

**FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES
SEDE ECUADOR
PROGRAMA DE ESTUDIOS SOCIOAMBIENTALES
CONVOCATORIA 2008-2010**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS
SOCIALES CON MENCIÓN EN GOBERNANZA ENERGÉTICA**

**INVERSIÓN PRIVADA Y RENTA PETROLERA EN EL ECUADOR
DURANTE EL PERÍODO 1993-2008**

JUAN FERNANDO ROMERO CASTRO

JUNIO 2011

**FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES
SEDE ECUADOR
PROGRAMA DE ESTUDIOS SOCIOAMBIENTALES
CONVOCATORIA 2008-2010**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS
SOCIALES CON MENCIÓN EN GOBERNANZA ENERGÉTICA**

**INVERSIÓN PRIVADA Y RENTA PETROLERA EN EL ECUADOR
DURANTE EL PERÍODO 1993-2008**

JUAN FERNANDO ROMERO CASTRO

**ASESOR DE TESIS: DR. IVÁN NARVÁEZ
LECTORES/AS: DR. MARC LE CALVEZ
DR. NICOLÁS CUVI**

JUNIO 2011

DEDICATORIA

A Dios y a mí amado Ecuador por esta oportunidad.

A mis padres Víctor y Estela

A mi esposa Carmen por su constante apoyo en todo proyecto que emprendo y en cada momento de dificultad

A mis hijos Sebastián, Juan Pablo y Martín por permitirme tomar algo del tiempo que debo dedicarles y que siempre les pertenece.

A mis hermanos José, Francisco y Carolina por su constante apoyo y animo a culminar la maestría.

Quiero dedicar este trabajo como un tributo a su memoria, a dos magníficos seres humanos que fueron mis maestros y lo que es aun mejor, mis amigos. James (Jim) Gilbert Ambrose (Noviembre 4, 1956 – Noviembre 4, 2008) tutor y amigo por siempre.

Leonard Ronald (Ron) Beach (Septiembre 9, 1950 – Marzo 13, 2003) amigo por siempre. Me enseñaron el verdadero valor de la amistad y la lealtad. De mantener y defender siempre la verdad. De no claudicar y ser leal a los principios en los que uno cree sin importar lo que pueda suceder. Doy gracias a la vida por haber tenido la oportunidad de encontrarlos en mi camino.

AGRADECIMIENTOS

Un sincero reconocimiento al Dr. Iván Narváez director de este trabajo, por su valiosa guía a lo largo de esta investigación.

A mis amigos René Salas y Enrique Chacón por su valiosa ayuda en la elaboración de este trabajo al compartir sus experiencias y conocimientos.

A mis profesores y compañeros de clase de la maestría y en especial a mis amigos Iván Andrade, Ernesto Anzieta y Miguel Robalino por su amistad.

A los profesores Mauricio Medinaceli, Marc Le Calvez y Nicolás Cuvi por sus comentarios y guías en este trabajo.

A mis amigos y colegas de Petroproducción.

A la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) por haberme permitido descubrir otro camino del conocimiento humano.

A todas las personas que de alguna manera estuvieron involucradas en la consecución de este objetivo.

ÍNDICE

CAPÍTULO I	21
PETRÓLEO, ECONOMÍA Y POLÍTICA	21
Petróleo y Economía	23
Renta petrolera	23
Petróleo y renta petrolera en el Ecuador	25
Inversión privada en el área hidrocarburífera	26
Petróleo y Política	27
El petróleo como elemento de política publica	27
Política petrolera	28
Políticas Públicas en el sector hidrocarburífero	30
Gobernanza energética en el Ecuador	35
Efectos de la política petrolera en la renta del Estado	38
Evaluación de la política hidrocarburífera ecuatoriana	47
CAPÍTULO II	49
CONTRATACIÓN PETROLERA	49
Los contratos de exploración y explotación petrolera	49
Modalidades contractuales	51
Contrato de Prestación de Servicios	53
Modelo económico del Contrato de Prestación de Servicios	53
Modelo económico del contrato del campo Villano	55
Contrato de Participación	59
Modelo económico del Contrato de Participación	59
Modelo económico del contrato del campo Palo Azul	61
Contrato de Campos Marginales	63
Modelo económico del Contrato de Campos Marginales	65
Modelo económico del contrato del campo Tiguino	66
Análisis a partir del modelo económico de las modalidades contractuales	70
CAPÍTULO III	73
PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA PETROLERA	73
Análisis del contrato de prestación de servicios del campo Villano	76
Renta y pérdida económica en el campo Villano	77

Análisis del contrato de participación del campo Palo Azul	82
Renta y pérdida económica en el campo Palo Azul.....	82
Análisis del contrato del campo marginal Tiguino	86
Renta y pérdida económica en el campo marginal Tiguino.....	86
Análisis de los resultados.....	90
Situación a futuro de los contratos.....	91
Efectos y Causas del tipo de gobernanza energética	94
Renegociación de los contratos petroleros.....	98
Nuevo contrato de Prestación de servicios	99
Proceso de renegociación.....	100
Problemática del nuevo contrato.....	102
CAPÍTULO IV	105
CONCLUSIONES	105
CAPÍTULO V.....	109
RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFIA	110
DOCUMENTOS.....	114
ANEXO 1	115
ANEXO 2	116
ANEXO 3	117
ANEXO 4	120
ANEXO 5	126
ANEXO 6	129

LISTA DE FIGURAS

- Figura No 1 Perfil histórico de producción nacional y pico de producción
- Figura No 2 Perfil histórico de producción estatal y privado y picos de producción
- Figura No 3 Pronostico de recobro final de reservas campos EP Petroecuador
- Figura No 4 Pronóstico de recobro final de reservas campos Cía. privadas
- Figura No 5 Pérdidas de reservas en campos de EP Petroecuador
- Figura No 6 Proyección de producción y consumo interno de petróleo
- Figura No 7 Ubicación de bloques objeto de estudio
- Figura No 8 Flujograma del contrato de Prestación de Servicios
- Figura No 9 Ubicación del campo Villano
- Figura No 10 Flujograma del contrato de Participación
- Figura No 11 Ubicación del campo Palo Azul
- Figura No 12 Curva base y Curva Incremental
- Figura No 13 Flujograma del contrato de campos marginales
- Figura No 14 Ubicación del campo Tiguino
- Figura No 15 Histórico de precios del crudo Oriente 1972 – 2009
- Figura No 16 Perfil de reservas probadas del Campo Villano
- Figura No 17 Perfiles de declinación del Campo Villano
- Figura No 18 Componentes de la renta petrolera del campo Villano (Caso DC-1)
- Figura No 19 Componentes de la renta petrolera del campo Villano (Caso DC-2)
- Figura No 20 Perfiles de declinación del Campo Palo Azul
- Figura No 21 Perfil de reservas probadas del Campo Palo Azul
- Figura No 22 Componentes de la renta petrolera del campo Palo Azul (Caso DC-1)
- Figura No 23 Componentes de la renta petrolera del campo Palo Azul (Caso DC-2)
- Figura No 24 Perfiles de declinación del Campo Tiguino
- Figura No 25 Perfil de reservas probadas del Campo Tiguino
- Figura No 26 Componentes de la renta petrolera del campo Tiguino (Caso DC-1)
- Figura No 27 Componentes de la renta petrolera del campo Tiguino (Caso DC-2)
- Figura No 28 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Villano
- Figura No 29 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Palo Azul
- Figura No 30 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Tiguino
- Figura No 31 Efectos de mitigación de pérdidas y erosión de reservas

Figura No 32 Comportamiento de costo unitario

Figura No 33 Comportamiento de costo fijo

Figura No 34 Utilidad neta bajo esquema de tarifa fija y tarifa variable

Figura No 35 Comportamiento de las reservas en un proyecto hidrocarburífero

Figura No 36 Bloques y Campos licitados

LISTA DE TABLAS

Tabla No 1 Tasa por servicios del contrato de prestación de servicios

Tabla No 2 Utilidad neta de la compañía y Tasa por servicios/barril producido

Tabla No 3 Curva base estipulada en el contrato del Campo Tiguino

Tabla No 4 Ingreso de la contratista por operación de curva base del Campo Tiguino

