

**FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES  
SEDE ECUADOR  
PROGRAMA ESTUDIOS ECONOMÍA  
CONVOCATORIA 2003-2005**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS  
SOCIALES CON MENCIÓN EN ECONOMIA DEL DESARROLLO**

**EL RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN Y LA RENTA PETROLERA EN  
ECUADOR DURANTE EL PERÍODO DEL 1998-2008**

**MARIA GRACIA OJEDA SALAZAR**

**ASESOR DE TESIS: GUILLAUME FONTAINE**

**QUITO, MARZO 2010**

Para mi pequeño Noah, mi compañero a tiempo completo en la elaboración de este trabajo, la fuente de mi motivación, fortaleza e inspiración.

Para Alex mi compañero de vida por estar siempre a mi lado y de mi lado.

Para mis padres Oswaldo y Margarita por su ejemplo, cariño y apoyo incondicional.

Para mis hermanos Francisco y Carolina que, a la distancia, me acompañan en todo momento.

Un especial agradecimiento al Dr. Guillaume Fontaine por su apoyo, paciencia, por sus sabios consejos y por su valioso aporte al presente trabajo.

## Contenido

INTRODUCCIÓN.....	9
CAPITULO I.....	13
MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y, METODOLÓGICO.....	13
Concepto de Renta Petrolera.....	13
La Gobernanza Energética y los Contratos petroleros.....	19
Factores de Influencia en la Renta Petrolera.....	20
Metodología para el Cálculo de la Renta Petrolera.....	23
CAPÍTULO II.....	26
LA CONTRATACIÓN PETROLERA ECUATORIANA EN EL PERIODO 1998-2008, CASOS DE ESTUDIO BLOQUE 15 Y BLOQUE 10.....	26
Antecedentes Históricos de la contratación petrolera ecuatoriana.....	26
Situación del bloque 10.....	33
Situación del bloque 15.....	39
CAPÍTULO III.....	44
LOS REGÍMENES DE CONTRATACIÓN PETROLERA COMO ELEMENTO DE LA GOBERNANZA ENERGÉTICA.....	44
CAPÍTULO IV.....	55
CÁLCULO DE LA RENTA PETROLERA PARA LOS CASOS DE ESTUDIO BLOQUE 10 Y BLOQUE 15.....	55
Producción.....	55
Precio.....	61
Costos de Producción.....	62
Renta del Estado.....	64
Cálculo de la Renta Petrolera.....	59
CAPITULO V.....	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73

## Índice de Gráficos

<b>Gráfico 1.</b> Ubicación Geográfica Bloque 10.....	34
<b>Gráfico 2.</b> Contrato Bloque 10.....	36
<b>Gráfico 3.</b> Esquema Contractual Bloque 10.....	37
<b>Gráfico 4.</b> Ubicación Geográfica Bloque 15.....	40
<b>Gráfico 5.</b> Esquema Contractual Bloque 15.....	43
<b>Gráfico 6.</b> Producción Total Bloque 10 – Período 1999 al 2008 (miles de barriles).....	56
<b>Gráfico 7.</b> Producción Diaria Bloque 10 – Período 1999 al 2008 (bpd).....	56
<b>Gráfico 8.</b> Pozos de Desarrollo Bloque 10 – Período 1999 al 2008.....	57
<b>Gráfico 9.</b> Producción Total Bloque 15 – Período 1998 al 2008 (miles de barriles).....	58
<b>Gráfico 10.</b> Producción Diaria Bloque 15 – Período 1998 al 2008 (bpd).....	59
<b>Gráfico 11.</b> Pozos de Desarrollo Bloque 15 – Período 1998 al 2008.....	60
<b>Gráfico 12.</b> Precios Canasta Crudo Ecuatoriano – Período 1998 al 2008.....	61
<b>Gráfico 11.</b> Costos de Producción – Período 1998 al 2008.....	62
<b>Gráfico 14.</b> Detalle Costos de Producción – Período 1998 al 2008.....	63
<b>Gráfico 15.</b> Composición Ingresos Estado Bloque 10 – 1999 al 2008 (miles de dólares).....	65
<b>Gráfico 16.</b> Composición Ingresos Estado Bloque 15 –1998 al 2006 (miles de dólares).....	66
<b>Gráfico 17.</b> Evolución Ingresos del Estado – Período 1998 al 2006 (miles de dólares).....	67
<b>Gráfico 18.</b> Evolución Ingresos Unitarios del Estado – Período 1998 al 2006 (miles de dólares).....	67
<b>Gráfico 19.</b> Evolución Renta Petrolera Total Bloque 10 y Bloque 15 – Período 1999 al 2006 (miles de dólares).....	70
<b>Gráfico 20.</b> Evolución % Distribución Renta Petrolera Bloque 10 – 1999 al 2008.....	71
<b>Gráfico 21.</b> Evolución % Distribución Renta Petrolera Bloque 15–1998 al 2008.....	72

## **Índice de Tablas**

**Tabla 1.** Renta Unitaria y Renta Total Bloque 10 – Período 1999 al 2008.....68

**Tabla 2.** Renta Unitaria y Renta Total Bloque 15 – Período 1998 al 2008.....69

**Tabla 3.** Crecimiento de la Renta Petrolera Total – Período 1998 al 2008.....74

## **RESUMEN**

Los ingresos del Estado ecuatoriano se ven altamente beneficiados por los ingresos petroleros, es así que alrededor del 35% del presupuesto anual se encuentra financiado a través del petróleo. Los contratos petroleros constituyen el instrumento que, en última instancia, determina las condiciones y beneficios de la explotación petrolera. En este sentido, la problemática principal que el presente análisis pretende dar respuesta es cómo han influido en la renta petrolera los cambios en las modalidades de contratación petrolera del Ecuador. Lo que se pretende es calcular la renta petrolera durante las distintas fases de cambios en las modalidades contractuales y determinar el impacto que ha sufrido tanto para el estado como para las empresas privadas

## INTRODUCCIÓN

El petróleo, principal fuente primaria de energía, ha sido un factor determinante en la geopolítica mundial, en las relaciones comerciales y en los flujos de capital a nivel internacional.

En el caso del Ecuador, los vaivenes del mercado petrolero mundial le han significado épocas de prosperidad y crisis. Los inicios de la historia petrolera en el Ecuador se ven marcados por el año 1972, es así que el 16 de agosto de este año, el buque tanque Ana Cristina de Texaco zarpó con el primer embarque de exportación de crudo, el volumen transportado fue 308 mil barriles, a un precio de exportación de 2,34 dólares por barril. Se establece de esta manera la incorporación del país al mercado mundial del petróleo, que coincide con un escenario internacional muy favorable para los exportadores de crudo y a su vez posibilita un proceso inédito de crecimiento económico.<sup>1</sup>

Desde entonces, este recurso natural constituye un elemento fundamental para la economía nacional por lo que, por su importancia y efectos multiplicadores, se lo ha considerado un sector estratégico. No cabe duda de que en estos 38 años mucho petróleo ha pasado por la vida de los ecuatorianos provocando transformaciones políticas, económicas y sociales muy importantes.

Los ingresos del Estado ecuatoriano se ven altamente beneficiados por los ingresos petroleros, es así que alrededor del 35% del presupuesto anual se encuentra financiado a través del petróleo. Los contratos petroleros constituyen el instrumento que, en última instancia, determina las condiciones y beneficios de la explotación petrolera. En este sentido, la problemática principal que el presente análisis pretende dar respuesta es cómo han influido en la renta petrolera los cambios en las modalidades de contratación petrolera del Ecuador. Lo que se pretende es calcular la renta petrolera durante las

---

<sup>1</sup> Lucero, Luis, *La Industria del Petróleo en el Ecuador: El Caso del Oleoducto Transecuatoriano*, Chile: Universidad de Chile, 1997, pp.5.

distintas fases de cambios en las modalidades contractuales y determinar el impacto que ha sufrido tanto para el estado como para las empresas privadas.

Para dar respuesta a esta problemática, es necesario analizar en primera instancia, cómo se articulan la contratación petrolera y la renta petrolera, de modo que podamos conocer sus relaciones y las consecuencias de los cambios en los términos contractuales tanto para las empresas privadas como para el estado. Posteriormente para dar continuidad al estudio, resulta fundamental tener conocimiento sobre cuáles han sido las modificaciones que han experimentado las modalidades de contratación petrolera, para en última instancia, proceder al análisis de la evolución de la política petrolera y los factores que han influido en estas modificaciones, así como en la renta petrolera.

A continuación se muestra un esquema de las problemáticas principal y específicas que se analizarán en el presente estudio:

**Pregunta General**

¿Cómo han influido en la renta petrolera los cambios en las modalidades de contratación petrolera del Ecuador?

**Preguntas Específicas**

- 1) ¿Cómo se articula la contratación petrolera con la renta petrolera?
- 2) ¿Qué modificaciones han experimentado las modalidades de contratación petrolera durante el período de estudio?
- 3) ¿Cómo ha evolucionado y qué factores han influido en la renta petrolera durante el período de estudio?

Las hipótesis propuestas para la presente investigación y que se pretende verificar a través del análisis realizado dan respuesta a las problemáticas planteadas en el apartado anterior. En este sentido la hipótesis general del presente estudio plantea que los cambios en las modalidades de contratación petrolera han tenido una influencia importante en la renta petrolera percibida tanto por el estado como por las empresas privadas, determinando un beneficio

para el estado puesto que ha sido el destinatario de una mayor participación de la renta petrolera.

Las hipótesis específicas que se pretende verificar en el presente estudio son, en primer lugar establecer que la renta petrolera constituye una consecuencia de la contratación petrolera puesto que se encuentra sujeta a los determinantes establecidos en los contratos petroleros, los cuales no solo determinan el monto sino la distribución de la misma.

En segundo lugar la presente investigación plantea que las modalidades de contratación petrolera han sufrido modificaciones que en los últimos años inclinan la balanza del beneficio hacia el estado, el principal ejemplo es la aplicación de políticas rigurosas de repartición de los excedentes petroleros entre las empresas privadas y el estado, aspecto impensable hace algunos años atrás.

Por último el tercer planteamiento propuesto en la presente investigación propone que la renta petrolera total ha sufrido un marcado incremento en los últimos años, en especial del lado del estado; siendo los principales factores de influencia el precio, la variable medioambiental, las presiones sociales y políticas.

A continuación se muestra un esquema de las hipótesis propuestas para verificar en el presente estudio:

**Hipótesis General**

Los cambios en las modalidades de contratación petrolera han tenido una influencia importante en la renta petrolera percibida tanto por el estado como por las empresas privadas, determinando un beneficio para el estado puesto que ha sido el destinatario de una mayor participación de la renta petrolera.

**Hipótesis Específicas**

- 1) La renta petrolera constituye una consecuencia de la contratación petrolera puesto que se encuentra sujeta a los determinantes establecidos en los contratos petroleros, los cuales no solo determinan el monto sino la distribución de la misma.
- 2) Las modalidades de contratación petrolera han sufrido modificaciones que en los últimos años inclinan la balanza del beneficio hacia el estado, el principal ejemplo es la aplicación de políticas rigurosas de repartición de los excedentes petroleros entre las empresas privadas y el estado, aspecto impensable hace pocos años atrás.
- 3) La renta petrolera total ha sufrido un marcado incremento en los últimos años, en especial del lado del estado; siendo los principales factores de influencia el precio, la variable medioambiental, las presiones sociales y políticas.

# CAPITULO I

## MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y, METODOLÓGICO

### 1.1 Concepto de Renta Petrolera

En sus inicios el tema de la renta petrolera se aborda a través del estudio de la renta de la tierra. Este concepto fue abordado por Adam Smith (1776), reformulado por David Ricardo (1817) y finalmente retomado por Karl Marx (1894). Existieron adicionalmente aportes de Malthus (1815) y Anderson (1777).<sup>2</sup>

Para Adam Smith, la renta es un precio de monopolio que no tiene que ver con el rendimiento de la tierra. Cuando el precio del producto paga los beneficios y los salarios, la mercancía va al mercado. El excedente entre el precio y la suma de los beneficios y los salarios va a ser el monto a pagar en concepto de renta, constituyendo la renta de Smith una categoría de tipo residual. Para Smith existen dos variables que influyen en el nivel de la renta: el aumento del nivel de producto o la baja del trabajo necesario para producir una determinada cantidad.<sup>3</sup>

David Ricardo, en su obra “Principios de Economía Política y Tributación”<sup>4</sup> (1817), explica que para el caso de los recursos naturales la determinación de la renta no se ve solamente influida por el valor trabajo, sino que se rige también por la ley del valor. Lo anterior presenta una particularidad importante pues el modelo ricardiano involucra la teoría del valor trabajo o de los costos de producción, como elemento central en la determinación del precio. En este sentido considera que es el trabajo la base del valor de los bienes y la cantidad comparativa de trabajo que es necesaria para su producción como la regla que determina las cantidades de bienes que deben entregarse a cambio de cada uno

---

<sup>2</sup> Farina, Joaquín, *El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y marxista. ¿Son aplicables a la Argentina actual?*, Argentina: Universidad de Buenos Aires, sf, pp.1.

<sup>3</sup> *Ibíd*, pp.3.

<sup>4</sup> Ricardo, David, *Principios de Economía Política y Tributación*, Editorial Fondo de Cultura Económica, 1959.

de los otros, llamado “precio natural o precio primario”. Si bien admite la existencia de ‘desviaciones accidentales y temporales’ entre lo que llamó los ‘precios reales o de mercado’ de las mercancías y su precio ‘natural’ o primario, para Ricardo el papel de la oferta y la demanda es un elemento subordinado en el proceso de regulación estratégico del mercado. En este sentido establece que es el coste de producción el que debe regular en último término el precio de las cosas, y no la oferta y la demanda, pues la influencia de estas últimas es meramente temporal.

Ricardo define a la renta como aquella porción del producto de la tierra que se paga al propietario por el uso de la potencia original e indestructible del suelo. En este sentido la existencia de renta se origina en la diferencia de fertilidad entre diferentes parcelas. Como precondition establece que las parcelas más ricas son escasas y que existen derechos de propiedad sobre la tierra. Ricardo desde un primer momento se diferencia de Smith ya que según él este confunde renta con alquiler. Para él la renta es “aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo”.

Particularmente en el caso de la renta minera, esta variará en función a la ubicación geográfica y a la riqueza de la mina. Ricardo afirma que existen minas con distintas calidades que proporcionan resultados muy diferentes, con las mismas cantidades de trabajo. En este sentido, el metal extraído de la mina más pobre debe tener por lo menos un valor en cambio no sólo suficiente para proveer todos los vestidos, alimentos y productos necesarios consumidos por quienes trabajan, y para colocar el producto en el mercado, sino también para procurar las utilidades comunes y ordinarias a quien anticipa el capital necesario para llevar a cabo la empresa. El ingreso del capital en la mina más pobre, que no pague renta, regularía la renta de todas las demás minas productivas. Se supone que la mina en cuestión rinde las utilidades usuales del capital. Todo lo que las demás minas produzcan por encima de ese nivel, se pagará necesariamente a sus propietarios como renta. Es así que de acuerdo a

Ricardo, las minas que solo cubren los costos directos y la "ganancia normal" (y que, por tanto, no gozan de la renta diferencial) sirven de base para la determinación de las rentas ricardianas que obtienen las minas más productivas.<sup>5</sup>

David Ricardo extiende el concepto de renta diferencial a la explotación de los suelos, aspecto que nos permite profundizar más en la determinación de la renta petrolera. En este sentido afirma que la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad, es así que con el incremento de la población la tierra de calidad inferior o menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivo, se paga renta por su uso. Con el progreso de la sociedad, cuando se inicia el cultivo de la tierra de segundo grado de fertilidad, principia inmediatamente la renta en la tierra de la primera calidad, y la magnitud de dicha renta dependerá de la diferencia en la calidad de estas dos porciones de tierra.<sup>6</sup>

Se vislumbra entonces en la teoría ricardiana que las rentas mineras existen naturalmente y que incluyen el reconocimiento al minero por los riesgos y costos que asume en la fase de prospección y exploración, pues de otra manera la riqueza natural permanecería sin explotarse.<sup>7</sup>

Marx, separa el concepto de renta de los temas relacionados al valor o a la circulación de capital. Define la renta como todo aquello que paga el arrendatario al terrateniente como canon por la autorización a explotar la tierra. Básicamente se origina en dos circunstancias. En primer lugar, en el hecho de que las tierras tienen diferentes fertilidades, y ubicaciones geográficas, y por lo tanto varían los costos de producción. En segundo término, en que la tierra es un bien que no puede reproducirse, y por lo tanto es monopolizable.

Marx analizó la renta del suelo y señaló que tenía un carácter "perverso" para la reproducción capitalista. La renta constituye un "privilegio del capital

---

<sup>5</sup> Schuldt, Jürgen, *Regalías mineras y rentas ricardianas*, Actualidad Económica, Perú, 2004, pp.15-20.

<sup>6</sup> Alvarez, Carlos, *Economía y Política Petrolera*, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2000, pp.57.

<sup>7</sup> Schuldt, Jürgen, *Regalías mineras y rentas ricardianas*, Actualidad Económica, Perú, 2004, pp.32.

de una rama a costa de los intereses del capital total. A diferencia de Ricardo, aparta el concepto de renta del descenso de fertilidad y productividad de la tierra, sino que afirma que la aparición de la renta significa que existe una ganancia extraordinaria. En este sentido afirma que toda ganancia extraordinaria se hace reduciendo la porción de plusvalía del resto de los capitales. Eso es funcional para la acumulación cuando se debe a una insuficiencia de la oferta porque orienta la acumulación para reparar esa falla del mercado. La renta significa que hay una ganancia extraordinaria, sin que haya defecto en la oferta. No es pues un “don” sino un defecto necesario del capitalismo.<sup>8</sup>

Marx recuerda acertadamente que las potencialidades del suelo son justamente destructibles por su uso, por ello podríamos retener como definición simplemente que la renta es una porción del producto de los recursos naturales que se paga o transfiere a sus propietarios por el uso de sus potencialidades. Marx cambiaría ‘porción del producto’ por ‘valor abstracto’. Tal cambio tiene serios inconvenientes; se hablará de ello más adelante.<sup>9</sup> A diferencia de Smith, respecto de la composición de la renta, Marx, afirma que funciona de la misma manera que el beneficio, ya que el salario es el único componente del precio que está siempre presente en el modo de producción capitalista.

Sebastián Scheimberg (Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera aguas arriba en Argentina, CEPAL, Santiago de Chile, 2007) define a la renta petrolera como un “concepto ricardiano” que se aplica a la producción de un recurso natural y que corresponde al margen que tiene el negocio de explotación petrolera, es decir la diferencia entre los precios finales de la cadena de producción y su costo. Al tratarse de un commodity, el precio final del petróleo viene dado por su cotización internacional, ajustado por la posición relativa del mercado, tanto hacia los mercados de referencia

---

<sup>8</sup> Valle Baeza, Alejandro, *Renta y competencia capitalista: con especial referencia al petróleo*, sf, pp.67.

<sup>9</sup> Alvarez, Carlos, *Economía y Política Petrolera*, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2000, pp.83.

(por distancia, calidad, etc.) como a la posición comercial local neta (importadora o exportadora). Esta diferencia entre ingresos y costes, constituyen una suma de recursos excedentarios que se redistribuyen entre los distintos participantes de la actividad: las empresas, como beneficio empresarial o retribución al capital empleado; y el Estado que recibe la renta del subsuelo propiamente dicha en la forma de una regalía, y grava los beneficios de la actividad, lo cual constituye una apropiación de la renta petrolera. El autor define a la suma de estos componentes impositivos más las regalías como el “government take”, rubro que puede alterar las condiciones de primer orden que son las que hacen máxima la producción.

