma no asegurará un manejo fiscal prudente¹⁰.

Se propone un modelo de equilibrio general computable para Colombia¹¹ que busca simular el impacto de diferentes escenarios de producción y precios internacionales del petróleo y sus derivados para el período 1996-2005. Se concluye que, los efectos del auge petrolero sobre las principales variables macroeconómicas, la tasa de cambio real y la dinámica de las actividades productivas dependen crucialmente de los flujos de capital provenientes del exterior que determinan el tamaño financiable del déficit en cuenta corriente. Además, la

⁹ Obsérvese que el estudio parte del principio de la realidad existente para pensar que se podría hacer. Sin embargo, la crítica está más enfocada a los cambios de forma que de fondo, por ejemplo, no se cuestiona el debilitamiento de Ecopetrol por parte del Estado, como tampoco el hecho de que se cree un fondo especial para ‘ahorrar’ y simultáneamente se acuda a créditos externos para financiar las actividades de la empresa estatal, política que debilita a Ecopetrol. Se puede observar entonces, que estos problemas adolecen de un análisis de tipo político que complementen los resultados de tipo económico. Por otro lado no se hace énfasis en algunos resultados que pueden llegar a ser importantes, por ejemplo del cuadro I.11 presentado en la página 39 del texto se puede concluir que para el escenario base Ecopetrol dejaría de ser exportador del crudo a partir del año 2002, y que en el caso del escenario medio esto ocurriría a partir del año 2005, con muy bajos volúmenes de exportación en los años 2003 y 2004. Otro elemento importante, es la alta participación de las exportaciones petroleras en el total exportaciones del país, ya que representa entre el 20.5% y el 22.4%, lo cual coloca al país ante una situación complicada.

¹⁰ Esta discrecionalidad para disponer de los recursos del Fondo de Estabilización Petrolera otorgada al gobierno nacional, puede llevar a que el destino de los recursos se desvíe para otros fines, lo cual daría al traste con los intereses nacionales.

¹¹ Lo más valioso del modelo propuesto, es que reconoce explícitamente que su estructura no toma en cuenta el hecho de que el petróleo es un recurso agotable, y por lo tanto la valoración del mismo debe tener en cuenta esta característica. Sin embargo, tal reconocimiento lo único que garantiza es que quienes elaboraron el modelo propuesto, lo hicieron desde el paradigma clásico; hoy bastante cuestionado sobre todo por desconocer la segunda ley de Termodinámica. No obstante, estos modelos son de utilidad bastante limitada,

estructura contable del modelo, es una representación del conjunto de interacciones entre agentes económicos, y de sus flujos de ingresos, gastos y transferencias. La estructura contable del modelo tiene ventajas en términos del análisis, la más importante, es que permite captar diferencias fundamentales en el grado de comercialidad. Aunque también tiene limitaciones, quizás la más importante es la carencia de una desagregación aún mayor al interior de los sectores industriales. Para enriquecer el análisis se realizaron simulaciones con un modelo de corto plazo y uno de largo plazo, los cuales difieren en los supuestos sobre cantidades y precios fijos; Las restricciones factoriales tecnológicas y de mercado. Quizás las mayores diferencias entre los dos modelos anteriores, están en la especificación de las reglas de cierre macroeconómicas. Los impactos directos e indirectos del sector petrolero sobre la economía colombiana durante los próximos años se realiza creando tres escenarios hipotéticos de evolución del sector, además se utilizaron dos proyecciones de precios internacionales del petróleo.

Se muestra la existencia de factores críticos para el análisis de los efectos sobre los sectores productivos, entre los cuales se tienen: efectos asociados a movimientos de la tasa de cambio real inducidos por las mayores exportaciones petroleras (véase el cuadro 2.2), efectos de demanda tanto intermedia como final, asociados a la expansión del sector petrolero, efectos de costos asociados a las demandas de recursos del sector petrolero y a la evolución de los costos energéticos. Teniendo como base estos efectos, se construyeron una serie indicadores que permitieran la clasificación de los diferentes sectores industriales en grupos de alto, mediano, y bajo impacto económico probable. El efecto de una revaluación real de la tasa de cambio será entonces muy negativo en los sectores altamente exportadores, y en los sectores de altas tasas de penetración de las importaciones. La revaluación afecta de manera positiva a los sectores con alta demanda intermedia de bienes importados. Los sectores que más participan en la demanda intermedia del sector petrolero, también se verían beneficiados. El abaratamiento relativo de los precios de los energéticos, es otro factor positivo para los sectores intensivos en consumo de energía. El auge petrolero

pues trabajan con "agentes representativos" definidos por el modelador, con unas variables escogidas para buscar el equilibrio.

aparece concentrado en 1997-1998, con lo cual se podría hablar de un boom petrolero exclusivamente de dos años. El aporte del sector petrolero durante los dos años más importantes del boom es de un punto porcentual de crecimiento. El crecimiento de las exportaciones totales se reduce a casi una tercera parte a partir de 1999. A su vez, la tasa de crecimiento anual de las importaciones se reduce a casi la mitad. Sin embargo, los resultados anteriores dependen críticamente de los supuestos acerca de los flujos de capital provenientes del exterior. En conjunto, los análisis realizados sugieren que la bonanza petrolera puede venir acompañada de un impacto significativo y revaluacionista sobre la tasa de cambio para los años más importantes del boom (1997-1999), la cual será aproximadamente 12%, esta tasa de revaluación es casi igual al 15% de revaluación que experimentó la tasa de cambio real entre 1990 y 1995, es decir, en un período de seis años¹². Al mismo tiempo los resultados muestran que el efecto sobre tasa de cambio del boom petrolero tiende a corregirse a partir de 1999. Así mismo, el ajuste fiscal parece jugar un papel central en evitar o contrarrestar al menos parcialmente, las tendencias revaluacionistas de la bonanza petrolera, especialmente en los años de mayor auge. Sin el ajuste fiscal, el déficit en cuenta corriente llegará al 65% del PIB. Para la economía en su conjunto, el crecimiento promedio a partir de 1999 es un 90% del alcanzado en los dos años del boom. Para el sector servicios es igual al de los dos años del boom, y finalmente para la industria y la agricultura es superior en 10% aproximadamente. Con excepción de los subsectores mineros, para el resto de los sectores el crecimiento económico durante todo el período 1997- 2005 no difiere substancialmente de las tasas de crecimiento promedio para 1997-1998. Para todo período conjunto 1997-2005 el sector que presenta un mayor dinamismo es el de la construcción; en tanto que para ningún sector manufacturero el período de crecimiento de las exportaciones es 1997-1998¹³.

¹² Entre enero de 1997 y Octubre de 1998 la revaluación nominal ha sido del orden de -35% aproximadamente, lo que hace imposible que para diciembre de 1999 pueda ser de un 12%. Una de las causas de esto ha sido la fuerte caída del precio del petróleo, que en el caso del crudo Cusiana pasó de estar a US\$ 22 a situarse entre US\$ 13 y US\$ 17. Por lo que el peligro de la revaluación está consumado.

¹³ No obstante, es bueno resaltar lo hipotético del examen de Fedesarrollo. La actual crisis muestra los límites de los modelos lineales simples.

Se ha encontrado, que la ventaja competitiva que puede adquirir el sector químico y petroquímico como resultado de una oferta mayor de recursos petroleros, depende de la política que el gobierno adopte en materia de condiciones de suministro y precios de los productos derivados del petróleo; el impacto del crecimiento del sector petrolero sobre la demanda doméstica es benéfico para el sector, en la medida en que buena parte de su producción se destina al mercado doméstico. En aquellos sectores intensivos en capital, el impacto de los hidrocarburos será por la vía de los recursos financieros provenientes de las exportaciones. Por otro lado, sectores como el papelerero y el textil, con altos requerimientos de fuentes energéticas, tendrían un efecto positivo sobre su competitividad, si se adopta una política de sustitución de fuentes energéticas o de abaratamiento en los costos de las mismas (v. gr. política de suministro de gas). Por otro lado, aquellos sectores con una vocación exportadora como el floricultor y el de cuero y calzado, perderían competitividad con la revaluación, que generarían las divisas provenientes del sector petrolero. En el caso de los sectores siderúrgico, metalmecánico, bienes de capital y bienes automotores; al igual que el sector químico, petroquímico y plástico, tienen una relación directa con el desempeño de la actividad petrolera a través de las compras que el sector petrolero hace. Finalmente, el sector caficultor que ha sido tradicionalmente importante se vería afectado por la vía de la revaluación generada por los recursos provenientes del sector hidrocarburos¹⁴.

Sobre la financiación del Estado la figura 2.3 muestra las transferencias de Ecopetrol hacia el Estado, allí podemos ver, como han ido en aumento los montos de transferencias y de dividendos, llegando éste último a 600.000 millones en 1997. Esto verifica la tesis de que el Estado utiliza los hidrocarburos como fuente de ingresos¹⁵. Adicionalmente al retirar gran

¹⁴ Parece que el efecto de las exportaciones de petróleo sobre la economía global del país no es muy significativo; parece entonces que la caída futura de las exportaciones no es algo de que preocuparse. Sin embargo, el cuadro 2.2 muestra que para el país mantener la balanza de pagos de 1998, debe aumentar paulatinamente año tras año las exportaciones de productos, hasta llegar a US \$ 3000 millones de dólares en el 2005. Así, la caída futura de las exportaciones de crudo, sí es algo de que preocuparse. Pero en el caso en que los autores tengan razón, y no haya un efecto muy fuerte del sector hidrocarburos en la economía del país, se justificaría que no se exportara el crudo; si no darle valor agregado para tener un mayor beneficio.

¹⁵ Puyan y Dargay plantean que en el caso colombiano los 1220 millones de dólares retenidos por Ecopetrol representan únicamente el 5.8% del ingreso neto, y los recursos faltantes para situarse en la meta media mundial de reposición de reservas ascenderían a US\$ 5739 millones, estos tendrían que ser cubiertos por inversiones extranjeras, crédito externo o capital privado nacional. Véase PUYANA, Alicia; DARGAY,

Cuadro 2.2 Proyección Balanza Comercial Colombiana de Hidrocarburos.

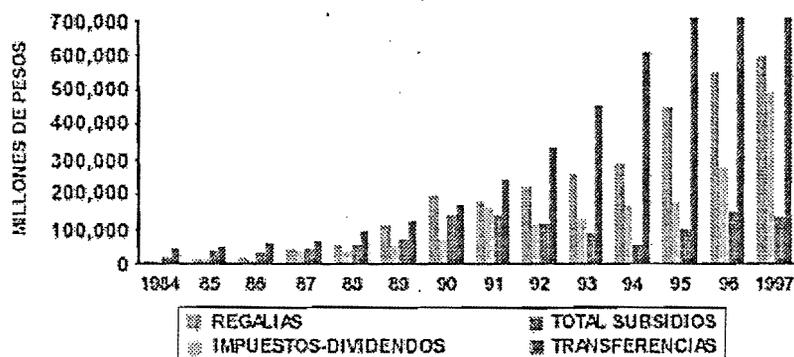
AÑO	Exportaciones Totales (Millones de Dólares)	Exportaciones Hidrocarburos (Millones de Dólares)	Part. Hidroc. Exportaciones (Porcentaje)
1991	7113.8	1460.5	20.5
1992	6900.1	1396	20.2
1993	7115.9	1323	18.6
1994	8753.6	1318.2	15.1
1995	10417.6	2233	21.4
1996	10663	2256	21.2
1997	12206.5	3027	24.8
1998	13385	4205.7	31.4
1999	13691.7	3993.8	29.2
2000	16223	3966.4	24.4
2001	16524.2	3679.9	22.3
2002	16410.6	2941.5	17.9
2003	16372.9	2235.2	13.7
2004	16611.6	1675.3	10.1
2005	16995.4	1223.9	7.2

Fuente: Ecopetrol.

cantidad de recursos de Ecopetrol, lo obliga a endeudarse para poder cumplir con sus obligaciones; en otras palabras el Estado se endeuda vía Ecopetrol, de esta manera la empresa estatal queda condicionada a las políticas de la banca extranjera si quiere acceder a recursos para inversión y desarrollo. Por esta razón, el futuro del país en materia de hidrocarburos seguirá estando sujeta a las políticas trazadas por el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional. Esto puede explicar en parte, porque el país no se ha embarcado hasta el momento (y será difícil que lo haga en el futuro inmediato) en proyectos

de refinación y en el desarrollo de la petroquímica; no obstante, la inversión para reemplazar los 32000 barriles de gasolina que se importan diariamente, se libraría en uno o dos años.

Figura 2.3 Transferencias de Ecopetrol al Estado.



Fuente: Ecopetrol.

Lo anterior abre un interrogante: cuál deberá ser entonces el papel que deben cumplir los hidrocarburos en la canasta energética nacional ?, esta pregunta conduce necesariamente a otra: deben ser fuente de ingresos o fuente energética ?. El país lo está tomando como fuente de divisas. Sin embargo, nuestra suerte no ha sido la mejor cuando le apostamos a esto; puesto que cada vez que el país se embarca en un proyecto energético que exige grandes inversiones, en el mercado internacional se presenta una crisis en la cual los precios de dicho energético se caen, tal fue el caso del Cerrejón y parece ser el caso del petróleo de Cusiana, pues hoy se esta sacando a precios muy por debajo de los que se tenían previstos, ‘perdiéndose’ entre seis y siete dólares por barril que se vende. De allí que no parece muy sensato vender un crudo de buena calidad a precios tan bajos, y al mismo tiempo importar gasolina a altos precios.

Lo dicho anteriormente deja la sensación de que el país debe transitar un camino distinto, en el cual los hidrocarburos cumplan otro papel. Debe pensarse por ejemplo, en desarrollar fortalezas en sectores como el agrícola, las manufacturas, el turismo, entre otros; buscando hacer de éstos, una fuente de divisas y de los hidrocarburos un insumo para ellos. Así la captura global del excedente será mayor, y dichos recursos estarán al servicio del desarrollo

del país. Paradójicamente, la mayor preocupación del gobierno es incentivar la exploración para mantener los niveles de divisas; para lo que, propone introducir cambios en los modelos contractuales, de tal forma que se aumente la inversión extranjera.

[Será que un país que posee el 0.3% de las reservas mundiales debe poner a depender su economía en un alto porcentaje de las exportaciones de crudo ?. Finalmente, tendrá sentido consumir el gas en generación térmica con un potencial hidráulico como el que tiene Colombia ?.

3. MODELO DE CONTRATACIÓN COLOMBIANO

En este capítulo se va a discutir el modelo de contratación colombiano, examinando las concepciones rentista y particular del subsuelo; se intentará precisar cual de estas es la dominante en Colombia. Más adelante se propone una discusión sobre una aparente contradicción existente entre los artículos 8 y 332 de la constitución política de 1991; ya que los recursos naturales que en la Constitución de 1986 pertenecían a la Nación, en la de 1991 aparecen como del Estado; además, en esta última existe una ambivalencia al reconocer en el Artículo 8 que la Nación tiene recursos, pero se le adjudican al Estado en el 332, por lo que se propone analizar el asunto de la propiedad del subsuelo en el caso particular de Colombia, en el que el Estado - Nación no parece aún suficientemente consolidado.

Adicionalmente se hace un análisis del modelo colombiano desde su concepción y su evolución; también se propone la discusión de una serie de ambigüedades técnicas existentes en el contrato. Entre otras se discute: definición de gas natural, el reembolso de pozos exploratorios, el efecto de cambios en gastos de operación sobre el factor R, el concepto de hidrocarburo principal y el problema del transporte como negocio independiente. Todas estas imprecisiones pueden llevar pérdidas económicas bastante apreciables para la economía nacional, por esta razón el examen desde el punto de vista técnico de los términos contractuales, es esencial para garantizar un buen negocio para el país. Esto implica romper con la idea de que los asuntos económicos están divorciados de los aspectos técnicos del negocio, y que son únicamente del terreno de los economistas.

3.1 La concepción rentista sobre la propiedad del subsuelo por parte de la Nación

En 1894 se publica el tomo iii de El Capital, allí la Sección sexta se dedica al problema de **Como se convierte la ganancia extraordinaria en renta del suelo**. En esta sección, Marx desarrolla el concepto de renta del suelo para comprenderlo debemos discutir inicialmente la formación del precio, Marx señala que “Este precio de producción no se determina, como

hemos dicho más arriba, por el precio de costo individual de cada industrial que produce por separado, sino por el precio de costo medio de la mercancía bajo condiciones medias del capital en la rama de producción en su conjunto.”(Marx, 1894, 596) Quiere decir que los productos agrícolas o mineros se venden como todas las mercancías según el precio medio de producción; por lo cual, aquel empresario que logre disminuir al máximo su costo individual por debajo del costo medio obtendrá mayor ganancia extraordinaria. Esto es ampliado por Marx así: “Esta diferencia, nace de una parte, de que la mercancía se vende por su precio comercial general, por el precio con base en el cual se nivela la competencia de los precios individuales y, por otra parte, del hecho de que la mayor capacidad productiva e individual del trabajo puesto en acción por él no redunde en beneficio de los obreros, sino, como toda la capacidad productiva del trabajo, en beneficio del empresario en el hecho de que se manifiesta como capacidad productiva del capital”¹ (Marx, 1894, 598).

Veamos ahora la definición de renta diferencial propuesta por el mismo Marx: “La ganancia extraordinaria, cuando se presenta de un modo normal y no como resultado de fenómenos fortuitos en el proceso de circulación, se produce siempre como diferencia entre el producto de dos cantidades iguales de capital y trabajo, y esta ganancia extraordinaria se convierte en renta del suelo cuando dos cantidades iguales de capital y trabajo se invierten con resultados desiguales en extensiones iguales de tierra”² (Marx, 1894, 604). En otras palabras para Marx la renta diferencial i del suelo es la diferencia entre el producto entregado por dos tierras; en

¹ Este planteamiento aunque parece teóricamente coherente, no se cumple del todo en la práctica ya que muchos empresarios han ubicado la importancia de incentivar la productividad de los obreros por la vía de las mejoras salariales o de sus condiciones de vida. De hecho este es un de los mecanismos clásicos de competitividad utilizados por las empresas. Así, el desarrollo del conocimiento permite avances tecnológicos que van a aumentar la productividad de los procesos, y a disminuir los costos de producción; lo cual se traduce en mayor riqueza.

² En el caso del petróleo la magnitud de la renta diferencial estará determinada por la calidad del yacimiento en términos de: calidad del crudo, propiedades petrofísicas de la roca, mecanismo de empuje del fluido hacia superficie, contaminantes presentes en el crudo, costos de tratamiento del agua producida, costos de perforación de los pozos y la magnitud de las reservas entre otros. De tal forma que a medida que estas condiciones sean más favorables, más rentable será el yacimiento porque los costos de producción son menores. En el caso colombiano por ejemplo, el yacimiento de Caño Limón es altamente rentable porque de las propiedades antes citadas todas le son bastante favorables de tal forma que el costo medio de producción de un Barril de crudo es de 1.1 dólares y un costo medio de transporte es de US\$ 2 por barril, siendo vendido en 12 dólares en el peor de los casos.



las que se han invertido cantidades iguales de capital y trabajo. El precio de venta del producto dependerá del costo de producción de la tierra menos productiva en la cual la renta es cero. Marx ubica un tipo de renta diferencial ii que sería la obtenida en tierras agotadas o de baja productividad, en las que es necesario aumentar la inversión de capital para obtener una mayor renta.³ Por otro lado, el autor propone que una renta absoluta existe cuando la clase de tierra peor también devenga una renta "r"; de tal forma que el producto agrícola de ésta sería $p+r$ y se cumpliría igualmente la teoría de la renta diferencial. Así para las mejores tierras el precio sería igualmente $p+r$; y la diferencia entre el costo de producción y este precio constituiría su renta.

