

Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador

Área de Estudios Sociales y Globales

Maestría en Relaciones Internacionales
Mención Negociación de Conflictos

Relaciones Estado-Compañías Petroleras.
Estudio de caso: Caducidad de Contrato entre la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador Petroecuador y Occidental Exploration and Production Company OEPC

Natacha Reyes Salazar

2006

Al presentar esta tesis como uno de los requisitos previos para la obtención del grado de magíster de la Universidad Andina Simón Bolívar, autorizo al centro de información o a la biblioteca de la universidad para que haga de esta tesis un documento disponible para su lectura según las normas de la universidad.

Estoy de acuerdo en que se realice cualquier copia de esta tesis dentro de las regulaciones de la universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica potencial.

Sin perjuicio de ejercer mi derecho de autor, autorizo a la Universidad Andina Simón Bolívar la publicación de esta tesis, o de parte de ella, por una sola vez dentro de los treinta meses después de su aprobación.

Natacha Reyes Salazar

Septiembre, 2006

Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador

Área de Estudios Sociales y Globales

Maestría en Relaciones Internacionales
Mención Negociación de Conflictos

Relaciones Estado-Compañías Petroleras.
Estudio de caso: Caducidad de Contrato entre la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador Petroecuador y Occidental Exploration and Production Company OEPC

Natacha Reyes Salazar

2006

Tutor: Ec. Marco Romero.

Quito. Ecuador

Resumen de propósitos y contenidos

Esta tesis tiene como propósito demostrar las relaciones inequitativas entre las empresas transnacionales y las empresas nacionales de petróleo. Aborda inicialmente desde el contexto de las relaciones internacionales que se dan en torno al petróleo y a los hidrocarburos en general, para luego examinarlas desde una visión desde las transacciones globales y sus tendencias. Posteriormente enfatiza el análisis jurídico-político en el estudio del caso Occidental – Petroecuador, con una revisión previa en el marco institucional y económico en el que se desarrolla este caso. El análisis se establece especialmente en un marco temporal contemporáneo, refiriéndose, cuando es necesario para contextualizar el complejo manejo de los hidrocarburos, a fechas claves que permiten entender determinados fenómenos actuales.

Contenido y anexos

Introducción

Capítulo 1

El petróleo en el siglo 21: breve estado de situación

1. El petróleo como recurso estratégico
2. Reservas estratégicas de petróleo
 - 2.1 La Unión Europea
 - 2.2 Estados Unidos
 - 2.3 Rusia
 - 2.4 China
 - 2.5 América Latina
3. Iniciativas energéticas subregionales
4. El fin del petróleo

Capítulo 2

El comercio mundial del petróleo: rol de las corporaciones privadas y los estados petroleros

1. El comercio mundial del petróleo
2. Consumo de petróleo y reservas mundiales
3. Transacciones petroleras
4. Corporaciones privadas y Estados petroleros

Capítulo 3 La relación estado-compañías petroleras. El caso Occidental – Petroecuador

1. Ecuador relación estado-compañías petroleras: períodos
 - 1.1 El período extractivista
 - 1.2 El auge petrolero
 - 1.3 Reapertura parcial a las transnacionales (82-92)
 - 1.4 Apertura total a las transnacionales (93-06)
 - 1.5 Recuperación de la propiedad estatal (desde abril de 2006)
2. Principales indicadores económicos y petroleros de Ecuador de principios de siglo
 - 2.1 Perfil petrolero ecuatoriano al 2006
3. Marco institucional y jurídico
4. Estudio de caso: conflicto Occidental – Petroecuador
 - 4.1 Contexto
 - 4.2 El conflicto Occidental – Petroecuador: punto de quiebre
 - 4.3 Posición de Occidental
 - 4.4 El contrato de cesión de derechos entre Occidental (OEPC) y AECI Investing Company (AECI): elementos a tenerse en cuenta
 - 4.5 Posición de Petroecuador
 - 4.6 Observaciones generales
 - 4.7 Respuestas políticas a las cuestiones jurídicas

Conclusiones

Anexos

Introducción

Muy pocos países en el globo dan importancia a la seguridad energética, definen políticas macro respecto al comercio de los hidrocarburos y prevén que les puede ocurrir en un mediano y largo plazo frente a la escasez de petróleo por razones de orden natural, comercial o de negociación política internacional.

Para este trabajo definimos como un punto de partida los inicios del siglo XXI, porque pensamos que debíamos dar cuenta de un espacio y un tiempo crucial, como referente para el resto de la década. Tiempo en el cual se han desatado violentas relaciones internacionales muy ligadas a la propiedad, consumo y comercio mundial del petróleo. Los conflictos bélicos en Irak y Afganistán, así como los problemas internos en Nigeria, la inestabilidad política interna de Ecuador, las crisis diplomáticas de Bolivia y Argentina con Chile, han tenido, según diversas opiniones especializadas, una motivación en la existencia o explotación de yacimientos hidrocarburíferos y gasíferos en sus territorios, así se han revisado algunas iniciativas energéticas regionales creadas para superar o prevenir la existencia de estas crisis.

Para ello se explora previamente el rol de las corporaciones privadas y los estados petroleros en el comercio mundial del petróleo, la relación consumo-reservas mundiales y se observa como se estructura globalmente el manejo de las transacciones petroleras, a fin de dimensionar sus tendencias y desarrollo.

Tomando en cuenta que el petróleo pesa cada vez más en la definición de la geopolítica mundial, se consideró relevante revisar como se expresan objetivamente las relaciones internacionales en torno a las actividades petroleras en un país periférico, pequeño en territorio y población, como Ecuador, pero con

una condición distinta frente a otros en similares circunstancias en su región, al tener yacimientos de petróleo en su territorio.

Con este objetivo se consideró examinar con herramientas del análisis de las relaciones internacionales y también desde la perspectiva jurídica, un caso coyuntural como es el conflicto entre la transnacional Occidental y la empresa estatal Petroecuador, que se generó a inicios del siglo XXI y que representa para Ecuador, algunas implicaciones en su vida interna y en su relacionamiento internacional.

El trabajo se propuso constatar que en Ecuador la débil política petrolera llevó a que su mayor recurso de exportación se maneje casi de manera exclusiva por empresas transnacionales, las que apoyadas por gobiernos inestables e inescrupulosos, impidieron que los márgenes de ganancia que correspondían a dicha exportación, fueran mayores. Esto implicó grandes pérdidas económicas para su producto interno bruto y para su patrimonio nacional, además porque el volumen de las exportaciones pasó a aumentar el producto nacional bruto de las empresas matrices transnacionales; así como la producción de derivados, quedó por la ineficiencia interna también en el exterior.

Asimismo, se demostrará con cifras como en la relación contractual del Estado con las empresas transnacionales petroleras no existen condiciones que permitan beneficios recíprocos equitativos o mutuamente provechosos y que en este sentido la legislación ecuatoriana sobre hidrocarburos ha sido variable, ambigua o definitivamente inconsecuente con los intereses nacionales. Para el efecto se aportarán las cifras encontradas más relevantes y se anexará información de fuentes oficiales que permitirán confirmar lo señalado. Por ejemplo, se muestra como la participación promedio obtenida por la compañía

Occidental en los años 2000-2003, según aumentaba el precio internacional de petróleo, el porcentaje entregado por la compañía al Estado ecuatoriano era inversamente proporcional.

A diferencia de análisis realizados en Ecuador frente a este caso de orden eminentemente jurídico, este trabajo propone una visión más sistémica, en la que juegan escenarios más complejos, como los relativos a los conceptos de seguridad energética, integración, comercio del petróleo, pero sobre todo intenta develar cómo supuestos conflictos entre estados, no son sino resabios de dominación e imposición de países que, en el orden internacional hacen valer argumentos de defensa aparentemente legítimos, frente a la inoperancia o mala fe de sus transnacionales.

Capítulo 1

El petróleo en el siglo 21: breve estado de situación

A inicios del siglo veintiuno se gestó lo que hoy puede ya denominarse como la tercera crisis mundial del petróleo o la primera del milenio. A mediados del decenio 2000-2010, no se puede dejar de revisar la coyuntura si se quiere hacer un análisis prospectivo alrededor de uno de los recursos estratégicos más importantes en la disputa mundial sobre la hegemonía política y económica global.

El petróleo además de un recurso, es un objeto de estudio desde múltiples ángulos. La geología, la química, la ingeniería civil, la mecánica, la física, la matemática, son, por citar escasamente desde las ciencias exactas, perspectivas de análisis que se vuelven útiles para resolver finalmente desde las ciencias políticas, económicas, sociales y ambientales, los asuntos relativos a su exploración, explotación, transformación, transporte, comercialización y finalmente la eliminación de los efectos nocivos en su uso. En este trabajo el análisis es esencialmente abordado desde la perspectiva de las relaciones internacionales, particularmente de las que se dan entre los estados petroleros y las empresas transnacionales que se dedican al negocio de este producto.

Del conjunto de temas relativos al petróleo y las relaciones internacionales, hay asuntos coyunturales de relevancia como saber dónde hay yacimientos de petróleo, cuáles son las reservas reales de este bien y para cuánto tiempo alcanzarán; pero, también es importante conocer cómo se organizan las instituciones internacionales para resolver el dilema de la seguridad energética. Para responder a estas preguntas, los países industrializados y las economías regionales emergentes, ya han analizado a profundidad qué política adoptar en un mediano plazo, empezando por almacenar el recurso y mantenerlo en reserva a

fin de utilizarlo en tiempos de escasez, bien sea por anomalías productivas de origen natural, político o económico.

Siendo el precio del petróleo un valor que se determina a nivel global, la demanda y la oferta finalmente no es solo una toma de decisiones de los mercaderes de este recurso, tiene mucho que ver con la incidencia de las transnacionales petroleras privadas, las empresas petroleras estatales y las instituciones mundiales organizadas alrededor de la energía y los hidrocarburos.

En este capítulo se analiza por qué el petróleo para algunos países es visto como un recurso que vale la pena preservar a través de políticas específicas que permitan mantener reservas estratégicas para el corto plazo, y aún más, aprovisionarse de este bien a largo plazo, aunque sea a costa de la guerra.

Para ello se revisa cuales son las tendencias en la Unión Europea, los Estados Unidos, China, Rusia y América Latina. No se ha examinado el caso de los exportadores netos de petróleo ubicados en el Golfo Pérsico, pues dado el volumen de sus reservas no ha sido aún motivo de preocupación por países, ni regionalmente. Tampoco se ha visto el caso africano, pues no se ha encontrado en la búsqueda bibliográfica, ninguna mención relevante en torno a que exista preocupación de los estados de este continente respecto a la necesidad de si les es necesario mantener o no una reserva estratégica de petróleo.

Las estrategias energéticas subregionales, así como las desarrolladas por las transnacionales privadas del petróleo y las organizaciones energéticas mundiales, son motivo de análisis antes de llegar a lo que parece irremediable, el fin del petróleo. En este último acápite se verán las preocupaciones que tienen todos los que están conscientes no solo de la escasez de este recurso natural sino

de su próximo fin, el que ya ha dado muestras de existir en algunos yacimientos que empezaron a explotarse a finales del siglo XIX y principios del XX.

1. El petróleo como recurso estratégico

Desde que empezó la producción industrial del petróleo, este ha sido uno de los productos de mayor valor comercial y de los más transados en el mercado internacional. Su importancia comercial no es menor que su importancia estratégica, lo mismo que no puede decirse de otros bienes naturales o elaborados.

El oro y la plata como minerales nunca tuvieron la misma importancia que los hidrocarburos pues si bien ambos se constituyeron por largos períodos de la historia en valores de uso y de intercambio, por sí mismos no generaron otro nivel de satisfacción a las necesidades humanas como sí lo ha hecho el petróleo. La valía de este producto natural no renovable radica esencialmente en su potencialidad como elemento fundamental en la producción de energía y en la versatilidad de su uso como sustancia base o componente de las industrias petroquímica y farmacéutica.

Por estas y otras consideraciones al analizar cualquier aspecto relativo a los hidrocarburos, especialmente al petróleo y al gas, no se puede dejar de establecer su importancia para la sobrevivencia y la sostenibilidad de las economías de los países y de las empresas. Desde esta perspectiva, la propiedad del petróleo y sus derivados es un asunto estratégico.

Durante el Siglo XX el petróleo ha sido considerado política y formalmente como un recurso estratégico por los principales países industrializados; por ello los Estados Unidos constituyeron su Reserva Estratégica de Petróleo en 1977¹, a

partir del primer incremento mundial de precios en 1973, acción contemplada como una medida de seguridad económica en el evento de que se produjera una interrupción en el suministro. Esta iniciativa se seguirá manteniendo hasta que en el planeta no se disponga de una fuente similar de energía u otra que le substituya, no solo en el plano energético sino también en el petroquímico².

Entendemos a una reserva estratégica, como la política estatal dirigida a guardar suficiente petróleo crudo y/o sus derivados, calculando un tiempo mínimo de uso, a fin de que sean utilizados especialmente en casos emergentes. Estos pueden surgir por una escasez real, ocasionada por ejemplo por el agotamiento de los yacimientos o por desastres naturales, así como también por razones ficticias, surgidas por decisiones políticas, comerciales o por conflictos armados que impidan extraer o transportar el recurso desde sus fuentes.

También se sostiene que la reserva estratégica de petróleo es un mecanismo de los países del OCDE para manipular el precio del petróleo y obligar a la OPEP a sus condiciones, como lo expresó el representante venezolano ante la Comisión Permanente de la OEA en 2005³:

“...Hay otra circunstancia relevante que incide sobre los precios del petróleo. La acumulación de inventarios, stocks y reservas petroleras estratégicas por parte de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). En la actualidad estos superan los 6,5 billones de barriles, tanto de crudos como de productos refinados. Esta demanda adicional de petróleo no se utiliza para satisfacer la demanda del consumidor, sino que se acumula como un instrumento de poder. ...Cuando la Agencia Internacional de Energía (AIE) y el Gobierno de los EE.UU, decidieron sacar unos 50 millones de productos refinados de sus reservas estratégicas, el precio del barril retrocedió en 7 dólares

en unos días. Sin embargo, cuando la OPEP anuncia un incremento de su producción petrolera, el mercado reacciona con indiferencia. Los dueños de las refinerías saben que transcurrirán unos 45 días para que el crudo prometido esté disponible físicamente para alimentar sus instalaciones. Ello se debe a las grandes distancias que el crudo tiene que transitar, sea desde Indonesia, el Medio Oriente o África”

Los avances tecnológicos y de la comunicación intercontinental están incuestionablemente ligados al petróleo. Mientras en el planeta el carbón y otras fuentes minerales y no minerales constituían la principal fuente energética, el desarrollo industrial no había visto un avance tan gigantesco como el registrado a partir del uso del petróleo como combustible, especialmente luego de la II Guerra Mundial, como lo reconoce el profesor Robert Gilpin⁴, al decir que el cuarto de siglo que siguió al fin de Guerra hasta el inicio de los años setenta, fue el más próspero en la historia humana y que en ese período las tasas de crecimiento económico y de industrialización alcanzaron un nivel sin precedentes. De hecho destaca que entre 1950 y 1960, el crecimiento en la economía estadounidense y de Europa occidental registró tasas anuales entre el 4 y 5%, mientras que el del Japón marcó un ritmo del 10% anual. Los siete países denominados grandes por el volumen de su economía, y de ellos especialmente los Estados Unidos, tienen desde el siglo anterior su propia política económica del petróleo, pero también la tienen la Unión Europea, y países emergentes como China y Rusia que han establecido serios procesos para privilegiar sus intereses en términos de seguridad energética. Esto no se refleja de la misma manera en América Latina, ni programática ni políticamente.

Aunque la Organización Latinoamericana de Energía-OLADE fue creada como un organismo dedicado a la política energética latinoamericana, las acciones tomadas por esta no han tenido la contundencia que debía esperarse frente a las expectativas con las que surgió, puesto que ha carecido de poder para convocar y colocar en la agenda de los países productores de petróleo latinoamericanos el asunto de las reservas estratégicas, menos aún en aquellos países importadores netos de petróleo y para los cuales una subida extraordinaria del precio les puede significar graves problemas de seguridad interna. Esta última preocupación se intentó mitigar en mesoamérica desde 1980 a través del Acuerdo de San José, suscrito entre México y Venezuela con países de Centro América y El Caribe⁵, y ampliado solo por Venezuela en octubre de 2000, a través del Acuerdo Energético de Caracas⁶ para aumentar sus intenciones programáticas, así como su cobertura, a petición de parte de los países caribeños y andinos que lo requieran. La consideración que han tenido algunos países desarrollados frente al tema del petróleo como un recurso estratégico ha influido en las características de la economía mundial más allá de lo que se podría esperar. Pero no han sido solo los estados y las instituciones globales oficiales las que han demostrado esta preocupación y han tomado cartas sobre el asunto.

A partir de los años 70 Estados Unidos y Europa occidental empiezan un período de contracción. Gilpin atribuye este abrupto fin de una época de bonanza, a una combinación de bajas tasas de crecimiento económico, aumento de la inflación y crecimiento del desempleo, que se deben principalmente a los altos costos de la guerra de Vietnam y, sobre todo, a la crisis del petróleo en 1973.

Gilpin sitúa a este año como inicio de una era en la que se generan numerosos cambios en las políticas y en las características de las instituciones. El

carácter de los setenta en crisis, se replica en la situación de mediados de los años 40, cuando al finalizar la segunda guerra mundial se creó un entorno que dotó de nuevas condiciones al desarrollo de la economía mundial en los siguientes cincuenta años. Así, a partir de la Conferencia de Bretton Woods⁷, el sistema creado en el contexto político de entonces tiene el sello del pensamiento británico y estadounidense, aunque haya parecido que respondía a un nuevo orden económico mundial útil para todos; esto coincide con la fundación de la Comisión Trilateral⁸ en 1973, que a decir de Le Monde Diplomatique⁹, es el más poderoso grupo de análisis e intervención política mundial, altamente relacionado con el poder petrolero y financiero mundial.

La Comisión Trilateral es una organización creada en ese año por David Rockefeller a fin de “fortalecer la cooperación entre el núcleo de las áreas industrializadas mundiales y engrandecer su liderazgo en el sistema internacional”; para ello se juntaron prominentes empresarios y políticos de Estados Unidos, Europa y Japón. La idea inicial fue trabajar solo por un trienio, sin embargo en la actualidad se reúnen cada tres años en cualquier continente, habiendo aceptado en la última década a personajes de países que antes estaban en la órbita soviética y han ampliado su cartel para nuevos miembros asiáticos. Es tal el poder de esta organización privada mundial, que su mismo líder y fundador llegó a señalar que:

“...a veces, las ideas presentadas por los informes de la Comisión Trilateral se convirtieron en políticas oficiales. Esas recomendaciones siempre fueron seriamente debatidas fuera de nuestro círculo y estuvieron presentes en las reflexiones de los gobiernos y en la formulación de sus decisiones.”¹⁰

Por esto, según Le Monde Diplomatique, este grupo no gubernamental es una de las piezas que apoya en gran medida la consolidación de la alianza entre el poder de las transnacionales, el de las finanzas y el de la política, a través de una red de influencias que se extiende entre los más influyentes de cada país miembro. En el caso del análisis de la política económica del petróleo, y con el ejemplo anterior, no puede dejar de evidenciarse la influencia que tienen no solo las transnacionales empresariales por sí mismas, sino también aquellos grupos de interés que se conducen por diversos medios a fin de incidir en las instituciones nacionales e internacionales. Keohane y Nye, al analizar la interdependencia compleja en el campo de las relaciones internacionales señalan que:

“los múltiples canales de contacto que emergen entre las sociedades no solo proporcionan instrumentos de influencia para los gobiernos sino también para que los actores no gubernamentales ejerzan influencia sobre los gobiernos. Las organizaciones transnacionales, como las corporaciones multinacionales, son los más importantes entre estos actores. Los múltiples canales de contacto también implican un aumento de las relaciones transgubernamentales, que llegan a tener efectos adversos para la coherencia de las políticas gubernamentales”¹¹

Gracias a la democratización de la información a nivel global a través de la Internet, hemos podido acceder directamente a documentos tratados en uno de los prototipos de organización a los que hacen referencia Keohane y Nye, y en ellos se ve con absoluta claridad que discursos que aparentemente tuvieron origen en documentos de las instituciones internacionales; son, sin embargo, propuestas privadas que se transmiten en el escenario público mundial como documentos oficiales, que nacerían de la visión técnica de sus burócratas, uno de ellos es

indudablemente el relativo a la “gobernanza global”, tan trillado en los últimos años por organismos como el Banco Mundial.

2. Reservas estratégicas de petróleo

2.1 La Unión Europea

El surgimiento de la nueva Europa como una entidad política común, tuvo su origen en acuerdos económicos previos iniciados por el Benelux a fines de la segunda guerra mundial, que en 1951 culminaron con la instalación en París del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y el Acero, que expiró en 2002. Vale recordar que uno de los hechos que se reconocen históricamente como *leit motiv* para este acuerdo entre Bélgica, Holanda y Luxemburgo. Al que se integró posteriormente Francia, tuvo su antecedente en el Pacto del Acero entre Alemania, Italia y Japón, como un medio del Eje para asegurarse la provisión de este metal durante la segunda guerra mundial. La visión de los estadistas europeos de la post guerra dio a luz, a partir de estos históricos acuerdos, a la Comunidad Económica Europea y finalmente arribaron a un pacto que va más allá de lo comercial y económico, a uno político que hoy toma decisiones a través del Consejo de Europa. Estos antecedentes le han permitido a Europa desarrollar estrategias energéticas innovadoras y la aplicación de mecanismos institucionales de gobernanza regional. Así, desde la Unión Europea¹² en 2003, a través del Comité Económico y Social Europeo (CESE) se dictaron medidas en materia de seguridad del abastecimiento de productos petrolíferos de acuerdo al informe *Libro Verde - Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*. En este documento se sostiene que del

2003 al 2223 la dependencia de la UE respecto al petróleo podría pasar del 70% al 90%, mientras que la del gas pasaría del 40% al 70 %.

Los europeos consideran que la energía es una materia prima indispensable para la economía, al tiempo que contribuye a la comodidad de los ciudadanos particulares. También tienen presente en sus análisis que la producción de los hidrocarburos, especialmente el petróleo y el gas, se concentra particularmente en regiones políticamente inestables, lo que haría que la seguridad en el abastecimiento de ambos recursos, tenga un carácter “absolutamente estratégico” para la UE. Los riesgos avizorados en el Libro Verde se relacionan especialmente con temas como el abastecimiento y escasez (oferta y demanda), como resultado de problemas técnicos, y, en las dificultades políticas de los países productores. Esto, a su parecer, provocaría pérdidas en las instalaciones y suspensión voluntaria del suministro o de parte de él. La experiencia de la primera crisis del petróleo en 1973 y, anteriormente, el surgimiento de la OPEP como una respuesta no corporativa sino cooperativa entre países productores no industrializados, está muy presente en los temores de los políticos europeos. Europa tampoco olvida la tendencia alcista que llegó a colocar el barril de crudo sobre los USD80, a finales de los años ochenta, con los consecuentes costos para su desarrollo industrial. Este temor europeo es una constante desde que Inglaterra y Holanda perdieron la primacía en la colocación del precio mundial del petróleo desde sus empresas British Petroleum y Shell (que hicieron parte del cartel petrolero privado más grande del mundo, compuesto por las denominadas siete hermanas¹³), así como desde la oposición de organizaciones ambientalistas a la implantación de nuevas plantas nucleares

después del desastre de Chernobyl en 1986 o a la explotación del carbón de piedra por sus efectos excesivamente contaminantes.

Las consecuencias inmediatas de la escasez de petróleo derivarían en un aumento de precios excesivamente gravosos para la UE que se traducirían en la pérdida de crecimiento y empleo (una alza de diez dólares por barril en el 2003 suponía un 0,5 % menos de crecimiento del PIB comunitario) y serían insostenibles para los hogares, que emplean el petróleo para usos finales como la calefacción y el transporte privado y comercial. Por estas y otras razones económicas, políticas y ambientales, el CESE dictó una serie de directrices orientadas a fijar un nivel mínimo de seguridad de sus estados miembros, a fin de contar al menos con la obligación de mantener reservas para 90 días de consumo diferenciados en gasolinas, destilados intermedios y productos pesados, a excepción de los Estados miembros productores de petróleo que se sometieron a condiciones especiales. Esto se dejó a libre decisión de los estados a fin de que se llevara a cabo bien sea bajo la forma de reservas en manos de operadores privados o mediante reservas controladas por un organismo público. El mismo CESE aprobó que se estableciera un organismo centralizado en cada Estado miembro para facilitar el respeto de las obligaciones de reserva por parte de los nuevos operadores y de los que carezcan de instalaciones propias; así como la posibilidad de almacenar reservas en otro Estado miembro para no perjudicar a los operadores transnacionales.

También se instó, aunque con reservas y sin carácter obligatorio, a que los estados aumentaran de 90 a 120 días sus reservas, un tercio de las cuales estaría a cargo del organismo centralizado para hacer más visible esta estrategia de seguridad de abastecimiento; y, además, se determinó crear a nivel comunitario

un marco normativo común para la movilización de reservas de productos petrolíferos que incluya un proceso decisorio adecuado.

Por último frente a un alza riesgosa del recurso, el CESE revisó la posibilidad de utilizar las reservas estratégicas para influir en el mercado e intentar limitar el efecto de la especulación en la volatilidad de los precios de los productos petrolíferos. Esta decisión se tomaría solo como medida de anticipación a una crisis de abastecimiento, dando luz verde para que el 50% de las reservas pueda ser utilizado por cada país para su propio consumo. Por sus características, el CESE decidió tratar el tema del gas y el petróleo por separado, primero, teniendo en consideración que el gas no necesita mayor elaboración para su uso, que el petróleo en cambio llega a Europa en bruto y desde diversos y conflictivos puntos del planeta y que el proceso de transformación se realiza en ese continente. Por otra parte, respecto a la estructura de los mercados, el petróleo tiene un mercado mundial y su transporte desde las zonas de producción a las de refinado y consumo, se lleva a cabo prioritariamente en grandes buques. El transporte del gas hacia Europa se realiza por gasoductos y sus mercados son regionales más que mundiales, con provisiones que arriban fundamentalmente desde Noruega, Argelia y Rusia, siendo por lo tanto más estables y menos caros.

La normativa comunitaria de la Unión Europea obliga a los Estados miembros a contar con reservas de productos terminados para 90 días de *consumo medio*, mientras que las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE¹⁴) insta a la UE a contar con reservas equivalentes a 90 días de *importación*. Este criterio es considerado más restrictivo, pues la AIE exige aplicar un coeficiente corrector del 10 % a tener en cuenta, entre otras cosas por los fondos no utilizables de los contenedores. Esta política se nutre de una manera

importante con la participación de sus compañías en los contratos petroleros en el Golfo Pérsico y en el África, especialmente a través de transnacionales inglesas, españolas, holandesas y francesas.

Sin embargo de ello, como se ha visto a partir de los conflictos armados ocurridos en Afganistán e Irak, no ha habido una posición de intervención en estos conflictos como Unión Europea, aunque se enviaron tropas inglesas, italianas y españolas a Irak como un mecanismo de defender sus intereses corporativos, a pesar de la presión en contra de su sociedad civil organizada. Finalmente, la determinación de apoyar con fuerzas militares o no a la ocupación de Irak por los Estados Unidos, ha sido eminentemente de los gobiernos, más que de los estados europeos. Queda para la historia el 11 de Marzo en España y la consecuente victoria de un gobierno socialista que se opuso a la participación de soldados españoles en Irak. En Mayo de 2006, esta misma actitud ha sido asumida por el nuevo presidente italiano, parte de cuya agenda electoral fue retirar las tropas de Italia ubicadas en Irak. En este análisis, es rescatable la posición de Alemania y Francia, cuyos gobiernos atendiendo a las demandas populares, no accedieron a enviar soldados al frente Iraquí, aún cuando pudieron tener sumo interés en el juego del poder para dominar el mercado del petróleo.

Europa, en conclusión, tiene una política de reservas estratégicas de petróleo que va más allá de los intereses particulares de los gobiernos de turno en cada país o de la política interna de cada estado europeo lo que le permite contar con una línea de actuación que aseguraría en corto plazo el uso de un recurso políticamente volátil y económicamente sujeto a graves vaivenes de precio.

2.2 Estados Unidos

En Norteamérica, especialmente en Estados Unidos, el asunto de las reservas del petróleo es un tema prioritario en las agendas del congreso, el ejecutivo, las compañías norteamericanas y los expertos comentaristas en artículos especializados. El Secretario de Recursos Energéticos de Estados Unidos, -que es la autoridad estatal federal de mayor influencia en estos temas-, ha señalado que la estimación del consumo total de energía de su país aumentará de 98.000 billones de unidades térmicas británica (Btu) en 2002, a 136.000 billones (Btu) en 2025, pese a los avances en la tecnología y a la incorporación de fuentes alternativas de recursos; asimismo que *“debido al crecimiento lento de la producción nacional de energía, se estima que las importaciones netas aumentarán en 2025 desde una cuarta parte de la demanda estadounidense, hasta sobrepasar una tercera parte de esa demanda.”*¹⁵

Mantener reservas estratégicas de petróleo (SPR), significa un alto costo para el país que lo decida, mas su beneficio merece la inversión. Según el New York Times, a enero de 2006, las reservas dependientes del gobierno habrían costado a los contribuyentes 51.000 millones de dólares, incluyendo los ajustes por la inflación desde que se creó la Reserva Estratégica de Petróleo en 1975, significando un costo por barril guardado de USD80 a finales de 2003, mucho más alto que el precio del mercado, por lo que algunos analistas han propuesto que esta reserva se elimine¹⁶ así como sostienen que Estados Unidos siempre tendrá acceso al crudo del golfo Pérsico les guste o no a los miembros de la OPEP.

No obstante, esto se contradice con la política emprendida desde octubre de 1973, cuando los países árabes exportadores desde el Golfo Pérsico, embargaron por seis meses las exportaciones petroleras hacia Estados Unidos, lo

que significó una gran dosis de inseguridad energética para ese país, puesto que solo entre el 3 y el 4% de las reservas mundiales se encuentran en Estados Unidos, en cambio dos tercios de ellas estarían en el Medio Oriente, región de la cual también Japón depende en un 75% para sus importaciones de crudo¹⁷.

El objetivo de la reserva estratégica estadounidense es el de que le sirva de soporte en caso de un corte en el suministro, como ocurrió en la crisis de 1973¹⁸. Esta reserva se almacena en cuatro depósitos en el Golfo de México, a lo largo de la frontera entre los estados de Texas y Luisiana; sin embargo existen, a decir del Departamento de Energía de los Estados Unidos, un total de 13 *cavernas* de reserva¹⁹ y cuatro depósitos en el Golfo de México que pueden albergar 700 millones de barriles. En el 2001 el presidente de los Estados Unidos contempló llenar al máximo la capacidad de la Reserva Estratégica de Petróleo entonces estimada en 545 millones de barriles, “para fortalecer la seguridad energética a largo plazo de Estados Unidos”.

El ejecutivo estadounidense ha hecho uso de esta potestad algunas veces, la primera en 1991 durante la guerra entre Kuwait e Irak, luego en septiembre de 2001 por el derribamiento de las torres gemelas y en el 2005 con el paso del huracán Katrina²⁰. Estas decisiones son parte de la nueva Política Energética Nacional de los Estados Unidos, dictada a partir de mayo de 2001, que reconoce que en ese año aquél país enfrentó la más seria escasez de energía desde comienzos de los años setenta que tendría como uno de los orígenes a los precios de la energía y al desbalance entre la oferta y la demanda energética que significó serios apagones en algunos estados como California, por eso esta política insiste en el incremento de la oferta de energía²¹, sobre todo a partir de fuentes convencionales (petróleo, gas y carbón) y de origen nuclear.

Sin duda no es estratégico para los Estados Unidos echar abajo una política de seguridad cuando sus competidores están haciendo todo lo contrario, tanto desde el punto de vista político ni desde el comercial. Pero no es ético hacerlo desde la guerra, menos aún desde los intereses de empresarios petroleros que llegan al poder, como ha sido la percepción de algunos expertos, entre otros el intelectual estadounidense Michael T. Klare, como veremos mas adelante.

De hecho, Estados Unidos, el principal consumidor de petróleo en el mundo, seguido por China, ha demostrado en el último quinquenio que su interés en los asuntos políticos en Afganistán e Irak no giran en torno al mayor o menor contenido democrático de sus gobiernos, y menos aún, como se plantea en el caso de Irán, en un interés civilizatorio para ayudar a sacar del medioevo musulmán a los millones de habitantes de ese país o para evitar el enriquecimiento de uranio, como sucedió previamente con Irak. La real preocupación que tendría Estados Unidos expresada por Michael T. Klare²², sería la de perder la oportunidad de ocupar el Golfo Pérsico, lo que temió sobre todo con la política de Saddam Hussein en Irak. Al respecto, Klare hace referencia a un discurso del vicepresidente Cheney, quien en el 2002, en una convención de veteranos de guerra dijo:

“...si las ambiciones de Hussein de adquirir armas de destrucción masiva se concretan, las implicaciones serán enormes para Oriente medio y EUA, pues armado con un arsenal de estas armas de terror y sentado sobre el diez por ciento de las reservas petroleras del mundo, Sadam Hussein podría esperar alcanzar el dominio de todo Oriente Medio, tomar el control de una gran porción de los recursos energéticos mundiales y amenazar directamente a los amigos de EUA en la región”

Así, los órganos de gobierno de los Estados Unidos deben responder a su propia población, estimada en un 4% del total mundial, por lo que ocurra o deje de ocurrir con respecto a la provisión de combustibles, pues son el principal consumidor mundial de petróleo, más aún cuando se conoce que sus propias reservas probadas²³ representan menos del 5% mundial²⁴. La diversificación en su canasta de proveedores es una constante en las preocupaciones estadounidenses, la que siempre evalúa como manejar la dependencia del 40% de importaciones que provienen de países miembros de la OPEP. Cuando se observa la composición de importaciones por país de origen, del total de las importaciones de petróleo que hace Estados Unidos se constata que después del conjunto de países de la OPEP, México y Canadá son sus principales proveedores en un 17 y 13% respectivamente. En esta diversificación de canasta, observando el Gráfico 1, es difícil para los Estados Unidos, negociar con los mayores productores de petróleo puesto que a éstos no les resultará cómodo que uno de sus principales compradores quiera imponer las condiciones unilateralmente. Las razones comerciales en el siglo veintiuno donde el flujo de la información es más rápido que nunca antes en la historia, impone a los países menos desarrollados utilizar sus propias estrategias para exigir, en el marco de los tratados y organizaciones comerciales mundiales, el mismo derecho que los de la OCDE a obtener las ganancias que en cualquier transacción en igualdad de condiciones se estiman lógicas.

Si los países del Medio Oriente saben que mejor transarían su petróleo en euros o en su propia moneda regional, es lógico que desearan volver a conversar con sus socios o compradores. Esta idea no ha sido satisfactoria como nueva regla de juego para los Estados Unidos y da a entender que si las contrapartes

comerciales no se someten a negociar en su moneda o bajo sus condiciones, se atenderán a las consecuencias. Esto, más que una intuición, es lo que se puede leer después de la ocupación de Irak con un objetivo que ha sido descartado por serias fuentes estadounidenses y condenado ampliamente en el mundo, inclusive al interior de los mismos Estados Unidos, donde se han reducido las inversiones en seguridad social para reprogramar el presupuesto estatal a favor del uso de la fuerza en un país como Irak, que aunque es institucionalmente débil, tiene, como reza la Declaración Universal de los Derechos Humanos, derecho a su soberanía política y autodeterminación.

La incursión armada estadounidense en Irak frente al tema de las reservas estratégicas de petróleo y su aprovisionamiento se explicaría en parte porque según el Centro Internacional de Energía, para 2004 Irak poseía la segunda reserva de petróleo del mundo con 112.000 millones de barriles, y sus reservas potenciales llegarían incluso a 200.000 millones de barriles. Sumadas ambas se estima que su riqueza petrolera es aún mayor que la de Arabia Saudita que se estima actualmente en 260.000 millones de barriles. Pero además en Irak, antes de la invasión, los costos de producción eran bajos, estimados por la revista Petróleo y Gas de entre 1 y 1.50 dólares por barril, incluyendo los costos de exploración. Si se comparan con otros costos de producción que se sitúan entre 5, 8 y hasta 20 dólares por barril en países como Malasia, México, Rusia y los mismos Estados Unidos, los beneficios de acceder a ese petróleo para quien se apropie de sus yacimientos, son enormes.

Estados Unidos consume alrededor de 20 millones de barriles diarios, de los cuales se estima que 11,5 millones son importados. Si sube el precio del petróleo, aumenta el valor de sus productos y servicios por lo que se reduce su

competitividad y por tanto su estabilidad económica se ve fragilizada además por factores externos, en particular por su elevado déficit comercial que supera los 600.000 millones de dólares anuales. Un país con ese nivel de fortaleza, pero al mismo tiempo de potenciales amenazas, se siente presionado para ajustar sus estrategias y enfrentarlas con mecanismos de seguridad nacional, aplicando las recetas más ortodoxas de la teoría realista. Por ello la administración Bush en el año 2001 presentó e impulsó en el congreso de los Estados Unidos iniciativas para que se sancionara la nueva política energética que contiene un conjunto de planes para incrementar la exploración y el desarrollo de los recursos nacionales de petróleo y gas y aumentar las fuentes de energía tradicionales y ganar un mejor posicionamiento en el mercado internacional. Esta política también busca consolidar la capacidad de abordar emergencias energéticas y por último influir desde su posición hegemónica en las principales áreas de la producción petrolera y de gas alrededor del mundo en lugares tan remotos como el mar Caspio y en proyectos de conectividad energética como el oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhan.

El primer productor y consumidor de petróleo en el mundo no ha desdeñado al África y también operan en ese continente las transnacionales norteamericanas. Luego de un acuerdo logrado con once jefes de Estado reunidos durante la Asamblea General de la ONU en el 2002 con George Bush, se estima que para 2015, las importaciones norteamericanas de crudo desde África alcanzarán 25% del total, superando las adquisiciones de Washington en todos los países del Golfo Pérsico. Esto confirma el espíritu del informe *Nacional Energy Policy Development Group* emitido en 2001 por el ejecutivo norteamericano para los próximos veinte años en el que se postula la estrategia de aumentar el acceso a las reservas petroleras más que implementar medidas que economicen la energía o que

reduzcan las emisiones. En este último tema, al no haber suscrito los Estados Unidos el Protocolo de Kyoto, no se ve obligado a cumplir con los mandatos de este acuerdo ni aún por parecer políticamente correcto, lo que le pone en una posición poco estimada por la comunidad internacional, a diferencia de otros países que han suscrito dicho Protocolo y hacen esfuerzos por cumplirlo.

Con el mandato de afianzar las alianzas globales, según menciona el informe de la CEPAL, *Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo*²⁵, con respecto al último capítulo del National Energy Policy Development Group, la dependencia estadounidense respecto al petróleo extranjero debería pasar del 52% del consumo total en el 2001 al 66% en el 2020. Siendo así, solo si los proveedores extranjeros aumentan su producción y venden más a los Estados Unidos, este país puede llegar a la meta prevista. En consecuencia, el referido informe recomienda al Estado norteamericano que desarrolle las importaciones petroleras como una prioridad de la política comercial y de su política exterior; por eso se extiende mundialmente el rol protagónico del Departamento de Estado, inicialmente con el Secretario Colin Powell y luego con Condoleza Rice, en defensa de los intereses de las compañías privadas norteamericanas como asunto de estado²⁶.

La concentración en el Golfo Pérsico para aumentar rápidamente las importaciones, dado que allí se encuentran las dos terceras partes de las reservas mundiales; y, a su vez la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, han colocado en la mira a países como Azerbaiyán y Kazajstán; Angola y Nigeria; Colombia, México y Venezuela, países de la Cuenca del Mar Caspio, África Subsahariana, y América Latina, respectivamente.

2.3 Rusia

Para el 2004, según el Boletín Estadístico Anual de la OPEP sobre los países que producen más petróleo en el mundo, Rusia ocupaba el primer lugar como productor mundial de petróleo, superando por primera vez un récord importante sostenido por Arabia Saudita. Esta variación ha sido de gran importancia, pues demuestra un avance relevante de las cifras aportadas por el estudio de la CEPAL citado anteriormente²⁷, según el cual Rusia para el 2002 ocupaba el tercer lugar en producción total del petróleo mundial y el segundo en exportaciones netas de petróleo. Aunque las estadísticas mundiales reportadas en distintos estudios y análisis varían de acuerdo a la fuente, en todas ,se observa que el potencial hidrocarburífero de Rusia pugna por ponerse a la cabeza del mercado petrolero mundial, lo que sin duda se reconoce por una de las más acreditadas fuentes a nivel mundial como es la OPEP, organización de la cual este país no es parte como se observa en el Cuadro 1.