Tabla No 6 Escenarios de precios de venta del crudo Oriente

Tabla No 5 Ingreso de la contratista por participación del Campo Tiguino

Tabla No 7 Pérdida económica total en los tres contratos analizados

Tabla No 8 Modelos de gestión de gobernanza energética

Tabla No 9 Modalidad contractual por bloques

Tabla No 10 Participación de la compañía Operadora en el campo Villano

Tabla No 11 Participación del Estado en el campo Villano

Tabla No 12 Participación de la compañía Operadora en el campo Palo Azul

Tabla No 13 Participación del Estado en el campo Palo Azul

Tabla No 14 Participación de la compañía Operadora en el campo Tiguino

Tabla No 15 Participación del Estado en el campo Tiguino

Tabla No 16 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Villano

Tabla No17 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Palo Azul

Tabla No 18 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Tiguino

RESUMEN

La economía ecuatoriana es altamente dependiente de los recursos generados por las exportaciones de petróleo crudo hacia los mercados internacionales y este proceso de dependencia se inició en 1972 cuando el Ecuador se transforma en un país exportador de petróleo gracias a los importantes volúmenes de petróleo crudo que se encontraron en la región oriental o cuenca Oriente. Esta dependencia a los recursos petroleros causó que el Estado ecuatoriano se transforme en un Estado rentista y adicionalmente acentuó el modelo extractivista.

La explotación de recursos minerales y de hidrocarburos en especial, no es más que un proceso económico de costo y beneficio. Es decir, se invierte un capital para obtener una ganancia o renta que en caso del petróleo se denomina como renta petrolera.

Los países¹ que poseen volúmenes de reservas comercialmente explotables y que no cuentan con los medios económicos y tecnológicos, entregan en concesión áreas territoriales para la exploración y explotación hidrocarburofera en especial a empresas conformadas en su gran mayoría por capitales transnacionales. En el sistema tradicional de concesión, las empresas pagan regalías en base al valor de los recursos minerales extraídos y uno o varios impuestos sobre el ingreso sujeto a impuestos.

De esta manera, se generan ingresos por la explotación de los recursos hidrocarburos y que en la mayoría de los países productores, son entregados o pagados al Estado como custodia natural con lo que el Estado se transforma en el conductor de estos recursos económicos hacia la economía y el efecto de estos en la economía depende de la relación entre el ahorro y la inversión que se proyecte a fin de que se evite la denominada “maldición de los recursos” (Mehrra y Oskoui, 2007: 365).

El Ecuador como país productor y exportador de petróleo, no se ha visto ajeno a esta problemática. En la década de los años noventa, en el Ecuador se experimentó un significativo incremento de la inversión privada en el sector energético y en especial en el hidrocarburo. Este incremento fue posible gracias a las “políticas” de liberalización y privatización implementadas por los gobiernos a su turno y fue a partir de 1993, que la participación del capital privado y especialmente extranjero

¹ A estos países se los ha denominado erróneamente como productores. Los países explotan los recursos minerales, no los producen.

representado por compañías transnacionales tomó mayor incidencia en la explotación de campos petroleros localizados principalmente en la región oriental.

El problema de la renta petrolera en la que participa el Estado ecuatoriano viene afectado de los procesos de reformas por parte del Estado que impulsaron la privatización del sector petrolero, de los problemas económicos (empresas privadas entran en el negocio) y de la “gobernanza” energética en términos de la relación entre el Estado y las compañías operadoras.

La definición del problema se fundamenta en que tanto la ausencia de una real o verdadera política hidrocarburífera de carácter nacional que impulse y procure el desarrollo del sector hidrocarburífero ecuatoriano así como la falta de planificación y visión a largo plazo, llevaron a que el proceso hidrocarburífero en el Ecuador, sea tan solo un proceso de extracción de recursos. La política petrolera² de carácter fiscal (toma de decisiones de los gobiernos para alcanzar objetivos propuestos) aplicada desde el año 1993, dejó de lado la necesidad de regulación y lo que fue más crítico, permitió que los yacimientos productores sean manejados de forma no óptima cuando se implementó la política de total apertura a la producción.

Definido el problema, se establece la hipótesis de que la calidad de la gestión o de lo que se asume como política petrolera implementada por el Estado ecuatoriano para la administración y manejo de los contratos petroleros en los campos sujetos de estudio, no ha permitido la participación óptima del Estado ecuatoriano dentro la renta petrolera. A partir de esta hipótesis, se derivaron las siguientes preguntas: ¿Qué porcentaje de participación obtiene el Estado con las diferentes modalidades contractuales? y ¿Qué beneficio ha traído la inversión extranjera en el área petrolera?

Es necesario abordar la temática de la contratación petrolera vigente en el sector hidrocarburífero del Ecuador con el objeto de entender cuáles son los factores decisivos en la economía de cada contrato para la determinación del porcentaje del ingreso o renta que percibe el Estado producto de la explotación petrolera.

² Si bien se sostiene la ausencia de una real política hidrocarburífera, se empleará el término política petrolera para denominar a las directrices que han tomado las diferentes administraciones gubernamentales a su turno para el manejo del área hidrocarburífera en el Ecuador desde 1993.

En base al estudio de casos³, el objetivo del presente trabajo se centra en determinar cuál es el real porcentaje de participación del Estado ecuatoriano en la renta petrolera generada por la inversión privada en el período comprendido entre los años 1993 y 2008 y de esta manera contrastar o no el criterio que existe en la sociedad ecuatoriana de que las compañías privadas son las que reciben el mayor porcentaje de la renta y que el Estado ecuatoriano es el mayor perjudicado (Acosta, 2006).

Analizar también el impacto que ha tenido la acelerada producción de petróleo en los campos operados por las compañías privadas, resulta muy importante ya que permite relacionar la visión de un conjunto de disciplinas y en este caso en particular, la economía y de la ingeniería de petróleos. Esto conlleva a crear sinergia entre las dos disciplinas, evaluar los resultados obtenidos y determinar qué cambios son necesarios realizar para maximizar los resultados en términos de gobernanza energética y crear una nueva sinergia con las políticas públicas. Es decir, entender el proceso de la política petrolera como un asunto global y que necesariamente involucra a varias disciplinas.

El período de análisis (1993-2008) se justifica debido a que lo que se denomina en el Ecuador como “políticas públicas” en el sector hidrocarburífero e implementadas por el Estado ecuatoriano en este lapso de tiempo han modificado sustancialmente el escenario del sector hidrocarburífero ecuatoriano. En un primer momento se dio apertura a la inversión privada acorde a las políticas de libre mercado y en un segundo momento se han producido procesos gubernamentales acorde con tendencias nacionalistas con el objetivo de redistribuir la renta petrolera y obtener el mayor beneficio posible como dueño del recurso.

La justificación del presente estudio se basa en los siguientes puntos:

1. La necesidad de determinar si la participación en los ingresos petroleros obtenidos con la inversión extranjera en el área petrolera ha beneficiado al Estado ecuatoriano.
2. La necesidad de establecer qué porcentaje de participación obtiene realmente el Estado con las diferentes modalidades contractuales.

³ Se analizan tres contratos que operan bajo la modalidad de prestación de servicios, de participación y de campos marginales que estuvieron vigentes hasta el año 2010. En 2010, se inició y culminó un proceso de renegociación de todos los contratos petroleros y cuyo objetivo fue pasar a un único tipo de contrato denominado de prestación de servicios, en el que las empresas operadoras reciben un valor fijo por cada barril de petróleo extraído independiente del precio del barril de petróleo en el mercado internacional..

3. La necesidad de sentar las bases para la realización de cambios estructurales sean estos políticos, económicos y socio ambientales en futuros procesos de negociación de contratos en el área hidrocarburífera.
4. De tener un punto de partida para futuras investigaciones relacionadas con la temática del estudio.

El presente estudio está dividido en tres partes principales o capítulos. El capítulo I, desarrolla el marco teórico en el que se basa el estudio. Se pretende dar una visión global del porque de la importancia en el ámbito socio político ecuatoriano de la renta petrolera en el Ecuador. Se analiza la trascendencia del petróleo⁴ como elemento generador de renta, como elemento de política pública y como elemento básico de lo que podríamos considerar como gobernanza energética aplicada y sus efectos en la renta petrolera.