El concepto de renta del suelo propuesto por Marx parece bastante apropiado, como él mismo lo anotó para el caso de las minas. Ya que el precio del producto en el mercado será función de los costos de producción de las minas marginales para las cuales la magnitud de la renta será cero. En este sentido, Carlos Guillermo Alvarez, propone con base en los planteamientos de los clásicos sobre la renta absoluta en la tierra, que: "Una vez desarrollada una cierta capacidad tecnológica, la transformación será más simple y entonces los productores de cada material energético estarán en capacidad de apreciar sus ventajas frente al resto de los energéticos y podrán exigir un precio equivalente para las energías sustituibles unas por otras, descontando el costo de transformación...En resumidas cuentas, si consideramos la proximidad en las formas de consumo y las posibilidades técnicas de sustitución en el mismo, los precios en equivalentes energéticos han de reducirse y tender a un nivel próximo(algo así como el 'precio límite' de Bains). Tal situación ha de sancionarse económicamente en la existencia de una renta minera en toda la rama energética, o simplemente una renta energética."⁴ (Alvarez, 1988, 86).

³ En el caso del petróleo sería esto equivalente a realizar un proceso de recobro mejorado en campos agotados para obtener un excedente de producción adicional, este tipo de procesos normalmente se planea desde el inicio de la explotación del yacimiento, aquí la inversión extra se compensará con la producción adicional obtenida y se hace más viable en escenarios de precios del petróleo altos, esta es una de las modalidades de contratos que actualmente ofrecen los países en el mercado internacional de contratación petrolera.

⁴ Hay aquí una suposición que sería interesante discutir, y es si efectivamente las diferentes fuentes energéticas son sustituibles. Ya que por ejemplo la gasolina y otros combustibles derivados del petróleo no

Más adelante el autor agrega: “La lógica que debe imperar entre los productores es la de limitar la producción en los mejores yacimientos, para forzar un precio de los peores yacimientos como el precio regulador del mercado. Ganarán todos los propietarios siempre y cuando el mayor propietario de recursos mejor situados, calidad, facilidad de extracción etc. esté contento con su parte del pastel. El mayor y mejor propietario será el ‘director’ del mercado. El productor ‘marginal’ si no entra en la lógica del ‘director’ peligra” (Alvarez, 1988, 87).

Según el autor “para que esta lógica se imponga se necesita, a más de conocer las condiciones técnicas del mercado, que exista un cierto grado de cohesión para las determinaciones políticas a tomar...a partir, de la década del 70, se establece para los hidrocarburos, la propiedad territorial como relación social directora del mercado en el ámbito mundial. Merced a ello se pudo establecer un **precio regulador mayor que el precio de producción**, o sea una RENTA ABSOLUTA PETROLERA. Ello sucedió con el acuerdo explícito de los grandes intermediarios con los consumidores” (Alvarez, 1988, 87). La magnitud de esta renta absoluta atrajo el interés de otros terratenientes⁵, para abrir sus territorios a la exploración y luego a la explotación, aun sin tener rentas absolutas de la magnitud de los países OPEP, pero disfrutando de las medidas de regulación de la producción que los ‘productores directores’ se fijaron. Así, la renta absoluta “creo” nuevos yacimientos que “ponen en peligro la magnitud misma de la renta absoluta.” (1988, 87-88).⁶

parecen contar con otros competidores capaces de regular su precio y por ende su oferta, pareciendo que ésta más bien regulada por el desarrollo técnico, en términos de ahorro del consumo. Por otro lado, en el caso del petróleo, este no es sólo recurso energético es también materia prima industrial importante sin sustituto hasta el momento.

⁵ El término exacto sería de otros países poseedores de reservas, se dejó el término terrateniente por respetar el usado por el autor.

⁶ Este planteamiento parece bastante sólido y explica porque grandes productores como: México e inclusive Noruega y la antigua URSS, no entraron a ser parte de la OPEP. Ya que disfrutaban de los beneficios de no estar regulados. Esto también parece explicar porque cuando los países OPEP rompen el pacto de cuotas, y aumentan la ya gran oferta de crudo, quiebran el precio llevando el mercado a los precios que actualmente existen (US \$ 12 a 14 por barril). Es por ello que hoy algunos países OPEP(Arabia Saudita y Venezuela) llaman a otros grandes productores NO OPEP(Como México y Noruega) para buscar un acuerdo de cuotas que permita levantar el precio. Otros coinciden con este planteamiento al ubicar la contradicción en la que

Si aceptamos que la propiedad territorial ha sido la relación social directora del mercado petrolero en el ámbito mundial después de 1970, podremos entender porque hoy muchos países, entre ellos Colombia, tienen una concepción de tipo rentista frente al negocio petrolero, en la cual la explotación se plantea como la obtención de dividendos, que desde la perspectiva del petróleo como recurso energético. Ahora la visión rentista irá en contravía de la que propende por una gestión energética sostenible⁷; si no se garantiza que parte importante de la renta se reinvierta, para dejarle a las generaciones futuras en contraprestación del recurso explotado otro bien que puedan usufructuar. Pues como dice Marx : “Ni la sociedad en su conjunto, ni la nación ni todas las sociedades que coexistan en un momento dado, son propietarias de la tierra. Son simplemente, sus poseedoras, sus usufructuarias, llamadas a usarla como *boni patres familias* y a transmitirla mejorada a las futuras generaciones.” (Marx, 1894, 720). Este planteamiento es hoy el punto de lanza de la teoría de la gestión en la explotación de los recursos, sobre todo de aquellos no renovables. De allí que la explotación de los recursos, especialmente de aquellos no renovables debe estudiarse desde una perspectiva más amplia que la teoría de la renta del suelo.

3.2 La concepción de propiedad particular del subsuelo

La concepción de la propiedad particular del subsuelo es característica de los países anglosajones, y su origen se puede encontrar en la “common law”, que data del siglo XI. Con base en ésta, se definieron la “real property” y la “personal property” cuya diferenciación permitió definir los procedimientos de transmisión de dominio sobre un bien. Por otro lado, la distinción entre los dos tipos de propiedad esta relacionada con el tipo de bien a que es aplicable, la “real property” es aplicable a la propiedad de la tierra y de los

incurría la OPEP al intentar manejar los precios controlando la oferta, lo que permitió que otros actores importantes pudiesen aumentar su participación en el mercado.

⁷ Aquí hay mucho que discutir si la sostenibilidad debe ser débil o fuerte, pero para este caso sólo se quiere sugerir que en principio la gestión debe tomarse desde una perspectiva sostenible. Más adelante vendrá una disputa de tipo política que va a determinar que tan fuerte es la sostenibilidad.

inmuebles; en tanto "personal property" es aplicable a todos los otros bienes (Caceres, 1985, 137-151).

Como consecuencia de la evolución del régimen de propiedad, se consolidó una tradición en los países Anglosajones, según la cual, el derecho de propiedad es sagrado. Esto ha permitido que se consolide toda una estructura jurídica, para la cual no hay restricción sobre el derecho de propiedad; y así el suelo, el subsuelo y los recursos que en él se encuentren, son de quien posea el título de propiedad. De tal forma que, éste podrá explotar dichos recursos buscando el máximo beneficio. Este sistema parece haber sido bastante exitoso en Estados Unidos. Allí, ha florecido la Industria petrolera en forma significativa como consecuencia de la iniciativa individual, la cual ha generado desde una etapa muy temprana de la explotación toda una dinámica industrializante, en la que se ha organizado el negocio de forma integral para buscar el máximo beneficio. No obstante, mayores niveles de industrialización no garantizan un mayor beneficio colectivo en términos económicos ni de racionalidad en la explotación del recurso. Ya que, este modelo tiene implícita la competencia perfecta; según la cual, todos los agentes concurren al mercado en unas condiciones de igualdad, y que el beneficio de un individuo no afecta el de los otros⁸. Esto no se ha verificado nunca, y el desarrollo de la industria petrolera norteamericana pudo democratizarse después de fuertes luchas contra el monopolio impuesto por Rockefeller⁹.

El debate de fondo sobre este modelo de propiedad es si un bien que ha sido entregado por la naturaleza, pueda ser reconocido como propiedad de un sólo individuo; inclusive, en detrimento de las posibilidades de la mayoría, sin tener en cuenta a las generaciones futuras. Adicionalmente, los debates actuales sobre efectos en el medio ambiente por la explotación de recursos, ha puesto sobre el tapete la discusión de si el dueño de cierto recurso además de usufructuar para sí un recurso que ha sido provisto por la naturaleza, tiene también derecho a deteriorar el medio ambiente que es reconocido como patrimonio de la humanidad. Así, el propietario del recurso se apropia también del medio ambiente; ya que, la

⁸ Esto se conoce como el óptimo de Pareto.

actividad productiva que realiza lo degrada, y él no invierte parte de su ganancia en entregarlo como estaba antes de la explotación. En este sentido, en el esquema de propiedad individual del subsuelo es difícil lograr una racionalidad desde el punto de vista del uso energético, en sentido definido antes; porque prima la racionalidad económica.

3.3 Marco general de la Contratación Colombiana.

A continuación se propone una discusión acerca de la concepción del modelo contractual colombiano, y una lectura del contrato de Asociación. Este ejercicio es importante porque de él se pueden proponer algunos parámetros, con base en los cuales se analice la política petrolera colombiana desde su concepción, buscando de alguna manera romper con una vieja costumbre de discutir sólo los asuntos operativos de dicha política, y no la concepción que la inspira. Por ello abordemos en primer lugar un par de categorías básicas para el análisis político de la contratación.

3.3.1 Subsuelo de la Nación o del Estado ?

La exploración del bloque Samore, parte del cual está ubicado en territorio de los indígenas UWAS, puso sobre el tapete la problemática de las minorías étnicas en Colombia, y su relación con el entorno y con la explotación de los recursos naturales presentes en su territorio.

Intentemos precisar esta problemática con base en el análisis de las constituciones de 1886 y 1991; así como en los planteamientos de literatura especializada sobre los conceptos de Estado, Nación y Estado - Nacional.

⁹ Para ampliar este aspecto véase YERGIN, Daniel. "La Historia del Petróleo". Buenos Aires : Vergara. 1992. Páginas 43 a 72.

Para iniciar, cabe preguntarnos, qué razones llevaron a los constituyentes de 1991 a entregarle la soberanía al Pueblo¹⁰, cuando antes residía en la nación¹¹?

Veamos como se definen cada uno de estos conceptos para pensar las posibles implicaciones de dicho cambio. Pueblo: “conjunto de personas de un lugar, país o región” (García, 1964, 849). Nación: “Conjunto formado por individuos a los que la unidad de territorio de origen e historia, de cultura, de costumbres o de idioma, inclina a la comunidad de vida y crea la conciencia de un destino común”(García, 1964, 712). Es claro que el segundo concepto es mucho más amplio y rico que el primero, pues contempla elementos esenciales como son la cultura (de la cual hacen parte el idioma y la cosmología), el origen, las costumbres; pero además de estos elementos que les son comunes a los individuos, los dota de un destino común. En el primer caso, las personas no tienen que reunir todas las características anteriores para cumplir la definición, sólo basta con hacer parte de un territorio país o región. Este asunto de la soberanía es esencial, ya que los artículos posteriores concernientes a la propiedad de los recursos van a estar supeditados a aquella categoría en la cual reside la soberanía.

Por otro lado, en el Artículo 7 de la Constitución de 1991, el Estado reconoce y protege la diversidad étnica y cultural de la nación colombiana. El análisis detallado de este artículo suscita las siguientes preguntas: ¿por qué si se reconoce la existencia de la Nación colombiana, no reside en ella la soberanía?. ¿Quién es primero el Estado o la Nación?. ¿Existe la Nación colombiana?. La respuesta a la primera pregunta puede estar en los artículos de la Carta Constitucional de 1991 que van a hacer alusión a la propiedad de los recursos de la Nación, más expresamente de los recursos naturales; recuérdese que la Constitución de 1991 fue redactada en un contexto mundial, en el que la globalización y la

¹⁰ El artículo 3 de la constitución política de 1991 dice “La soberanía reside exclusivamente en el pueblo, del cual emana el poder público. El pueblo la ejerce en forma directa o por medio de sus representantes, en los términos que la constitución establece.”

¹¹ El artículo 2 de la constitución política de 1886 decía “La soberanía reside esencial y exclusivamente en la nación, y de ella emanan los poderes públicos, que se ejercerán en los términos que esta constitución establece.”

política de reducción del tamaño del Estado eran los paradigmas que estaban marcando la pauta de los países. En ese sentido, era fundamental que se estableciera un control de los recursos naturales no renovables por parte de los gobiernos, para poder ofrecerlos a los inversionistas nacionales y extranjeros, interesados en invertir en la explotación de recursos naturales. Esto sólo se podía hacer si se entregaban los recursos de la Nación¹² al Estado; por lo que, posiblemente si la soberanía residiese en la Nación sería más difícil ofrecer estos recursos a los inversionistas, ya que habría personas de carne y hueso- las que constituyen la Nación que podrían cuestionar u oponerse a decisiones que se tomaran en ese sentido. Sin embargo, si la propiedad reside en el Estado, éste como categoría más 'etérea', no está constituido propiamente por personas sino por instituciones, que son administradas por los gobiernos de turno. Esto hace que la propiedad resida finalmente, para efectos prácticos en el gobierno, pudiendo éste decidir sobre la explotación de un recurso y sin que tenga contrargumentadores que se le puedan oponer a sus políticas, porque estaría protegido por la Constitución, y desde ese punto de vista estaría dentro de la legalidad.

Por otro lado, y esto se va a desarrollar en forma más amplia en la respuesta a la tercera pregunta, el concepto de Nación Colombiana parece más un reto que una realidad. Es por ello que después de la promulgación de la Constitución de 1991, se ha venido planteando desde diferentes escenarios la necesidad de trabajar por construir la nación colombiana. Puede haber sido posible entonces que los constituyentes para evitar una disputa sobre el asunto de la nacionalidad hubiesen decidido que la soberanía residiera en el pueblo, y así se evitaban el espinoso tema de la propiedad de la Nación en un escenario en el que ésta está por construir. Es posible que ambas cosas hayan determinado el asunto de que la soberanía residiera en el pueblo, ya que ambas, son de suma importancia.

La respuesta a la pregunta de quien es primero, si el Estado o la Nación, es una discusión bastante compleja; veamos la siguiente reflexión "el Estado ha hecho de la Nación un

¹² El artículo 4 de la constitución política de 1886 decía " El territorio, con los bienes públicos que de él forman parte, pertenece únicamente a la nación " en tanto la constitución política de 1991 en artículo 332 le otorga la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables al Estado veamos " Artículo 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes"

instrumento que se presta a múltiples usos. El Estado ha utilizado la Nación para consolidarse, legitimándose y reforzándose en nombre de la Nación. La Nación está así al servicio del estado, que la controla, y el Estado al servicio de la Nación porque la organiza.” (Delannoi, 1993, 14-15) y es que el Estado ha sido un ente más abstracto que la Nación ya que está constituido por instituciones que administran y organizan a la Nación, desde este punto de vista podría decirse que es primero la Nación que el Estado. Lo que sucede es que a su vez el Estado es administrado por los gobiernos que representan una ideología, la cual puede llevarlos a entrar en contradicción incluso con la Nación, en tanto ésta más que un fundamento u origen del Estado es vista más como un instrumento. Podría decirse entonces que es primero la Nación que el Estado¹³. Cabe por lo tanto otra pregunta y es: porqué se le adjudica a éste la propiedad de los recursos no renovables y del subsuelo si antes eran reconocidos como de la Nación colombiana ?

Esto ocurre porque este es un asunto político, ya que las características del Estado Nacional recogidas en la carta magna, son función de la correlación de fuerzas políticas que representan los constituyentes. Reconociendo entonces éste como un asunto político, debe trabajarse, para que en una futura reforma constitucional se le devuelva la propiedad del subsuelo y de los recursos no renovables a la Nación. Esto es necesario, porque ella está constituida por hombres de carne y hueso lo que hace que dicha propiedad resida finalmente en ellos.

La pregunta de si existe o no Nación colombiana es pertinente, ya que no parece muy claro que existamos como Nación, entendida ésta como el espacio económico del Estado¹⁴; de

¹³ Olga Mestre de Tobón en su texto “Maquiavelo y el nacimiento de la ciencia política moderna” presenta la siguiente cita de Lucien Fevre “pues el Estado.....el Estado de Maquiavelo se funda en un hecho histórico, de orden a la vez espiritual y material: la Nación. El autor del El Príncipe vislumbra en sus sueños un Estado aún confusamente definido...” luego concluye la autora “el fenómeno de la nacionalidad precede, pues, al del Estado Nacional, y al desarrollo del capitalismo”.

¹⁴ María Teresa Uribe en “Poderes y Regiones: Proclamas en la Constitución de la Nación Colombiana. 1810-1850”. Se pregunta acerca de la Nación y plantea: “La Nación moderna como espacio económico del Estado no existe: la circunscripción soberana no se formó, como en los Estados Nacionales clásicos, a través del desarrollo histórico de relaciones de mercado que se expandieron espacialmente desde unos núcleos de acumulación (zonas manufactureras y comerciales), definiendo el ámbito del mercado y de la soberanía del

allí, que el asunto de la propiedad del subsuelo y los recursos naturales no parece muy claro, la constitución del Estado Nacional exige la existencia de la Nación como comunidad de lengua, de tradiciones y de intereses culturales, además de que se manifieste como espacio económico del Estado. Esto cobra pertinencia y merece que se estudie, en forma detenida pues parece que no es muy claro que hallamos superado “la disgregación sociocultural del espacio territorial interno” de tal forma que seamos hoy un pueblo histórico que transite hacia la Nación¹⁵; siendo así, estaríamos en una situación muy similar a la de 1821.

Por otro lado, la concepción dominante hoy, ve al mundo como un escenario de mercado global, en el que los Estados - Nación tal como fueron concebidos por las revoluciones burguesas pueden ser rebasados. Esto llevaría a una nueva definición de reglas de juego entre las cuales el problema de la propiedad de los recursos está en el trasfondo de la discusión y es un asunto eminentemente político.

En el territorio colombiano tienen asentamiento diversas etnias, las cuales podrían entenderse como diversas naciones si se asume una visión “mítica” de nación¹⁶. Sin embargo, “los lazos entre etnicidad y nación no pueden sino comprenderse por referencia al

Estado; por el contrario en la Nueva Granada las relaciones de intercambio entre localidades y/o regiones no constituyen aún un espacio de mercado sustentado sobre el trabajo abstracto, y antes de que aparezca el agente portador de mercancías (tierra, capital y trabajo) que intercambia equivalentes en un mercado, aparece en el ámbito político su contrapartida; el ciudadano libre y abstracto, sujeto de derechos y deberes. De allí que la definición de fronteras (territorialidad) así como la ciudadanía resulten totalmente artificiales.”

¹⁵ Ibid pag 73 Sobre el asunto de la independencia de la Gran Colombia en 1821, la autora plantea “ la disgregación sociocultural del espacio territorial interno que no logra configurar un pueblo histórico que transite hacia la nación, sino varios pueblos históricos que se reconocen en su particularidad y se diferencian a veces agresivamente de los demás.”