Con el 25% de los ingresos fiscales originados en este recurso natural, cada dólar extra por barril exportado de petróleo significa ingresos por alrededor de mil millones de dólares adicionales²⁸ para su presupuesto. Aunque ocupe los primeros puestos en la carrera hidrocarburífera, a Rusia le queda mucho por hacer como potencia económica así como para consolidarse como un referente para su región, por lo que ha tomado una decisión clave, superar la restringida capacidad de sus oleoductos para transportar petróleo²⁹ y ha empezado naturalmente con sus más grandes y competitivos vecinos. Una de las estrategias energéticas que ha emprendido este país es consolidar en el decenio sus propias reservas estratégicas de petróleo lo que ha sido ampliamente señalado como una

aspiración estatal rusa a través de Yukos, su más grande compañía. En este sentido, todas las acciones que pueda hacer para expandir su mercado y mejorar sus alianzas estratégicas con países como China y Japón, pasan por el tema del transporte de los hidrocarburos. Así, en el 2004 el gobierno ruso anunció que las prioridades en los oleoductos se establecieron sobre todo en el trayecto preferido por Japón, entre Siberia Oriental y la bahía de Peredoznaya en el Pacífico, donde se construye el oleoducto Taishet-Skovorodino-Najodka. A través de los acuerdos con China, se construye el Angarsk-Daqing, de 2.300 kilómetros, entre el sur del lago Baikal y el principal centro de distribución de China, en la provincia nororiental de Heilongjiang.

No siempre los recursos estatales permiten realizar inversiones de esa envergadura, pero no por ello desisten de hacerlo y permiten a compañías privadas realizar inversiones. Este fue el caso de la empresa china CNPC y la rusa Yukos que habían firmado un pre acuerdo para construir el oleoducto Angarsk-Daqing. Como este último tuvo algunos problemas, el gobierno ruso privilegió la construcción del Taishet-Skovorodino-Najodka, en asocio con una empresa japonesa, y postergó momentáneamente la decisión dando a su socia china la posibilidad de transportar petróleo por ferrocarril desde Skovorodino hasta el Pacífico, mientras se concluya el ramal que va desde esa región a Daging, que se estima estaría terminado entre el 2010 y el 2020³⁰. La premura y el sentido estratégico por hacerse de recursos petroleros son dos factores que impulsan a que antiguos contendores pretendan tenderse la mano y en el proceso no salir con pérdidas irreparables. Pero esto se verá con el tiempo. Basta observar el mapa de la presencia norteamericana en Asia Central, sin duda el papel es cada vez más omnipresente a través de sus transnacionales, así como

por la presencia militar iniciada en 2001,³¹ con las bases aéreas en Kirguizistán y Uzbekistán. Esta presencia ha sido considerada por muchos analistas como un riesgo para los oleoductos rusos que van hacia la China. Aún así, se estima que los oleoductos ruso y kazajo trasladarían unos 30 millones de toneladas al año a partir de 2006, significando para China solo el 15% de sus importaciones, lo que no libra a este país de la necesidad de satisfacer sus requerimientos con el crudo de Oriente Medio³².

Rusia también está dando pasos agresivos para convertirse además en el principal suministrador de gas natural para aquellos países que antes estaban bajo la órbita soviética y para la cada vez más cercana Europa con la cual, a través de la denominada "diplomacia de la energía", ha celebrado acuerdos de cooperación energética. Estas intenciones formales se han replicado también con compañías occidentales que operan entre otros lugares, en el Ártico, en Siberia Oriental y en la Isla Sakhalin. Un punto importante es la cada vez más intensa cooperación establecida entre Estados Unidos y Rusia, que parte de las negociaciones en torno a la energía como el centro de sus nexos comerciales, que incluye no solo a la exploración petrolera, sino a temas como la producción, el transporte, las ventas y la geopolítica³³.

Con la crisis por el enriquecimiento del uranio en Irán, la posición de Rusia es evidentemente una nueva interrogante que dará mucho que reflexionar en torno a su propia estrategia de manejo en el tema y a la que pueda desarrollar con sus aliados, entre otros, en el marco del Acuerdo de Houston firmado con los Estados Unidos.

2.4 China

Energía, es una palabra altamente recurrente en el informe del X Plan Quinquenal así como en la proyección para el XI Plan Quinquenal 2006-2010, de la República Popular China. Al parecer esta expresión usada para dar énfasis a la velocidad con la que tienen que caminar los proyectos internos del país para cumplir con sus metas, también se refiere a la nueva política que tiene este gigante territorial y poblacional, respecto a los hidrocarburos.

China ha sido en los últimos años del siglo anterior y los primeros de este, uno de los países del mundo que no ha declinado en las más altas tasas de crecimiento con un promedio que ha fluctuado en un 9% anual en los últimos veinticinco años. Luego de haber emergido como la gran potencia comercial, China ocupaba el sexto lugar en la producción total del petróleo, así como desde 1993 se había convertido en un importador neto de petróleo al punto de representar el 80% del volumen del crecimiento de la demanda mundial, por la necesidad de utilizar sus propios y otros recursos debido a su imparable crecimiento económico. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), este país fue responsable de una cuarta parte del crecimiento en el consumo mundial de petróleo entre 1993 y 2003, y van en aumento las expectativas de que su necesidad de importar crudo crezca. La visión china no riñe para nada con una perspectiva claramente ideológica, pero al mismo tiempo mantiene una practicidad comercial que ya se quisieran algunos países emergentes que aspiran a hacer grandes negocios y no saben por donde empezar. La inteligencia china aún no se ha dejado cegar por los espejismos de las ofertas transnacionales, sin poner sus propias condiciones. Esto está muy claro en sus planes quinquenales. Una política de defensa de sus intereses

estratégicos, empezó por defender como suya a Taiwán y aprobar por unanimidad en el Congreso la política respecto a la no autonomía de esta región.

Estados Unidos y China mantienen una guerra comercial que es evidente en las preocupaciones de los políticos conservadores y liberales estadounidenses. Y uno de los talones de Aquiles para ambos, es el tema del petróleo. Ambas economías precisan, talvez más que otras, abastecerse de este recurso para asegurar sus niveles de crecimiento y la hegemonía comercial. Con menos trayectoria en ocupar los primeros puestos en la economía global, China levanta ya infraestructuras que no la coloquen en el futuro en una situación de vulnerabilidad y para ello construye oleoductos y defensas en áreas del sur y este de sus territorios a fin de asegurarse el libre flujo en el suministro de petróleo. China, además de asegurarse la producción y el suministro de petróleo desde otras latitudes, también mantiene una política de ahorro del recurso y a su vez de conservación de la energía. En su discurso programático a largo plazo³⁴, se señalan los índices de desarrollo en dos categorías: los expectativos y los obligatorios. Así, en lo referente a la industria, este Plan dice explícitamente que la tarea principal del desarrollo industrial en el período 2006-2010, no consiste en ampliar su escala, sino en actualizar su estructura, con el fin de promover la transformación de su industria de “*grande*” en “*fuerte*”. Se entiende que un índice obligatorio será el ahorro de recursos y la protección del medio ambiente, como dos políticas estatales básicas que entre otras cosas le permitirán para el 2008 reducir en un 5% las emisiones de seis clases de gases de invernadero con respecto a las cifras de 1990, de acuerdo a sus obligaciones contraídas al haber firmado el Protocolo de Kyoto.

En marzo de 2006, el Presidente de la Comisión Estatal de Desarrollo y Reforma, Ma Kai, señaló en una rueda internacional de prensa que en el conjunto de índices previstos por el Estado, los más importantes y más representativos son los relativos a la velocidad del incremento económico; así, según este funcionario:

*“...el índice del primer aspecto es la velocidad del incremento económico, es decir, el PIB deberá aumentar en un 7,5% por año en términos medios como un índice que refleja el rendimiento. Significa a qué nivel podrá alcanzar el poder económico integral y cuán grande podrá ser la tarta de la economía nacional a cabo del esfuerzo en los próximos cinco años. El índice del segundo aspecto es el consumo de energía y de reducción de la emisión de contaminantes. Este índice refleja la inversión de recursos y medio ambiente por el incremento del volumen total de la economía, o sea, sirva para poner en claro si el precio es elevado y bajo”.*³⁵

Según la agencia china de prensa Xingua, además este funcionario manifestó "No podremos pagar mañana un precio aún más elevado debido al incremento que hoy logramos. Un incremento así no es un incremento real y quizá sea uno negativo. Únicamente considerando el rendimiento y la inversión al mismo tiempo, será posible ver de modo integral la calidad y la rentabilidad del crecimiento económico de un país³⁶". Todas las medidas relativas al uso del petróleo mencionadas, vienen acompañadas además del objetivo de aumentar la eficiencia energética, desarrollar nuevas energías como la nuclear, la hidroeléctrica y crear una vasta red de transporte de petróleo y gas y la apertura del sector energético a la inversión privada, lo que justificaría la gran inversión extranjera en el primer quinquenio de este siglo con la presencia de

transnacionales como la Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil y BP AMOCO PLC, que han invertido en la prospección del petróleo y gas, la refinación, las ventas de productos petroleros y el procesamiento profundo. Pero además, por cuenta propia, se han realizado grandes esfuerzos y logrado importantes metas en prospección, contratación y adquisición de campos petroleros y de gas fuera de la China por varias compañías estatales como la Corporación Petrolera de China, la Corporación Petroquímica de China y la Corporación Nacional de China de Petróleo Marítimo. Finalmente, las agencias oficiales chinas precisan que en el 2004, China estableció su Sistema de Reserva Estratégica de Petróleo con el fin de salvaguardar la seguridad energética de su país y se han elaborado las leyes relacionadas con la estrategia de petróleo y algunos reglamentos de administración correspondientes, para responder a una disminución importante, o incluso a la interrupción del suministro permanente de crudo y para moderar las fluctuaciones anormales del precio de petróleo en el país.

Así, según el subdirector de la Oficina Central de Investigación Política³⁷, el consumo de petróleo de China en 2003 llegó a 250 millones de toneladas, incluyendo 91 millones de toneladas de petróleo importado, con un grado de dependencia de petróleo importado de 35%. Antes del 2004, se estimó que el número de días de reserva de crudo en el sistema de petróleo de China era solo de 21,6 días, debido a la falta de existencias de una reserva estratégica. Por lo explicado, todas las medidas obligatorias para economizar energía y establecer el suministro de energéticos por múltiples canales, son acciones inaplazables que abonarán a fortalecer la estrategia que asegure la provisión suficiente de petróleo de China, a riesgo de aplazar las previsiones respecto a su crecimiento que siguen siendo de las más altas en el planeta.

2.5 América Latina

Solo México y Venezuela están entre los doce países mayores productores y exportadores netos de petróleo; sin embargo, se estima que Latinoamérica y el Caribe solo han aprovechado el 10% de su potencial energético. Con datos obtenidos en la OLADE, el Cuadro 2 muestra un breve perfil energético de la posición que ocupan los siete principales productores de petróleo en América Latina. Además, es interesante revisar este cuadro con respecto a los siguientes (Cuadros 3, 4, 5) que denotan el volumen escaso del producto en el resto de países y regiones, por ejemplo Chile, o su total falta, como en Honduras. En la revisión de estos datos, con respecto al volumen de consumo de energía tanto en unidades físicas como en unidades de energía (Cuadros 6,7), puede hacerse una estimación de la dificultad que tienen los países no productores para salir adelante en la consecución de los hidrocarburos para su consumo doméstico y su desarrollo industrial. Por último, con esta revisión de los potenciales diferenciados regionales, se puede colegir que hay países que podrían en sus respectivas áreas de influencia energética, desarrollar condiciones sobre las que se podría estructurar acciones de seguridad energética cooperativas, más aún si se toma en cuenta la capacidad instalada por país para la refinación del producto, como se observa en los cuadros 8 y 9.

La CEPAL estima que el 10,6%³⁸ de las reservas mundiales de petróleo están localizadas en América Latina y El Caribe, que en esta región se produce alrededor del 13% del crudo mundial y se consumen 6.4 millones diarios de barriles de petróleo que significan el 8.4% del consumo global. Según la OLADE³⁹, la riqueza de América Latina también está en otros recursos como el

gas natural ya que cuenta con cerca del 6% de las reservas internacionales de este recurso, así como con reservas de carbón mineral estimadas para unos 288 años de explotación, amén de otros abundantes recursos renovables como la hidroenergía en la que tiene alrededor del 23% del potencial mundial.

Según datos provistos por la OLADE, esta organización señala que, al 2004, las reservas probadas de petróleo en América Latina y el Caribe⁴ fueron de 112.791,03 millones de barriles; calculando que si se supone una producción igual a la del año 2004 que fue de $9.865,10 \cdot 10^3$ barriles/día o lo que es lo mismo 3.600,76 millones de barriles/año, estima que la terminación de reservas o la expectativa de disponibilidad de este recurso, sería de 31,3 años, de acuerdo al siguiente cálculo: $\text{Reservas/Producción Anual} = 112.791,03 \text{ millones de barriles} / 3.600,76 \text{ millones de barriles/año} = 31,3 \text{ años}$.

En conclusión, la vecindad de América Latina con los Estados Unidos es conveniente para este país en términos del potencial estratégico energético, puesto que las reservas norteamericanas estarían estimadas solo para unos 10 años con el mismo uso intensivo que tienen ahora. Este horizonte no es tampoco halagador para América Latina pues en los noventa, según la CEPAL, el ratio de reservas probadas de esta región habría disminuido al pasar de 44.3 en 1990 a los 33 estimados para el año 2000, esto se debería en parte a que la mayor parte de países latinoamericanos y caribeños no poseerían reservas de petróleo, por lo que se ven obligados a importar a veces hasta el cien por ciento de su consumo, como se demuestra en los cuadros anexos. Entre los países más deficitarios están Chile, Paraguay, Uruguay, los países caribeños y todos los centroamericanos, con excepción de Guatemala. Un gigante como Brasil

anunció⁴⁰ que está en posibilidad de abastecer el 100% de su consumo a través de Petrobrás, por su parte Perú no es autosuficiente e importa alrededor del 61,8% de su consumo, desde Ecuador. En todo caso, la demanda de petróleo del conjunto de países latinoamericanos se satisface casi en su totalidad con la oferta de sus vecinos de la región. Según el PNUD⁴¹, el consumo per cápita de energía comercial en los Estados Unidos supera las 8 toneladas anuales de petróleo equivalente (TPE) mientras que América Latina y el Caribe, siendo una región exportadora neta de energía,⁴² sólo registra un consumo de energía comercial de 1.2 TPE anuales per cápita. El potencial en el crecimiento económico latinoamericano aumentaría también el del consumo energético, superando en eso a África y al estimado para la región del Mar Caspio y el Medio Oriente, por lo que se supone que la región debería incrementar sus reservas de petróleo a fin de responder a una potencial demanda interna de sus empresas.

Establecer una reserva estratégica de petróleo, así como participar en la definición de los precios internacionales del crudo, ha sido una preocupación de países como Venezuela y México, que concentran más del 80% de exportaciones desde la región. Según la CEPAL, en el Caribe, solo Barbados, Cuba y Trinidad y Tobago tienen reservas de petróleo. El conjunto de países de la región tiene una posibilidad de almacenamiento estimada en cien millones de barriles de petróleo crudo y productos refinados, mientras su capacidad instalada de refinación puede procesar alrededor de 1,8 millones de barriles al día.

Las iniciativas energéticas en torno a la urgencia de establecer una reserva estratégica de petróleo para el caso de Brasil, podrían ampliarse a otros países. Fernando Henrique Cardoso⁴³ opina que a pesar de los progresos alcanzados por

su país, Brasil requiere una nueva política petrolera en la que se economicen las reservas de petróleo, se decida qué hacer con el gas, la hidroelectricidad y el uso de la biomasa en su matriz energética. El uso de la biomasa complementaría a la energía obtenida de fuentes hidroeléctricas, por lo que Cardoso sugiere que se le de preeminencia a la energía derivada de la caña de azúcar y de las oleaginosas, que dado el cultivo extensivo de éstas en aquél país, significaría aprovechar sus ventajas comparativas no solo en términos energéticos, sino de generación de empleo para millones de campesinos pobres. El desafío para este ex presidente, pensador y catedrático brasileño consiste en no hacer más de lo mismo, sino innovar en materia de energía.

Sin duda que para Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela, como se observa en el Gráfico 2, su renta estatal proveniente eminentemente de la explotación petrolera y el petróleo es fundamental para sus economías, tanto como lo es el cobre para Chile⁴⁴, pues definitivamente las balanzas comerciales de éstos países dependen, por ahora, principalmente de la exportación de sus hidrocarburos. De los países analizados, solo Colombia y Perú han firmado un Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos. En el caso de Ecuador, esta posibilidad se suspendió en Mayo de 2006, justamente porque sin constar inicialmente el crudo dentro de la cesta de negociaciones, los Estados Unidos las suspendieron unilateralmente una vez que el gobierno ecuatoriano declaró caduco un contrato que mantenía con la petrolera Occidental, revirtiendo sus inversiones al Estado una vez que ésta incumplió con la Ley y el mismo contrato. A diferencia de los Estados Unidos, en donde la producción petrolera ha sido eminentemente privada, en Latinoamérica las empresas estatales han jugado un rol fundamental en todas las etapas, desde la

exploración hasta la comercialización del producto. Esto significó para los países de la región la inversión de ingentes recursos con el propósito de exportar petróleo; son casos paradigmáticos los de PEMEX en México, Petroecuador en Ecuador, Petrobrás en Brasil, PDVSA en Venezuela, ECOPETROL en Colombia, y la otrora más antigua estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales YPF en Argentina, antes de que fuera vendida en oscuras negociaciones en el período menemista a la española REPSOL. Cabe señalar que en el caso de Brasil, Argentina y México, fueron gobernantes progresistas como Getulio Vargas, Hipólito Irigoyen y Lázaro Cárdenas respectivamente, los que impulsaron la creación de las empresas nacionales petroleras. (Cuadro 10)

Con las medidas de ajuste estructural implementadas en los '80 y con las crisis recurrentes que aumentaron extraordinariamente la deuda pública de los países latinoamericanos, se instó a los países productores de hidrocarburos en la región, a que hicieran profundas reformas en sus legislaciones internas a fin de permitir una mayor inversión de empresas privadas extranjeras en el negocio del petróleo. Pasó así la ola nacionalista, y se empezó a revertir lo que había sido una aspiración de manejar con independencia los recursos hidrocarburíferos, entregando nuevamente las actividades del negocio petrolero a favor de las transnacionales privadas, bajo distintas fórmulas contractuales precedidas por reformas a las legislaciones internas auspiciadas desde fuera, por lo que la presencia de las transnacionales petroleras privadas se acrecienta nuevamente en América Latina desde los ochenta hacia adelante.

Otras fórmulas usadas para transferir los bienes públicos hidrocarburíferos han sido los contratos de asociación con las empresas estatales, bien sea a

través de empresas mixtas o en inversiones de riesgo, como la modalidad de joint venture. Estos últimos mecanismos han significado desiguales repartos en los porcentajes de participación en la explotación petrolera en relaciones poco ventajosas para los países asociados, como en el caso de Ecuador, en que algunos contratos de servicios luego convertidos en contratos de asociación le significaron una relación porcentual de 20/80, con el mayor porcentaje de ganancias para las transnacionales.

Tanto en la inversión inicial en la exploración, como ya en la misma explotación de hidrocarburos, la tónica ha sido el mayor esfuerzo previo del Estado con una rentabilidad extraordinaria para las empresas privadas que luego se beneficiaron de lo que se había sembrado. Esto ha ido aparejado por períodos políticos inestables y gobiernos poco honestos en el manejo de los bienes públicos después de la segunda guerra mundial, y de manera más intensa a partir de los años 80. Para el primer quinquenio del siglo XXI, esta situación tiene visos de mejorar con propuestas de política que han surgido desde gobiernos más conscientes de su rol como administradores de la cosa pública; uno de ellos el gobierno argentino que luego de la expoliación vivida en el menemismo, creó en la administración de Néstor Kirchner, la nueva petrolera estatal Energía Argentina S.A. ENARSA. Esta nueva empresa está dirigida a la explotación de la plataforma submarina argentina. La política de Kirchner se ha dirigido a restaurar para su país lo que fue YPF, para ello ha suscrito varios acuerdos internacionales, uno de ellos con la venezolana PDVSA, a fin de trabajar en conjunto.

Otra iniciativa en el noroeste de América del Sur, es la impulsada por el presidente Hugo Chávez Frías, quien a partir del primero de enero de 2001,

impulsó que el Estado venezolano se reservara para sí la industria y el comercio de hidrocarburos, a través de una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, derogando la anterior, vigente desde 1943. El marco normativo anterior, a decir de la administración de Chávez, había privilegiado una apertura desfavorable para la producción petrolera y para los intereses nacionales de Venezuela, pues había sido reformulado en varias ocasiones desde 1943, siempre a favor del capital extranjero. En este contexto, en marzo de 2006 se firmó el primer acuerdo con 17 empresas nacionales y extranjeras para la migración a Empresas Mixtas, de los antiguos convenios operativos suscritos en el marco de la apertura petrolera de los anteriores gobiernos socialdemócrata y socialcristianos (Acción Democrática y del COPEI), considerados por el régimen de Chávez como convenios ilegales.

Estas nuevas empresas implementarán actividades de exploración y producción de petróleo y gas, que serán realizadas directamente por el Ejecutivo o por empresas de su exclusiva propiedad o por empresas donde el Estado tenga el control de sus decisiones, por mantener una participación mayor de 50% del capital social⁴⁵. La producción energética asociativa entre empresas estatales latinoamericanas ha sido vista como una oportunidad para que además de mejorar la producción, se conformen otro tipo de lazos que constituyan factores de cambio estructural en Latinoamérica. Se mencionan, entre otras iniciativas, la conformación de un mercado latinoamericano de energía, el establecimiento de esquemas de protección financiera para reducir el impacto de las fluctuaciones de los precios del crudo, la optimización del transporte intra regional de energéticos; un mayor aprovechamiento de las capacidades de refinación de la región, la intensificación de la exploración de hidrocarburos; la adopción de políticas

tendientes a lograr un uso más eficiente de los derivados del petróleo y nuevos esfuerzos para diversificar el balance energético regional.

3. Iniciativas energéticas subregionales

A decir de Gustavo Jarrín⁴⁶, ex Ministro de Recursos Naturales y Energéticos del Ecuador, la iniciativa de integración energética regional la tuvo este país cuando propuso en los años setenta la creación de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE. Efectivamente, este organismo se fundó en 1973 con el objetivo de aprovechar y conservar los recursos energéticos de la región y promover el desarrollo en ese campo. Actualmente está integrada por representantes de veintiséis países latinoamericanos y nueve caribeños y se encuentra en francas intenciones de mejorar su impacto a partir de enero de 2006 según lo ha manifestado el nuevo presidente de la organización, quien asumió el cargo en este año.

Otro esquema de cooperación energética en América Latina y el Caribe es el Pacto de San José, de 1980, entre Venezuela y México, dirigido a favorecer a alrededor de una decena de naciones importadoras de hidrocarburos de Centroamérica y el Caribe. Veinte años después, en octubre del 2000, impulsado por el gobierno venezolano, se suscribió el Acuerdo Energético de Caracas, que fue diseñado como un acuerdo de suministro petrolero a varias naciones centroamericanas y caribeñas en condiciones preferenciales. La más reciente de las expresiones de cooperación que han sido formalizadas es Petrocaribe, organización que surge también desde Venezuela, en junio de 2005, a través del Acuerdo de Cooperación Energética suscrito por catorce países⁴⁷, como una iniciativa de cooperación solidaria dirigida a resolver las asimetrías en el acceso a

los recursos energéticos. Este nuevo convenio tiene la intención de articular el Convenio de San José y el Acuerdo Energético de Caracas, mejorando las condiciones financieras establecidas en este último.

Existen más experiencias de colaboración energética en la región en torno al aprovechamiento del potencial energético; como el efectuado por los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela que en enero de 2006 se propusieron construir un gasoducto de 10.000 kilómetros que unirá a los tres países y eventualmente a otros que quieran adherirse al acuerdo. Si esta obra se llegara a realizar sería una de las de mayor envergadura en la región, sin embargo su factibilidad es aún lejana no solo por la capacidad real de construirla, contando que para ello se necesita aunar esfuerzos estatales más allá de lo que lleva un simple período gubernativo como el de los presidentes que la propusieron, sino que en la región no siempre habrá la suficiente convocatoria local que anime a las organizaciones a respaldar la instalación y mantenimiento de una infraestructura que, sin duda, traería serios impactos en la biodiversidad, en zonas altamente vulnerables desde la perspectiva ambiental. Esta decisión se tomó después de terminada la Cumbre de Brasilia y fortalece otras iniciativas ya consagradas entre éstos y otros países, acerca de múltiples temas energéticos como el de las interconexiones eléctricas, el aprovechamiento conjunto de ciertos recursos hidrocarburíferos, que se fortalecen con acuerdos adicionales de cooperación horizontal entre empresas energéticas de la región. En general, éstas permiten el intercambio de experiencias, información y asistencia técnica especializada, así como la realización de acciones emergentes frente a coyunturas especiales de escasez o de dificultades para la realización de

procesos de refinación, embarque, procesamiento o comercialización, cuando no se los ha podido realizar desde el país de origen.

Hay una tendencia coyuntural en América Latina con respecto al petróleo y al gas que no se había producido en otros productos de exportación, y es una cierta lógica “cooperativista” o “solidaria”, que al margen de las burguesías nacionales, ha operado desde que asumieron el poder gobiernos denominados progresistas. Brasil con da Silva, Argentina con Kirchner, Venezuela con Chávez, frente a los apoyos energéticos, despertaron las más enconadas críticas desde el fundamentalismo neo conservador y neo liberal que se expresa a nivel regional en las cadenas de prensa. Todos han sido tratados cuando menos de populistas.

Sin embargo, Bolivia y su propiedad sobre un recurso tan valioso como el gas, tan necesario para sus vecinos Chile y Argentina, es una coyuntura también especial, por todo el interés internacional que despertó la nacionalización de los yacimientos llevada a cabo apenas se inició el período del presidente Evo Morales. En este caso, aún cuando Petrobrás fue afectada por dicha nacionalización, el gobierno de su homólogo brasileño la respaldó, a pesar de no ser “políticamente correcto” para sus propios intereses políticos. También pesará en los análisis que inicia la Casa Blanca a través de sus embajadas, el vuelco que dio el gobierno ecuatoriano a mediados de 2006, cuando estuvo negociando el apoyo de Hugo Chávez para la refinación del petróleo ecuatoriano a través de PDVSA.

Los impactos en el conjunto de decisiones respecto al petróleo, bien sea desde las transnacionales privadas, las empresas estatales y las organizaciones regionales y mundiales, solo serán observables a largo plazo. En la expansión de la economía mundial -y especialmente del comercio transcontinental en el primer

decenio de este siglo-, el precio del petróleo y el volumen de sus transacciones tendrán mucha relevancia, sin descuidar que esto es parte de un ciclo cuya proyección no está a nuestro alcance. Tampoco se avizora, desde una perspectiva de política económica mundial respecto al petróleo, qué hacer frente al rol de las transnacionales pues como se ha visto, estas dirigen sus acciones hacia sus intereses globales, pero estos no siempre coinciden con el interés nacional, ni aún con el de los estados que las vieron nacer. La distribución de los recursos, incluso al interior de los países desarrollados exportadores netos de petróleo, no es equitativa. La opinión pública mundial no ha dejado de destacar la pobreza en la que habían vivido muchos habitantes en la ahora devastada Nueva Orleans, antes del paso del huracán Katrina, o la miserable condición en la que se encuentran muchos poblados del interior de la República China; tampoco después de la apertura al capital extranjero ha sido mejorada la situación de Rusia, país en el que según un informe especial de la OIT⁴⁸, diez millones de personas generan a través del trabajo forzoso el 22% de su PIB. Por su parte, la Unión Europea también tiene inmensos desafíos por delante pues en el conjunto de sus 50 países miembros, el tema del desempleo es latente, al punto que el informe Tendencias Mundiales del Empleo, propiciado por la OIT, señala que:

“...en Europa y Asia Central, a pesar de un saludable 3,5% de tasa de crecimiento económico en 2004, la cifra de puestos de trabajo aumentó únicamente en un 0,5%... La cruda realidad es que al economía mundial no está generando suficientes puestos de trabajo, ni está contribuyendo a detener el crecimiento de la economía informal donde trabajan más de 1.000 millones de personas en condiciones de pobreza.”⁴⁹

El mismo informe dice que “*en muchos sentidos, 2004 fue un año perdido para el empleo*”, situación que como constó en 2005 y 2006, por ejemplo para Francia, llegó a constituir un grave problema de Estado, con protestas en todo el país. Sin embargo de ello, las ganancias que tuvieron las transnacionales petroleras en estos mismos años han sido inconmensurables.

Si esto ocurre en momentos en los cuales no se ha desatado una crisis mundial del petróleo, ¿qué se puede esperar cuando esto vuelva a suceder? Sin duda que cualquier reserva estratégica servirá, pero tampoco será muy útil frente a las presiones de miles de millones de personas por vivir mejor en todos los lugares del globo. Por lo señalado, nos ha parecido útil hacer una reflexión final respecto a uno de los factores que más pesan en los análisis de los expertos: ¿cuánto petróleo queda en el planeta?

5. El fin del petróleo

La Casa Blanca pierde la guerra contra la resistencia, pero, más grave aún, está perdiendo la guerra contra la geología, dice el historiador uruguayo Fernando López D’Alessandro, en un artículo publicado en el diario La Insignia en 2004, refiriéndose a lo difícil que le ha sido a Estados Unidos hacerse del petróleo después de la invasión a Irak, uno de los países con mayores reservas de este recurso en el mundo. En términos geológicos, el petróleo es un recurso escaso, pero además muy costoso de extraer y extremadamente contaminante cuando se procesa y combustiona. El uso generalizado de este recurso no renovable en cualquiera de sus cuatro mil⁵⁰ subproductos petroquímicos no se lo recicla totalmente, bien sea porque es imposible hacerlo o porque resulta difícil y caro,

además que en los propios procesos de extracción, la cantidad de desechos han constituido un grave problema ambiental difícil de mitigar.

Largas son las exposiciones realizadas por los cibernautas en la WEB al respecto del principio, estado, efectos y fin del petróleo. La visión más seria y quizás más especializada es la de la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas (ASPO), que reproduce y mejora los análisis respecto a las reservas de petróleo en el mundo y que pronostica en bases científicas que entre el 2008 y el 2012, empezará a decaer la producción mundial del petróleo⁵¹.

Estas predicciones parten de la base de la muy conocida teoría Hubbert, presentada a mediados de los años cincuenta por el geólogo King Hubbert, quien según un modelo que había creado, pronosticaba que a principios de los años 70, la extracción del petróleo en los Estados Unidos empezaría a decaer, pues la vida de los yacimientos, una vez que llegan a la mitad, su ciclo va en bajada exigiendo mucho mayores inversiones para su extracción, por lo tanto tornando más caro el proceso y, por defecto, más caro el petróleo. Estos modelos de previsión sobre la vida útil de los yacimientos se ha ido perfeccionando y ampliando a nivel mundial, hoy la ASPO mantiene una serie de estudios que ratifican la teoría de Hubbert y que, desde la ciencia, advierten a los países y a las organizaciones internacionales que tienen que ver con los hidrocarburos, sobre las políticas que se deberían implementar para racionalizar su utilización.

La clave en este asunto es que, de seguir disminuyendo las posibilidades de encontrar buenos yacimientos que aseguren que la inversión realizada sirva efectivamente, la posesión de este preciado bien se dispute a nivel global, lo que empezó a ocurrir unas veces directamente, a través de la ocupación militar (caso

Irak) y otras indirectamente, provocando el descrédito y el fallido golpe a Hugo Chávez (Venezuela). La propuesta más objetiva que se ha presentado actualmente, es la de que se cree un nuevo orden energético mundial, en esto es más factible que los países productores y los consumidores no productores se pongan de acuerdo, y lo que menos se espera por su histórico comportamiento, es que los grandes conglomerados, como la mayor petrolera del mundo y también por hoy la más grande empresa estadounidense, Exxon Mobil, quieran ceder sus posiciones de ventajas acumuladas por más de cien años en esta industria. En lo más profundo, está la arrogancia de los países industrializados que desestiman el derecho que tienen los otros pueblos de definir sus propios destinos, sino que se atreven a decir sin pudor y públicamente que su *modo de vida no es negociable*⁵². El economista norteamericano Jeremy Rifkin, que sostiene interesantes propuestas alrededor de la termodinámica y la economía, así como sobre el uso del hidrógeno como una fuente de combustible que permita una producción local para un consumo global, afirma con mucha razón que hoy estamos en medio de dos grandes eras económicas, la que deja a una, la declinante, basada en el régimen energético del petróleo en la decadencia, y otra, la emergente, que está dando los primeros pasos para un nuevo régimen basado en el hidrógeno⁵³.

Estas aspiraciones, así como la incesante búsqueda de otras alternativas para superar la dependencia energética del petróleo, son por ahora apuestas interesantes pero absolutamente insuficientes para suplir las demandas mundiales que van, como hemos señalado anteriormente, no solo por la vía de obtener combustibles para la necesaria movilización de camiones, buques, aviones, trenes y otros medios de transporte que facilitan enormemente el comercio mundial, sino para satisfacer la demanda de múltiples productos de la

petroquímica, que por ahora se aplican en los miles de subproductos, uno de ellos el plástico, que ha significado una revolución en la ingeniería industrial y tecnológica.

La carrera emprendida para generar bio combustibles como el etanol y el biodiesel, o aquella que quiere reemplazar partes de automotores por fibras vegetales, tendrá sus demoras y significará grandes esfuerzos en investigación y desarrollo que no siempre estarán al mismo ritmo de adecuación tecnológica que aquella que han tenido los productos derivados del petróleo en los últimos cincuenta años, de tal forma que el comercio de este bien natural no renovable es cada día más complejo, por lo que las decisiones que tomen los países respecto a su política energética, pasa por considerar también su cenit.

Capítulo 2

El comercio mundial del petróleo: rol de las corporaciones privadas y de los estados petroleros

1. El comercio mundial del petróleo: su importancia

Después del análisis de la situación actual y de las tendencias de las reservas mundiales de petróleo, uno de los aspectos que despiertan mayor interés para el análisis, es el de los niveles de oferta y demanda de crudo, tanto desde una perspectiva académica como desde una estrictamente comercial y económica. Para abordar este capítulo se ha intentado observar la dinámica del petróleo preferentemente desde la coyuntura del primer quinquenio del siglo XXI, aunque en algunos casos, en ausencia de datos para este lapso, las referencias consideradas relevantes corresponderán a otros períodos.

Una vez que se ha determinado que los mayores yacimientos petrolíferos se encuentran esencialmente en países no industrializados y además en aquellos considerados políticamente inestables, desde la perspectiva del primer mundo, en este capítulo se abordarán otros aspectos considerados importantes para enmarcar el estudio de caso específico, en un contexto global. Así, cabe destacar que tiene un interés actual conocer, entre otros aspectos, cómo se ha comercializado el petróleo, quienes son los que definen los precios y las pautas mundiales para su negociación. En el capítulo anterior se revisó, desde una dimensión fundamentalmente estratégica, las razones del interés de los países en el recurso no renovable del petróleo. Se analizó como la Unión Europea, los Estados Unidos, algunos exportadores latinoamericanos no pertenecientes a la OPEP y la OPEP misma, China y Rusia, tienen diversas iniciativas frente a las

reservas de este bien, como uno de los mecanismos estratégicos de política estatal. Se demostró como, en el contexto mundial, se establecen alianzas de largo plazo entre países que tienen reservas propias con otros que no las tienen, a fin de contar con una sola estrategia que asegure una provisión del recurso que brinde estabilidad regional a largo plazo, como en el ejemplo de la Unión Europea.

2. Consumo de petróleo y reservas mundiales

A partir de datos obtenidos del Banco Mundial con respecto a indicadores globales de desarrollo, el Gráfico 3 muestra la distribución entre consumo per cápita y la producción mundial del petróleo para el año 1998. Lo que se constata a primera vista es que, sin ninguna duda, son los países más consolidados industrialmente los que compran y usan y los países de menor desarrollo, así como los periféricos, los que venden y usan menos petróleo, teniendo en cuenta que para este mapa se estimó como unidad de medida en el uso de energía al equivalente a cien kilos de petróleo per cápita.

Estados Unidos y Canadá son, en el continente americano, los que más utilizan el recurso con un promedio de 5.366 kp per cápita; esta media la comparten con Australia, Nueva Zelanda, Japón algunos países al norte del Golfo Pérsico, Israel y la Unión Europea. En conjunto, estos países representan un 50% del consumo mundial. En el resto del continente americano con excepción de no más de tres países, la media de consumo fue de 1.311 kilo petróleo per cápita, del mismo modo como lo fue para la mayor parte del Asia continental, Eurasia, los países de Oriente medio y algunos del Sudeste asiático, los que en conjunto mantuvieron un consumo del 37%. En el resto del planeta, especialmente en

África, el consumo fue de un estimado de solo 550kp, constituyendo el 13% restante de países del globo. Para este análisis se estimó como país de menor desarrollo a aquellos con una renta per cápita menor a US \$755 dólares (los que están en gris claro); de renta media a los que tuvieron ingresos de entre \$756–\$9,265 US dólares (los que están en el gráfico en gris oscuro) y, de US \$9,266 o más de renta, a los de mayores ingresos (que figuran en rojo). El mercado del petróleo, especialmente en los últimos cincuenta años, es un negocio global, y así es como lo perciben los asesores políticos y comerciales de los países desarrollados desde que este recurso energético comenzó a utilizarse masivamente.

Por su parte, siendo los países de consumo medio y los de menor consumo los dueños de los mayores yacimientos, no siempre establecieron mecanismos a su favor para ingresar en el comercio mundial, por eso, como veremos más adelante, ha sido vital para estos países la creación de la OPEP, porque entre otras razones, las mayores reservas de petróleo crudo están en el Golfo Pérsico, como se ve en el Cuadro 11, y son países de esta región los principales miembros del mayor ente organizativo petrolero en el mundo. El diario francés *Le Monde Diplomatique*⁵⁴, pronostica que el denominado Cercano Oriente o mayormente conocido como el Golfo Pérsico, será durante los próximos años la región en donde potencialmente se desarrollarán las más grandes e intensas contiendas mundiales. El principal argumento para afirmarlo radica en que el 35% del petróleo mundial se produce en esta región y que además detenta el 78% de reservas globales, lo que hace del Golfo uno de los lugares más apetecidos por sus yacimientos petrolíferos.

Por su parte, la Agencia Internacional de Energía ha estimado que el crecimiento de la demanda mundial de este recurso tendrá una media anual de 1,9% superior a la actual, por lo que ya estos países para el año 2020 estarían generando el 41% de la producción mundial. Es conocido en el mundo hidrocarburífero que Canadá cuenta con inmensas reservas de arenas bituminosas de las que se podría extraer petróleo y así satisfacer la creciente demanda para el hemisferio norte, mas su explotación además de extremadamente costosa, es considerada potencialmente un riesgo ambiental de proporciones, que hace más complejo el escenario, empujando a los países más desarrollados a extraer el recurso del Golfo. En aquella región los impactos ambientales no se estiman de la misma manera que en otras zonas más pobladas del planeta con mayor biodiversidad que las desérticas, o con organizaciones ambientalistas que protegen su entorno y se oponen a nuevas extracciones, como Canadá.

El mayoritario volumen de reservas que tienen los países del Golfo Pérsico se refleja en el Gráfico 4, en el que se constata por qué es tan importante principalmente para las transnacionales norteamericanas y europeas, como se verá más adelante, no solo acceder a estos recursos como asociadas en todos los procesos del manejo petrolero, sino además, tener su propiedad directa o indirecta, lo que ha sido impedido desde que las ex colonias gobernadas por obsecuentes jercas proeuropeos o pro norteamericanos decidieron emanciparse en el siglo anterior, y aliarse en la OPEP. No obstante, la potencialidad que hoy tienen los países miembros de la OPEP para defender sus recursos, puede verse frustrada si a través del uso de la fuerza, la propiedad sobre los yacimientos petrolíferos pasa de mano. Las potencias hegemónicas cuyo potencial de

crecimiento se deteriorará drásticamente por la escasez del recurso, han utilizado en estos últimos cinco años prácticas que han atentado contra la estabilidad mundial, lo que ha sido soportado por el Sistema de Naciones Unidas con una omisión culposa que ha dejado a este régimen internacional con una crisis de credibilidad. La ocupación de Afganistán e Irak y la inestabilidad que se cierne sobre la vida interna de Irán, (con el mismo pretexto de que este país constituiría un peligro para Occidente por el potencial uso de armas nucleares) es, no solo para éstos países, sino para el conjunto de la región, una amenaza que se cernirá, sin duda, con mayor fuerza en los próximos años.

El riesgo para la seguridad interna de los Estados Unidos, así como otros argumentos menos militaristas (como que habría un conflicto “civilizatorio” entre el mundo cristiano y el islámico), han impulsado a invadir y a justificar graves violaciones a los derechos humanos de sujetos que teniendo la fe que tienen, al parecer no merecen el respeto ni el trato de igualdad tan invocado en las conferencias internacionales con base en la Declaración Universal de Derechos Humanos, que garantiza la libertad religiosa y de legítima defensa frente a la agresión. Las relaciones internacionales desde una perspectiva del uso de medios pacíficos para dirimir las diferencias, así como los acuerdos comerciales que buscan negociar en igualdad de condiciones, van cayendo con estas prácticas en meros enunciados. Parece ser que los viejos galeones españoles han vuelto desde el pasado transformándose en sofisticados tanques de guerra que dando curso a un neo colonialismo hacen de todo, hasta las más incalificables agresiones bélicas, para ocupar territorios ajenos que les provean de recursos imprescindibles para su propia existencia. En siglos anteriores se trató de acumular oro y plata, hoy, su ya conocida “irrenunciable forma de vida” empuja a

los industrializados a acumular petróleo a toda costa. La voracidad con que se consumen los hidrocarburos en el hemisferio norte, pero especialmente en los países ricos, no dista para nada del dispendio con que se usaron en otras épocas diversos recursos naturales no renovables.