Como elemento generador de renta, toma importancia desde el descubrimiento de importantes volúmenes de reservas de petróleo a finales de los años sesenta en la región amazónica lo cual ocasionó un punto de quiebre en la economía ecuatoriana y que en la década de los años setenta, produjese lo que se ha denominado como el auge petrolero y el efecto ingreso.

El auge petrolero incidió en parte, en el crecimiento del ingreso del producto por habitante a niveles altos lo que permitió impulsar el modelo que buscaba sustituir las importaciones. La característica fundamental del auge en el Ecuador fue que el Estado era propietario de la riqueza generada dando al petróleo el carácter de fuente fundamental para la generación de recursos para el presupuesto nacional. Los ingresos generados fueron canalizados hacia la dotación de servicios públicos de infraestructura básica como vialidad, electricidad, etc. El punto negativo del auge se dio en el incremento del gasto publico lo que provocó un incremento de las importaciones y una sobre evaluación cambiara y cuando los ingresos por las exportaciones disminuyeron, para poder sostener el modelo de desarrollo se recurrió al endeudamiento externo facilitado por una amplia liquidez internacional (Naranjo, 2005: 105-106).

⁴ En el Ecuador existe producción de gas en el campo Amistad pero la producción de petróleo es la que tiene mayor incidencia en la economía ecuatoriana en términos de renta porque la producción de gas es mucho menor en relación a la producción de petróleo.

A principios de la década de los años ochenta, el Ecuador comenzó el inicio de lo que se ha denominado el fin del sueño petrolero, principalmente por la caída de los precios internacionales del petróleo como consecuencia de lo que se conoce como la contracrisis (Fontaine, 2010: 189). Los efectos de la contracrisis de los años ochenta, que involucran a dos efectos de gobernabilidad como son una creciente deuda externa y una crisis económica profunda (Kimerling, 2006: 107) junto al efecto ingreso que ocasionó grandes desequilibrios en las economías de los países productores, llevó al Ecuador a que se abriera nuevamente al capital de las transnacionales ante la falta del flujo de dólares que les permitirían el desarrollo hidrocarburífero de manera autónoma.

En términos de política y política pública, los hidrocarburos generan en los Estados una inevitable actividad política que se refleja en el contenido de las leyes y demás elementos jurídicos emitidos para regular la industria petrolera. Estos instrumentos definen los principios de la propiedad estatal, de la fungibilidad de estos recursos, la importancia económica de los ingresos provenientes de su explotación, la seguridad nacional dependiente de su abastecimiento, la independencia para tomar las acciones correctas y la soberanía aplicada en la medida en que los países tienen el control mayoritario de la producción y de la renta petrolera (Aráuz, 2009: 156).

La política petrolera entre los años 1993 y 2008 ha transcurrido por dos períodos claramente definidos. El primero se inició en la década de los años noventa, el Ecuador llevó a cabo reformas económicas y políticas en cumplimiento a directrices del Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. Se dio un claro debilitamiento del control del Estado y en especial de la empresa estatal bajo el membrete de reorganización que comenzó en 1989. El punto principal de estas reformas involucró procesos de privatización y apertura al capital privado de los sectores estratégicos (Martínez, 2007: 20).

Se produjo un repunte de la actividad privada en donde la tasa de extracción de este sector superó a la tasa de extracción de la empresa estatal. Los sucesivos gobiernos crearon y reformaron leyes y reglamentos con el objetivo de asegurar los recursos económicos que necesitaban no importando si estos transgredían la constitución o se tergiversaban leyes (Acosta, 2009: 48).

Por ejemplo, la reforma a la Ley Especial de Petroecuador y sus filiales rompió el esquema de producción ya que dejó sin efecto la asignación que tenía Petroecuador

de destinar el 10% del saldo resultante de los ingresos después de las deducciones de Ley para el presupuesto de inversiones petroleras. Posteriormente, se produjo la muestra más fehaciente de desmantelación del aparato estatal cuando el entonces ministro de energía Pablo Terán Rivadeneira impulsó la “política” de privatización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos con el despido de aproximadamente 300 funcionarios de carrera (profesionales técnicos y personal administrativo) y contrató a nuevo personal a través del sistema de tercerización para cubrir las “plazas cesadas”.

El segundo período contempla el proceso denominado neo-nacionalista que tiene como objetivo el obtener una mayor apropiación de la renta petrolera (Acosta, 2009: 55). Este segundo período a la fecha de realización del presente estudio, ha alcanzado un punto cúspide cuando la administración presidida por Rafael Correa Delgado culminó en el año 2010 el proceso de renegociación de todos los contratos petroleros vigentes y cuyo objetivo fue pasar a un único tipo de contrato denominado de prestación de servicios, en el que a las empresas operadoras se le asigna una tarifa o pago por cada barril de petróleo extraído.

En términos de “gobernanza” energética, se produjeron dos procesos claramente definidos. En primer lugar, se inició un gradual abandono de la política nacionalista establecida en la década de los años setenta y el Estado tuvo como eje de la política gubernamental en términos hidrocarburíferos, el ceder proporciones crecientes de la renta petrolera al capital extranjero para favorecer las inversiones en el sector hidrocarburífero (Acosta, 2009: 45-48).

En segundo lugar, con la emisión en el año 2007 de la Ley 42 que establecía el 50-50% de la repartición de los excedentes del precio de venta del petróleo sobre el valor del precio vigente a la firma del contrato, se produjo lo que se denomina como el retorno del Estado con nuevo modo de gobernanza energética de clara tendencia nacionalista y centralizadora. Es decir, las reformas llevadas a cabo en la década de los años noventa producto de la contracrisis fueron dejadas de lado (Fontaine, 2010: 195 - 196).

El Capítulo II, describe los lineamientos de la contratación petrolera en el Ecuador. Se realiza una descripción de los tipos o modalidades contractuales objeto de

estudio. La industria hidrocarburífera relacionado con lo que se denomina el Upstream⁵ es compleja y dinámica. Alrededor del mundo, cada año se presentan nuevos modelos de contratos, nuevos regímenes fiscales o se revisan sus leyes fiscales en virtud de que los gobiernos han adquirido mayor experiencia y pretenden un mayor control de sus recursos o se busca el aumento de regalías con el objetivo de capturar la mayor renta posible (Kaiser, 2007: 2135).

Desde 1972, el Ecuador ha transitado desde la modalidad de concesión hasta los contratos de economía mixta especialmente con compañías estatales. Los países productores y el Ecuador en particular, al no disponer de recursos financieros y económicos suficientes para explorar y explotar yacimientos hidrocarburíferos por sus propios medios, se deciden a establecer mecanismos legales que permitan celebrar contratos con empresas públicas o privadas.

Los contratos firmados por las compañías y el Estado ecuatoriano, establecen los términos jurídicos para la operación y la relación entre las dos partes. Los contratos requieren que las compañías cumplan con las Leyes ecuatorianas y la Ley de Hidrocarburos, también el contrato por otra parte, protege a las compañías por cambios en los requisitos y otras deficiencias del sistema jurídico ecuatoriano (Kimerling, 2006: 107).

Las reformas a la Ley de Hidrocarburos realizadas entre los años 1993 y 2008 tenían como objetivo el crear las condiciones que favorezcan la participación de la inversión extranjera y para lo cual se creó en primera instancia, el Contrato de Prestación de servicios para explorar y explotar hidrocarburos dando muestras de una política de apertura económica. Posteriormente, se creó un marco jurídico que permitió la implementación de dos nuevas modalidades contractuales: los Contratos de Participación y de Campos Marginales para la exploración y explotación de hidrocarburos (Fontaine, 2010: 193).

Por medio del contrato de campos marginales se entregó a las compañías extranjeras campos cuya producción correspondía al 1% de la producción total nacional. Se debe destacar, que ciertas concesiones entregadas a la inversión privada

⁵ Generalmente se denomina upstream dentro del sector hidrocarburífero a las actividades de exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural en boca de pozo o superficie (Medinaceli, 2007:3).

correspondían a áreas en las que se encontraban campos explorados y descubiertos por la compañía estatal. Este hecho, reducía el riesgo de inversión o precio de descubrimiento⁶ prácticamente al mínimo y la rentabilidad de cada proyecto tan solo dependía de los términos de negociación en cada concesión.