¹⁶ John Crowley discutiendo el asunto de etnicidad y nación en el texto ‘ Teorías del nacionalismo ’ plantea: “Ante todo, la nación, bajo la influencia de la Revolución francesa y de las ideas de soberanía nacional, se concibe como “ cierta manera de agrupar a los hombres en sociedad ” (Boudon et al 1989, pag 138). Esta visión es universalista: la organización nacional no es propia de ningún grupo de hombres, y nada se opone en principio a la redefinición de sus fronteras hasta englobar, eventualmente, al conjunto del género humano (Finkelkraut, 1987). En seguida, de manera a primera vista incompatible, la nación es una cierta manera de insertar un grupo humano en la historia, de darle una estructura independiente de tal o cual individuo, de definirlo por oposición a otros grupos humanos. Esta concepción que, tomada aisladamente, apenas se distingue de la etnia tal como se ha definido más arriba, corresponde a la dimensión “ mítica ” de la nación (A. Smith, 1988, pag.9). Es muy evidentemente, particularista”

estado" (Delannoi, 1993, 271), pero el elemento esencial, es lograr una reconciliación entre lo universal y lo particular¹⁷.

Estamos en un momento histórico bastante particular en el país, dado que se va entrar en un proceso de negociación con los grupos insurgentes, lo cual va a llevar a una redefinición de reglas de juego para buscar una recomposición del Estado que concilie los distintos poderes locales y regionales, y las diversas cosmologías que habitan este territorio. Por lo tanto, el proyecto de Estado - Nación que surja de este proceso debe abordar el asunto de la nacionalidad y la etnicidad; y su relación con la propiedad de los recursos con sumo cuidado, si se aspira a lograr unas reglas de juego claras a las que puedan jugar todos los actores de este drama.

La discusión antes planteada tiene como propósito ubicar, que los asuntos jurídicos y constitucionales descansan finalmente sobre elementos de tipo político, los cuales a su vez determinan o pueden también ser determinados por los intereses económicos de los grupos en pugna. En el momento actual la discusión sobre la relación entre los conflictos étnicos y la redefinición de los Estados-Nacionales en un mundo cada vez más globalizado está al orden del día. Los conflictos más agudos del mundo actual, tales como los de Europa Oriental, del medio Oriente, de Africa; así como el conflicto de las minorías étnicas colombianas con el Estado, dan cuenta de ello y muestran que tal asunto es relevante no sólo en el mundo sino también en Colombia.

Después de las precisiones realizadas anteriormente, discutiremos a continuación el modelo contractual colombiano tratando de precisar su concepción, y algunas ambigüedades de tipo técnico del contrato de Asociación colombiano. Veamos:

¹⁷ Ibid Pag. 271 mas adelante el autor plantea "la dimensión teórica del vínculo entre nación y etnicidad es, pues compleja. La " síntesis " nacional que fue, según muestran los desarrollos vistos más arriba, una de las consecuencias importantes de la construcción histórica de los Estados-nacionales europeos en los cuales se

3.3.2 El Modelo Colombiano

3.3.2.1 Concepción: Los esquemas de contratación Colombianos desde el contrato de concesión de principios de siglo, hasta el contrato de asociación actual, han estado concebidos desde el esquema rentista; la función del Estado ha sido simplemente entregar el recurso y recibir en contraprestación una participación en regalías, impuestos y en un porcentaje del negocio, debido a que el subsuelo era propiedad de la nación (hoy es propiedad del Estado), y a que el país no estaba preparado técnicamente para explotar sus hidrocarburos al principio de la industria. Adicionalmente, no existía una mentalidad nacionalista que evitara la entrega por parte del Estado Colombiano, de extensas áreas del territorio nacional a particulares en pago de deudas o por amistades. Posteriormente, no obstante, el esquema de contratación evolucionó corrigiendo muchos de los vicios originales, y el país ganó capacidad técnica y conocimiento del negocio, la contratación petrolera en Colombia sigue concibiéndose desde la perspectiva rentista, dado que la propiedad del subsuelo esta hoy en manos del Estado y la captura de una mayor ganancia por la vía del valor agregado sigue siendo secundaria, primando la ganancia inmediata fruto de la venta de productos sin valor agregado. Además, la empresa estatal es tomada como un intermediario entre el Estado y los empresarios extranjeros, por lo cual sus funciones se limitan a valorizar los recursos -mediante inversiones iniciales en sísmica- para venderlos y generar ingresos para el país. No tiene así aquella un papel protagónico en el descubrimiento de nuevas reservas, ni en la transformación del crudo en productos industriales para consumo nacional y de exportación, sino que, se dedica fundamentalmente a operar campos viejos, viejas refinerías y a recibir la cuota que le corresponde de los campos nuevos para exportar el crudo de mejor calidad al mercado internacional.

Es por las anteriores razones que el modelo de contratación colombiano es en esencia rentista.

plantea de manera aguda el problema de las minorías étnicas surgidas de la inmigración, puede concebirse como una reconciliación de lo universal y lo particular.”

3.3.2.2 Evolución de la contratación Colombiana.

Si se analiza la evolución del modelo colombiano se encontrarán argumentos adicionales que refuerzan los planteamientos antes presentados, sobre la mentalidad rentista del estado colombiano. Veamos: entre 1905 y 1951 en el que las multinacionales eran quienes tenían las riendas del negocio petrolero, llegando inclusive a decidir los términos de la contratación laboral de nacionales. Entre 1951 y 1974 como fruto de la creación de Ecopterol por la reversión de la concesión de Mares, se continúa con el esquema de contrato de concesión pero se empieza también a contratar bajo el esquema de Asociación, ya que se tiene una empresa estatal que puede establecer este tipo de contratos con socios nacionales o extranjeros. Sólo hasta 1969 la empresa estatal puede hacer exploraciones por cuenta propia por lo que puede empezar a soñar con organizarse de manera vertical, la figura 3.2 discutida antes muestra que la relación reservas-producción cae de 44 a 18 años en este período, esto quiere decir que se está extrayendo crudo a una tasa mayor de la que se está descubriendo¹⁸. Un tercer período iría desde 1974 hasta 1989 en el cual todas los contratos firmados son de Asociación¹⁹. Un cuarto período iría desde 1989 hasta hoy, dado que en ese año se hizo un cambio importante en la reglamentación de la distribución de la producción para yacimientos gigantes; sin embargo, los términos contractuales han tenido otras dos modificaciones después de 1989, una en 1995 y la última en 1997. Las últimas dos reformas han buscado 'incentivar' la inversión en exploración entregando mayor rentabilidad a las multinacionales; así, la reforma de 1995 introdujo el factor R cambiando la distribución escalonada, lo cual representó un aumento de varios puntos de la tasa de retorno para las multinacionales y disminuyó la rentabilidad de Ecopetrol. La reforma de 1997 se enfocó a 'incentivar' la inversión en campos marginales, campos de gas y zonas 'frías', aumentado la rentabilidad de

¹⁸ Sería importante analizar la tesis propuesta por Jorge Villegas en este sentido de que Colombia ha sido visto como país reserva para las multinacionales y para los Estados Unidos, tiene o no vigencia y explica de alguna manera porque el 80% del área sedimentaria del país está sin explorar. Ver Villegas Jorge. *Petróleo Oligarquía e Imperio*. Santa fe de Bogotá. Ancora Editores. Página 327.

¹⁹ El doctor Barreño plantea que se ha presentado un proceso paulatino de ganancia en términos contractuales, de tal suerte que el país ha ganado mayor autonomía en el manejo de su política petrolera (Barreño, 1998)

las multinacionales. Adicionalmente, se han tomado otras medidas como hacer del transporte un negocio independiente del realizado para explotar el campo (véase el caso de OCENSA) y también se han realizado cambios en los precios de compra del crudo nacional a las multinacionales. Además se ha obligado a Ecopetrol a reembolsar el 50% de los pozos que resulten secos en el período de exploración, se ha cambiado el pago en pesos por dólares. Todas estas medidas, sumadas al debilitamiento paulatino de la estatal petrolera por vía del traslado de dividendos al Estado, muestran que no obstante el Estado colombiano reciba mayor porcentaje de participación en el negocio, esto no necesariamente se traduce en mayor capacidad e independencia para manejar el negocio²⁰.

Pasemos ahora a discutir algunas Imprecisiones de tipo técnico presentes en el Contrato de Asociación Colombiano.

3.3.2.3 Algunas Imprecisiones del Modelo de Contrato de Asociación Colombiano A continuación se presenta un análisis de las imprecisiones encontradas en el modelo de contrato de Asociación Colombiano; el texto base de trabajo es un documento publicado por la Contraloría General de la República de Colombia en 1997, en que se presenta el contrato de 1974, y sus modificaciones de 1989, 1994 y 1995. El objeto de este análisis es llamar la atención sobre los elementos implícitos o explícitos que el autor observa en algunas cláusulas, y que tienen ambigüedades que pueden afectar los intereses de la Nación. Veamos:

3.3.2.3.1 Definición de Gas Natural: La definición presentada en la página 6 no es muy precisa, esta dice “Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, compuesta por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos”²¹; sin embargo una definición

²⁰ Dada esta situación los planteamientos del doctor Pérez Barreño en el sentido de mayor autonomía y capacidad para el manejo del negocio, no parecen del todo ciertos, de tal suerte que la política petrolera colombiana parece más compleja de lo piensa el citado autor.

²¹ El modelo de contrato de asociación pag. 4 presenta definiciones para gas asociado y para gas no asociado y sólo deja explícita la composición en el segundo caso en donde dice “gas natural no asociado” son aquellos hidrocarburos producidos en estado gaseoso en superficie y reportados a condiciones estándar, con valore

técnica como está debe expresar explícitamente los porcentajes en los que están presentes los “miembros más volátiles”, ya que no es lo mismo un gas con el 99 % de Metano(CH₄), que otro con un 99 % de Propano(C₃H₈) o Butano (C₄H₁₀). Los porcentajes en que estos compuestos se encuentren presentes en una mezcla de hidrocarburos, determinará la calidad de la misma, lo cual se traduce finalmente en precio. Veamos la siguiente clasificación:²²

Cuadro 3.1. Composición de gases Naturales

Componente	Símbolo	Porcentaje Molar---			Poder Calorífico. BTU/Pie Cúbico/ 60 °F
		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	
Metano	C ₁	27.52	59.52	97.17	909.1
Etano	C ₂	16.34	5.36	1.89	1617.8
Propano	C ₃	29.18	4.71	0.29	2316.1
Iso-Butano	i-C ₄	5.37	2.03	0.13	3001.1
N-Butano	n-C ₄	17.18	2.39	0.12	3010.4
Iso_pentano	i-C ₅	2.18	1.8	0.07	3698.3
N-Pentano	n-C ₅	1.72	1.61	0.05	3707.5
Hexano	C ₆	0.47	2.60	0.04	4403.7
Heptanos	C ₇	0.04	19.98	0.24	5100.2

Puede verse que los poderes caloríficos varían bastante de un compuesto a otro, lo que implica que el poder calorífico de la mezcla depende del porcentaje en que se encuentre cada compuesto. Si por otro lado, tenemos en cuenta que los propanos, butanos y pentanos son los principales componentes de las gasolinas; entonces, un Gas rico en estos compuestos, como el asociado (o el del Piedemonte Llanero Colombiano), es mejor aprovechado en la producción de gasolinas que como fuente primaria de calor; en tanto que, un gas seco por

promedio (ponderados por producción) relación inicial gas/aceite mayor a 15000 pies cúbicos de gas de cada barril de hidrocarburos líquido y una composición molar de heptano plus (C₇⁺) menor de a 4%.

ser tan pobre en estos componentes es más apropiado como fuente primaria de calor. En este sentido sería conveniente introducir en el modelo de contrato una definición de Gas Natural que tome en cuenta los poderes caloríficos y los porcentajes en que se encuentran presentes los diferentes carbonos en la mezcla. Esto permitiría precisar diferentes tipos de Gas Natural y determinar el mejor uso para cada uno de ellos.

3.3.2.3.2 Función de Operador: La modificación hecha al contrato en 1989 amplía la función del operador de ser sólo explotador, a tener también la función de exploración. A qué se debe este cambio, si antes el contrato había asumido que el operador era distinto del asociado?. Será porque en la mayoría de los casos el operador era el mismo asociado ?. En aquellos casos en que el operador no es el mismo asociado, las labores de exploración en áreas cercanas al yacimiento comercial descubierto que estén dentro del mismo bloque contratado, serán ejecutadas por el operador y no por el asociado, esto implica que la rentabilidad del negocio debe ser tal que justifique la contratación de un operador independiente; sin embargo, este no es el caso más común en el país. Si el país no trabaja con este esquema, qué sentido tiene entonces mantener esta cláusula ?.

3.3.2.3.3 Reembolso de costo de pozos secos: El efecto de reembolsar la mitad del costo de perforación de un pozo seco cuyo costo sea de US\$ 40.35 Millones para un yacimiento gigante de 850 millones de barriles, puede mejorar hasta en 1.8 puntos la TIR de la multinacional, y disminuir hasta en 4.5 puntos la TIR de Ecopetrol dependiendo del precio del crudo. Si el yacimiento, es de 280 millones de barriles la TIR de la Asociada puede incrementarse hasta en 3 puntos y la de Ecopetrol caer hasta en 5 puntos, y para yacimientos pequeños de 32 millones de barriles este efecto incrementará la tasa de retorno de la Asociada en 8.5 puntos y caer la de Ecopetrol en 10 puntos. Esto muestra la mejora en contractual para la multinacional se hace sacrificando de la empresa estatal en aras de mejorar la competitividad del contrato. Como puede observarse a medida que el yacimiento

²² En: Gas Production Operations. H. Dale Beggs. p. 12.

es más pequeño el efecto es mayor; ya que, como las reservas son menores, los flujos de caja serán menores.

3.3.2.3.4 Cálculo de factor R: El factor R se define de la siguiente forma:

$$R = IA / (ID + A - B + GO)$$

Donde: IA: Ingresos acumulados de la Asociada.

ID: Inversiones de Desarrollo Acumuladas.

A : Costos directo de exploración en que ha incurrido la Asociada.

B : Reembolso de los costos de exploración de la asociada.

GO: Gastos de Operación acumulados.

Dado que estos parámetros afectan el valor de R, el cual determina la participación de la Asociada en la producción, sería conveniente hacer un ejercicio en el cual se vea como varía R al cambiar alguno de estos parámetros. Para iniciar, asumamos que existe buena fe (cosa poco probable entre negociantes) y que los parámetros IA, A y B no varían, y que por lo tanto sólo pueden variar ID y GO. En primera instancia, y dado que el contrato es bastante explícito al anotar que “Dentro de los gastos de Operación quedan incluidas las contribuciones especiales o similares que tengan aplicación directa sobre la explotación de hidrocarburos en el área contratada”, cabe la siguiente pregunta : quién y bajo qué criterio define qué es “aplicación directa sobre la explotación de hidrocarburos” ?, porque una empresa puede realizar obras de infraestructura en zonas de explotación que mejoran su imagen corporativa e incluir estos gastos en el factor GO cumpliendo así con una función del Estado y quedando ante las comunidades locales como una gran benefactora ?; por ejemplo, con la construcción de una carretera, un puente, una escuela u otra obra podría resultar un buen negocio para la asociada?, Hagamos un ejercicio: Sea $J = ID + A - B$, entonces $R = IA / (J + GO)$, asumiendo J constante, para que $R < 1$ se requiere que $J + GO > IA$, en este el socio participa con el 50 % de la producción después de regalías, veamos que gana la Asociada si incurre en gastos que le permitan mantenerse el $R \leq 1$.

Cuadro 3.2. Efecto de cambio en los gastos de operación sobre el factor R

Caso	IA (US \$ Mill)	J (US \$ Mill)	GO (US \$ Mill)	Δ GO (US \$ Mill)	Vol. Pro. Miles BPD	Factor R	Δ Vol. Gan. (Miles BPD)
1	350	280	69	1	100	1.00286	0.2857
2	355	280	72	3	100	1.00852	0.844
3	360	280	75	5	100	1.0141	1.3904
4	390	280	87	25	100	1.063	5.9266
5	425	280	95	50	100	1.1333	11.7647

Fuente: el autor

Dependiendo del precio del petróleo, veamos cuál sería la ganancia diaria y el tiempo en se recuperaría la inversión asumiendo un precio de US \$ 15 por barril.

Pero recordemos que, si la multinacional invierte 50 millones de dólares, Ecopetrol debe también invertir 50 millones y no recibe a cambio incremento en la producción, ya que ésta sólo funciona para la asociada, es así como a Ecopetrol no le conviene invertir puesto que no gana nada, en tanto a la multinacional lo que le conviene es hacerlo. Este es un asunto al que hay que prestarle sumo cuidado; así para altas inversiones como es el caso de la perforación de una pozo de 50 millones de dólares la inversión se libraría en nueve meses y medio por el sólo efecto que tiene dicha inversión sobre el factor R (este negocio sería de una rentabilidad del orden del 30% efectiva anual). En el caso de “pequeñas inversiones” Menores de 7 millones de dólares, entre las cuales pueden estar estrategias de “ayuda” a las comunidades locales, con el propósito de mantener la imagen corporativa y garantizar la extracción de hidrocarburos, por lo cual dichas inversiones pueden ser señaladas como “contribuciones especiales o similares” y por lo tanto, pueden afectar el factor R, la rentabilidad podría llegar a ser del orden del 50% y si consideramos que una rentabilidad del 18% es bastante buena en el mercado internacional, invertir para afectar el factor R resultaría un excelente negocio. Véase cuadro 3.3

Cuadro 3.3 Recuperación de la Inversión por cambio de gastos de Operación

Caso	Inversión US \$ Millones	Ganancia Diaria US \$	Tiempo Rec. Inver. Días (Meses)
1	1	4285.5	233 (7.7)
2	3	12660	237 (7.9)
3	5	20856	240 (8)
4	25	88899	281 (9.4)
5	50	176470	284 (9.5)

Fuente: el autor

3.3.2.3.5 Concepto de Hidrocarburo Principal: La cláusula 14.2.5 que dice: “ En el caso de que un campo produzca petróleo crudo y gas conjuntamente, para aplicar la anterior tabla de distribución, la producción total acumulada que se tendrá en cuenta será la del hidrocarburo principal de acuerdo con la autorización que el Ministerio de Minas y Energía otorgue para la explotación de dicho campo. Con el fin de determinar la producción total acumulada, la medida para el gas equivalente es la cantidad de 7000 pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo” crea varias inquietudes; por ejemplo, el concepto de “Hidrocarburo Principal” en la determinación del volumen de hidrocarburos que le corresponde a cada parte, crea ambigüedades que técnicamente no tienen sentido, ya que es posible medir los volúmenes de líquido y gas y repartirlos proporcionalmente después de regalías; sin embargo, la introducción de este concepto crea una ambigüedad que se presta para fuertes disputas dado que, por ejemplo, un yacimiento de condensado (como parece que son los del Piedemonte Llanero Colombiano), el líquido producido y el que se puede obtener después de tratado el gas, es bastante más valioso que el gas remanente; y nadie, por torpe que fuese vendería el gas rico a precio de gas natural y despreciaría un porcentaje de líquido considerable (que puede llegar a ser del 45 %) el cual es prácticamente gasolina. Hay aquí entonces una gran ambigüedad que favorece poco al país ante una perspectiva

como la que se abre en el Piedemonte con los yacimientos de condensado; ya que, en estos puede producirse bastante gas, pero también un líquido bastante valioso y el término de “hidrocarburo principal” (inventado quién sabe por que leguleyo de este país) en el contrato se presta a disputas jurídicas que pueden hacer que el país pierda una buena cantidad de recursos, pero que desde el punto de vista técnico no tiene mucho sentido; ahora, para efectos del negocio, lo que importa es lo que se vende en el mercado internacional que es petróleo, gasolina, combustóleo, o gas; es por esto, por lo que se pagan los dólares y son estos los que finalmente se reparten en cualquier negocio. Allí jamás se vende un producto que se liquida con base en el “Hidrocarburo Principal” porque los leguleyos allí parece que no encuentran trabajo. Por otro lado, el valor de la relación Gas-Petróleo de 7000 pies cúbicos estándar por barril de petróleo no tiene porque ser única, ya que ella es propia para el crudo de cada yacimiento, variando bastante entre un crudo y otro, encontrándose en un intervalo entre 0 y 12000 pies cúbicos normales por barril de petróleo (Pérez, 1977). En este sentido, esta cláusula debe ser retirada del contrato, ya que no aporta mayores beneficios en cambio si puede prestarse para fuertes disputas jurídicas que le pueden costar mucho al país.