3. Transacciones petroleras

La producción y el comercio internacional privado del petróleo tiene un antes y un después de la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, pues desde que esta apareció en escena se constituyó en el opuesto de las organizaciones energéticas privadas. Los inicios de la producción petrolera como una industria datan de 1860 y tienen su origen en los Estados Unidos. En principio, la extracción, transformación y comercialización era caótica, por lo que se creyó necesario imponer un orden mínimo, que dio curso a una serie de alianzas entre los dueños de las plantas petrolíferas y los comerciantes del recurso, con el establecimiento a partir de los años 20, de organizaciones que regularían el manejo de la escasez o de la sobreproducción del petróleo.

La Texas Railroad Commission en Estados Unidos habría sido la primera en fijar niveles mensuales de producción calculando anticipadamente su demanda para un período determinado. Esta práctica se extendió rápidamente con el acuerdo Interstate Oil Compact. Una natural lógica para el capitalismo sería desde entonces y hacia adelante, funcionar frente al mundo de manera competitiva pero al mismo tiempo cohesionada, a fin de colocar los precios del producto de acuerdo a sus intereses, lo que para el capitalismo no podría ser sino a través de conglomerados industriales que trabajarían como un cartel a fin de determinar su

propio desarrollo. Esta práctica se trasladó al quehacer internacional consolidándose en una de las primeras transnacionales organizadas para la producción y el comercio mundial del petróleo con un acuerdo firmado en 1928 entre las empresas norteamericanas Gulf, Texaco, Exxon, Mobil y Socal⁵⁵ y las europeas British Petroleum (BP, británica) y Shell (holandesa), conocidas para y desde entonces como las siete hermanas.

El uso del petróleo como combustible industrial y para los transportes, fue desplazando en la primera mitad del Siglo XX de manera ágil al uso del carbón de piedra y a otros materiales para entonces más abundantes en la naturaleza. El desarrollo de la industria automotriz, naval y la aérea significaron una rápida incorporación de los derivados del petróleo en sus maquinarias, especialmente en tiempos de guerra. Quienes proveían de estos recursos ya refinados tenían entonces inmensas posibilidades de aumentar sus ganancias exponencialmente. Así empezó la carrera por hacerse de estos recursos por todos los medios eliminando de paso a las empresas pequeñas.

Un prototipo del negociante que hizo de la extracción, producción, transporte, transformación y comercialización fue John D. Rockefeller⁵⁶. Este ex contador vio en el petróleo la forma de acumular riqueza y lo empezó a hacer desde muy joven y en grande, con la constitución en 1870 de la Standard Oil Company. Entre esta y otras compañías que no estaban bajo su dominio surgió, como era de esperarse, una competencia sin control. Por ello, teniendo en cuenta la presión del mismo gobierno de los Estados Unidos que en 1911 obligó a Rockefeller a desmembrar el monopolio de la Standard Oil, decidieron poner en práctica una estrategia común a fin de poner parámetros en las inversiones,

establecer políticas globales y, por supuesto, sus propias condiciones para mantener su oligopolio en los mercados.

De hecho, eso significó en muchos casos cambiar de nombre a subsidiarias, pero no de dueño, como en el caso de las distintas divisiones de la Standard Oil, en que las letras SO caracterizan a las siglas de las distintas compañías de Rockefeller, y son parte de la herencia de la primera que fundó, lo que ha permitido a que sus herederos luego de cien años mantengan acciones en la Exxon conocida también como Esso. Esta empresa es actualmente la más grande de las transnacionales petroleras, luego de su fusión en 1999 con la Mobil Oil⁵⁷, así como la empresa de mayor tamaño en Estados Unidos⁵⁸, según el listado de las 500 mayores empresas elaborado por la Revista Fortune, con ventas que para el 2005 fueron de 339.938 millones de dólares y ganancias de 36.130 millones de dólares, que son consideradas por esta publicación especializada en seguirle la pista a las facturación empresarial, como “las cifras más altas de ingresos y beneficios en la historia de una empresa estadounidense”⁵⁹.

En el artículo citado, el mismo autor hace referencia a que ninguna empresa estatal del mundo tuvo para el 2005 las mismas o mayores ganancias que la Exxon Móbil Co. Las razones que explicarían esta situación serían, entre otras, su presencia en el mundo con 200 filiales, además de otras socias que actúan con el mismo conglomerado, además de los precios del petróleo en alza durante todo el 2005, que sobrepasaron sus propias previsiones.

Su auge mundial le permite negociar como y con quien quiere. Así, se conoce que ha sido la única empresa que no aceptó aplicar las nuevas políticas

del gobierno de Hugo Chávez en Venezuela, donde se renegoció el porcentaje de utilidades con todas las transnacionales allí radicadas, excepto con esta, que prefirió no seguir trabajando en condiciones distintas a las iniciales.

La velocidad con la que se transan las acciones de las compañías petroleras, el volumen extraordinario y las constantes fusiones y divisiones entre éstas, hacen muy difícil establecer un mapa que perdure durante un tiempo razonable a fin de examinar su composición y ubicación global. Lo que si es posible ratificar es que ganan mucho como se ha visto en el caso de Exxon Mobil Co. Su poder corporativo les permite contar con cárteles permanentes de negociación en las más altas esferas del poder mundial. Cuando éstos no logran sus objetivos de cabildeo y finalmente los estados toman decisiones gubernamentales que las afectan, ceden a regañadientes y buscan de manera inmediata en qué otro país pueden obtener mayores márgenes de ingresos en todos los procesos petroleros.

El negocio del petróleo es, como se ha visto con el ejemplo de la Exxon, uno de los de más alto rendimiento financiero en el mundo. Habría que saber entonces por qué las empresas petroleras estatales no siempre han negociado bien la venta de este recurso, más aún si muchos países en vías de desarrollo que exportan petróleo viven de estos ingresos, como se observa en el Gráfico 5

Con la extraordinaria subida en el precio del crudo a fines del primer quinquenio de este siglo, los países productores en los cuales la mayor parte de sus ingresos depende de la venta del crudo han revisado las condiciones en los contratos a fin de proteger sus intereses. En América Latina, los casos de Venezuela, Bolivia y Ecuador, fueron paradigmáticos, hasta el primer semestre de 2006. No se ha explicitado públicamente, sin embargo, cuanto han influido en

estas decisiones las recomendaciones u observaciones que pudieran venir desde organizaciones mundiales como la OPEP y regionales como la OLADE.

A fin de precautelar los intereses de los países con grandes yacimientos petrolíferos pero con insuficientes niveles de desarrollo, se creó la OPEP. Esta organización fue fundada en Bagdad en 1960, como la organización de países exportadores de petróleo que trabajaría desde entonces como un organismo intergubernamental diseñado para coordinar las políticas de producción de petróleo de sus fundadores, así como de los países que en el futuro se les unieran.

Entre sus objetivos iniciales se contempló estabilizar el mercado internacional de hidrocarburos, permitir que los países miembros tuvieran un retorno razonable de sus inversiones, así como asegurar el suministro estable y continuo de este recurso para los países consumidores. Luego de su fundación, se sumaron Qatar, Libia, Indonesia, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Ecuador y Gabón. Actualmente, los dos últimos países señalados ya no pertenecen a la organización. La OPEP fue reconocida oficialmente en el seno de las Naciones Unidas como una organización del Consejo Económico y Social en 1965.

Estimaciones de la misma organización señalan que los países organizados en este sistema producen el 40% del crudo mundial y el 14% del gas natural, sin embargo su rol protagónico ha descendido en este milenio y ya no juega el mismo rol que tuvo en sus inicios, cuando era capaz de oponerse a la fuerza de las transnacionales y negociar para sus socios mejores condiciones de comercio. Habiendo sido el principal referente no occidental para la industria petrolera, esta organización se ha deteriorado, en términos políticos, por las crisis reiteradas y las incursiones militares de los Estados Unidos en el Golfo Pérsico.

Quienes más pierden en este proceso son los países que no producen hidrocarburos, o que teniéndolos, no son capaces de refinarlos al ciento por ciento para contar con los derivados suficientes para su propio consumo.

Si la producción petrolera, el manejo de sus reservas, su uso para la industria y su comercialización para obtener ingresos fiscales son fines en sí mismos, las estrategias que tienen los países menos desarrollados no han sido totalmente exitosas para hacer respetar sus intereses, sabiendo que sus principales compradores tienen los días contados en términos de reservas propias del producto. Los países que tienen sus propios crudos de referencia y puertos de embarque, son Abu Dhabi, Arabia Saudita, Argelia, Angola, Argentina, Australia, Azerbaijón, Bahrain, Brasil, Brunei, Camerún, Canadá, China, Colombia, Congo Brazaville, Congo-Kinshasa, Dinamarca, Dubai, Ecuador, Egipto, Estados Unidos, Guinea Ecuatorial, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Italia, Kazajstán, Kuwait, Libia, Malasia, México, Nigeria, Noruega, Omán, Papua Nueva Guinea, Qatar, Reino Unido, Rusia, Sharjah, Sudán, Siria, Venezuela, Vietnam, Yemen, y la Zona Neutral ubicada entre Arabia Saudita y Kuwait, en el puerto de Ras-al Khafji.⁶⁰

La unidad de medida para vender este producto en bruto es el barril de crudo, que corresponde a 42 galones, es decir a 158,9 litros. El precio en que se comercia depende de uno de los 134 marcadores⁶¹ que se use. En el continente americano y por ende en su principal comprador mundial, se fija generalmente en el marcador estadounidense denominado West Texas Intermediate (WTI). Este indicador está compuesto por la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York Mercantile Exchange, y es la referencia en los mercados de derivados de los Estados Unidos. Por su parte, para los mercados de Europa y Asia, se calcula el precio generalmente con el marcador Brent, que significa la

mezcla de petróleo crudo ligero y que se cotiza en el Internacional Petroleum Exchange⁶². En el Cuadro 12 se observan otras regiones y marcadores, sin ser una lista exhaustiva.

El precio del petróleo es un marcador para el resto de productos que se transan en el mundo. Su subida afecta a las economías de todos los países, en unos para bien, cuando tienen su propia producción y son dueños además de las decisiones en el proceso de refinado, transporte y comercialización. En otros, cuando no producen o si al hacerlo lo hacen externalizando las ganancias a favor de compañías extranjeras, pueden enfrentarlos a serias crisis. ¿Pero cómo se coloca precio al petróleo? Hay quienes sostienen que al petróleo no se le fija un precio, sino que se le “cotiza”, esto quiere decir que depende en mucho de la especulación que se haga respecto de su valor. El mecanismo tiene que ver con los tipos de referencia del crudo, con los niveles de oferta y demanda mundial, y con la política económica interna o internacional de los países.

Los estados miembros de la OPEP establecieron una media de precios anuales en lo que se denomina “canasta de precios de la OPEP”. Como se constata en el Cuadro 13, a partir de la ocupación de Irak en 2003 por fuerzas norteamericanas y europeas, el precio del petróleo en el primer quinquenio de este siglo casi se duplicó pasando de USD.27,60 a USD. 50,64. El petróleo crudo que produce Estados Unidos se consume en su mismo territorio una vez refinado, siendo como es, el mayor productor total de petróleo. En el mapa de países productores miembros de la OPEP es claro observar cómo los flujos de petróleo salen en grandes volúmenes en dirección sur norte. El Cuadro 14 reporta este flujo de una manera sintética, sin embargo, la misma organización tiene diagramas de flujo que, revisados, dan cuenta de que en la distribución de los

mercados, hay una dinámica regional bastante acentuada, para aprovechar la cercanía en pos de abaratar costos.

Desde África, son Nigeria, Libia y Argelia los países que más exportan a Estados Unidos y a Europa. Desde el Golfo Pérsico, Arabia Saudita, Kuwait, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Irán e Irak cubren la mayor parte de los mercados de Norteamérica, Europa, Asia, África y parte de América del Sur. Un país extremeño como Indonesia, exporta al Sur de Asia y a Norteamérica; y desde Latinoamérica, Venezuela exporta a Norteamérica y a Europa. Rusia, Noruega y México, tres de los mayores exportadores netos de petróleo fuera de la organización, se han puesto de acuerdo en muchas ocasiones con la OPEP a fin de ajustar sus programaciones de producción y acordar el establecimiento de cotizaciones del precio del petróleo de mutuo interés. La producción y exportación organizada, es una de las características de la OPEP que sirve no solo para precaver la seguridad en las reservas energéticas a futuro, sino para conciliar la cotización originada en las bolsas privadas, generalmente especulativas, y poder negociar mejores condiciones con la colocación de sus propios precios en la canasta OPEP.

La extraordinaria subida del precio del petróleo en el 2006 obedecería, entre otras razones, a los bajos inventarios de combustible en Estados Unidos⁶³, pero también a la baja de 500 mil barriles diarios que han dejado de producirse en Nigeria,⁶⁴ a causa del “choque entre rebeldes y una ola de ataques que han parado la producción” a decir de la cadena de noticias CNN⁶⁵, entre otras cadenas noticiosas internacionales que repiten el mismo reporte sin profundizar el contenido de la información. El Delta del Níger es el principal espacio territorial desde donde se extrae el petróleo en Nigeria y desde hace algunos años atrás es

un lugar donde los grupos originarios han expresado su inconformidad con las empresas transnacionales allí ubicadas, pidiendo un mejor trato en la aplicación de los contratos petroleros y en el respeto de los derechos sociales, económicos y culturales de los nigerianos.

La OPEP entiende las cosas de otra manera. En algunas de sus reuniones habituales así como en las de su directorio, en el curso de 2006,⁶⁶ la reflexión constante es que los precios en el primer cuatrimestre de este año se han elevado dado el extraordinario crecimiento económico y productivo de países como China e India. Para esta organización esto sería una buena señal de que países emergentes y tan poblados como aquellos están desarrollándose a igual o mejor ritmo que los Estados Unidos, lo que significa que no solo en éstos sino en otros lugares del planeta, el alto crecimiento económico mejora el desarrollo social y que, por lo tanto, es una oportunidad para combatir o erradicar la pobreza.

Hablar de los precios de petróleo no es entonces solo un tema comercial, sino también de seguridad energética, porque así como en Mayo de 2004 los precios de referencia de la OPEP marcaban un USD36 por barril, en julio de 2006 estaban en términos nominales sobre los USD75, a pesar de lo cual aún no habrían alcanzado los niveles vistos en los años setenta y ochenta (Gráfico 6), cuando la canasta de la OPEP bordeó los USD.85 por barril.

Se señala que estos movimientos han sido influenciados por una convergencia de factores, el excepcional crecimiento económico mundial y por consecuencia la alta demanda de petróleo especialmente en países en desarrollo, con un incremento global de 5,4 millones de barriles solo en los tres años anteriores al 2005. El gráfico anterior, preparado por la Agencia Internacional de Energía, muestra unas proyecciones del precio con una clara tendencia al alza; si

esto se confirma, en el corto y mediano plazo habrá una consecuencia directa en la subida total de los productos a nivel mundial, considerando para esta reflexión, únicamente la elevación en el precio de los combustibles para la carga pesada intercontinental. El Gráfico 7 demuestra que son además otros factores, como la búsqueda de mayor hegemonía económica y política, los que mueven el precio del petróleo.

Las exposiciones de Mohamed Barkindo, en representación del Secretario General de la OPEP, en las Conferencias EUROPIA (Londres), 7th. Internacional Oil Summit (Paris), y en el 10th International Energy Forum (Doha), realizadas en Febrero y Abril de 2006, así como la intervención del Ministro de Recursos Petroleros de Nigeria, Edmund Maduabebe Daukoru, en la reunión de presidentes y ministros de Estado en Davos, en el Foro Económico Mundial, en enero de este mismo año, han ratificado este espíritu de la OPEP, señalando que la actividad especulativa y la volatilidad en los niveles de los precios son en cierta manera “mantenidos para que no suban” por esta organización, y que los resultados de la especulación pueden causar impactos exagerados en el mercado, en detrimento de productores y consumidores, lo que podría provocar repercusiones ingratas en el futuro de la economía global⁶⁷. En el Cuadro 15 se muestran como ejemplo, los precios de distintos hidrocarburos a finales de abril de 2006, para dar cuenta de cómo se expresan estos valores en la cotidianidad de las transacciones petroleras.⁶⁸

Los cálculos generales con respecto a los escenarios para el segundo quinquenio de esta década señalan que el crecimiento económico mundial tendría una desaceleración del 0.5% respecto al año 2004, y un aumento del 0.9% en la inflación internacional, según fuentes provistas desde la misma Agencia

Internacional de Energía. Esta situación no llega de igual forma a los países exportadores netos que a los importadores, pues si bien la inflación perjudicará a ambos, la Unión Europea, Estados Unidos y Japón se verían más afectados en sus propias expectativas de crecimiento.

Estas previsiones ya se vieron cumplidas en la primera reunión de la Reserva Federal de los Estados Unidos en 2006, pues ni bien asumió el nuevo presidente de esta organización, Ben Bernanke, la primera decisión que tomó fue subir una vez más la tasa de interés interbancaria en 0,25 puntos porcentuales, pasándolas de 4,50% al 4,75% y está resuelto a volver a hacerlo en menos de un año.⁶⁹ Esta subida paulatina pero persistente de cuatro puntos en las tasas de interés desde enero de 2004 a abril de 2006, se habría realizado en respuesta al aumento de la demanda y los altos precios del petróleo y sus derivados, como una forma de mantener el crecimiento económico y controlar las presiones inflacionarias,⁷⁰ que se ven venir por estas dos grandes razones. Esto debe preocupar sobremanera a un país que tuvo para el 2005 un déficit de 800 mil millones de dólares, mientras Europa, Asia del Este y los países exportadores de petróleo tuvieron los más altos superávits en el mismo período. El Informe de Naciones Unidas, *Situación y Perspectivas para la Economía Mundial 2006*⁷¹, corrobora esta situación y expresa que el crecimiento de la inflación a nivel mundial se debe esencialmente al aumento en los precios del petróleo y que los efectos negativos (desaceleración de la economía proyectada a nivel mundial) se sentirán aún más.

Las medidas para proteger a los consumidores domésticos a través de subsidios a la energía, y otros mecanismos similares, son insostenibles a largo plazo, lo que se verá reflejado posteriormente en el traspaso de este costo a los

mismos consumidores. Por lo señalado, dicho informe insta a los países importadores netos de petróleo, es decir a aquellos de mayor crecimiento económico, a mejorar su eficiencia en el uso del recurso y a desarrollar fuentes alternativas de energía. Los países en desarrollo y menos desarrollados que son importadores netos de petróleo y de productos agrícolas, son los que más pierden en esta situación, pues ambos productos han aumentado de valor, aunque para los segundos se estima que han llegado a un punto “meseta” que no los hará subir más, lo que perjudicará en cambio a los países de menor desarrollo como son los exportadores de bienes primarios.

En la región, con este panorama se puede prever que países como Chile y Perú tendrán a corto plazo más problemas que Venezuela y México. Ecuador por su parte, a pesar de ser exportador de petróleo, también sufrirá las consecuencias por ser un importador de la mayoría de los productos refinados de petróleo, pero además, por la importación del gas licuado de petróleo. Al ser un producto cuya cotización se realiza en mayor volumen en bolsas privadas, como la neoyorquina Nimex y la londinense IPE vinculadas con financistas y petroleros, el petróleo se transa en futuros y a través de fondos de cobertura de riesgos denominados como hedge-funds, conocidos también como derivados.

El Gráfico 8, extraído del departamento oficial de estadísticas energéticas de los Estados Unidos EIA, denota que la evolución de los precios en veintiséis años no presenta mayor variación entre el año 92 y 98⁷², lo que no puede decirse de los períodos 1980-1992 y 2000-2006. Los records de precios, sin embargo, no se igualaron hasta el segundo trimestre de 2006, a los que hubo a inicios de los años 80, con la segunda crisis del petróleo. En las circunstancias coyunturales todo hace prever que se mantendrá una tendencia alcista que según algunos

medios de prensa internacionales llegaría a los USD100 por barril. El Gráfico 9 muestra como el precio del petróleo también aumenta por el margen de ganancia de las compañías y los impuestos que ponen los países al producto, especialmente los del G7.

Otro tema básico en la cotización del petróleo es la moneda en la que se realizan las transacciones. Desde que comenzó el comercio mundial del petróleo, este se transó en dólares de los Estados Unidos. Sin embargo, a inicios de este milenio hubo pronunciamientos de los países árabes, especialmente los del Golfo Pérsico (o Golfo Árabe) que empezaron a manifestar abiertamente su deseo de vender el crudo y sus derivados en euros. Esta es una corriente que se acentuó en 2006, según la revista *Voltaire*, que ya había anunciado esta corriente. En Rusia, el presidente Putin en su discurso sobre el Estado de la Nación en Mayo de 2006, manifestó que:

“El rublo debe convertirse en una divisa de mayor uso en las transacciones internacionales. Con este objetivo, se hace necesario crear una plaza bursátil en Rusia para el comercio del petróleo, del gas y de otros productos básicos que serían facturados en rublos”, pero además el artículo⁷³ de la misma revista señala que “numerosos países exportadores de recursos energéticos consideran apartarse del sistema de intercambio petrolero en dólares, el cual consideran obsoleto y contrario a sus intereses comerciales, especialmente los regionales. Con más del 15% de las exportaciones mundiales de petróleo y el 25% de las de gas natural, Rusia tiene razones para fortalecer su moneda nacional. Si a ello se añade Irán (5,8% del petróleo en el mercado) y Venezuela (5,4%), que también han anunciado su ruptura con respecto a las plazas de intercambio anglosajonas, no hay dudas de que el sistema de los petrodólares vive sus últimos días.”

De ser real este cambio de los signos monetarios en los que se realiza el comercio de petróleo, la crisis petrolera que sufre los Estados Unidos se acentuará definitivamente, pues significa perder primacía en el sistema de intercambio de los hidrocarburos, lo que puede tornarse irreversiblemente negativo para sus intereses.

4. Corporaciones privadas y Estados petroleros

La industria del petróleo entre los estados y las empresas petroleras funciona generalmente en el marco de los contratos de concesión o de joint ventures, que son contratos eminentemente de riesgo. Estas estipulaciones han sido ampliamente usadas por las grandes corporaciones hidrocarburíferas para hacer que los países les entreguen bajo este régimen contractual las actividades de exploración y producción. Estos acuerdos tienen componentes técnicos, siempre o casi siempre precedidos de negociaciones políticas al más alto nivel, sin que medie el pleno conocimiento de los dueños de los recursos naturales ni tampoco se conozcan de parte de los consumidores los beneficios o costes que les pudieran significar.

Una característica de las concesiones es que se llevan a cabo luego de que al país dueño de los recursos se lo ha incentivado para que se establezcan normas y regulaciones necesarias que permitan asegurar que el contrato de concesión pueda ejecutarse a largo plazo, en las mejores condiciones y con la cláusula de exclusividad para poder explorar, explotar, transportar, procesar y comercializar el petróleo en un territorio determinado. La política de las transnacionales de negociar a largo plazo⁷⁴ la entrega de extensos territorios concedidos; y la de dejar establecidas en estas concesiones bajísimos

porcentajes del ingreso neto anual o cantidades fijas de dinero por volumen de petróleo producido, ha dejado un saldo histórico de ínfimas regalías para los estados propietarios, y ha significado para éstos países petroleros sin capacidad plena de negociación, establecer relaciones asimétricas que se perpetuaron como una constante durante más de un siglo de práctica similar. Tener recursos y medios de inversión para las actividades iniciales de exploración y explotación, *upstream* y *downstream*, colocó en una posición de ventaja a las transnacionales, dándoles herramientas para colocar sus intereses privados sobre el interés público.

El régimen contractual ha sido impuesto de múltiples formas, aprovechando la necesidad de los países dueños de los recursos naturales, de contar con ingresos para sus presupuestos nacionales. Esto ha significado, en la práctica, restar a cambio su propia soberanía, como se verá en el capítulo siguiente. En los conflictos respecto al cumplimiento de los contratos, las relaciones asimétricas se evidencian aún más, ya que la dirimencia queda sometida a tribunales arbitrales internacionales lo que en vez de significar una cierta seguridad de imparcialidad produce efectos contrarios: los estados han tenido que litigar en una lengua que no es la suya y con regímenes jurídicos que no siempre coinciden con el suyo⁷⁵, lo que aumenta las dificultades y los costos para una defensa.

Otros condicionantes para los estados vulnerables a las presiones internacionales se convierten en un círculo vicioso, pues para éstos se hace muy difícil mantener litigios en el exterior que siempre son costosos y por lo regular se llevan con bufetes de abogados extranjeros en procesos judiciales que generalmente toman muchos años en resolverse. Esto para el erario público y la capacidad de respuesta de los distintos gobiernos a los que les toca acompañar

los reclamos internacionales, tiene consecuencias de un alto costo político y financiero, como se ha visto en múltiples casos.

En estos conflictos, una vez iniciados, las empresas transnacionales han obligado a sus propios gobiernos a tomar posición a fin de contar con su respaldo, lo que ha devenido en que los países industrializados, donde están radicadas la mayor parte de las matrices de las más grandes compañías petroleras, utilicen no solo los medios internos de apoyo, sino que saquen a relucir toda su estructura diplomática o militar a fin de trasladar lo que originalmente es un interés corporativo eminentemente privado, a otro entendido como público, a fin de responder a cabildeos y presiones políticas internas, y a su propio interés en la búsqueda de que sus empresas entreguen más impuestos para el fisco.

Con los cambios políticos globales que se dieron en el siglo anterior, la liberación de las ex colonias europeas en el Medio Oriente, África y Oceanía, las empresas transnacionales que iniciaron en esos territorios la explotación petrolera fueron perdiendo el poder que les había sido concedido, con la nacionalización de estas empresas, esto significó que éstas buscaran nuevos territorios y nuevas estrategias para su expansión. Estas estrategias se han reacomodado frente a los desafíos con cambios de nombre, fusiones, transformaciones, etc., hasta llegar a colocar en los más altos puestos de decisión de sus países, a sus socios e inversionistas más relevantes. Una vez en el poder político, las transnacionales petroleras privadas, a través de sus corporaciones y de sus representantes, han inducido a sus países de origen para que ocupen por la fuerza y bajo supuestas amenazas a la seguridad interna, territorios que, de no contar con los inmensos recursos naturales en el subsuelo o en sus mares, no habrían sido vistos jamás como un peligro para sus intereses.

En el siglo XXI la situación y la condición de los estados y las corporaciones petroleras no ha variado sustancialmente, excepto por una perspectiva de mejoramiento en las condiciones de contratación que ha sido impulsada especialmente en países miembros de la OPEP, como es el caso de Venezuela. Hoy, como en el siglo anterior, hay un número mayor de corporaciones petroleras privadas, que de estados que producen petróleo desde sus propias empresas. Esto se debe no solo a que la iniciativa privada es generalmente más ágil y dispuesta para la creación de empresas, sino que en el mundo petrolero, la competencia empresarial las empuja a asociarse con mayor rapidez que otras a fin de ganar mercados. Muestra de ello son las múltiples amalgamas conocidas en todo el globo, como la de Conoco-Phillips, (fusión de Continental Oil y Phillips Petroleum), Chevron-Texaco, Exxon-Mobil, entre otras que dan cuenta de una serie infinita de fusiones y compra venta de anteriores rivales.

Las transnacionales privadas más conocidas en el mundo son la Chevron-Texaco, Exxon-Mobil, Royal Dutch/Shell, TotalFinaElf, Repsol-YPF, Executive Outcomes, Unocal, Texaco Canada, Enron, Basic Resources, Perenco, Getty Oil, Amoco (ahora parte de BP), Hispanoil, Myanmar Oil And Gas Enterprise, Texas Eastern, Shenandoah, Arakis, Saga Petroleum, Petrolera Internacional, Heritage Oil, EDC, Dupont Erap, Sarasen, Encana, Oxy, Branch Energy, Branch Mining, Pennzoil, Ashland Inc., entre otras menos grandes. Su capacidad de mimetizarse hasta en algunos casos perder su identidad original es extraordinaria. Comparándolas con otras transnacionales que cuidan su imagen corporativa y por lo tanto sus marcas durante decenas de años sin mayor variación, las petroleras se escinden y vuelven a juntarse como una estrategia de sobrevivencia frente a

observaciones gubernamentales como la que recibió en 1911 la Standard Oil Company, acusada por el gobierno americano de monopolio o simplemente como un método de ganar mercados frente a sus competidoras.

En Europa, las petroleras más representativas por país de origen son TotalFinaElf de Francia, Repsol-YPF de España, Agip de Italia, Shell compañía originalmente holandesa, hoy también británica igual que la BP (British Petroleum). Estas empresas están entre las más grandes del mundo, y con excepción de Repsol, todas nacieron como empresas privadas. En el caso de esta compañía, además, la fusión con YPF de Argentina se realizó en el momento de mayor auge de las privatizaciones en América Latina a partir de las políticas impuestas por el Fondo Monetario Internacional. En Rusia, China e India, tres de los nuevos gigantes económicos, se distinguen por su parte las chinas CNOOC Ltda., China National Offshore Oil Corp., Petrochina, China Petroleum and Chemical; las rusas LUKoil, Sidanko, Yukos, Tyumen, Rosneft, Tatneft, Vostochnaya, Onako⁷⁶, y las indias Indian Oil and Gas Canada (IOGC) e Indian Oil.

En Rusia la fusión de múltiples empresas en la Yukos⁷⁷, creada en 1993 bajo ese nombre después de aglutinar a un conjunto de empresas estatales de la ex Unión Soviética, finalmente pasó de estatal a privatizarse totalmente en 1995, no solo para la producción petrolera sino de gas, otros derivados de petróleo y una inmensa canasta de minerales que tiene ese país, especialmente en la región de Siberia. La propiedad y el manejo de las empresas chinas por su parte no es de una apertura agresiva al capital extranjero o de una privatización de sus recursos. Son las empresas estatales las que han desarrollado estrategias para actuar como privadas y competir desde esa posición en los mercados

internacionales, pero la política energética de China ha sabido precautelar los intereses nacionales y privilegiar la presencia accionaria mayoritaria del Estado en todas las iniciativas empresariales hidrocarburíferas lo que se refleja en sus informes de los planes quinquenales y las previsiones que han tomado al respecto para el período 2006-2010.

Sin duda que el sostenido crecimiento comercial de China constituye una amenaza para la economía de los Estados Unidos, de ahí que aquél país no siempre ve fácil ingresar a mercados o a adquirir empresas que antes eran de propietarios norteamericanos. La competencia para adquirir campos petroleros en lugares que empresas de los Estados Unidos también consideran como fuentes de aprovisionamiento para diversificar su dependencia del petróleo del Medio Oriente, es muy alta. África constituye por ahora un espacio geográfico en donde, en el futuro, estas confrontaciones se acentuarán como ya ha sucedido con la incursión de China en la exploración y explotación de petróleo de Somalia. A partir de 1945, con la creación de la Liga de Estados Árabes y la posterior participación de los países del Golfo Pérsico en el Movimiento de los No Alineados, comenzó una nueva relación entre éstos y los países industrializados.

En el Golfo Pérsico, las empresas más conocidas son, en Arabia Saudita, la Saudi Arabian Oil Company (antes Arabian American Oil Company- ARAMCO); en Kuwait, la Kuwait Petroleum Corporation y la KOC (paraestatal), en Irán, después de la caída del Sha, la estatal National Iranian Oil Co, y en el más pequeño de todos los estados petroleros del Golfo, Qatar, la Qatar General Petroleum Corporation. Antes de la ocupación de Irak, la compañía más grande de ese país era la Iraq National Oil Company.

El nacimiento de estas compañías se remonta en su mayoría, a la exploración y explotación iniciadas en los años treinta del siglo pasado por empresas privadas norteamericanas e inglesas. A través del sistema de concesiones estas compañías se instalaron en territorios tan extensos que, en algunos casos, llegaban a constituir más de la mitad del territorio total del país, que cedía los derechos sobre sus recursos hidrocarbúricos a través de reglas y procedimientos dirigidos solo a beneficiar los intereses de las grandes corporaciones petroleras. Un caso especial es el de los Emiratos Árabes Unidos; en ese país, todo le pertenece a la monarquía, en los negocios petroleros no existe el concepto de propiedad privada versus Estado, cada jeque correspondiente tiene en su poder las compañías de su emirato. La más importante compañía es la Abu Dhabi National Company, que se divide como se verá más adelante en algunas otras subsidiarias. Los EAU formalmente son en conjunto una república parlamentaria con un presidente de la federación de los siete emiratos que la conforman, ordenados bajo el concepto de Consejo Federal Nacional, constituido por 40 delegados de los emires, el que actúa como órgano legislativo unicameral⁷⁸.

A continuación presentamos una pequeña muestra de la composición que tuvo hasta mediados de 2006, la presencia de compañías petroleras nacionales y de empresas privadas transnacionales en el Golfo Pérsico, en base a un estudio para conocer cuáles eran las mayores compañías que operaban en el Golfo, realizado por el Proyecto Archivos del Petróleo del Programa de Estudios del Golfo y la Península Arábiga de la Universidad de Virginia, y preparado por la Fundación Kuwait, para el Avance de las Ciencias.

La mayor parte de exportadores de petróleo del Medio Oriente realizan sus actividades con empresas nacionales gestionadas a través del sistema de cuentas en participación o joint ventures. Es notorio constatar, como se verá inmediatamente que, a pesar de la inmensa riqueza de los países árabes del Golfo Pérsico, no trascienden sus propias empresas nacionales, casi se diría que no hay ninguna iniciativa empresarial estrictamente nacional, o en la que se junten dos compañías públicas. Además se observa que se constituyen empresas subsidiarias de las empresas nacionales para efectos de manejar las múltiples operaciones relativas a la exploración, extracción, transporte, refinación, mercadeo y comercialización, las que tampoco se caracterizan por realizar sus actividades independientemente, sino siempre o casi siempre, con una o más transnacionales. A continuación se examina cómo las compañías nacionales de los países de Oriente Medio han realizado sus negociaciones más relevantes, por país, así:

Irán, en este país operan las compañías Elf Aquitaine de origen francés, Japex, empresa japonesa propietaria de la Japanese Exploration and Production Co., y desde Canadá, las empresas PetroCanada y Ultramar.

Además, el mencionado informe señala que la Tesorería de los Estados Unidos ha permitido que las compañías estadounidenses Chevron y Coastal importen crudo iraní, a pesar de los conflictos que tiene Estados Unidos con Irán, país al que consideran parte del “*eje del mal*”.

Irak, por su parte, antes de que sus territorios sean ocupados por la fuerza por los Estados Unidos, mantenía operaciones a través de las empresas Haliburton, Howe-Baker Engineering Inc., Mobil Oil y Pullman-Kellogg. La investigación de la Universidad de Virginia, precisa que luego de la ocupación,

está pendiente una aprobación de las Naciones Unidas para dar paso a que la Iraq's State Oil Marketing Organization (SOMO), contrate con las compañías estadounidenses Coastal Corp., Phoenix, Chevron Corp., y la Mobil Corp. Irak también mantiene actualmente contratos con Coastal, Russian Sidanco y la francesa Total S.A., pero además se ha reportado desde el Oil Daily que las empresas Shell, BP y Chevron están además entre las compañías interesadas en comprar crudo iraquí.

Bahrein, es la isla principal de las 33 que constituyen el archipiélago del mismo nombre de este país de no más de 670.000 personas. A pesar de su escasa dimensión territorial, es considerado uno de los más contaminantes puesto que generaría el 4,7% de la contaminación mundial provocada por la industria petrolera.⁷⁹ Según el estudio citado de la Universidad de Virginia, este país funciona a través de su compañía nacional denominada BANOCO, de la cual hacen parte la Bahrein National Gas.Co. (BANAGAS), que mantiene el 75% de acciones en manos del gobierno de Bahrein, el 12,5% de la empresa Caltex, y el 12,5% de la Arab Petroleum Investment Corp.; mientras que la Bahrein Aviation Fueling Co. (BAFCO) es la principal compañía de aprovisionamiento de combustible para el aeropuerto internacional de Bahrein, con el 60% de acciones de BANOCO, 27% de Caltex y el 13% de BP.

Omán es un país gobernado por una monarquía absoluta desde 1970, y allí la Petroleum Development Oman Ltd. (PDO) controla todos los recursos. Esta empresa es una asociación entre el reino de Omán, que tiene el 60% de las acciones y la Shell Petroleum Co. Ltd. (34%), Total-CFP (4%), y la Partex (Omán) Corp. con un restante (2%), además se creó la CXO Ltd., como un joint venture de la Omán Oil Co. Ltd., con la empresa Caltex.

Qatar, un país diminuto, con 11.000 kilómetros de área y no más de seiscientos mil habitantes, gobernado por un jeque que lleva en el poder desde 1995, es una monarquía hereditaria; la empresa nacional QGPC, es propietaria del 65% de la empresa Qatar Liquefied Gas Co. (QatarGas), el resto de inversiones se dividen entre las compañías Total SA. (10%), Mobil Qatar Gas Inc. (10%), Mitsui & Co. Ltd. (7.5%), and Marubeni Corp. (7.5%). La QatarGas para actividades de Upstream, se ha asociado también con la Total, 20%, Mobil 10%, y Mitsui and Marubeni, en un 2.5 cada una y mantiene también el 66.5% de la Ras Laffan LNG Co. (RasGas), en asocio con la Mobil, que mantiene un 26.5 de acciones; que comparten con las empresas japonesas Itochu Corp., y Nissho Iwai, con un 4% y 3% de acciones respectivamente.

La Qatar Vinyl Co. tiene un 25.5% en la QGPC, un 31.9% en Qapco, un 29.7% Norsk Hydro, y un 12.9% en Elf Atochem; por su parte la Qatar Fuel Additives Co. tiene sus acciones así: 50% QGPC, 20% en la Chinese Petroleum Corp., un 15% en la Lee Chang Yung Chemical Industry Corp., y un 15% en la International Octane Ltd.)

Arabia Saudita, uno de los más famosos países por su tradición hidrocarburífera, gestiona sus actividades petroleras a través de la Arabian American Oil Company, -en asocio en porcentajes no señalados por el estudio mencionado en líneas anteriores-, con las empresas estadounidenses Socal, Texas Oil, Jersey, Socony-Vacuum, y en la zona neutral saudí, las transnacionales Getty Oil Co., y Japan Petroleum Trading Co.

Emiratos Árabes Unidos, ha dado el nombre de la capital, Abu Dhabi, a la principal empresa nacional de este país. Así, la Abu Dhabi Co. For Onshore Oil Operations (ADCO) está vinculada empresarialmente a través de la ADNOC en

un 60% con el consorcio comprendido por las compañías British Petroleum (BP) (9.5%), Shell (9.5%), Total (9.5%), Exxon (4.75%), Mobil (4.75%), y Partex en un (2%).

Además, la Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMAOPCO) está vinculada comercialmente a través de la ADNOC en un 60%, con el consorcio comprendido por las empresas BP (14.7%), Total (13.3%), y la japonesa Jodco (12%). De la descripción anterior y del cuadro que se presenta más adelante, se desprende que a pesar de que en el mundo árabe petrolero hay inmensas riquezas en sus yacimientos, la capacidad para la producción, refinación y comercialización de los hidrocarburos de las empresas nacionales, es limitada.

Podría deducirse de lo revisado que las formas jerárquicas y no democráticas de conducción política de los estados que conforman la región del Golfo Pérsico, ha sido un caldo de cultivo para que las empresas transnacionales privadas, negocien en términos menos complicados que como lo hacen con gobiernos democráticos, pues como es conocido por todos, las viejas amistades de uno o dos jeques con los más altos representantes del poder político y económico de los países del primer mundo, han sido menos complejos para éstos que con gobiernos que pueden cambiar la política petrolera de una manera más conveniente para el conjunto de habitantes. El Cuadro 16 permite constatar de una manera mucho más detallada lo señalado.

En África, así como en América Latina, son las empresas estatales o nacionalizadas las que mayor presencia tienen por país de origen. Sonatrach (Argelia), Nigerian National Petroleum Co. y la National Oil Corp. (Libia). Por su parte, son las más relevantes en el sudeste Asiático, la empresa Petronas (Malasia) y Pertamina (Indonesia). El caso africano dista mucho del

latinoamericano y del de Medio Oriente. Sus luchas tribales, la exacción de sus recursos por los países europeos en la época colonial, (de la cual algunos países acabaron de liberarse apenas en los años 80 del siglo pasado), las diferencias en el desarrollo y en las condiciones geográficas, poblacionales y político administrativas de África, entre otras razones, no ha permitido a ese continente, superar su extrema pobreza. A pesar de que hay importantes países exportadores de petróleo, éstos no se han organizado para mantener una canasta petrolera regional.

A los problemas estructurales de desarrollo en África, para el tema del comercio del petróleo, se suma su escasa capacidad de negociar en conjunto, lo que no sucede con los países del Golfo Pérsico,⁸⁰ que en 1973 provocaron la primera crisis mundial del petróleo cuando obligaron, a partir de la canasta de precios de la OPEP, a que los países importadores pagaran por su petróleo un precio más justo y razonable. Esto en cifras significó que del precio de 1,50 por barril, pasaran a percibir 10 dólares por barril, es decir nueve veces más. Para 1980, el mismo barril se situaba en 34 dólares en el mercado mundial.