En el capítulo III, se determina la participación estatal en la renta petrolera. Se ha visto la necesidad de analizar las consecuencias de la política petrolera en lo relacionado con sus efectos económicos por la pérdida de reservas debido al incremento de la tasa de producción en los campos sobre la tasa de producción óptima.

En el Ecuador, la Ley de Hidrocarburos expresa claramente que la explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente. El Estado ecuatoriano no solo se ha visto aparentemente perjudicado por la naturaleza y dinámica económica de las modalidades contractuales en vigencia, sino también por el tipo de gobernanza energética aplicada y que también ocasiona pérdida económica como consecuencia de la disminución del volumen de reservas a producirse en los campos operados por las compañías privadas indistintamente del tipo de contrato vigente. Esta disminución se da en parte por la no aplicación por parte del Estado de una política petrolera que permita obtener como lo establece la Ley de Hidrocarburos, el mayor recobro de los campos en términos de reservas que a su vez se refleja en una mayor renta petrolera.

En los proyectos que explotan hidrocarburos, el volumen de reservas probadas, siguen un proceso lógico en su valoración, que va desde la estimación en base a la información obtenida desde que el proyecto tiene las características de prospecto geológico hasta la determinación de las reservas probadas en función de los resultados obtenidos de la fase de perforación exploratoria, de la fase de perforación de pozos de avanzada que permite delimitar el tamaño del campo y de la fase de perforación de pozos de desarrollo (Ver figura No 35 del Anexo 1).

Este proceso puede verse notablemente afectado cuando las compañías operadoras de los campos sean estatales o privadas, incurren en prácticas desventajosas para el óptimo desarrollo del campo. Una de estas prácticas es incrementar la tasa de producción en los pozos en períodos especialmente en que el precio del petróleo

⁶ Costo de adicionar reservas de petróleo y gas a través de actividades de exploración y desarrollo, (Mansilla, 2006:14)

muestra una tendencia al alza, la finalidad es obtener mayor rentabilidad económica, ya que a mayor producción, mayor ingreso.

Pero esta rentabilidad a corto y quizás mediano plazo puede ocasionar graves consecuencias en función del recobro de reservas a largo plazo especialmente cuando la capacidad o productividad de los pozos no conservan el perfil natural de declinación.

Cuando un campo es producido en términos de tasas óptimas, se incrementa el factor de recobro a lo largo del tiempo. Las reservas se incrementan a medida que se implementan operaciones tales como perforación de nuevos pozos, optimización en los sistemas levantamiento artificial⁷ entre otros.

Este hecho da como resultado que sea posible recuperar mayor monto de reservas con inversiones adecuadas en el transcurso del tiempo. Pero el incremento de la producción sobre los niveles óptimos causa que la tendencia de la declinación sea más severa y mantener los niveles de producción previos ya no es posible aún cuando se realice la perforación de nuevos pozos.

Cuando los gobiernos tienen necesidad de recursos económicos y el petróleo es su única fuente segura, se recurre a este tipo de práctica y se exige, por ejemplo a la compañía estatal que no goza de autonomía sino que está en función de los intereses gubernamentales y en ocasiones a interés de grupos de poder, incrementar la producción por sobre las tasas óptimas con las consecuencias negativas que esto conlleva.

En definitiva, la determinación de la renta petrolera no es más que un ejercicio económico que involucra seguir los pasos estipulados en cada modalidad de contrato pero lo realmente importante radica, en el análisis de los factores que la afectan especialmente a la correspondiente al Estado. Entender las características, problemas y la dinámica económica de cada contrato es necesario para comprender cómo se determina el porcentaje de renta petrolera correspondiente al Estado y a cada compañía operadora.

⁷Sistemas mecánicos que ayudan a llevar los fluidos a superficie

CAPÍTULO I PETRÓLEO, ECONOMÍA Y POLÍTICA

El petróleo como recurso tomó importancia en lo que se conoce como la era moderna a partir de 1859 cuando el explorador estadounidense Edwin Drake perforó el primer pozo comercial en Old Creek, Pensilvania dando origen a un frenesí por el recurso que se extendió a lo largo de los Estados Unidos de América (Yergin, 1992: 26-31).

Con el advenimiento de la primera guerra mundial las naciones en conflicto dieron cuenta de la importancia del petróleo ya que al utilizar medios de transporte de tropas hacia los frentes de guerra y de unidades mecanizadas era imperioso y vital contar con el suministro de petróleo y sus derivados. Winston Churchill, quien fue un importante diplomático de Gran Bretaña, manifestó en los albores del siglo 20 de la importancia del petróleo para su nación y consideró de extrema prioridad tener el suministro del mismo. Los países se preocuparon por acceder al suministro de petróleo y esto hizo que se desate una competencia entre países como la que sostuvieron franceses e ingleses y que permitió que misiones de estos países arribaran a sitios tan recónditos como la Amazonía y las zonas desérticas a fin de explorar y ubicar yacimientos que permitieran contar con el suministro seguro de petróleo que necesitaban sus economías (Fernández, 2008: 3-8).

Como hecho importante, se debe recalcar que los mayores descubrimientos de reservas de petróleo se dieron en los denominados países subdesarrollados, en los cuales el dinero del petróleo solo favorecía a una pequeña clase social en los países productores y era indiferente a los problemas de injusticia en el resto de la sociedad. Es entonces, que en los países productores, comienzan a surgir iniciativas, impulsadas por gobiernos nacionalistas, para incrementar la participación del Estado en las rentas del petróleo. Venezuela fue el primer país que a inicios de la década de los años 50 provocó un sismo en la industria ya que logro aumentar la participación del Estado hasta el 50% en lo que se denominó el acuerdo del 50 -50 (Yergin, 1992: 433-437).

Los gobiernos de los países productores, que en su mayoría eran ex colonias, tenían un fuerte sentimiento antiimperialista y mantenían como sus preceptos revolucionarios la autodeterminación de los pueblos y el control de sus economías y comenzaron a utilizar el petróleo como arma en contra de los países desarrollados como

lo hizo Egipto cuando nacionalizó el canal de Suez en 1956 cuyo objetivo fue frenar el flujo de petróleo hacia Europa (Fernández, 2008: 3-8).

En contraposición, las compañías denominadas grandes como Royal/Dutch Shell y British Petroleum impulsaron la disminución de los precios del barril de petróleo de manera unilateral. Este hecho provocó que radicales nacionalistas árabes de los países productores inicien un proceso de conversaciones y tratativas que concluyó con el establecimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) cuyo caballo de batalla fue el de establecer un precio de venta común para el barril de petróleo. Entre 1960 y 1973 la OPEP creció en el número de miembros. De 5 miembros originales paso a 13 que representaban el 52% de la producción mundial, el 69% de las reservas y el 90% de la exportación mundial (CEPE⁸, 1988: 8).

Desde entonces, el petróleo se convirtió en un activo capital tanto político como económico de los países productores. Sin embargo, la influencia de los países desarrollados y las grandes compañías continuó ya que la mayoría de los países productores y en especial los que conformaban la OPEP no contaban con todo el potencial técnico y humano y la experiencia necesaria para un total control de los recursos petroleros.

En este capítulo, correspondiente al marco teórico, se realiza una revisión de la literatura en lo referente con el petróleo y la generación de la renta petrolera. Se pretende dar un nuevo enfoque de la importancia de la renta petrolera en el Ecuador. No existe o no ha sido posible encontrar una amplia documentación que trate sobre la problemática de la renta petrolera en el Ecuador relacionada con el punto de vista del presente trabajo. Sin embargo, existe a nivel foráneo un número importante de documentos y que hemos adaptado a la problemática ecuatoriana pero siempre respetando la base conceptual de cada autor.

La problemática de la renta petrolera en el Ecuador, se la analizó desde la perspectiva, económica, política y gobernanza energética. Tratando de crear sinergia entre estas disciplinas. En la perspectiva económica el análisis se enfatiza en la importancia que tiene el petróleo con la renta petrolera, su relación en la economía ecuatoriana y con la apertura inversión privada presente desde 1993. En lo político, se describe su relación como elemento de política pública y la política petrolera en el

⁸ Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana posteriormente Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y en los actuales momentos EP Petroecuador Empresa Pública de Hidrocarburos.