3.3.2.3.6 Son los oleoductos parte del negocio y del contrato ?: La cláusula 26 dice “Terminado el contrato de acuerdo con la cláusula 24, en período de exploración o en el de explotación, la Asociada dejará en producción los pozos que en tal fecha sean productores y entregará las construcciones y demás propiedades inmuebles de la cuenta conjunta (ubicadas en el área contratada), todo lo cual pasará gratuitamente a Ecopetrol con las servidumbres y bienes adquiridos en beneficio del contrato, aunque aquellos se encuentren por fuera del área del área contratada.”; la modificación de 1989 agrega lo siguiente: “ y entregará las construcciones, oleoductos, líneas de transferencia y demás propiedades inmuebles de la cuenta conjunta” Porque en el caso de los yacimientos del Piedemonte se separó el negocio del transporte y se le entregó a un consorcio (OCENSA)²³, que por un lado tiene derecho de operación por noventa y nueve años (99), y por otro, podrá fijar el precio de transporte muy por encima del razonable puesto que es un monopolio. Finalmente los contratos realizados

²³ Alvarez demuestra que en éste negocio el país perdió más de \$US 900 millones, ya que Ecopetrol pasó de pagar por concepto de transporte \$ US 1.3 por barril a pagar \$ US 2.8 por barril

con los campos del Piedemonte por OCENSA se hicieron con base en cuotas mínimas de transporte para lograr hacer viable el negocio de oleoducto. Que pasa si tales cuotas no se pueden cumplir?. Quién pierde?. En este caso no se ha desvirtuado el contrato?.

Tal y como están las cosas las decisiones de desarrollo de campos pequeños en el Piedemonte llanero colombiano no serán tomadas por Ecopetrol o el ministerio de Minas y energía, sino por los socios de OCENSA; ya que, son ellos los que deciden si el transporte hace viable el proyecto o no, de acuerdo con las expectativas de rentabilidad que tengan en el negocio del transporte. El flujo neto de caja para el negocio del Oleoducto es función del precio del transporte y de las cuotas de transporte pactadas. En este sentido, un costo de transporte de 3.2 dólares por barril y un transporte promedio de 400.000 barriles por día, dará una tasa de retorno de 11% que puede considerarse buena para un negocio de riesgo cero, si se tiene en cuenta que, la rentabilidad de los bonos del tesoro americano oscila entre 5 y 6%.

3.3.2.3.7 Capacidad Económica y Técnica de quien adquiere un contrato ya adjudicado: como el Contralor General de la República lo anota en la cláusula 27 que trata de “DERECHOS DE CESIÓN”, “se suprimió el requisito de capacidad económica y técnica y se cambio por visto bueno previo del Ministro de Minas y Energía y del presidente de Ecopetrol.” En el caso de traspasar de bienes de una compañía a otra, esto es bien preocupante porque el requisito de capacidad técnica y económica es lo mínimo que se puede pedir a una compañía que esta interesada en adquirir bienes que son de propiedad de la Nación Colombiana (hoy del Estado), ya con el grado de corrupción del país y dado que los ministerios y la presidencia de Ecopetrol, son puestos políticos no es conveniente que una decisión de algunos millones de dólares esté sujeta sólo a las firmas de los funcionarios antes nombrados. Debería buscarse un mecanismo que garantice mayor control sobre la transferencia de bienes de una compañía a otra.

3.3.2.3.8 Capacidad de Ecopetrol para estudio de propuestas: el numeral 3 de la cláusula 27 dice “ Si la Asociada solicita a Ecopetrol autorización para el traspaso total o parcial de este contrato y transcurren más de sesenta (60) días calendario después de recibida por Ecopetrol la solicitud correspondiente por escrito certificado, sin recibir respuesta negativa, se entiende para todos efectos que la solicitud ha sido aceptada, siempre que en tal solicitud se invoque esta cláusula.” Indiscutiblemente la Asociada tiene todo derecho de que se le responda de forma oportuna su solicitud, pero quién garantiza que esta cláusula no se preste para corrupción ?; por ejemplo, qué sanciones trae una falta por una omisión de este tipo para el funcionario de turno responsable de tal decisión ?. Por otro lado, cómo evitar que las compañías especulen con un yacimiento encontrado, y cómo se controla la venta de acciones de una empresa que entre a explorar en el país ? Una solución es exigir declaración de renta a quienes compran y venden derechos de contratos en Colombia.

3.3.2.3.9 Preservación del Patrimonio Cultural de Comunidades indígenas del país: Qué responsabilidad cabe a las multinacionales en la preservación del patrimonio cultural de las comunidades indígenas del país?. El caso de los indígenas Uwas ha puesto de manifiesto la problemática de las comunidades indígenas. Sería importante que el contrato dedicara al menos una cláusula en la que se hiciera explícito el respeto que deben las multinacionales por el patrimonio cultural y la cosmología de las comunidades indígenas, cuando la exploración y posterior explotación de hidrocarburos se va a realizar en sus territorios o cerca de ellos. Esto con el propósito de buscar disminuir al máximo el impacto de la actividad petrolera sobre el entorno, con la construcción de vías de acceso, generación de migración hacia las zonas donde se desarrollan los campos; lo cual lleva, a que el impacto por la explotación de un recurso que es agotable acabe con las culturas autóctonas y haga desaparecer etnias únicas. Esto quiere decir, que se debe reglamentar el Artículo 7 de la Constitución en lo que tiene que ver con la explotación de los recursos minero - energéticos.

3.3.2.3.10 Capacidad Técnica de Nacionales: En la cláusula 32 parece asumirse que el personal colombiano no está suficientemente capacitado cuando se dice explícitamente “El

operador preparará adecuada y diligentemente al personal colombiano que se requiera para reemplazar el personal extranjero que el operador considere necesario...” qué se quiere decir con preparar ?. Porqué no es lo mismo que entrenar. Por otro lado, qué control se hace a la operadora para garantizar que no exista discriminación por los técnicos y los trabajadores colombianos?, dado que algunas empresas entre ellas la B.P. Exploration tienen diferentes remuneraciones salariales para personal extranjero y para el colombiano. Sería importante incluir en el contrato un tratamiento equitativo en este sentido. Por ello se debe proteger a los técnicos nacionales obligando a las empresas a remunerar equitativamente a nacionales y extranjeros dependiendo de sus funciones.

3.3.2.3.11 Transferencia tecnológica: La transferencia tecnológica como esta propuesta es una caricatura. Veamos: “32.3 Transferencia tecnológica. La Asociada se obliga a adelantar a su cargo un programa de capacitación dirigida para profesionales de Ecopetrol en áreas relacionadas con el desarrollo del contrato.” Quién dijo que un programa de transferencia tecnológica es lo mismo que un “programa de capacitación”. Si se incluye una cláusula de transferencia tecnológica es porque se está pensando que después de explotado el recurso algo debe quedarle al país, y ese algo tiene que trascender mucho más allá de una “capacitación” a unos cuantos funcionarios de Ecopetrol. Debe pensarse, por ejemplo, en involucrar a las Universidades, Institutos de Investigación y otras entidades del sector energético en proyectos de largo alcance como la evaluación de los yacimientos y el montaje de laboratorios de investigación que permitan fortalecer la base científico tecnológica del país.

3.3.2.3.12 Últimas Reformas: En Octubre de 1997 se hizo una reforma a la contratación petrolera partiendo de las siguientes premisas: la contratación debe ser flexible dadas las condiciones actuales de competencia de los países en el mercado petrolero mundial, por lo cual, los dos actores principales en este escenario son los países y las compañías. El cubrimiento exploratorio respecto al área sedimentaria total del país es pobre (del orden del 18%) concentrándose en cuatro de las dieciocho cuencas, por lo cual, el nivel de reservas actuales está sustentado en unos pocos yacimientos de gran magnitud, los cuales aportan el

70% de las mismas. Por estas razones, se espera que para el 2004 se pase a ser nuevamente importadores de crudo. Por otro lado, las reservas de gas son bastante modestas, por lo cual, se necesita el descubrimiento de nuevas reservas para lograr satisfacer la demanda generada en las políticas actuales del plan de masificación de gas y la generación térmica. Además, la actividad exploratoria ha decaído bastante en los últimos ocho años, esto no se ha presentado sólo en el país sino que ha sido un elemento común en todos los países. Finalmente, la contratación debe estar basada en la economía de cada campo.

Con base en estas premisas, se realizaron modificaciones en los siguientes factores: período de exploración, período de explotación, forma de reembolso de costos, factor R, forma de adjudicación. Además, se introdujo el tiempo de retención como un nuevo factor a ser tenido en cuenta. La variación de uno o varios de estos factores y los rangos de variación se definieron con base en la siguiente clasificación de áreas y campos: áreas activas, áreas inactivas, áreas con potencial para campos pequeños, producción incremental en campos de Ecopetrol; el impacto económico de estas modificaciones esta por evaluarse. Además, se está dando plena autonomía a Ecopetrol para subastar ciertas áreas cuando no exista interés privado bajo los términos de un contrato de adhesión.

De estas modificaciones surgen las siguientes inquietudes: Los bajos niveles de exploración son consecuencia de varias razones, de las cuales la de más peso es el bajo nivel de precios del petróleo, cuya tendencia en los últimos tres años ha sido a la baja; no se entiende por qué se asume que los bajos niveles de exploración, son producto de que el contrato no sea atractivo. La política de incentivar el hallazgo de reservas de gas con propósitos de utilización doméstica, y generación térmica ha contado entre otros elementos con el tiempo de retención, cuyo propósito es fundamentalmente garantizar la existencia de un mercado que garantice la venta del gas; si asumimos que los efectos del fenómeno del Niño van a seguir siendo importantes, hay ya garantizado un buen mercado para generación térmica, pero afectando muy posiblemente el suministro de gas doméstico, con lo cual el precio tenderá al alza. Por otro lado, con el Niño viene la Niña la cual favorecerá esencialmente a las hidroeléctricas haciendo que las inversiones en térmicas tengan un alto costo cesante y

las ventas de gas para esta actividad se vean muy disminuidas. Pero el asunto tiene muchos bemoles, ya que si no hay suficiente gas, entonces, en época del Niño podría haber un apagón y altos precios de gas domiciliario; pero sí hay mucho, los precios del gas domiciliario van a ser posiblemente muy bajos. Esto incentivará mucho el consumo y la generación térmica podrá competir inclusive en época de la Niña con la generación hidráulica; lo cual afectará los ingresos de las empresas cuyo negocio es la generación hidráulica. Hay aquí asuntos que resolver para lograr una política energética nacional coherente.

Además en el caso de las subastas, qué mecanismos de control se van a implementar, para garantizar que estas sean transparentes ?, puesto que es obvio que las empresas pueden no ofrecer por un bloque, sino esperar hasta que salga a subasta para ofrecer una participación inferior a Ecopetrol.

3. 3.2.3.13 Un excelente clima para nuevas reformas Discusiones recientes han mostrado una gran preocupación del gobierno por garantizar que el petróleo siga siendo una fuente segura de ingresos fiscales, por ello se plantea “ cualquier discusión relacionada con la política petrolera vigente y los cambios propuestos a la misma tiene que partir de dos consideraciones ...La Primera está relacionada con el efecto que se generaría sobre las finanzas del Estado, en términos de déficit fiscal, si no se logra mantener el nivel de producción actual en el mediano plazo. ..La segunda está relacionada con el efecto que se generaría sobre la balanza de pagos del país un cambio en la condición de país exportador con que cuenta Colombia actualmente.”²⁴ Con base en esta argumentación, el gobierno propone flexibilizar los términos contractuales, disminuyendo las regalías hasta en un 75%, ya que podrían pasar del 20% al 5%. Siendo este último valor el que se aplicaría a la mayoría de campos que se descubran en Colombia, ya que por su tamaño son los de mayor probabilidad de ocurrencia. La preocupación gubernamental se entiende si se considera que el petróleo va a dejar de ser la primera fuente de divisas en 1999 aportando alrededor del

²⁴ Apartes de la ponencia presentada por la viceministra de hidrocarburos en el Foro Petrolero, realizado los días 17, 18 y 19 de Marzo en la Cámara de Representantes.

23% de las mismas a menos del 5% para el año 2003, esto exige el descubrimiento de alrededor de 2500 millones de reservas en los próximos cuatro años. La pregunta que cabe es, si la política petrolera colombiana se debe seguir trazando bajo este paradigma en un país que posee sólo el 0.3% de las reservas mundiales?. No sería más sensato hacer del petróleo materia prima de una industria fuerte que sea capaz de competir en el ámbito mundial e inclusive extraer crudo en otros países²⁵.

Los distintos conceptos y las ambigüedades técnicas discutidas, ponen de manifiesto que en la contratación petrolera colombiana hay todavía mucho que hacer, tanto en asuntos técnicos como legales y jurídicos. Igualmente, el modelo contractual colombiano esta concebido desde la perspectiva rentista, ya que allí, se deja implícita una empresa estatal que no opera, que no recibe una transferencia tecnológica real, y que debe sacrificar su rentabilidad en aras de 'incentivar' la inversión extranjera. De esta forma, más que una empresa rentable y autónoma, es un organismo del Estado responsable de recaudarle la renta que debe recibir por el negocio; es en este sentido, que el negocio petrolero en Colombia está concebido desde la perspectiva rentista.

²⁵ En este sentido la experiencia de Brasil es bastante ilustrativa, pues la compañía estatal de Brasil es hoy líder mundial en producción en aguas profundas y compite con las grandes compañías transnacionales por bloques exploratorios en diferentes partes del mundo. Actualmente la producción de Braspetro en Colombia alcanza los 30.000 barriles de crudo.

4. COMPETITIVIDAD DE LA CONTRATACIÓN COLOMBIANA

En este capítulo se discute la competitividad del negocio petrolero en Colombia teniendo en cuenta los siguientes aspectos: rentabilidad de los contratos, prospectividad, riesgo político, capacidad técnica de ECOPETROL y la capacidad técnico - científica del país en materia de hidrocarburos. Inicialmente se realiza un análisis de la rentabilidad del contrato colombiano y el de otros países, con el propósito de compararlos y saber cual es la competitividad financiera internacional para Colombia; se contrastan los resultados obtenidos con los del consultor internacional Pedro Van Meurs, luego se presenta la clasificación de la competitividad internacional propuesta por Petroconsultans, también consultor internacional, el cual diseña una clasificación teniendo en cuenta: términos fiscales, prospectividad y riesgo político. Luego se genera una discusión acerca de sí más que la competitividad del país, es también urgente una discusión sobre la competitividad de la empresa estatal, teniendo en cuenta que es ésta la responsable de negociar los hidrocarburos nacionales. Finalmente se analiza el desarrollo técnico- científico y su relación con la competitividad haciendo énfasis en el caso colombiano.

4.1 Competitividad Internacional de la Contratación Colombiana

Aquí se presentan los resultados arrojados por un modelo de simulación que calcula las tasas de retorno y las participaciones del gobierno en varios países que se consideran posibles competidores en el mercado internacional, estos mismos países son simulados con una base de datos del consultor internacional Petroconsultans (ver Anexo 2). La información de los términos fiscales de los diferentes países, con la que se realizaron las simulaciones fue tomada de la base de datos mencionada. Los cuadros 4.1 y 4.2 presentan los resultados obtenidos

Cuadro 4.1 Resultados simulaciones para yacimiento pequeño Simulación propia

(Precio US\$ 17)

País	Tamaño Yacimiento Millones de Barriles	TIR(Asociado) Porcentaje	Participación Estatal Porcentaje	Reservas Miles de Mill. Bll	Producción Barriles
Perú	50	21.93	72	0.800	120,000
Italia	50	21.75	76	0.729	108,300
Indonesia	50	11.11	89	4.979	1'380,000
Egipto	50	12.59	87	3.834	875,000
Ecuador	50	18.97	72	2.115	385,000
Australia	50	23.71	60	1.800	570,000
Argentina	50	24.35	70	2.588	835,000 *
Angola	50	24.64	82	5.412	715,000
China	50	25.77	70	24.000	3'210,000
Holanda	50	20.45	87	0.113	55,000
Nigeria	50	12.42	87	16.786	2'270,000
Venezuela	50	18.86	81	71.668	3'175,000
Yemen	50	14.86	88	4.000	365,000
Colombia	50	17.36	76	2.800	635,000

* Argentina de be ser diferente pues la única captura se hace hoy por la vía de los impuestos y unas regalías regionales.

Fuente : El Autor

De los datos presentados en las tablas 4.1 y 4.2, se puede observar que la tendencia de los resultados de la simulación propia y los de Petroconsultans (presentadas en el Anexo 2), es la misma. Sólo se presentan algunas diferencias en países para los que no se conoce de manera detallada el factor de distribución (en el Anexo 2 se puede observar la diferencia en tasas de retorno, presentada entre paréntesis). Puede verse como los valores obtenidos en el caso colombiano coinciden bastante, esto se debe a que se conoce el factor de distribución en forma precisa; en tanto que, para otros países se tomaron factores de distribución de bases de datos internacionales, las cuales muchas veces presentan rangos de variación de los

factores de distribución más que valores precisos de los mismos. Adicionalmente, puede verse que en casi todos los casos, los resultados de la simulación propia arroja mayores valores que las obtenidas de Petroconsultans, esto es debido a posibles variaciones en los factores de distribución.

Cuadro 4.2 Resultados simulaciones para yacimiento gigante simulación propia

País	Tamaño Yacimiento Millones de barriles	TIR(Asociado) Porcentaje	Participación Estatal Porcentaje	Reservas Miles de Mill. bls	Producción Barriles
Perú	750	18.56	71	0.800	120,000
Italia	750	27.71	76	0.729	108,300
Indonesia	750	13.48	81	4.979	1'380,000
Egipto	750	10.38	93	3.834	875,000
Ecuador	750	19.25	72	2.115	385,000
Australia	750	22.48	60	1.800	570,000
Argentina	750	33.4	65	2.588	835,000
Angola	750	14.02	90	5.412	715,000
China	750	22.28	77	24.000	3'210,000
Holanda	750	16.94	85	0.113	55,000
Nigeria	750	13.57	87	16.786	2'270,000
Venezuela	750	24.17	82	71.668	3'175,000
Yemen	750	11.33	92	4.000	365,000
Colombia	750	17.85	86	2.800	635,000

También puede observarse que existe una relación entre las reservas, las tasas de retorno, y las participaciones de los estados. De tal forma que, un país con reservas importantes tiene en general una alta participación del Estado, y una baja tasa de retorno. Así, Colombia en el

contexto internacional es más competitivo que países tal importantes en el mercado petrolero Internacional¹ como: Yemmen, Nigeria, Angola, Ecuador, Perú y Egipto; si se analiza la relación entre la tasa de retorno que ofrece y la magnitud de reservas que posee.