Diego Mancilla en su texto *Una aproximación al problema de la renta petrolera en la Argentina (1996-2005)*, afirma que dadas las condiciones en las que se establece el precio internacional del crudo, éste dista de ser un precio competitivo de mercado. Su condición de insumo estratégico clave y de recurso natural no renovable, sumado a su concentración mundial en manos de un puñado de empresas y países permite un manejo monopólico que logra que el precio internacional de los hidrocarburos sea una variable más “política” que “económica”. Este poder de mercado por parte de los dueños de los hidrocarburos permite que el precio internacional permanezca por encima del precio de producción por lo que se generan ganancias extraordinarias por sobre las rentas diferenciales. Esta ganancia excedente, nacida de un precio de monopolio, se convertirá en renta y será apropiada bajo esta forma por el propietario de la tierra. Por esto, la renta en el caso de los hidrocarburos no es sólo diferencial sino que incluye una renta absoluta de monopolio, generada por la diferencia entre el precio internacional y el precio de producción del pozo marginal. Este concepto presentado es distinto de la renta absoluta de Marx, ya que ésta dependía de la menor concentración del capital en el agro lo cual no es verificable para el petróleo. Si bien es imposible separar estos importes ya que ambos son apropiados conjuntamente por el propietario, es factible realizar su distinción analíticamente para mejorar el estudio de la renta. A la diferencia entre los precios de extracción de cada yacimiento particular y

el del pozo marginal mundial la denomina renta petrolera diferencial. Este sería el precio del petróleo en un mercado competitivo en donde los capitales pudieran competir libremente. La diferencia entre éste y el precio internacional la denomina renta petrolera absoluta de monopolio que obtendrán todos los yacimientos por igual (aun el pozo marginal sin renta diferencial).<sup>10</sup>

Guillaume Fontaine (2008) en su estudio *ITT: Un problema de gobernanza para el Ecuador*, utiliza el concepto de renta petrolera definido por el Banco Mundial como “la suma de todos los ingresos percibidos por el Estado por concepto de la actividad petrolera extractiva que se realiza en el país, con la exclusión de los impuestos y ganancias obtenidas en las actividades de refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados” (ESMAP, 2005: 61). Esta renta incluye las regalías, el impuesto a la renta, las patentes y los pagos particulares a cada país. Adicionalmente afirma que particularmente en el Ecuador, la renta petrolera se compone principalmente de los ingresos generados por Petroecuador, las regalías (o participación de la producción devengada al Estado en los contratos con empresas privadas), que varían en función de los tipos de contratos, y el impuesto a la renta (el 25% de las ganancias).<sup>11</sup>

La UNCTAD, por su parte en el Reporte Trade and Development del año 2005 define a la renta petrolera como la estimación de la diferencia entre el valor de la producción, a los precios relevantes internacionales y el costo de producción, siendo estos los de exploración, extracción y producción, administrativos, depreciación y un beneficio considerando el riesgo de la actividad.<sup>12</sup> Al igual que la definición utilizada en la ESMAP, únicamente se incluye el Upstream; y se diferencia de la misma principalmente en la inclusión de un beneficio que tome en consideración el riesgo de la actividad.

---

<sup>10</sup> Mansilla, Diego (2006), *Una aproximación al problema de la renta petrolera en la Argentina (1996-2005)*, Revista Realidad Económica N°223, pp.13, 14.

<sup>11</sup> Fontaine, Guillaume (2008), *ITT: Un problema de gobernanza para el Ecuador*, La Guerra de Fuego Ecuador: FLACSO, 2008, pp.170.

<sup>12</sup> UNCTAD, Trade and Development Report, Geneva 2005

## **1.2 La Gobernanza Energética y los Contratos Petroleros**

El concepto de gobernanza se utiliza para designar a la eficacia, calidad y buena orientación de la intervención del Estado. Se trata de un término que abarca aspectos en el ámbito económico, social, institucional, y, esencialmente la interacción entre sus distintos niveles. La reforma de las estructuras y procedimientos de las Administraciones Públicas pasan a ser consideradas desde la lógica de su contribución a las redes de interacción o estructuras y procesos de gobernanza.

No cabe duda de que la eficacia y la legitimidad del actuar público se fundamentan en la calidad de la interacción entre los distintos niveles de gobierno y entre éstos y las organizaciones empresariales y de la sociedad civil. El término gobernanza sugiere un gobierno interactivo, un gobierno emprendedor, un gobierno socio o facilitador. Esto implica un reequilibrio en los anteriores sistemas de gobierno y nos permite comprender positivamente y reformar normativamente la estructura y procesos de gobernación en todos aquellos ámbitos en que la burocracia o la nueva gerencia pública resultan inapropiados.

Los contratos petroleros constituyen el instrumento que, en última instancia, determina las condiciones y beneficios de la explotación petrolera, y por lo tanto determina el volumen y la distribución de la renta petrolera. Si bien las negociaciones y decisiones contractuales se realizan a nivel estado-empresa, no se puede dejar de lado la cantidad de aspectos relacionados que intervienen al momento de establecer las cláusulas contractuales, y que influyen de manera significativa en la toma de decisiones, y en el éxito de la ejecución de dichos contratos como son los aspectos medioambientales y sociales.

No se puede pasar por alto el hecho de que una parte importante de la acción política de los ciudadanos se está desplazando desde los mecanismos y

foros de participación democráticos tradicionales hacia otras expresiones: agrupaciones civiles, acciones cívicas relacionadas con temas de medio ambiente, entre otros. Estas transformaciones impulsan la reformulación de los sistemas de regulación energéticos, particularmente hidrocarbúricos, los cuales pasan de funcionar según las pautas del gobierno y de las políticas públicas y empiezan a asumir características de la gobernanza. Se vislumbra así una transformación en los mecanismos de decisión, en parte en respuesta directa a las demandas sociales, resaltando así la importancia de los aspectos mencionados en la toma de decisiones y por tanto en la estructura contractual y en la renta generada tanto para el estado como para la empresa contratista.

### **1.3 Factores de Influencia en la Renta Petrolera**

A partir de las definiciones propuestas en la metodología, podemos definir una serie de factores o variables que tienen una influencia directa en la determinación del valor de la renta petrolera:

En primer lugar se encuentra el precio del crudo, que es el factor de mayor influencia en el volumen de renta generado. Históricamente, la diferencia entre el precio de un barril de petróleo y su costo de producción ha sido grande y muy variable; lamentablemente, el comportamiento del precio está fuera del control del gobierno pues está regulado por la interacción de fuerzas impersonales de oferta y demanda mundial de crudo. Adicionalmente el crudo nacional es penalizado al ser vendido en el mercado internacional debido a sus diferencias de calidad respecto de los crudos marcadores. Este diferencial viene también determinado por las fuerzas del mercado dependiendo de la oferta y demanda de cada calidad de crudo. En este sentido adicional a la variable precio, el crudo nacional cuenta con la variable diferencial de calidad, y ambos son aspectos que no pueden ser controlados de manera interna.

El segundo factor determinante del valor de la renta petrolera es la cantidad de petróleo producida. En los últimos años, la tendencia a la reducción de la

producción por parte de las empresas estatales (debido a las crecientes necesidades de inversión) y por parte de las empresas privadas (debido a la incertidumbre respecto a las condiciones contractuales) han determinado una reducción en esta variable, aspecto que con seguridad afectará la renta petrolera.

El tercer factor importante lo constituyen los costes de producción y particularmente la inversión requerida para explorar y producir. El volumen de dichas inversiones depende de las características particulares de los yacimientos, tales como: La profundidad a la que se encuentran, Si se tiene que operar en mar o tierra, el tamaño del yacimiento, el corte de agua, la ubicación geográfica, entre otros. En el Ecuador los grandes yacimientos petrolíferos se encuentran en zonas selváticas del Oriente Ecuatoriano, lo cual determina que los costes sen más elevados en comparación con otras locaciones.

Adicional a estos tres aspectos fundamentales cuya influencia se vislumbra directamente en el cálculo de la renta petrolera propuesta en el apartado metodológico del presente estudio, tenemos una serie de factores que influyen también en el volumen de renta petrolera de manera importante ya sea a través de incrementos en los costes o bien a través de su influencia en los términos contractuales establecidos.

En primer lugar se encuentra el aspecto medioambiental. La creciente importancia de la actividad petrolera en el país, trajo consigo no sólo el aumento de los ingresos fiscales, sino también una gran variedad de conflictos socio-ambientales. Existe la necesidad y el requerimiento de normar las actividades petroleras, a través de la legislación, y de la medición permanente de su impacto en las zonas de influencia. En este sentido, el aspecto medioambiental es cada vez más influyente al momento de realizar negociaciones contractuales para la explotación petrolera. La Constitución de la República del Ecuador reconoce, en 1979, “el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación” (Título II, Art. 22, numeral 2). La

Constitución de 1998 habilita la ampliación de las áreas protegidas, se reconoce el derecho a la participación, la modernización de la industria extractiva, remediación de daños y controles ambientales. Pero, todo este marco normativo no es suficiente para la protección de los recursos naturales en áreas protegidas, especialmente, cuando la explotación petrolera ha sido declarada por el Estado con tema de seguridad nacional. La necesidad de extender y mantener el flujo de ingresos fiscales ha llevado al Estado, a desestimar múltiples acciones impulsadas desde la sociedad civil con el fin de propugnar la conservación de los ecosistemas. La ley forestal, en su reglamento general no contempla actividades para la explotación de recursos naturales, pero esto no constituye garantía alguna que proteja éstos espacios de las actividades extractivas concedidas por el Estado y de los impactos causados por la presión ejercida, por la incursión de poblaciones humanas en el área. La ley de gestión ambiental, de 1999, contempla el aprovechamiento de recursos naturales no renovables en áreas protegidas, tendrán lugar por excepción previo un estudio de factibilidad económico y de evaluación de los impactos ambientales. En este punto, ya es visible que existen leyes en el Ecuador destinadas a proteger la naturaleza, pero a la vez también hay leyes que promueven y protegen la explotación de recursos naturales no renovables. La contradicción entre los diferentes marcos normativos ha dado viabilidad a las demandas y protestas contra la actividad petrolera en las áreas protegidas.<sup>13</sup>

En segundo lugar tenemos el aspecto social como factor de influencia en las condiciones contractuales para la extracción petrolera. No se puede dejar de lado la influencia de la actividad petrolera en el Ecuador no sólo produce impactos ambientales, sino que también influye en las dinámicas sociales de los grupos que son afectados por su actividad. En este sentido, se general reacciones en la sociedad civil, las cuales a su vez se encuentran marcadas por intereses de los grupos particulares y tienen mayor o menor grado de influencia en la toma de decisiones de los actores políticos y del Estado. No podemos

---

<sup>13</sup> ANDRADE, Karen, La gobernanza Ambiental en el Ecuador: El conflicto alrededor de la licencia Ambiental en el Bloque 31 en el Parque Nacional Yasuní, FLACSO, marzo 2008, pp.4-5

dejar de mencionar la importancia de la presión social en la declaratoria de caducidad de contrato del bloque 15 a la petrolera norteamericana Oxy.

Un tercer factor que no podemos dejar de incluir en el análisis es el tema político, como aspecto de influencia en las condiciones contractuales para la explotación petrolera. Este aspecto es determinante como el origen de las modificaciones contractuales en los últimos años, pues de acuerdo a la orientación política de los gobiernos de turno se plantean las transformaciones en los contratos.

Finalmente un aspecto de importancia al momento de analizar el volumen de renta petrolera y sus variaciones en el tiempo lo constituye el momento en que se extrae, y por ende el momento en que se comercializa el recurso. Esperar nos cuesta dinero y oportunidades de prosperidad. Aunque el recurso permanezca en el subsuelo para sacarlo más tarde, el costo de esperar equivale a la diferencia entre lo que obtendríamos si lo vendiéramos hoy y lo que obtendríamos si pospusiéramos su venta.

#### **1.4 Metodología para el cálculo de la renta petrolera**

El análisis de la renta petrolera es un problema energético que se deriva directamente de las especificaciones de las modalidades contractuales, las cuales a su vez se ven influenciadas por una serie de factores adicionales.

La metodología elegida para la realización del presente estudio pretende justamente cuantificar la renta petrolera, de modo que nos permita profundizar en el análisis de las consecuencias de las modificaciones contractuales tanto en el total generado como en la distribución de la misma.

El análisis se ha delimitado a dos bloques petroleros de importancia: El Bloque 10 y el Bloque 15, que por sus particularidades específicas nos permiten analizar dos modalidades de contratación vigentes en el Ecuador y sus modificaciones. Del mismo modo, se ha delimitado el análisis en el espacio

temporal en el período comprendido entre los años 1998 al 2008 por considerarse que corresponden a una década de profundas transformaciones en la manera de llevar a cabo la política energética por parte del Estado Ecuatoriano.

La metodología de cálculo que se aplicará para el análisis de la renta petrolera es la utilizada por la United Nations Conference on trade and Development (UNCTAD) en el informe del año 2005 sobre Comercio y Desarrollo, y en el Reporte Mundial de Inversión del año 2007. Se elige esta metodología sobre la utilizada en el Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera Estudio de Casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú realizado por World Bank Energy Sector Management Assistance (ESMAP), debido principalmente a los siguientes motivos:

- La UNCTAD se centra en la renta petrolera proveniente de la explotación de hidrocarburos, que es cuando efectivamente se inicia la comercialización del crudo, y toma a la fase exploratoria como un coste; ESMAP por su parte incluye la renta generada en la fase exploratoria cuando no existe renta para la empresa privada sino únicamente para el estado.
- La metodología de la UNCTAD permite obtener información sobre la renta del estado y de la empresa privada, mientras que la ESMAP nos brinda un análisis particularmente desde el lado estatal.
- La metodología de la ESMAP incluye las ventas en el mercado interno, para lo cual se requeriría realizar análisis adicionales sobre subsidios aplicados a los combustibles locales, los cuales salen del ámbito de análisis del presente estudio.

La metodología de la UNCTAD aplicada en el presente estudio tiene como punto de partida las siguientes definiciones:

Se define a la renta petrolera como la estimación de la diferencia entre el valor de la producción, a los precios relevantes internacionales, y el costo de

producción<sup>14</sup>. El análisis toma en consideración únicamente la extracción, es decir el Upstream. Los costos considerados incluyen: los costos de exploración, extracción y producción, costos administrativos, depreciación, y un beneficio considerando el riesgo de la actividad.

La renta que le corresponde al Estado proviene de impuestos directos que incluyen impuesto a la renta, regalías pagadas por las empresas privadas, y los beneficios transferidos al Estado si las firmas son de propiedad pública. No se consideran en el análisis los tributos indirectos como el impuesto al valor agregado y los impuestos sobre los combustibles. La renta de las empresas privadas, se calcula entonces como la diferencia ente la renta total y la renta obtenida por el gobierno. Adicionalmente, si existe algún tipo de subsidio por el cual los consumidores se vean favorecidos por un menor precio de los combustibles, será considerado como renta apropiada por los consumidores, en la cuantía de su consumo.

La variable dependiente sería en este caso la renta petrolera, y las variables independientes serían los costes de producción. Adicionalmente en el presente estudio consideraremos en el análisis las variables política, medio ambiental y social que influyen en las modificaciones en las modalidades de contratación y por tanto en la renta petrolera.

Las principales fuentes de información para llevar a cabo el estudio son: UNCTAD, Petroecuador, Energy Information Administration (EIA), Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), entre otros.

A partir de la aplicación de la metodología expuesta el presente análisis será posible analizar la evolución de la renta petrolera en el período de estudio, lo cual nos permitirá conocer las consecuencias económicas de las modificaciones en las modalidades de contractuales en los bloques de estudio.

---

14 UNCTAD, Trade and Development Report, Geneva 2005

## **CAPÍTULO II**

### **LA CONTRATACIÓN PETROLERA ECUATORIANA EN EL PERÍODO 1998-2008, CASOS DE ESTUDIO BLOQUE 15 Y BLOQUE 10**

Las reformas legales aplicadas en un país pueden apuntar hacia el fortalecimiento de un estilo de gestión con predominancia estatal, privado o de gestión mixta.<sup>15</sup> A continuación analizaremos la evolución de la política petrolera ecuatoriana, particularmente en el Bloque 10 y el Bloque 15, para el período de estudio.

#### **2.1 Antecedentes Históricos de la contratación petrolera ecuatoriana**

Los primeros indicios científicos de la existencia de petróleo en el Ecuador se registran a finales del siglo pasado, aunque hay crónicas anteriores en que los indígenas hablaban de un elemento, con las características del petróleo que brotaba naturalmente en la superficie y era utilizado con fines medicinales, de ahí el nombre de punyarayacu (yacu = agua, pungara = aceite).

El crudo en la Amazonía ecuatoriana que se exporta tiene 25 grados API en promedio. En la Península de Santa Elena se extrae crudo de 32 grados y en el centro oriente buena cantidad de las reservas son crudos pesados, es decir, de 15 y 20 grados API. Los últimos descubrimientos realizados por Petroproducción señalan un enorme, potencial de reservas petroleras.

En sus inicios la contratación petrolera se realizó a través de concesiones, es así que los primeros contratos de este tipo se firmaron para la explotación en el litoral en el año de 1878 con la empresa M. G. Mier, en 1909 con la familia Medina Pérez, en 1919 con compañía Anglo Ecuatorian Oil Fields, filial de Royal Dutch Shell.

La primera concesión que se realizó en la región oriental a una compañía

---

<sup>15</sup> Campodónico, Humberto (2007 a), *La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas de Estado*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 121. Santiago: CEPAL

extranjera data de 1921 cuando la Leonard Exploration Co. de Nueva York, obtuvo del gobierno ecuatoriano, por más 50 años, un área de 25 mil kilómetros cuadrados para estudiarla, explorar y explotar. La concesión se cancela 16 años más tarde porque se niega a pagar al Estado una deuda de 126.000 mil sucres.

Al mismo tiempo, se conceden 10 millones de hectáreas al grupo Royal Dulch Shell, a un precio de 4 centavos de sucre por hectárea, a través de una compañía fantasma: la Anglo Saxon Petroleum Co., que en poco tiempo transfiere sus acciones a la Shell. En 1948, la empresa Shell devuelve al Estado parte de la concesión, argumentando que no existe petróleo en la zona. Esta aseveración determina que el Presidente de ese entonces, Galo Plaza, luego de una visita a la región amazónica, exprese la famosa frase: "El Oriente es un mito, el destino ha querido que no seamos un país petrolero, sino agrícola". En 1948, se decreta una nueva concesión de millones de hectáreas, a 10 centavos de sucre por hectárea, a favor del Consorcio Estándar Royal (Esso Shell).

En 1964, La Junta Militar de Gobierno otorgó por el lapso de 10 años, prorrogables por 10 años más, una concesión de 14 millones de hectáreas al consorcio Texaco Gulf, pero el área disminuye debido a que en 1965, mediante decreto se establece, que el límite de las áreas para exploración será 500 mil hectáreas y 250 mil hectáreas para explotación. El 29 de Marzo de 1967 brotaron 2610 barriles diarios de petróleo del pozo Lago Agrio No 1, a una profundidad de 10.171 pies de la concesión Texaco Gulf, exitoso encuentro que dio inicio a una nueva etapa petrolera en el Ecuador. Más adelante en el año 1971, se revisa el contrato original de Texaco-Gulf y se obliga a la empresa a devolver al Estado ecuatoriano 930 mil hectáreas.