Ecuador. Con relación a la gobernanza energética, se analiza como la ausencia de una verdadera gobernanza en el sector hidrocarburífero provoca también una disminución de la renta petrolera para el Estado ecuatoriano. Iniciemos con la relación entre petróleo y economía.

Petróleo y Economía

Renta petrolera

La industria del petróleo es una actividad de alta rentabilidad especialmente cuando los precios del barril⁹ de petróleo en los mercados internacionales están al alza. Esto genera un influjo de divisas hacia la economía de los países productores que se conoce como renta petrolera. Es necesario partir del concepto de renta petrolera para entender la incidencia que esta tiene en la economía de los países productores.

El concepto de renta petrolera o ingreso neto en la industria hidrocarburífera se define como el monto resultante de sustraer los costos de operación (OPEX) y los costos de capital (CAPEX)¹⁰ de los ingresos totales o brutos. Este monto resultante generalmente, como es el caso del Ecuador y que es objeto de este estudio, está compuesto por la parte de la renta que le corresponde al Estado como dueño del recurso y la parte que le corresponde al sector privado como inversionista. Es a partir de la determinación de la renta petrolera, que se puede determinar lo que se conoce como “Government Take” o Apropiación del Estado y que se define como el cociente entre el ingreso total apropiado por el Estado y el total de la utilidad (Johnston y Johnston, 2002:13-14).

¿Pero que hace que la renta petrolera sea relevante para el desarrollo del presente estudio? Se exponen a continuación cuatro criterios del porque de su importancia.

Un primer criterio permite comprender que la renta petrolera es una variable exógena. El volumen de la renta petrolera depende tanto de los precios del petróleo como del grado de control¹¹ por parte del Estado (entendiéndose el control como el grado de efectividad de las políticas públicas aplicadas en el sector hidrocarburífero). El Estado es el modelador del desarrollo económico y social ya que deviene en el gestor

⁹ El comercio o venta del petróleo se lo hace en barriles como unidad de medida. 1 barril = 42 galones

¹⁰ OPEX = Operation Expenditures CAPEX = Capital Expenditures

¹¹ El control se relaciona con los objetivos del Estado ecuatoriano de explotar los recursos minerales de acuerdo a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente enmarcados en la Ley de Hidrocarburos.

único del recurso básico del país y se apropia de los ingresos generados los mismos que no se distribuyen ni como salarios, ni de beneficios de capital ni de renta a propietarios (García Ramón, 1982: 146-148).

Adicionalmente, la renta de un yacimiento o campo petrolero está determinada por el precio al que se vende el petróleo, el volumen de producción que se alcanza y los costos de extracción. Por lo tanto, la renta petrolera de un país será mayor cuantos más altos sean el precio del petróleo y el volumen de producción y cuantos más bajos sean los costos de extracción (Kaiser, 2007: 2135).

Un segundo criterio tiene que ver con la relación entre la renta petrolera y el modo en que fluyen los ingresos hacia la economía de los países productores, es decir los efectos que estos producen. En los países exportadores, los ingresos económicos por la exportación de hidrocarburos, no fluyen como remuneración del trabajo o del capital nacional sino que llegan como un tipo de renta económica colectiva de la cual el Estado se apropia. Esto provoca un desequilibrio en el modelo de desarrollo ya que el incremento de las exportaciones de hidrocarburos difieren sustancialmente a las exportaciones de otros productos, lo que no permite asimilar el modelo de desarrollo a través de la expansión de la exportación de productos primarios y no se llega a la industrialización que pueda poner en marcha la sustitución de importaciones (García Ramón, 1982: 143-145).

Un tercer criterio tiene que ver con la dependencia tecnológica hacia los países desarrollados. Por lo general, los países productores, son países que no poseen un desarrollo industrial y tecnológico que les permita ser independientes y no estar sometidos a la injerencia de los países desarrollados a través de compañías transnacionales cuyo único objetivo es el de acceder a los recursos hidrocarburíferos de la forma más ventajosa lo cual provoca que el beneficio económico producto de esta actividad, no se vea reflejada en la economía de los países productores. Esta dependencia, constituye uno de los factores que hacen compleja la gobernanza energética en los países latinoamericanos y en especial en los países andinos (Fontaine, 2010: 257).

Un cuarto criterio se relaciona con el rentismo y subdesarrollo que el inesperado flujo de recursos económicos causa en los países productores y que ha afectado principalmente a los países productores de petróleo. Los países ricos en recurso

naturales no son precisamente los más desarrollados y están afectados por lo que se denomina la “Paradoja de la Abundancia”. Estos países si bien poseen altos ingresos, carecen de instituciones sólidas, de niveles adecuados de vida para la población y existe distorsión en la asignación interna de los recursos lo que conlleva a un establecimiento de una mentalidad rentista (Schuldt y Acosta, 2006:71).

Petróleo y renta petrolera en el Ecuador

Descritos los conceptos de renta petrolera y su relevancia para el presente trabajo, es necesario detallar como la renta petrolera ha incidido en la economía ecuatoriana y por consiguiente en el ámbito político.

Los ingresos o renta que recibe el Estado ecuatoriano por concepto de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos son estipulados en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos que dispone que el Estado perciba primas de entrada, derechos superficarios, regalías y pagos de compensación. Esto condujo a tener una economía dependiente de la renta de los hidrocarburos cuya problemática se acentuó a partir del año 1979 cuando el Ecuador retorna al sistema democrático

El grado de dependencia hacia la renta petrolera y su utilización, hacen que al Ecuador se lo clasifique como país de fuerte absorción de la renta petrolera, con déficit financiero, que ha potenciado los flujos hacia el exterior y que no ha cubierto los requerimientos de la población. Bajo este esquema, se produce un saldo negativo en la cuenta corriente y se trata de compensar este déficit recibiendo inversiones o tomando préstamos de capital extranjero (García Ramón, 1982: 151-154).

En lo político, los ingresos petroleros han sido asumidos por los gobiernos como una fuente inagotable de recursos económicos que les permita sin mayor planificación, satisfacer las necesidades fiscales inmediatas, convirtiendo la recaudación y asignación de recursos en un proceso político (ESMAP¹², 2005:7-8) y provocando que los gobiernos desde 1979 se enfrenten muchas veces a un clientelismo político para alcanzar objetivos políticos como son la aprobación de leyes y programas emitidos desde el poder ejecutivo. Esto principalmente porque en la mayoría de los países productores, los ingresos son entregados o pagados al Estado como custodio natural, por

¹² ESMAP (Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía por sus siglas en ingles).

lo que el Estado se transforma en el conductor de estos recursos económicos (Mehrara y Oskoui, 2007:365).

Inversión privada en el área hidrocarburífera

La contracrisis petrolera de los años 80, hizo que los países productores se vieron nuevamente frente a la necesidad de una apertura hacia el capital foráneo para la explotación de sus recursos hidrocarburíferos. Es así que en 1987 el Ecuador, licita al capital privado, áreas territoriales tanto en la amazonia como en la costa para la exploración y explotación de hidrocarburos que permitan mejorar los niveles de ingresos afectados por la crisis petrolera y por una creciente deuda externa.

A partir de 1993, el Ecuador experimentó un significativo incremento de la inversión privada en el sector hidrocarburífero por la participación del capital privado y especialmente extranjero en la explotación de campos petroleros localizados principalmente en la región oriental.

La inversión privada ha estado presente desde los inicios de la industria hidrocarburífera en el Ecuador. De acuerdo a las características contractuales, la inversión o el capital privado ha operado en el país mediante los regímenes de privilegios, arrendamiento, concesión, asociación, operación, prestación de servicios, participación, campos marginales y alianzas operativas.

Desde hace aproximadamente veinte años, las cuatro últimas modalidades o regímenes contractuales mencionados previamente, han entrado en vigencia a su turno gracias a las reformas a la Ley de Hidrocarburos llevadas a cabo en los años 1982, 1993 y 2000 (Petroecuador, 2009: 14).

Es importante conocer y entender la forma o modalidad en la que el capital privado interviene en la explotación de los campos petroleros en el Ecuador ya que mantiene una estrecha relación con el porcentaje o renta petrolera que le corresponde al Estado.