Comparando a Colombia con Venezuela, Argentina y China se observa una menor tasa de retorno; sin embargo, debe recordarse que el país posee una de las zonas 'calientes' más importantes del mundo, ya que allí se han encontrado en los últimos 18 años cuatro mil millones de barriles en tres yacimientos Gigantes (Caño limón, Cusiana y Cupiagua). Es importante precisar que, Venezuela y China tienen varias modalidades de contratos y aquí se analizó la más atractiva. Dada esta característica del país, Ecopetrol ha buscado con la reforma de octubre de 1997 diferenciar los términos contractuales, dependiendo de la cuenca en se encuentre el bloque ofrecido a exploración².

Por otro lado, el consultor internacional Pedro Van Meurs, propone una clasificación por estrellas de los modelos de contratación de los diferentes países. Se hace una analogía con la designación por estrellas para calidad de hoteles; así, un contrato que se designe como de cinco estrellas será el mejor, y el de una estrella será el peor. Veamos la clasificación:

Si se observa cuidadosamente la clasificación presentada en el cuadro 4.3 se puede verse que, los países (o zonas de países) clasificados como de cinco estrellas, que ofrecen los términos contractuales más favorables, son aquellos que no poseen grandes reservas; por lo cual, no son altamente atractivos para la exploración. También pueden darse casos como el de Inglaterra, que no obstante tiene importantes reservas, ofrece muy buenos términos fiscales. Esto se explica porque allí el petróleo es parte de una estrategia macroeconómica

¹ El profesor Alvarez muestra que Colombia ocupa el quinto lugar de favorabilidad entre los primeros veintitrés propietarios de reservas del planeta, según el criterio de lo que toma el gobierno. Véase Cambio y Globalización; Oportunidades y Retos para la Industria Petrolera Colombiana, Pontificia Universidad Javeriana. Páginas 120- 121.

² Esto parece bastante acertado si se considera que hay cuencas como: el Atrato, el Chocó-Pacífico, Amazonas y la del Cauca- Patía que están casi completamente inexploradas; en tanto, las del alto medio y bajo Magdalena, Catatumbo, Guajira y Llanos Orientales han tenido niveles importantes de exploración.

Cuadro 4.3 Clasificación por estrellas según Van Meurs

Cinco estrellas	España, Reino Unido, Argentina, Nueva Zelanda, Pakistán y Dinamarca
Cuatro estrellas	territorios noroccidentales de Canadá, Illinois, Perú, Australia(Costa afuera) y Estados Unidos(golfo de México - aguas profundas)
Tres estrellas	Filipinas, Estados Unidos (Golfo de México aguas poco profundas), Tailandia, China (Costa afuera), Malasia (aguas profundas), Nigeria(Costa afuera hasta 200 metros), Viet nam y Trinidad y Tobago (Tierra firme)
Dos estrellas	Kazakhstan, Alaska(Continente), Ecuador (términos regulares), Texas (costa afuera), Alberta (tercer...de petróleo), Holanda(términos de 1995), Noruega e India
Una estrella	Lousiana, Russia (PSC), Venezuela (nuevo modelo de contratación), Indonesia (términos de 1994), Malasia(convencional), Angola, Nigeria (delta del Níger), Siria, yemen-1 y Colombia

Fuente: El Autor

donde la industrialización del sector permite la captura de más recursos que los 'sacrificados' por los términos contractuales. Por otro lado, los países de mayor cantidad de reservas o de mayor expectativa en términos exploratorios(como Colombia), al ser más atractivos tienen términos contractuales más exigentes; así, la analogía del doctor Van Meurs, no parece muy aplicable, ya que, ubica los términos contractuales como si fuesen independientes de la geología, cuando son precisamente función de ésta; así, un país de geología pobre, puede regalar el petróleo que se encuentre en él, y nadie explorará, ya que, no es atractivo. Invirtiendo la analogía, es como si un hotel cinco estrellas en Alaska bajara un 80% sus tarifas para atraer los turistas que veranean en Acapulco o Florida; es claro que, ni con tarifas regaladas dichos turistas irían al Polo Norte; ya que allí no existe el sol que encuentran en el trópico.

En general, un análisis sobre competitividad debe considerar tres elementos que para las empresas multinacionales son fundamentales a la hora de decidir donde invertir, ellos son: Términos fiscales, Prospectividad y Riesgo.

Cuadro 4.4 Competitividad por países Propuesta por Petroconsultans.

Clasificación países 1er trimestre de 1999					
Clasificación	País	Indicador	Exp.& Prod.	Términos	Riesgo
		Completo	Actividad	Fiscales	Político
			50%	35%	15%
			Peso	Peso	Peso
1	Reino Unido	1,06	1,51	0,52	1,10
2	Estados Unidos	1,09	0,98	1,19	1,22
3	China	1,62	1,47	1,81	1,68
4	Canadá	1,70	1,72	1,98	0,97
5	Nigeria	1,84	1,63	1,59	3,16
6	Australia	1,87	1,70	2,46	1,03
7	Noruega	1,90	1,43	2,91	1,10
8	Indonesia	1,93	1,13	2,78	2,60
9	Argentina	1,97	2,27	1,97	0,97
10	Colombia	2,26	1,63	3,12	2,36
11	Angola	2,28	1,79	3,03	2,18
12	Argelia	2,29	1,45	3,40	2,50
13	Libia	2,37	2,27	2,68	2,00
14	Malasia	2,38	2,44	2,61	1,65
15	Italia	2,40	3,13	1,78	1,39
16	Irlanda	2,41	4,44	0,00	1,22
17	Rusia	2,41	1,88	2,76	3,39
18	Egipto	2,42	1,90	3,19	2,39
19	Holanda	2,44	2,84	2,60	0,72
20	Turquía	2,53	3,82	0,57	2,81
21	India	2,54	2,74	2,17	2,73
22	Brunei	2,54	2,89	2,78	0,84
23	Tailandia	2,62	3,24	2,27	1,37
24	Trinidad y Tobago	2,64	2,78	2,89	1,59
25	Austria	2,65	4,43	0,88	0,85
26	Emiratos Arabes Unidos	2,65	2,43	3,69	0,98
27	Gabón	2,67	3,56	1,72	1,90
28	Rumania	2,67	3,74	1,56	1,72
29	Pakistán	2,72	2,87	2,36	3,04
30	Polonia	2,74	3,70	2,03	1,20
31	Arabia Saudita	2,75	1,57	5,00	1,45
32	Irán	2,76	1,45	5,00	1,89
33	España	2,76	4,35	1,02	1,52

Fuente: Petroconsultans

En el cuadro 4.4 se puede observar la clasificación propuesta por Petroconsultants, la cual es lograda combinando los tres indicadores antes presentados. Allí, se puede observar como Colombia ocupa un lugar bastante privilegiado, ya que, es el décimo país del mundo y el segundo de América Latina³. Llama la atención como el país puede estar por encima de países como Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos e Incluso Libia. Si se analizan cada uno de los parámetros, se observa por ejemplo que, Colombia le gana a Emiratos Arabes Unidos y a Libia en actividad, lo cual llama la atención, ya que, la magnitud de reservas colombiana nunca se puede comparar con la de estos dos países. Es bastante probable que los descubrimientos que se han presentado en el país desde 1980 sean los que determinen la alta prospectividad en esta clasificación.

En esta clasificación se puede ver también que el riesgo político del país es bastante alto, aunque menor que el de competidores tan importantes como Rusia. Por otro lado, si Colombia flexibiliza los términos contractuales hasta tener las mismas condiciones que Argentina pasaría al sexto puesto de esta clasificación. La pregunta que surge es, qué gana el país estando en el puesto Sexto en vez que en el décimo ?

Un elemento que puede llegar a tener importancia en el análisis de competitividad internacional, es el papel de las exportaciones de crudo en la economía del país, ya que, los términos fiscales que tienen un peso del 35% en el indicador completo propuesto por Petroconsultants, van a depender de la necesidad que tenga el país de aumentar las exportaciones de crudo para mantener su balanza de pagos. Así, países como Inglaterra, Brasil o Argentina van a tener más estabilidad en los términos contractuales que Venezuela o Nigeria, ya que, en estos últimos el peso de las exportaciones provenientes del petróleo crudo es determinante en su economía, en tanto en los primeros no; esto hace que, los

³ Estos resultados contrastan con los planteamientos de Puyana Y Dargay quienes afirman que Colombia no es un país competitivo, dado el alto riesgo geológico y el alto porcentaje de participación del gobierno; por lo tanto, para poder competir el país va a tener que hacer sacrificios en la renta, para mejorar los términos fiscales. Ver PUYANA, Alicia; DARGAY, Joyce. Competitividad del Petróleo Colombiano: Una revisión de factores externos. Santafé de Bogotá: Creset; Colciencias. 1997. Ver páginas 198 a 211. También fue al criterio del ministerio de minas y energía para imponer la reciente reforma al contrato.

segundos países sean más vulnerables a los cambios del precio del crudo y por ende en momento de crisis del sector deben buscar competitividad flexibilizando los términos contractuales, ya que es el único parámetro que se puede cambiar en el corto plazo.

Es por esta razón que la política de la tecnocracia monetarista colombiana de hacer depender cada vez más la economía nacional de las exportaciones de crudo, es bastante equivocada; en efecto, a la larga lo que esta haciendo es poniendo a depender la economía colombiana de los precios internacionales del crudo, lo cual no parece muy aconsejable, ya que, la política petrolera colombiana terminará dependiendo de los precios del crudo. Así, en época de precios bajos las compañías dejarán de explorar y el país se verá abocado a una crisis fiscal si no incentiva la exploración, flexibilizando los términos contractuales. De hecho, toda la sustentación que se hace para cambiar la política petrolera colombiana en el actual gobierno, está soportada en la argumentación de que el país tendría una crisis fiscal si tal medida no se toma⁴.

Partiendo de la premisa de que, un país con pocas reservas de petróleo como Colombia no puede basar su economía en las exportaciones de crudo, y que debe tener una política petrolera agresiva que vaya más allá de buscar la competitividad flexibilizando los términos contractuales, surge la siguiente pregunta: Será que más que la competitividad colombiana, se debe pensar en la competitividad de la empresa estatal? Tratemos de avanzar sobre esta pregunta.

4.2 Dilema : país competitivo o empresa competitiva ?

Hemos discutido antes algunos elementos sobre competitividad internacional del negocio petrolero, se ha estimado que para hacer inversión extranjera se tienen cuenta tres criterios generales: prospectividad, riesgo político y términos fiscales.

⁴ Según Fedesarrollo " Los estimativos de largo plazo del gobierno central reflejan una recuperación de las finanzas entre 1999 y 2002 (explicada principalmente por la reforma tributaria de 1998 y por la recuperación de la economía desde 2000), pero muestran déficit crecientes a partir de 2003. Esto ocurre con o sin reformas petroleras." ver **Cambio** No 319, Julio 16 a Agosto 2 de 1999, página 72.

Sin embargo, en el país se debe pensar en desarrollar las reservas no sólo con inversión extranjera, sino que debe buscarse la manera de fortalecer la empresa estatal con el propósito de que ésta también desarrolle esta actividad, pues la capacidad técnica y el conocimiento del negocio favorece no sólo al país y a la empresa estatal sino también a los socios internacionales, pues como dice Dennis O’Brein: “ Las empresas estatales deberían aportar otra gran variedad de elementos, entre ellos: experiencia internacional, tecnología emergente y de avanzada, marco competitivo, enfoques exploratorios originales, fuentes de empleo, metodología gerencial de primera línea, métodos eficientes de recuperación, desarrollos de una industria de servicios competitiva y de alta calidad, actitud responsable y profesional desde el punto de vista del medio ambiente, y finalmente, un modelo contractual que proporcione la posibilidad de ganancias tanto a ellas como a los privados ”⁵.

En este orden de ideas y retomando las tres estrategias genéricas propuestas por Porter⁶ cabe preguntarnos cual es la estrategia competitiva de la empresa estatal ?. Veamos:

4.2.1 Diferenciación: consiste en distinguirse de los demás competidores por el servicio o producto que ofrece la empresa creando algo que se percibe en el mercado como único por calidad en los productos; por ejemplo, el caso de la Mercedes Benz en automóviles; o por la eficiencia y/o calidad de los servicios. El primer caso ha sido, por ejemplo, la estrategia seguida por la empresa ACES, el segundo ha sido el caso de Schlumberger en servicios de evaluación de formaciones petrolíferas. En el caso de la empresa estatal es bien claro que no compite en los aceites lubricantes de marca ECOPETROL® con Havoline®, Rimula® ó los lubricante ESSO (los del tigre); como tampoco, se han visto subsidiarios de ECOPETROL compitiendo en servicios; entonces, la diferenciación no existe simplemente porque la

⁵ O’BREIN Dennis. El rol de las compañías petroleras privadas en el desarrollo de los recursos petroleros de Latinoamérica. En: PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA. “Cambio y Globalización: oportunidades y retos para la industria petrolera colombiana”. Colección Educación Continuada (No 4. 1997. Santafé de Bogotá). Documento. Santafé de Bogotá. Página 35.

⁶ Porter propone las siguientes tres estrategias competitivas genéricas Diferenciación, Liderazgo en Precios y Enfoque y alta segmentación. Véase PORTER E., Michael. “Técnicas Para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia”. México: Editorial Continental. 1996. páginas 55 a 60. La literatura sobre el asunto es amplia, este autor es bastante reconocido en el tema.

empresa estatal no es competidora en productos ni en servicios, en lo único que compite es en la calidad del crudo que vende en el mercado internacional y eso porque es un regalo de la naturaleza.

4.2.2 Liderazgo general en precios: consiste en garantizar una alta productividad y eficiencia, de tal suerte que se compita con bajos costos, lo cual permite garantizar bajos precios sin sacrificar la calidad y el servicio. En el caso de Ecopetrol esta estrategia es bastante difícil de garantizar si se tiene en cuenta que la descapitalización le impide inclusive cumplir con obligaciones laborales adquiridas, lo cual se convierte en un pasivo pensional que hoy asciende a varios miles de millones de dólares; de tal forma que, si ni siquiera se puede cumplir con las obligaciones contraídas, menos se puede pensar en la adquisición de la tecnología, y en la capacitación de personal que le permita procesos más eficientes y competitivos.

4.2.3 El enfoque o alta segmentación: consiste en enfocarse sobre un grupo de compradores en particular, en un segmento de la línea, o en un mercado geográfico, con el propósito de crear un mercado que esté garantizado por la vía de la calidad, la eficiencia o la especialización; por ejemplo, el caso de la Roll Royce en la venta de automóviles, la cual se ha enfocado al sector de consumidores de autos lujosos; en el caso de la industria petrolera hay muchos ejemplos sobre todo de empresas de servicios, que se especializan en un tipo de producto, tal es el caso de las empresas que venden brocas de perforación; o en servicios, las que realizan pruebas de pozos. En el caso de empresas operadoras, las especializaciones se dan por experiencia acumulada en el manejo de un tipo de fluido como sucede con AMOCO en el manejo de gas natural; o por experiencia en operaciones costa afuera o en perforaciones profundas, como Petrobras.

En el caso de ECOPETROL, no parece existir una política de enfoque o alta segmentación; ya que, no se ubica un producto o servicio en el que pueda decirse que es líder en el mundo. En lo único que parece haberse desarrollado una gran especialización, es en el manejo de

contingencias por derrames de crudo ocasionados por voladuras de oleoductos; pero gracias a que es la única parte del mundo en que esto ocurre.

Si aceptamos los planteamientos presentados antes, sobre tres estrategias genéricas de competitividad con base en el enfoque de Porter, la empresa estatal más que competir, lucha por mantenerse viva. De allí que sea bien difícil aspirar a ser un país competitivo en materia de contratación y del negocio petrolero si la entidad responsable de tal política no lo es. Pero, cuál es el mecanismo para hacer de Ecopetrol una empresa competitiva ?. Tal proceso empieza sin duda por su fortalecimiento técnico científico. Observemos brevemente cual es la situación del país y de Ecopetrol en materia técnico científica.

4.3 El desarrollo Técnico- Científico y la competitividad del sector petrolero

En este apartado se van a precisar algunos elementos sobre ciencia y tecnología, y su relación con la competitividad analizando el caso colombiano⁷, con el propósito de tener elementos de respaldo a la hipótesis de que el fortalecimiento científico - técnico le daría mayor competitividad a la empresa Estatal y por ende al Estado colombiano para manejar el negocio de hidrocarburos.

Entendemos la tecnología como la aplicación del conocimiento científico e ingenieril a la obtención de un resultado práctico, la tecnología es el proceso que capacita a la empresa para decir: ' Nosotros sabemos como aplicar ciencia/ingeniería a...' de modo que ponga en claro qué es lo que hace la tecnología por el negocio. Así, la tecnología es lo que fija al

⁷ Si el país aspira a insertarse al mercado mundial debe mejorar substancialmente sus niveles de competitividad, lo cual, solo será posible con el impulso decidido de la investigación en ciencia y tecnología, pues los indicadores en esta materia son bastante desalentadores; ya que, mientras países como Chile invierten el 0.5% del PIB en investigación, Colombia invierte sólo el 0.2%, y nada que decir de la inversión en investigación de los países desarrollados la cual puede llegar a ser hasta del 5.5% del PIB. Estas altas inversiones se ven justificadas si se analizan el número de publicaciones, patentes y desarrollos técnicos que actualmente se realizan en estos países. Para Colombia lograr una masa crítica que impulse el desarrollo debe contar con 36000 científicos e ingenieros, en la actualidad sólo cuenta con 5000, de los cuales la mitad

producto, o al proceso, la ciencia y la ingeniería (Roussel et al, 19991, p 15). Ahora, la competitividad en el mundo actual esta determinada por la capacidad técnico - científica que define la posibilidad de implementar procesos y productos más eficientes; es decir, de mayor valor agregado. La tecnología afecta la ventaja competitiva si tiene un papel importante para determinar la posición en relación con el costo o la diferenciación. Ya que, la tecnología está contenida en cada actividad de valor e implicada en el logro de eslabones entre actividades, puede tener un poderoso efecto tanto en el costo como en la diferenciación (Porter, 1995), los ejemplos de estrategias corporativas antes presentados muestran como empresas como Schlumberger le han apostado a una estrategia de diferenciación, ya que las inversiones en investigación y Desarrollo les permiten estar ofreciendo continuamente nuevas herramientas y servicios para evaluación de yacimientos, lo cual le permite diferenciarse de sus competidores. Otro ejemplo, a resaltar es el de Petrobras que ha trabajado fuertemente por especializarse en perforaciones en aguas profundas y hoy puede considerarse líder mundial en este campo tecnológico, este desarrollo sólo fue posible gracias a un agresivo plan de trabajo en I & D. Puede afirmarse que desde el inicio del negocio petrolero cuando Rokefeller fundó la Standard Oil de New Jersey con el sueño de tener aceite Standard del mercado, en la industria petrolera la inversión en I&D ha marcado la pauta de la competencia entre empresas, siendo las más exitosas aquellas que se han podido organizar verticalmente gracias a sus adelantos tecnológicos.

En el caso del sector petrolero colombiano, el desarrollo técnico científico es bastante incipiente⁸; ya que sólo en 1985 creó el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) adscrito a Ecopetrol cuya misión es: “Adelantar investigación y desarrollo, para dinamizar el proceso

no ha realizado estudios de maestría o doctorado (Comisión de Sabios tomo VI. Colombia al filo de la oportunidad. Santafé de Bogotá 1991).