Luego de intensos procesos de búsqueda de soberanía económica y política, en América Latina, las más importantes empresas petroleras de la región, son estatales o nacieron como tales: Petrobrás en Brasil, PDVSA en Venezuela, PEMEX en México⁸¹, Petroecuador en Ecuador, Empresa Petrolera de Colombia ECOPETROL S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPF. Aunque no tienen una fuerza negociadora de conjunto, porque algunas de ellas nunca han pertenecido a la OPEP (Brasil, México, Bolivia, Colombia); otras se debilitaron por factores internos de desarticulación del Estado, que impulsaron la salida de la

OPEP y consecuentemente sufrieron un retroceso en la política petrolera, como sucedió con Ecuador.

Hay estados que han participado firmemente en la OPEP, como es el caso de Venezuela, lo que le ha dado mayor capacidad exportadora, aún en sus momentos de crisis como los vividos una vez que el presidente Chávez desarticuló a la plana mayor de PDVSA. La propuesta más interesante en términos de articulación de la producción petrolera y sus actividades afines ha sido la nacida a iniciativa de Venezuela en el primer quinquenio de este siglo, con la propuesta realizada a Brasil y Argentina para llevar a cabo la red de oleoductos y gasoductos que constituirían la mayor propuesta energética sudamericana nunca antes llevada a cabo.

Sin embargo estas propuestas parten desde el inicio con algunas limitantes, porque el territorio que ocuparían estas infraestructuras además de extenso, tiene una diversidad biológica extraordinaria y los efectos que se pudieran provocar en términos ambientales podrían ser catastróficos. No está por demás señalar que si todas estas iniciativas no se institucionalizan en los países que ahora las proponen, difícilmente podrán ejecutarse, a menos que la tendencia política de los gobiernos que sucedan a los que las iniciaron sea igual o similar a la de sus predecesores. Ninguna empresa privada latinoamericana tiene la fuerza financiera para competir con las empresas estatales de sus propios países, esto dificulta, en términos de competitividad, mejorar algunas prácticas que han llevado a dificultades de operación, producción, negociación y comercialización para las compañías estatales, que se han visto sometidas a manejos no siempre óptimos, descolocándolas de posiciones de ventaja comparativa frente a las transnacionales. Las transnacionales petroleras, utilizando a sus voceros locales,

han aprovechado estas múltiples ocasiones para desacreditar la acción de las estatales petroleras e insistir políticamente, a través de todos los medios a su alcance o forjando una opinión pública favorable a sus intereses, para que las empresas nacionales de petróleo sean privatizadas, con el fundamento de “mejorar su eficiencia”.

Finalmente, es preciso señalar que una acción que tiene más de perspectiva política, que de acción práctica, por las propias capacidades instaladas en Bolivia para la extracción de sus hidrocarburos, es la nacionalización de la industria hidrocarburífera y el retorno de la propiedad de los bienes concesionados a las empresas extranjeras, realizados con gran cobertura de la prensa mundial el primero de mayo de 2006. En este caso, solo una apropiada política de manejo de hidrocarburos, que no dependerá en su aplicación de la única voluntad del presidente Evo Morales y su equipo de trabajo, sino de un excelente manejo técnico y financiero acompañado de un uso eficiente de los beneficios que se obtengan, para aportar en la superación de los complejos problemas de pobreza bolivianos, evitará que fuerzas externas impidan llevar a cabo su proyecto de nacionalización. Vale recordar que a partir de los 80, el concepto de “soberanía” y propiedad estatal de los recursos naturales, especialmente los energéticos, se debilitó sustancialmente por factores internos de falta de competitividad y también por la vulnerabilidad política de la región, no siempre debida a factores eminentemente endógenos, a pesar de que la dependencia financiera de los países en vías de desarrollo frente a los ingresos petroleros es cuestión vital.

En los 80, con la aplicación de las recomendaciones del Fondo Monetario Internacional para el ajuste estructural de las economías latinoamericanas, se

puso en marcha un intenso proceso de desnacionalización de las empresas petroleras y su conversión en privadas. Como no todas las empresas fueron privatizadas, estas decisiones tomadas externamente no se pudieron cumplir a cabalidad por la resistencia de grupos de presión al interior de los países. La estrategia tomada fue, entonces, establecer otros mecanismos vía profundas reformas jurídicas a sus legislaciones nacionales en pro de los intereses corporativos petroleros privados.

Esto significó en la práctica una cesión de derechos que ha restado inmensos recursos a los países que realizaron dichas reformas. Uno de estos casos es el ecuatoriano, convertido en el prototipo de un estado fallido en asuntos de manejo petrolero, lo que se verá en el capítulo siguiente. La iniciativa nacionalista que en términos prácticos no fue siempre exitosa, le ha significado a un conjunto de países con potencial exportador y de negociación internacional grandes pérdidas comerciales que si no se subsanan en el curso de los próximos años, significarán haber dejado pasar la mejor oportunidad de capitalizar sus economías y de crear plataformas para que se impulsen nuevas actividades vinculadas a cadenas de valor promisorio.

En el primer decenio del siglo XXI, queda como reto para los gobernantes de los países en desarrollo productores de petróleo sentar las bases para que examinadas las lecciones de la historia contemporánea, asuman que el petróleo es uno de los pocos recursos que puede aportar para que sus países consoliden a largo plazo programas políticos, económicos y sociales destinados a mejorar la calidad de vida de los pueblos propietarios de esos recursos, quienes por ahora no se han beneficiado con los frutos de las riquezas, que el petróleo sí ha provisto a los países de mayor tamaño.

Capítulo 3

La relación estado-compañías petroleras.

El caso Occidental – Petroecuador

En el capítulo anterior se hizo un breve análisis del estado de situación del petróleo, su importancia estratégica en el siglo XXI y su incidencia en la seguridad energética mundial, también se observaron las relaciones comerciales alrededor de este importante recurso y que rol jugaron las corporaciones privadas a través de las compañías transnacionales, así como los estados petroleros, en su intercambio comercial mundial. En este se revisa como se expresan objetivamente las relaciones internacionales en torno a las actividades petroleras en un país periférico, pequeño en territorio y población, pero con una característica distinta frente a otros en similares condiciones, con yacimientos de petróleo. Con este objetivo, desde la visión interdisciplinaria de las relaciones internacionales y la perspectiva jurídica, se observará un caso coyuntural como es el conflicto surgido entre Occidental y Petroecuador, la estatal ecuatoriana.

En Ecuador la débil política petrolera lleva a que su mayor recurso de exportación sea manejado casi de manera exclusiva por empresas transnacionales, que apoyadas por gobiernos inestables e inescrupulosos, han impedido que los márgenes de ganancia que corresponderían a dicha exportación fuera mayor, con grandes pérdidas para su producto interno bruto y su patrimonio nacional. Esto no solo por la relación interna en la extracción del crudo, sino porque el volumen de las exportaciones pasa a aumentar el producto nacional bruto de las empresas matrices transnacionales; así como la producción de derivados, queda, por la ineficiencia interna, radicada en el exterior. Asimismo, se

demostrará con cifras como en la relación contractual del Estado con las empresas transnacionales petroleras no existen condiciones que permitan beneficios recíprocos equitativos o mutuamente provechosos y que en este sentido la legislación ecuatoriana sobre hidrocarburos ha sido, variable, ambigua o definitivamente inconsecuente con los intereses nacionales. Para el efecto se aportarán algunas cifras más relevantes, y se anexará información de fuentes oficiales que permitirán confirmar lo señalado.

1. Ecuador relación estado-compañías petroleras: períodos

La presencia de las compañías petroleras en Ecuador data en el primer decenio del siglo XX, con la exploración de los primeros yacimientos en la Costa ecuatoriana. Para entonces el país era eminentemente agrícola, tenía serios resabios coloniales y no había abierto sus puertas a la modernidad, con la excepción del gobierno liberal de Eloy Alfaro, quien quizá fue el primer presidente concientemente internacionalista que tuvo Ecuador en su consolidación como estado.

Los sucesivos gobiernos de los primeros cincuenta años del siglo XX dieron una importancia nimia al petróleo, no hay claridad sobre cuáles fueron las razones por las que no se impulsó la producción hidrocarburífera como un mecanismo de obtener recursos para el Estado. El escaso y nunca bien desarrollado sector manufacturero probablemente no necesitó de los derivados para movilizar sus máquinas o para impulsar la transportación entre ciudades, a lo que se debió sumar el tamaño pequeño y mediano de las empresas, así como la existencia del ferrocarril, como medio de transporte de carga. Así, para efectos de este análisis, desde el arranque de la producción petrolífera, se distinguen

claramente cinco etapas, la inicial o extractivista (1911-1971), la de auge llevada a cabo con una filosofía nacionalista (72-81), la de reapertura parcial a las transnacionales (82-92), la de apertura total a las transnacionales (93-06) y la actual que llamaremos de recuperación de la propiedad estatal (desde abril de 2006).

1.1 El período extractivista

Durante los primeros sesenta años del siglo XX la agricultura fue el principal motor de las exportaciones ecuatorianas. Para entonces, el PIB per cápita no pasaba de los USD. 290 anuales. Sin embargo sí hubo explotación petrolera previa en campos del Litoral los que no dejaron mayor renta al país. Algunos analistas denominan a esta época como *extractivista*, porque Ecuador concesionó a empresas extranjeras los campos de la Península de Santa Elena y del Oriente, en montos irrisorios que se estiman a menos de 1 centavo de dólar la hectárea. Los yacimientos del litoral tenían petróleo más liviano del que ahora se obtiene en la Amazonía. Desde 1911, año en el que se tiene referencia de la instalación del primer pozo petrolero en la costa ecuatoriana, sus regalías casi no ingresaron al erario nacional. La empresa Anglo Ecuadorian Limited, concesionaria que entonces explotaba petróleo en el Litoral, según algunas estimaciones, sólo habría participado⁸² al Estado el 1% de lo que producía. El especialista petrolero Luis Alberto Aráuz⁸³ afirma que en la etapa extractivista, el Ecuador habría producido entre 1918 a 1971 un total de 104.326 millones de barriles de petróleo en la Península de Santa Elena. Con la nacionalización del petróleo en 1972 y la explotación en la Amazonía, este indicador habría aumentado considerablemente, así solo de agosto de 1972 a diciembre de 1974

la producción oriental habría llegado a 169.416 millones de barriles, lo que daría una diferencia de 65.050 millones de barriles más de los que se extrajeron en los 53 años precedentes. Aráuz afirma que no solo aumentó la producción, sino que se obligó a las empresas transnacionales a ajustarse a nuevos términos de intercambio:

“...antes de ser descubierto el petróleo de Lago Agrio, en 1965 terminaron las especulaciones de las concesiones petroleras mediante la elaboración del Decreto No. 1464 aplicado en 1969 para lograr la devolución de alrededor de tres millones de hectáreas de Minas y Petróleos y definir la ruta de la construcción del Oleoducto Transecuatoriano SOTE en territorio nacional a precio de costo, sin utilidades y revertible al Estado, al término de la recuperación de las inversiones realizadas. Por eso, es indispensable recalcar que a partir de 1972 el Ecuador entra en una época en la cual además de obtener el petróleo para su consumo interno, contó con un ingreso público patrimonial que permitió impulsar un cambio cualitativo y cuantitativo sin precedentes calificado como el “boom petrolero” en la década del 70...”

Los contratos petroleros celebrados con el Estado fueron para las transnacionales su mejor herramienta para asegurar ganancias extraordinarias. Estos acuerdos, además de garantizar su inversión sin riesgos, les permitía mantener más de un contrato por firma, períodos de cuarenta años de plazo, extensiones de millones de hectáreas, y exenciones tributarias. El gobierno de José Velasco Ibarra, -que pretendió que la Ley de Hidrocarburos entrara en vigencia en el año 2025, para que las empresas siguieran disfrutando de sus regalías por más de un siglo- que fue derrocado por Guillermo Rodríguez Lara,

cortó estas y otras aspiraciones. A partir de allí, se inicia lo que algunos autores han denominado como “nacionalismo compartido” (Aráuz), “primera fase de la etapa petrolera ecuatoriana o de auge petrolero”⁸⁴ (Larrea); “política petrolera desarrollista” (LLáñez), “bonanza petrolera”⁸⁵ (Acosta) o el común imaginario del “boom del petróleo”.

1.2 El auge petrolero

Cuando Ecuador empezó a exportar hidrocarburos, coincidentemente en el mercado internacional subió el precio del petróleo. Alberto Acosta afirma que el crudo Oriente, que en Agosto de 1972 cotizó en 2,5 dólares por barril, subió a USD.4,2 en 1973 y cerró en USD.13,7 en 1974. Gracias al disparo internacional de los precios provocado por una serie de acontecimientos -entre los que se destacan la guerra de Yom Kippur y la decisión de la OPEP de suspender la venta de petróleo-, que en conjunto significó la primera crisis internacional del petróleo, para Ecuador fue la oportunidad de recibir recursos frescos e iniciar una bonanza petrolera de corta duración que trajo enormes beneficios para el país en términos de su industrialización, la construcción de infraestructura como la hidroelectricidad, refinería, vías y también del desarrollo social (Larrea op.cit). En esta etapa también Ecuador atrajo la oferta de empréstitos desde los organismos internacionales⁸⁶, dirigido especialmente para el gasto público, esto produjo un crecimiento desordenado de la urbanización, el aumento de la burocracia estatal y un desaforado endeudamiento público.

La bonanza produjo el efecto “movimiento de factores”, de bienes comerciables a no comerciables previsto en la teoría de la enfermedad holandesa, con un énfasis en el efecto gasto. Marco Naranjo,⁸⁷ señala que en los 70 el sector

agrícola, que producía bienes tradicionales como el banano, cacao y café, pasó de emplear del 52,9% a menos del 33% de la PEA, es decir, que la reducción del peso relativo de los trabajadores para ese sector fue de un equivalente al 20% durante el auge petrolero. Por otra parte, bienes no transables clásicos, como la construcción, el comercio, los servicios de electricidad, gas, y agua, los servicios comunales, sociales y personales, a decir de Naranjo, incrementaron su participación en la PEA en un 16,55%. La ausencia de una planificación estatal a mediano y largo plazo desaprovechó la bonanza⁸⁸; sin embargo la actividad petrolera tuvo su auge, pues entre otras⁸⁹, se instalaron las primeras infraestructuras petrolíferas para el transporte y distribución del crudo, como el Sote, así como se instalaron tanques de reserva de derivados en la región continental, se construyó la refinería de Esmeraldas, se abrieron los primeros pozos orientales y se ampliaron las instalaciones en la Península de Santa Elena.

Este desarrollo físico se organizó desde el primer marco institucional del país para las actividades petroleras, con la creación de CEPE, la primera estatal del petróleo y el fortalecimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a fin de que llevara un control efectivo de la industria petrolera.

En lo internacional, Ecuador pasó a ser miembro de la OPEP, e impulsó la creación de la OLADE, con sede en Quito. La relación con las empresas transnacionales se revirtió con la implantación de nuevas normativas a favor del Estado; se creó el consorcio CEPE/GULF-TEXACO, posteriormente CEPE-TEXACO y finalmente compró las acciones restantes a las compañías (Cuadro 10). Para el establecimiento de CEPE el financiamiento se obtuvo con el 28% de su participación en el Consorcio; y, se instalaron una serie de mecanismos para

las transacciones petrolíferas así como para la retención de impuestos y las regalías. Aráuz menciona entre éstos, a la retención automática de los ingresos del Estado con costos presuntivos y precios de referencia, el aumento de las regalías al 18.5% sin deducción del impuesto a la renta al pagarse en especie y el aumento del impuesto a la renta del 44.4% al 87.31%.

Pero además, fue importante en este proceso de nacionalización inicial, el establecimiento de la participación del Estado en un estimado del 92% de cada barril producido, se determinó oficialmente las reservas petroleras, el país estableció políticas de conservación y fijación de las tasas de producción y se hizo cargo del mercado interno de combustibles. Es decir CEPE actuó como la empresa hidrocarburífera del Estado, llegando a manejar no solo el petróleo sino la importación, envasado y distribución al por mayor del gas, así como la industrialización del gas asociado en Shushufindi. En este lapso se mantuvo un precio nacional fijo de los derivados aunque la cotización internacional variara. Una vez que CEPE ejecutó en la totalidad de la política petrolera, se estableció una programación nacional de poliductos, gasoductos, oleoductos y almacenamiento a su cargo, así como la capacitación técnica del nuevo personal petrolero ecuatoriano. En todos estos avances de la década, un gran ausente fue el enfoque medioambiental. Los destrozos provocados en la Amazonía, no son estrictamente mensurables en términos económicos, pero si factibles de cuantificar en su significado cultural y biológico. El ecosistema amazónico sufrió el alto impacto negativo de parte de las empresas explotadoras del crudo, incluyendo las del consorcio estatal. Aunque en la época operaron en la Amazonía las empresas Sun Oil, Anglo Oriente, Anglo Occidente y Cautivo, Cayman y OK, por la envergadura de su intervención la que más observaciones

tiene es Chevron Texaco (que perforó 339 pozos, construyó 22 estaciones y operó 15 campos) y cuyas utilidades durante el tiempo que operó en la Amazonía se estiman en USD. 30.000 millones⁹⁰.

Indígenas amazónicos plantearon un juicio internacional en 1993 a Texaco con el argumento de que durante los 28 años que operó en el Oriente, habría derramado 16,8 millones de galones de petróleo, más de 18,5 mil millones de agua tóxica en 627 piscinas y habría quemado unos 235.000 millones de pies cúbicos de gas con daños evaluados en 6.000 millones de dólares. Desde el descubrimiento del primer pozo petrolero en la Amazonía ecuatoriana, bautizado en 1967 como Lago Agrio I, empieza también el repoblar foráneo de uno de los territorios con mayor biodiversidad del mundo y la pérdida total de algunos de los pueblos originarios que lo habitaban. Para los indígenas amazónicos, todos fueron extranjeros, no solo los empleados de las transnacionales, sino los mismos ecuatorianos que en un mal entendido proceso de desarrollo fueron impulsados a “colonizar” el Oriente, como si se hubiera tratado de un territorio sin habitantes y sin dueños. Con lo dicho, el escenario de bonanza petrolera se desdibuja entre una lógica sustentable versus otra de crecimiento económico.

Con el aumento del precio del petróleo en los 70, podría haberse augurado para el Ecuador un buen porvenir, sin embargo desde mediados de esa década la tendencia nacionalista inicial empezó a ceder a los intereses de los grupos de poder internos y a las presiones internacionales, así el escenario de endeudamiento, corrupción y abuso de autoridad se abriría paso.

1.3 Reapertura parcial a las transnacionales (82-92)

Si bien la visión nacionalista había roto con prácticas contractuales monopólicas de las transnacionales del petróleo, por ejemplo facultándoles a

firmar un solo contrato a la vez, con un período máximo de 24 años entre exploración y explotación, sin embargo, con el retorno de la democracia, también se empezó a imponer la discrecionalidad en la toma de decisiones y, con ella, el imparable cambio de régimen contractual gracias a una serie de reformas llevadas a cabo por sucesivos gobiernos a los que la banca internacional y sus propios intereses les llevaban a pagar la deuda externa pública y privada con el único recurso del que se podía disponer, el producto de la exportación del petróleo. Es en esta época cuando se crea el contrato de prestación de servicios y con esta modalidad, se vuelven a adjudicar los bloques petroleros amazónicos y costeros a las transnacionales. Como se observa en el Cuadro 19, desde 1978 hasta 1989, se hicieron cinco reformas a la Ley de Hidrocarburos. Su característica es la reapertura al capital extranjero.

Se suponía que a cambio de esta inversión, el Estado además de aumentar su producción quedaría con capacidad operativa y técnica instalada, lo cual no sucedió, pues parte de los procesos de modernización y apertura, promovidos con especial énfasis a inicios de los 90, significó la reducción de personal especializado que operaba en la Dirección Nacional de Hidrocarburos que era la llamada a controlar el cumplimiento de los contratos, tanto en lo técnico como en lo operativo.

Una característica en esta época, fue el comienzo del descalabro financiero interno que se debía al derroche de los felices 70, la política de sustitución de importaciones mal aplicada que resultó desastrosa, un estado empresario deficiente, el aumento del pago de la deuda externa, la aplicación de las políticas de ajuste estructural propiciadas por el FMI y el precio del petróleo en caída, gracias a movimientos en la producción y el manejo de las reservas mundiales de

petróleo, lo que no pudo ser resuelto bien y a tiempo por la OPEP. Como dice Alberto Acosta, el petróleo dejó de ser un motor de la economía para convertirse en el sujeto de pago de la deuda.

Aunque por el fin de la relación contractual el Estado revirtió campos petroleros, la refinería y el SOTE, para su completa administración, los 80 significaron el surgimiento de una nueva clase beneficiaria de la anterior bonanza petrolera. Aparecieron los intermediarios de los hidrocarburos en el exterior, las empresas locales y las filiales extranjeras prestadoras de servicios a CEPE, los traficantes de hidrocarburos, los gremios sindicales y empresariales ávidos de beneficiarse del oro negro y los defensores de las transnacionales que, antes, durante y después de ocupar cargos públicos en áreas relacionadas con la minería y el petróleo, terminaron abogando por las empresas privadas a través de decisiones administrativas y políticas, facilitando su retorno en mejores condiciones que las que habían tenido en los 70.

Si pudiera atribuirse estas condiciones a la sesuda planificación de los grupos de presión enquistados en el poder, se podría afirmar que estuvieron allí para crear un nuevo clima de negocios, propicio para la reinstalación transnacional en suelo ecuatoriano. Este retorno de la inversión extranjera para actividades de exploración no habría sido perjudicial para el interés nacional si de paso no se hubieran cambiado por completo las condiciones. En los 80, en el gobierno de Oswaldo Hurtado, se inician las denominadas rondas petroleras y se dictan la Ley 101 que reforma la Ley de Hidrocarburos permitiendo la apertura a la inversión extranjera; y, la Ley 102, destinada a reducir el impuesto a la renta del 87.31% al 44.4% sobre la tasa de servicios fijada por las compañías en las ofertas presentadas en las licitaciones respectivas. Con la Ley 101, se eximió a los

contratos el pago de primas de entrada, derechos superficiarios, obras de compensación y regalías.

1.4 Apertura total a las transnacionales (93-06)

Aráuz señala que el Estado asumió el riesgo con una supuesta propiedad del crudo y se convirtió en deudor de las inversiones privadas, al modificar la esencia de las concesiones a través del cambio de su denominación, con lo que el señala como el retroceso en la política petrolera nacionalista y la sumisión a las presiones de los inversionistas extranjeros. Nada originales para las reformas contractuales, los abogados petroleros copiaron la modalidad de Petrobrás para su manejo petrolero. A decir de Aráuz, ni siquiera copiaron bien el modelo brasileño que confería a Petrobrás la facultad de controlar las inversiones, aceptar la posibilidad de concesionar los descubrimientos y asumir las operaciones para evitar sobrepresos y cualquier perjuicio a ese país.

En el gobierno de León Febres Cordero, luego de la convocatoria a la primera licitación o ronda petrolera, se suscribe el primer contrato de prestación de servicios entre la empresa Occidental y CEPE en el Bloque 15, contrato que fue posteriormente tomado como prototipo de los demás. En esta época se constituyeron compañías de servicios petroleros conformadas por antiguos funcionarios públicos, que empezaron a dominar los negocios relacionados con las actividades hidrocarburíferas y la empresa nacional de petróleo. El uso de la información oficial fue utilizado para su beneficio particular, cuando no se la vendió a terceros a precios irrisorios. El modelo de contrato se consagró, según Aráuz, en condiciones totalmente favorables a las compañías, con la creación de fórmulas polinómicas para disminuir la participación estatal y garantizarla en

apenas un 15%, para dar prelación a los reembolsos de las compañías sobre los ingresos públicos, entre otros favoritismos claramente dirigidos a las transnacionales y a sus contrapartes privadas locales. Las compañías que se habrían beneficiado serían, a decir de Aráuz, Occidental, Orix, Maxus, Elf, Arco, Tripetrol y Petrobrás.

Finalizados los 80, el crudo que a 1981 se cotizaba a un promedio de USD.40, sufrió rebajas considerables durante la década sobre todo por la intervención en el mercado de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Esto para el Ecuador fue decisivo en su crisis interna, porque a la baja del petróleo se sumaron el peso de la deuda y los desastres naturales, así como factores institucionales como la aplicación de las políticas de ajuste.

La década de los 90 recibió a Ecuador con una cotización promedio de USD.26,32, pero la producción interna había bajado y los derivados habían subido su valor interno varias veces. El petróleo continuó siendo la principal fuente del presupuesto público. En esta década, Ecuador se separó de la OPEP y se consolidaron las malas prácticas al interior de la estatal. Luis Aráuz describe las arbitrariedades, abuso de poder, tráfico de influencias y apropiación indebida de recursos por parte de algunos funcionarios que, además, estructuraron la serie de reformas legales y reglamentarias que se ejecutaron posteriormente. Estos ex funcionarios o personeros de la empresa estatal pasaron a ser sus principales contratistas, desde empresas que le venderían sus servicios. Así, de los 26 contratos suscritos por el Estado con las empresas transnacionales hasta octubre de 2005, 21 fueron celebrados en los 90. Con las reformas legales introducidas en este lapso, se facultó a las transnacionales a firmar más de un contrato, se prorrogaron los períodos de concesión de forma indebida, con modificaciones a

los contratos iniciales; y, se las eximió de pagar tributos según las bases de los contratos de participación, como regalías petroleras, primas de entrada, derechos superficarios, aportes en obras de compensación, impuestos de constitución de las compañías, aumentos de capital e impuesto al capital en giro. Además, se disminuyeron los aranceles de importación y exportación, todas estas facilidades otorgadas por los congresistas y por los inestables y pasajeros gobiernos de la década (6 entre 1992-1999). De los beneficios otorgados a las transnacionales, el más perjudicial para el Ecuador, fue el contrato denominado de “participación”, que medió entre un 12,5%-18.5 a favor del Estado y entre el 81,5 al 87,5 para las empresas privadas (Cuadro 20). Esta situación tiene su complemento en la desinstitucionalización de la empresa estatal petrolera CEPE, transformada en Petroecuador en los años 90, y a la que se debilitó en todas las formas posibles durante el gobierno de Sixto Durán Ballén, en el contexto de su política de reducción de tamaño del Estado iniciada en 1992. En lo social, una característica de este período fue el fortalecimiento de algunas organizaciones populares y de base, no sindicales, así como la aparición en el escenario político del movimiento indígena. En los 90 se avanzó mucho en términos de demarcación de los territorios indígenas amazónicos y la inclusión del artículo 169 de la OIT en la Constitución Política de 1998. De las organizaciones de la sociedad civil relacionadas con el tema petrolero, las que más protagonismo tuvieron desde entonces son las ambientalistas.

Sin su participación habría sido casi nula la incorporación de la perspectiva ambiental en los nuevos contratos petroleros, a esto se sumó también su institucionalización en el esquema de la empresa estatal. Sin embargo, pese a todos los esfuerzos, los avances han sido magros en la consecución de un

efectivo respeto a la diversidad biológica y a los derechos de los pueblos amazónicos originarios.

1.5 Recuperación parcial de la propiedad estatal: abril de 2006

Con el nuevo siglo y milenio, la incertidumbre se convierte en el sino de la época. En lo internacional, las guerras en el Golfo Árabe, la esquizofrenia por la seguridad y el antiterrorismo, el aumento de la migración sur-norte, el crecimiento comercial imparable de China e India y los desastres climáticos en todo el globo, han sido factores para el alza del precio mundial del petróleo.

Ecuador culminó el siglo XX con una de sus peores crisis financieras y políticas, lo que fue nuevamente aprovechado para la realización de malos negocios para el Estado. Con un altísimo nivel de inestabilidad democrática, las relaciones entre las petroleras privadas y la petrolera estatal continúan siendo totalmente favorables para el interés de las privadas. Llánez sostiene que son comunes las prácticas de entrega de crudo liviano en calidad de diluyente sin firma de los convenios correspondientes, además de otros constantes perjuicios económicos al Estado en la explotación, transporte, refinación, comercialización, pago de tarifas por transporte, construcción de plantas de refinación no autorizadas y un largo listado de irregularidades cometidas unilateralmente por las empresas y sus aliados locales. Finalmente, el proceso de privatización se consolidó con la cesión de más de 500 kilómetros de suelo nacional para instalar el oleoducto de crudos pesados OCP,⁹¹ obra con la que se estimó transportar al menos 500.000 barriles diarios de crudo, y que no ha demostrado cumplir esa meta, porque evidentemente las proyecciones que se enunciaron para construirlo fueron totalmente inexactas.

En el gobierno de Noboa Bejarano, en el que se construyó el OCP, se dictó también la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal, que creó el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público- FEIREP, al que se destinarían todos los excedentes petroleros obtenidos por los precios extraordinarios que se obtuvieran por sobre el monto establecido para financiar el presupuesto del Estado. Finalmente, estos recursos fueron inmoralmemente a pagar la deuda externa, especialmente a los tenedores de los nuevos bonos Global que se emitieron en ese mismo gobierno, con un interés anual del 12%. La subida del precio internacional del crudo, especialmente a partir de 2003, significó hasta la primera mitad de 2006, una extraordinaria posibilidad de ingresos extras para el Estado y la reinversión de estos en programas sociales, esto se debió a algunas medidas no ortodoxas que se dictaron en el gobierno de Alfredo Palacio, quien, una vez derrotado su antecesor, por presión popular, dispuso la eliminación del FEIREP, propuso la reforma a la Ley de Hidrocarburos con un porcentaje equitativo de participación para el Estado y las compañías y declaró la caducidad del contrato de participación con la empresa Occidental, por los incumplimientos de esta última a la ley y al contrato que había suscrito para amparar sus operaciones.

A mediados de la década la demanda de combustibles aumenta y la inestabilidad de la petrolera estatal continúa, a pesar de estar entre las 500 mayores empresas latinoamericanas según la revista América Economía. Aún así, Petroecuador no comparte con sus similares las mejoras que se precisan para trabajar con eficiencia. El siglo XXI, como ha quedado indicado, sufre lo que se considera ya como la tercera crisis mundial del petróleo, pero a diferencia de lo

que sucedió en los años 70, Ecuador tiene menos ventajas que entonces para poder hacer de esta crisis una oportunidad.

Ecuador mantiene una abultada deuda pública, su población creció y los problemas ambientales y sociales también. Aunque en 1998 terminó su largo conflicto con Perú, cada vez más Ecuador está involucrado en el conflicto colombiano. En su territorio se instaló una base militar estadounidense y recibe presiones de aquél país para atar la firma de los tratados bilaterales de comercio con la condición de no cambiar el trato a sus petroleras. Su territorio disminuyó de tamaño, pero la empresa minera canadiense Corriente ya estima obtener de la provincia sur oriental de Zamora Chinchipe cobre, oro y plata del yacimiento Mirador. Solo se aspira a que los términos de contratación para esta nueva inversión rentista no homologuen a las contrataciones petroleras y se repita la historia de los cien años de petróleo.

2 Principales indicadores económicos y petroleros de Ecuador de principios de siglo

Ecuador vive de su petróleo y de otros bienes primarios de exportación, más que de la venta de bienes elaborados. Como se ve en el Cuadro 21, entre 2000 y 2005 su estructura industrial no tiene mayores variaciones, excepto por la explotación de minas y canteras que contempla principalmente la actividad hidrocarburífera, que más que por un aumento sustancial en su producción, percibió mayores ingresos por el alza internacional del precio del petróleo. Este peso es de aproximadamente un 22 % del PIB, al que le sigue el comercio al por mayor y menor con el 15 % y la industria manufacturera con 13,6 %, apenas un 1,1% más que el año 2000, por lo que los benéficos efectos que se habían

esperado para el país con el cambio del sucre al dólar, impulsado por los sectores empresariales de los gremios más influyentes de la Costa y Sierra, no dieron los resultados que se esperaban. La Balanza Comercial por su parte, en este mismo período, muestra un aumento del 100,33%, con un crecimiento anual promedio del 20%, que se explica por el peso porcentual de las exportaciones petroleras en este período, que es más que significativo, pues se duplicó de USD.2.422 millones a USD.5.870. Patricio Ruiz⁹², atribuye esto a un repunte del precio del petróleo en el mercado internacional, sobre todo a partir de 2004, pero que también se debió al aumento en la producción de petróleo en ese año (Cuadro 22). Esto sería positivo si no se revisara el otro lado de la balanza comercial que refleja una alta inestabilidad, especialmente en lo relacionado al aumento de las importaciones de productos refinados (que representan el 17 % de las importaciones totales) y de bienes suntuarios. Las importaciones totales revelan una tasa de crecimiento del 176,34% para el quinquenio, con un promedio anual del 35,27% (Cuadro 23). Lo preocupante es que la importación de derivados creció desmesuradamente en un 577% (Ruiz), pasando de USD.256 millones de dólares a USD.1.734 en cinco años. Esto no se atribuye solo al aumento del precio internacional de los derivados, sino también al aumento del consumo interno especialmente para el transporte urbano. En el anexo que compara la balanza comercial petrolera con la no petrolera se observa que esta última fue negativa en estos cinco años y que su brecha con respecto a las exportaciones de hidrocarburos se ensancha anualmente, lo que redundaría en un poder de compra menor, que ha pasado de 77 ctvs. a 50,9 ctvs de dólar. Los intentos para mejorar las exportaciones manufactureras de Ecuador chocan frente a factores externos que le condicionan a la exportación de bienes primarios, sin valor agregado, y la

propia incapacidad interna para desarrollar procesos productivos en bienes y servicios que impulsen la generación de ingresos y empleo y que se ubiquen en favorables nichos de demanda externa. En el período analizado, las exportaciones se anclan firmemente en los bienes hidrocarburíferos y en los agrícolas de la Costa, con la única excepción de las flores. Así, en conjunto representan el 75,1% de las exportaciones totales, frente a un deficiente desempeño industrial expresado con apenas el 21,4% en el total exportado. No hay resultados positivos evidentes del trabajo de la Corporación de Promoción de Exportaciones-CORPEI y del Comexi, entidades creadas para dar alternativas dinámicas al fomento de las exportaciones ecuatorianas, la primera recibe recursos se financia con un monto que proviene de la exportación del petróleo estatal.

Según el Observatorio de la Política Fiscal, en este sexenio el Ecuador habría tenido ingresos extras por las exportaciones de petróleo de USD.10 mil millones de dólares, respecto a similar período anterior. Esta nueva bonanza petrolera y el incremento de los gastos corrientes, no significaron mejorar el desarrollo humano. La pobreza según estimaciones de UNICEF afectaría al 56% de la población; la falta de oportunidades en el acceso a servicios de salud, educación, empleo, formación profesional, servicios básicos y recreación, son aún una deuda pendiente con más que ese porcentaje, pues no se trata solo de un tema de ingresos, sino de la consecución de la seguridad para vivir. Así visto, no se sabe si los ingresos petroleros son una bendición o una desdicha, porque la historia del petróleo en el Ecuador es la de un Estado con una empresa privada rentista e ineficiente, extremadamente politizada y gran responsable en los manejos inadecuados del petróleo, por ello aunque en su momento la renta de los

hidrocarburos contribuyó a expandir el crecimiento económico, no fue un factor para el desarrollo social, económico, ni el cuidado medioambiental. Los motivos atribuibles para estos resultados obedecen a una razón más político-administrativa que económico-financiera. Desde el retorno a la democracia, en 26 años han pasado 33 ministros por la cartera de economía y 11 presidentes de la república, ninguno de ellos dejó de subsidiar el gas, diesel, electricidad y gasolinas con el producto de la venta del petróleo. La recesión económica que tiene más de dos décadas, se ha convertido en el lugar común de los discursos electorales previa la instalación de fallidos gobiernos democráticos desde la década de los setenta, pero hasta el 2006 nadie ha podido sacar de la pobreza, la exclusión y la marginalidad internas, ni de la periferia mundial, a la gran mayoría de población ecuatoriana.

La deuda pública contraída particularmente a raíz del auge petrolero, es una de las consecuencias de la “enfermedad holandesa”, cuyas víctimas han sido economías petroleras como la ecuatoriana y venezolana o basadas en la explotación minera, como la boliviana. El Banco Central del Ecuador estimó la deuda pública al primer trimestre de 2006 en USD.11.251, 3 millones, lo que representa el 28,5% del PIB. Entre 2000-2005, Ecuador canceló USD.12.772 millones por intereses y amortizaciones lo que significó una media del 36% anual del presupuesto al pago de las deudas interna y externa, con los fondos que se destinaron originalmente al FEIREP y luego a los CEREPS, mecanismos que hasta el momento no han cumplido con la expectativa inicial de dirigirse a programas de reactivación productiva, salud, educación, ciencia y tecnología; sino que se han destinado a pagar la deuda, la que está atada a fuertes intereses de tenedores de bonos nacionales. Con respecto al monto para este fondo no hay a

finales de 2006, una estimación que coincide entre las cifras del Banco Central y el Ministerio de Economía, en todo caso fluctuaría entre USD.996 millones y USD.1500 millones de ingresos por las exportaciones del crudo para este período fiscal.

2.1 Perfil petrolero ecuatoriano al 2006

Según muestran los informes de la OLADE, Ecuador tiene un contexto especial en la extracción y producción de petróleo al estar ubicado en el quinto lugar de productores en América Latina, pues el país extrae un promedio anual de 530.000 barriles diarios. Para el 2004 tenía una capacidad instalada de refinación de 184,9 bbl/d, lo que significa que no hay una eficiente relación entre lo que extrae y lo que produce, y no se da valor agregado a su principal producto de exportación. Las cuentas de la estatal petrolera y sus estados financieros anuales, deberían ser conocidos con la aplicación de la Ley de Transparencia Fiscal vigente; sin embargo no están a disposición de la ciudadanía ecuatoriana, dueña del recurso. En general, la información respecto a los asuntos petroleros en Ecuador, es dispersa, poco actualizada y escasamente confiable. Se desconoce la real dimensión de la deuda que tiene el sector eléctrico con Petroecuador, por citar un caso de desorden financiero; así, un estimado señala que las empresas generadoras para el año 2003 mantenían con Petrocomercial una deuda por USD.106 millones, según un reporte del Fondo de Solidaridad. Los datos respecto a la producción de Petroecuador y de las propias compañías tampoco permiten saber a ciencia cierta cuales son los picos o caídas en la producción⁹³.

Respecto a estas últimas, no solo se trataría de un tema de ineficiencia de la estatal petrolera sino de la entrega de varios de sus campos a empresas

privadas, lo que ha sido precedido por un constante proceso de desfinanciación desde que se dictó la Ley de Presupuestos del Sector Público,⁹⁴ con la que se dejó de asignar recursos a la cuenta Fondo para el Presupuesto de Inversiones Petroleras. A ello se debe que no solo se haya restado eficiencia a la empresa, sino que además esta funcione con un equipamiento que fue instalado hace treinta y cinco años. Las refinerías en Esmeraldas, Amazonas y La Libertad tienen una capacidad combinada de apenas 176.000 barriles al día, la única planta de gas apenas puede procesar 25 millones de pies cúbicos día de gas rico y 150 galones por minuto de líquidos, y recuperar 505 toneladas al día de gas licuado de petróleo.

El Ecuador petrolero se da el lujo de quemar el gas que no puede procesar y lo importa para abastecer el consumo interno, coloca el precio de este producto en el mercado con un subsidio político que le significa al Estado inmensas pérdidas⁹⁵ (Gráfico 10) y además se lo trafica como contrabando por las fronteras norte y sur. La eliminación de los subsidios al gas y a otros como la electricidad y el transporte son temas de debate nacional, no solo desde la perspectiva de la focalización de esos subsidios, sino de la real pertinencia en mantenerlos. Al 2006, después de 40 años de subsidio del gas, este beneficia al 88% de los hogares urbanos, porque en el campo, donde más debería impulsarse su utilización para evitar la deforestación, el beneficio no llega. Además, si bien el gas nacional se produce en Petroproducción, este se comercializa a través de ocho empresas distribuidoras, cuatro de las cuales son privadas y controlan el 94% de las ventas nacionales. Dado que el Estado les paga a las empresas privadas por transportar y embotellar cada tanque de gas, la mayor proporción del subsidio al gas doméstico beneficia realmente a las compañías privadas. Según el

Ministerio de Economía, Ecuador subsidia el contrabando que alcanza a alrededor del 25% del consumo, lo que equivaldría a USD.500 millones. La situación descrita referida a los precios de los combustibles se expresa en el Cuadro 24, comparando los que rigen en el Ecuador con los de sus países vecinos.

La estructura de comercialización no está basada en controles públicos adecuados, permitiéndoles a los empresarios privados aumentar su ganancia a través tanto del contrabando del producto en la frontera cuanto la especulación en el mercado interno. Al parecer es mucho más ventajoso para ellos dedicarse al comercio ilegal en general de todos los hidrocarburos, que destinar los recursos que tienen ahorrados en el exterior a la producción de derivados en el país, pues la participación de la empresa privada nacional en la refinación del crudo es marginal, teniendo todas las oportunidades para hacerlo. El transporte, que es uno de los negocios más rentables en el ámbito petrolero, también fue cedido a empresas transnacionales. Desde fines de 2003 funciona el Oleoducto de Crudos Pesados, que opera bajo el mismo nombre como una sociedad anónima constituida por cinco empresas transnacionales petroleras, que manejan esta tubería que tiene una capacidad real de transporte de 390.000 barriles al día⁹⁶.