En 1968, se inicia la liberación para la explotación de áreas hidrocarburíferas. Solamente en los meses de julio y agosto se otorgaron concesiones a siete empresas por cerca de 4 millones de hectáreas. En 1970, la

compañía William Brothers inició la construcción del sistema de Oleoducto Transecuatoriano para transportar el crudo desde el Oriente hasta Balao

En 1971, el presidente Velasco Ibarra promulga dos Leyes importantes: la Ley de Hidrocarburos y la Ley Constitutiva de CEPE, las que entraron en vigencia en 1972. Desde mediados de 1972, el sector petrolero asume importancia inusitada en la estructura económica del país, porque produce cambios bruscos en su comportamiento. El 17 de agosto de 1972, se realiza la primera exportación de 308.238 barriles de crudo, vendidos a US \$ 2.34 el barril, por el puerto de Balao, en Esmeraldas.

El autor Rodrigo Cabezas, define al año de 1971 como el “año del gran viraje de la industria petrolera internacional”. Pues la Organización de Países Exportadores de Petróleo logra alcanzar acuerdos con las Compañías Petroleras en los cuales quedan plenamente garantizados los derechos de los Estados dueños de yacimientos. En este sentido, se reconoce la facultad irrenunciable de cada uno de precautelar sus reservas y se conviene en determinados mecanismos para aumentar la participación fiscal en la producción de petróleo. Para el Ecuador, el año 1972 marca el inicio de la recuperación de sus recursos naturales en general; es así que el 6 de junio de 1972 se dictó el Decreto 430 que puso en vigencia la Ley de Hidrocarburos dictada el año anterior, la cual recoge todas las saludables experiencias de los Países Petroleros, pero que, desde el punto de vista del principio fundamental, es igual a la del año de 1937, o sea que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a los derechos irrenunciables e imprescriptibles del Estado.

El Gobierno de Velasco Ibarra, resolvió que la ley de 1971 sólo debería aplicarse a los nuevos contratos que se firmarían desde octubre de 1971, pero quedaban en pie los viejos contratos firmados con anterioridad a la expedición de la ley, con todos sus defectos, vicios y limitaciones. Más adelante el Presidente Guillermo Rodríguez Lara firma el histórico Decreto 430 firmado en relación a la ley del 1º de octubre y estipuló que todos los contratistas y asociados debían, en un plazo perentorio, acomodar los términos de los

contratos a los mínimos establecidos en la nueva ley, redujo ciertas áreas hasta límites razonables económicas mente y dispuso que, en el término de un año, se firmen los nuevos contratos de acuerdo a un tipo que será similar para todos. Metió en vereda a los contratos de concesión, en lo que podría considerarse un paso atrás, dentro de la ley de Hidrocarburos, pero les exige que, pasado cierto tiempo, cedan a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana parte de sus derechos y activos y les obliga a constituir una garantía adicional, cinco años antes del término de los contratos, para garantizar que entregarán, al final del plazo, en buenas condiciones, los activos y más bienes de propiedad de los contratistas al Estado Ecuatoriano. Algunas empresas devolvieron la totalidad de las áreas cumpliendo en este caso con todos los requisitos de la Ley de Hidrocarburos de 1971; otras compañías suscribieron nuevos contratos que no son sino una continuación mejorada de los anteriores - mejorada, sin duda, en beneficio de los intereses nacionales - y limitó el plazo del período de explotación a sólo 20 años como dispone la ley.<sup>16</sup> El 28 de junio de 1973 el Ecuador ingresa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP con lo que la capacidad negociadora del Estado a través de CEPE mejora frente a las compañías extranjeras; además de recibir otros beneficios especialmente de asistencia técnica, con la contrapartida de las cuotas de producción impuestas al país.

El 23 de Junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) entidad encargada de desarrollar actividades asignadas por la Ley de Hidrocarburos; explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios de la actividad petrolera y petroquímica. Al crearse CEPE, por primera vez, el Gobierno Nacional contaba con un instrumento que le permitía llevar a la práctica la voluntad nacional de administrar y controlar por su propia cuenta en beneficio del país.

CEPE inicia sus actividades en exploración, es decir, en la búsqueda de nuevos yacimientos; en comercialización, transporte de hidrocarburos y derivados, en medio de la resistencia de intereses locales y extranjeros.

---

<sup>16</sup> Cabezas, Rodrigo, *Política Petrolera ecuatoriana*, Nueva Sociedad Nº 14, 1974, pp. 30-33.

El mapa petrolero nacional comienza a modificarse con la revisión de áreas que estaban en poder de las compañías extranjeras, y que pasan a formar parte del patrimonio de CEPE, que empieza a negociar directamente los nuevos contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos.

En noviembre de 1973, el Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, en calidad de miembro titular.

Desde 1974, en forma parcial y, desde 1976, en forma total, CEPE asume la actividad de comercialización interna, que hasta ese entonces era responsabilidad de las empresas Anglo y Gulf. Para desalojar la producción de crudo y derivados se construyeron los terminales marítimo y terrestre de Esmeraldas y el poliducto Esmeraldas-Quito. Posteriormente, se amplió los sistemas de almacenamiento en Guayaquil y Quito, y se instalaron los terminales gaseros y envasadoras de gas.

El 19 de marzo de 1974 se adjudicó la construcción de la Refinería Esmeraldas al consorcio japonés Sumitomo Chiyoda por un monto de 160 millones de dólares. Hoy es la planta industrial de procesamiento de crudo más grande del país. La planta inició sus operaciones en el año 1977; ha tenido dos ampliaciones y actualmente procesa 110 mil barriles diarios.

En junio de 1974, CEPE compra el 25% los derechos y acciones de los activos del consorcio Texaco-Gulf, por un valor de 42 822.784 dólares y se conforma el consorcio CEPE-Texaco-Gulf. En junio de 1975 finaliza con éxito la primera perforación exploratoria de CEPE en el oriente, el pozo 18-B Fanny, luego de un mes de pruebas, arrojó una producción diaria de 2.066 barriles

En diciembre de 1976, CEPE adquiere el remanente de los derechos y acciones de la compañía Gulf, esto permitió que la participación de CEPE en el consorcio TEXACO-CULF sea mayoritaria con el 62.5% de acciones, conformándose así el nuevo consorcio CEPE-TEXACO.

En septiembre de 1989 se crea Petroecuador en reemplazo de CEPE y se conforma un Holding, es decir, una matriz y seis filiales: tres permanentes y tres temporales. Las permanentes son: Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial. Las temporales fueron: Petropenínsula, Petroamazonas y Petrotransporte.

En octubre de 1989, la Texaco revierte al Estado el Oleoducto Transecuatoriano, y Petroamazonas asume las operaciones de bombeo de crudo.

En enero de 1993, Ecuador se retira de la OPEP, esta obedeció a la crisis económica que atravesaba el país, lo que impidió cumplir con sus obligaciones. En este mismo año se realiza una reforma a la ley de hidrocarburos, a través de la ley 44, la cual orienta al país hacia una mayor apertura a las inversiones extranjeras directas. Las reformas introducidas por esta ley permitieron que las empresas fuesen pagadas en petróleo crudo, siguiendo un porcentaje definido a la firma del contrato de explotación, y dispusiesen libremente de la parte de producción que les correspondía. Al mismo tiempo, se redujeron los impuestos sobre las ganancias y flexibilizaron el control de cambio sobre la repatriación de los capitales de las multinacionales que operaban en el Ecuador. En diciembre de 1993, septiembre de 1994 y agosto de 1998 se firman tres nuevas reformas, en las cuales el Estado buscaba maximizar la capacidad de producción, renunciando incluso a la estrategia conservadora de los años setenta y ochenta. En 1992, el Ecuador salió de la OPEP y abandonó la política de cuotas, lo que permitió incrementar la producción, tras una serie de innovaciones tecnológicas para mejorar la productividad del SOTE.<sup>17</sup>

En agosto de 1995, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, destinado a regular las fases de la industria petrolera susceptibles de causar daño al medio ambiente.

---

<sup>17</sup> FONTAINE, Guillaume, *Ecuador DEBATE* N° 70, 2006

En febrero de 1999, El Presidente de la República, Dr. Jamil Mahuad firmo el decreto ejecutivo por el cual más de un millón de hectáreas en los parques nacionales de Cuyabeno y Yasuní quedaron protegidas de cualquier actividad petrolera, maderera, minera y de colonización.<sup>18</sup>

Desde inicio de los años noventa, la perspectiva del agotamiento a corto o mediano plazo de las reservas probadas del Ecuador abrió un debate en torno a la viabilidad económica de la política petrolera. De hecho, la producción de los seis principales campos operados por Petroecuador (Shushufindi-Aguarico, Sacha, Libertador, Auca, Cononaco y Lago Agrio), que suman el 78,25% de las reservas primarias originales del país (NPRIM en inglés) entraron en fase de ocaso tras un máximo de 95.000 millones de barriles en 1993. (Reyes, 2006). Peor aún, no se han realizado descubrimientos mayores a 100 millones de barriles en las dos últimas décadas, a excepción de los campos Libertador e ITT, hallados por Petroecuador.

Con el afán de frenar esta tendencia, se crearon los contratos de alianza estratégica por el decreto 799 de 2000 y los contratos de alianza operativas en 2001, mediante un acuerdo entre los ministerios de Energía y de Finanzas. Ciertamente es que la privatización del sector sigue siendo un tema políticamente sensible, debido a las apuestas financieras y los sentimientos nacionalistas asociados con Petroecuador. No obstante, la aparición de estos tipos de contratos conllevó una privatización parcial de los activos de la empresa estatal.

En el año 2003 se propuso licitar los principales campos operados por la empresa estatal, incluso los marginales, mediante una 9ª ronda de licitaciones, que fue declarada desierta en dos oportunidades, debido a la gran inseguridad jurídica y la inestabilidad política que afectaban al país. En 2004, el gobierno presentó un nuevo proyecto de reforma, que contemplaba nuevas modalidades

---

<sup>18</sup> El Petróleo en el Ecuador, Petroecuador, Octubre 2001

contractuales, en particular para incrementar la productividad y reactivar los pozos administrados por Petroecuador. Éste último fue desechado sin haber prosperado, tras el derrocamiento del presidente Gutiérrez, en abril 2005.

Su sucesor, Alfredo Palacio, consiguió introducir un cambio de mayor trascendencia, a través de una objeción parcial al proyecto de reforma de ley discutido por en el Congreso en 2006. En efecto, mediante el artículo 2 de aquella ley se introdujo una cláusula a los contratos de participación que contempla la participación del Estado en un 50% de las ganancias marginales, en caso de aumento del precio del barril por encima del precio de referencia a la firma del contrato. Con esta reforma, se concluyó una discusión de un año entre la administración Palacio y las empresas multinacionales en el Ecuador, cuya apuesta era el cálculo de la participación del Estado en las ganancias extraordinarias generadas por el incremento de los precios del petróleo desde 2003. Estas últimas habían negociado sus contratos con el Estado en base a un precio referencial de 15 dólares por barril; ahora bien, el crudo Oriente superó los 42 dólares en 2005, lo cual generaba un importante desequilibrio a favor de las empresas. Esta regulación marcó el inicio de profundas transformaciones en la política petrolera ecuatoriana y en la relación empresa-estado, que se trasladaron inclusive al ámbito contractual.

## **2.2 Situación del bloque 10**

El bloque 10 se encuentra ubicado en la provincia de Pastaza, entre los ríos Curaray Pastaza. Con una extensión de 200.000 has, su área de influencia incluye varias áreas de asentamiento quichua, y colinda con el territorio de los Huaorani al norte, y Sarayacu al sur. Se encuentra rodeado por los bloques 23, 30, 32 y 42. A continuación la gráfica N° muestra la ubicación geográfica del bloque 10 en el territorio ecuatoriano

## Gráfico 1. Ubicación Geográfica Bloque 10



**Fuente:** Acción Ecológica

Este bloque fue licitado al consorcio ARCO Oriente-AGIP Oil Ecuador en 1988, bajo la modalidad de contrato de prestación de servicio, firmado con la empresa estatal Petroecuador. Según los términos de este contrato (que caducará en marzo de 2017), Petroecuador asume los gastos operativos y paga una tasa de servicios al consorcio operador, en función de la producción.<sup>19</sup>

La fase de exploración culminó en el año 1994 y a continuación se realizó la perforación del pozo Villano A, la construcción de un centro de facilidades y procesamiento y de un oleoducto secundario, conectado con sistema de oleoductos trans-ecuatoriano (SOTE) en Baeza. Las reservas comercializables alcanzan en la fecha unos 160 millones de barriles, con una producción diaria promedio de alrededor de 30.000 barriles con una calidad promedio de crudo de 19,8 °API.

Hasta febrero del año 2000, ARCO Oriente asumió las operaciones del

<sup>19</sup> FONTAINE, Guillaume, *Actores y Lógicas racionales en los conflictos socioambientales: el caso del bloque 10 en Ecuador (Pastaza)*, 2004.

bloque 10. Luego vendió sus participaciones a AGIP Oil Ecuador, filial del grupo italiano ENI, que es la actual operadora.<sup>20</sup> Cuando ARCO Oriente abandonó el país, la producción acumulada de crudo fiscalizado en el campo Villano había alcanzado los 10,59 millones de barriles netos.

El gráfico siguiente muestra el detalle del contrato suscrito para la explotación del Bloque 10, de acuerdo a información de Petroecuador:

---

<sup>20</sup> FONTAINE, Guillaume, *Actores y Lógicas racionales en los conflictos socioambientales: el caso del bloque 10 en Ecuador (Pastaza)*, 2004.

**Gráfico 2. Contrato Bloque 10**

COMPAÑIA OPERADORA	BLOQUE / CAMPO	TIPO DE CONTRATO	FECHAS DEL CONTRATO					
			INSCRIPCION EN REGISTRO DE HIDROCARBUROS	SUSCRIPCION	VIGENCIA	CLAUSULA VIGENCIA	DURACION DEL CONTRATO	CLAUSULA DURACION
AGIP OIL	10	Prestación de Servicios	15-jul-88	16-jun-88	Fecha de inscripción en el Registro de Hidrocarburos	4.3.21	20 Años Prorrogables desde el Periodo de Explotación	4,3,28

OPERADOR INICIAL DEL BLOQUE		TRANSFERENCIAS DE DERECHOS				PARTICIPACION ACTUAL		
COMPAÑIA / CONSORCIO	PARTICIPACION	EMPRESA CEDENTE	EMPRESA CESIONARIA	ACUERDO MINISTERIAL	FECHA DE REGISTRO EN DNH	PARTICIPAC	EMPRESA ACTUAL	PARTIC. ACTUAL
		AGIP (Overseas) Limited	Agip Petroleum Ecuador Ltd.	131 21/11/88	28-may-90	30%	Agip Oil Ecuador B.V.	100%
Arco Oriente Inc.	45%	Denison Mines Ltd.	Arco Oriente Inc.	642 16/04/92	14-may-92	15%		
AGIP (Overseas) Limited	30%	Denison Mines Ltd.	Agip Petroleum Ecuador	642 16/04/92	14-may-92	10%		
Denison Mines Limited	25%	Agip Petroleum Ecuador Ltd.	Agip Oil Ecuador B.V.	183 27-01-99	17-jun-99	40%		
		Arco Oriente	Agip Oil Ecuador B.V.	251 29-12-99	01-feb-00	60%		

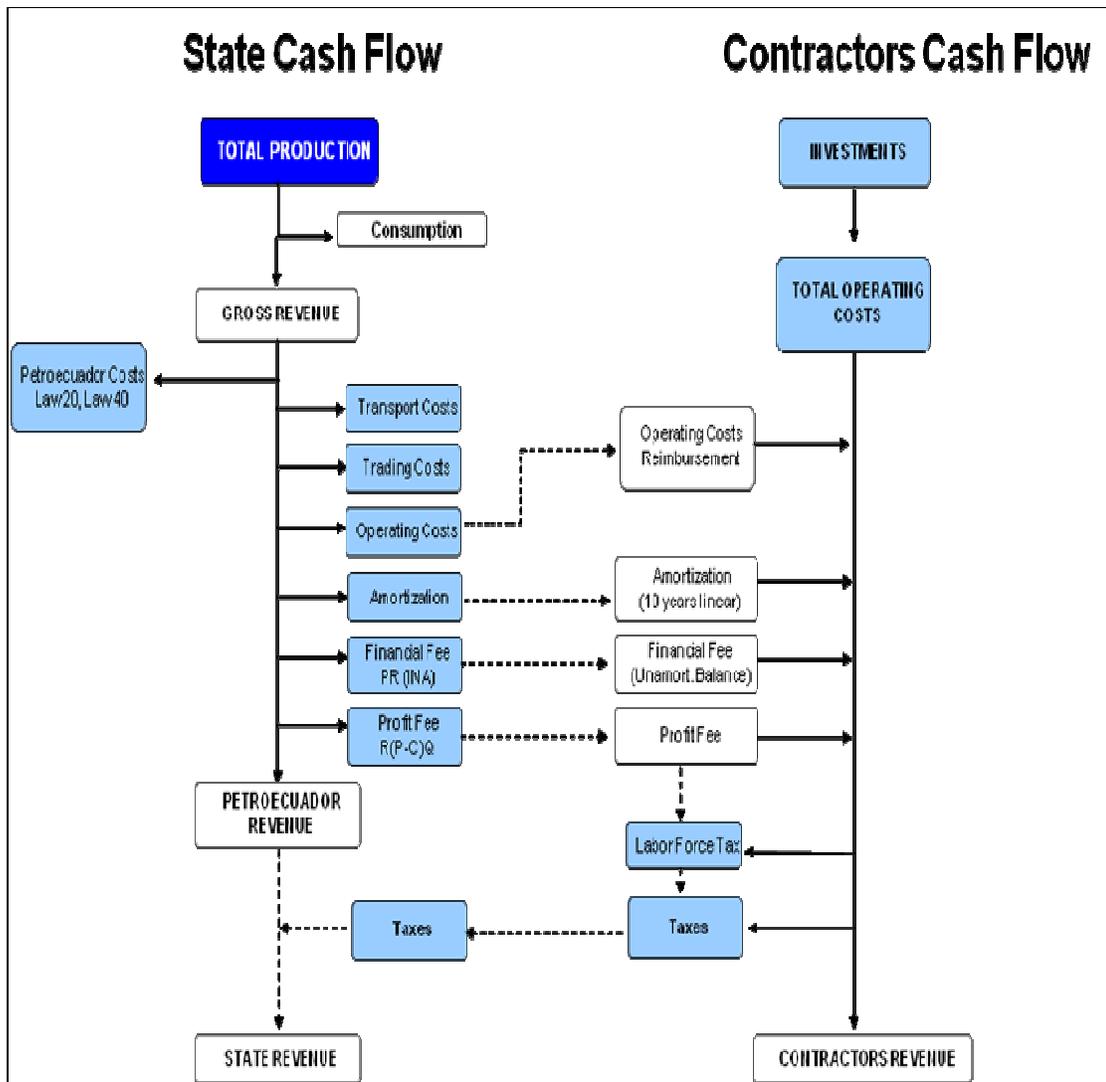
**PORCENTAJES CONTRACTUALES EN LA PRODUCCION COMERCIAL DE PETROLEO CRUDO**

ESTADO %	COMPAÑIAS %
100	Reembolsos costos, gastos y alicuotas de amortización de las inversiones y pagp tasa por servicios

**Fuente:** Petroecuador

Como se mencionó anteriormente el contrato suscrito para la explotación del bloque 10 es un Contrato de Prestación de Servicios, el gráfico N° muestra el esquema contractual del bloque 10:

**Gráfico 3.** Esquema Contractual Bloque 10



**Fuente:** Autora

El Ingreso Bruto del contrato de servicios se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$IB= Q * P$$

Donde, IB corresponde al Ingreso Bruto, Q corresponde a la Producción Fiscalizada, P corresponde al precio de mercado internacional (Napo, Oriente) ajustado en calidad equivalente al petróleo crudo producido en el área del contrato. El Ingreso Bruto se distribuye a su vez en el siguiente orden:

1. Costos de Petroecuador, que incluyen los costos de transporte, los costos de comercialización, salarios de miembros de Petroecuador al Comité de Administración, Ley 10-20 y Ley 40.