⁸ En el país existen cuatro facultades en las que se enseña Ingeniería de Petróleos, y un Instituto de Investigaciones adscrito a ECOPETROL. Las universidades concentran su trabajo esencialmente en el área docente. La actividad investigativa es aún embrionaria y donde se realiza ha sido producto de la política del Instituto Colombiano del Petróleo que ha destinado algunos recursos con el propósito de que tener una estructura nacional que soporte su actividad. Por otro lado, el desarrollo de posgrados es bastante nuevo y su

de asimilación, adaptación y generación de tecnologías claves, optimizar la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos, asumir un liderazgo en el sector energético y contribuir al desarrollo de la industria petrolera, dentro de parámetros de productividad y calidad”. Si analizamos las publicaciones, la composición de la capacitación del ICP⁹ y las soluciones tecnológicas¹⁰ ofrecidas se puede afirmar que éste está más enfocado al trabajo de tipo técnico que científico, lo cual permite generar importantes soluciones de ingeniería, pero mantiene una debilidad estructural que impide lograr soluciones más robustas, como el desarrollo de nuevas tecnologías. Y para poder cumplir la misión propuesta y ser soporte científico para la empresa estatal, debe reforzar la política actual y ser más agresivo en capacitación, buscando en el mediano plazo contar con un grupo de doctores bastante mayor que el actual¹¹, formados en diferentes partes del mundo, de tal suerte que logre

implementación no es producto de una política que busque el fortalecimiento de la investigación; sino más bien de impactar un mercado que demanda de los mismos, como mecanismo de competencia laboral.

⁹ Para 1998 el ICP contaba con once (11) doctores, setenta y ocho (78) magisters, treinta y seis (36) especialistas, sesenta y un (61) profesionales y 20 tecnólogos. Por otro lado se habían realizado sesenta y cuatro (64) publicaciones internacionales (la mayoría en eventos y revistas latino americanas) y seis (6) nacionales. **Doctorado** en áreas tales como: Geofísica, Geología y Minería, Ciencias Petroleras, Química, Cinética y Catálisis, Petroquímica, Ingeniería Ambiental, Microbiología y Genética, Ingeniería de Materiales, Ingeniería de Sistemas. **Maestría** en áreas tales como: Sedimentología, Geología, Geofísica, Estratigrafía, Ingeniería de Yacimientos, Ingeniería de Petróleos, Reología, Microbiología, Ingeniería Química, Ingeniería Ambiental, Geoquímica, Catálisis, Ingeniería Metalúrgica, Ingeniería Mecánica, Física. **Especialistas** en áreas tales como: Exploración Geofísica, Yacimientos, Ingeniería Ambiental, Química Industrial. **Profesionales y Tecnólogos** en áreas tales como: **Ingeniería:** Química, Petróleos, Mecánica, Civil, Geología, Industrial, Metalúrgica, Sistemas. **Tecnologías:** Química Industrial, Metalmecánica, Electromecánica, Electrónica, Mecánica.

¹⁰Las soluciones tecnológicas presentadas por el ICP a la fecha son las siguientes Estudios de Comercialidad, Optimización del campo Rio Zulia, Estratigrafía del Valle medio del Magdalena y Llanos Orientales, Evaluación de catalizadores, Mejoramientos de la calidad de Combustibles, Aumento de producción en parafinas para el CIB, Obtención de aditivo anticoque, Obtención de aditivo acelerante de curado, Bioremediación de Fenoles, Recuperación de Ciénagas por métodos de Bioremediación, Bioensayos, Programa de confiabilidad operacional, Medida de Corrosión in situ, Implementación de Sistemas de Información Geográfica, Implmentación de Planes de Contingencia. Si se lee con cuidado cada uno de estos proyectos se encuentra que en general son soluciones de ingeniería, algunos de los cuales pueden ser comercializados. Sin embargo sería pertinente que el ICP buscará fortalecer la investigación básica, ya que esto le permitiría avanzar con mayor firmeza hacia la implementación de nuevas tecnologías y productos.

¹¹ En la comunidad académica internacional la investigación la hacen doctores, la formación en maestrías es sólo el primer paso en la formación de investigadores; así que, para lograr fortalezas investigativas hay que optar por formar doctores más que especialistas o magisters. En este sentido un replanteamiento de la política de capacitación en Ecopetrol y el ICP debe ser invertir la relación entre el número de doctores y Magisters.

consolidar grupos de investigación que involucren visiones de diferentes escuelas. Podría decirse que, en el momento actual el ICP tiene la madurez suficiente como para avanzar hacia la estructuración de grupos de investigación fuertes que produzcan mayor número de publicaciones internacionales¹², y que estén insertos en forma más estrecha a la comunidad académica internacional trabajando en diversas áreas de Petróleos y Energía¹³.

Es claro que un grupo humano mejor capacitado permitirá tener una empresa Estatal con mayor capacidad técnica, para desarrollar una estrategia competitiva que bien puede basarse en la diferenciación, la disminución de costos o el enfoque, lo que en definitiva se traducirá en mayor valorización del recurso. Adicionalmente, mejorará la capacidad de interlocución y negociación con los socios internacionales, pudiendo inclusive llegar a ser el operador del contrato y buscando socios con capital para emprender exploración y desarrollo de campos. Es indiscutible que, en la medida que el Estado Colombiano tenga una Empresa Estatal fortalecida, que sea la administradora de sus hidrocarburos, éste tendrá mayor capacidad de negociación, y podrá planificar su explotación desde una perspectiva diferente que la obtención de ingresos por las ventas de petróleo crudo. De no ser así, serán las multinacionales las que sigan explotando nuestras reservas y manteniendo su hegemonía técnica y nuestra dependencia. En tanto que, los recursos que se extraen del país no tienen otro impacto que soportar los gastos de funcionamiento del Estado. De tal forma que, una gestión más eficiente de los hidrocarburos colombianos exige una decidida inversión en investigación y desarrollo, que garantice que una vez agotado el recurso al país le quede mayor capacidad técnico – científica para afrontar los retos futuros. Así, mientras el estado colombiano no garantice que dicha empresa sea suficientemente fuerte para negociar con sus

¹² Un plan a cinco años para formar de 100 doctores en 10 áreas estratégicas costaría 16 millones de dólares (a razón de 160.000 dólares por doctor), lo cual, permitiría en cinco años tener más de cien artículos técnicos publicados en revistas internacionales; ya que, uno de los requisitos para optar al doctorado es haber publicado al menos dos artículos en revistas internacionales y en diez años se tendrían cien investigadores de alto nivel trabajando en diez áreas estratégicas, que estarían insertos en la comunidad académica internacional, lo cual les daría capacidad de interlocución con sus pares internacionales.

socios, se seguirá por el camino equivocado de buscar la competitividad flexibilizando los términos contractuales; mejorando así, la rentabilidad del negocio para los socios internacionales a expensas de la rentabilidad de la empresa estatal.

La discusión presentada en este capítulo tenía como propósito fundamental presentar la competitividad del país según criterios de términos fiscales, prospectividad y riesgo político; además, llamar la atención sobre la forma como se ha visto la competitividad, la cual siempre busca mejorarse en Colombia por la vía del cambio en términos fiscales, sin analizar otros tópicos que deben tomarse en cuenta, y que, en definitiva son los que determinan el peso específico de éstos en la competitividad. En ese sentido, se muestra como es estratégico fortalecer a Ecopetrol si se aspira a tener un sector petrolero más competitivo. Además, se propone rediseñar la política económica del Estado buscando que el equilibrio de la balanza de pagos no dependa en la magnitud que hoy lo hace de los ingresos obtenidos por exportaciones de crudo.

¹³ Areas como: Petrofísica, estudios PVT, Recobro mejorado, Mecánica de rocas, Química de superficies, química de fluidos, refinación de crudo, planeación y política energética, efectos ambientales de la explotación de petróleo y energías alternativas, por sólo nombrar algunas.

6. Discusión de Resultados del Análisis de Sensibilidad

Financiera

Este capítulo se presenta un análisis de sensibilidad realizado en el modelo contractual colombiano, con el propósito de observar el efecto de diferentes variables sobre la rentabilidad del negocio. Los cambios se realizaron sobre: el precio, las regalías, los impuestos, y el factor de distribución entre otros. Estas variables se analizaron para tres tamaños de campo: gigante (mayor que 500 millones de barriles), mediano (entre 12 y 180 millones de barriles) y pequeño (50 millones de barriles).

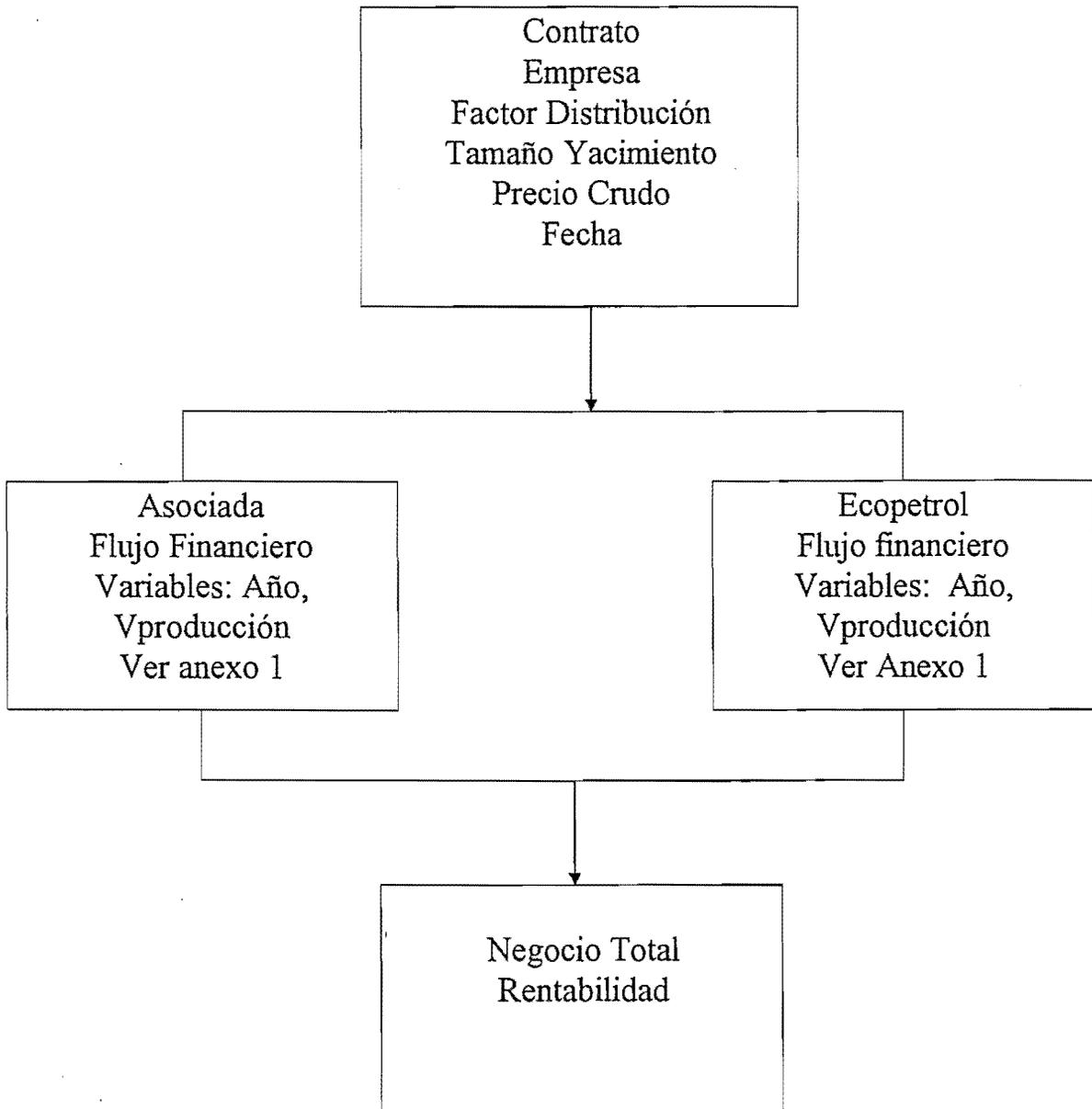
6.1 Análisis de Sensibilidad del Contrato Colombiano

Para realizar este análisis se modeló el flujo financiero con el propósito de evaluar la tasa de retorno tanto para ECOPETROL como para la Asociada.

6.1.1 Criterios: Con base en el esquema presentado en la figura 6.1 se realizó la modelación que tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Rentabilidad: valor de la tasa interna de retorno del proyecto.
- b) Caso base de comparación: modelo de contratación con distribución escalonada de la producción (Contrato tipo Mena).
- c) Parámetros a variar: regalías, depreciación, impuesto de renta, impuesto de remesa, precio y factor de distribución
- d) Simulación del gas: Asumiendo que 7000 pies cúbicos de gas equivalen a un barril de petróleo crudo, y tomando el factor de distribución R entre 2 y 3.
- e) Software de simulación : Excel

Figura 6.1 Esquema del modelo



6.1.2 Caso base: Estas variaciones se analizaron con respecto a un caso base que tomó en cuenta los siguientes parámetros:

- a) Distribución escalonada

- b) Tasa de regalías del 20%.
- c) Depreciación a 10 años
- d) Impuestos: Renta 35%, Remesas 7%.
- e) Precio: US \$ 17 por barril
- f) Costos totales de producción y transporte: US\$ 3.6 por Barril.
- g) yacimiento gigante de 980 millones de barriles.

El factor de distribución escalonado (tipo Mena) se tomó para el caso base; ya que, aunque hoy no se aplica es el factor más duro con las empresas Asociadas presentando una tasa de retorno menor que los otros sistemas de distribución.

6.1.3 Escenarios : Para realizar el análisis de sensibilidad se generaron los siguientes escenarios:

- a) Variación de regalías en 10% y 15%. (dos escenarios).
- b) Variación de la depreciación a 5 años. (un escenario).
- c) Variación del impuesto: Renta 25 y 30%, Remesas 5 y 10%. (Cuatro escenarios).
- d) Variación del precio así : 12.5, 15 y 17 Dólares por Barril.(tres escenarios).
- e) Variación de la distribución de la producción factor R, variando entre 1 y 2 con una distribución de 75:25 para $R \Rightarrow 2$, luego se cambia la distribución a factor R, variando entre 2 y 3 con una distribución de 75:25 para $R-1 \Rightarrow 2$. (dos escenarios).

Estos escenarios se deben simular para tamaños de yacimientos pequeños (menores de 50 millones de barriles), Medianos(entre 50 y 250 millones de barriles), grandes(entre 250 y 500 millones de barriles) y gigantes(mayores de 500 millones de barriles). Para cada uno de estos escenarios sólo se varía el parámetro en estudio, los demás se mantienen fijos.

Todos los escenarios se generaron Manteniendo los mismos datos del escenario base y variando solamente el dato que se quería analizar, así cuando se cambia el factor de distribución se dejan constantes los demás datos, esto con el propósito de observar el efecto de cada variable en forma independiente, veamos los resultados:

6.2 Resultados del análisis de sensibilidad

A continuación se presentan y discuten los resultados del análisis de sensibilidad para los tres tamaños de yacimientos propuestos, y para los criterios y escenarios propuestos antes.

6.2.1 Análisis de resultados Yacimientos Gigantes (Mayores de 500 millones de barriles):

El cuadro 6.1 resume los resultados de las simulaciones realizadas:

Cuadro 6.1 Resultados de escenarios para yacimientos gigantes

Escenario	TIR Asociada Porcentaje	TIR Ecopetrol Porcentaje	Flujo Neto Asoc Millones dólares	Flujo Neto Ecop. Millones dólares	Part. Asociada Porcentaje	Part. Ecop. Porcentaje)
Base	16.98	31.77	1517	4145	14	38
Regalía 10%	19.38	34.89	1117.6	4734.7	16	42
Regalía 15%	18.19	33.35	1645.3	4442	15	40
Regalía $X\%=5\%+(\text{Prodkbd}-5\text{kbd})\cdot(0.00077)$	22.37	34.57	1805.57	5130.3	16.89	44
Depre. 5 años	17.74	31.77	1481	4145.3	14	38
Imporenta 30%	17.85	33	1635	4472.5	15	41
Imporenta 25%	18.69	34.18	1753	5000	16	44
Imporeme. 5%	17.23	31.77	1550	4145	14	38
Impurenta 10%	16.61	31.77	1467.5	4145	14	38
Precio 12.5	10.16	22.4	827.4	2551	11	35
Precio 22	23.84	40.65	2279	5917	15	40
Factor R 1 y 2	19.25	29.63	1509	4154.2	14	38
Factor R 2 y 3	23.17	26.84	2121.4	3495.4	20	32
Gas R 2 y 3, P 2	22.22	29.25	1762	4190	7	18
Participación 50%	24.1	26.1	2700	2873	25	27
Particip:70%Asoc. 30%ECP Regalía: $X\%=5\%+(\text{Prodkbd}-$	37.06	18.78	4826.4	1871.4	43.3	17

5kbd)*(0.00077)						
Precio: 17						

De los resultados anteriores se puede observar que el precio es la variable que más afecta la TIR de la Multinacional y de Ecopetrol, pues al variar en un 29 % pasando de US \$ 17 a 22, la TIR aumento 6.9 puntos que equivale a un cambio del +40.6%. Igualmente cuando se bajo el precio hasta 12.5 la TIR bajó 6.8 puntos que equivale a un cambio del -40.0%, esto es obvio puesto los ingresos en el flujo de caja dependen del precio y el volumen de petróleo. Puede observarse que el flujo de caja de la Asociada aumenta en 762 millones de dólares al aumentar el precio, y cae en 690 millones de dólares al caer el precio. En el caso de Ecopetrol, el mismo aumento del precio, genera un aumento en 8.9 puntos en la TIR que equivale a un cambio de + 28%; y se obtienen 1772 millones de dólares adicionales. Pero si cae el precio, la tasa de retorno bajaría 9.4 puntos equivalentes a un cambio de -29.6% y se dejarían de percibir 1594 millones de dólares. Puede notarse que la cantidad de dólares que está en juego no es nada despreciable para un país como Colombia.

Analizando el efecto del factor de distribución, se puede observar que la TIR para la multinacional aumenta significativamente al pasar de un sistema de distribución escalonada a un sistema de distribución por factor R, se tomaron dos casos inicialmente se varió R entre 1 y 2, en este caso la tasa de retorno aumenta 2.7 puntos; luego cuando se varía R entre 2 y 3, la tasa de retorno aumenta 6.2 puntos; esto se debe a que la cantidad de crudo que corresponde a la asociada aumenta significativamente, pasando de 249.86 a 324.25 millones de barriles, debido al aumento de la participación ocasionado por el aumento del factor R. En otras palabras al cambiar de factor de distribución escalonado a factor R entre 2 y 3, la Asociada recibe en este caso 74.39 Millones de barriles adicionales, lo que corresponde a un 30% de crudo adicional. También puede observarse como aumenta la participación en el negocio, pasando del 13 al 18 por ciento. Por otro lado el cambio en la contratación de distribución escalonada (Mena) a Factor R entre 1 y 2 aumenta las tasas de retorno de la Asociada a expensas de sacrificar la rentabilidad del negocio para Ecopetrol; ya que en

ambos casos la TIR de Ecopetrol disminuyó, en el caso de R entre 1 y 2 bajó 2.14, y en el caso de R entre 2 y 3 la TIR bajo en 4.93, la disminución de la rentabilidad del negocio para Ecopetrol se debe a que disminuye la cantidad de petróleo percibido exactamente en la misma cantidad que aumenta para la Asociada.