La consistencia del crudo es uno de los elementos para su valoración internacional. En el caso del precio del petróleo ecuatoriano, en su evolución se constata que el Crudo Oriente, que es la denominación que obtiene el petróleo que se extrae de la Amazonía, no ha seguido la misma evolución del WTI, que es su marcador de referencia. En la oferta petrolera internacional, como se vio en capítulos anteriores, existen diversos tipos de crudo que se diferencian por su densidad, la que se mide en la unidad de medida denominada "grado API"⁹⁷. El petróleo ecuatoriano se coloca en el mercado internacional a través de concursos

internacionales de ofertas, o, en determinadas ocasiones, por contratación directa. Petroecuador determina el precio de facturación sobre la base del valor que alcanza el crudo marcador WTI, al que se le aplica un “castigo” por diferenciales de calidad⁹⁸. De los campos explotados por Petroecuador, el petróleo que se extrae tiene una densidad de 24° API, que es inferior en calidad al WTI. La calidad del producto también se evalúa por su contenido en azufre⁹⁹, lo que siempre incide en los procesos de refinación y en el resultado final de los derivados.

Como se constata en el Gráfico 11, Petroecuador a fin de mantener su producto en el mercado con la aplicación de un conjunto de parámetros habría reconocido en los últimos años un diferencial mayor a las empresas, con estimaciones fluctuantes de “castigo”. Por ejemplo, entre agosto y septiembre de 2004, entre los USD 8,96 a USD12,74 de diferencial. Estas prácticas determinan que el diferencial de calidad se incrementara paulatinamente y por tanto que el precio del Crudo Oriente no haya mantenido el mismo ritmo de aumento del WTI. Múltiples intervenciones de especialistas petroleros del grupo de trabajo denominado Foro Petrolero, señalan que esta es una práctica perjudicial para el país, pues el castigo aplicado sería excesivo e inadecuado en una coyuntura de precios altos, por lo que Ecuador no debería reconocer a las empresas un valor diferencial tan elevado, más aún en un contexto mundial de desbalance entre la oferta y la demanda, lo que precisamente es aprovechado por los intermediarios. Estas recomendaciones no siempre han sido apoyadas por el Estado y su propuesta de que el diferencial de calidad debería ubicarse en un máximo de USD6 por barril, según un análisis concienzudo de costos, no tiene eco desde que empezó la última alza mundial, en 2004. Este problema también se da en otros países latinoamericanos exportadores de crudo. Así, la tendencia del diferencial

del Crudo Oriente con respecto al crudo marcador WTI, se repite en los diferenciales de México y Venezuela. El Cuadro 25 muestra como en el caso del crudo mexicano, el diferencial registra un incremento importante al pasar de USD 7,99 de enero del 2004 a USD 11,21 en agosto del mismo año, lo que significa un incremento de 40%. Con respecto al crudo venezolano, el incremento del diferencial es de 7.7% en el mismo período. Finalmente, respecto al petróleo, otro tema de interés es qué valor se le da para la elaboración de la pro forma y luego del presupuesto general del Estado, pues de eso depende el flujo de recursos que se tienen para el financiamiento de la obra pública, las inversiones sociales y la cancelación de los haberes propios de la administración estatal. Para determinar el impacto del incremento de precios del crudo en las finanzas públicas ecuatorianas, es necesario conocer que los ingresos presupuestarios petroleros se componen de las exportaciones de crudo y derivados y de la venta de combustibles en el mercado interno. Para calcular los ingresos por exportaciones, se estima principalmente el nivel de producción del hidrocarburo y el precio de venta del petróleo en el mercado internacional; en el caso del precio de exportación, el presupuesto anual se elabora con base a un precio referencial, que sirve para calcular el monto de ingresos petroleros.

Con la diferencia entre el precio efectivo de exportación del crudo y el precio referencial con el que fue elaborado el Presupuesto del Estado, normativamente se alimentaría el Fondo de Estabilización Petrolera (FEP), pero en la práctica, con los usuales problemas de liquidez de la caja fiscal, durante la ejecución del presupuesto, estos recursos han sido utilizados para compensar los desajustes presupuestarios ante una disminución de los ingresos petroleros. Esto sucede cuando se registra una disminución en el volumen de crudo exportado o

ante el aumento en el costo de importación de los derivados. Antes de la reforma a la Ley de Hidrocarburos ejecutada en Abril del 2006, por mandato legal se liquidaban los recursos del FEP y se distribuían en un 45% para la administración de pasivos del Presupuesto, específicamente para el FEIREP¹⁰⁰, en un 35% para la pavimentación de la Troncal Amazónica; 10% para proyectos de desarrollo de las provincias de Esmeraldas, Loja, Carchi, El Oro y Galápagos; y, 10% para fortalecimiento de la Policía Nacional.

Con la eliminación del FEIREP y la creación de la Cuenta Especial para la Reactivación Productiva y Social CEREPS, y el fortalecimiento del Fondo de Ahorro y Contingencia, la composición del destino de los recursos extras del petróleo es distinta, con una disminución importante de la dedicación presupuestaria al pago de la deuda externa, lo cual no complace a sus tenedores internos.

3. Marco institucional y jurídico

El entorno administrativo para los asuntos petroleros en Ecuador, es amplio y complejo (Cuadro 26), por lo tanto criticado por su inflexibilidad, que le resta capacidad de gestión a Petroecuador, privándole de la agilidad y eficacia que se requieren para participar en un negocio que precisa decisiones gerenciales rápidas, pues como se ha observado a lo largo de este trabajo, la competencia internacional para vender el crudo en óptimas condiciones es alta.

La arquitectura institucional ecuatoriana es generalmente piramidal y la relativa a la de los hidrocarburos lo es más. En la cúspide se encuentra el Ministerio de Energía y Minas y Minas, el que a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, formula la política de hidrocarburos (Decreto Ejecutivo N° 2176 del

13 de octubre de 2004), con la única excepción de lo relativo a la seguridad nacional, que compete al Ministerio de Defensa Nacional. Por su parte, a la Dirección Nacional de Hidrocarburos de la misma Cartera de Estado, le corresponde velar por el cumplimiento de las normas sectoriales.

Además de los ministerios citados, ejercen niveles de control y autorización, tanto para actos administrativos como también para autorizaciones contractuales, la Procuraduría General del Estado, la Contraloría General del estado, el Ministerio de Medio Ambiente y la Comisión de Control Cívico de la Corrupción. Como se ve en el Esquema 1, el marco regulatorio del sector es profuso y especial, siendo sus principales normas legales la Ley de Hidrocarburos¹⁰¹ y sus reglamentos; y la Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador), así como las leyes de sus Empresas Filiales y sus reglamentos. La Ley de Hidrocarburos se reformó trece veces desde que fue expedida. Diez de estas reformas fueron realizadas en gobiernos del espectro político de derecha, dirigidas especialmente a la apertura extranjera. Estos cambios fueron aprobados por el Congreso Nacional en diez ocasiones, es decir con la participación de todo el espectro político, y tres veces a través de decretos ejecutivos, es decir con solo el mandato presidencial (ver Cuadro 19). En la cúspide de este marco normativo está la Constitución Política, y, como eje específico, la Ley de Hidrocarburos. Ambas establecen que *“...los yacimientos hidrocarburíferos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medioambiente...”*¹⁰² En la ejecución de este mandato, el Estado realiza actividades de exploración y explotación de los yacimientos hidrocarburíferos directamente con Petroecuador o a través de contratos con empresas nacionales o extranjeras.¹⁰³ Para obligarse con el

Estado, estas empresas deben tener su domicilio en Ecuador,¹⁰⁴ eso significa que cuando una compañía petrolera pública o privada quiera efectuar actividades en territorio ecuatoriano, debe fijar una sede y registrarse en la Superintendencia de Compañías. La Ley de Hidrocarburos contempla varios tipos de contratos, pero como se ve en el Cuadro 20, de los 26 contratos suscritos, los más frecuentes son los de participación y explotación unificada, más que el de servicios específicos, que era la modalidad que impulsó el Estado en el auge petrolero.

La legislación actual mantiene en algunos términos la política impulsada en el auge nacionalista, así, se concede un período de exploración de 4 años, prorrogables por dos más y se establece como explotación petrolera un lapso de 20 años, con un máximo de 5 años de prórroga. Estas disposiciones no se han cumplido exactamente, pues varios contratos de prestación de servicios iniciados en los 80, fueron modificados a contratos de participación en los 90, cambiando no solamente la naturaleza contractual, sino el tiempo de permanencia de las compañías. Ecuador, con estas contrataciones, debe recibir ingresos a cambio de la explotación petrolera, los que se expresarían en reconocimiento de regalías para el Estado. Antes de la reforma de abril de 2006¹⁰⁵, la regalía mínima era de 12,5% sobre la producción bruta de petróleo crudo y para el gas el 16%, lo que estuvo vigente más de una década, beneficiando a las compañías de una manera extraordinaria. La Ley de Hidrocarburos reformada dispone a las petroleras privadas la entrega al Estado de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios en los contratos de participación y convenios unificados. Como se ha dicho, las actividades de transporte, refinación, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos pueden ser realizadas por la empresa estatal o por otras nacionales o extranjeras celebrando contratos de asociación, de consorcio de operación o

constituyendo compañías de economía mixta; para los contratos de transporte, se requiere la autorización previa del Presidente de la República, excepto para la construcción de oleoductos principales, que requieren de contrato con el Estado.¹⁰⁶ En las actividades de comercialización de derivados, las empresas privadas deben ser autorizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos. Esta autorización es automática si se cumplen los requisitos del Reglamento para la Autorización de Actividades de Comercialización de Combustibles Líquidos Derivados de los Hidrocarburos¹⁰⁷ y el Reglamento de Autorización de Actividades de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo¹⁰⁸, previa la suscripción de contratos de comercialización con Petroecuador¹⁰⁹. El precio de venta de los derivados se regula desde la Presidencia de la República,¹¹⁰ por lo que, en general, este precio se fija con criterios de tipo político, más que por las condiciones reales de mercado.

Todos los procesos de importación y exportación de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos deben ser autorizados desde el Ministerio de Energía y Minas. Las comercializadoras para ser autorizadas, deben demostrar que tienen infraestructura propia o de terceros, necesaria para almacenar dichos combustibles,¹¹¹ para esto, la Dirección Nacional de Hidrocarburos fija los volúmenes que se pueden importar o exportar con base en sus inversiones y su participación en el mercado nacional,¹¹² según dicta la Ley, pero el tráfico de combustibles es mayor a las intenciones que tiene el mismo Ministerio de regular la comercialización. En cuanto a la inversión extranjera y local, a las empresas privadas se les otorga una serie de beneficios como la exención de derechos arancelarios y demás impuestos que gravan las importaciones de los bienes necesarios para la exploración y explotación de hidrocarburos, siempre y cuando

aquellos no se produzcan en el país.¹¹³ Las exenciones previstas se ejecutan durante todo el período de exploración y en los primeros diez años de la explotación. Este beneficio es similar para la industria petroquímica y sus conexas, durante las etapas de construcción y hasta cinco años después de comenzar sus operaciones.¹¹⁴

Las ventajas para la inversión privada no paran ahí. Por Ley, las exportaciones de petróleo están exentas del pago del IVA. Sin embargo, el Congreso Nacional, con la Ley Interpretativa N° 2004-41, dictó que *"... el reintegro del Impuesto al Valor Agregado IVA no es aplicable a la actividad petrolera en lo referente a la extracción, transporte y comercialización de petróleo crudo, puesto que el petróleo no se fabrica, sino que se extrae de los respectivos yacimientos"*.¹¹⁵ Esto que se entiende debe aplicarse en las adquisiciones locales o importaciones de bienes empleados para la fabricación de los bienes que se exporten, provocó sendos reclamos de las empresas petroleras transnacionales, no solo ante tribunales nacionales sino inclusive internacionales. Uno de éstos, el de Occidental contra el Estado ecuatoriano, fue resuelto internacionalmente a favor del Ecuador. Es en este contexto en el que también se desarrolló el conflicto por la caducidad del contrato con la misma empresa Occidental.

4. Estudio de caso: conflicto Occidental – Petroecuador

Son múltiples las razones para que las empresas petroleras transnacionales hayan decidido en la política petrolera de los países en desarrollo más allá de lo que un Estado soberano permitiría. Este caso de estudio intenta destacar los principales elementos de la relación entre el Estado ecuatoriano, a través de la empresa petrolera estatal Petroecuador, sus instituciones y sus

funcionarios, por una parte, y por otra, la transnacional Occidental Exploration and Production Company (OEPC), sus funcionarios privados y los funcionarios públicos del país en la cual tiene su matriz.

El Cuadro 27 resume los principales hitos de este conflicto, los que se elaboraron con base en copias de documentos oficiales sobre el caso. Vale aclarar que la figura jurídica de la caducidad (terminación de contrato por razones previstas) es, para los contratos petroleros en la legislación ecuatoriana, eminentemente técnica. Por ello, no se ajusta a la verdad como han señalado persistentemente los defensores de la empresa, que esta figura legal significa confiscación de bienes, o que viole los principios constitucionales de proporcionalidad y no discriminación, pues al firmar el primer contrato la empresa, como todas las otras transnacionales en el país, la conocían y la aceptaron libremente. Como se demostrará en el análisis, por reiteradas ocasiones Occidental había soslayado el cumplimiento de sus compromisos, siendo el más grave el incumplimiento en solicitar al Estado ecuatoriano la autorización para traspasar el 40% de los derechos que, de buena fe, se le había concedido sobre 200.000 hectáreas de la Amazonía.

4.1 Contexto

La sucursal en Ecuador de Occidental Exploration and Production Company (también conocida por Occidental u OXY) suscribió en 1999¹¹⁶ el acuerdo modificadorio del contrato de prestación de servicios que, desde 1985, mantenía con Petroecuador. Posteriormente se cambió la relación contractual de un “contrato de prestación de servicios”, por otro de “participación para la

exploración y explotación de hidrocarburos” en el Bloque 15, el mismo que entró en vigencia el 1ro de julio de 1999¹¹⁷.

Al citar los antecedentes de este contrato, la escritura pública oficial menciona algunos otros acuerdos modificatorios al contrato original, celebrados entre 1991 y 1999. Entre 1997 y 1998 se celebraron un conjunto de reuniones y se conformó una comisión negociadora para cambiar la naturaleza contractual inicial. Es así como, con informes positivos de la Procuraduría General del Estado, del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, del Comité Especial de Licitación, y finalmente, por resolución del Consejo de Administración de Petroecuador, se autorizó su firma al Presidente Ejecutivo de esta empresa. El contrato modificatorio fue suscrito por Jorge Pareja Cucalón, Presidente Ejecutivo de Petroecuador, en representación del Estado ecuatoriano, y por el representante de Occidental en Ecuador, Maston Cunningham. Fueron testigos de honor, el ex presidente Jamil Mahuad, René Ortiz Durán, Ministro de Energía y Minas y Robert E. Ireland, Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones Mundiales de Occidental Oil and Gas Corporation. Este contrato estableció como plazo y período para la fase de Producción Base, hasta julio de 2012; y para la fase de producción de los Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables, descubiertos como resultado de la Exploración Adicional del Contrato Modificatorio, hasta julio de 2019.

En estricto sentido, este instrumento legal debía haber contado con la participación y aprobación de las comunidades que habitan en el territorio del Bloque 15, según lo establecido en la Constitución Política de 1998, para entonces en plena vigencia, pero no hay constancia de eso. Según las modificaciones contractuales, el contrato original que era de 20 años, terminaría en 34 años, pudiendo prorrogarse si convenía a los intereses del Estado. Este contrato

estipulaba que al término del período de explotación, la sucursal entregaría a Petroecuador sin costo y en buen estado, los pozos, bienes, instalaciones, equipos y obras de infraestructura de propiedad de la sucursal. En resumen, Occidental, a cambio de sus actividades de explotación de petróleo crudo y exploración adicional en el área del Bloque 15, recibía según el contrato, una participación estimada sobre los valores reales de la Producción Fiscalizada y grado API para el Año Fiscal, la que se calculaba trimestralmente sobre la base de la producción fiscalizada diaria y la calidad de la misma, en el trimestre anterior. Bajo esta fórmula, que en su contenido específico tiene una definición compleja, Occidental, en el 2003, año previo a que se desatara el conflicto de caducidad con Petroecuador, recibió los siguientes porcentajes¹¹⁸ de la producción fiscalizada:

	Complejo Indillana	
<u>Producción</u>		<u>Participación</u>
Menor a 14.000 barriles diarios		83,50%
De 14.000 a 20.000 barriles diarios		79,00%
Mayor a 20.000 barriles diarios		70,00%
	Campo Limoncocha	
<u>Producción</u>		<u>Participación</u>
Menor a 5.000 barriles diarios		40,00%
De 5.000 a 12.000 barriles diarios		36,30%
Mayor a 12.000 barriles diarios		30,00%
	Campo Edén Yuturi	
<u>Producción</u>		<u>Participación</u>
Menor a 25.000 barriles diarios		80,00%
De 25.000 a 45.000 barriles diarios		73,00%
Mayor a 45.000 barriles diarios		65,00%
	Campo Yanaquincha	
<u>Producción</u>		<u>Participación</u>
Menor a 30.000 barriles diarios		80,00%
De 30.000 a 60.000 barriles diarios		75,00%
Mayor a 60.000 barriles diarios		60,00%

Con estos criterios, el Cuadro 28 muestra la participación promedio obtenida por la compañía en los años 2000-2003, en la que se observa que según aumentaba el precio internacional de petróleo, el porcentaje entregado por la compañía al Estado ecuatoriano era inversamente proporcional.

Para el año 2003, Occidental tenía una serie de contingencias señaladas en sus propios estados financieros, entre los que, en términos generales, la compañía tenía diferendos por la devolución del IVA, más sus respectivos intereses, al Servicio de Rentas Internas- SRI, por el que inició un Arbitraje Internacional al Estado Ecuatoriano bajo el Tratado de Protección Recíproca de las Inversiones, suscrito entre Ecuador y los Estados Unidos para que la resolución sea favorable a la compañía. También el mismo SRI, notificó a Occidental con autos de pago por el cobro de obligaciones incumplidas en el pago del impuesto a la renta en el ejercicio económico 2003, por USD891.394, sin intereses. También por su parte, la Contraloría General del Estado, el 9 de febrero de 2001 había determinado una glosa por USD.806.982, por concepto de inversiones realizadas por Petroecuador durante el período de fuerza mayor y por disposición de bienes dados de baja, acaecidos mientras estuvo vigente con Petroecuador el contrato de prestación de servicios; así mismo, hacia esa fecha, mantenía otra glosa de la Contraloría por USD757.648 por presuntas responsabilidades civiles en la compra y utilización de químicos reductores de fricción proporcionados por la Gerencia del Oleoducto e inyectados al crudo que fue transportado por el SOTE en agosto de 1998 y febrero de 2000.

A esta situación se añadía que la Dirección Nacional de Hidrocarburos había notificado a Occidental que no le aceptaba un tratamiento contable por gastos reembolsables en asuntos tributarios, nuevamente por el Impuesto al Valor Agregado durante los años 1996, 1997 y 1998, en los que la empresa Occidental operaba bajo la modalidad de prestación de servicios.

Igualmente, auditores externos habían dado la razón a la Dirección Nacional de Hidrocarburos sobre desajustes en el tratamiento contable de los

cargos por intereses de financiamiento correspondientes al préstamo efectuado por una compañía relacionada, por valores de USD.15.164.934 en 2001, USD.6.002.391 en 2000; y USD.5.672.710 en 1999. Esta misma dependencia ministerial había impugnado otras cuentas relativas a los barriles netos y no a los brutos transportados por el SOTE, y la facturación relativa a estos, lo que se sumaba a otros 19 reclamos pendientes desde la Dirección Nacional de Hidrocarburos por incumplimientos al reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. En 1999 se produjo, como es de conocimiento general, una de las peores crisis económicas del Ecuador, que llevó al fin de la moneda nacional y su reemplazo por el dólar, a una tasa de cambio de 25.000 sucres por cada dólar. Esto produjo algunos efectos prácticos, tanto con la corrección monetaria integral de los estados financieros, como el cambio de las normas ecuatorianas de contabilidad y luego con el cálculo del Impuesto al Valor Agregado, que inicialmente se estimó en 14% y luego se fijó en 12%.

En el Ministerio de Energía y Minas, así como en Petroecuador, reposa abundante correspondencia oficial en la que consta el desacato a la Ley, así como a normas administrativas y, en primer término, a los mismos contratos de prestación de servicios y al modificatorio de participación, por parte de Occidental, lo cual puede ser verificado en esas instituciones a efectos de análisis más exhaustivos. Con estos antecedentes no favorables para la posición de Occidental, esta empresa, el 15 de julio de 2004, con oficio No.TP-LGL-024-2004, remitió al entonces Ministro de Energía y Minas una nota que dice así:

“Bloque 15/Requerimiento de Autorización para Transferencia. En el año 2000, Occidental Exploration and Production Company (“OEPC”) y AEC Ecuador Ltd. (anteriormente denominada como City Investing Company Limited) (“AEC Ecuador”) suscribieron un acuerdo en virtud del cual, sujeto al cumplimiento y a

ciertas condiciones y a la aprobación de las aprobaciones gubernamentales requeridas, las partes acordaron transferir en el futuro a AEC Ecuador, el título legal correspondiente al 40% del interés en el Contrato de Participación del Bloque 15 (el “Contrato de participación”), incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada del Campo Limoncocha y del Campo Eden-Yuturi y todos los otros contratos relacionados a éstos (los “Acuerdos del Bloque 15”). OEPC consultó con el Gobierno sobre esta transacción e informó formalmente al Ministerio de Energía y Minas y Minas (el “Ministerio”) sobre la misma, mediante carta GG-014-00 de fecha 25 de octubre de 2000. En dicha carta, se confirmó que OEPC continuaría siendo la única parte responsable por todas las obligaciones correspondientes al Contrato de Participación hasta que las indicadas condiciones sean cumplidas y se hayan obtenido las aprobaciones requeridas. Las condiciones acordadas entre OEPC y AEC Ecuador para transferir el título legal correspondiente al 40% del interés en los Acuerdos del Bloque 15 han sido cumplidas. En consecuencia, y de conformidad con la carta GG-014-00 de OEPC y el Oficio de respuesta No.0003-DNH-EH-CE-P1, 010079, emitido por el Ministerio, OEPC por medio de la presente respetuosamente solicita al Ministerio autorizar la transferencia por parte de OEPC a AEC Ecuador del título legal correspondiente al 40% del interés en los Acuerdos del Bloque 15 (tal transferencia , bajo los términos aquí descritos, la “Transferencia del Bloque 15”) de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y en el Artículo 46 del Reglamento para la Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, Ley 44, y emitir el Acuerdo Ministerial que evidencia tal autorización. Simultáneamente a la entrega de esta carta, OEPC está presentando su requerimiento formal a Petroecuador para la aprobación de la Transferencia del Bloque 15, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 46 del reglamento para la Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, Ley 44. *Pago de las Primas de Transferencia aplicables.* Como condición para la autorización Ministerial de la Transferencia del Bloque 15,

OEPC y AEC Ecuador pagarán las primas de transferencia aplicables a la transferencia del 40% de interés en los Acuerdos del Bloque 15 de conformidad con el Decreto Ejecutivo No.1363, cuya fecha de vigencia es 27 de marzo de 2001, y de conformidad con el Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y con el Artículo 14 del Reglamento para las Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, Ley 44. Participación de Intereses en el Bloque 15. A la fecha efectiva de la Transferencia del Bloque 15, OEPC tendrá el título legal sobre el 60% de los derechos y obligaciones de los Acuerdos del Bloque 15, y AEC Ecuador tendrá el título legal sobre el 40% de los derechos y obligaciones de los Acuerdos del Bloque 15. Tanto OECP como AEC Ecuador, suscribirán las enmiendas de los Acuerdos del Bloque 15 para implementar la Transferencia del Bloque 15 y serán conjunta y solidariamente responsables por el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los mismos...”

Este requerimiento extemporáneo de la autorización para la celebración de un “contrato de farmout” con la empresa AECl Investing Company Limited (Alberta Energy Company Ltd. AECl o también denominada como AEC), que es una subsidiaria de la empresa canadiense EnCana Corporation con domicilio en Bermudas, abre uno de los procesos litigiosos administrativos más complejos, en lo que va de la década.

Previamente en Octubre de 2000, Occidental compareció como OEPC en una notaría norteamericana, por dos ocasiones, y suscribió dos acuerdos, el “AEC Farmout Agreement” y el “AEC Operating Agreement” (ambos para efectos de este análisis tratados como los contratos entre OEPC con City Investing Company Ltd., o AEC Ecuador Ltd.), sin el conocimiento previo de las autoridades ecuatorianas de que estos se realizarían. El Estado ecuatoriano, a través de la Ley de Hidrocarburos, y Petroecuador como ejecutor de esa Ley y como

contraparte local del Contrato de Participación suscrito entre Occidental y Petroecuador, tenían derecho a reclamar el cumplimiento de la Ley y del Contrato, puesto que en ambas se estipula que para la celebración de cualquier contrato – se entiende del tipo que sea- siempre, se requiere de la autorización ministerial, a fin de consagrar los derechos esenciales de la propiedad sobre los yacimientos hidrocarburíferos en territorio ecuatoriano. Esto era sabido por Occidental y EnCana, pues ambas empresas habían trabajado desde hacía mucho en el país, pero a pesar de ello, incurrieron en la ilegalidad como se observa a continuación.

4.2 El conflicto Occidental – Petroecuador: punto de quiebre

Los contratos petroleros tanto entre empresas privadas, como entre estas y las empresas estatales, son por su naturaleza contratos muy complejos, no solo desde la forma sino por su contenido, que implica una larga exposición de las obligaciones de las partes, basadas entre otras en técnicas relativas a la exploración, explotación, producción, transporte, comercialización y la calidad del petróleo, en las fórmulas para calcular los precios, los diferenciales, el cálculo en la calidad en base al grado API, la forma en que se realizarán las actividades técnicas, las aprobaciones oficiales previas y sus respectivos informes, entre otros extensos y temas especializados. Las consideraciones económicas, financieras y tributarias, determinan una alta especialización en la redacción de los textos contractuales. En el caso ecuatoriano no podría dejar de ser así, siendo como es el petróleo su principal recurso de exportación y más aún, propiedad estatal.

El Estado ecuatoriano, como se ha explicado, es un contratante que exige una serie de requisitos gerenciales y administrativos de larga tramitología, pues en la ruta de las contrataciones petroleras, el proceso adquiere una secuencia por la

cual las responsabilidades de los comparecientes a nombre del Estado, están respaldadas por la participación de varios actores individuales y corporativos que, finalmente y en conjunto, están diseñados para hacer valer la potestad estatal. Como se ve en los anexos que se incorporan respecto a este capítulo, cada uno de estos actores tiene roles determinantes, por ejemplo, además de las entidades petroleras propiamente dichas, la Procuraduría General del Estado y el Consejo de Seguridad Nacional, deben expresar dictámenes o emitir informes sin los cuales no se puede dar curso a la elaboración de un contrato. En su ejecución, además de las autoridades en los asuntos hidrocarburíferos (Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, y las unidades de fiscalización de la propia Petroecuador) participan, por potestad constitucional, la Procuraduría General del Estado, la Contraloría General del Estado, la Comisión de Control Cívico de la Corrupción, y en último término, el propio Congreso Nacional, desde su gestión fiscalizadora.

Es en ese momento cuando en Julio de 2004, como reproducimos arriba, Occidental pide una autorización al Estado y a Petroecuador para realizar un contrato sobre el Bloque 15 que le fue concesionado en 1999 con el contrato modificadorio al que se ha hecho mención. La comunicación dirigida al entonces Presidente Ejecutivo de Petroecuador en julio de 2004, tiene de su parte una petición interna de informe a fin de dar una respuesta a la compañía. Según memorando interno, el Presidente Ejecutivo de la estatal petrolera, recibe como respuesta que no procede a esta empresa dar esta autorización, sino al Ministerio de Energía y Minas y que el contenido del contrato que se pretendía efectivizar con la autorización entre Occidental y la AECI, era desconocido para Petroecuador. También señalaba que según el contrato entre el Estado y Occidental había

impedimentos expresos para revelar la información sobre el Bloque 15, sin autorización de Petroecuador. Concomitantemente, por iniciativa de la Procuraduría General del Estado, se conoció y difundió formalmente un conjunto de incumplimientos contractuales de la empresa Occidental en la ejecución del Contrato Modificatorio descrito anteriormente, así como de obligaciones contraídas en el Contrato de Prestación de Servicios, que fue el contrato inicial. A la notificación desde la Procuraduría a Petroecuador sobre la potencial declaratoria de caducidad del Contrato de Participación en el Bloque 15, por no acatamiento de las normas de la Ley de Hidrocarburos, al propio Contrato y a otras disposiciones legales ecuatorianas, se cursaron las comunicaciones a Occidental en las que se señaló que los incumplimientos son una causa de caducidad del contrato. Así se planteó un reclamo formal, que se resume en las siguientes posiciones iniciales de ambas partes:

4.3 Posición de Occidental

Occidental argumenta que la caducidad del Contrato de Participación sobre la base del artículo 74, numeral 11, de la Ley de Hidrocarburos y las cláusulas 21.1.1 y 21.1.2 del Contrato de participación sería ilegal debido a que la OECP no estaba obligada a obtener aprobación gubernamental antes de transferir a AECI un interés económico del 40%.

Se ratifica en que *“la transacción que se efectuó en el mes de octubre de 2000 no constituyó una cesión de los derechos y obligaciones del Contrato de Participación, sino que simplemente transfirió el 40% del interés económico estrictamente entre OECP y AECI, mediante la disposición por parte de OECP a AECI de la producción futura de petróleo proveniente del Bloque 15, como contraprestación del compromiso de AECI de*

pagar un porcentaje de los gastos de OECP". Además, alega que según el Contrato de Participación y la legislación ecuatoriana, puede disponer libremente del petróleo que le pertenece. Por esta transacción la AECI nunca habría asumido ninguna de las obligaciones de OECP ante Petroecuador o ante el gobierno ecuatoriano.

También Occidental precisa que *"al momento de la transacción, el Gobierno del Ecuador confirmó que compartía el entendimiento de que la OECP en cuanto a que no era necesaria la autorización gubernamental para la transferencia del interés económico"*, y culmina este punto haciendo referencia a la amplitud de la información con la que se divulgó –antes y después- la naturaleza de dicha transacción, tanto en comunicaciones oficiales, cuanto por la prensa. En este punto se señala que *"el Ministro de Energía y Minas confirmó en una comunicación oficial enviada a OECP que solo se necesitaría la autorización gubernamental siempre y cuando OECP y AECI decidieran concretar la transferencia del título legal"*. Por último reconoce que: *"dicha transferencia nunca ha ocurrido, y OECP no tiene la obligación de transferir título legal alguno a AECI a menos que y cuando el Gobierno del Ecuador apruebe dicha transferencia¹¹⁹"*.

Para dar mayor explicación al tipo de contrato celebrado al que la compañía en el alegato se refiere como "Acuerdo de Farmout", el oficio de Occidental explica que:

"A. El Acuerdo de Farmout contemplaba una transacción en dos etapas; solamente la primera etapa, que no requería autorización gubernamental, se ha concretado." Y sigue con la explicación: *"El Acuerdo de Farmout contemplaba una transacción en dos etapas: Primero, la transferencia por OECP a AECI de un 40% de interés económico, celebrada estrictamente entre OECP y AECI, en relación con el Contrato de Participación y los Convenios Operacionales de Explotación*

Unificada de los Campos Edén-Yuturi y Limoncocha (a los cuales se refiere en el presente, en forma colectiva, como los “Acuerdos del Bloque 15” o los “Contratos Participativos”); Segundo, y sujeto a autorización gubernamental y a otras condiciones, la cesión futura por parte de OECF a AECI, del título legal sobre un 40% de interés en los Acuerdos del Bloque 15.”

Culmina esta parte con la descripción de lo que ocurrió en el año 2000, y señalan que en dicho año:

“OECF y AECI solo completaron la primera etapa de esa transacción. En la primera etapa, el Acuerdo de Farmout establecía que OECF dispondría del 40% de su participación en la producción del petróleo crudo (es decir, el beneficio atribuible al Contrato de Participación) a cambio de la promesa de AECI de pagar una suma equivalente a un porcentaje de los gastos de OECF. Así, el Acuerdo de Farmout inicialmente solo dispuso la transferencia de un 40% del interés económico en los Acuerdos del Bloque 15 (la transferencia del Interés Económico”). Anexo 1, Secciones 2.01 y 2.02.”

A continuación de este literal, la contestación de Occidental reitera que: *“1.El Acuerdo de Farmout no transfirió el título legal”* ; y que *“2.OECF no transferirá el título legal sin la aprobación del Gobierno”*.

Occidental reitera que: *“cuando se efectuó la transacción en los años 2000 y 2001, el Gobierno dejó en claro que compartía la opinión de OECF en el sentido de que no era necesario obtener la autorización gubernamental en ese momento. Luego que la transacción fuera explicada en una reunión y por escrito al entonces Ministro de Energía y Minas, el Ministro confirmó que la aprobación del Gobierno sería necesaria sólo cuando se transfiriera el título legal en el futuro”,* afirmación que no corresponde a los hechos, como se verá más adelante.

4.4 El contrato de cesión de derechos entre Occidental (OEPC) y AECI Investing Company (AECI): elementos a tener en cuenta

De la copia remitida a Petroecuador del Contrato de Cesión de Derechos (reconocida por Occidental como una “*transacción comercial en que el titular (sic) de una licencia cede una parte de las ganancias derivadas de dicha licencia a cambio de que el cesionario pague una parte de los trabajos de exploración y desarrollo*”), se señala con toda claridad que la Propiedad Sujeta a la Propiedad en Cesión (propiedad sujeta al Farmout), que se transfiere, es la de “*el Contrato de Participación, junto con los Convenios Operacionales de Explotación Unificada*” denominados en dicha Cesión como “*Contratos Participativos*” y “*Acuerdos de operación*”.

En la cláusula 1.01 del Artículo 1(I), de la mencionada Cesión de Derechos, se entienden cedidos textualmente:

“(a) Los Contratos Participativos y los derechos e intereses allí otorgados a OEPC en y con respecto al¹²⁰ Bloque 15 y las obligaciones asociadas de OEPC (incluso todos los gastos de capital y apoyo de la sede y de la oficina en Quito), acumulados después de la Hora de Vigencia de los mismos, (b) Todos los pozos, equipos, tuberías auxiliares, instalaciones y bienes muebles situados en el Bloque 15 en la Hora de Vigencia y pertenecientes u otorgados y en posesión de OEPC para uso en conexión con los Contratos Participativos y el Bloque 15, o cualquiera de ellos, (c) toda la información, datos e informes (incluso sísmicos, geofísicos, geológicos, y otros tipos de datos e informes técnicos, muestras, registros de pozos, datos, información y análisis de pozos y de producción en cualquier forma que se mantengan) relacionados con el Bloque 15 pertenecientes o en posesión de OEPC a partir de la Hora de Vigencia, (d) todos los arrendamientos, licencias, derechos de

paso y servidumbres pertenecientes y en posesión de OECP a la Hora de Vigencia para su uso en conexión con los Contratos Participativos y el Bloque 15, o cualquiera de ellos y (e) los derechos y obligaciones de OECP acumulados después de la Hora de Vigencia según y en conexión con los contratos y acuerdos descritos en el Anexo B adjunto a este documento”

Posición de Petroecuador

En esta parte del litigio y basándose en las mismas argumentaciones de Occidental, Petroecuador se ratifica en las observaciones realizadas inicialmente, con los siguientes razonamientos:

Occidental Exploration and Production Company –Occidental-, firmó con AECL Investing Company Limited un Contrato de Cesión de Derechos, que generó desde su suscripción y “Tiempo efectivo” de ejecución, derechos y obligaciones entre las partes, (1ro.de Octubre, 2000). Aún cuando el tipo de contrato se constituye entre los que en la legislación ecuatoriana se conoce como contratos suspensorios, es por su naturaleza un contrato y no una pura y simple transferencia de intereses económicos como alega Occidental, pues en el fondo y en la forma se enajenó a través de dicho contrato, derechos que constaban a favor de Occidental en el Contrato de Participación del Bloque 15, sin obtener previamente del Estado ecuatoriano la autorización que era indispensable de acuerdo a los compromisos formalmente suscritos.

Del mismo modo, en el mismo Contrato de Cesión de Derechos (entendido así por la legislación ecuatoriana) firmado el 1ro.de Octubre de 2000 entre Occidental y AECL, las dos empresas convienen en que la Operación del Bloque 15 continuará siendo ejecutada por Occidental, pero ya no con el 100% de inversión de parte de esta Compañía, como estuvo establecido en el Contrato de Participación del Bloque

15 entre Occidental y el Estado ecuatoriano; sino solo en un 60%, con inversión de Occidental por una parte y el 40% de inversión en el Bloque 15, por otra de AECl.

Este Contrato de Cesión de Derechos (reconocido por Occidental como un “Acuerdo” privado) fue y es efectivamente, un contrato firmado con ciertas solemnidades en el exterior, para que surta efecto en el Ecuador y en el extranjero, sobre una propiedad del Estado ecuatoriano. Aunque para perfeccionarse totalmente, requería del transcurso del tiempo y del cumplimiento de ciertas obligaciones entre los contratantes, no se puede alegar que su naturaleza, fondo y forma, constituyen y hacen de él un instrumento legal que surte efectos para sí mismos y para terceros.

Para sí mismos, por las obligaciones que se deben entre sí las partes contratantes o actuantes en el “Acuerdo de Farmout”; explicadas de manera general, en la obligación de la una (Occidental) en entregar, dar o hacer determinada cosa y de su contraparte en recibir a cambio otra, con la previa entrega a su vez, de dar o hacer tal otra (AECl), este es un contrato condicional.

Para terceros, porque motivo de esta Cesión de Derechos expresada en un Contrato o Acuerdo que se perfeccionaría con el paso del tiempo y el pago de dinero a cambio de los frutos generados por el contrato original, este Contrato generó responsabilidades frente al gobierno norteamericano (pago de impuestos y presentación de contabilidad en los ejercicios anuales de cada compañía, de acuerdo a su real participación en las ganancias de la Operación del Bloque 15); aunque dichos impuestos, se hayan consolidado, para efectos tributarios y laborales en un 100% de su cancelación de parte de Occidental con respecto al Estado ecuatoriano y se haya omitido el hacer igual cosa frente al Gobierno de los Estados Unidos.

De lo dicho se deduce que, si la propiedad del 100% de los derechos de la Compañía Occidental en la Operación y Participación en el Bloque 15, de acuerdo al Contrato de Participación de Mayo de 1995, con el Estado ecuatoriano, frente a sus responsabilidades tributarias, se hubieran mantenido efectivamente en un 100% bajo su propiedad, esta debía haber declarado, con respecto a ellos, frente al Gobierno de los Estados Unidos, y no como lo hizo, solo respecto al 60% que le quedaron después de la Cesión a la AECI.

La legislación ecuatoriana, en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos, manda de manera expresa que: *“La Transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley...”*, por tanto, si este requisito *sine qua non*, no se cumplió, es efectivamente un derecho del Estado ecuatoriano, el resolver administrativa y legalmente sobre su nulidad o caducidad.

Occidental argumentó a su favor que, efectivamente, solicitó las autorizaciones correspondientes al Estado ecuatoriano, para hacer de esta transferencia una que tenga valor legal. La verdad es que, el 19 de Octubre de 2000, sin conocimiento del Estado ecuatoriano, y menos aún, sin el consentimiento formal de este, de acuerdo a lo previsto en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y otras relativas a legislar los contratos petroleros, Occidental suscribió formalmente una Cesión de Derechos, cuyo tiempo efectivo se llevaría a cabo desde el día Primero, de ese mismo mes y año, es decir desde el Primero de Octubre de 2000.

El primer conocimiento registrado que tiene el Estado ecuatoriano, es aquél que se produce el 24 de Octubre de 2000, cuando altos funcionarios de Occidental se reúnen en el Ministerio de Energía y Minas y al día siguiente formalizan lo dicho

en esta reunión con el oficio GG-014-00, en el que hacen mención a la reunión del día anterior en la cual exponen que:

“tuvimos la oportunidad de notificarle sobre la inminente transacción mediante la cual Occidental Exploration and Production Company (“OEC”) intenta ceder a AECI Investing Company Limited (“AECI”) el 40% de sus intereses económicos en el Contrato de Participación para la Explotación y la Exploración Adicional de Hidrocarburos en el Bloque 15 (el “Contrato del Bloque 15”). Esta cesión incluirá los derechos de OEC en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados de Edén Yuturi y Limoncocha”.