2. Reembolsos a la contratista, que incluyen los costos y gastos de operación, amortización de inversiones de exploración (5 años), amortización de inversiones de desarrollo (10 años), amortización de inversiones de producción (10 años); si el plazo contractual restante fuere inferior a diez (10) años, los reembolsos mencionados se ajustaran de manera de ser pagados en alícuotas iguales durante los años restantes.

3. Pago de la tasa por servicios a la contratista: Petroecuador paga a la contratista una tasa por los servicios (TS) técnicos, económicos y administrativos, de acuerdo a la siguiente fórmula

$$TS = \text{Tasa Financiera} + \text{Utilidad}$$

$$TS = PR(INA) + R(P-C)Q$$

Donde el término PR corresponde a la tasa promedio anual del Prime Rate, y el término INA corresponde a las inversiones no amortizadas, es decir la suma de las inversiones de desarrollo y producción menos los reembolsos de las inversiones, ajustadas a inicios de cada año. El término R corresponde al factor de rentabilidad, P corresponde al precio promedio del crudo de

exportación aplicable al área del contrato, ajustado en calidad. El término C corresponde al costo de producción de la contratista, es decir costos, gastos, amortización de inversiones y costos de transporte, el término Q corresponde a la producción anual fiscalizada. El cálculo del factor R se realiza como se muestra en la siguiente fórmula:

$$R = \frac{R1(Q1)+R2(Q2)+R3(Q3)+R4(Q4)+R5(Q5)+R6(Q6)}{Q1+Q2+Q3+Q4+Q5+Q6}$$

Los valores del factor de rentabilidad R se calculan en base a la producción y se muestran a continuación:

	<u>FACTOR R</u>
Q1 = Hasta 10.000	R1 = 0.45
Q2 = Entre 10.000 y 30.000	R2 = 0.42
Q3 = Entre 30.000 y 50.000	R2 = 0.25
Q4 = Entre 50.000 y 70.000	R2 = 0.20
Q5 = Entre 70.000 y 100.000	R2 = 0.10
Q6 = Mayor a 100.000	R2 = 0.05

Las relaciones con las comunidades en el caso del Bloque 10 desde el inicio de su fase de explotación han resultado en conflictos importantes. Tal es el caso del conflicto encabezado por la Organización de Pueblos Indígenas de Pastaza, con las empresas del bloque 10, el cual culminó con la firma del Acuerdo Plano en 1994, el cual dio lugar a la creación de una comisión técnica ambiental del Bloque 10.<sup>21</sup>

### **2.3 Situación del bloque 15**

El bloque se encuentra ubicado en la Amazonía Ecuatoriana, limita con el

---

<sup>21</sup> FONTAINE, Guillaume, Actores y Lógicas racionales en los conflictos socioambientales: el caso del bloque 10 en Ecuador (Pastaza), 2004.

Bloque 14 y se encuentra muy cercano al campo ITT. El mapa que se muestra en la gráfica siguiente muestra la ubicación geográfica de este bloque de estudio.

El bloque 15 tiene unas reservas petroleras de aproximadamente 157 millones de barriles, su explotación inicialmente estuvo a cargo de la empresa petrolera norteamericana Occidental que llegó a Ecuador en 1982, con la primera ronda de licitaciones, para encargarse de las 200.000 hectáreas en el Bloque 15. En esa época, por primera vez se ofertaban áreas protegidas, cuatro en concreto: Reserva Biológica de Limoncocha (46 km<sup>2</sup>), Bosque Protector Pañacocha, y áreas de amortiguamiento de la Reserva Faunística Cuyabeno (28 km<sup>2</sup>) y el Parque Nacional Yasuni (209 km<sup>2</sup>).

**Gráfico 4.** Ubicación Geográfica Bloque 15



**Fuente:** Acción Ecológica

La compañía inicia sus operaciones afectando 28 comunidades Kichwa, Siona, Secoya, Cofán y Shuar, con el 62 por ciento de tal bloque, además de 22 comunidades de colonos. El 25 de enero de 1985, el Estado ecuatoriano, firma el primer contrato con la empresa norteamericana Occidental Petroleum Corporation (OXY), OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY (OECP) como fue conocida en el Ecuador, la modalidad contractual adoptada de Prestación de Servicios el cual sucesivamente se fue modificando hasta que en 1999, durante el gobierno de Jamil Mahuad, se cambió a Participación.

El 18 de mayo de 1993 se firmó con Petroecuador otro contrato, esta vez de exploración del campo Limoncocha; este contrato se modifica en 1995, permitiendo la entrada de la empresa en todo el Bloque 15. Finalmente el 6 de mayo de 1999 se firma el último contrato recibiendo de Petroecuador los campos de Edén Yunturi y Limoncocha, campos que debían trabajarse de forma unificada con Petroecuador.<sup>22</sup>

El 24 de octubre de 2000 Occidental firma un acuerdo con la empresa canadiense EnCana Corp. En la primera fase del convenio Occidental transfiere a la petrolera EnCana el derecho a recibir 40 por ciento de la producción y 40 por ciento de utilidades netas de Occidental que proviene del Bloque 15. En la segunda fase Occidental propone una cesión futura a EnCana de 40 por ciento del bloque sujeto a autorización del Ministro de Energía, según Occidental.

En enero 2001 el Ministro de Energía confirma que la primera parte del acuerdo "Farmout" se puede realizar sin previa autorización, mientras la cesión requiere la aprobación de las autoridades ecuatorianas cuando se concrete la operación. En este sentido, el 15 de junio de 2004 Occidental solicita una autorización al Ministro de Energía para iniciar la cesión del título legal a

---

<sup>22</sup> BUCARAM, GONZÁLEZ, CUESTA, PÓLIT, Se fue la Oxy ¿y ahora qué debemos hacer?, 2008, <http://www.ensagaweb.com> [Consulta: martes, 08 de enero de 2008]

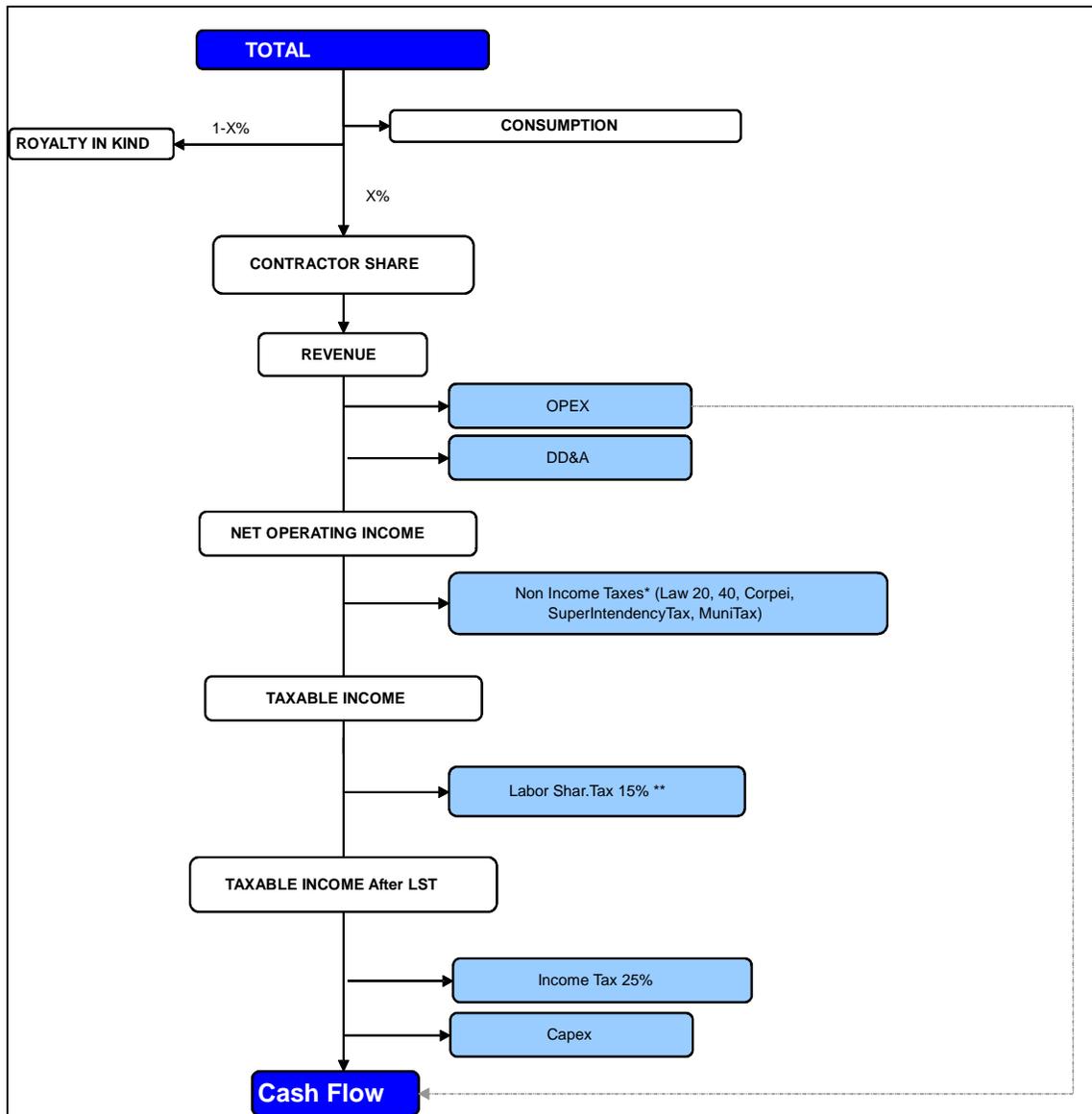
EnCana. Sin embargo, en agosto de 2004 la Procuraduría del Estado acusa a Occidental de incumplir el contrato suscrito por Petroecuador por haber transferido, sin previa autorización, el 40 por ciento del Bloque 15 a EnCana bajo el argumento de que había incurrido en una violación al contrato suscrito en 1999 con la estatal Petroecuador, hasta que en noviembre del 2005 Ecuador notifica a Occidental la apertura de un proceso formal para analizar el pedido de caducidad de Petroecuador.

Si bien Occidental presenta en febrero 2006 pruebas de descargo al ministro de Energía para desvirtuar acusaciones de Petroecuador sobre supuestas violaciones contractuales, en mayo de ese año Petroecuador rechaza la posibilidad de arribar a una salida negociada para el conflicto con la petrolera, por la inexistencia de una base legal que sustente un acuerdo. El ministro de Energía, Iván Rodríguez, declara la caducidad del contrato con Occidental y le ordena a la compañía devolver las áreas petroleras bajo su gestión en la región amazónica.

A partir de este momento, Petroecuador se hace cargo de la operación del bloque 15, y posteriormente decide crear una sociedad anónima denominada Petroamazonas que administre el campo, constituida con capital de la propia empresa estatal (con el 80 por ciento) y de su filial Petroproducción (con el 20 por ciento).

El contrato de participación del Bloque 15 se puede resumir de acuerdo al esquema que muestra la siguiente gráfica:

**Gráfico 5.** Esquema Contractual Bloque 15



**Fuente:** Autora

El análisis de la renta petrolera para el caso del bloque 15 se realizará considerando el año 1998 un contrato de Prestación de Servicios, para el período 1999 al 2008 un contrato de Participación.

### **CAPÍTULO III**

## **LOS REGÍMENES DE CONTRATACIÓN PETROLERA COMO ELEMENTO DE LA GOBERNANZA ENERGÉTICA**

En la historia de la industria petrolera existen una variedad de fórmulas jurídicas relativas a la ejecución de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En primera instancia existe la realización directa, es decir, el procedimiento mediante el cual el Estado o la empresa estatal llevan a cabo las actividades de manera directa. Esta situación se presenta con poca frecuencia y particularmente en los países con regímenes monopolistas en materia petrolera

Una segunda forma de explotación petrolera la constituye la concesión que es una licencia exclusiva concedida por un país de acogida para explorar y desarrollar el petróleo. La empresa petrolera recibe el derecho exclusivo a explorar y perforar en la zona geográfica determinada y obtiene un derecho de propiedad en contrario en el aceite en su lugar. Así, el país de acogida otorga a la empresa petrolera de los derechos de toda la producción de petróleo a cambio del pago de las primas, rentas, regalías e impuestos. La concesión moderna difiere mucho de las concesiones tradicionales en que cubren un área más pequeña, por último, para un período más corto, y exigir las obligaciones mínimas de trabajo por la empresa petrolera. Existe adicionalmente la modalidad de contratación de servicios, en la cual la empresa contratista percibe una tarifa por la explotación por parte del estado, quien además le reembolsa sus costos e inversiones. Finalmente podemos mencionar la modalidad contractual de participación, en la cual la empresa privada entrega al estado un porcentaje establecido contractualmente de la producción.

El diccionario de la Real Academia de la Lengua Española define gobernanza como: Arte o manera de gobernar que se propone como objetivo el logro de un desarrollo económico, social e institucional duradero, promoviendo un sano equilibrio entre el Estado, la sociedad civil y el mercado de la

economía. En comparación con el término gobernabilidad, el cual queda o asociado a una acepción netamente técnica e ideológica (la cualidad de gobernable); el término gobernanza se presenta como más englobante, no necesariamente ideológico, y capaz de expresar de manera adecuada un concepto, un significado, con el valor agregado de reconocer en la gobernanza la posibilidad de evolución de su contenido, la capacidad de adaptarse y acomodarse al lugar, el tiempo y las circunstancias específicas del entorno.<sup>23</sup> Definimos la gobernanza energética como un sistema que regula y orienta las interacciones entre el Estado, el mercado y la sociedad en el ámbito energético, a través de normas legales, políticas públicas e instituciones de ejecución y control.<sup>24</sup>

La gobernanza energética, para el Estado se convierten en una forma de gobierno donde la definición de los asuntos, la toma de decisiones respecto a ellos y la manera de ejecutar estas decisiones no se realizan de manera aislada o tecnocrática por una élite política de manera jerárquica sino que deben pasar necesariamente por un proceso donde los otros actores participen y definan un espacio común sobre el cual trabajar. En este sentido se entiende que las políticas petroleras no se pueden analizar desde las anteriores concepciones del poder jerárquico. La gobernanza energética para la sociedad adoptará formas y se transformará dependiendo de las capacidades de los diferentes actores institucionales y no institucionales de acceder a espacios de movilización, tecnología y conocimiento, así como la posibilidad de articularse entre ellos el Estado y el mercado. Su rol ha sobrepasado ya el de mero elector o legitimador de un gobierno o política determinada, su papel ahora no es tan sólo la de expresar demandas y necesidades al gobierno, sino que ahora puede ofrecer medios a éste para ejecutar políticas públicas. El mercado dentro el análisis de la gobernanza energética, se presenta como medio, situación y actor interesado que se adapta a las nuevas realidades y demandas del Estado y la sociedad. Ninguno de los actores mencionados puede por sí solo dar respuestas

---

<sup>23</sup> Anzieta, Ernesto, *Políticas Petroleras, un problema de Gobernanza en el Marco de un cambio de Época*, FLACSO, 2009, pp.1-7.

<sup>24</sup> Fontaine, Puyana, *La Investigación Latinoamericana ante las Políticas Energéticas*, La Guerra de Fuego, FLACSO, 2008, pp.19.

eficaces a la problemática energética, y en particular a la problemática petrolera. La única opción aceptable es la de generar las condiciones suficientes para que exista un diálogo permanente entre estos tres actores.<sup>25</sup>

La gobernanza energética, y su análisis se encuentra atravesada por cuatro dimensiones que marcan la pauta de la reflexión, y que han sido detalladas con anterioridad en el presente estudio: La primera dimensión de la gobernanza energética abordada es la política, ello implica a la vez factores endógenos y exógenos que determinan los procesos de toma de decisión y de elaboración y ejecución de políticas públicas. La segunda dimensión de la gobernanza energética es la económica y financiera. Esta dimensión permite entender la interacción entre la globalización de los mercados y el renacimiento de los nacionalismos. La tercera dimensión de la gobernanza energética es la dimensión social. Con esto, se debe entender el complejo tejido de relaciones entre los actores sociales, el sistema institucional y el mercado. La cuarta y última dimensión de la gobernanza energética es la dimensión ética, en la medida en que afecta los estilos de vida de la población (tanto al nivel local, como en el ámbito global).<sup>26</sup> A continuación se realizará un estudio de las particularidades que se han presentado en relación a estas cuatro dimensiones aplicadas a los bloques de estudio.

El sector petrolero tiene una serie de características particulares que tienen importantes repercusiones institucionales, como son: la voluminosa renta generada por el sector, los elevados riesgos asociados a las actividades, elevados costos hundidos y el elevado consumo de sus derivados. Estas características generan incentivos particulares para los gobiernos y los inversionistas que plantean la necesidad de crear instituciones creíbles que promuevan el desarrollo sostenible del sector y, al mismo tiempo permitan que el Estado capture las rentas existentes y las maneje de manera eficiente. La

---

<sup>25</sup> Anzieta, Ernesto, Políticas Petroleras, un problema de Gobernanza en el Marco de un cambio de Época, FLACSO, 2009, pp.7-10.

<sup>26</sup> Fontaine, Puyana, La Investigación Latinoamericana ante las Políticas Energéticas, La Guerra de Fuego, FLACSO, 2008, pp.26-22.

historia del sector se ha caracterizado por ciclos de inversión seguidos por sustanciales cambios institucionales y regulatorios que afectaron a las empresas operadoras, lo que ha generado una caída en la inversión. En momentos de incrementos en los precios de los hidrocarburos, los gobiernos nos han visto con agrado que las empresas operadoras capturen una creciente porción de la renta, por lo tanto los estados han tendido a modificar los impuestos o las condiciones contractuales para incrementar la participación del estado en las ganancias. En este mismo sentido se han presentado situaciones de expropiación, incluso en períodos de precios declinantes, posteriores a períodos de alta inversión e incrementos de reservas; a lo anterior se suman los bajos costos políticos que tiene el Estado por la expropiación.<sup>27</sup> El caso del Bloque 15 representa claramente esta situación, el paso de la modalidad contractual de prestación de servicios a participación se realizó en un período de precios muy bajos de crudo, que ponían en peligro los ingresos del Estado por no superar la tarifa de servicios pagada a la contratista.

Por otro lado, el 15 de mayo de 2006 el ministro de Energía, Iván Rodríguez, como juez natural del conflicto, declara la caducidad del contrato con Occidental y le ordena a la compañía devolver las áreas petroleras bajo su gestión en la región amazónica. El causal de caducidad del bloque se debió al traspaso a favor de la empresa canadiense ENCANA, sin previa autorización del Ministerio de Energía, conforme lo manda el artículo 79 de la ley de Hidrocarburos. Esta situación, coincidentalmente, se presenta luego de que en el año 2004 las inversiones de Occidental incrementaron sustancialmente (34 pozos de desarrollo perforados en ese año), un incremento de la producción de 56.228 bpd y una alza en los precios de crudo del 20%.