El máximo cambio en las regalías se presentará al pasar de 20% a 5%, lo que equivale a una disminución del 75% en esta variable, genera un cambio en la tasa de retorno de 5.39 puntos lo que equivale a un cambio neto del +31.7% en la TIR. En el caso de Ecopetrol el cambio será sólo de 2.8 puntos en la TIR lo que equivale a un cambio neto de la TIR +8.8%. En términos generales la participación en el negocio por parte del Estado disminuye máximo el uno por ciento, ya que disminuye la participación del Estado por impuestos y regalías en un cinco por ciento, para el caso extremo, y aumenta la de Ecopetrol en un cuatro por ciento en este mismo caso.

Variar la depreciación de diez a cinco años, lo equivale a variar este parámetro en un 50% sólo mejora la tasa de retorno de la Asociada en 0.8 puntos que equivale a un cambio del 4.7% lo cual no es muy significativo, sin embargo podría combinarse con otra política para lograr cambios más significativos en la rentabilidad de asociado.

El aumento o la disminución del impuesto de remesas en magnitudes cercanas al 30% generaría variaciones en la tasa de retorno inferiores al 5% sobre la tasa de retorno del Asociado; por lo cual no tendría ningún sentido su implementación.

El descubrimiento de un yacimiento gas puede ser simulado combinando tres variables, el factor de distribución de escalonado a factor R entre 2 y 3, variación de los montos de inversión y asumiendo que 7000 pies cúbicos de gas equivalen a un barril normal de petróleo crudo. Además el precio de 1 gas es de 2 dólares el millón de btu. La tasa de retorno sería de 22.22 %

Finalmente si se baja la participación de Ecopetrol al 30% y simultáneamente se bajan las regalías al $X\% = 5 + (KbblsProducidos-5)*0.007$, lo que equivale a una disminución en la participación de Ecopetrol superior al 60% , y a una disminución de las regalías de la nación del 75%. Con estos cambios se obtiene una tasa de retorno para la Asociada de 37.1 y para Ecopetrol de 18.8, que equivale a un aumento de la participación en el negocio del 117% para la Asociada y una disminución en la participación de Ecopetrol del 42%. Es claro que una política de estas características afectaría en forma drástica los ingresos y por ende la viabilidad de Ecopetrol como empresa.

2.2 Análisis de resultados Yacimientos Medianos (120-180 Millones de Barriles)

El cuadro 2 resume los resultados de las simulaciones realizadas:

Cuadro 2 Resultados de escenarios para yacimientos medianos

Escenario	TIR Asociada Porcentaje	TIR Ecopetrol Porcentaje	Flujo Neto Asoc Millones dólares	Flujo Neto Ecop. Millones dólares	Part. Asociada Porcentaje	Part. Ecopetrol Porcentaje
Base	19.8600	33.06	282.4	529.2	18	34
Regalía 10%	23.81	38.45	341.2	622.8	21	39
Regalía 15%	21.85	35.78	312	576	20	37
Regalía $X\% = 5 + (KbblsProducidos-5)*0.007$	24.67	45.54	341.3	715.1	22.87	41
Depre. 5 años	23.21	33.06	286	529.2	18	34
Imporenta 30%	21.47	33.82	305	562	20	36
Imporenta 25%	23.08	34.56	327	595	21	38
Imporeme. 5%	20.31	33.06	289	529.2	19	34
Imporeme. 10%	19.19	33.06	273	529.2	18	34
Precio 12.5	8.55	17.6	118.2	277.5	12	29
Precio 22	31.29	48.43	455.5	809	21	37
Factor R 1 y 2	17.81	34.27	235	573.4	15	37

Factor R 2 y 3	22.24	31.32	365.1	444.2	24	29
Gas R 2 y 3, P 2	22.49	34	316.9	547.5	9	15
De. 5 a, P 12.5	11.08	17.6	132	277.5	14	29
Parti:70% Asoc.30% ECP	41.3	17.8	728	246	45	15.5
Regalía $X\%=5\%+(\text{Prodkbd}-\text{skbd})\cdot(0.00077)$ Precio: 17						

En este caso la tendencia de las variables es muy similar a la que se presenta para el caso de yacimientos grandes, sin embargo la magnitud de los valores obtenidos, es bastante diferente. Para el caso base tiene una tasa de retorno 2.9 puntos mayor que el caso base para yacimientos gigantes, que equivale a un +17.1%; esto se debe fundamentalmente a los programas de producción propuestos para cada simulación. En el caso de yacimiento gigantes dicho programa puede ser modificado obteniendo a partir de dicho cambio aumentos hasta de 3 puntos en la tasa de retorno, con lo cual la diferencia en rentabilidad entre estos dos yacimientos se haría nula, sin embargo cabe recordar que la posibilidad de aumentar significativamente la producción de un campo depende esencialmente de las características físicas del mismo.

Por otro lado, los cambios obtenidos para los mismas variaciones hechas en el caso de yacimientos gigantes, son más drásticos para el caso de yacimientos medianos veamos:

Así al cambiar el precio del crudo de 17 a 22 dólares por barril el cambio en la tasa de retorno para la Asociada es de 11.5 puntos, que equivale a un cambio del +57.9 % en la TIR; en tanto que, en el caso de yacimiento gigantes era del 40.6%. Igual sucede con el cambio de precio de 17 a 12.5, el cambio en la tir es de 11.45, que equivale al 57.7%; en tanto que, para yacimientos gigantes era 6.8 o sea 40%. Esto se debe a que el volumen de petróleo en el negocio es mucho menor; lo cual hace que el flujo de caja se vea más afectado

por el cambio de precio, este efecto se observa de manera muy clara en los cambios porcentuales de los flujos de caja, en el caso de yacimientos gigantes el cambio porcentual es del 51%; en tanto que en el caso de yacimientos medianos es del 63% respecto al valor del escenario base. Cuando se analiza la disminución del precio, el cambio observado en la tir de la Asociada es de -11.01% para yacimientos medianos y de -6.82% para yacimientos gigantes; tomados estos porcentajes respecto al escenario base. En el caso de Ecopetrol, la caída de precios arroja los siguientes resultados una disminución de la tir en 15.46 puntos, para el caso de yacimientos medianos; cuando la disminución que se había obtenido en el caso de yacimientos gigantes había sido de 8.37.

Para el máximo cambio en regalías el cambio es de 3.9 en la TIR de Asociada y de 5.3 en la TIR de Ecopetrol; en este caso, los cambios en las tasas de retorno son bastantes mayores que las obtenidas para yacimientos grandes, las cuales eran de 2.4 y 3.1 respectivamente. Esto se debe al hecho de que aquí también el flujo de caja se ve más afectado por efecto del volumen de fluido recibido de más al disminuir la regalía. El cambio porcentual del flujo de caja respecto al escenario base es de 22% en el caso de yacimiento mediano y de 17% para el yacimiento grande en el caso de Asociada, en tanto que para Ecopetrol los cambios son de 28% y 15% respectivamente. Por otro lado, la participación total del estado en el negocio cae del 83% al 79%.

Si la depreciación a cinco años en vez de diez, el efecto es bastante significativo, ya que la tasa de retorno del socio aumenta en 3.22 puntos; en tanto que, para yacimientos gigantes había variado sólo en 0.9 puntos. Esto se debe al tan discutido efecto sobre el flujo de caja, el cual se hace mayor a medida que el yacimiento es más pequeño.

Un cambio en el impuesto de ventas del 10% (pasando de 35% a 25%), se obtiene un cambio en la tasa de retorno de 3.2% el cual es bastante mayor que el 1.7% obtenido para el caso de yacimientos gigantes; esto es debido también al mayor efecto sobre el flujo de caja.

Para el factor de distribución, en el caso hacer variar el factor R entre 1 y 2 el cambio en la tasa de retorno es de -2.1% para el caso de yacimientos medianos; en tanto que, para el caso

de yacimientos gigantes se obtuvo 2.4%, esto se debe a que el efecto sobre el flujo de caja fue muy grande en el caso de yacimientos medianos y muy bajo en el caso de los gigantes. Lo cual es un efecto de las curvas de producción particulares para cada uno de los casos analizados, así el mayor efecto sobre el factor de distribución se presenta para yacimientos gigantes, ya que los cambios en volumen de fluido que se presentan son mucho mayores. Analizando los resultados obtenidos cuando se varía el factor R entre 2 y 3 se observa la misma tendencia pero más marcada, los cambios son de 2.4 y de 6.2 para yacimientos medianos y gigantes respectivamente.

El caso de yacimientos de gas, con las mismas suposiciones presentadas para yacimientos de gigantes la tasa de retorna para el asociado sería de 22.49%, y la de Ecopetrol de 34%, las cuales son bastantes competitivas a nivel internacional.

En el caso de cambiar el factor de distribución entregando al socio un 70% y al Ecopetrol un 30%, y simultáneamente cambiar las regalías a $X\% = 5 + (KbblsProducidos-5)*0.007$, lo que equivale a una disminución en la participación de Ecopetrol superior al 60% , y a una disminución de las regalías de la nación del 75%, se obtendrá una tasa de retorno para la Asociada de 41.3 y para Ecopetrol de 17.8, que equivale a un aumento de la participación en el negocio del 107% para la Asociada y una disminución en la participación de Ecopetrol del 46%.

2.3 Análisis de resultados Yacimientos pequeños(menores de 50 millones de barriles)

Cuadro 3 Resultados de escenarios para yacimientos Pequeños

Escenario	TIR Asociada Porcentaje	TIR Ecopetrol Porcentaje	Flujo Neto Asoc Millones dólares	Flujo Neto Ecop. Millones dólares	Part. Asociada Porcentaje	Part. Ecopetrol Porcentaje
Base	16.3300	19.42	72.9	78.5	24	26
Regalía 10%	19.16	22.6	86.9	93.4	28	30
Regalía 15%	17.76	21.03	80	86	26	28

Regalía X% = 5%+(Prodkbd5kbd)*(0.00077)	20.38	23.97	92	98.6	34	45
Depre. 5 años	18.54	19.42	73	78.5	24	25
Imporenta 30%	17.44	20.36	78.6	84.6	26	27
Imporenta 25%	18.53	21.27	84.2	90.6	27	30
Imporeme. 5%	16.64	19.42	74.5	78.5	24	26
Imporeme. 10%	15.87	19.42	70.6	78.5	23	26
Precio 12.5	8.09	10.19	34	38.5	18	21
Precio 22	24.56	28.56	114.4	123	26	28
Factor R 1 y 2	16.3300	19.42	72.9	78.5	24	26
Factor R 2 y 3	16.3300	19.42	72.9	78.5	24	26
GasR 2 y 3, P 2	16.72	21	66	96	9	13
Parti. 50%	16.3300	19.42	72.9	78.5	24	26
Parti:70% Asoc.30% ECP RegalíaX%=5%+(Prodkbd- 5kbd)*(0.00077) Precio: 17	30.5	11.6	146.5	44.3	46.7	141

La tendencia de las variables para este caso, es la misma que la presentada en los casos anteriores, sólo que se obtiene mayores cambios en todas las variables; que los obtenidos que para el caso de yacimientos gigantes. Por otro lado, se obtienen menores cambios en todas las variables, que los obtenidos para el caso de yacimientos medianos.

Puede observarse que la tasa de retorno para el gas natural es bastante más baja que en los casos anteriores, pero aún así sigue siendo competitiva. El resultado es lógico y muestra que a medida que el yacimiento es de mayor tamaño es más rentable. Por otro lado puede verse que el efecto de cambiar el factor de distribución es nulo, ya que el yacimiento esta por debajo de 60 millones de barriles que es el volumen a partir del cual empezaría generarse cambios en el factor de distribución. Adicionalmente, puede verse como al cambiar la depreciación de diez a cinco años, la tasa de retorno de la Asociada aumenta en 2.21, al mismo tiempo que no se generan cambios negativos en la tasa de retorno de Ecopetrol ni en

su flujo de caja. Por lo tanto, una medida de este tipo es apropiada ya que mejora a la Asociada sin afectar a Ecopetrol.

En el caso de cambiar el factor de distribución entregando al socio un 70% y al Ecopetrol un 30%, y simultáneamente cambiar las regalías a $X\% = 5 + (KbblsProducidos-5)*0.007$, lo que equivale a una disminución en la participación de Ecopetrol superior al 60% , y a una disminución de las regalías de la nación del 75%, se obtendrá una tasa de retorno para la Asociada de 30.5 y para Ecopetrol de 11.6, que equivale a un aumento de la participación en el negocio del 83% para la Asociada y una disminución en la participación de Ecopetrol del 40%.

7. Conclusiones y sugerencias

7.1 Conclusiones

De los análisis de los resultados anteriormente presentados se desprenden las siguientes conclusiones:

- Los distintos conceptos y las ambigüedades técnicas discutidas, ponen de manifiesto que en la contratación petrolera colombiana hay todavía mucho que hacer, tanto en asuntos técnicos como legales y jurídicos. Igualmente el modelo contractual colombiano esta concebido desde la perspectiva rentista, ya que allí se deja implícita una empresa estatal que no opera, que no recibe una transferencia tecnológica real, y que debe sacrificar su rentabilidad en aras de 'incentivar' la inversión extranjera. De esta forma, más que una empresa rentable y autónoma es un organismo del Estado responsable de recaudarle la renta que debe recibir por el negocio; es en este sentido que el negocio petrolero en Colombia esta concebido desde la perspectiva rentista. La propuesta del ministro de minas publicada en el

espectador (14 de febrero de 1999) de convertir a Ecopetrol en una agencia de adjudicación de contratos, así lo confirman.

- Existe una contradicción en la constitución política de 1991 entre los artículos 8 y 332, ya que no obstante el subsuelo es propiedad de la nación, el artículo 332 le otorga dicha propiedad al estado; y como quedo claro estado y nación son dos conceptos bien diferentes.

- El análisis de competitividad debe verse más desde la perspectiva de la competitividad de cuencas que de países, ya que las empresas multinacionales buscarán invertir en exploración en aquellas zonas que presenten condiciones más favorables. Así los términos contractuales de los países dependerán de su potencial geológico, en este sentido la clasificación por estrellas del señor Van Meurs no tiene fundamento porque presenta una clasificación que desconoce el potencial geológico de los países.

- Desde el punto de vista financiero, el modelo de contratación Colombiano es bastante competitivo a nivel mundial, si se le compara con países que tienen un potencial geológico similar; sin embargo al interior del país existen zonas de mayor interés que otras, lo cual conduce a tener un contrato de asociación que tenga en cuenta estas especificidades. Los pasos dados por Ecopetrol con la reforma de Octubre de 1997 parecen ir en este sentido.

- La discusión presentada en el capítulo iv muestra que la competitividad del modelo contractual colombiano, debe pensarse desde la perspectiva de la competitividad de la empresa estatal; ya que, es esta la responsable de negociar ante los socios internacionales en representación de país. Así, mientras el estado colombiano no garantice que dicha empresa sea suficientemente fuerte para negociar con sus socios, se seguirá por el camino equivocado de buscar la competitividad flexibilizando los términos contractuales; mejorando así, la rentabilidad del negocio para los socios internacionales a expensas de la rentabilidad de la empresa estatal.

- La transferencia tecnológica tal y como esta prevista en el contrato de asociación no garantiza ninguna transferencia, ya que es muy puntual, debe pensarse en reglamentar mejor esta cláusula pensando más desde una perspectiva que involucre a otras instituciones como Universidades e Institutos de investigación, de tal forma que la transferencia vaya más allá que unos cursos para Ecopetrol.

- Los avances en los términos contractuales han coincidido con la renuncia a partes tan importantes del negocio como el transporte, 'coincidentalmente' esto ha sucedido en aquellos casos en que se han encontrado yacimientos gigantes como son los del Piedemonte Llanero, en este caso se ha hecho del transporte un negocio independiente.

- El gobierno nacional ha venido utilizando el petróleo más como una fuente de divisas que como un recurso energético de interés estratégico para el país, lo que se refleja en los niveles de exportación no obstante el bajo nivel de precios y la poca inversión en investigación y desarrollo.

- Ecopetrol ha venido en un paulatino proceso de debilitamiento, lo cual le resta capacidad de interacción y de negociación ante los socios internacionales, lo que afecta los intereses de la nación y el país. Esto se refleja en el hecho de que alguna de la información que el socio entrega a Ecopetrol, es analizada por consultores externos a la Empresa estatal.

- Mientras el esquema actual de contratación se mantenga, los descubrimientos sean significativos, y el desarrollo de las reservas colombianas dependa de la inversión extranjera; la tendencia de la relación reservas - producción se mantendrá baja; ya que como vimos las Asociadas buscaran las tasas de producción que les permitan recuperar la inversión en el menor tiempo posible.

- La discusión sobre la capacidad técnico científica y su relación con la competitividad nacional es vital; si se piensa desde una perspectiva que busque dos propósitos fundamentales: valorizar el recurso aumentando el valor agregado, y mejorar la capacidad de

interlocución y negociación de la empresa estatal con las multinacionales. De no ser así, serán las multinacionales las que sigan explotando nuestras reservas y manteniendo su hegemonía técnica y nuestra dependencia; este círculo vicioso sólo se rompe con una inversión decidida en investigación y desarrollo.

- Los resultados del análisis de sensibilidad mostraron que las variables que más afectan la tasa de retorno son: el precio y los montos de inversión de año en año. En el caso del precio las empresas nada pueden hacer, ya que este es producto de la forma como se mueva las fuerzas internacionales. Sin embargo, en el caso de los programas de inversión, las compañías pueden manipularlos para mostrar que los proyectos no son rentables, y sin embargo bajo otro programa de desembolsos la tasa de retorno puede aumentar hasta en cuatro y cinco puntos.

- La competitividad financiera del modelo contractual colombiano, debe pensarse desde la perspectiva de la competitividad de la empresa estatal; ya que, es finalmente esta la responsable de negociar ante los socios internacionales en representación de país. Así, mientras el estado colombiano no garantice que dicha empresa sea suficientemente fuerte para negociar con sus socios, se seguirá por el camino equivocado de buscar la competitividad flexibilizando los términos contractuales; mejorando así, la rentabilidad del negocio para los socios internacionales a expensas de la rentabilidad de la empresa estatal.

6.2 Sugerencias

- El país debe transitar un camino distinto, en el cual los hidrocarburos cumplan un papel diferente de ser meramente fuentes de divisas y se conviertan en un pivote del desarrollo nacional. Debe pensarse por ejemplo, en desarrollar fortalezas en sectores como el agrícola, las manufacturas, el turismo...; buscando hacer de estos fuentes de divisas y de los hidrocarburos un insumo para ellos. Así la captura global del excedente será mayor, y dichos recursos estarán al servicio del desarrollo del país. Paradójicamente, la mayor preocupación del gobierno es incentivar la exploración para mantener los niveles de divisas; para ello, proponen introducir cambios en los modelos contractuales de tal forma que se aumente la inversión extranjera. Será que en el actual escenario de precios este es el camino más apropiado ?. Ahora, dado el caso que las empresas encuentren crudo o gas, tendrá sentido desarrollar tales proyectos ?. Finalmente, tendrá sentido consumir el gas en generación térmica con un potencial hidráulico como el que tiene el país?. Dadas las conclusiones anteriores, es prioritario continuar el trabajo de investigación hacia las siguientes perspectivas investigativas.