Pero esa transacción no era inminente, era pasada, y sin autorización estatal. El Art. 82 del Capítulo X, “Disposiciones Generales”, de la Ley de Hidrocarburos manda que: *“Las comunicaciones, los informes, los estudios, balances, inventarios y más documentos que los contratistas o asociados presenten al Ministro del ramo, se considerarán como declaración jurada, llevarán las firmas de sus representantes legales y se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes en los casos de falsedad intencional.”* El párrafo reproducido en el numeral anterior, que hace parte de un oficio firmado por el representante legal de Occidental, es una declaración jurada. Siendo así, en aplicación estricta de la Ley, y lo que se argumenta desde los sectores empresariales como la “seguridad jurídica” debía haberse respetado inicialmente por la transnacional, lo que no se hizo.

4.6 Observaciones generales

De las lecturas de ambas posiciones se deduce que tanto la conversación, así como este último oficio, estarían dando cuenta de un acto futuro e inminente, mas

no de uno que se realizó y ya estaba transcurriendo su tiempo de vigencia, como era verdad, tanto que a continuación, este mismo documento señaló que:

“posteriormente a la ejecución de esta transacción, OECP continuará siendo la única entidad “Contratista” bajo el contrato del Bloque 15. Una vez que AECl haya cumplido sus obligaciones contempladas en el acuerdo de cesión, OECP transferirá a AECl el título legal correspondiente a un 40% de sus intereses en el Contrato del Bloque 15 y en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada, sujeta a las aprobaciones que el gobierno del Ecuador requiera en esa oportunidad”.

Por lo revisado se deduce que en ningún momento Occidental adjuntó ni dio a conocer que ya se había celebrado un Contrato de Cesión de derechos previo (el “Acuerdo de Farmout”, que se perfeccionaría con la transferencia del título legal una vez cumplidas las condiciones de la inversión de AECl a cambio de la entrega de un 40% de la participación en el Bloque 15, por parte de Occidental), porque de hecho, no se remite a este, ni lo considera como un anexo al oficio; y finalmente reitera en decirle al Ministro que: *“por lo tanto, solicitamos muy comedidamente que el Ministro de Energía y Minas confirme a la brevedad posible, su consentimiento con respecto a la transferencia de los intereses económicos anteriormente indicados a favor de AECl”.*

Aunque esta última transcripción textual es ambigua, pues no queda claro si en ese momento Occidental estaba solicitando una autorización para la celebración de un acto futuro o si estaba pidiendo la aprobación de una transferencia ya realizada anteriormente, los hechos inmediatamente posteriores, hacen suponer que se trataba de una solicitud para la celebración de un acto futuro. Efectivamente, el 29 de noviembre de 2000, el Director Nacional de Hidrocarburos da contestación oficial

a la solicitud de Occidental y señala en los antecedentes que se refiere a la *“autorización para transferir el 40% de los derechos que tiene en el bloque 15, incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados de Edén Yuturi y Limoncocha” a favor de AECL Investing Company*”.

Es decir, parte del principio de que Occidental estaba por celebrar una transferencia parcial de los derechos y obligaciones derivadas del Contrato de Participación con el Estado ecuatoriano y Occidental, por lo que ateniéndose a la Ley, según lo estipulado en el artículo 3ro del Decreto ejecutivo No.2713, publicado en el R.O. No.694 de Mayo 12 de 1995; el mencionado Director, con copia a AECL Investing Company, concluye en que se requiere un análisis técnico económico previo a dicha autorización de transferencia que debía ser otorgada por el Ministro de Energía.

Con esa misma fecha, el Presidente y Gerente general de Occidental, remite, con copia al Ministro de Energía y al Gerente General de la AECL, la información financiera requerida por el Director Nacional de Hidrocarburos, reiterando que con dicha información, se atiende en el menor tiempo posible su solicitud. Así, el 17 de Enero de 2001, el señor Paul McInness, Gerente General y Presidente de Occidental Exploration and Production Company, recibe en su despacho a las 9.56 horas del día 18 de Enero de 2001, el oficio 003-DNH-EH-CE-PI, mediante el cual el Ministro de Energía acusa recibo de la comunicación ratificando que se entiende habrá una intención futura de ceder los derechos y obligaciones del bloque 15, así señala claramente:

“acuso recibo de su comunicación GG-014-00 de 25 de Octubre del 2000, en la que su representada hace conocer a esta Cartera de Estado la intención que tiene para en el futuro ceder el 40% de los derechos y obligaciones del bloque 15,

incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a favor de AECI Investing Company, y en base a la reunión mantenida con funcionarios de Occidental, manifiesto lo siguiente: El decreto ejecutivo No.809, en el que se expide el Reglamento al art. 79 de la Ley de Hidrocarburos, publicado en R.O. No.197 de Mayo 31 de 1985, en su artículo 1 estipula que la transferencia total o parcial de los derechos y obligaciones derivados de un contrato, podrán cederse a favor de terceros, previa la autorización del Ministro del Ramo, caso contrario será nula y dará origen a la caducidad del contrato. En la reunión mantenida en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, funcionarios de Occidental manifestaron que la transferencia del 40% de los derechos y obligaciones mencionados, no se llevará a cabo todavía, por lo tanto, una vez que su representada decida realizar dicha cesión solicitará a este Portafolio de Estado la autorización respectiva y la emisión del Acuerdo Ministerial por el cual se legalice la misma, previo el pago de la primas de traspaso y mejoramiento de las condiciones económicas del contrato, como lo estipula el art. 1 del Decreto Ejecutivo 2713 publicado en R.O.694 de Mayo 12 de 1995. Es importante señalar, que la única compañía que seguirá participando en el contrato vigente con el Estado Ecuatoriano será Occidental Exploration and Production Company por ser propietaria del 100% de los derechos y obligaciones. Atentamente, Dios, Patria y Libertad, Ing. Pablo Terán Ministro de Energía y Minas. C.C. AECI Investing Company.”.

Por tanto, queda claro que se produjo un error de interpretación de parte de Occidental, que creyó que la comunicación del Ministro daba por autorizada la transacción sobre el “Interés económico” realizada, de la cual en ningún momento él en los documentos se da por notificado, de ahí que en su contestación a la notificación de Petroecuador dan por entendido que solo se trataba de obtener un

permiso o autorización cuando se perfeccionara el contrato a través de la entrega del Título Legal y argumentaron que:

“confiando de buena fe en la actuación del Gobierno que confirmaba que la transferencia del Interés económico no requería la aprobación del Gobierno y no expondría al Contrato de Participación a una causal de terminación, OECP continuó efectuando inversiones importantes en el Ecuador, conforme a lo dispuesto en el Contrato de participación, con pleno conocimiento por parte del Gobierno”.

Esta confusión, sin embargo, contradice los propios argumentos de Occidental al hacer mención a la publicación realizada por Occidental. Tanto estaba suscrito el Contrato de Cesión entre Occidental y AECL, que en comunicado de Prensa en Estados Unidos, el 1ro. de Noviembre de 2000, se señala que: (Occidental) *“acordó farm out un interés en sus operaciones en el Bloque 15 en Ecuador, a Alberta Energy Company Ltda., de Calgary, Canadá., y según dice la nota periodística:*

“AECL recibirá un 4,05 de interés en el Bloque y asumirá ciertos costos de capital hasta fines del 2004”. Señala a continuación, que *“esta transacción permitirá el autofinanciamiento del programa de capital de Occidental y para proyectos existentes en Ecuador durante los próximos cuatro años, mientras libera capital de inversión para nuevos proyectos...”*Ahora la producción bruta en el Bloque 15 se mantiene en 30.000 barriles por día y la participación de Occidental antes del farmout alcanzaba 21.000 barriles”...etc. etc.

Como se ve, tanto fue real el contrato, que inclusive se había establecido una ganancia del 4.05 de interés en el Bloque. A decir de juristas petroleros, los argumentos de Occidental no tienen sustento legal¹²¹, pues no hay una constancia escrita en la que se diga de manera textual que el Gobierno del Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Minas, haya aprobado en ningún momento la Cesión de Derechos realizada el 1ro de Octubre de 2000 entre Occidental y AECI; y mucho menos, un oficio, comunicación, comunicado público, confirmación en documento de trabajo, ayuda memoria u otros similares, en los que se mencionara expresamente la confirmación de que la Transferencia del Interés Económico no requería aprobación del gobierno, tanto una que se refiera a la realizada en Octubre de 2000, como una potencial a concluirse con el perfeccionamiento del contrato de Cesión en el futuro. Lo que si es verdad, es que el gobierno tenía conocimiento de que se iba a realizar una cesión futura, por lo que ratificaron en la comunicación de enero 17 de 2001, que se cumplieran con los requisitos previos a esta.

La legislación relativa a los contratos petroleros requiere además, para que una parte se de por notificada frente a la otra, que se cumplan los requisitos establecidos en los artículos 29 y 30 de la Ley de Modernización del Estado. Los asesores legales de Occidental, que participaron en la elaboración de los acuerdos previos a la negociación del Contrato de Participación entre Occidental y el Estado ecuatoriano, sabían de antemano que cualquier cambio al contrato expresado en un contrato legal público o privado, requería de la autorización pública correspondiente, porque en su esencia se trata de una modificación a este, y no de una simple cesión de derechos sin sujeción a condición, plazo o modo, que implicaba efectos y obligaciones para el cedente y el cesionario, según lo dispone

el Artículo 4 .-“Modificaciones de los Contratos” del Reglamento sustitutivo al Reglamento de Contratación de Petroecuador, cuando dice:

“Los contratos suscritos podrán ser modificados entre las partes, previa la autorización de los respectivos órganos de adjudicación establecidos en los artículos 9 y 10 de este reglamento”, el mismo que forma parte como fundamento de derecho en el Contrato de Participación del Bloque 15, en la cláusula 15.2:....y particularmente en los siguientes casos: b) Cuando la contratista vaya a efectuar nuevas inversiones en recuperación secundaria y/o mejorada generalizada; en este supuesto los términos y condiciones de la modificación solo se aplicarán a la Producción fiscalizada incrementada, efecto de las nuevas inversiones..; f) Por transferencia o cesión de derechos y obligaciones de este Contrato de Participación, de acuerdo a lo establecido en la cláusula 16”.

Por último, el mismo Contrato de Participación en el Bloque 15 señala expresamente en la cláusula Décimo Sexta: De la transferencia y cesión.-Diez y seis punto uno:

“La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo, deberán ser autorizados por el Ministro del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo setenta y nueve de la Ley de Hidrocarburos y en los Decretos Ejecutivos Números ochocientos nueve, dos mil seiscientos trece, y mil ciento setenta y nueve”.

De todo lo explicado queda claro que el Estado ecuatoriano regula no solo para proteger la seguridad jurídica de los inversionistas extranjeros en el país, sino también la suya propia; así como pide que los procedimientos de contratación de

las compañías extranjeras respeten los debidos procesos contractuales para seguridad de las propias empresas inversionistas, de sus asociados y en prevención del cumplimiento de las normas internacionales suscritas entre los Estados parte, lo que se denota en la posición de Ecuador en el Cuadro 29. Por lo expuesto se concluye que, efectivamente, el Estado ecuatoriano tuvo conocimiento de la posibilidad futura de cesión de derechos de Occidental a AECI, como un hecho futuro e incierto, para lo que expresó claramente que daría las autorizaciones correspondientes cuando Occidental decidiera realizar dicha cesión. Sin embargo, Occidental da a entender que hubo confusión en la interpretación que esta empresa le dio a la comunicación ministerial del 17 de Enero de 2001 y que en base a haber entendido o dar por supuesto que se aceptaba el traspaso del 40% de Interés Económico y la posterior entrega del Título Legal, para el que tendrían que perfeccionar la autorización ministerial que debía ejecutarse a través de Acuerdo Ministerial, luego de todas las formalidades legales y los procedimientos administrativos cumplidos y que, por ello, siguieron invirtiendo en el país.

Entre otros aspectos, manifestaron en su defensa que de todos modos la sanción de la caducidad del contrato era excesivamente desproporcionada y que pedían un arreglo, lo que fue señalado en reiteradas oportunidades desde el 2004, hasta mayo de 2006 cuando se tomó la decisión final de la declaratoria de caducidad. Frente a la imposibilidad de sostener y ganar una batalla legal, porque se sabía que habían faltado a la Ley y que cualquier argumento iba a ser rebatido plenamente por el Estado ecuatoriano en base a la Ley de Hidrocarburos que ellos conocían profundamente, y más aún al contrato, señalaron que no habría habido perjuicio en contra del Estado ecuatoriano; y que la terminación unilateral del Contrato de Participación constituiría un incumplimiento ostensible de las

obligaciones de Ecuador según el Tratado entre la República del Ecuador y los Estados Unidos sobre la Promoción y Protección recíproca de inversiones. A nuestro parecer, el mismo Estado ecuatoriano debería haber solicitado oportunamente en base al mismo Tratado un reclamo internacional pues este contempla el tratamiento de No Discriminación en su Artículo II (3) (b) así:

“ninguna de las Partes menoscabará, en modo alguno mediante la adopción de medidas arbitrarias o discriminatorias, la dirección, explotación, el mantenimiento, la utilización, el usufructo, la adquisición, la expansión o la enajenación de las inversiones”

Si las alegaciones de Occidental hubieran sido que el Estado ecuatoriano tenía que autorizar o no autorizar, consentir o no consentir, la transferencia del título legal pendiente en la cesión de derechos realizada entre Occidental y AECl; una vez que hubiese revisado los informes técnicos, financieros y las condiciones de la contratación, y determinado el mejor interés para el Estado ecuatoriano, tenía que haber esperado previamente esta autorización, pero la verdad es que nunca llegó a obtenerla porque el permiso solicitado fue extemporáneo y previamente incumplió la Ley, el contrato y el Tratado de Inversiones Recíprocas al que hace ahora mención en su defensa.

Finalmente, no pudiendo llegar a un arreglo amistoso, solicitado en múltiples ocasiones por la compañía Occidental ante el Estado y la opinión pública, este no pudo darse por la flagrante violación a la Ley y al Contrato, que habrían significado un juicio político contra las autoridades que lo hubieran aprobado, una vez que el Estado ecuatoriano en 2006 dictamina la caducidad, Occidental presenta el 17 de

mayo de 2006 un requerimiento de arbitraje internacional, el que tendrá con toda seguridad un tiempo mucho más largo de proceso que el interno.

4.7 Respuestas políticas a las cuestiones jurídicas

Como se advierte, el conflicto Occidental-Petroecuador era eminentemente contractual y administrativo. Su solución debía darse por tanto solo por esa vía, sin embargo, Occidental hizo un gran cabildeo nacional e internacional, especialmente con el Gobierno de los Estados Unidos, país en el que se encuentra su matriz, a fin de convencer de lo contrario, tanto a los propios gobernantes norteamericanos, como a la opinión pública y por último al Tribunal de Arbitraje del CIADI, en el Banco Mundial. Como se ve en el Cuadro 30, las relaciones internacionales tuvieron una expresión eminentemente político-económica. Por lo visto, la transnacional no dará un paso atrás respecto a sus pretensiones de hacer que las cosas vuelvan al estado anterior y que además se le indemnice por las decisiones administrativas tomadas en primera instancia por Petroecuador, como empresa perjudicada, y luego por Ecuador, como Estado vulnerado en el cumplimiento de su legislación interna.

El tratamiento de la disputa Occidental – Petroecuador, será paradigmático para Ecuador desde una perspectiva de las ciencias jurídicas pero también desde la perspectiva de las relaciones internacionales, porque retrata el poder de penetración del pensamiento corporativo transnacional, que en un imperceptible y fino trabajo ha ido creando, sobre todo a partir de los años ochenta, nuevas estructuras y dimensiones institucionales para que se adecuen al eje continental. En esta vía la persistente presencia del Banco Mundial y del BID, que impulsaron profundas reformas a las legislaciones internas latinoamericanas para la

generación de un nuevo pensamiento jurídico que coloca el derecho individual sobre el derecho público. Esta estrategia dio sus frutos con agendas de discusión en las que los temas como la defensa del medio ambiente, la institucionalidad democrática y las relaciones internacionales se tejen desde el eje de la seguridad hemisférica; y los países, con gobiernos dirigidos por funcionarios o ex funcionarios de las transnacionales, terminan disminuyendo las posibilidades de colocar en la agenda nacional los asuntos internos de institucionalidad democrática, ciudadanía y soberanía. La ambigüedad en las declaraciones de algunos funcionarios que tenían en su mano un porcentaje de la decisión, puesto que sus informes y sugerencias jurídicas debían aportar para la declaratoria en firme de la caducidad, también ha sido notable. Es funcional a los intereses de la transnacional las declaraciones vertidas por ex ministros de minería y ex delegados de Ecuador ante la OPEP, que luego terminaron de representantes de las transnacionales petroleras y /o de dueños de empresas locales que les prestan sus servicios. La obsecuencia con éstas son ya una característica tan oscura como los lazos negros que portaron para mostrar su duelo por “la muerte del TLC”.

Sin embargo son los mismos que demostraron incapacidad para que, a pesar de la dolarización, la privatización de empresas públicas y todas las preferencias arancelarias que han obtenido gracias al ATPDA, su productividad empresarial sea eficiente, como indican las cifras del Banco Central del Ecuador, porque los ingresos petroleros son indudablemente los que sostienen la economía ecuatoriana. Según las previsiones del Ministerio de Economía, con la Reforma a la Ley de Hidrocarburos, el Ecuador tendría en el 2006, US 429 millones más de ingresos; y con lo que generaría el Bloque 15, que estaba en manos de Occidental,

ingresarían US 956 millones más¹²². Para un país pobre, con uno de los gastos sociales más bajos de la región, respecto a su producto interno bruto, esta no es una mala noticia, excepto si llegaran a administrarse tan mal los recursos o a renegociarse sin la suficiente transparencia los contratos. Pero habría que calcular también lo que dejó de percibir el Estado durante el tiempo en que Occidental permaneció en Ecuador a partir de una cesión de derechos ilegal, -Octubre de 2000 a Abril 2006-, si según su propio boletín de prensa en noviembre de 2000 en los Estados Unidos, señalaba que producía 30.000 barriles diarios en el Bloque 15. ¿Cuántos millones de dólares de lucro cesante podría haber percibido Ecuador si hubiera tenido una institucionalidad fuerte, que reclamara a tiempo sus derechos?

Conclusiones

Posibles escenarios relación estado-transnacionales

En la coyuntura, internacionalmente, las relaciones entre empresas privadas y compañías estatales, tendrán que reformularse a la luz de los datos que para los expertos en este tema son visibles, y que se han provisto en este trabajo de manera parcial. La actual arquitectura en la política internacional del petróleo debe ser transformada con la participación de nuevos actores. Hasta hoy han sido insuficientes los esfuerzos de las organizaciones de la sociedad civil, especialmente las ambientalistas, que han abordado desde esa perspectiva con más énfasis que otras, en la lucha por hacer del planeta un espacio más sostenible. Se precisa generar un movimiento ciudadano mundial que tome conciencia de su parte en las soluciones globales, así como nuevos liderazgos políticos que asuman que la producción y el consumo de hidrocarburos es algo más que un asunto económico, sino también un espacio en el que se articulan o desarticulan grandes intereses privados nada afectos al bien público, y que, la administración de las nuevas relaciones internacionales, debe partir desde un reconocimiento de las brechas no solo entre estados, sino entre compañías privadas y estados.

En lo interno, se vio que Ecuador tiene como su mayor fuente de ingreso al Petróleo y el mercado petrolero es uno de los más volátiles e impredecibles, aún cuando las tendencias indiquen una curva de precios internacionales altos, estos escapan, por ahora, a todos los esfuerzos para que bajen, inclusive aquellos realizados desde la OPEP. Este escenario no presenta un buen horizonte para la economía mundial, que verá deteriorado su crecimiento y aumentada su inflación

más temprano que tarde. Internamente, este escenario tampoco favorece al Ecuador, pues siendo como es Estados Unidos su principal mercado de exportación de productos primarios, por tanto imprescindibles –con excepción del petróleo- la baja de éstos será muy segura, a lo que se suma la oferta de bienes similares de otros países en desarrollo que ofrecen sus productos a precios más competitivos.

Con el bajo desempeño del sector exportador tradicional, los precios altos del petróleo, si bien han significado mayores ingresos, han neutralizado el alza con el costo de importación de los derivados de consumo interno, y el aumento del consumo mismo. Además, el alza de precios de derivados, ha sido altamente perjudicial para la escasa producción manufacturera nacional. En general todos los sectores, inclusive los importadores de bienes para la comercialización, se ven afectados por mayores costos de transporte y los fletes en el mercado internacional, lo que se agrava por la escasez de infraestructuras logísticas que permitan el desembarque directo de buques de gran calado y sistemas de carga y bodegaje propios.

En Ecuador urge incrementar y mejorar la calidad de la producción petrolera, así como incorporar nuevas reservas hidrocarburíferas para mantener una relación idónea de abastecimiento con respecto a la extracción. Se precisa además abastecer de buenos combustibles elaborados en el país para el propio mercado local, disminuir la importación de gas licuado de petróleo y realmente focalizar el subsidio. También dada la obsolescencia de la infraestructura productiva hidrocarburífera, se requiere modernizar estructuralmente al sector con al menos tres medidas emergentes, previstas en el Ministerio de Economía a mediados de 2006: la Inversión petrolera, la Dinamización de la relación con

Petroecuador, y el Plan Oro Negro¹²³. La primera, consistiría en la potenciación de la refinería de Esmeraldas, el almacenamiento en tierra del gas licuado de petróleo en Monteverde, fortalecer el poliducto Pascuales-Cuenca, la rehabilitación de cien pozos cerrados a riesgo del contratista, la captación de gas asociado para el Campo Sacha, para la recuperación de GLP, la instalación del proceso de isomeración de naftas en la refinería de Esmeraldas, y la captación de gas asociado del campo MCD operado por SIPEG. La segunda, consistiría en mejorar la relación con Petroecuador, a fin de superar las dificultades por los mayores recursos fiscales requeridos por el incremento de los subsidios y la falta de transparencia en los costos y en el flujo de caja de la empresa, lo que se resolvería con la incorporación al Sistema de Pagos Interbancarios y Cálculo de costos de producción, los acuerdos con Petroproducción para la constitución de fideicomisos para la ejecución de la inversión petrolera, y la generación de una política petrolera coordinada entre el Ministerio de Economía y Finanzas y Petroecuador. Y por último se propone habría que reducir el contrabando y desvío de subsidios en al menos un 30%, con la concertación entre el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador y el Servicio de Rentas Internas, a fin de transparentar los contratos entre Petrocomercial y las comercializadoras. Estas, más otras medidas de orden técnico en la propia producción del petróleo, permitirán a Ecuador salir de un círculo vicioso y convertirse finalmente, para lo que le resta de explotación hidrocarburífera, en un verdadero país exportador de petróleo y sus derivados. Para ello, como se ha visto a lo largo de este trabajo, es preciso que las relaciones entre las transnacionales y los estados petroleros cambien a nivel global.

Para las relaciones entre los estados nacionales y las transnacionales, en las potenciales condiciones y posición política energética como elemento relevante de análisis, por último, concluimos con un escenario optimista y otro pesimista para un horizonte a veinte años.

Escenarios en lo internacional

OPTIMISTA	PESIMISTA
<ul style="list-style-type: none"> ○ El cambio generacional de los viejos liderazgos fundamentalistas en el Medio Oriente por dirigencias más jóvenes y más preparadas, pero sobre todo que quieren vivir en paz, ha significado interesantes avances democráticos económicos y de relaciones con las transnacionales. ○ Los cambios han servido para mitigar cualquier pretexto impuesto desde el exterior para ocupar nuevamente sus territorios, como lo hicieron gobiernos autoritarios occidentales a inicios de siglo XXI. ○ La producción de petróleo y gas ha vuelto a sus indicadores sostenibles y hay la expectativa de que los nuevos países socios de la OPEP, faciliten procesos productivos menos dependientes de la tecnología de las empresas transnacionales más fuertes, que aún mantienen su primacía en esta región. ○ El fortalecimiento de la OPEP y la creación de nuevas empresas nacionales productoras de petróleo, tanto en países del Cáucaso como en África y América Latina, racionalizó la actividad petrolera mundial, lo que finalmente beneficia a todos los consumidores del planeta, pero especialmente a los habitantes de aquellos países de menor desarrollo que carecen del recurso. ○ Grandes campañas promovidas desde múltiples organizaciones ambientalistas, impulsan un uso racional del recurso y la búsqueda de una real seguridad energética, que prevea que las futuras generaciones también puedan beneficiarse de los hidrocarburos y al mismo tiempo, controlar sus impactos negativos. ○ Gracias al desarrollo tecnológico de las energías alternativas, se revirtió el consumo doméstico e industrial dependiente de los hidrocarburos, por otros más sostenibles. ○ Los países de América Latina y el Caribe tienen en marcha su propia política de seguridad energética, con la aplicación de principios de cooperación y sostenibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Los países de la OCDE ocupan definitivamente Irak, instalaron gobiernos con una proyección de permanencia mínima de cincuenta años en la región y presionan para que la OPEP reduzca el precio mundial del petróleo en menos de la banda de USD.40-45 de los productos de su canasta. ○ La mayor producción y extracción hidrocarburífera de los países ocupados y los campos en las reservas del Cáucaso, África y Rusia colocó en el mercado grandes excedentes de crudo. Se crearon necesidades ficticias de uso de los hidrocarburos y su uso por los países emergentes ha sido masiva. Aumentó la contaminación y el efecto invernadero ya hizo desaparecer algunos ecosistemas no solo de países pobres sino también de otros desarrollados. ○ La OPEP se debilitó para la consecución de sus fines con la salida de Venezuela, Irak y Libia, antes países con fuerte presencia entre sus miembros, hoy cooptados por gobiernos obligados a no seguir la línea de la organización ○ La cotización de los derivados por la presencia mayoritaria y oligopólica de las transnacionales en la composición de los principales propietarios de yacimientos y plantas refinadoras en el globo es más alto. Su precio aumenta con el encarecimiento de los procesos de producción de refinados, el alza de los costos operativos, la escasa instalación de nuevas plantas de industrialización y procesamiento de hidrocarburos y los impuestos y costes de transporte que tienen desde los centros de transformación. ○ No se ha consolidado una política regional de seguridad energética en América Latina y el Caribe. Los países productores con el interés creado de las transnacionales detrás, han privilegiado su comercio con los países del OCDE.

Escenarios en el caso ecuatoriano

OPTIMISTA	PESIMISTA
<ul style="list-style-type: none"> ○ El reingreso de Ecuador a la OPEP, su activa participación en Petroamérica y su liderazgo en Petroandina, revirtió la tendencia de desnacionalización del petróleo que habría llevado al fracaso al país en la primera década de este siglo. ○ La instalación de nuevas refinерías, así como la participación de la academia en el mejoramiento de los procesos de I+D en la industria hidrocarburífera, y una transformación total de lo que fue Petroecuador, hoy convertida en una verdadera compañía, cuyo principal socio es el Estado, le significó conservar reservas necesarias para la industria petroquímica y no depender de otros productores. ○ Ecuador asesora con sus buenas prácticas de reconversión a los países africanos, que hoy se presentan como los nuevos actores en la producción hidrocarburífera. Esto consolida una buena política pública de alianzas sur-sur. ○ Las alianzas regionales, que empezaron por los temas energéticos, que han pasado por el establecimiento de una moneda única bolivariana, y por la generación de actividades económicas promisorias utilizando el capital humano local, permiten que Ecuador obtenga ingresos más significativos por la venta de energía alternativa, la venta de oxígeno y el turismo. ○ Se instalaron empresas tecnológicas locales e internacionales que han permitido dar un salto cualitativo en diez años las fábricas de pensamiento artificial y de hardware son una actividad impensada a inicios del siglo. ○ El Ecuador estableció fuertes relaciones con América Latina, fortaleció sus instituciones y se libró del populismo. Instaló un círculo virtuoso que le permite sacar ventaja de su posición geográfica estratégica, recuperar su entorno natural y promover la creación y vigencia de mecanismos que le conducen a mejores indicadores de desarrollo, con un franco contenido de sustentabilidad social, ambiental, económica y sobre todo con autodeterminación política. ○ Ecuador ganó en la disputa presentada en su contra en el 2006, por Occidental, empresa que no comprobó su inocencia, por lo que se le obligó además de la sanción impuesta con la caducidad, a resarcir el lucro cesante que obtuvo mientras no se resolvió esta declaratoria. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ecuador no consolidó relaciones multilaterales en lo global ni en lo regional. Aceptó instalar nuevas bases militares en la Amazonía. ○ La pobreza se agudizó con niveles similares a los previos al “boom petrolero” de los años 70. La pérdida de competitividad productiva del país y la insana dependencia para su presupuesto nacional del petróleo como mayor producto de exportación, le significó retroceder a indicadores de desarrollo menores que los de Haití. ○ La ingobernabilidad crónica del país tiene a su PEA con tasas de desocupación del 20% y al 60% subocupada. ○ El deterioro ambiental, la violencia generalizada, la desarticulación del capital social por la emigración han tornado al Ecuador en un país hostil y contaminado. ○ La producción petrolera disminuyó y la pésima alianza con las transnacionales significó que el país tenga reservas probadas de apenas dos años más con una insignificante posibilidad de extraer durante cinco años a lo mucho reservas probables. ○ Ecuador perdió la oportunidad de consolidar alianzas regionales que fueron posibles a inicios del siglo con Petroamérica; no desarrolló una política energética que le permitiera incrementar la generación hidroeléctrica, en la que tenía potencial, menos aún hizo esfuerzos por aprovechar la instalación de tecnologías para el uso de la energía solar, abundante todos los meses del año, ni la energía eólica. Tampoco se llegó a desarrollar la producción de biocombustibles como el etanol y el biodiesel, que podrían haberse producido con el cultivo de la caña de azúcar, la palma africana u otras materias primas locales, actividades que habrían incrementado el empleo y el ingreso de miles de familias ecuatorianas del agro, que lo han abandonado definitivamente. ○ Ecuador no tuvo una buena defensa en el Caso Occidental y luego de un proceso de quince años, el país tuvo que pagar la más alta deuda de su historia arbitral, a la compañía.

Bibliografía y notas bibliográficas

¹ En 2005, los Estados Unidos con el paso del huracán Katrina, en su trayectoria desde el sur de Florida hasta las costas de Luisiana y Misisipi, forzó a la suspensión de la extracción del 92% del crudo que las empresas petroleras toman del Golfo. Usar las reservas fue una de las medidas que se previeron pues alrededor del 25% del petróleo extraído en EEUU procede de esta región. www.el-mundo.es/mundodinero/2005/08/31/internacional.

² La Agencia Internacional de Energía pide que los países miembros tengan una reserva estratégica para el consumo propio durante 90 días. EEUU, Japón y Alemania tienen una reserva de petróleo para 158 días, 161 días y 127 días, respectivamente.

³ Valero, Jorge, en: *Petróleo, Democracia y Cooperación Hemisférica*. Discurso pronunciado ante el Consejo Permanente de la OEA, Octubre 2, 2005. www.analitica.com/va/internacionales/

⁴ Gilpin Robert, *The challenge of global capitalism: the World economy in the 21st*, pg.53, Princeton University Press. Estados Unidos, 2000.

⁵ Los países que se beneficiaron de este acuerdo con México y Venezuela fueron Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana. Fuente: <http://www.shcp.gob.mx/publica/one/asj.html>

⁶ El Acuerdo prevé la dotación de 160.000 barriles de petróleo para la región, con una tasa de interés de 2% financiada en quince años, con uno de gracia, dependiendo de cada acuerdo bilateral firmado con cada país beneficiario. Fuente: www.pdvs.com

⁷ Que fue la Conferencia que en 1944 dio inicio a un nuevo orden financiero y económico mundial, que se instalaría una vez terminada la II Guerra, y creó además el FMI y el Banco Mundial.

⁸ Para el trienio 2004-2006 esta organización señala tener el grupo europeo de 21 países y 150 miembros, un grupo norteamericano que incluye a Estados Unidos, Canadá y México, con 110 miembros, uno japonés con 85 miembros y el grupo de Asia Pacífico, con 117 miembros. Fuente: www.trilateral.org/AnnMtgs/TRIALOG/TRLGTXTS/T56/pdf_folder/governance.pdf

⁹ Olivier Boiral en Treinta años de la comisión trilateral, *Le monde Diplomatique*, Noviembre 2003.

¹⁰ Boiral, Olivier, *op.cit.*

¹¹ Keohane Robert O y Nye Joseph S. en: *Power and Interdependence*. World Politics in Transition. Estados Unidos. 1977.

¹² Fuente: Diario Oficial No. 133 de 06/06/2003 p. 0016 – 0022, del Comité Económico y Social Europeo

¹³ Se las conoce así a las compañías norteamericanas y británicas que en 1928 constituyeron el primer "cártel" internacional del petróleo: Standar Oil of New Jersey, Sonony Mobil Oil, Standar Oil of California (SOCAL), Gulf Oil, Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum.

¹⁴ Agencia Internacional de Energía, creada en 1973.

¹⁵ Spencer Abraham, *La política energética nacional de Estados Unidos y la seguridad energética mundial*. www.usinfo.state.gov

¹⁶ www.terra.com/noticias/articulo

¹⁷ Timothy E. Wirth, C. Boyden Gray y John D. Modestam en: *El futuro de la política energética .De Foreign Affairs En Español*, Octubre-Diciembre 2003

¹⁸ Hay un consenso en tomar como punto de arranque para esta reacción a la Guerra de Yom Kippur de 1973, en ese mismo año se creó la Agencia Internacional de Energía

¹⁹ La forma de almacenar el crudo depende de su grado de acidez la que se debe al porcentaje mayor o menor de sulfuro en la masa total. Como su origen es de distinto tipo (pesado o liviano) la política para la SPR es mantenerlo entre 30 a 40° API. Fuente: www.spr.doe.gov/reports/crude_oil_assays.html

²⁰ www.finanzas.com/id.3066309/noticias

²¹ Para satisfacer en ese año tal demanda se señaló que se precisaban al menos entre 1300 y 1900 nuevas plantas eléctricas.

²² Klare Michael, en: *Blood and Oil: the dangers and consequences of America's growing petroleum dependency*. Metropolitan Books. Estados Unidos, 2004

²³ Las reservas probadas son aquellas que los países productores o importadores netos de petróleo señalan oficialmente tener. Hay muchas contradicciones en las distintas fuentes consultadas con respecto a la exactitud de estas reservas probadas, se señala inclusive que los indicadores oficiales pueden o son manipulados políticamente, dependiendo del interés del país.

²⁴ Como señala el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), la Reserva Estratégica de Petróleo (SPR) fue creada como una alacena de petróleo para reducir la vulnerabilidad de ese país frente a las interrupciones en la provisión del petróleo y para cumplir las obligaciones ante el Programa Internacional de Energía. El DOE ha autorizado como reserva estratégica una cantidad mayor a un billón de barriles de petróleo y a conformarlo de varias formas, no necesariamente con crudo propio. Para abril de 2006, el DOE estimaba estas reservas en 687,3 millones de barriles. Fuente: www.fe.doe.gov/news/techlines/2006/06022-SPR_Acquisition_Procedures.html

²⁵ CEPAL, *Tendencias Recientes del Mercado Internacional del Petróleo*, Ariela Ruiz caro, Serie: Recursos Naturales e Infraestructura. No. 69.2003.

²⁶ Hay quienes asocian a la existencia de recursos naturales como el gas y el petróleo en un país con la presencia militar norteamericana aún cuando en este no haya un conflicto bélico. Así, se dice que el personal militar norteamericano está presente en 135 países de los casi 190 que forman la ONU. Esto significaría que las tropas norteamericanas estarían en el 70% de los países del mundo, y su personal militar destacado iría de 1 en Malawi hasta 74.796 en Alemania. www.bolpress.com/internacional

²⁷ CEPAL OP.cit

²⁸ CEPAL Op.cit

²⁹ CEPAL, Op.cit.

³⁰ Ver: Bustelo, Pablo en: China y la geopolítica del petróleo en Asia-Pacífico. DT No.38/05-Documentos. Real Instituto Elcano, 2005. www.realinstitutoelcano.org.

³¹ www.diplomaticnet.com/es, ver: Estados Unidos establece bases militares permanentes en Asia Central

³² Real instituto Elcano, China y la Geopolítica del Petróleo en Asia Pacífico, Pablo Bustelo, Serie Documentos Técnicos. Madrid.2005.

³³ El catedrático Paul Isbell, en el artículo *La Cumbre de Houston, Consecuencia geopolítica del petróleo*, publicado en la revista virtual del Real Instituto Elcano, hace un profundo análisis sobre la serie de acuerdos entre los gobiernos de Estados Unidos y Rusia en torno al petróleo. Entre otros, se señala la celeridad y el alto volumen del recurso con que Rusia envía petróleo para asegurar la reserva estratégica de los Estados Unidos. Estas acciones harían palidecer a los líderes políticos de ambos países antes de la caída del muro, en 1989, por impensables, considerando las tensas relaciones que tuvieron cuando Moscú era la capital de la Unión Soviética, y entre ésta y Washington lo único que se quería era eliminar de la faz de la tierra a la otra.

³⁴ Ver planes quinquenales 2000-2005 y 2006-2010 en: www.10thnpc.org.cn y www.china.org.cn

³⁵ Ma Kao, en conferencia de prensa mundial: El IX Plan Quinquenal pone en igual plano la calidad y la rentabilidad del crecimiento económico. Beijing, 2006. Para ver más información ir a www.nodulo.org/ec/2006

³⁶ Ver mayores referencias sobre los planes quinquenales chinos, sus estrategias de divulgación y las conferencias de prensa internacionales de sus funcionarios para explicar los contenidos de los planes en: www.xinhuanet.com

³⁷ Agencia Pueblo en línea, declaraciones del señor Zheng Xinli.

³⁸ CEPAL, op.cit.

³⁹ Ver informes OLADE, año 2000.

⁴⁰ A través de la página WEB de Petrobrás, así como en distintas agencias de noticias se dio a conocer al mundo en abril de 2005, que Brasil había empezado a ser autosuficiente en el abastecimiento de petróleo con su producción nacional.

⁴¹ PNUD, 2000.

⁴² Que para 1999 se abastecía con el petróleo latinoamericano en un 37% de su consumo.

⁴³ Cardoso, Fernando Henrique, en Petrobrás y la política energética. Diario Hoy. Ecuador, Mayo. 2006

⁴⁴ Al que popularmente le llaman “el sueldo de Chile”, aunque también, por los términos de intercambio que tiene aquél país, cada vez va siendo menor. Ver por ejemplo la relación entre los ingresos reales que tiene el Estado chileno y la exportación de capitales que hacen las transnacionales radicadas en Chile, en *Las transnacionales saquean Chile*, de Hugo Fazzio. www.attac.cl/edicion/index.php

⁴⁵ PDVSA, Empresas Mixtas: Soberanía petrolera al servicio del pueblo. www.pdvsa.com

⁴⁶ Jarrín Ampudia Gustavo, en Como recobrar el patrimonio petrolero de todos los ecuatorianos. Lago Agrío, Agosto, 2005.

⁴⁷ Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Grenada, Guyana, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Surinam, y Venezuela. www.pdvsa.com

⁴⁸ Para más información ver: [ww.ilo.org/public/spanish/bureau/inf//features/05/forcedlab_russia.htm](http://www.ilo.org/public/spanish/bureau/inf//features/05/forcedlab_russia.htm)

⁴⁹ Fuente: www.ilo.org/public/spanish/inf/magazine/53/7/therm.htm

⁵⁰ Para más información ver: www.OPEC.org

⁵¹ Para el 2001 se estimó que habían alrededor de 1500 yacimientos petrolíferos grandes y gigantes en el mundo, con un volumen del 94% de todo el petróleo crudo conocido, sin embargo, 400 de ellos solo contenían entre el 60 y 70% del total de petróleo, sin esperanzas de que se descubran nuevos yacimientos de la envergadura de los del Mar del Norte y Alaska. Rifkin pronostica que los que se encuentren en el futuro serán de mucho menor tamaño. Si para el año 2020 la población mundial llegase a los 7.500 millones de personas en el mundo, la presión por la energía será aún mucho más intensa. www.elclarin.com

⁵² George Bush, en entrevista en 1991.Fuente: El poder del Petróleo en el Siglo XXI, por Jack Naffair. www.voltairenet.org

⁵³ Ver en: Como vivir en una economía sin petróleo y El ciclo del Oro negro. Diario El Clarín. Montevideo 2002.