Al momento de la realización del presente estudio¹³, las compañías privadas mayormente operan en el territorio ecuatoriano a través de Contratos de Prestación de Servicios, de Contratos de Participación y de Campos Marginales.

¹³ A inicios del año 2010, el gobierno presidido por Rafael Correa Delgado inició un proceso de renegociación de todos los contratos petroleros vigentes para que migren hacia la modalidad única de prestación de servicios.

En el primer caso, la producción de crudo pertenece al Estado y se reconoce a la compañía todos los costos de operación, gastos, inversiones y una tasa por servicios de operación, actualmente¹⁴ existe un solo contrato vigente y corresponde al bloque 10 que lo opera la empresa italiana Agip.

En el segundo caso, el petróleo producido es prácticamente de la compañía y como compensación le entrega al Estado una fracción de la producción que fluctúa entre el 17 y 25 por ciento. En el tercer caso, las compañías operan campos cuya producción es inferior al 1% del total nacional y cuya lógica será explicada más adelante en el capítulo 2.

No podemos abstraernos del hecho de que la inversión privada ha permitido cierto desarrollo el sector hidrocarburífero ecuatoriano. Entre las ventajas de la inversión privada se tiene el uso de moderna tecnología, el desarrollo de competencias, el acceso a mercados y ser menos volátiles que los préstamos directos. Sin embargo, no constituye necesariamente un indicador de estabilidad política e institucional, del nivel de desarrollo económico y tampoco constituye lo mejor para favorecer la productividad, el crecimiento y la inversión a largo plazo (Fontaine, 2010:103).

Petróleo y Política

El petróleo como elemento de política pública

Considerando a la actividad hidrocarburífera como impulsora del desarrollo nacional y siendo el petróleo su mayor componente, este se constituye en un elemento de política pública principalmente por que los programas gubernamentales están supeditados al nivel de los ingresos generados por la exportación hacia los mercados foráneos.

Desafortunadamente, en el Ecuador no se ha entendido aun el concepto de políticas públicas, concepto que incluye tanto temas de gobierno como de Estado y que pueden ser políticas de varios períodos. Esto se debe principalmente a los siguientes factores:

1. Elemento base de la economía: Desde 1979, cuando en el Ecuador se restituyó el sistema democrático, el petróleo y los ingresos generados por exportación, se constituyeron como la base de la política gubernamental. El presupuesto del Estado, los programas de acción social y las políticas

¹⁴ Medios del año 2010.

públicas basan su ejecución en la renta petrolera y es en base a estas políticas que los gobiernos definen su línea de acción buscan dar legitimidad a la misma (ESMAP, 2005: 7-8).

2. Ausencia de políticas claras: El Ecuador como Estado, no ha logrado definir claramente su política económica y en especial su política hidrocarburífera para una explotación sostenida y sustentable. Por el contrario, han sido los grupos de poder político y económico quienes obtuvieron importantes beneficios producto del creciente gasto público, de la inversión fiscal, de créditos para la industria y beneficios arancelarios contra la competencia foránea (Acosta, 43: 2009).
3. Deterioro económico: Consecuencia directa de la política económica y política petrolera implementadas en su momento, se produjo el deterioro de la economía con un acelerado crecimiento de las exportaciones e importaciones, existió fácil acceso a los créditos internacionales que provocaron un incremento de la deuda externa y la transformación de la economía en una economía primario exportadora caracterizada por la ausencia de intereses de orden nacional pero con elevada incidencia de intereses de orden externo (Acosta, 2009: 36-39).

Política petrolera

Una política nacional de hidrocarburos se define como el conjunto de medidas que toman los gobiernos para conducir la industria petrolera de un país. La política petrolera se la puede dividir de acuerdo al momento político e ideológico que atraviesan los Estados y que puede variar en el tiempo. Así, podemos considerar la siguiente clasificación:

1. Política nacionalista: No permite la participación de las compañías petroleras privadas.
2. Política privatizadora: Entrega todas las actividades de esta industria a la empresa privada y,
3. Política mixta: Combina la política nacionalista con la participación de las empresas privadas de acuerdo a las particularidades de cada país. (Aráuz, 2009:605)

Como todo proceso político, es necesaria la interacción de actores para la formulación de políticas. A los actores se los puede clasificar en base a los siguientes criterios:

1. Por su poder (reactivos o proactivos)
2. Por el momento en que intervienen en el proceso para la aprobación o la implementación de las nuevas políticas y,
3. Por su status legal sea institucional o no. (Mejía, 2009:40)

En 1993, se inició la apertura al capital privado y especialmente extranjero a través de compañías transnacionales con lo cual la política petrolera tomó las características de privatizadora. Se adjudicaron por medio de licitaciones convocadas por el Estado ecuatoriano, los derechos de exploración y explotación de campos petroleros localizados principalmente en la región oriental con el objetivo de incrementar los volúmenes de producción y exportación de crudo que generen ingresos adicionales a las arcas fiscales. Para este objetivo, las principales orientaciones de la política petrolera en el período analizado se centraron en:

1. Modificaciones del régimen de contratación petrolera, apertura del sector de comercialización o Downstream al sector privado y la ampliación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).
2. En 1993 se promulgó la Ley 44 que introdujo la modalidad de Contratos de Participación.
3. En 1999, se dictaron nuevos dispositivos legales a fin de incentivar la inversión extranjera a través de Contratos de Gestión Compartida (Management Sharing) y de Riesgo Compartido (Joint Ventures).
4. En el año 2000 se dio la autorización para que empresas privadas construyan el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) (Campodónico, 2007: 24-39).

Llevado a cabo el proceso de apertura y privatización¹⁵, el Estado ecuatoriano no logró implementar la esencia de una política petrolera lo cual radica en la distribución

¹⁵ Privatizar en el argot político se refiere a dos cosas:

1. Confiar a manos privadas, aquellos sectores en los que la inversión inicial fue hecha por el Estado principalmente por razones estratégicas, y
2. Devolver al sector privado, las empresas que el Estado adquirió por razones de política circunstancial o por operaciones de rescate

apropiada del beneficio económico entre el Estado y las compañías privadas mediante la suscripción de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos. Esto está dado por los siguientes factores:

1. Por las características de la política petrolera que desde 1993 es de carácter privado con predominio de los intereses de las compañías privadas y el continuo deterioro de la empresa estatal (Aráuz, 2009:605).
2. Porque el Ecuador no ha logrado la estabilidad de las políticas y la transparencia en los mecanismos de distribución de los ingresos petroleros. Las características de la democracia ecuatoriana facilitan que el respaldo al gobierno sea de carácter clientelar, que esté relacionado con grupos de diversos intereses y que la burocracia y las instituciones judiciales estén altamente politizadas (Eifert, 2003:41).
3. Por el debilitamiento institucional (no existen objetivos económicos a largo plazo, hay falta de transparencia, existen poderosos intereses en lo relacionado al gasto público, evidente debilidad del sector privado) que produce consecuencias económicas como la casi nula existencia del ahorro, inestabilidad, transferencia de los ingresos a grupos con intereses, altos subsidios y excesiva burocratizaron (Eifert, 2003:41).

Políticas Públicas en el sector hidrocarburífero

Como ya se menciono anteriormente, la falta de una política clara y la no implementación de una verdadera política hidrocarburífera han incidido notoriamente en el grado de beneficio que ha tenido el Estado de la renta petrolera como dueño del recurso. Es por demás importante entonces, entender el concepto de política pública, ya que la política petrolera de un país, debe ser considerado como una política pública de mediano a largo plazo ya que el petróleo como recurso, es un elemento público.

Conceptualmente, las políticas públicas son un factor común de la política, de las decisiones del gobierno y de la oposición. La política y las políticas públicas están relacionadas con el poder social y mientras que la política es un concepto amplio y está en relación con el poder en general, las políticas públicas se enfocan a las soluciones específicas de cómo manejar los asuntos públicos (Lahera, 2004: 7).

La importancia de que la política petrolera de un país debe ser un asunto de política pública, radica en que el importante volumen de ingresos económicos producto de la exportación de petróleo genera la atención de actores del acontecer nacional que buscan un nivel de participación de los mismos. Estos actores pueden ser gubernamentales, sociales y privados que persiguen respectivamente como objetivo, el implementar políticas de Estado, implementar programas de beneficio social y el acceso de grupos de poder económico a parte de los recursos a través de la inversión privada en el sector hidrocarburífero.