El marco institucional que regula la explotación de los hidrocarburos está constituido por instituciones, organizaciones y normativas, que involucran desde los niveles más elevados de la estructura política hasta los detalles

---

<sup>27</sup> Monaldi, Franciso, Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina, sf, pp.117.

específicos de los contratos con los operadores y la estructura de gobierno corporativo de las empresas estatales. Dicho marco define, entre otros asuntos, quién explota los recursos, cómo se distribuyen los ingresos y las rentas provenientes de su explotación y cómo se dirimen las disputas entre los diversos actores involucrados.<sup>28</sup>

En el caso del Ecuador podemos mencionar que la política petrolera del Estado no podrá reformarse sin la participación de Petroecuador. Es claro que esta empresa padece la ausencia de una política pública coherente con las necesidades económicas y sociales internas, y las modalidades tecnológicas y financieras actuales del sector petrolero. La modernización de Petroecuador pasa por su fortalecimiento en el sentido de una mayor adaptación a las condiciones actuales de los mercados internacionales y de una estrategia de largo plazo. Resulta fundamental que se reduzca la injerencia de los partidos políticos en la gestión de esta empresa y se terminen los frecuentes cambios en el directorio y la alternancia de los Presidentes (en promedio una vez por año desde 1989). Aunque la modernización no implica necesariamente su privatización, para superar la crisis que atraviesa, Petroecuador debería funcionar en las mismas condiciones fiscales y administrativas que una empresa privada. No obstante, las reformas llevadas a cabo en los últimos quince años quitaron a la mayor empresa del país toda autonomía financiera y política. En efecto, con la ley 44 de 1993, las ganancias de la empresa nacional (calculadas a partir de los ingresos brutos tras deducción de las regalías y de los gastos operativos de la empresa y sus filiales) fueron integralmente entregados al Banco Central para pagar la deuda pública externa. También, se incrementó el control del Estado en el funcionamiento de Petroecuador, al asignar al Ministerio de Finanzas el 10% del valor de la producción, hasta entonces depositados en un Fondo de inversión petrolera. Esta situación desembocó en una inflación de la renta unitaria, por falta de inversiones productivas. Es así que, por compensar el déficit del presupuesto del Estado, la asignación de las

---

<sup>28</sup> *Ibid.*, pp.119.

ganancias al Ministerio de Finanzas afectó las inversiones en el ámbito de la exploración y el mantenimiento de infraestructuras. Como consecuencia de ello, la producción de los seis principales campos operados por Petroecuador entró en fase de ocaso tras un máximo de 95.000 millones de barriles en 1993. Con el afán de frenar esta tendencia, en un contexto de precios bajos, se crearon los contratos de alianza estratégica y de alianzas operativas, lo cual conllevó una privatización parcial de los activos de la empresa estatal. Sin embargo, el contexto de precios altos permite revertir esta política mediante la nacionalización del sector petrolero. Es fundamental recordar que una política petrolera nacionalista, como demuestra la tendencia actual del gobierno ecuatoriano, se apoya ante todo en una empresa estatal fuerte y dinámica, como lo muestran los casos de PEMEX, PDVSA y Petrobras en América Latina.<sup>29</sup>

El negocio petrolero es técnicamente complejo y genera significativas asimetrías de información entre los operadores y el Estado, con la consecuente desconfianza y los costos de monitoreo. El anterior se presenta como uno de los problemas para que el marco fiscal y de contratación ofrezca incentivos adecuados a las empresas y, a su vez, permita recaudar la renta es la existencia de asimetrías de información entre el Estado y los operadores. Sólo el operador conoce sus costos, inversiones y precios. El Estado obtiene esa información indirectamente a través de sus actividades de monitoreo y fiscalización, lo que introduce un elemento de desconfianza. Por ejemplo, las autoridades pueden desconfiar de los precios de transferencia utilizados por una compañía verticalmente integrada. También pueden sospechar que la empresa sobre reporta costos, incurre en costos superiores a los necesarios por conveniencia fiscal o los traslada de otras unidades al proyecto en cuestión. La asimetría de información afecta el diseño institucional de varias maneras. En primer lugar, el Estado tiene que incurrir en costos de monitoreo, para lo que debe desarrollar una burocracia especializada. Por otra parte, la desconfianza combinada con

---

<sup>29</sup> Fontaine, Guillaume, Entre el Ecologismo utópico y nacionalismo pragmático: El proyecto Ishpingo, Tambococho y Tiputini (ITT) y la Gobernanza Energética en el Ecuador, FLACSO, Quito 2007.

una baja capacidad institucional de monitoreo puede llevar a escoger herramientas de tributación como las regalías, que requieren muy poca información de las empresas –solo a nivel de producción–, pero que generan otras distorsiones. En particular, las regalías no son progresivas, es decir, la participación del Estado en las ganancias declina a medida que sube el precio del petróleo. Como resultado, cuando ocurren incrementos importantes de precios existen poderosos incentivos para que los gobiernos incrementen las tasas de regalías aplicables, generando incertidumbre en la regulación para los operadores.<sup>30</sup> Esta situación se ha visto compensada en el Ecuador con la aplicación de la Ley 42, a través de la cual un porcentaje de los ingresos excedentes de la empresa privada (entre el precio de contrato y el precio de venta) le pertenece al Estado. Inicialmente este porcentaje fue del 50%, en la actualidad es del 70%.

Las actividades petroleras en el Ecuador se concentran principalmente en la región amazónica, por lo tanto representan altos riesgos ambientales y sociales para las poblaciones locales, en particular indígenas. De acuerdo a información de Petroecuador, en el período 1967-2001 fueron perforados 852 pozos en la Región Amazónica. No es posible pasar por alto el hecho de que la actividad petrolera genera impactos ambientales, derivados principalmente de las características técnicas de la explotación. Los principales impactos relacionados a la actividad son aquellos que se derivan del producto (petróleo) y los subproductos (aguas de formación) que se convierten en el principal indicador de contaminación directa. Los derrames de crudo se presentan como eventos determinantes en la creación de conflictos ambientales (y sociales) generados por la explotación petrolera. El año de 1996 presenta el mayor número de barriles derramados (12.641 barriles), con un porcentaje de recuperación del 92.23%. El año con el mayor porcentaje de recuperación de barriles derramados es el 2002 con un porcentaje de recuperación del 97.61%.

---

<sup>30</sup> Fontaine, Guillaume, *Entre el Ecologismo utópico y nacionalismo pragmático: El proyecto Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT) y la Gobernanza Energética en el Ecuador*, FLACSO, Quito 2007.

Del mismo modo se puede observar que el menor índice de recuperación se presentó en el año 1999 con un 45,06%. Al analizar indicadores de este tipo es fundamental no dejar de lado que los barriles derramados no recuperados, han quedado en el medioambiente con sus respectivas consecuencias ambientales y sociales. Las principales causas de derrames de crudo se deben a fallas en el equipo y negligencias de operación. En este punto debería reforzarse la legislación ambiental para la explotación petrolera normando la reposición de equipos obsoletos e incrementar el control y monitoreo del funcionamiento del mismo para evitar una mayor cantidad de siniestros.<sup>31</sup>

La deforestación constituye un indicador de impacto ambiental de importancia, se trata de un tema que debe ser analizado en función del porcentaje de la superficie de la unidad territorial deforestada (nivel de deforestación) y de la tasa de deforestación. En el año 1986 la deforestación en la provincia corresponde en promedio al 17% de la superficie total analizada, incrementándose al 42% en el año de 1996. Es importante examinar la relación entre la actividad petrolera y los procesos de deforestación, esta información se obtiene al correlacionar el número de pozos versus el porcentaje de incremento de la deforestación, que arroja un coeficiente de correlación que alcanza 0,71, lo que significa que la deforestación en esta área, es explicada y relacionada con la actividad hidrocarburífera en un 50%.<sup>32</sup>

Lo anterior nos permite demostrar que sin lugar a dudas, el desarrollo de la industria petrolera, viene atada a situaciones y consecuencias que perjudican grandemente el medioambiente. Es fundamental que la legislación ambiental considere estas situaciones y se oriente a la consecución de las acciones de reparación y mitigación de los pasivos ambientales y a la gestión y monitoreo de los recursos naturales del área.

---

<sup>31</sup> Arteaga, Aida, Indicadores de gestión e impactos de la actividad petrolera, Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador, FLACSO, 2003, pp.51-57.

<sup>32</sup> *Ibíd.*, pp.58.

La organización de la oposición a las actividades petroleras en la Amazonía ecuatoriana se dio con la creación de Acción Ecológica, en el año de 1987, la cual en el período de 1989 a 1994, encabezó la campaña Amazonía por la vida, donde convergieron dos tipos de organizaciones: las organizaciones de apoyo no gubernamental (ecologistas y de defensa de los derechos humanos) y las organizaciones representativas (indígenas y campesinas).<sup>33</sup>

El Bloque 10 se encuentra ubicado al este de la provincia de Pastaza, en territorios ocupados por los pueblos Kichwa Canelos, Shuar, Achuar y Huaorani. Las actividades desplegadas por el consorcio, desde su inicio han encontrado la oposición de los pueblos indígenas organizados en la Organización de Pueblos Indígenas de Pastaza (OPIP), que han demandado la no intervención en sus territorios, cuestionando la política energética y las formas de explotación petrolera. Pese a estas demandas las actividades han continuado en medio de negociaciones en las que han intervenido el Estado, la empresa y las organizaciones indígenas. Es así que en el año de 1994 se llegó a acuerdos trascendentales en el ámbito de la cooperación empresa-comunidad para la explotación de crudo en el Bloque 10. Es así que se consigue que los pueblos indígenas participen directamente en la evaluación de los impactos ambientales con personal técnico en las componentes sociales, culturales, económicas y ambientales. Lo fundamental en estos acuerdos es que, se asumen categorías de análisis que pertenecen a la cosmovisión indígena del medio ambiente como por ejemplo los lugares sagrados como son las lagunas, las montañas y las cabeceras de los ríos.

El punto inicial de los conflictos generados por la actividad en el Bloque 10 se presentan en la fase de exploración y particularmente por los trabajos de sísmica iniciados en el año 1988, en territorio indígena de Sara Yacu. En años posteriores las relaciones con las comunidades no se normalizaron y la empresa tuvo que recurrir a buscar el apoyo de un grupo de familias para tener mayor control sobre las comunidades. Esta situación ha genera

---

<sup>33</sup> Fontaine, Guillaume, *Entre el Ecologismo utópico y nacionalismo pragmático: El proyecto Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT) y la Gobernanza Energética en el Ecuador*, FLACSO, Quito 2007.

fragmentaciones importantes de las organizaciones indígenas.

En el caso del bloque 15, son conocidos los conflictos generados por la explotación de este campo en las zonas de Sucumbíos en el año de 1995, con la comunidad Siona y en 1996 en la zona de Shushufindi, cual la empresa occidental buscaba la ampliación de sus operaciones. En ambos casos el “convencimiento” a las comunidades jugó un papel determinante en la continuidad de las operaciones de la empresa.

Los contratos analizados en el presente estudio constituyen dos clases que actualmente se encuentran vigentes en el Ecuador. En el caso del contrato del Bloque 10 un contrato de prestación de servicios en que Petroecuador efectúa el reembolso de los costos e inversión y reconoce una tarifa por barril producido. En el caso del Bloque 15 se trata de un contrato de participación en donde la contratista asume por su cuenta y riesgo las inversiones, los costos y los gastos requeridos y Petroecuador tiene derecho a una participación establecida sobre la producción.

En los últimos años el Ecuador ha enfrentado una alta inestabilidad política y el sector petrolero ha sido reflejo de la situación. Nuestro país se encuentra por debajo del promedio regional en los indicadores de calidad institucional y en el índice de políticas públicas. Este contexto hace difícil el desarrollo de un marco institucional creíble y efectivo en el sector hidrocarburos, el cual se encuentra en el centro de los conflictos que dividen a la sociedad ecuatoriana.

En los años noventa, las dificultades financieras de Petroecuador llevaron a ofrecer condiciones más atractivas a los inversionistas extranjeros, situación que se vio reflejada en la modalidad contractual pues se aplicaron contratos de producción compartida a partir de 1993 y empresas mixtas a partir de 1999. Las reformas fueron efectivas en atraer nuevas inversiones extranjeras. Posterior a esta época se registraron conflictos en el sector petrolero, a través de huelgas, conflictos indígenas, problemas financieros de

Petroecuador, presión social para aumentar los impuestos y cancelación de contratos. Es así que en el año 2003, el presidente Gutiérrez intentó flexibilizar las condiciones de participación privada, pero fue derrocado. Esta situación desencadenó en incrementos en los tributos petroleros y la cancelación de un importante contrato con Occidental Petroleum.

Lo anterior muestra cómo el éxito en la atracción de inversión petrolera en los noventa y el aumento de precios en países con sistemas impositivos poco progresivos, llevó a la renegociación de contratos y a la búsqueda de control estatal, tal como se vislumbra en la actualidad bajo el régimen del Presidente Rafael Correa.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> Monaldi, Francisco, *Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina*, sf, pp.165-166

## **CAPÍTULO IV**

### **CÁLCULO DE LA RENTA PETROLERA PARA LOS CASOS DE ESTUDIO BLOQUE 10 Y BLOQUE 15**

El cálculo de la renta petrolera para el Bloque 10 y el Bloque 15 se realizará, como se mencionó anteriormente, mediante la aplicación de la metodología utilizada por la United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD) en el informe del año 2005 sobre Comercio y Desarrollo, y en el Reporte Mundial de Inversión del año 2007. Esta metodología, que ha sido detallada en el Capítulo 2 del presente estudio, define a la renta petrolera unitaria como la diferencia entre los costes de producción y el precio de venta en el mercado internacional; si a este valor le multiplicamos por la producción total, obtenemos la renta petrolera total. Los ingresos del estado corresponden a los impuestos y regalías percibidos, y los ingresos de la contratista corresponden a la diferencia entre la renta total y los ingresos del Estado. Para El cálculo de los ingresos de estado y de los costes de producción de cada bloque se ha procedido a elaborar el cash flow de la contratista y del estado en cada uno de los casos.

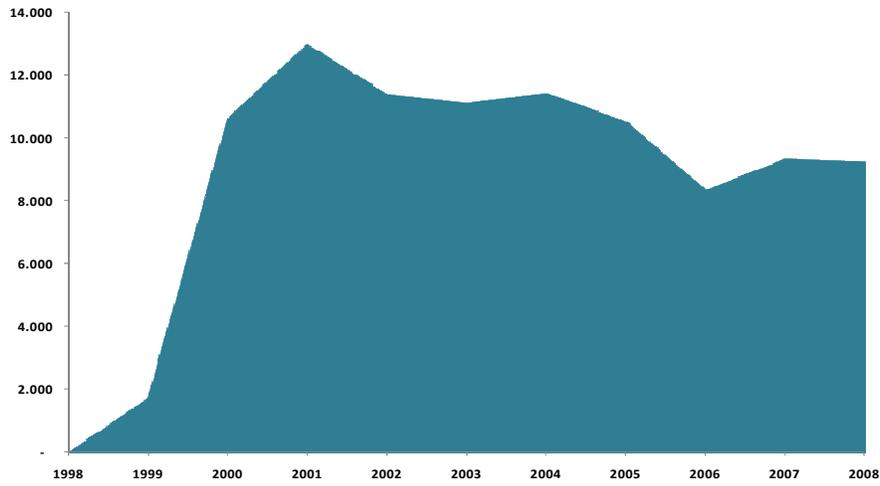
A continuación en el presente epígrafe pasamos a detallar a continuación cada una de las variables utilizadas y de los resultados obtenidos en el estudio:

#### **4.1 Producción**

##### ***Bloque 10***

El inicio de las operaciones comerciales en el Bloque 10 se presenta en el año de 1999. La producción acumulada para este bloque durante el período de estudio del presente trabajo alcanza los 96.580 miles de barriles, siendo la producción promedio anual de 8.780 miles de barriles. La gráfica siguiente muestra la evolución de la producción durante el período de estudio:

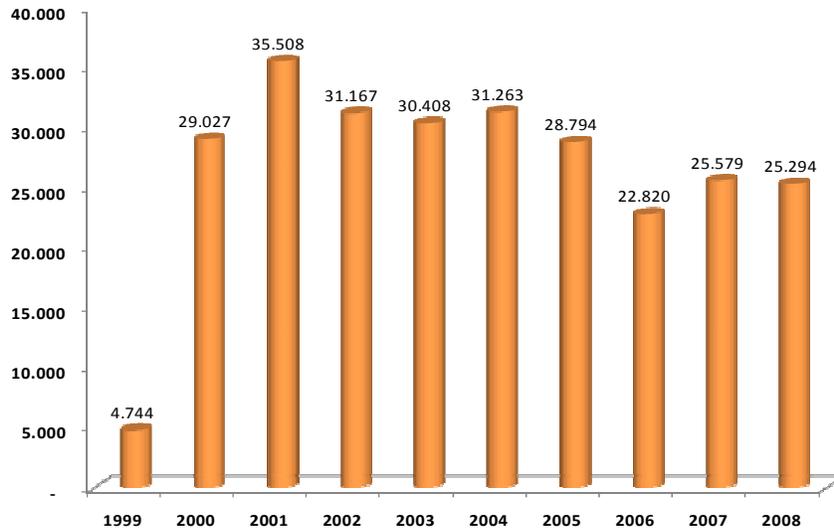
**Gráfico 6.** Producción Total Bloque 10 – Período 1999 al 2008 (miles de barriles)



**Fuente:** Petroecuador

La producción promedio diaria en el Bloque 10 es de 26.590 barriles por día, la siguiente gráfica muestra la evolución de la producción diaria durante el período de estudio:

**Gráfico 7.** Producción Diaria Bloque 10 – Período 1999 al 2008 (bpd)

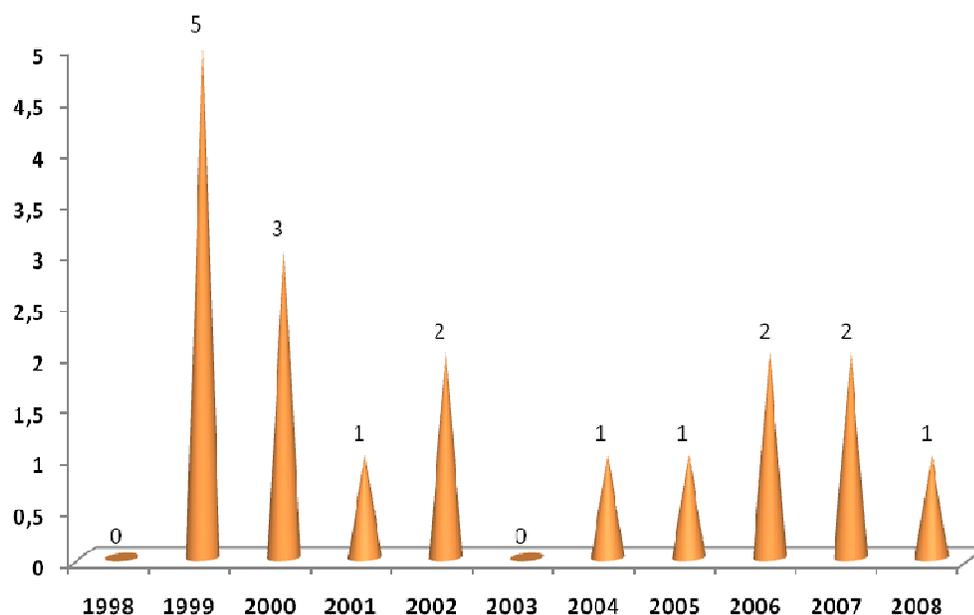


**Fuente:** Petroecuador

En los primeros años de la serie se puede observar un incremento en la producción y hacia el final de la misma se muestra una tendencia decreciente de la producción generada por el declino natural del campo, y la falta de perforación de nuevos pozos productores. Se puede observar un detalle interesante que consiste en que al tratarse de un contrato de servicios, la iniciativa a incrementar la producción no es tan marcada como en un contrato de participación, pues ésta le corresponde en su totalidad al estado y la empresa contratista recibe una tasa por el servicio de extracción; adicionalmente las reservas recuperadas no pueden ser registradas en los libros contables de la empresa.