- 1) Se propone continuar una investigación que permita identificar que sería mejor para el país, si el descubrimiento de unos pocos campos gigantes, o el descubrimiento de varios campos medianos pequeños.
- 2) Continuar investigando sobre la propiedad del subsuelo y su relación con los conceptos de Estado, Nación y Estado nacional.

3) Diseñar un plan agresivo de inversión en investigación, con el propósito de lograr fortalezas que garanticen mayor autonomía y liderazgo en sector de Hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, C. Dario. "Gerardo Molina : el magisterio de la política". Santafé de Bogotá D.C. 1992. P237-251

ALVAREZ H., Carlos G. "Renta y Geopolítica de la Energía". Medellín Autores Antioqueños volumen 49, 1988. 228 p.

BARREÑO Pérez, Leonel. "Multinacionales Estado y Petróleo: El contrato de Asociación en Colombia". Villavicencio: Corpes de la Orinoquia. 1998. 130 p.

BEGGS H., Dale. Gas Production Operations. Tulsa. OGCI publications 1991. p 12-14

Boletín Estadístico Mensual ACIPET. No 3 (Mar. - Abr. 1998). Santafé de Bogotá: ACIPET, 1998.

CÁCERES C., Pablo J. "Crítica Constitucional: del Estado Liberal a la Crisis del Estado Providencia". Santafé de Bogotá. Banco de la República

CARDENAS S., Mauricio. "Petróleo y sector exportador: Retos, Desafíos y Plan de Acción para la Próxima Década". En : CONGRESO NACIONAL DE EXPORTADORES (11º: 1996 : Santafé de Bogotá). Documento. Santafé de Bogotá: Analdex-Fedesarrollo. 245 p.

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA DE 1886. Medellín: Editorial Bedout. 1969. 87 p.

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA DE 1991. Medellín: Universidad Nacional de Colombia 1992. 70 p.

DEBATE PARA REACTIVAR LA ECONOMÍA. En El Tiempo, Santafé de Bogotá : (21, Jul., 1997); Separata 30 p.

DELANNOI, Gil; TAGUIEFF, Pierre-Andre (compiladores). "Teorías del Nacionalismo." Barcelona: Ediciones Paidós 1993. 474 p

GARCIA- PELAYO y G. Ramón. "Pequeño LAROUSSE." Buenos Aires: Ediciones Larousse Argentina, 1964. 1662 p

IZQUIERDO Escobar, Lilian Lucero. "Propuesta de Régimen Contractual Para la Exploración y Producción de del Gas Natural en Colombia." Santafé de Bogotá, 1997, 150 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos.

MARX, Carlos. "El Capital". México. Fondo de Cultura Económica 1946. Tomo 3 Sección Sexta. p. 573-754.

Misión, Ciencia, Educación y Desarrollo. "Colombia al Filo de la Oportunidad" Tomo 1. Santafé de Bogotá 1991. 233 p.

MESTRE de Tobón, Olga. "MAQUIAVELO y el Nacimiento de la Ciencia Política Moderna." Medellín: Señal Editora 1993. Capítulo 5 Pgs 117-140.

OSPINA - RACINES, Eduardo. "La Economía del Petróleo en Colombia." Bogotá D.C. Ospina- Racines 1947.

PÉREZ P. Ramiro. Características de Fluidos de Yacimientos petrolíferos. Medellín. Centro de publicaciones U.Nal.. 1977. 82

PETROCONSULTANS. "Review of Fiscal Regimes". RFR for Windows. United Kindom 1996.

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA. "Cambio y Globalización: oportunidades y retos para la industria petrolera Colombiana". Colección Educación Continuada (No 4. 1997. Santafé de Bogotá). Documento. Santafé de Bogotá. 200p.

POSADA L., Luis G.; VARGAS P., Elkin. "La Política Petrolera en el Marco del Desarrollo Sostenible." Medellín: Universidad Nacional de Colombia. En: Ensayos de Economía (12 Jul. 1997). p 53-67.

PORTER E., Michael. "Técnicas Para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia". México: Editorial Continental. 1996. p 55-94.

----- Ventaja Competitiva: creación y sostenimiento de un desempeño superior. México. Compañía Editorial Continental S.A. 1995. p. 180- 216.

PUYANA, Alicia; DARGAY, Joyce. "Competitividad del Petróleo Colombiano: Una revisión de factores externos". Santafé de Bogotá: Creset; Colciencias. 1997. 221 p.

ROUSSEL A. Philip, SAAD N. Kamal, ERICKSON J. Tamara. Tercera Generación de I+D. Madrid. Mc Graw Hill. 1991. p. 15-30

TURBAY T., David. "El Contrato de Asociación y sus Modificaciones". Santafé de Bogotá: Contraloría General de la República. [1996]. 61 p.

_____ “El Petróleo o la Nueva Magia de El Dorado”. Contraloría General de la República Frente al Contrato de Asociación Piedemonte. Santafé de Bogotá: Contraloría General de la República. [1998]. 212 p.

URIBE, María Teresa; ALVAREZ, Jesus María. “Poderes y regiones en la constitución de la Nación Colombiana 1810-1850”. Medellín: Editorial Universidad de Antioquia 1987. Capitulo 1 pgs 17 101.

VAN MEURS A., Pedro. “Governments Cut Takes to Complete as World Acreage Demand Falls”. Oil and Gas Journal. (Mar. 1995).

YERGIN, Daniel. “La Historia del Petróleo”. Buenos Aires : Vergara. 1992. 1227 p.

Anexo 1

Esquema del Flujo Financiero

CONTRATO:

RESERVAS PETRÓLEO:

RESERVAS GAS:

TIPO FACTOR DE DISTRIBUCIÓN:

PRECIO CRUDO:

TAMAÑO DEL YACIMIENTO:

Simulación Multinacional.

CONTRATO

INVERSION ANUAL

INVERSION ACUMULADA

COSTOS ACUMULADOS

EGRESOS (GT PN + TRANS)

UTILIDAD OPERATIVA= Ingresos - Egresos

DEPRECIACION = inversión Acumulada * 0.1

DEPRECCACION ACUMULADA = Σ Depreciaciones.

UTILIDAD BRUTA = Utilidad Operativa – Depreciación

TASA DE IMPUESTO A LA RENTA = 0.35

VALOR IMPORENTA = Utilidad bruta*0.35

VALOR DE IMPORENTA ACUM.= Σ Valor Imp Renta

UTILIDAD REMITIBLE = Utilidad Bruta - Valor Imporenta

IMPUESTO DE REMESAS = 0.07

VALOR IMPOREMESAS = Utilidad Redimible* 0.07

VALOR DE IMPOREMSAS ACUM.

CONTRIBU PETROLERA US1/B

CONTRIB PET ACUMULADA

TASA CONTRIBUCIÓN ESPECIAL

CONTRIBUCCION ESPECIAL

CONTRIB ESPECIAL ACUMULADA

UTILIDAD NETA = Utili. Redimible - Valor ImpoRemesas - Cont. Petr. - Cntrib. Especial

UTILIDAD NETA ACUMULADA = Σ Utilidad Neta

FLUJO NETO = Utilidad Neta - Depreciación - Inversión Multinacional

TIR MULTINACIONAL

FECHA SIMULACIÓN

INGRESOS DE LA MULTINACIONAL = Utilidad Neta Acumulada

INGRESOS DE ECOPETROL = Utilidad Neta Acumulada

IMPUESTOS = (Valor Imrentas + Valor ImpoRemesas + Contr. Petrol. acumulada +

Contrib. Esp. Acumulada)_{Multi.} + (Impoenta + Contr. Espec. Acum.)_{Ecopetrol}

REGALIAS = Producción Total * Tasa de Regalías.

TOTAL INGRESOS NETOS DEL PROYECTO

TIR PROYECTO

Simulación Ecopetrol.

ECOPETROL

INVERSION

INVERSION ACUMULADA

PRODUCCIÓN PROPIA ANTES DE REGALIA

PETROLEO DE REGALIA

INGRESO DE REGALIA

INGRESO DEREALIA ACUMULADO

PRODUCCION PROPIA

INGRESOS PROPIOS

INGRESOS PRODUCCIÓN ACUMULADA

EGRESOS (GT PN + TRANS)

UTILIDAD OPERATIVA= Ingresos - Egresos

DEPRECIACION = inversión Acumulada * 0.1

DEPRECCACION ACUMULADA = Σ Depreciaciones.

UTILIDAD BRUTA = Utilidad Operativa – Depreciación

TASA DE IMPUESTO A LA RENTA = 0.35

VALOR IMPORENTA = Utilidad bruta*0.35

VALOR DE IMPORENTA ACUM.= Σ Valor Imp Renta

CONTRIBUCION PETROLERA

CONTRIB PET ACUMULADA

TASA CONTRIBUCIÓN ESPECIAL

CONTRIBUCION PETROLERA ESPECIAL

CONTRIB ESPECIAL ACUMULADA

UTILIDAD NETA =Utili. Bruta - Valor ImpoRemesas – Cont. Petr.– Cntrib. Especial

UTILIDAD NETA ACUMULADA = Σ Utilidad Neta

FLUJO NETO = Utilidad Neta + Depreciación – Inversión Ecopetrol

TIR ECOPELROL

Anexo 2

Resultados Obtenidos con el Software de la Base de Datos de Petroconsultans

Cuadro A2.1 Resultados simulaciones para yacimiento pequeño Petroconsultans

País	Tamaño Yacimiento	TIR(Asociado)	State Take	Reservas	Producción
Perú	50	17.98 (3.95)	71	0.800	120,000
Papua(N.G.)	50	18.15	64		
Indonesia	50	11.41 (0.3)	86	4.979	1'380.000
Egipto	50	11.33 (1.26)	80	3.834	875.000
Ecuador	50	17.83 (1.14)	71	2.115	385.000
Australia	50	22.14 (2.21)	58	0.005	1.600
India	50	23.45	77		
Angola	50	23.01 (1.63)	62	5.412	715.000
China	50	24.34 (1.43)	73	24.000	3'210.000
Holanda	50	22.64 (-2.19)	78	0.113	55.000
Nigeria	50	12.11 (0.31)	84	16.786	2'270.000
Venezuela	50	18.74 (0.12)	89	71.668	3'175.000
Yemen	50	14.56 (0.3)	74	4.000	365.000
Colombia	50	17.19 (0.17)	80	2.800	635.000

Cuadro A2.2 Resultados simulaciones para yacimiento gigante Petroconsultans

País	Tamaño Yacimiento	TIR(Asociado)	State Take	Reservas	Producción
Perú	750	17.05 (1.51)	72	0.800	120,000
Papua(N.G.)	750	18.05	62		
Indonesia	750	10.78 (2.70)	88	4.979	1'380.000
Egipto	750	10.25 (0.13)	83	3.834	875.000
Ecuador	750	15.98 (3.27)	69	2.115	385.000
Australia	750	20.64 (1.84)	58	0.005	1.600
India	750	20.37	80		
Angola	750	13.66 (0.36)	86	5.412	715.000
China	750	24.34 (-0.06)	73	24.000	3'210.000
Holanda	750	18.60 (-1.66)	80	0.113	55.000
Nigeria	750	11.28 (2.29)	86	16.786	2'270.000
Venezuela	750	*8.11	90	71.668	3'175.000
Yemen	750	12.68 (-1.55)	80	4.000	365.000
Colombia	750	16.98 (0.87)	86	2.800	635.000

Anexo 3

Aspectos técnicos de los hidrocarburos.

En este anexo se presentan algunos conceptos técnicos de importancia en la búsqueda de un lenguaje común, con base en el cual se pueda profundizar en la discusión sobre la política petrolera colombiana. Inicialmente se van a precisar algunos conceptos que son bastantes utilizados por economistas y periodistas de forma muy ligera e imprecisa, lo cual trae bastantes confusiones a los lectores desprevénidos que desconocen los conceptos técnicos de la industria petrolera.

Para iniciar se considera importante hacer precisión sobre tres conceptos que son bastantes distintos, pero que son utilizados comúnmente para designar lo mismo por algunos economistas y periodistas, estos son: pozo petrolero, campo petrolero y yacimiento petrolero.

A3.1 Pozo: Es la perforación que se hace en la tierra para extraer el petróleo que esta en el subsuelo, la distancia de la superficie a la que se encuentre la roca que almacena hidrocarburos determinará la profundidad del pozo petrolero. Este es perforado por medio de un taladro rotatorio, y recubierto con una tubería para evitar que se derrumbe. Pueden diferenciarse en general dos tipos de pozos: los exploratorios que son los que se perforan con el propósito de saber si una cierta estructura almacena o no hidrocarburos; y los de desarrollo que son aquellos perforados donde se ha ubicado una estructura que almacena hidrocarburos con un volumen suficiente para ser explotados comercialmente. La diferencia esencial entre ambos tipos de pozos es entonces, que en el primero no se conocen las condiciones del subsuelo; en tanto que en el segundo sí.

A3.2 Yacimiento: Es la estructura que almacena hidrocarburos, la cual esta constituida por una roca porosa y permeable y un mecanismo de cierre, que sirve de trampa para evitar que los fluidos se escapen, quedando así atrapados a profundidades considerables (del orden de 300 a 7000 metros o 1000 a 21000 pies), y a condiciones de alta presión y temperatura. Para llegar a la roca que almacena hidrocarburos debe entonces perforarse

un pozo que permita ‘romper’ la trampa que mantiene los fluidos almacenados para que puedan fluir a superficie.

A3.3 Campo: Es toda la locación construida en superficie con el propósito de producir, tratar y enviar a refinería, el petróleo de un yacimiento que ha sido descubierto y claramente delimitado; está dotado para esto de sistemas de medición y control del volumen, la temperatura y la presión de los fluidos producidos. Adicionalmente se realiza un tratamiento sencillo de los fluidos consistente en separar por medios físicos y químicos el petróleo crudo, el gas y el agua; así como la posible arena que hayan sido arrastrada hasta superficie. Adicionalmente el agua debe ser tratada para verterla a fuentes superficiales.

Otros dos conceptos importantes de precisar son los de Gas natural, Gas asociado, Hidrocarburo líquido y Condensado. En el caso de los gases, la siguiente es una clasificación propuesta¹, la cual permite avanzar en una definición más precisa de estos conceptos:

Cuadro A3.1 Composición de Gases Naturales.

Componente	Símbolo	Porcentaje Molar---			Poder Calori. BTU/Pie Cúbico/ 60 °F
		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	
Metano	C ₁	27.52	59.52	97.17	909.1
Etano	C ₂	16.34	5.36	1.89	1617.8
Propano	C ₃	29.18	4.71	0.29	2316.1
Iso-Butano	i-C ₄	5.37	2.03	0.13	3001.1
N-Butano	n-C ₄	17.18	2.39	0.12	3010.4
Iso_pentano	i-C ₅	2.18	1.8	0.07	3698.3
N-Pentano	n-C ₅	1.72	1.61	0.05	3707.5
Hexano	C ₆	0.47	2.60	0.04	4403.7
Heptanos	C ₇	0.04	19.98	0.24	5100.2

Fuente Gas Production Operations

¹ Este cuadro es tomado de la página 12 del texto “Gas Production Operations” de H. Dale Beggs

Veamos las siguientes definiciones²

A3.4 Gas Seco “ (Dry gas o Lean Gas): Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 por ciento). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también GAS NO-SOCIADO (nonassociated gas), o sea hidrocarburos gaseosos que ocurren (sic) como gas libre en el yacimiento, o también pueden provenir de plantas de gasolina natural donde el gas húmedo (condensado de gas) ha sido despojado (stripped) de sus productos más pesados en forma líquida.” Como puede verse de la tabla el contenido de metano es del 97 %, y que entre el metano y el etano constituyen más del 99 % molar, esto hace del gas seco materia prima importante para la petroquímica; también puede ser usado como fuente de energía primaria. Su bajo contenido de propanos, butanos y pentanos (menos del 0.7%), no lo hace atractivo como materia prima para obtención de gasolinas.

A3.5 Gas Húmedo “(Wet gas): Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente 75-90 por ciento), aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que en el caso del gas seco.” Esta composición permite obtener tanto un condensado de gran valor comercial como gas seco.

A3.6 Gas asociado “(Associated gas): Hidrocarburos gaseosos que ocurren (sic) como gas libre en el yacimiento a condiciones iniciales, en contacto con petróleo crudo comercialmente productor”, obsérvese de la tabla que el porcentaje total de metano y etano es bastante inferior a la del gas seco, siendo menos del 44%, en tanto que el contenido de propanos, butanos y pentanos es bastante mayor que para el gas seco siendo del orden del 55%. Esto lo hace bastante atractivo como materia prima para obtención de gasolinas, más que como fuente de energía primaria.

² Ramiro Pérez Palacio,

A3.7 Gas disuelto o en Solución “(Dissolved or Solution gas): Son hidrocarburos gaseosos que ocurren (sic) en solución con petróleo crudo bajo condiciones iniciales, en un yacimiento de petróleo comercialmente productor.”

A3.8 Condensado “(Condensate): Es un producto líquido compuesto primordialmente por productos de baja presión de vapor, obtenido a través de equipo de separación normalmente usado en el campo para separación de petróleo crudo. En general, es un producto claro, muchas veces prácticamente incoloro a condiciones normales con gravedades API mayores de 45 y razones gas-líquido entre 5000 y 10.000 PCN/BN. Proviene generalmente de yacimientos intermedios entre petróleo y gas y de yacimientos de condensado”

A3.9 Petróleo Crudo: Es una mezcla de hidrocarburos en la cual se encuentran en mayor porcentaje aquellos hidrocarburos que se permanecen estado líquido a condiciones normales (1 Atmósfera y 25 grados Celsius), La calidad del petróleo dependerá del porcentaje de materiales livianos presentes en él.

Luego de estas definiciones es pertinente estudiar los gases colombianos

A3.10 Características de los gases Colombianos: En Colombia las reservas más importantes de gas se hallan en la Guajira y en los llanos orientales. Los yacimientos de la Guajira son de gas seco, en tanto que en los llanos encontramos yacimientos de gas asociado y de condensado. Además Santander, Huila y Córdoba tienen reservas menores de gas Asociado. El siguiente cuadro presenta las características de los yacimientos de gas más importantes de Colombia, en el se puede observar como lo gases de la guajira y Güepaje pueden clasificarse como secos; los de Opón, El centro y Payoa como gases húmedos; en tanto los de Cusiana, Huila y Apiay como gases asociados.

Cuadro A3.2 Composición de los Gases Naturales Colombianos

Composición (%molar)	CAMPO							
	Apiay	Payoa	El Centro	Huila	Guajira	Güepajé	Cusiana	Opón
Metano	86.2	90.29	91.61	85.06	97.76	96.98	75.68	91.79
Etano	8.45	6.47	6.73	6.18	0.38	0.58	11.15	4.36
Propano	1.18	1.73	0.028	2.84	0.20	0.18	4.70	1.83
I-Butano	0.12	0.15	0.011	0.46	0.00	0.09	0.78	0.13
n-Butano	0.11	0.17	0.012	0.69	0.00	0.03	0.95	0.53
Otros pesados	0.00	0.09	0.02	0.43	0.00	0.10	0.63	1.04
Nitrógeno	0.77	0.35	0.85	1.13	1.29	1.98	0.91	0.00
CO ₂	3.17	0.75	0.739	3.21	0.37	0.06	5.2	0.32
Peso Molec.	18.63	17.87	17.32	19.47	16.41	16.55	21.57	18.13
Grav. Espec.	0.64	0.62	0.6	0.67	0.57	0.57	0.74	0.63
P.C.S. (Btu/pc-std)	1057	1084	1047	1095	999	1003	1162	1114

Fuente: Revista Ingeniería U de A Volumen 8 1996.