Desafortunadamente en el Ecuador para el caso del sector hidrocarburífero, no se ha definido todavía una política pública de carácter nacional, por el contrario se ha implementado lo que se denomina política sin políticas públicas, que es más demagógico, menos moderna y entonces se tiene un sistema político concentrado en la distribución del poder entre los agentes políticos y sociales (Lahera, 2004: 8).

La razón fundamental se debe a que en el Ecuador el proceso de formulación de políticas puede ser descrita como una secuencia o proceso errático de decisiones políticas. El Estado ecuatoriano tiene bajos puntajes en lo referente a la estabilidad de las políticas a largo plazo principalmente por las limitaciones de carácter institucional para formar acuerdos a largo plazo (Mejía, 2009: 35).

El caso de la política petrolera no es más que un fiel reflejo de los efectos de la política gubernamental de cada régimen. El grado de eficiencia de la política petrolera se puede medir en base a la efectividad de los mecanismos de ejecución y sanción. Se debe recalcar que en el Ecuador existen organismos de regulación y control como la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Petroecuador¹⁶ pero es en este punto donde se produce el problema principalmente por la presencia de una burocracia directiva, compuesta mayoritariamente por funcionarios que responden a cuotas políticas es decir, no son funcionarios de carrera de las instituciones (Mejía, 2009:37).

Desde los gobiernos llegan actores políticos sin ningún conocimiento¹⁷ de la industria hidrocarburífera y en mucho de los casos orientados a impulsar el entreguismo

¹⁶ A partir del 1 de Abril del 2010, Petroecuador cambio de denominación a Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR

¹⁷ En la administración gubernamental de Rafael Correa Delgado bajo la premisa de combatir la corrupción y la ineficacia, se entrego la dirección de Petroecuador y DNH a la Armada Nacional desde Noviembre del 2007 a Marzo del 2010. ¿No es esto una muestra de desinformación e improvisación?

del sector a las transnacionales (Aráuz, 2009:383). Los gobiernos siguen estando patéticamente desinformados y mal preparados (Roberts, 2004:68)

La ausencia de un servicio civil de carrera en las directrices de los organismos burocráticos ha dificultado la implementación de políticas públicas de excelencia especialmente en el área petrolera y que al igual que en los procesos económicos, estas se han visto obstaculizadas por la presencia de actores con poder de veto de última instancia (Mejía, 2009:37).

Una política pública de excelencia corresponde a aquellos cursos de acción y flujos de información relacionados con un objetivo político que son desarrollados por el sector público con la participación de la sociedad y el sector privado. Además, deberá incluir las orientaciones o contenidos, instrumentos o mecanismos, definiciones o modificaciones institucionales y la previsión de sus resultados (Lahera, 2004:8).

El Ecuador al igual que otros países de la región, dirigió sus esfuerzos para atraer nuevas inversiones a través de una política de apertura hacia la inversión privada para lo cual hizo importantes concesiones a las multinacionales tales como la reducción de impuestos y flexibilización en la repatriación de los capitales (Fontaine, 2010:189). Existen una serie de hechos y factores que desde 1978 han incidido notablemente en la política petrolera ecuatoriana y se destacan entre varias situaciones las siguientes:

Las reformas a la Ley de Hidrocarburos se iniciaron con el gobierno de Osvaldo Hurtado (1981-1984) periodo en el que se impulsó el objetivo de crear condiciones que favorezcan la participación de la inversión extranjera y para lo cual se creó el Contrato de Prestación de Servicios para explorar y explotar hidrocarburos dando muestras de una política de apertura económica.

El gobierno de Sixto Duran Ballén (1992-1996) realizó varias reformas a la Ley de Hidrocarburos y se creó un marco jurídico con la plena intención de transferir los bienes públicos al capital privado. La reforma 44 a la ley de hidrocarburos permitió la implementación de dos nuevas modalidades contractuales: los contratos de participación y de campos marginales para la exploración y explotación de hidrocarburos. Adicionalmente, se permitió la modificación y prórroga de los contratos petroleros con lo cual se crearon las condiciones para que una misma compañía firme más de un contrato o concesión. Las reformas permitieron que las empresas privadas sean remuneradas en petróleo crudo de acuerdo a las condiciones establecidas a la firma de

contrato y disponer libremente de la participación en la producción (Fontaine, 2010:193)

En el caso del contrato de campos marginales, se licitó al capital privado, los campos petroleros que estaban bajo el control de Petroproducción y que fueron definidos de baja prioridad operacional o económica por estar lejanos de la infraestructura de Petroecuador, por ser campos con petróleo de baja gravedad API (crudo pesado), por necesitar altas inversiones y porque la producción de estos campos no superaban el 1% de la producción nacional (Llanes, 30, 2006).

En este periodo, se dio la reforma a la ley Especial de Petroecuador y sus filiales con lo que se rompió el esquema de producción ya que dejó sin efecto la asignación que tenía Petroecuador de destinar el 10% del saldo resultante de los ingresos después de las deducciones de ley para el presupuesto de inversiones petroleras. Adicionalmente, el Ecuador se retiró de la OPEP el 27 de noviembre de 1992, esta decisión se basó en el argumento de la elevada deuda acumulada por alcótuas no pagadas desde 1990 y por el excesivo gasto que representaba la membresía a la organización. Sin embargo, la razón principal fue la necesidad de no someterse a las políticas regulatorias de tasas de producción implantadas por la OPEP a sus miembros (Silva, 2005: 33-111)

Entre 1996 y 1998, en el periodo de Abdala Bucaram y el gobierno interino de Fabián Alarcón. Se migró el contrato de prestación de servicios que mantenía la compañía Maxus hacia el contrato de participación. Este proceso ha sido considerado ilegal por sectores nacionalistas por cuanto la ley de hidrocarburos no facultaba el cambio de contrato, sino su modificación ya que los criterios y definiciones son distintos para los dos contratos. En el de prestación de servicios el Estado participa del 100% de la producción de los hidrocarburos, mientras que en el de participación es del 20% aproximadamente.

Entre 1998 y 2005 los sucesivos gobiernos de Jamil Mahuad, Gustavo Noboa y Lucio Gutiérrez continuaron con la política de apertura económica. Se cambió los contratos de prestación de servicios por el de participación de los Bloques 14, 15, 7 y 17. Se entregó los Campos Mauro Dávalos, Paraíso, Biguno y Huachito mediante el contrato de servicios específicos a la compañía ENAP en un solo contrato sin que lo faculte la Ley de Hidrocarburos. Por medio del contrato de campos marginales se

entregó a las compañías extranjeras los campos Bermejo, Palanda-Yuca Sur. Tiguino, Charapa y Pindo.

Se puso en vigencia varias iniciativas orientadas por intereses de los grupos de poder vinculados al negocio de los hidrocarburos. Se reformó la ley de hidrocarburos para entregar en forma directa y sin licitación la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), favoreciendo a un grupo de compañías privadas que controlan la industria. En el gobierno de Gutiérrez, se proponía devolver a las compañías petroleras el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de la de la producción incrementada y renovó de manera ilegal el contrato de servicios específicos con la compañía Repsol la operación del Campo Tivacuno (Llanes, 2006:31-44)

En el gobierno de Alfredo Palacios, se emitió la ley 42 que establecía el 50-50% de la repartición de los excedentes del precio de venta del petróleo sobre el valor del precio vigente a la firma del contrato. En mayo del 2006 se declaró la reversión de Bloque 15 al Estado ecuatoriano, por incumplimiento de estipulaciones legales y contractuales de la empresa Occidental con el Estado y el bloque pasó a ser operado y administrado por Petroecuador

En el año 2008, el gobierno de Rafael Correa Delgado decidió renegociar los contratos petroleros firmados en la década de los años noventa para cambiar la participación estatal y los modelos contractuales, en busca de mejorar las condiciones para el Estado ecuatoriano. A noviembre de 2008, tres contratos petroleros modificatorios firmados y un acuerdo para la terminación anticipada del convenio contractual, es el resultado inicial de la gestión emprendida por el gobierno nacional para la revisión de los compromisos suscritos con las empresas operadoras privadas. La propuesta estatal es formular un contrato transitorio por un año, para luego negociar la migración hacia el contrato de servicios, encaminada a recuperar soberanía y obtener un equilibrio contractual. Con esto se produce el modo de gobernanza de nacionalismo petrolero (Fontaine, 2010:203).