Lo anterior se puede observar si analizamos la cantidad de pozos de desarrollo perforados en el periodo de estudio en el Bloque 10, la gráfica siguiente muestra esta información para el período de estudio:

**Gráfico 8.** Pozos de Desarrollo Bloque 10 – Período 1999 al 2008



**Fuente:** Petroecuador

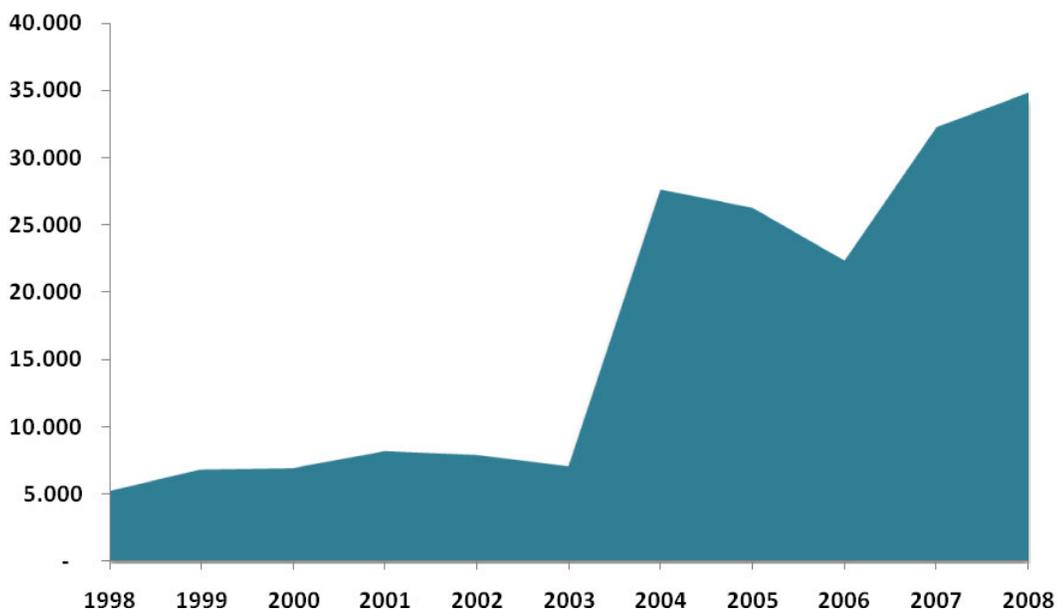
El número de pozos promedio anual perforados en el período de estudio es de 1,8 pozos al año, que representa un valor muy bajo y que a su vez explica el declino marcado de la producción en el período de estudio.

### ***Bloque 15***

La producción acumulada para este bloque durante el período de estudio del presente trabajo alcanza los 185.067 miles de barriles, siendo la producción promedio anual de 16.824 miles de barriles.

La gráfica siguiente muestra la evolución de la producción durante el período de estudio:

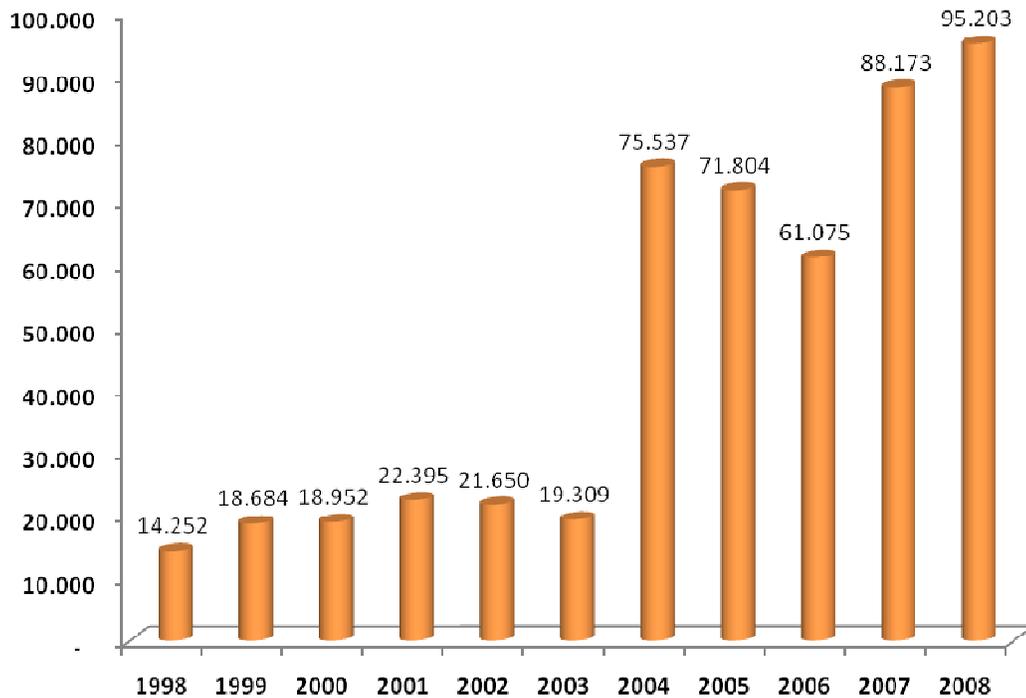
**Gráfico 9.** Producción Total Bloque 15 – Período 1998 al 2008 (miles de barriles)



**Fuente:** Petroecuador

La producción promedio diaria en el Bloque 15 es de 41.183 barriles por día, la siguiente gráfica muestra la evolución de la producción diaria durante el período de estudio:

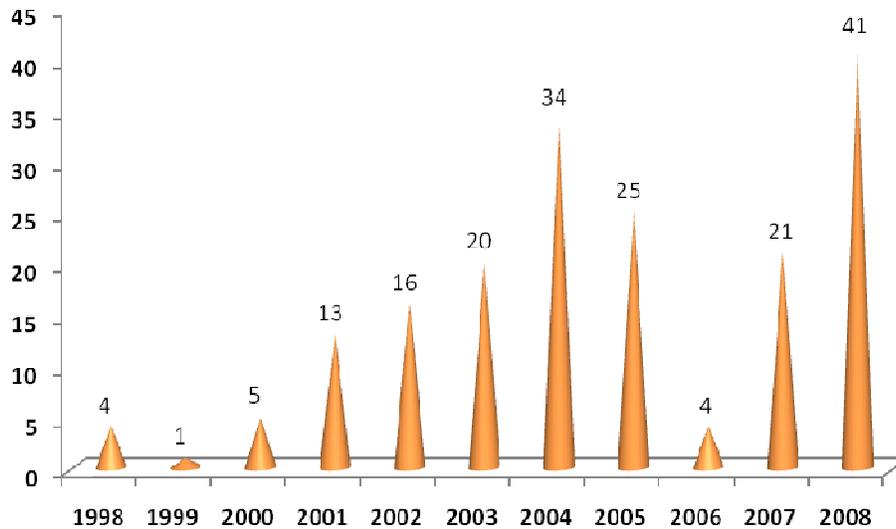
**Gráfico 10.** Producción Diaria Bloque 15 – Período 1998 al 2008 (bpd)



**Fuente:** Petroecuador

La producción diaria promedio del Bloque 15 durante el período de estudio fue de 16.824 miles de barriles. Se puede observar una tendencia creciente muy marcada hasta el año 2004, que es la fecha de inicio de operaciones comerciales del campo anexo Eden Yuturi, entregado también a la compañía Occidental. En el año 2005 se empieza a ver un decrecimiento en la producción pues es el inicio de las diferencias con el Estado ecuatoriano, esta reducción de la producción va de la mano a una disminución de las inversiones por parte de la empresa, debido al riesgo de caducidad; esta situación se vislumbra en el gráfico siguiente en el que se muestran los pozos de desarrollo perforados en el período de estudio:

**Gráfico 11.** Pozos de Desarrollo Bloque 15 – Período 1998 al 2008



**Fuente:** Petroecuador

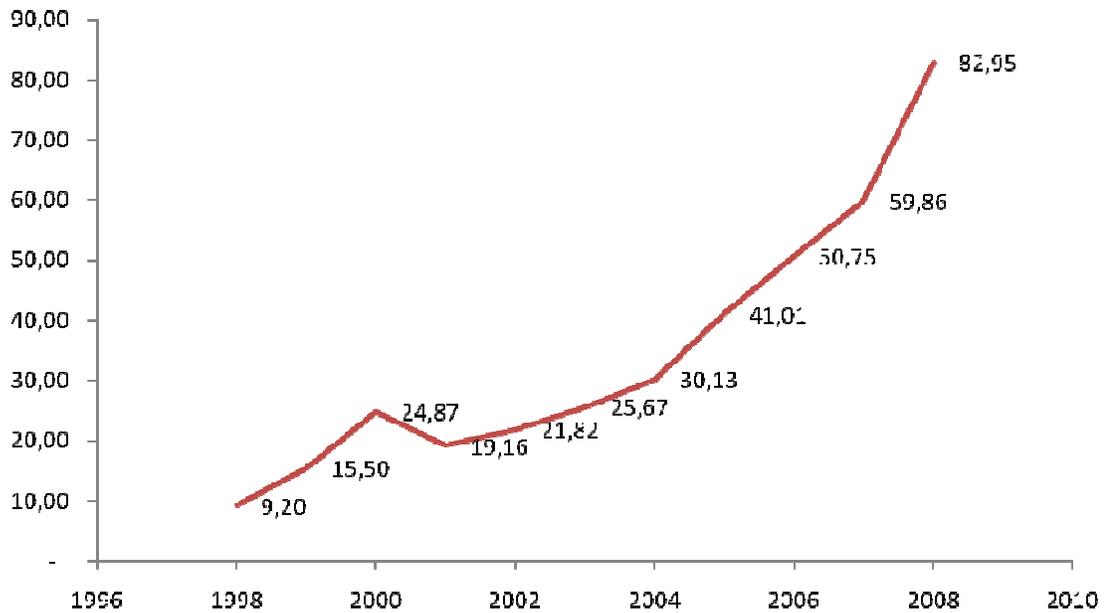
Se puede observar que el número de pozos perforados tiene un incremento muy marcado en el año 2004, lo cual coincide con el pico de producción de la serie (mientras el campo se encontraba bajo la operación de Occidental). En los años 2005 y 2006 la cantidad de pozos perforados se reduce, pues la empresa reduce sus inversiones por la presencia de un elevado riesgo de caducidad. En el año 2006 la producción del bloque se reduce en un 15% pues en el mes de mayo se declara la caducidad del contrato. En el año 2007 el bloque 15 se encuentra en manos de Petroamazonas y la producción se ve incrementada de manera importante pues se reinicia la perforación (21 pozos en ese año). En el año 2008 la tendencia creciente de la producción se mantiene, determinada por una perforación de pozos de desarrollo marcadamente creciente (41 pozos). Se puede observar una vez más que en un contrato de participación, la iniciativa por invertir y perforar nuevos pozos que mejoren la producción es

mayor; es así que en bloque 15 se han perforado 180 pozos de desarrollo del año 1999 (inicio del contrato de participación) al año 2008.

#### 4.2 Precio

El precio de mercado de crudo utilizado en el presente estudio corresponde a una canasta de crudos ecuatorianos que considera las diferentes calidades de crudo exportadas. En la siguiente gráfica se puede observar la tendencia de la senda de precios:

**Gráfico 12.** Precios Canasta Crudo Ecuatoriano – Período 1998 al 2008



**Fuente:** Banco Central del Ecuador

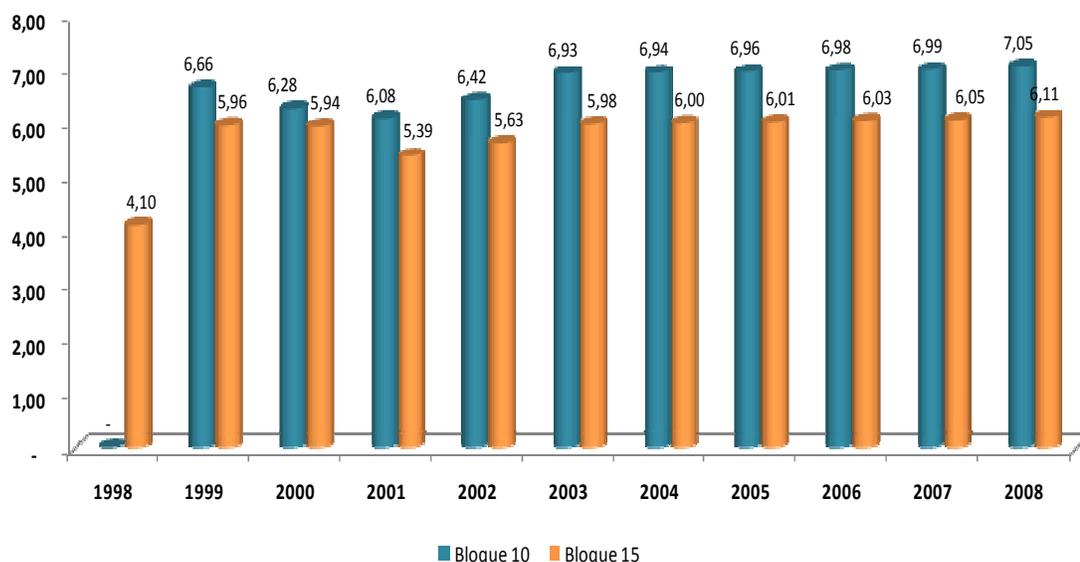
Durante el período de estudio la tendencia del crudo ecuatoriano se ha mantenido al alza. Es importante mencionar que el precio de exportación del crudo ecuatoriano se establece en base a la calidad del mismo, es decir se parte del precio en el mercado internacional del crudo oriente o napo y se realiza el ajuste de calidad (determinado por la diferencia de gravedad API entre el crudo

de cada bloque y el crudo napo u oriente).

### 4.3 Costos de Producción

El cálculo de los costes de producción de cada bloque de estudio se ha realizado principalmente en base a información proporcionada por las mismas compañías (Agip, Occidental, Petroamazonas), y al cálculo obtenido a través de un modelo económico desarrollado especialmente para éste propósito. La gráfica siguiente muestra el detalle de costos de producción en dólares por barril para cada una de las empresas durante el período de estudio:

**Gráfico 13.** Costos de Producción – Período 1998 al 2008



**Fuente:** Banco Central del Ecuador

A continuación se muestra el detalle de rubros que se ha utilizado para el cálculo de los costes de producción en cada bloque:

## Gráfico 14. Detalle Costos de Producción – Período 1998 al 2008

COMPRAS DE EQUIPOS	OTROS GASTOS DE PUBLICIDAD
COMPRAS DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	PATROCINIOS
COMPRAS DE REPUESTOS	GASTOS DE REPRESENTACION
PRODUCTOS PETROQUIMICOS	RELACIONES CON LA COMUNIDAD
CEMENTO, ADITIVOS Y ACCESORIOS	SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	SUMINISTROS DE CARBURANTES, COMBUSTIBLE
TUBERIAS Y ACCESORIOS	TELECOMUNICACIONES
HERRAMIENTAS	CORREOS Y MENSAJEROS
PRODUCTOS PETROQUIMICOS	OTRAS COMUNICACIONES
HERRAMIENTAS	MATERIAL DE OFICINA
COMPRAS DE MATERIALES DIVERSOS	MATERIAL DE PROTECCION Y SEGURIDAD
COMPRAS DE MATERIAL DE OFICINA	MATERIALES QUIMICOS
OTROS GASTOS DE COMPRAS	OTROS SUMINISTROS
VARIACION DE EXIST. DE COMBUSTIBLES Y	TRABAJOS DE OPERADORES
VARIACION DE EXISTENCIAS DE REPUESTOS	OTROS SERVICIOS DE OPERADORES
VARIACION DE EXISTENCIAS DE MATERIALES	SERVICIOS DE LIMPIEZA
ARREND. EDIFICIOS Y CONSTRUCC SALVO LOC	CONTROL MEDIOAMBIENTAL
ARRENDAMIENTO DE INSTALACIONES TECNICAS	GASTOS DE REMEDIACIÓN DE SUELOS Y AGUAS
ARRENDAMIENTO DE MAQUINARIA Y UTILLAJE	SANEAMIENTO DE YACIMIENTOS
ALQUILER AIB - APARATO INDIVIDUAL DE BO	CONTROL Y TRAT.M.AMBIENTAL - VARIOS
ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS P/ PROCESO DE	MANTENIMIENTO DE VEHICULOS
ARRENDAMIENTO DE ELEMENTOS DE TRANSPORT	GASTOS DE PERSONAL
CANONES DE PATENTES Y LICENCIAS	TRANSPORTE AEREO
REP. Y CONSERV. DE EDIFICIOS Y OTRAS CO	MANTENIMIENTO DE VEHICULOS
REP. Y CONSERV. DE OLEOD., GASODUCTOS Y	SEGUROS
REP. Y CONSERV. DE INSTAL. ALMACENAMIE	PUBLICIDAD Y RELACIONES PUBLICAS - EXP
REP./CONSERV. INSTAL. ALM., TUBERIAS EQU	GASTO DE PERSONAL CEDIDO
REPARACION Y CONSERV. DE OTRAS INSTAL.	SERVICIOS HOJAS DE TIEMPO
REPARACION Y CONSERVACION DE MAQUINARIA	SERVICIOS POR DIRECCIONES DE APOYO
REPARACIÓN Y CONSERVACIÓN DE POZOS - WO	DOCUMENTACION
REPARACION Y CONSERVACION DE MOBILIARIO	CUOTAS DE ASOCIACIONES
REP. Y CONSERV.DE EQUIPOS P/PROCESO DE	REUNIONES DE TRABAJO INTERNAS
REP. Y CONSERV. ELEMENTOS TRANSPORTE PO	SERVICIOS Y OBRAS POR CUENTA DE TERCERO
SERVICIOS JURIDICOS Y CONTENCIOSOS	SERVICIOS DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA
SERVICIOS DE AUDITORIA	SERVICIOS DE TRANSPORTE DE MATERIALES
SERV. DE AUDITORÍA Y CERTIFICACIÓN MEDI	DONATIVOS Y ACCIÓN SOCIAL
SERVICIOS DE AUDITORÍA Y CERTIFICACIÓN	SERVICIOS DE INSPECCION
SERVICIOS DE ASESORIAS EXTERNAS	PRUEBAS DE PRODUCCION
CONTRATACION DE PERSONAL PARA TRABAJOS	SERVICIOS DE CATERING
OTROS SERVICIOS PROFESIONALES INDEPENDI	MOV. Y DESMOV. DE LA TORRE
TRANSP. DE TRASPASOS Y REPOSICIONES POR	OPERAR Y MANTENER PLANTAS DE GENERACIÓN
TRANSP.TRASPASOS/REPOSICIONES POR OLEOD	OVERHEAD - OPERADOR
TRANSPORTE DE SUMINISTROS Y OTROS SERVI	REPARACION, MANTEN. Y CONSERV. CARRET.
PRIMAS DEL PLAN DE SEGUROS INTEGRADO (	IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES EN TERRITORIO
PRIMAS DE SEGUROS DE AUTOMOVILES	IMPUESTO SOBRE VEHICULOS DE TRACCION ME
PRIMAS DE OTROS SEGUROS	OTRAS TASAS MUNICIPALES, PRECIOS PUB.Y C
SERVICIOS BANCARIOS POR TRANSFERENCIAS	IMPUESTO SOBRE LA EXTRACCION DE HIDROCA
SERVICIOS BANCARIOS POR PRESTACION DE A	IMPUESTO OPERACIONES FINANCIERAS (I.O.F
SERV. BANCARIOS. OPERACIONES EN MONEDA	OTROS TRIBUTOS EN TERRITORIO LOCAL
OTROS SERVICIOS BANCARIOS Y SIMILARES	DEVOLUCION DE IMPUESTOS
SALARIOS Y COMPLEMENTOS FIJOS	OTROS GASTOS SOCIALES. OTROS
SALARIOS Y COMPLEMENTOS FIJOS. VACACION	PERDIDAS POR INSOLVENCIAS DE TRAFICO DE
COMPLEMENTOS VARIABLES	ACTUALIZACION FIN.INT.DEMORA PROVISIONE
COMPLEMENTOS HORAS EXTRAORDINARIAS	ACTUALIZACION FIN.PROV.DESMANTELAM.CAMP
PARTICIPACION DE LOS TRABAJADORES EN EL	DIF. NEGATIVAS DE CAMBIO EN OPERACIONES
INDEM. POR BAJAS O DESPIDOS SUJETAS A R	DIF. NEGATIVAS CAMBIO EN OPER. TRAFICO-
SEGURIDAD SOCIAL CARGO EMPRESA EN TERRI	DIF.NEGATIVAS DE CAMBIO EN OPERACIONES
DOTACIONES Y COMPLEM. P/PENSIONES. PERS	PERDIDAS POR ENAJENACION DE INSTALACION
GASTOS DE VIAJE. LOCOMOCION MEDIOS AJEN	PERDIDAS POR ENAJENACION DE OTRO INMOV.
GASTOS VIAJE. ESTANCIAS, ALOJAMIENTO Y	GASTOS EXTRAORDINARIOS POR SANCIONES Y
GASTOS DE VIAJE. DIETAS	CONTINGENCIAS FISCALES - ACTAS. CUOTA I
OTROS GASTOS DE VIAJE	OTROS GASTOS EXTRAORDINARIOS
OTROS GASTOS SOCIALES. INSTAL./SERVICIOS	AMZ. DE INVERSIONES PARA EXPLORACION DE
OTROS GASTOS SOCIALES. AYUDA DE COMIDA	AMORTIZACION DE MAQUINARIA
OTROS GASTOS SOCIALES. ECONOMATOS	AMORTIZACION DE INSTALACIONES DE PRODUC
OTROS GASTOS SOCIALES. FORMACION	AMORTIZACION DE MOBILIARIO
OTROS GASTOS SOCIALES. SOCIEDADES MEDIC	AMORTIZACION DE EQUIPOS DE OFICINA
OTROS GASTOS SOCIALES. CENTROS MEDICOS	AMORTIZACION DE ENSERES DIVERSOS
OTRO GASTO SOCIAL. SEGURO ACCID. Y FALL	AMORTIZACION DE EQUIPOS PARA PROCESO DE
OTRO GASTO SOCIAL.AYUDA ESTUDIO EMPLEAD	AMORTIZACION ELEMENTOS DE TRANSPORTE PO
OTRO GASTO SOCIAL.TRANSP.PERSONAL.LOCOM	DOTACION A LA PROVISION PARA ABANDONO D
OTRO GASTO SOCIAL. TRANSP.PERSONAL. SER	DOTAC.PROV.DEP.OTROS APROV. DE MATERIAL
OTROS GASTOS SOCIALES. SELECCION DE PER	DOTACION A LA PROV.P/INSOLV.DE TRAFICO
OTROS GASTOS SOCIALES. SUBVENCION DE PR	OTROS GASTOS SOCIALES. BECARIOS