-
- ⁵⁴ Le Monde Diplomatique : Un cahier spécial sur le Proche-Orient. www.monde-diplomatique.fr
- ⁵⁵ SOCAL es la primera filial de la Standard Oil, y a su vez la matriz de Chevron
- ⁵⁶ Arthur Lopic, en Padrino de guerra: Exxon Móbil, proveedor oficial del imperio. www.voltairenet.com
- ⁵⁷ Siendo Mobil Oil la rival de Exxon, fue adquirida en 1999 por esta última en una compra de acciones valorada en USD.88.000 millones de dólares
- ⁵⁸ Invertia, Exxon Mobil desplaza a Wal-Mart como la mayor empresa de EEUU, abril.2006. www.invertia.com
- ⁵⁹ Nelson D. Schwartz, The Biggest Company in America... is also a big target. Fortune Magazine, 2006.
- ⁶⁰ Energy Intelligence Group, Inc.: The Crude Oils and Their Key Characteristics, 2003. www.piwpubs.com
- ⁶¹ Para más información, favor ver en The Crude Oils and Their Key Characteristics, 2003. www.piwpubs.com
- ⁶² Fuente: Banco Central del Ecuador.
- ⁶³ Panorama Económico Mundial No.22: Impacto de la subida del precio del petróleo en la economía mundial y argentina. www.cei.mrecic.gov.ar
- ⁶⁴ Nigeria es el más grande productor de petróleo en África, sin embargo a decir de Amnistía Internacional, en este país siete de cada diez nigerianos vive con menos de un dólar estadounidense al día, es decir en la pobreza absoluta. Fuente: Informe Derechos Humanos y Petróleo en Nigeria. web.amnesty.org
- ⁶⁵ CNN. 21/04/06
- ⁶⁶ Edmund Maduabebe Daukoru, OPEC's Strategy in Facing the New Energy Challenges, Energy Supply and Demand Security. Davos, Suiza, Enero 2006.
- ⁶⁷ Ver documentos de la OPEP: OPEC's Strategy in Facing the New Energy Challenges; Energy Supply and Demand Security; OPEC's View on the Outlook for Oil Supply/Demand y Oil Outlook to 2025. www.opec.org
- ⁶⁸ Este trabajo corresponde a datos obtenidos de la empresa Energy Intelligence que publica el Oil Daily desde 1951 y el Petroleum Intelligence Weekly, desde 1961, como espacios especializados para la toma de decisiones con respecto al comercio del petróleo. www.energyintelligence.com
- ⁶⁹ www.federalreserve.gov
- ⁷⁰ www.federalreserve.gov. Desde 1913 la Reserva Federal de los Estados Unidos es la responsable de aplicar la política monetaria, conceptualizada por esta institución como *las acciones emprendidas por un banco central, tal como la reserva federal, para influenciar la disponibilidad y el coste de dinero y de crédito para ayudar a promover metas económicas nacionales.*
- ⁷¹ www.un.org/esa/policy/wess/wesp/2006
- ⁷² www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/fsheets/petroleumprices.xls
- ⁷³ Ver: Rusia Estudia la creación de una bolsa petrolera cotizada en Rublos. Junio 6/06. www.voltairenet.org
- ⁷⁴ Kuwait, en una concesión llegó a prorrogar el plazo hasta por 92 años
- ⁷⁵ Por ejemplo, el derecho anglosajón difiere por completo con el de origen romano, o para el caso de los países de Medio Oriente, etc.
- ⁷⁶ www.old.expert.ru
- ⁷⁷ www.yukos.com
- ⁷⁸ Para más información, ver: www.guiadelmundo.org.uy
- ⁷⁹ www.guiadelmundo.org.uy
- ⁸⁰ En 1968, los países árabes exportadores de petróleo crearon la OPAEP, como un subsistema de la OPEP
- ⁸¹ Un informe de PEMEX señala que en materia de reservas probadas de crudo y condensados, esta empresa estatal ocupa el séptimo sitio en el mundo con 26,9 miles de millones de barriles, después de Saudí Arabian Oil Company, Iraq National Oil company, Kuwait Petroleum Company, National Iran Oil Company, Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Abu Dhabi National Oil Company. www.pemex.com
- ⁸² LLánez Suárez Henry, en Estado y Política Petrolera en el Ecuador. Pg.59, Quito.2004, citando a Gustavo Jarrín Ampudia, en *Pasado y Futuro del Petróleo en el Ecuador, 25 años de exportación del Crudo Oriente 1972-1997*. Petroecuador 1997
- ⁸³ Aráuz Luis Alberto, en *Política Petrolera: Visión histórica petrolera ecuatoriana. Síntesis 1972 a 1998*. Mimeo. 1999.
- ⁸⁴ Larrea Carlos, *Petróleo y Estrategias de Desarrollo en el Ecuador:1972-2005*. pg.64, en *Petróleo y Desarrollo Sostenible en el Ecuador. Las ganancias y pérdidas*. Tomo 3. FLACSO, ILDIS, PETROBRÁS. Quito.2006.
- ⁸⁵ Acosta Alberto, *El petróleo en el Ecuador: dimensiones y conflictos* (I). Periódico digital La Insignia. Junio 2004.
- ⁸⁶ Según Alberto Acosta la deuda externa ecuatoriana habría crecido 22 veces, pasando de USD.260,8 millones de dólares en 1971 a 5.869,8 millones en 1981, lo que significó un aumento de 16% al 42% del PIB en el mismo período, comprometiendo para el servicio de la deuda 71 de cada 100 dólares exportados, cuando al inicio del decenio la relación era de 15/100.
- ⁸⁷ Naranjo Chiriboga Marco, en *Auge petrolero y enfermedad holandesa en el Ecuador*, pg.83., en *Petróleo y Desarrollo Sostenible en el Ecuador*, op.cit.

⁸⁸ Para Acosta, el auge exportador habría significado un crecimiento anual promedio del 8%, con un PIB per cápita que pasó de USD.260 dólares en 1970 a USD.1668 en 1981.

⁸⁹ Para más detalle, favor ver anexo Ecuador: Cien años de actividad petrolera.

⁹⁰ Reyes Fernando y Ajamil César en *Petróleo, Amazonía y Capital Natural*. Casa de la Cultura Ecuatoriana. 2005.

⁹¹ Ver anexo del marco contractual

⁹² Ruiz, Patricio, en: *Impacto de la firma del TLC con Estados Unidos en la Región Quito-Pichincha*. Corporación Conquito. 2006.

⁹³ Pero no es un problema solo el de las cuentas petroleras, en general, tenemos deficiencias desde el Banco Central, el principal referente oficial. Patricio Ruiz en el estudio El tratado de libre comercio (TLC) con los EE-UU: Amenazas y Oportunidades para la región Quito-Pichincha, señala que "Las cuentas Nacionales del Ecuador tiene como año base 1993, con ciertos ajustes que se hicieron en el año 2000, en que se dolarizaron las Cuentas, en ninguno de los dos cálculos se incluyeron los resultados del Censo Agropecuario correspondiente al año 2.000 ni el censo de Población y Vivienda correspondiente al mismo año, por otra parte los coeficientes técnicos que actualmente utiliza El Sistema de Cuentas Nacionales del Banco Central del Ecuador corresponden al año 1993, en que la moneda de curso legal era el sucre y no el dólar, por lo que las Cuentas Nacionales actualmente son referenciales".

⁹⁴ Ley N° 18, Registro Oficial 76/Sup., 30 de noviembre de 1992.

⁹⁵ Se estima que el subsidio anual al gas era para 2003 de 300 millones de dólares.

⁹⁶ Reyes y Ajamil (op.cit.), pg.98

⁹⁷ Mientras más ligero, mayor es el grado API y mayor es la cantidad de combustibles de alta calidad que pueden obtenerse mediante procesos simples de refinación. Mientras más pesado (el grado API es menor), es mayor la complejidad y el costo de los procesos de refinación para obtener combustibles. Actualmente, a pesar de la diversidad de crudos que se ofrecen en el mercado, solamente algunos de ellos sirven de referencia para la fijación de precios. Estos son los crudos marcadores. Los crudos que en la actualidad el mercado internacional reconoce como marcadores son el West Texas Intermediate (WTI), el Brent y el Dubai, principalmente. La importancia del WTI y del Brent como marcadores, radica en que el mercado les ha asignado la función de referentes de valor para las negociaciones del resto de los tipos de crudo. Poseen además requisitos de calidad tanto en grados API como en contenido de azufre.

⁹⁸ El precio de facturación se calcula aplicando fórmulas que incluyen al crudo marcador al que se le resta el diferencial de calidad.

⁹⁹ Los crudos con menor cantidad de azufre (1,5%), son considerados como *dulces*; y como *agrios*, a aquellos con un contenido de azufre superior a ese porcentaje. El mercado internacional demanda crudos dulces porque son de mejor calidad y facilitan los procesos de refinación. El crudo ecuatoriano es un crudo agrio, lo que le coloca en una situación de desventaja. El valor de los crudos dulces ha sido más altos que nunca en esta década en el mercado petrolero mundial, sobre todo por el desabastecimiento de derivados, especialmente diesel, por ello el mercado privilegia los *crudos dulces* lo que hace más compleja la comercialización del crudo ecuatoriano.

¹⁰⁰ El FEIREP como fondo de estabilización contemplaba otros ingresos, además de los del FEP, de los ingresos por volumen de crudo pesado exportado transportado por el SOTE, una vez deducidos los costos de comercialización y transporte de Petroecuador. Todo lo captado por este Fondo se dirigía en un 70% a la recompra de deuda; 20% para estabilización de ingresos petroleros y 10% para salud y educación. Los valores consignados en el FEP y en el FEIREP no formaban parte de los ingresos petroleros del Presupuesto del Estado, pero si constaban como ingresos del Sector Público No Financiero.

¹⁰¹ Decreto Supremo 2967, Registro Oficial 711, 15 de noviembre de 1978 y sus reformas.

¹⁰² Artículo 247, Constitución Política de la República del Ecuador, 1998 y Artículo 1, Ley de Hidrocarburos.

¹⁰³ Los varios tipos de contratos están citados en el Artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁰⁴ Artículo 26, Ley de Hidrocarburos.

¹⁰⁵ Ley 2006-42, Registro Oficial No.257

¹⁰⁶ Artículo 3, Ley de Hidrocarburos.

¹⁰⁷ Decreto Ejecutivo N° 2024, Registro Oficial 445/Sup., 1° de noviembre de 2001.

¹⁰⁸ Decreto Ejecutivo N° 2282, Registro Oficial 508, 4 de febrero de 2002.

¹⁰⁹ Artículo 69, Ley de Hidrocarburos; Artículo 11 a), Decreto Ejecutivo N° 2024; y Artículo 26, Decreto Ejecutivo N° 2282.

¹¹⁰ Artículo 72, Ley de Hidrocarburos y Decreto Ejecutivo N° 17, Registro Oficial 14, 4 de febrero de 2003 y sus reformas.

¹¹¹ Artículo 70, Ley de Hidrocarburos.

¹¹² Artículo 21, Decreto Ejecutivo N° 2024.

¹¹³ Artículo 87, Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁴ Artículo 87, Ley de Hidrocarburos.

¹¹⁵ Ley Interpretativa N° 2004-41, Registro Oficial 397, 11 de agosto de 2004.

¹¹⁶ Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios para Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 15 de la Región Amazónica Ecuatoriana celebrado entre Petroecuador y la Cía. Occidental Exploration and Production Company. Notaría Segunda. Dra. Ximena Moreno de Solines. Quito.1999.

¹¹⁷ La relación contractual entre el Estado ecuatoriano a través de CEPE y la empresa Occidental Exploration and Production Company, sucursal Ecuador se inicia el 25 de enero de 1985, con la celebración del *Contrato de*

Prestación de Servicios para la exploración y explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Quince de la Región Amazónica Ecuatoriana, posteriormente se suscribió el *Contrato Modificador* en 1995 y otros acuerdos y convenios, especialmente el de *Acuerdos Básicos Previos a la Presentación del Plan de Desarrollo para el Bloque Quince*, en 1991, y el *Acuerdo de procedimientos de Reembolso y Pagos para el Bloque Quince*, en 1992.

¹¹⁸ Occidental. Notas a los estados financieros, auditora KPMG del Ecuador Cía. Ltda., años 2001-2003 y Arthur Andersen año 2000.

¹¹⁹ El subrayado en este caso es nuestro.

¹²⁰ Una traducción anterior dice: “dentro y con respecto al Bloque 15”

¹²¹ Tandazo Augusto, en El caso occidental. Mimeo. Junio 2006. Quito.

¹²² Agenda Económica, responsable y soberana: crecimiento, estabilidad, empleo e inversión social. 22/06/06. Ministerio de Economía y Finanzas de la República del Ecuador. Mimeo.

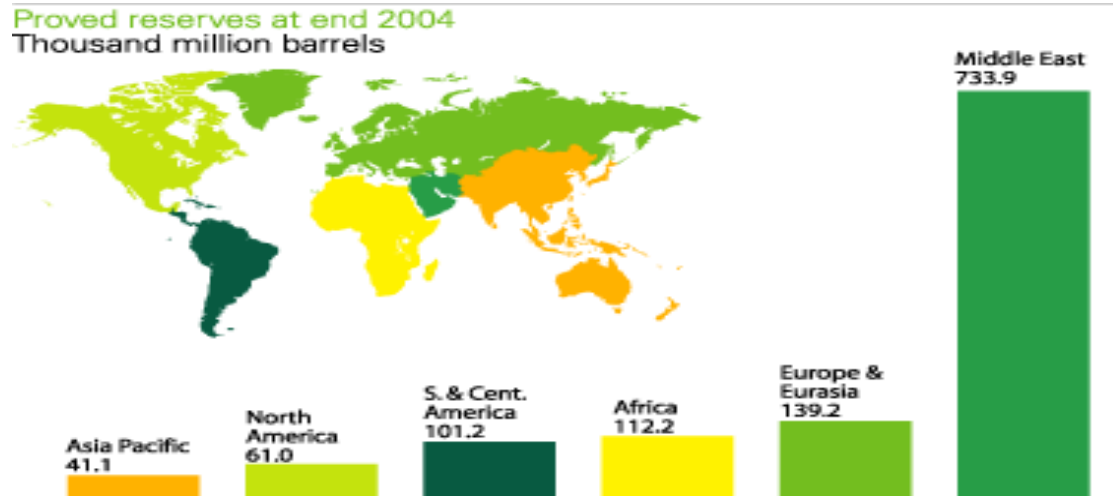
¹²³ Agenda económica responsable y soberana. Crecimiento, Estabilidad, Empleo e Inversión Social. 22 junio, 2006. Ministerio de Economía y Finanzas.

Fuentes Internet:

www.amnesty.org
www.BCE.gov.ec
www.energyintelligence.com
www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/fsheets/petroleumprices.xls
www.federalreserve.gov
www.guiadelmundo.org.uy
www.invertia.com
www.old.expert.ru
www.opec.org
www.pemex.com
www.piwpubs.com
www.un.org/esa/policy/wess/wesp/2006
www.virginia.edu/igpr/apagoilcompany.html
www.yukos.com

Anexos

Gráfico 1
Reservas probadas de petróleo a fines de 2004



Fuente: www.bp.com/genericsection

Cuadro 1

OPEP: Mayores países productores de petróleo al 2004

Country	Crude oil production (1,000 b/d)
Russia	8,911
Saudi Arabia*	8,897
USA	5,430.3
Iran	3,834.2
China	3,484.9
* Including share of production from Neutral Zone	

Fuente: OPEP, Boletín Estadístico Anual 2004

Cuadro 2
Puesto en producción por país productor en América Latina. 2004

País	Posición	B/d
MEXICO	1	3358.39
VENEZUELA	2	2926.54
BRASIL	3	1487.85
ARGENTINA	4	692.22
ECUADOR	5	529.74
COLOMBIA	6	525.03
BOLIVIA	7	38.92

Fuente: OLADE

Cuadro 3
Producción de Barriles diarios por país al 2004

	Petróleo	Petróleo
	kbbbl/año	kbbbl/día
ARGENTINA	252658.69	692.22
BARBADOS	602.41	1.65
BOLIVIA	14204.54	38.92
BRASIL	543064.32	1487.85
CHILE	1292.05	3.54
COLOMBIA	193354.1	525.03
COSTA RICA	-	-
CUBA	23984.9	65.71
ECUADOR	191637	529.74
EL SALVADOR	-	-
GRENADA	-	-
GUATEMALA	7384.12	20.23
GUYANA	-	-
HAITI	-	-
HONDURAS	-	-
JAMAICA	-	-
MEXICO	1225812.25	3358.39
NICARAGUA	-	-
PANAMA	-	-
PARAGUAY	-	-
PERU	29243.42	80.12
REP. DOMINICANA	-	-
SURINAME	4475.48	12.26
TRINIDAD Y TOBAGO	44859.71	122.90
URUGUAY	-	-
VENEZUELA	1068188.75	2926.54
NOTA : kbbbl = miles de barriles		

Fuente: OLADE

Cuadro 4
Producción Total/por región. 2004.

Total América Latina/por regiones	Petróleo	Petróleo
	kbbbl/año	kbbbl/día
América Latina y Caribe	3600761.74	9865.10
Caribe	73922.5	202.53
Centro América	7384.12	20.23
Cono Sur	253950.74	695.76
Zona Andina	1496627.81	4100.35

Fuente: OLADE

Cuadro 5
Producción primaria y secundaria

Año 2004	Energía Primaria					
	Producción kBep	Gas natural kBep	Carbón mineral kBep	Hidro-energía kBep	Geo-termia kBep	Nuclear kBep
Argentina	256170.7	301759.1	216.2	23625.0	-	17.139.4
Barbados	603.3	178.0	-	-	-	-
Bolivia	14.225.9	75700.1	-	4868.3	-	-
Brasil	553703.0	97443.6	15513.4	198793.4	-	25.720.6
Chile	1343.9	14172.8	2907.9	16705.7	-	-
Colombia	192267.4	50901.9	251480.4	27236.4	-	-

Fuente: OLADE

Cuadro 6
Consumo de energía en unidades físicas en Latinoamérica y El Caribe.

Año 2004					
Recurso	Petróleo	Gas natural	Carbón m.	Electricidad	Biomasa
	10[3] bbl	10[6] m[3]	10[3] ton	GWh	10[3] bep
América Latina y Caribe	2,188,585.1	191,502.5	52,146.2	1,059,776.7	744,777.2

Fuente: OLADE

Cuadro 7
Consumo de energía primaria y secundaria en unidades de energía 10(6) Bep (millones de Bep). 2004

Año 2004						
Recurso	Petróleo	Gas natural	Carbón m.	Electricidad	Biomasa	Total
América Latina y Caribe	2,256.1	1,195.7	203.8	656.8	744.8	5,057.1

Fuente: OLADE

Cuadro 8
Refinerías/capacidad instalada de refinación por zona

Zonas	Totales
Caribe	419
Centro América	171.54
Cono Sur	895.5
Zona Andina	2084.2
Total América Latina y Caribe	7152.24

Fuente: OLADE

Cuadro 9
Sector Hidrocarburos
Refinerías - Capacidad Instalada Refinación
[10(3)bb/d]

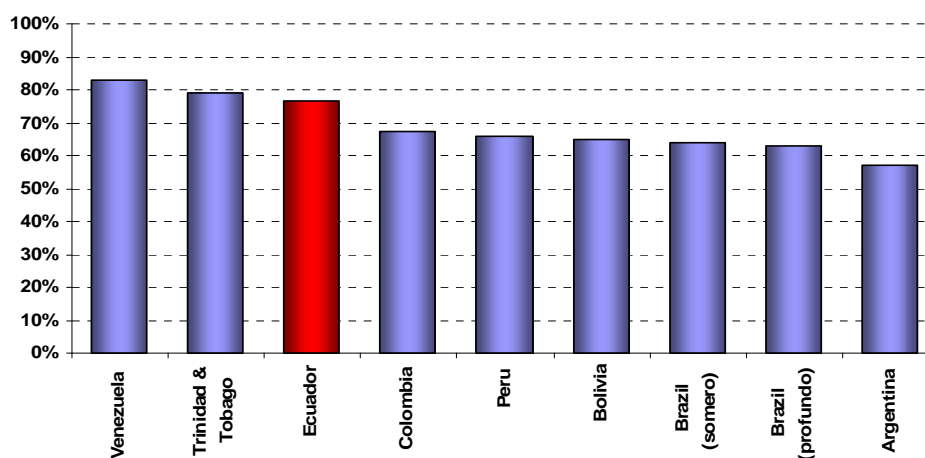
PAIS	2004
ARGENTINA	611
BARBADOS	-
BOLIVIA	54
BRASIL	2042
CARIBE	419
CHILE	227
COLOMBIA	396
COSTA RICA	25
CUBA	150
ECUADOR	184.9
EL SALVADOR	44.04
GRENADA	-
GUATEMALA	22.5
GUYANA	-
HAITI	-
HONDURAS	-
JAMAICA	35
MEXICO	1540
NICARAGUA	20
PANAMA	60
PARAGUAY	7.5
PERU	159.3
REP. DOMINICANA	52
SURINAME	7
TRINIDAD Y TOBAGO	175
URUGUAY	50
VENEZUELA	1290

Fuente: OLADE.2006

Gráfico 2

Análisis Comparativo Regional: Renta Estatal

Renta Estatal (% VPN @ 10%)



Fuente: Wood Mackenzie, análisis comparativo considerando campos con un promedio de 100MMbbls.

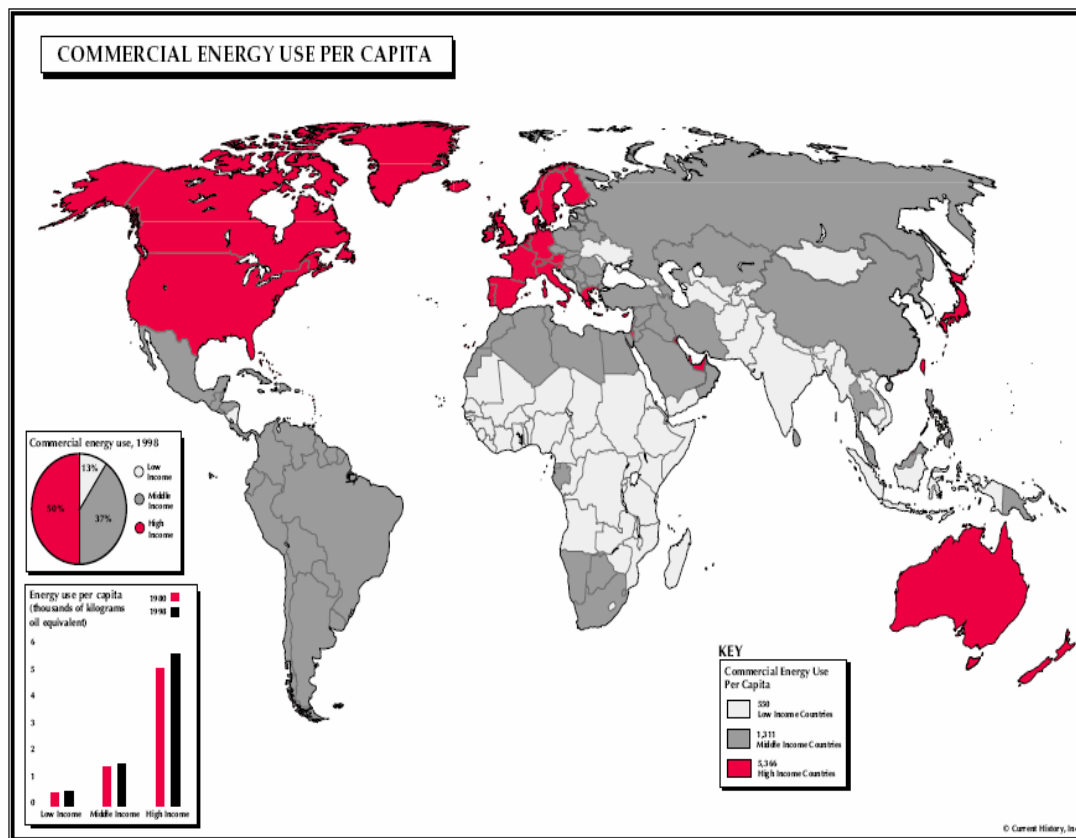
Cuadro 10
Principales empresas petroleras estatales latinoamericanas

País	Empresa	Año de Creación
Argentina	YPF	1922
Brasil	PETROBRÁS	1953
Ecuador	PETROECUADOR*	1972
Colombia	ECOPETROL	1951
México	PEMEX	1938
Venezuela	PDVSA	1976

Fuentes: páginas WEB de las compañías.

*Creada como Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE

Gráfico 3
Consumo mundial de petróleo por persona



Note: Energy usage is expressed as kilograms of oil equivalent. Data are from 1998. Low income countries are defined by the World Bank as \$755 or less GNP per capita; middle income as \$756–\$9,265; and high income as \$9,266 or more.
Source: World Bank, "2001 World Development Indicators," Table 3.7.

Fuente: Current History Inc.: Commercial energy user per cápita

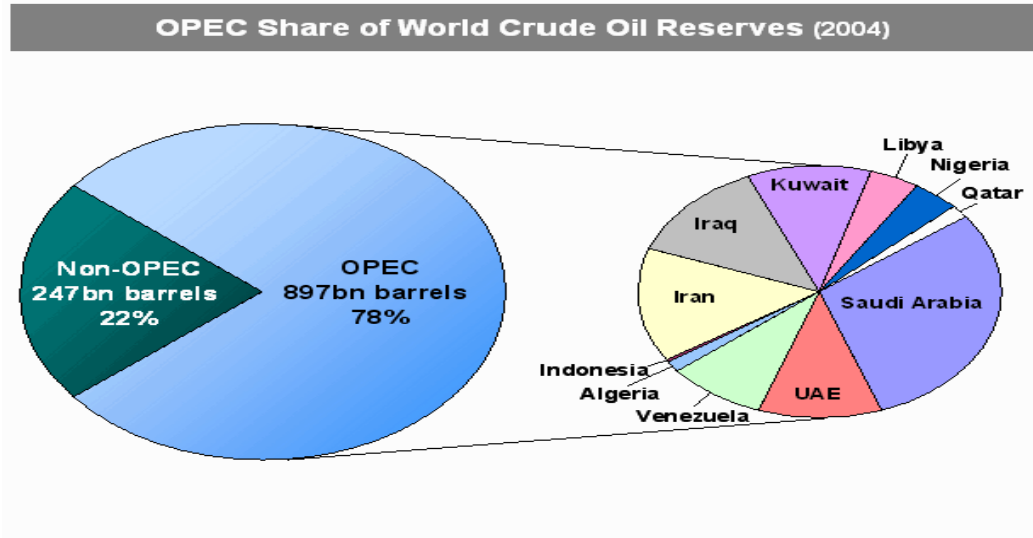
Cuadro 11
Reservas de petróleo crudo en el Golfo Pérsico

País	(Millón de Barriles)
Arabia Saudita	264,310
Irán	132,460
Irak	115,000
Kuwait	101,500
Emiratos Árabes Unidos	97,800

Fuente: Boletín Estadístico Anual 2004 de la OPEP

Gráfico 4

Porcentaje de la OPEP en las reservas mundiales de petróleo

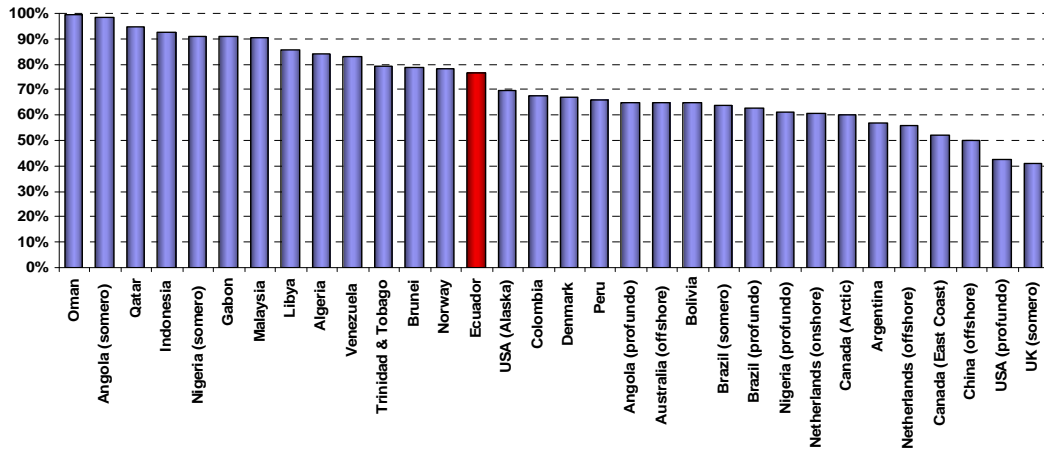


Fuente: OPEP. Abril 2006.

Gráfico 5

Análisis Comparativo Mundial: Renta Estatal

Renta Estatal (% VPN @ 10%)



Fuente: Wood Mackenzie, análisis comparativo considerando campos con un promedio de 100MMbbls.

Cuadro 12
Principales crudos de referencia

Países	Tipos de referencia
Europa, África y Oriente Medio	Brent Blend (Sistema: Brent y Ninian, utilizados en los procesos de extracción de los mares del norte. Se almacena y carga en las Islas Shetland – Escocia), también se usa el Forties y el Oseberg
Norteamérica y algunos países de América Latina	West Texas Intermediate (WTI), crudo de Estados Unidos y de algunos países productores no miembros de la OPEP, como Ecuador
Asia Pacífico	Dubai (Emiratos Árabes Unidos), se usa como referencia para los crudos producidos en el Asia Pacífico
Lejano Oriente	Tapis (Malasia), su referente son los crudos ligeros
Lejano Oriente	Minas (Indonesia), también se usa para el Lejano Oriente para crudos pesados
Países Miembros de la OPEP y México	ORB (Cesta nueva de referencia de la OPEP), compuesta por mezcla de Saharan (Argelia), Minas (Indonesia), Irán pesado (República Islámica de Irán), Luz de Basra (Irak), Exportación de Kuwait (Kuwait), Es Sider (Libia), Luz de Bonny (Nigeria), Infante de Marina de Qatar (Qatar), Luz Árabe (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Árabes Unidos) y BCF 17 (Cesta Venezuela)

Fuentes: OPEP y es.wikipedia.org

Cuadro 13
Cesta OPEP 2000-2005

Año	Precio medio anual
2000	27,60
2001	23,12
2002	24,36
2003	28,10
2004	36,05
2005	50,64

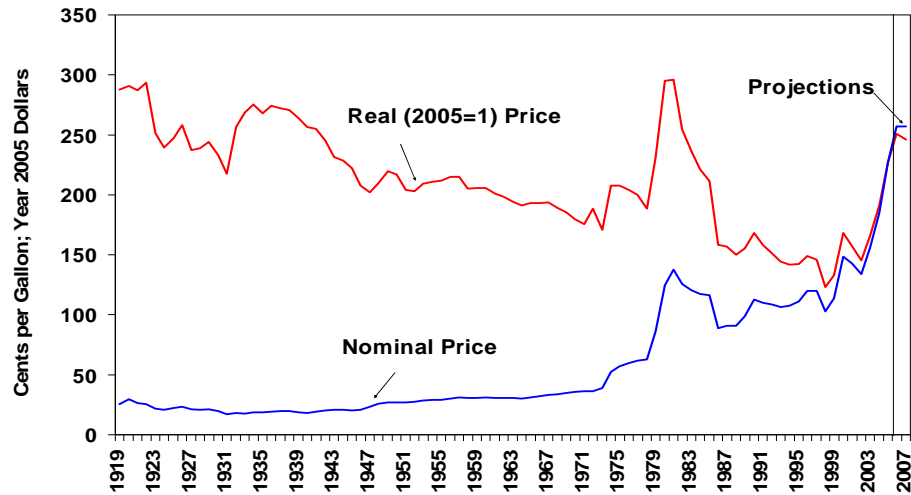
Fuente: OPEP

Cuadro 14
Flujos de crudo y de aceite refinado de la OPEP, 2004
(1,000 b/d)

	Europa	Norte América	Asia y Pacífico	América Latina	África	Medio Oriente	Otros	Total Mundial
Medio Oriente	3.094,3	3.114,1	10.432,0	130,0	586,6	440,0	137,9	17.934,7
África del Norte	1.981,3	575,8	92,3	87,1	21,2	8,6	18,9	2.785,3
África	526,1	961,4	468,2	246,2	221,0	0,0	0,0	2.422,9
Asia /Lejano Oriente	0,0	43,4	512,8	0,0	0,0	0,0	0,0	556,2
América Latina	87,2	1.356,0	55,2	641,6	0,0	0,0	0,0	2.140,0

Fuente: OPEC FLOWS OF CRUDE AND REFINED OIL, 2004 (1,000 b/d) .OPEP

Gráfico 6
 Histórico del promedio anual de precio
 real y nominal de la extracción de petróleo para la EIA

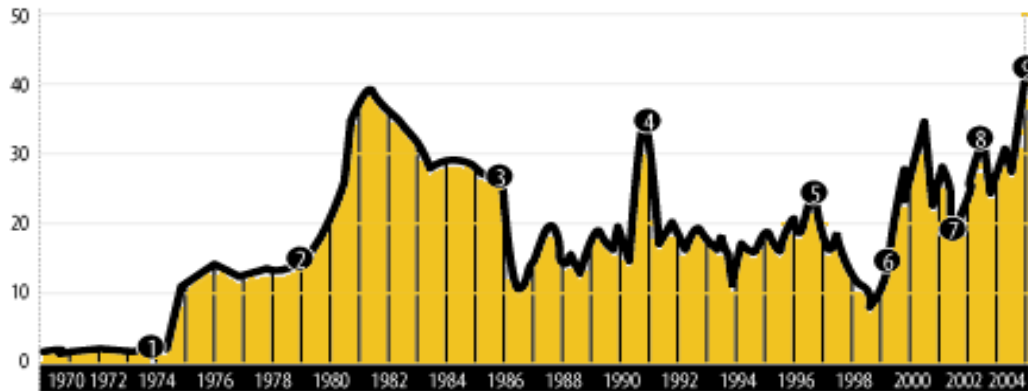


Short-Term Energy Outlook, May 2006

Gráfico 7
 Evolución del precio del petróleo 1970-2004

Evolución del precio del petróleo desde 1970

En dólares por barril.



- 1 Guerra del Yom Kippur. La OPEP inicia el embargo.
- 2 Segunda escalada del precio del petróleo.
- 3 Aumento de la producción de Arabia Saudí.
- 4 Guerra del Golfo (I)
- 5 La OPEP eleva su techo de producción.
- 6 La OPEP anuncia su tercer recorte de producción desde marzo.
- 7 Guerra del Golfo (II)
- 8 Colapso de la demanda tras el 11-S.
- 9 La fuerte demanda, el temor a un recorte en el suministro y la especulación disparan los precios a máximos históricos.

FUENTE: Citigroup

EXPANSIÓN

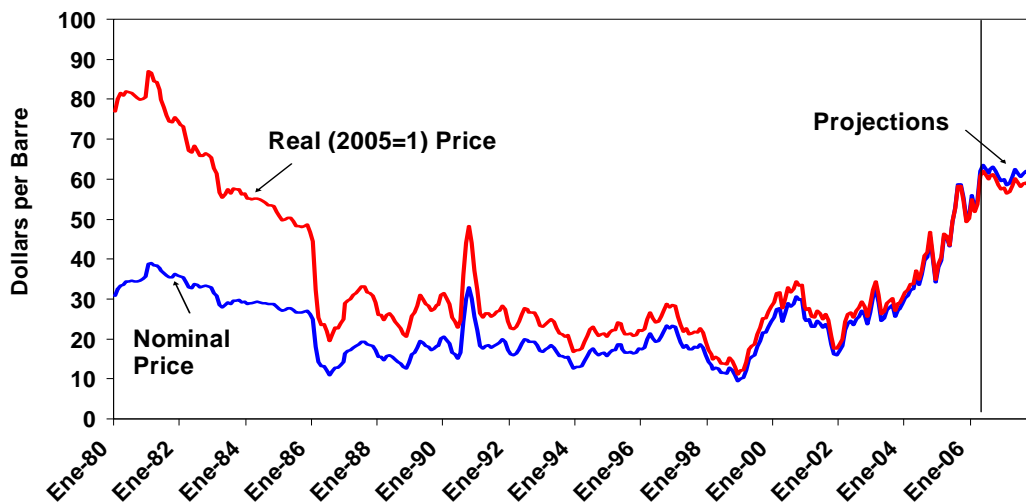
Fuente: www.expansion.com

Cuadro 15
Medidor de precios de mercado en hidrocarburos

MARKET METRICS Mon., Apr. 24, 2006			
Crude Oil	OPEC Basket	66.84	-0.16
(\$/bbl)	IPE Brent	73.00	-1.57
	Nymex Lt Swt	73.33	-1.84
Products	<i>Nymex (¢/gal)</i>		
	Gasoline	217.39	-6.45
	Heating Oil	203.17	-4.45
	<i>IPE (\$/ton)</i>		
	Gas Oil	641.50	+0.50
Natural Gas	New York	8.27	+0.14
Spot Prices	Henry, LA	7.73	+0.07
(\$/MMBtu)	Katy, Texas	7.48	+0.07
	AECO, Canada	6.17	-0.04

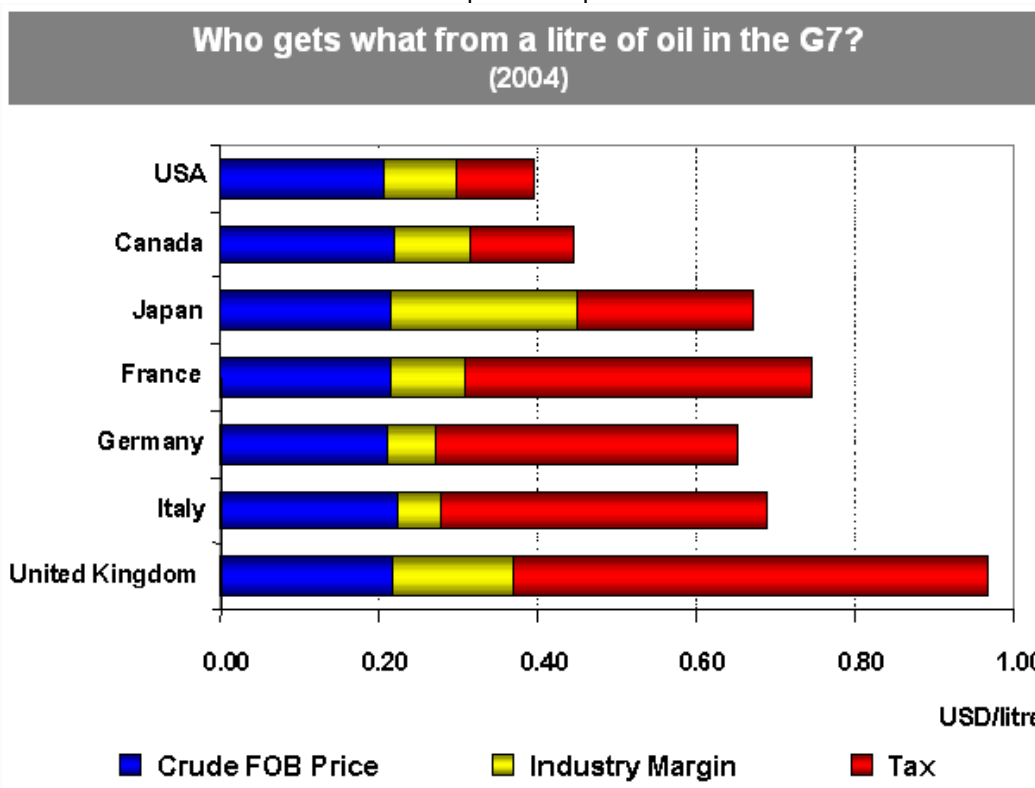
Fuente: Energy Intelligency.2006

Gráfico 8
Variación del precio de barril de petróleo Enero 1980-2006



Fuente: EIA

Gráfico 9
Valores adicionales al precio del petróleo



Fuente: OPEP. www.opec.org

Cuadro 16
Golfo Pérsico: transnacionales petroleras en la mayor reserva petrolera mundial

País	Compañías estatales	Originales partícipes de las concesiones	Mayores compañías extranjeras participantes
Bahrain	Bahrain National Oil Company (BANOCO) partícipe del holding Bahrain Petroleum Company (BAPCO)	Bahrain Petroleum Co. Ltd., como socio igualitario de la Texas Oil Co., y la SOCAL, también concesionario en exploraciones en aguas profundas de la Continental Oil Co., y Continental Oil Co. Of Baharain, Continental Oil Co., Pure Oil Middle East Inc. (Union Oil California)	Harken Oil, de Grand Prairie, Texas, quien fue desplazada en parte por la Bass Enterprise Production Company de Fort Worth, Texas Harvard University, una de las mayores accionistas de Harken a través de uno de sus mayores socios, George W. Bush
Irán	National Iranian Oil Company (NIOC); National Iranian Gas Company (NIGC); National Petrochemical Company (NPC)	<i>Anglo Persian Oil Company</i> , reemplazada en 1954 por la Iranian Oil Participants Limited, un joint venture con la BP, Jersey, Socony, Texaco y la Socal, Royal Dutch/Shell Group, Iricon Agency Ltd., Richfield Oil Corp., Signal Oil and Gas, Aminoil, Sohio, Getty, Atlantic Oil, Tidewater Oil, San Jacinto Petroleum Corp., y la CFP <i>Iran Pan American Oil Co.</i> , <i>American International Oil Co.</i> (Standard Oil of Indiana)	Gazprom, Petronas, Shell, Total