Fuente: Autora

El coste unitario promedio del bloque 15 alcanza los 5,75 dólares por barril, mientras que en el bloque 10 este valor alcanza los 6,73 dólares por barril. La operación del Bloque 10 se presenta como más costosa que la del bloque 15, principalmente por la diferencia de calidades que producen estos bloques (19,9 ° API para el Bloque 15 y 19,7 ° API para el Bloque 10) y a la diferencia de extensión de los bloques, pues al ser menor la extensión del Bloque 10, le resulta más difícil alcanzar economías de escala. Adicionalmente es conocido que una parte importante de la operación es este bloque se realiza utilizando helicópteros, lo cual encarece la operación

En este punto se vislumbra una nueva diferencia en la operación de ambos contratos, pues en un contrato de servicios los costos de operación se encuentran cubiertos por el estado lo cual no representa un incentivo para la reducción de costos, a diferencia del bloque 15 en donde al tratarse de un contrato de participación, la eficiencia de costos es muy importante.

#### **4.4 Renta del Estado**

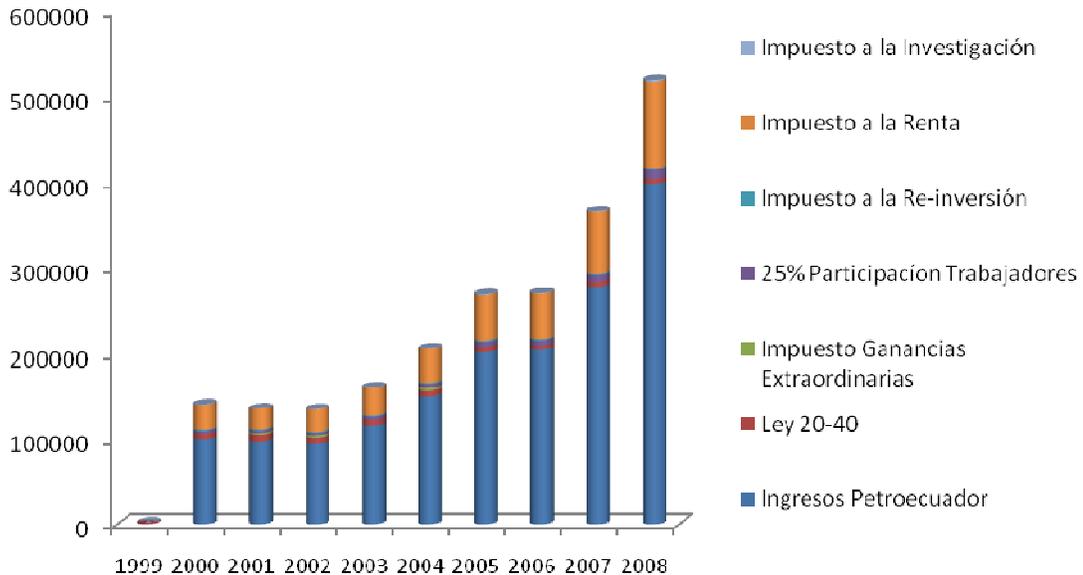
La metodología aplicada en el presente trabajo, tal como se mencionó anteriormente, determina que los ingresos del estado corresponden a todos aquellos que percibe por concepto de impuestos y regalías. En este sentido, en el presente estudio se ha procedido a calcular los ingresos del estado considerando los siguientes rubros:

- Pago Anual Patentes
- Pago Anual 1.5 por mil
- Impuesto a la renta
- Impuesto al valor agregado
- Pago Anual Superintendencia de Compañías
- Pago Mensual Ley 10-20
- Tasas de Operación DNH
- Impuesto al uso de suelos y al uso de aguas
- Impuesto a la investigación
- Reinversión
- Impuesto a las ganancias extraordinarias
- El 25% del impuesto a la participación de los trabajadores, pues corresponde a la tributación de los empleados.

Es importante mencionar que el Impuesto a las ganancias extraordinarias corresponde únicamente al Bloque 10, y se trata de una cláusula del contrato que se encontraba vigente desde la fecha de suscripción del mismo. En el caso del Bloque 15 no se vislumbra el efecto de la Ley 42 dictada por el presidente Alfredo Palacio puesto que su aplicación se dio en abril 2006, y en ese mismo período se dio la declaratoria de caducidad del Bloque 15.

La gráfica siguiente muestra la composición de los ingresos del estado en el caso del Bloque 10. Se puede observar que la mayor parte de los ingresos proviene de lo que el modelo denomina Ingresos Petroecuador, que corresponden a los ingresos que provienen de la producción pues, al ser un contrato de servicios, esta le corresponde por completo al estado. En segundo lugar se encuentra el impuesto a la renta y en tercer lugar el 25% de la participación trabajadores que la empresa paga a sus empleados.

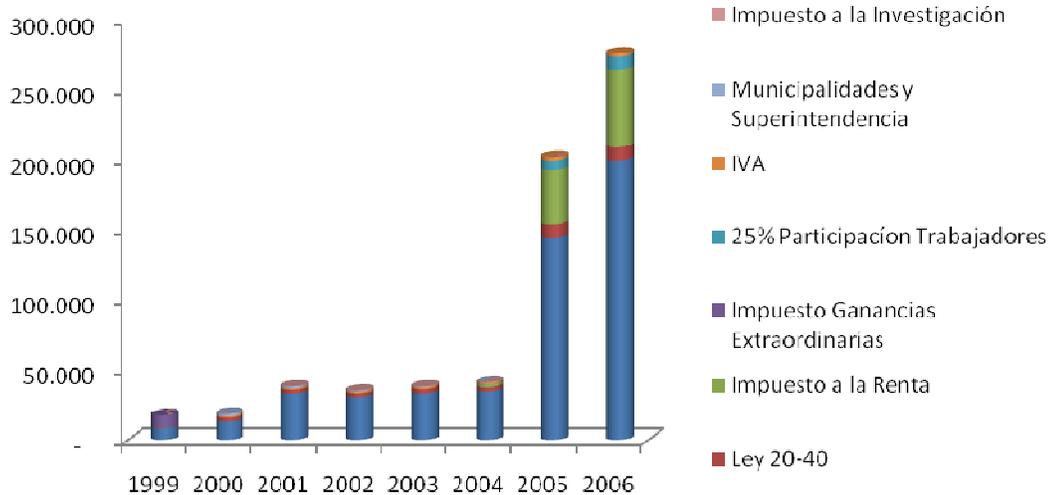
**Gráfico 15.** Composición Ingresos Estado Bloque 10 – 1999 al 2008 (miles de dólares)



**Fuente:** Autora

La composición de los ingresos del Estado en el caso del Bloque 10 se muestra en la siguiente gráfica:

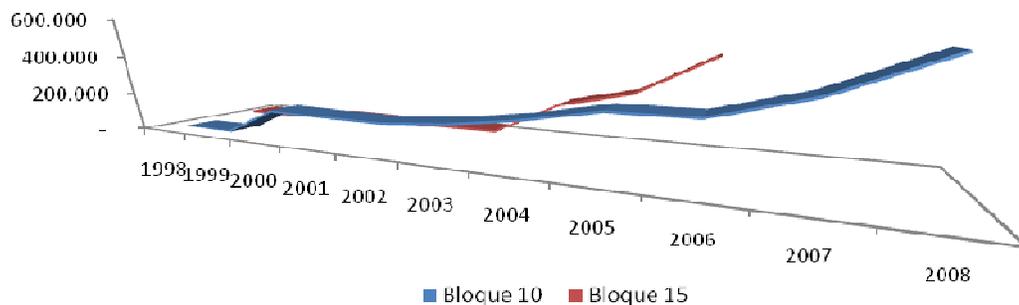
**Gráfico 16.** Composición Ingresos Estado Bloque 15 –1998 al 2006 (miles de dólares)



**Fuente:** Autora

En el caso del Bloque 15 se puede observar que la mayor parte de los ingresos proviene de las regalías, seguido por el impuesto a la renta. La gráfica únicamente muestra la información hasta el año 2006 puesto que a partir de este año el bloque pasa a ser operado por Petroamazonas, que al ser una empresa del Estado se asume que el 100% de los ingresos le corresponden al mismo. La gráfica siguiente nos permite comparar la renta del estado generada por cada uno de los bloques:

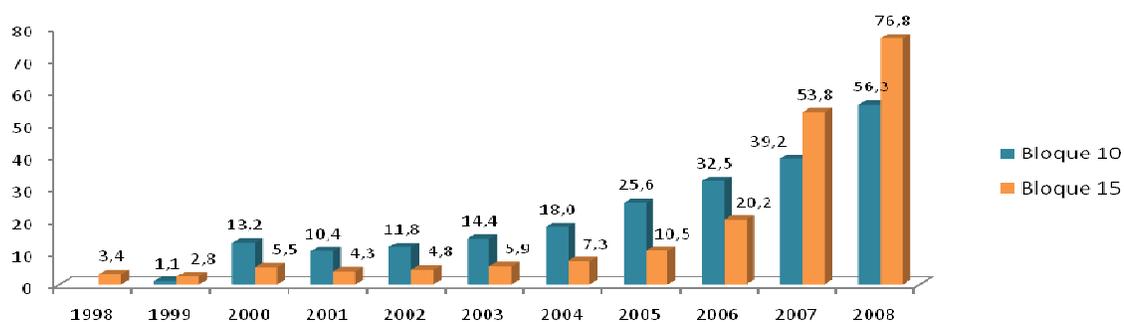
**Gráfico 17.** Evolución Ingresos del Estado – Período 1998 al 2006 (miles de dólares)



**Fuente:** Autora

Los ingresos percibidos por el estado en el caso del Bloque 15 son superiores a los que ha percibido del Bloque 10, la principal causa de esta diferencia es la magnitud de cada uno de los bloques y de la respectiva producción. Si analizamos los ingresos unitarios podemos observar, que los ingresos generados por el Bloque 10 son superiores en términos unitarios. Esto se debe a las características del contrato suscrito en este bloque, pues al ser el estado el propietario de toda la producción, garantiza mayores ingresos, bajo el escenario de precios utilizado en el estudio. Esta información se muestra en la siguiente gráfica:

**Gráfico 18.** Evolución Ingresos Unitarios del Estado – Período 1998 al 2006 (millones de dólares)



**Fuente:** Autora

#### 4.5 Cálculo de la Renta Petrolera

A partir de la información analizada anteriormente, procedemos a calcular la renta petrolera en cada uno de los bloques de estudio.

Aplicando la metodología seleccionada para realizar el presente análisis, la renta petrolera unitaria se obtiene de la diferencia entre el precio de exportación del crudo y los costes de producción analizados anteriormente. A partir de esta información se obtiene la renta total, que resulta del producto de la renta unitaria por la producción total.

La tabla a continuación resume este cálculo para todo el período de estudio, en el caso del Bloque 10:

**Tabla 1.** Renta Unitaria y Renta Total Bloque 10 – Período 1999 al 2008

	Producción	Precios Exportación	Costos de Producción	Renta Unitaria	Renta Total
	K Barriles	\$/Barril	\$/Barril	\$/Barril	K Dólares
1999	1.731	15,50	6,66	8,84	15.305
2000	10.595	24,87	6,28	18,59	197.006
2001	12.961	19,16	6,08	13,08	169.501
2002	11.376	21,82	6,42	15,40	175.138
2003	11.099	25,67	6,93	18,74	208.037
2004	11.411	30,13	6,94	23,19	264.601
2005	10.510	41,01	6,96	34,05	357.867
2006	8.329	50,75	6,98	43,77	364.586
2007	9.336	59,86	6,99	52,87	493.593
2008	9.232	82,95	7,05	75,90	700.693

**Fuente:** Autora

La tendencia de la renta total generada por el Bloque 10 durante el período de estudio ha sido creciente y se muestra en el siguiente gráfico. Los picos de crecimiento de la renta petrolera son los años 2000, 2005 y 2008, que

corresponden justamente a años en que los precios de exportación del crudo han sufrido marcados incrementos, se puede observar así la importancia de la variable precio en la generación de la renta, pues a pesar del incremento de los costes de producción impacta de manera positiva en el crecimiento de la misma.

Si realizamos el mismo cálculo para el caso del Bloque 15, obtenemos los datos que se muestran en la siguiente tabla:

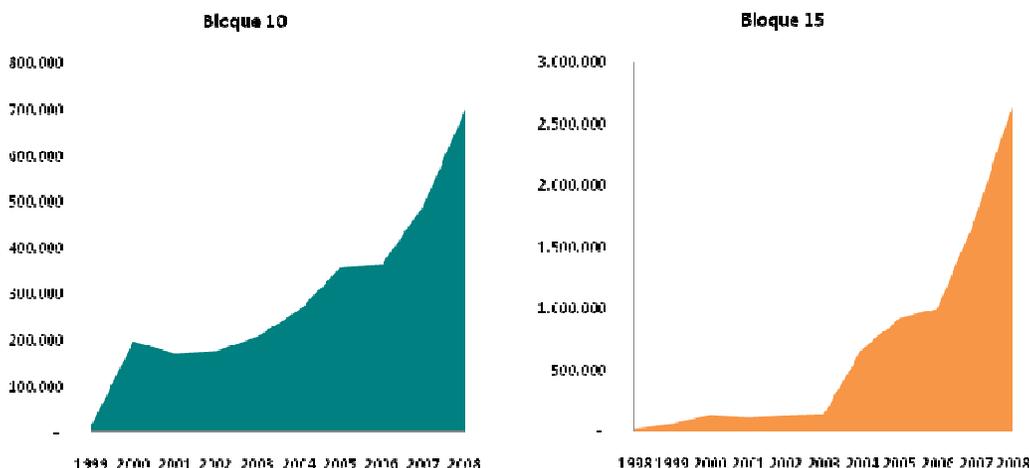
**Tabla 2.** Renta Unitaria y Renta Total Bloque 15 – Período 1998 al 2008

	<b>Producción</b>	<b>Precios Exportación</b>	<b>Costos de Producción</b>	<b>Renta Unitaria</b>	<b>Renta Total</b>
	K Barriles	\$/Barril	\$/Barril	\$/Barril	K Dólares
<b>1998</b>	5.202	9,20	4,10	5,10	26.526
<b>1999</b>	6.820	15,50	5,96	9,54	65.037
<b>2000</b>	6.918	24,87	5,94	18,93	130.920
<b>2001</b>	8.174	19,16	5,39	13,77	112.557
<b>2002</b>	7.902	21,82	5,63	16,19	127.940
<b>2003</b>	7.048	25,67	5,98	19,69	138.759
<b>2004</b>	27.571	30,13	6,00	24,13	665.371
<b>2005</b>	26.209	41,01	6,01	35,00	917.182
<b>2006</b>	22.292	50,75	6,03	44,72	996.832
<b>2007</b>	32.183	59,86	6,05	53,81	1.731.880
<b>2008</b>	34.749	82,95	6,11	76,84	2.670.120

**Fuente:** Autora

Se puede observar igualmente una tendencia positiva en la evolución de la renta total del Bloque 15. De la misma manera que ocurre en el Bloque 10, la renta se ve fuertemente influenciada por los precios del crudo, que no solo impactan en los ingresos totales del bloque sino también en los impuestos recaudados por el Estado. Se puede visualizar gráficamente la evolución de la renta total en los dos bloques de estudio en la siguiente gráfica:

**Gráfico 19.** Evolución Renta Petrolera Total Bloque 10 y Bloque 15 – Período 1999 al 2006 (miles de dólares)

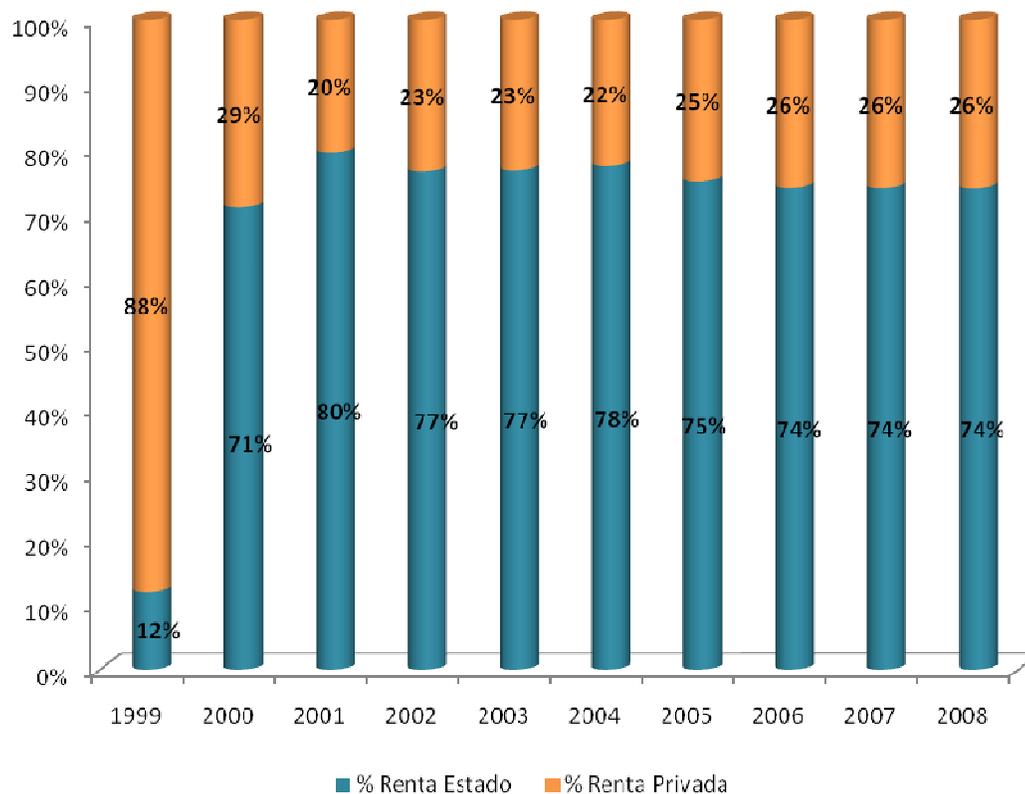


**Fuente:** Autora

Aplicando la diferencia entre la renta total y los ingresos del estado podemos obtener la renta de la empresa privada, y por tanto nos encontramos en capacidad de analizar los porcentajes de distribución de la renta petrolera en los bloques de estudio.

En el caso del bloque 10, se puede observar que la participación del estado en la distribución de la renta petrolera ha sido importante a lo largo del período de estudio. El año 1999 es un caso particular pues corresponde al inicio de las operaciones comerciales del bloque, con lo cual no se puede observar con regularidad la información obtenida. Entre el año 2000 y 2001 existe una variación importante en la distribución de la renta petrolera, la cual se debe principalmente al incremento de los precios del crudo en ese mismo período. La gráfica siguiente nos muestra el detalle de esta información durante el período de estudio para el caso del Bloque 10:

**Gráfico 20.** Evolución % Distribución Renta Petrolera Bloque 10 – 1999 al 2008

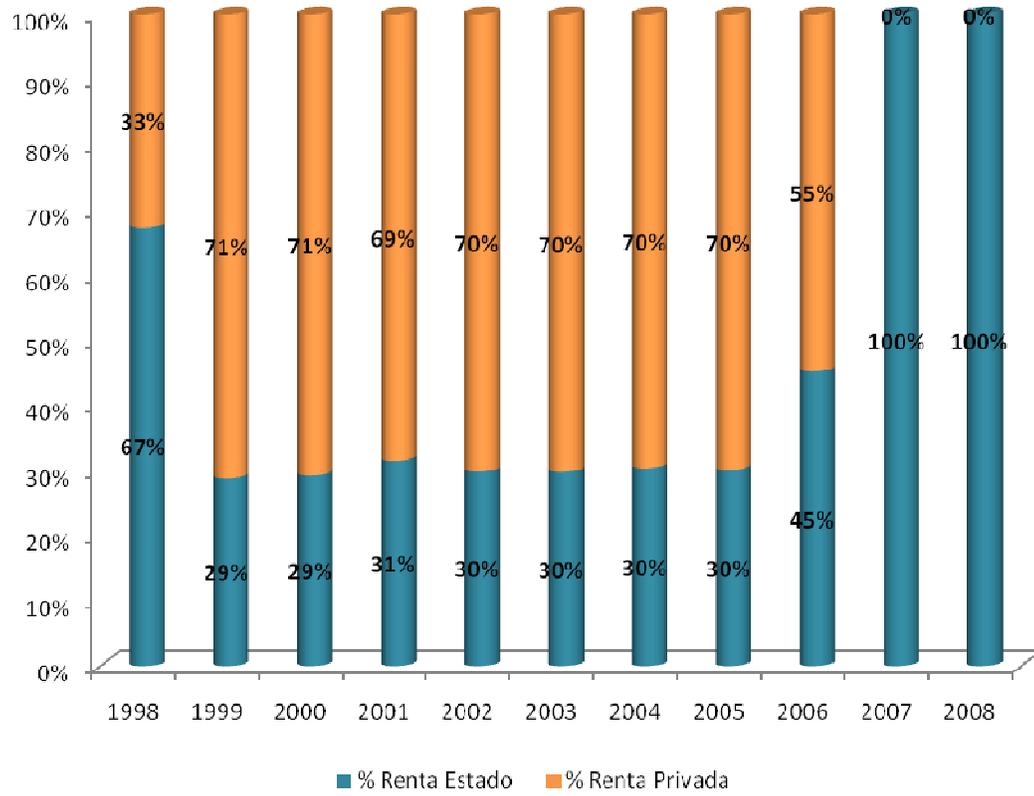


**Fuente:** Autora

En caso del Bloque 15 la distribución de la renta petrolera durante el período de estudio muestra un panorama muy distinto al anteriormente analizado en el caso del bloque 10. En el año 1998 en el cual el bloque se encontraba bajo la modalidad contractual de prestación de servicios se puede observar que la renta petrolera es del 67% para el estado y el 33% para la empresa privada. A partir del año 1999 que entra en vigencia el contrato de participación la distribución de la renta se modifica de manera importante. En los dos últimos años de estudio se observa que la totalidad de la renta le pertenece al estado pues la operación del bloque se realizó por parte de la compañía Petroamazonas.

La gráfica siguiente muestra la información de este bloque para el período de estudio:

**Gráfico 21.** Evolución % Distribución Renta Petrolera Bloque 15–1998 al 2008



**Fuente:** Autora

## **CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La renta petrolera generada por la exploración de un bloque petrolero se encuentra determinada en primera instancia por la modalidad contractual establecida para dicho bloque. Las cláusulas contractuales establecen no solo la renta total sino también la repartición de la misma entre el estado y la empresa privada. Si bien existen también factores adicionales como son el precio, la producción y los costes de producción, que influyen en la generación y repartición de la renta petrolera, resulta fundamental es conocimiento profundo de las modalidades contractuales para obtener y analizar la renta petrolera que generan los dos bloques de estudio.

En contrato del Bloque 10 se ha mantenido estable a lo largo del período de estudio, lo cual repercute con una generación de renta estable, solamente afectada por las variaciones en los precios de mercado, en los costes de producción y en los volúmenes de producción. Se trata de un contrato de servicios en el que el Estado es el propietario absoluto de la producción, y le cancela a la contratista una tarifa por el servicio, así como el reembolso de los gastos y las inversiones.

En el caso del contrato del Bloque 15, este ha sufrido importantes modificaciones en el tiempo. Hasta el año de 1998 se encontraba vigente un contrato de servicios para la explotación de dicho bloque, el cual migró forzosamente a un contrato de participación a partir del año de 1999. En el año 2006 este bloque sufre una nueva transformación en cuanto a su modalidad de contratación, pues se presenta la delcaratoria de caducidad de contrato, pasando así a ser operado por el estado.

La renta petrolera total a lo largo período de estudio ha mantenido una tendencia marcadamente creciente durante el período de estudio, tal como lo muestran las tasas de crecimiento anuales de la renta petrolera por bloque

presentadas en la siguiente tabla:

**Tabla 3.** Crecimiento de la Renta Petrolera Total – Período 1998 al 2008

	Bloque 10	Bloque 15
1999		145%
2000	1187%	101%
2001	-14%	-14%
2002	3%	14%
2003	19%	8%
2004	27%	380%
2005	35%	38%
2006	2%	9%
2007	35%	74%
2008	42%	54%

Los principales factores de influencia en la evolución de la renta petrolera durante el período de estudio se encuentran encabezados por el precio, que es el factor de mayor influencia en el volumen de renta generado. Durante el período de estudio la tendencia del crudo ecuatoriano se ha mantenido al alza, pasando de 9,20 \$/bbl a 82,95 \$/bbl. En segundo lugar se encuentran los costes de producción y el volumen producido. Adicionalmente se encuentran como factores de influencia en la renta petrolera las temáticas sociales, particularmente podemos mencionar la presión social presente para la salida de Occidental del Ecuador en el año 2006. El aspecto ambiental se encuentra cada vez más presente en las en los contratos petroleros y en la legislación petrolera y resulta fundamental al momento de evaluar el verdadero impacto (y por consiguiente los verdaderos costes producción) de la actividad petrolera.

En base al análisis anterior se puede observar con claridad el impacto del paso de un contrato de servicios a un contrato de participación en el caso del Bloque 15, en donde esta transformación se presenta en el año de 1999. El estudio demuestra que la distribución de la renta petrolera entre el estado y la empresa

privada también se ha visto fuertemente afectada por este cambio en la modalidad contractual, pasando de un 67% para el estado a un 29%, siendo la principal causa para esta reducción el hecho de que en un contrato de participación la empresa ya no es propietaria de la totalidad del crudo extraído sino solamente de un porcentaje establecido en el contrato. Esta situación impacta fuertemente la renta petrolera del estado, situación que se combina con el crecimiento de los precios de crudo en el año de 1999, lo cual incrementa la renta petrolera total; esta situación se habría visto matizada en caso de existir en el contrato una cláusula de precios altos (p.e Ley 42). Lo anterior demuestra la hipótesis central planteada en el presente estudio, dejando ver que los cambios en las modalidades de contratación petrolera han tenido una influencia importante en la renta petrolera percibida tanto por el estado como por las empresas privadas. La segunda parte de la hipótesis principal planteada en este estudio no se ha visto verificada durante el análisis, pues los datos nos dejan ver que la evolución de la participación de la renta petrolera que le corresponde al estado no ha tenido una tendencia creciente en los dos casos de estudio, a pesar del marcado incremento de los precios de crudo. En este sentido se justifica la permanente insistencia por parte del estado ecuatoriano de mejorar las condiciones contractuales de extracción de un recurso propio de modo que beneficien de mayor manera al país propietario del recurso.

En el caso del Bloque 15 se dio la expropiación por parte del estado a la empresa Occidental, quien operaba al momento dicho bloque. Si bien en este caso los causales de caducidad presentados por parte del Estado para ejecutar dichas acciones se encontraban presentes, no podemos dejar de mencionar que en períodos de precios elevados de crudo existe, por parte del estado el incentivo a realizar expropiaciones o modificaciones contractuales de modo que el estado sea el más beneficiado del crecimiento de los precios. Una muestra muy clara de lo anterior, además de la declaratoria de caducidad del contrato de Occidental, es la implementación por parte del presidente Alfredo Palacios de la Ley 42 en el año de 1996, a través de la cual el 50% de los ingresos excedentes de crudo (por encima del precio contractual) deben

destinarse al estado.

No podemos dejar de lado el hecho de que la expropiación de los ingresos o de los activos por parte del estado aporta importantes beneficios políticos a las autoridades, especialmente en el corto plazo. Por otro lado, los costos directos que las autoridades políticas podrían tener que enfrentar como consecuencia de su decisión de expropiar ingresos o activos, son muy bajos en las industrias con elevadas inversiones inmovilizadas, como es el caso de la industria petrolera.

Adicional al punto anterior, es importante mencionar las elevadas barreras a la salida que existen en el caso de la industria hidrocarburífera, por las elevadas inversiones en inmovilizado que implica. Los inversionistas estarán en mejores condiciones si continúan produciendo, siempre que los ingresos de operación cubran los gastos de operación, incluyendo la amortización (que por lo general se aplica por unidades de producción).

Un costo muy importante en el caso de expropiaciones de bloques petroleros, que generalmente los gobiernos no consideran de importancia por su visión de corto plazo es el costo en términos de la reputación, el cual se deriva de la pérdida de nuevas inversiones en activos inmovilizados debido al aumento de la percepción del riesgo entre los inversionistas. No solo por parte de los inversionistas que participan en proyectos cuyos ingresos están siendo expropiados, sino por parte de otros posibles inversionistas; lo anterior puede ocasionar una reducción de las inversiones futuras en el sector y en otros sectores que requieran elevadas inversiones inmovilizadas. Del mismo modo, empresas que al momento se encuentren realizando inversiones en el país dejan de tener incentivos para hacerlo, desviando capitales a países con menor riesgo. En el ámbito petrolero lo anterior se vislumbra en la tasa de descuento aplicada por una empresa multinacional para cada uno de los países en los que tiene la posibilidad de invertir.

Si bien los ingresos del estado, y por tanto el % de renta petrolera que le

corresponde al estado ha crecido notablemente con la operación del Bloque 15 por parte de Petroamazonas, no podemos dejar de lado el costo financiero que este nuevo panorama implica. El estado debe financiar la perforación de nuevos pozos y es el único afectado por el riesgo latente de la actividad petrolera; es así que destina recursos muy elevados a esta actividad que, en otras circunstancias podrían destinarse a la inversión social. En este sentido resulta fundamental resaltar la importancia fundamental de las alianzas estratégicas entre los sectores privado y público, a través de mecanismos que apoyen las políticas públicas, la lógica de mercado, los objetivos de desarrollo nacional y las inversiones directas privadas y un riguroso cuidado medioambiental.

Resulta fundamental, en este punto, el compromiso por parte de las autoridades políticas de respetar los acuerdos de inversión en estos sectores. Las instituciones políticas nacionales son cruciales para el mantenimiento de compromisos creíbles de respetar los derechos de propiedad. La existencia de controles y equilibrios institucionales puede hacer que sea costoso para la autoridad política incumplir los términos del acuerdo inicial ofrecido a los inversionistas. En una revisión de estudios de casos de inversiones en América Latina, Levy y Spiller (1996) sostienen que son necesarias tres condiciones para que el compromiso institucional en las industrias con elevadas inversiones inmovilizadas sea creíble. En primer lugar la existencia de restricciones legales sustantivas que eviten el incumplimiento, por ejemplo la existencia de una ley que confiera autonomía a un organismo regulador. En segundo lugar la existencia de restricciones de procedimiento de alto nivel que limiten la modificación de las restricciones sustantivas, por ejemplo la existencia de una disposición constitucional que dificulte modificar la autonomía reguladora prevista en la ley. En tercer lugar la existencia de mecanismos confiables que obliguen al cumplimiento de ambos tipos de restricciones, por ejemplo un sistema judicial independiente que pueda imponer la ley incluso en contra de la oposición del Ejecutivo.

La existencia de una empresa estatal en la industria de los hidrocarburos es fundamental y beneficiosa para el Estado pues permite la reducción de asimetrías de información entre el Estado y la empresa, y hacen posible un mayor control estatal de la política petrolera. Resulta fundamental que la empresa estatal cuente con autonomía operativa y financiera, pero bajo la regulación de un ente regulador estatal efectivo y creíble.

La falta de progreso en los marcos fiscales de la región genera poderosos incentivos a la renegociación cuando se producen altas significativas del precio del petróleo. El Estado debería tener instrumentos para capturar las rentas sin necesidad de cambiar las reglas del juego. El impuesto a las ganancias extraordinarias, vinculado con una escala progresiva de acuerdo con el precio del crudo, es el mecanismo ideal que permite reducir la tentación a renegociar y aportaría mayor certidumbre legal, creando así condiciones estables para la participación en el largo plazo.

## BIBLIOGRAFIA

- Alvarez, Carlos, *Economía y Política Petrolera*, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2000.
- Arteaga, Aida, *Indicadores de gestión e impactos de la actividad petrolera, Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador*, Ecuador: FLACSO, 2003.
- Bustamante, Teodoro, *Detrás de la cortina de humo Dinámicas sociales y petróleo en el Ecuador*, FLACSO, Quito, 2007.
- Baquero, Tenesaca, *Alianzas Estratégicas en la Industria Petrolera Estudio de caso Upstream*, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2001.
- Cabezas, Rodrigo (1974), "Política petrolera ecuatoriana", *Revista Nueva Sociedad* N°14.
- Campodónico, Humberto, *El régimen de contratación petrolera de América Latina en la década de los noventa*, Naciones Unidas, Santiago de Chile, 1998
- Campodónico Humberto (2007 a), *La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas de Estado*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 121. Santiago: CEPAL.
- Campodónico, Humberto, *El ajuste petrolero*, DESCO, Lima, 1996
- Cepal, Informe Económico 2006, Santiago de Chile, 2006.
- Fundación YPF, *Inversión y eficiencia contractual: ¿Qué hace distintos a los Recursos Naturales? Teoría y evidencia para la Argentina*, 2004
- Farina, Joaquín, *El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y marxista. ¿Son aplicables a la Argentina actual?*, Universidad de Buenos Aires, sf.
- Fontaine, Guillaume, *El precio del Petróleo*, FLACSO – IFEA, Quito, 2003.
- Fontaine, Guillaume, *Políticas petroleras de cara al desarrollo sostenible en el Perú y en Ecuador*, Observatorio Socioambiental Documento de Trabajo 008, Quito, 2008.
- Fontaine, Guillaume y Alicia Puyana, *La Guerra del Fuego*, FLACSO, Quito 2008.
- Fontaine, Guillaume, *Políticas ambientales y gobernabilidad en América Latina*, FLACSO, Quito, 2007.

- Fontaine, Guillaume, *Actores y Lógicas racionales en los conflictos socioambientales: el caso del bloque 10 en Ecuador (Pastaza)*, 2004.
- Gordillo, José, *Economía Petrolera Apuntes con una visión Mundial y de la Cuenca Amazónica*, Abya Ayala, Quito 2004
- Johnston, Daniel, *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*, Pennwell, 1994.
- Llanes, Henry, *OXY Contratos Petroleros Inequidad en la distribución de la producción*, Quito, 2006.
- Lucero, Luis, *La Industria del Petróleo en el Ecuador: El Caso del Oleoducto Transecuatoriano*, Chile: Universidad de Chile, 1997.
- Mansilla, Diego (2006), Una aproximación al problema de la renta petrolera en la Argentina (1996-2005), *Revista Realidad Económica* N°223, pp.13, 14.
- Monaldi, Francsico, *Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina*, sf, pp.117.
- Muttitt, Greg, *Production sharing agreements: oil privatisation by another name?*, Basrah, 2005.
- North, Douglas. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.
- North Douglass, *La Nueva Economía Institucional*, *Revista Libertas* 12, Instituto Universitario ESEADE, Mayo 1990.
- PNUD-ESMAP, *Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, 2005.
- Ricardo, David, *Principios de Economía Política y Tributación*, Editorial Fondo de Cultura Económica, 1959.
- Schuldt, Jurgen, *Regalías mineras y rentas ricardianas*, *Actualidad Económica*, Perú, 2004
- Scheimberg, Sebastián, *Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera aguas arriba en Argentina*, CEPAL, Santiago de Chile, 2007)
- UNCTAD, *Trade and Development Report*, Geneva 2005
- UNCTAD, *Distribution of Oil and Mining Rent: Some Evidence from Latin America, 1999-2004*, 2005.