		<p><i>Iranian Offshore Petroleum Co.</i>, Tidewater Oil, Superior Oil, Sunray DX, Cities Service, Kerr-McGee, Atlantic Richfield, Skelly Oil</p> <p><i>Lavan Petroleum Co.</i>, Atlantic Richfield, Murphy Oil, Sun Oil Co., Union Oil of California</p>	
Irak	The Iraq National Oil Company (INOC), incluye a las compañías autónomas: State Company for Oil Projects (SCOP); Oil Exploration Company (OEC), Northern Oil Company (NOC) y Southern Oil Company (SOC) State Organization (SOMO) y la Iraqi Oil Tankers Company (IOTC)	<i>Iraq Petroleum Company (Mosul Oil Company and Basrah Oil Company)</i> , Royal Dutch/Shell, Anglo-Persian, CFP, Exxon, Mobil, Atlantic Richfield, Gulf Oil Corporation, Standard Oil of Indiana [Amoco], y Participations and Explorations Corp., auspiciadas por la Near East Development Company.	
Kuwait	Las empresas subsidiarias a la estatal Kuwait Petroleum Corp. incluyen: Kuwait Oil Co. (KOC), Kuwait National Petroleum Co., Petrochemical Industries Co. (PIC), Kuwait Oil Tanker Co., Kuwait Foreign Petroleum Exploration Co. (Kufpec), y Kuwait Petroleum International (KPI, London)	<p><i>Kuwait Oil Co. Ltd.</i>, subsidiarias de las BO (Kuwait) Ltd., y Gulf Kuwait Co., Kuwait Shell Development Co. Ltd., fueron apropiadas por la Royal Dutch/Shell Group</p> <p>Para la zona neutral kuwaití, actúan en mar abierto la <i>Arabian Oil Company Limited</i>, Japan Petroleum Trading Co. Ltd., y al interior del país la <i>American Independent Oil Co.</i>, en la joint venture de la Phillips Petroleum, Signal Oil and Gas, Ashland, J.S. Abercrombie, Sunray Mid-Continent Oil Co., Globe Oil y Refining Co., así como la Pauley Petroleum Inc.</p>	British Petroleum Co. Plc, Chevron, Getty Oil Co., Gulf Oil, Japan's Arabian Oil Co. (AOC), Mobil Corp., Royal Dutch/Shell, Shell International Petroleum Co. Ltd., Texaco, Total
Omán	La empresa Petroleum Development Omán Ltd. (PDO) controla toda la producción de los recursos petroleros a través de la Omán Oil Company (OOC), con el control de inversiones realizado desde el Ministerio del Petróleo cuya cabeza principal está localizada en Houston, y presidida por un estadounidense llamado John Deuss	<p><i>Petroleum Development (Oman) Ltd.</i>, Shell Group, CFP, Participations and Explorations Corp., y John W. Mecom</p> <p><i>Mecom-Pure-Conoco</i>, John W. Mecom, Pure Oil, Continental Oil</p>	Hay dos grandes concesionarios estadounidenses, la Occidental/Gulf y la Amoco. La Ashland Oil administra la única refinería de Omán, y a su vez son firmas estadounidenses las que han bloqueado que el crudo de Omán sea explotado por otras
Qatar	Qatar General Petroleum Corporation (QGPC)	<p><i>Continental Oil Co. of Qatar</i>, Continental Oil Co., Pure Oil Middle East Inc. (Union Oil of California)</p> <p><i>Anglo Saxon Petroleum Company</i>,</p>	ARCO Qatar Inc., actúa como operador para el consorcio entre la empresa alemana Wintershall A.G. y las Preussag A.G., British Gas Co., y Gulfstream Resources Canada Ltd., de Calgary)

		Shell	Están además la Chevron Over-seas Petroleum (Qatar) Ltd. , y como asociada con la Magyar Olaj Gazi (MOL), y la húngara Hungarian Oil & Gas Co. Ltd., la Elf Petroleum Qatar, Enron, Maersk Oil Qatar Co., Marubeni, Methanex Corp. (Vancouver), Mitsui, Mobil Oil Qatar, Mobil, MOL, Occidental Petroleum of Qatar Ltd., Pennzoil Qatar Oil Co., Phillips Petroleum Co., Royal Dutch Shell, Wintershall
Arabia Saudí	Saudi Aramco, Samarec, Petromin, Petromin Lubricating Oil Refining Co. (Luberef), Petromin Lubricating Oil Co., Saudi Arabian Basic Industries (Sabic)	Están los consorcios Star Enterprise (U.S.) Saudi Refining Inc. (50%), Texaco (50%); Ssangyong Oil Refining Co. (S. Korea) Saudi Aramco (35%), Ssangyong (65%); Luberef - Mobil (30%) and Petrolube - Mobil (29%) Samref, una compañía exportadora de aceites en que la Móbil tiene el 50% de participaciones Subsidiarias: Aramco Services Co. (Houston), Aramco Overseas Co. (Netherlands), Saudi Petroleum International Inc. (New York), Saudi Petroleum Overseas Ltd., de Londres y Tokio	Mobil y Shell
EAU	La Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) controla sus intereses en 21 empresas privadas locales de petróleo y gas natural.	La Union Oil Co., mantiene una empresa conjunta con la Union Oil Co. y la Southern Natural Gas Co. También están los consorcios: Abu Dhabi Marine Areas Ltd., BP, CFP, Continental; <i>Dubai Marine Areas Ltd.</i> , Continental Oil, BP, CFP, Deutsche Erdol AG, Sun Oil Co; y <i>Phillips-AGIP-Aminoil</i> , joint venture of Phillips, AGIP, y Aminoil	BP, Caltex Petroleum Corp., Miutsui & Co. Ltd., Parrex, Pennzoil, Shell Gas BV, Total

Fuente: Mayores compañías operadoras en la región del Golfo. Compilador: Eric V. Thompson

Cuadro 17
Ecuador: cien años de actividad petrolera

Años	Hitos petroleros
1902	Se adjudican las primeras concesiones para explorar hidrocarburos en la Península de Santa Elena. Los beneficiarios fueron las familias Medina y Páez. A partir de 1909, se firman los primeros contratos de arrendamiento para la exploración y explotación en todo el territorio nacional, los beneficiarios son Carlton Cranville Dane, Alexander William Charles Oliphont y Baron Murria, estos serían los primeros inversionistas extranjeros.
1911-1914	Se promulga el Código de Minería y se lo reforma. El Estado declara mantener la propiedad sobre el petróleo y demás sustancias fósiles.
Años 20	La única empresa que opera para explorar, explotar, industrializar y comercializar el petróleo ecuatoriano es la inglesa Anglo Ecuadorians Oilfields Ltd., que desde 1911 hasta los años setenta explotó el petróleo en la Península de Santa Elena, con la casi nula participación en la renta a favor del Estado.
Fines años 30 a 1948	El Oriente ecuatoriano (amazonía) es motivo de prospección petrolera en una concesión de 10 millones de hectáreas a la compañía Shell del Ecuador Ltda. Se retira al señalar que no encontró petróleo.
Años sesenta-1972	<p>Se reanuda la exploración petrolera en la Amazonía, por empresas transnacionales. En 1968, el ex presidente Galo Plaza señala que el Oriente “es un mito” para decir que no había petróleo. Sin embargo para 1964 el Consorcio Texaco Gulf obtiene una concesión de 1.500.000 hectáreas, y en 1967 extrae por primera vez petróleo en el pozo Lago Agrío No.1.</p> <p>Hasta 1971 se abren múltiples concesiones petroleras a compañías transnacionales. El quinto gobierno del populista Velasco Ibarra, quiso mantener el privilegio para las transnacionales hasta el 2025, lo que fue impedido por el Gobierno Militar en febrero de 1972, al poner en vigencia la Ley de Hidrocarburos que obligó a las compañías a modificar sus contratos.</p> <p>1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE. Asume el control de todas las fases de la actividad hidrocarburífera. En 1974 CEPE compra el 25% de las acciones del consorcio Texaco-Gulf y crea el Consorcio CEPE-Texaco-Gulf. CEPE inicia la exportación del Crudo Oriente y se crean los contratos de asociación, y de prestación de servicios para dar curso a la exploración y explotación de crudo en mayor escala.</p> <p>1972 se construye el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano SOTE, por el consorcio Texaco – Gulf</p> <p>1973 Se crea la OLADE, con sede en Ecuador</p> <p>1973 Ecuador ingresa a la OPEP y mejora su capacidad de negociación con las transnacionales.</p> <p>1976, CEPE compra las acciones de la Gulf y queda con el 62% del Consorcio. Posteriormente adquiere el resto y controla todas las etapas en el manejo del petróleo de lo que fue la concesión original al Consorcio Golfo-Texaco.</p>
1982	Con el término del régimen militar nacionalista, se realizan las primeras modificaciones a la Ley de Hidrocarburos. Gobierno demócrata cristiano de Oswaldo Hurtado.
1989	Se inicia un proceso de reforma en la estatal petrolera CEPE y se la transforma en Petroecuador, desconcentrando su acción en tres: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial. Petroecuador mantiene la industrialización y comercialización al por mayor de los derivados.
1993	Luego de múltiples modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, el gobierno aperturista y privatizador de Sixto Durán Ballén, saca al Ecuador de la OPEP.
2001-2004	Se contrata la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados OCP, en el gobierno del conservador Gustavo Noboa con el consorcio de las empresas Occidental Petroleum Corp., Agip (filial Eni SpA), AEC Ecuador Ltd de Canadá, Petrobrás, Repsol YPF y

	Perenco. Inicia su operación en 2004.
2006	<p>Abril/06: Se reforma la Ley de Hidrocarburos, permitiendo al Estado ecuatoriano la participación en al menos el 50% de los contratos petroleros y se declara la caducidad del contrato entre Petroecuador y Occidental, por declaración ministerial frente al incumplimiento de la Ley de Hidrocarburos y el contrato por la transnacional. Gobierno de Alfredo Palacio.</p> <p>Mayo 15/06: Ministerio de Energía y Minas declara la Caducidad de Contrato con Occidental</p> <p>Mayo/06: Estados Unidos suspende las negociaciones del Tratado de Libre Comercio con Ecuador, a causa de la declaratoria de caducidad y de la reforma a la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>Mayo /06: La Compañía transnacional Occidental demanda al Estado ecuatoriano ante la CIADI</p>

Cuadro18

Porcentaje de propiedad en el Consorcio Estado/Petroleras

Años	Compañía	%	Compañía	%	Compañía	%
1973	CEPE	25%	TEXACO	37,5%	GULF	37,5%
1978	CEPE	62,5%,	TEXACO	37,5%		
1989	CEPE	100%				

Fuente: Luis Aráuz, en Visión histórica petrolera ecuatoriana

Cuadro 19

Ley de Hidrocarburos y sus reformas

Instrumento Legal	No. de Registro Oficial	Fecha	Gobierno
Decreto Supremo No.2967	711	15/11/1978	Segundo Gobierno Militar: Alfredo Poveda
Ley 101	306	13/08/1982	Oswaldo Hurtado
Ley 08	277	23/09/1985	León Febres Cordero
Decreto Ley 24	446	29/5/1986	León Febres Cordero
Ley 45	283	9/26/1989	Rodrigo Borja
Ley 44	326	29/11/1993	Sixto Durán Ballén
Ley 49	346	28/12/1993	Sixto Durán Ballén
Ley s/n	523*	9/09/1994	Sixto Durán Ballén
Ley 99-37	245	30/7/1999	Jamil Mahuad
Decreto Ley 2000-1	144*	8/18/2000	Gustavo Noboa
Ley 2000-4	34*	13/3/2000	Gustavo Noboa
Ley 2000-10	48*	31/3/2000	Gustavo Noboa
Ley 2006-42	257*	25/04/06	Alfredo Palacio

Fuente: Registro Oficial de la República del Ecuador

* Suplementos de R.O.

Cuadro 20
Contratos Petroleros (Octubre 2005)

Compañía	Bloque/ Campo marginal/ Oleoducto	Tipo de Contrato	Vigencia	Duración del Contrato	% Estado	%Participación Compañía	Notas
Agip Oil	10	Prestación de servicios	15/07/88	20 años prorrogables	100,00	Pago por servicios	1
EDC	3	Participación	02/07/96	25 años prorrogables	13,5- 19,5	80,5-86,5	2
CNPC International	11	Participación	18/01/95	20 años, prorrogables 5 años	23-43	57-77	3
Ecuador TLC	18	Participación	19/12/95	20 años, prorrogables 5 años	25,8- 29	71-74,2	3
Perenco	21	Participación	20/03/95	20 años, prorrogables 5 años	32,5- 40	60-67,5	3
CGC	23	Participación	09/08/96	20 años, prorrogables 5 años	19-40	60-81	3 y 4
Burlington Resources	24	Participación	27/05/98	20 años, prorrogables 5 años	12,5 - 18,5	81,5-87,5	3y 4
City Oriente	27	Participación	28/04/95	20 años, prorrogables 5 años	21- 50	50-79	3
Canada Grande	1	Participación modificatorio	22/01/97	23/04/2012, prorrogables	13,6- 30	70-86,4	5
AEC Ecuador	Tarapoa	Participación modificatorio	01/08/95	20 años prorrogables	21-50	50 -79	
Encana Ecuador S.A.	14	Participación modificatorio	21/05/99	21/07/2012, prorrogable 5 años	13-30	70-87	
Occidental	15	Participación modificatorio	21/05/99	22/07/2012, prorrogable 5 años	16,5- 40	60-83,5	6
Repsol YPF	16	Participación modificatorio	30/12/96	31/01/2012, prorrogable 5 años	15,26- 40	60-84,74	
Encana Ecuador S.A.	17	Participación modificatorio	07/04/00	23/12/2018 Prorrogable 5 años	14,5 - 30	70-85,5	
Ecuador TLC	18	Explotación unificada	07/08/02	20 años, prorrogables 5 años	30- 50,5	49,5-70	7
Repsol YPF	Bogi Capiron	Explotación unificada	30/09/91	n. d.	16,2- 32	68-83,8	
Occidental	Eden Yuturi	Explotación unificada	29/06/99	n. d.	20-35	65-80	
Occidental	Limoncocha	Explotación unificada	29/06/99	22/07/2012, prorrogable 5 años	60-70	30-40	
AEC Ecuador	Mariann 4- A	Explotación unificada	10/01/00	20 años prorrogables	21-50	50-79	
AEC Ecuador	18 B-Fanny	Explotación		20 años	21-50	50-79	

		unificada	01/08/95	prorrogables			
SIPEC –Enap	Mauro Dávalos Cordero	Servicios específicos	30/10/02	15 años, prorrogables 5 años	n. d.	n. d.	8
SIPEC –Enap	Paraíso, Biguno, Huachito	Servicios específicos	07/10/02	15 años, prorrogables 5 años	n. d.	n. d.	8
ESPOL –CGC	Península, Gustavo Galindo	Servicios específicos	19/01/95	20 años prorrogables	100	Pago por servicios	
Encana Ecuador S.A.	Shiripuno	Servicios específicos	17/03/94	n. d.	100	Pago precio contratado	9
Tecpecuador	Bermejo	Campo marginal	30/07/99	20 años	63,2 - 63,4	36,6 – 36,8	10
Petróleos Sudamericanos	Palanda Yuca Sur	Campo marginal	01/07/99	20 años	43-45	55-57	10
Bellwether International	Charapa	Campo marginal	16/12/99	20 años prorrogables	47,1-49,1	50,9-52,9	10
OCP del Ecuador S.A.	Oleoducto de 503 kilómetros extensión	Contrato de construcción y operación	15/02/01	20 años prorrogables	0	100	11

Fuentes: Dirección Nacional de Hidrocarburos y Contrato de Construcción OCP.

Notas:

1. Se considera el reembolso de costos, gastos, amortización de inversiones, y pago por servicios
2. Contrato para explotación de gas. La distribución se hará en el evento de encontrar crudo
3. Se establece adicionalmente un reajuste de acuerdo a la calidad dada por el porcentaje de grados API
4. Exploración suspendida por fuerza mayor
5. Distrito peninsular
6. Contempla exploración adicional del bloque, la participación depende de los resultados y el plazo
7. Se establecían escalas de participación de acuerdo a las reservas probadas y al precio del petróleo con un rango de entre 15 y 24 dólares el barril
8. Contrato de prestación de servicios específicos para el desarrollo y producción de petróleo crudo
9. No hay producción desde enero de 1997
10. Participación sobre producción incremental. Si la producción está en la curva base, el Estado retiene el 100% y paga el costo de operación de la Compañía.
11. El Estado cobraría i) durante los primeros 15 años de operación USD.1.100.000 anual, ii) Durante todo el período de operación 0,05 ctvs., por cada barril de petróleo crudo transportado por los usuarios. Al Estado se le asignó una estructura tarifaria particular.

Cuadro 21
Diferencia entre balanza comercial petrolera y no petrolera

BALANZA COMERCIAL						
MILLONES DE DOLARES						
AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
EXPORTACIONES FOB						
Total	4927	4678	5036	6223	7753	9869
Petroleras	2442	1900	2055	2607	4234	5870
No Petroleras	2484	2778	2981	3616	3519	4000
IMPORTACIONES FOB						
Total	3469	4981	6006	6254	7575	9585
Petroleras (2)	256	250	232	733	995	1734
No Petroleras (3)	3213	4731	5773	5521	6580	7852
BALANZA COMERCIAL						
Total	1458	-302	-969	-32	178	284
Petrolera	2187	1650	1823	1874	3239	4136
No Petrolera	-729	-1953	-2792	-1906	-3061	-3852
Índice de término de intercambio (4)	100	94	100	106	107	125

Fuente: Banco Central del Ecuador. Elaboración: Patricio Ruiz

(4) Base 2000=100. Datos sujetos a revisión.

Cuadro 22
Porcentajes de productos primarios exportados vs. Industrializados

Productos Primarios	%	Productos industrializados	%
Petróleo crudo	54,7 %	Derivados de petróleo	4,8 %
Banano y plátanos	11,0 %	Manufacturas de metales	3,1 %
Camarón	4,5 %		
Flores naturales	3,8 %		

Fuente: Estudio Impacto del TLC en la Región Quito-Pichincha

Cuadro 23
Importancia relativa importaciones por uso o destino económico

PORCENTAJE						
AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Bienes de Consumo	22.1	26.5	28.0	28.0	26.6	24.4
No duraderas	13.3	14.3	15.1	16.0	15.4	13.9
Duraderas	8.8	12.2	12.9	12.0	11.2	10.5
Combustibles y lubricantes	8.0	5.5	4.4	12.1	13.8	17.8
Materias primas total	44.5	37.0	36.1	33.1	34.5	31.5
Agrícolas	6.4	4.8	4.1	4.3	4.8	3.9
Industriales	35.7	28.9	26.5	26.0	27.2	24.6
Materiales de construcción	2.4	3.3	5.5	2.8	2.6	2.9
Bienes de capital total	25.3	31.0	31.4	26.8	25.0	26.3
Agrícolas	0.7	0.8	0.5	0.5	0.5	0.4
Industriales	15.2	17.5	19.0	17.6	16.4	16.7
Equipos de transporte	9.4	12.7	12.0	8.6	8.1	9.2
Diversos	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Importaciones totales	100	100	100	100	100	100

Fuente: Banco Central del Ecuador

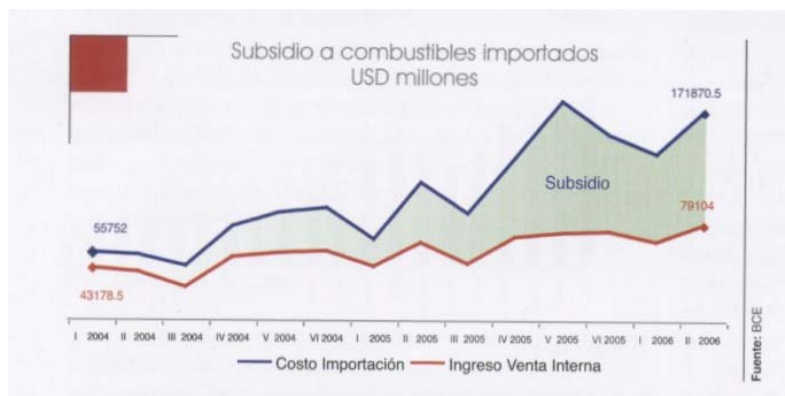
Elaboración: Patricio Ruiz

Cuadro 24
Precio de los combustibles en Ecuador, Perú y Colombia

País	Precio gasolina súper	Precio de Diesel	Precio del Gas
Ecuador	USD. 1.98/ galón	USD. 0.90/ galón	USD. 1.60/ cilindro
Colombia	USD. 2.8/ galón	USD. 1.32/ galón	USD. 7.60/ cilindro
Perú	USD. 4.68/ galón	USD. 3.12/ galón	USD. 10.53/ cilindro

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas. Junio 2006.

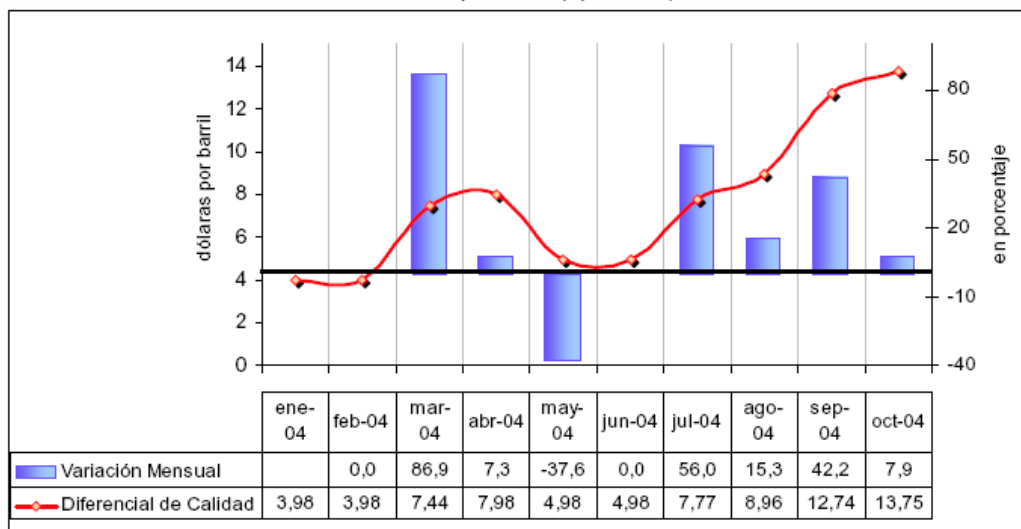
Grafico 10
Subsidio a los combustibles importados



Fuente: Boletín económico Corporación Centro de estudios y Análisis. 2006

Gráfico 11

Evolución del Diferencial de Calidad en el 2004
en dólares por barril y porcentajes



Fuente: ASECOM

Cuadro 25

Evolución de los diferenciales en otros países: México y Venezuela
dólares por barril

PERIODO	México			Venezuela		
	MEZCLA MEXICANA	WTI	DIFERENCIAL	CRUDO VENEZOLANO	WTI	DIFERENCIAL
2000	24,79	30,35	5,56	25,91	30,35	4,44
2001	18,61	26,00	7,39	20,21	26,00	5,79
2002	21,53	26,06	4,53	21,95	26,06	4,11
2003	24,77	31,12	6,35	25,76	31,12	5,36
ene-04	26,33	34,32	7,99	27,84	34,32	6,48
feb-04	26,08	34,26	8,18	27,78	34,26	6,48
mar-04	27,86	36,79	8,93	29,74	36,79	7,05
abr-04	28,78	36,53	7,75	31,71	36,53	4,82
may-04	31,68	40,37	8,69	34,02	40,37	6,35
jun-04	30,04	38,24	8,20	31,96	38,24	6,28
jul-04	31,80	40,59	8,79	33,47	40,59	7,12
ago-04	33,82	45,03	11,21	38,05	45,03	6,98

Fuente: Petróleos Mexicanos/ Ministerio de Energía de Venezuela

Cuadro 26

Institucionalidad de la política petrolera ecuatoriana

Órgano/entidad	Rol	Responsable(s)	Coordina con/depende de
Ministerio de Energía y Minas	Propone y somete a la presidencia de la república, las políticas petroleras en aprovechamiento conservación, bases para los contratos de prestación de servicios de exploración y explotación, comercio exterior, bases de contratación propuestos por PETROECUADOR, inversión de utilidades y regímenes monetario, tributario y cambiario relacionados con hidrocarburos.	Ministro de Energía	Ejecuta la política de la Presidencia de la República Coordina con el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, del Ministerio de Defensa, para recibir orientaciones de política petrolera en razón del carácter estratégico de los hidrocarburos.
Dirección Nacional de Hidrocarburos	Organismo técnico administrativo que controla y fiscaliza las operaciones de hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas. Vela por el cumplimiento de normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y seguridad, establecidos reglamentariamente. También conserva el registro de hidrocarburos en los que se inscriben las escrituras de constitución de las empresas petroleras nacionales, la domiciliación de las extranjeras, los contratos sobre hidrocarburos suscritos por el Estado, las cesiones parciales o totales de derechos establecidos en los contratos inscritos, los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras y las declaraciones de caducidad.	Director Nacional de Hidrocarburos	Coordina con el Ministro de Energía, el Consejo de Administración PETROECUADOR, la Presidencia Ejecutiva de Petroecuador
Directorio de PETROECUADOR	Es el máximo órgano de PETROECUADOR. Nombra al Presidente Ejecutivo, y establece las políticas empresariales de PETROECUADOR y sus filiales, autoriza su participación en compañías mixtas, define el esquema administrativo, funcional y presupuestario, recibe los informes de la Presidencia Ejecutiva y de auditorías internas y externas, entre otras relativas a la política	Ministro de Energía y Minas (preside el directorio); delegado de la Presidencia de la República (presidente alterno); el Ministro de Economía y Finanzas; el Ministro de Comercio Exterior; el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas; el Gerente General del Banco Central; y el representante de los trabajadores de PETROECUADOR y sus empresas filiales	Coordina con la Presidencia de la República, y con el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR, quien asiste y participa en las sesiones con voz informativa.

	petrolera que conoce y resuelve.		
Consejo de Administración	Actúa como Directorio de cada empresa filial y en este marco, además de la planificación general y de autorizar al Presidente Ejecutivo la contratación petrolera, le compete aprobar los planes y presupuestos de los contratos de prestación de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos así como sus reformas, y en general tomar las decisiones más adecuadas relacionadas con la administración y control de dichos contratos y los de asociación, sobre las modificaciones contractuales y terminación de los mismos, a partir de la fecha de vigencia, con excepción de los aspectos gerenciales que le competen a la Presidencia Ejecutiva de la empresa.	El Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR, y cuatro miembros designados por el Directorio expertos en temas hidrocarburíferos y administrativos	Coordina con la Presidencia Ejecutiva y con cada empresa filial de PETROECUADOR
Presidencia Ejecutiva PETROECUADOR	Representante legal y el responsable directo de la gestión técnica, financiera y administrativa de la empresa. Además de las atribuciones propias de una gerencia general, ejerce las funciones de administración y control de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos y de los contratos de asociación.	Presidente Ejecutivo	Coordina con el Ministerio de Energía y Minas, la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el Directorio y el Consejo de Administración de PETROECUADOR, con las filiales, con las empresas que prestan sus servicios a PETROECUADOR, con la Procuraduría y la Contraloría General del Estado, y con todas la entidades públicas y privadas relacionadas a la producción hidrocarburífera

Esquema 1

Principales mecanismos e instrumentos normativos que organizan la producción petrolera en Ecuador

1. Mediante decreto ejecutivo No.2967 del Consejo Supremo de Gobierno, en noviembre 15 de 1978, según registro oficial número 711, dicta la Ley de Hidrocarburos vigente, que emite diez disposiciones fundamentales: la dirección y ejecución de la política de hidrocarburos, las formas contractuales, la conceptualización y el manejo del petróleo crudo y gas natural, el manejo de los ingresos estatales, el transporte, la comercialización, la fijación de precios, la caducidad, sanciones y transferencias, disposiciones generales y disposiciones transitorias, además de tres apéndices al 29 de diciembre del 2000. Esta se reforma con la Ley 2006-42, en 25/04/06, y define una nueva repartición de la renta petrolera.
2. Según el artículo primero de esta Ley, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, y su explotación se ciñe a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente.
3. Según Decreto Ley publicada en el Registro Oficial No.144 del 18 de agosto de 2000, este artículo se amplía con el siguiente texto: "en todas las actividades de hidrocarburos, prohíbense prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado y público. Prohíbense también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos."
4. Esta ley también instituye a Petroecuador, como la entidad responsable para la exploración y la explotación de los yacimientos petroleros, delegando la autoridad para que pueda hacerlo por sí misma o a través de la celebración de contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También le faculta a la Empresa para que pueda constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el país.
5. Por la Ley Especial No.45 promulgada en el Registro Oficial No.283 del 26 de Septiembre de 1989 se dicta la Ley de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus Empresas Filiales. A esta le siguen el Reglamento de Petroecuador y sus empresas filiales, así como los de Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial, que en conjunto, organizan sus actividades.

6. Petroecuador normativamente se autodefine como estatal, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con domicilio principal en la ciudad de Quito, e integrada con sus filiales de acuerdo con la ley; y tiene previstas como sus principales actividades las siguientes:

- a) Realizar la planificación corporativa de sus propias actividades y de las que deben emprender sus empresas filiales
- b) Coordinar y supervisar las actividades de sus empresas filiales, controlando que las mismas sean ejecutadas eficientemente
- c) Celebrar la contratación petrolera de prestación de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos. Administrar, fiscalizar y controlar los contratos de la prestación de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos y los contratos de asociación. (D.E.1207, R.O. 317 de 16-XI-93)
- d) Establecer la normatividad en aspectos financieros, contables, jurídicos, de administración de personal y todos cuantos sean necesarios para estandarizar los procedimientos de sus empresas filiales
- e) Realizar la consolidación presupuestaria y de estados financieros de Petroecuador y sus empresas filiales
- f) Realizar la auditoría interna de toda la organización
- g) Optimizar la administración financiera operativa, asignando los recursos que requieran las filiales en base a sus presupuestos
- h) Administrar los recursos económicos en cuentas en el exterior, atendiendo con oportunidad las necesidades de todas las empresas filiales
- i) Establecer sistemas integrales de capacitación del personal de la empresa y sus filiales que incluirá la investigación científica y tecnológica
- j) Emitir normas y controlar que sus empresas filiales preserven el equilibrio ecológico, así como evitar que sus actividades afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde ellas operen
- k) Ejecutar los actos y suscribir los contratos necesarios y convenientes para el cumplimiento de sus fines empresariales; y,
- l) Cumplir con las demás atribuciones y deberes establecidos en la ley, y reglamentos pertinentes

7. Petroecuador, se integra por tres filiales permanentes y tres temporales. Son permanentes, Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial, y se establecieron como temporales, Petroamazonas (para la operación de los campos en el Consorcio con Texaco), Petrotransporte (para la operación del SOTE), y Petropenínsula (para la operación de las refinerías de Anglo y Repetrol)

8. Los organismos de control sobre los procesos pre contractuales, contractuales y post contractuales corresponden a la Contraloría General del Estado, la Procuraduría General del Estado y la fiscalización de los actos u omisiones de los Ministros de Estado relacionados con éstos, así como al Presidente de la República, -quien en último término es el responsable de dictar la política petrolera- radica en el Congreso Nacional.

9. Los demás funcionarios que participan directamente en la toma de decisiones con respecto a la política petrolera y su aplicación, pueden también ser enjuiciados políticamente por infracciones constitucionales o legales cometidas en el desempeño de su cargo, así lo dispone el artículo 130 de la Constitución Política vigente; así como dispone que la Comisión de Control Cívico de la Corrupción, puede, en representación de la ciudadanía, recibir denuncias sobre hechos presuntamente ilícitos cometidos en las instituciones del Estado, con el fin de investigarlos y solicitar su juzgamiento y sanción.

10. El petróleo, como otros recursos naturales no renovables, es de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado, según lo previsto en el 247 de la CPE. Bajo esta misma consideración, el artículo 49 de la Ley de Seguridad Nacional contempla la participación del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, como un organismo de asesoramiento permanente para la seguridad nacional, por lo tanto debe informar al Consejo de Seguridad Nacional lo relativo a los permisos, contratos para exploración y explotación de hidrocarburos; trazado de oleoductos y gasoductos; ubicación de refinerías y de instalaciones industriales de hidrocarburos y petroquímicas.

11. Al estar íntimamente relacionados los asuntos de producción hidrocarburífera con el cuidado ambiental y con la participación de las comunidades en la toma de decisiones, su explotación tiene que enmarcarse también en la Ley de Gestión Ambiental, (Ley 37 R.O.245, 30/07/1999), y el Reglamento de Consulta y Participación de Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 3401, R.O.728, 19/12/2002).

12. En asuntos tributarios, prima la Ley de Régimen Tributario Interno y en términos operativos, el Ministerio de Energía y Minas dicta el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (Acuerdo Ministerial No. 389. RO/ 671 de 26 de Septiembre del 2002), el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (Acuerdo Ministerial No. 389. RO/ 671 de 26 de Septiembre del 2002) y el Reglamento de Establecimientos de Comercialización de Combustibles (Decreto Ejecutivo No. 2024. RO/ Suplemento 445 de 1 de Noviembre del 2001).

Cuadro 27
Hitos en el Conflicto la petrolera estatal Petroecuador
y la transnacional Occidental

Fechas	Incidentes
19 Octubre 2000	Sin previa autorización oficial, se celebra el Acuerdo de Farmout (contrato) con vigencia retroactiva desde el 1ro. de Octubre del mismo año, a las 4.am. hora local de Ecuador (Hora local de vigencia) entre Occidental Exploration and Production Company (OECF) compañía de California y City Investing Company Limited (AECI), compañía de Bermuda.
24 y 25 Octubre de 2000	Occidental se reúne en el despacho del Ministro de Energía, Ing. Pablo Terán y le comunican sus intenciones ceder los derechos de esta Compañía a City, y una vez que esta haya cumplido sus obligaciones, transferir el título legal. El Ministro solicita que se lo ponga por escrito, lo que hace la compañía el 25/10/00
31 de Octubre de 2000	Sin previa autorización oficial, las mismas empresas firman un Contrato de Operación que cubre el Bloque 15, con un interés participativo del 60% para OECF y un 40% para AECI. Suscriben el acuerdo R. Casy Olson por Occidental y Stephen T. Newton por AECI, en su calidad de vicepresidente y presidente respectivamente. Frente a potenciales disputas acuerdan en someterse a la legislación de Nueva York y renuncian a cualquier norma de elección de fuero que remita a las leyes de otra jurisdicción.
17 de Enero de 2001	El Ministro de Energía acusa recibo de la comunicación y señala que los derechos podrán transferirse previa la autorización del Ministerio, caso contrario será nula y dará origen a la caducidad del contrato.
15 de julio 2004	El Gerente de Occidental en Ecuador solicita nuevamente autorización al Presidente Ejecutivo de Petroecuador con un oficio de "Requerimiento Autorización para Transferencia y Notificación de Suministro de Información"
21 julio 2004-15/09/04	El Presidente de Petroecuador solicita los informes internos correspondientes. Se le señala que ya se ha realizado una cesión de derechos, lo que es causal de caducidad. Con este conocimiento, inicia los trámites y en Septiembre 9 del mismo año Petroecuador notifica a Occidental el incumplimiento del contrato en varias cláusulas y advierte sobre la transferencia no autorizada, a fin de que Occidental responda
24/09/2004	Occidental niega el incumplimiento y alega que si pidió la autorización
02/08/2005	El Presidente de Petroecuador pide la Caducidad de Contrato
2005-05/2006	Occidental ofrece varias formas de arreglo y propone una solución por la vía de acuerdo amistoso que incluye el pago de multas. La Ley no lo permite.
15/05/2006	El Ministro de Energía declara la Caducidad de Contrato
17/05/06	Occidental presenta una solicitud de arbitraje por expropiación y confiscación de sus inversiones ante el CIADI, organismo para el arreglo de diferencias relativas a inversiones del Banco Mundial.

Cuadro 28
Participación real Occidental/Estado ecuatoriano,
en producción 2000-2003

Año de Producción	% Occidental	% Estado ecuatoriano
2000	67%	33%
2001	71%	29%
2002	76%	24%
2003	78%	22%

Fuentes: Estados financieros auditados de Occidental, años 2000-2003

Cuadro 29
Matriz de análisis perspectiva jurídica

Actores	Petroecuador (Ecuador)	Occidental Petroleum Company (Estados Unidos)
Intereses	Petroecuador, empresa petrolera estatal quiere hacer que se respete la legislación ecuatoriana y el contrato suscrito con Occidental, que ha sido violado e incumplido por varias ocasiones	Occidental (Oxy), empresa petrolera transnacional privada, no reconoce la violación al contrato y a la Ley y quiere que Petroecuador, si tiene que aplicar sanciones, le multe por los incumplimientos
Opciones (Estrategias)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicar la Ley de Hidrocarburos y las cláusulas del contrato a través de instituciones nacionales responsables de hacerlo 2. Sancionar a la empresa 3. Pedir la restitución de los campos entregados para la exploración y explotación petrolera, con las inversiones realizadas por la compañía 4. No reconocer un tribunal arbitral internacional porque no procede reclamo por esa vía 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reconocer que el tema de la caducidad no es negociable. La ley no contempla que las partes se sienten a negociar para buscar una solución 2. Conversar con el gobierno y presentar pruebas de que no existieron incumplimientos, por lo que la caducidad no existiría 3. Que el Estado archive el proceso y se respete la normativa legal 4. Acudir ante un tribunal internacional para presentar un reclamo al Estado ecuatoriano
Criterio	La seguridad jurídica debe prevalecer, cualquier contrato petrolero celebrado sobre un bloque ecuatoriano tiene que recibir el beneplácito ministerial, para asegurar la libre competencia.	Lo que se había realizado era un contrato de financiamiento, que significó que a cambio Encana recibiera el 40% de producción de Oxy en el Bloque 15 y un 40% de las utilidades netas.

Cuadro 30
Análisis de las relaciones internacionales, Ecuador-EEUU: 2000/2006

Actores	Petroecuador (Ecuador)	Occidental Petroleum Company (Estados Unidos)
Intereses	Ecuador en el año 2000, culminaba el milenio con los peores indicadores de pobreza de su última década. En cinco años tuvo 4 presidentes. Se instaló una base militar estadounidense en su territorio. Cambió su moneda del sucre al dólar y abrió la posibilidad para que el mayor oleoducto petrolero sea construido y administrado solo por un consorcio de empresas transnacionales. Tenía un gobierno interino sin ninguna política hidrocarburífera.	Para el año 2000 había una crisis de combustible en los Estados Unidos. Todas las empresas estadounidenses sabían que la política de seguridad energética se pondría en marcha y requerían acceder al menor tiempo y costos posibles a fuentes hidrocarburíferas para su consumo y alimento de la reserva estratégica de petróleo. Occidental, no podía excluirse de la política ni de la tendencia a acceder al petróleo por todos los medios a su alcance.
Opciones (Estrategias)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ecuador intenta consolidar sus lazos con su principal socio comercial. 2. El gobierno de Lucio Gutiérrez se auto declara el mejor aliado de los Estados Unidos 3. Se acelera el proceso de la firma del TLC Ecuador – EE. UU 4. Los grupos sociales presionan, cae Lucio Gutiérrez 5. Se fortalece la consigna social a través de marchas públicas: No al TLC, Caducidad del Contrato con Occidental 6. Se fortalece la consigna empresarial a través de los más poderosos medios de comunicación: Sí al TLC, No a la caducidad a la Occidental 7. El nuevo gobierno sigue apoyando fuertemente la firma del TLC 8. El nuevo gobierno pide se dicte una reforma a la Ley de Hidrocarburos para distribuir de manera más equitativa la participación por los ingresos petroleros entre el Estados y las empresas privadas 9. El nuevo gobierno tarda un años tres meses en dictar su veredicto final: Sí a la caducidad 10. Varios países ofrecen ayuda a Ecuador para sacar y refinar su petróleo. Petroecuador no puede sola. 11. Los medios de prensa casi en su totalidad se alinean a favor de la empresa Occidental, no sólo a través de sus articulistas sino también con publicaciones facturadas y no facturadas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Entre 2000 y 2006 se estimula a Ecuador para que participe en las negociaciones del TLC con Estados Unidos y para que continúe utilizando las preferencias arancelarias otorgadas a los países andinos por su combate al narcotráfico a través del ATPDA 2. Estados Unidos da a conocer a través de su Embajada los temores de que una declaratoria de caducidad para una empresa estadounidense sea una confiscación 3. Apenas se declara la caducidad del contrato entre Petroecuador y Occidental, Estados Unidos cierra sus negociaciones del TLC con Ecuador y amenaza con afectar a las preferencias arancelarias andinas para el país 4. Occidental, decide ir a arbitraje ante CIADI, demanda una indemnización inicial de USD1000 millones, por la confiscación de sus activos, la devolución de los pozos, el porcentaje que le correspondería en la producción del bloque 15, y si esto no ocurre, una compensación de al menos USD 600 millones anuales, más una indemnización por daños y perjuicios por lucro cesante, hasta el año 2012. 5. El precio del crudo sobrepasó los sesenta y cinco dólares, analistas especializados en EE. UU anuncian una posible alza a USD100.
Criterio	<p style="text-align: center;">2006</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Porque la soberanía no caduca y la justicia prevalece. ○ Hemos recuperado los recursos del petróleo para invertir en educación, salud y actividades productivas (Gobierno Alfredo Palacio) ○ Tras la caducidad del contrato Oxy, el Gobierno dio muerte al TLC y le puso el epitafio al ATPDA (Sector empresarial) ○ Por fin se hace respetar la seguridad jurídica interna (Movimientos sociales, especialistas petroleros no empresariales) <p>La CAN y la OEA le dan su respaldo como una decisión soberana.</p>	<p style="text-align: center;">2006</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ “La caducidad del contrato del contrato con Oxy no es simplemente una disputa contractual, tiene que ver con la inviolabilidad de un tratado bilateral sobre protección de inversiones y esto hace que para Estados Unidos sea un asunto de estados” ○ De otro lado, vendrá la restricción de créditos, pues los organismos internacionales van a frenar los créditos no reembolsables para el país (declaraciones de la Embajadora Estados Unidos en Ecuador)