Entonces, es necesario realizar un análisis y determinar hasta qué punto estas acciones como parte fundamentales del núcleo central de lo que se considera como políticas petroleras del Estado ecuatoriano en el período de análisis desde una perspectiva teórica, son resultado de lo que se denomina como gobernanza y en el caso del sector energético, como gobernanza energética.

Gobernanza energética en el Ecuador

Se ha analizado la relación del petróleo con la economía y la política. Sin embargo, es necesario analizar la importancia del petróleo como elemento de gobernanza y más aun con la gobernanza energética y así tener mayores elementos teóricos que nos permitirán entender de mejor manera el porqué no se puede aceptar el criterio de política petrolera en el Ecuador sino más bien de gestión.

Iniciemos primeramente con una breve introducción a lo que es la gobernanza y lo que su concepto circunscribe. Primeramente, se debe entender que la gobernanza como modo emergente de gobierno y gestión pública, tiene un papel importante en el estudio de las transformaciones que ha tenido el Estado y en el estudio sobre la administración y la gestión pública, la gobernanza alude a lo que se llama redes de gobierno y a formas no jerárquicas de coordinación entre actores (Natera, 2005:54).

Kooiman (2004) en su artículo “Gobernar en Gobernanza” permite obtener un entendimiento del concepto de gobernanza y de los modos en los que esta se presenta como producto de las interrelaciones de los actores socio políticos. Además sostiene que la gobernanza ayuda a explicar cómo las interacciones del Estado con la sociedad y la economía tienen incidencia en la definición de los problemas y de las oportunidades.

La gobernanza de las sociedades modernas es una combinación de todo tipo de actividades y estructuras de gobierno. La gobernanza debe considerarse como los acuerdos con los que tanto los actores públicos como los privados persiguen para solventar problemas sociales o crear oportunidades sociales. El término gobernanza denota ideas conceptuales o teóricas sobre este tipo de actividades de gobierno y como una propuesta en expansión debe tener su base en el desarrollo social y es particularmente atribuible a las crecientes o cambiantes interdependencias sociales. El concepto pone mucho énfasis en las reglas y las cualidades de los sistemas, la cooperación para incrementar la legitimidad, la eficacia y la atención a nuevos procesos y acuerdos público privado.

Una forma de gobernanza es lo que se puede llamar gobernanza interactiva o socio política y que está fundada sobre interacciones amplias y sistémicas entre aquellas que gobiernan y los que son gobernados y esto se aplica tanto a las interacciones público-público como a las interacciones público-privado. Sin embargo, en base a las diferentes formas de interacción socio política como punto central, la gobernanza puede

ser clasificada como autogobernanza, cogobernanza, gobernanza jerárquica y gobernanza mixta. Además, se presentan órdenes dentro de la gobernanza tales como el primer orden de gobernanza, que implica la solución de problemas y la creación de oportunidades y el segundo orden de gobernanza, que contempla las condiciones institucionales.

En las sociedades modernas, los sectores se autogobiernan hasta cierto punto. El tipo de interacciones socio políticas más caóticas y fluidas tienen claramente un carácter de autogobernanza. La cogobernanza conlleva la utilización de formas organizadas de interacción para los propósitos de los gobiernos. Los actores cooperan, se coordinan, se comunican sin un actor de gobierno central o dominante. Para conceptualizar la cogobernanza como un modo de gobierno se puede intentar con conceptos tales como coordinación, cooperación y colaboración.

En el modo de gobernanza jerárquica, los sistemas de intervención son el modo de interacción entre el Estado y los ciudadanos individuales, grupos u organizaciones de gobierno más clásico y característico. Los instrumentos más comunes y ampliamente utilizados son tanto el derecho como las políticas. No existe ningún área de la actividad social que no sea gobernada al menos parcialmente por una o más normas o una o más políticas. La jerarquía no debe ser vista como un control puramente unilateral o como mecanismos de coordinación y acuerdos institucionales. La jerarquía se debe entender en términos de transacciones redistributivas, desequilibrios a corto plazo de beneficios y obligaciones y la exposición de un conjunto común de normas definidas y de obligaciones.

En el modo de gobernanza mixto, la solución de problemas y la creación de oportunidades colectivas en situaciones complejas, dinámicas y diversas son desafíos públicos y también privados, es decir, gubernamentales pero también del mercado. Las iniciativas son tomadas de manera alterna por lo que se suscitan responsabilidades compartidas y coacuerdos.

Es muy importante analizar la política petrolera del Ecuador bajo la óptica de la gobernanza por cuanto desde 1993 se han producido 2 cambios fundamentales en el sector hidrocarburífero. En primer término, la inversión privada se facilitó con los procesos de privatización y liberalización del sector hidrocarburífero. El logro de este proceso fue el incremento de la producción y aparentemente el de reservas. El segundo

proceso, se lo relaciona con la ola de nacionalismos que desde el año 2002 han surgido en los países de la región. Las variaciones derivadas de los cambios de la esfera pública a la privada en términos de desregulación y privatización han permitido experimentar con otras formas de interacción más sistémica. A estas nuevas formas se las ha denominado gestión, dirección o guía pero el énfasis debe estar en los aspectos bilaterales o incluso multilaterales de la forma de gobierno (Kooiman, 2004: 175). Entonces surge una pregunta, ¿Se puede asumir o considerar que la apertura del sector hidrocarburífero al capital privado dio origen a un modo de gobernanza?

Consideremos primeramente la definición de lo que es un sistema de gobernanza energética. Un sistema de gobernanza energética está constituido como dispositivo institucional y legal que enmarca las políticas energéticas nacionales y los intercambios económicos, incluye no solo las políticas sectoriales, sino también regímenes más específicos como son los reglamentos ambientales y los reglamentos de consulta previa a las poblaciones. En el Ecuador al igual que en el resto de los países andinos el sistema de gobernanza energética enfrenta numerosos problemas de aplicación debido a los siguientes factores:

1. Modalidades contractuales muy variables
2. Retrasos en la modernización del sector de hidrocarburos
3. Fuerte politización de las empresas públicas
4. Falta de claridad en cuanto al cálculo de la renta petrolera o a sus mecanismos de distribución (Fontaine, 2010:101)

La razón para esta falta de aplicabilidad viene dada por que los gobiernos buscan una mayor participación de la rentas. Han incrementado los impuestos en el área hidrocarburíferas y han cedido competencias al capital privado. El factor principal para este proceso es la fuerte alza del precio del barril de crudo en los mercados internacionales (Manzano y Monaldi, 2007:1). Por lo tanto se puede determinar que en el Ecuador no existe una gobernanza energética como tal sino más bien una gestión energética. Recalcando que la gobernanza tiene un papel importante en el estudio de las transformaciones que ha tenido el Estado y en el estudio sobre la administración y la gestión pública, en el caso del Ecuador la gestión energética podría ser erróneamente

considerada como gobernanza energética por cuanto se han producido los siguientes procesos transformadores del sector hidrocarburífero:

1. Las reformas a la Ley de Hidrocarburos que perseguían crear condiciones que favorezcan la participación de la inversión extranjera (Fontaine, 2010:189).
2. Reforma 44 a la Ley de Hidrocarburos que permitió la implementación de dos nuevas modalidades contractuales: los contratos de participación y de campos marginales para la exploración y explotación de hidrocarburos (Fontaine, 2010:193).
3. Reforma a la Ley Especial de Petroecuador y sus filiales con lo que se rompió el esquema de producción ya que dejó sin efecto la asignación que tenía Petroecuador de destinar el 10% del saldo resultante de los ingresos después de las deducciones de Ley para el presupuesto de inversiones petroleras (Silva, 2005:33-111).
4. Reforma a la Ley 42, expedida en 2007, en la que se determina un reparto del 99% para el Estado y el 1% para las compañías privadas sobre las utilidades adicionales obtenidas por la venta del petróleo con precios superiores a los establecidos en los contratos originales.

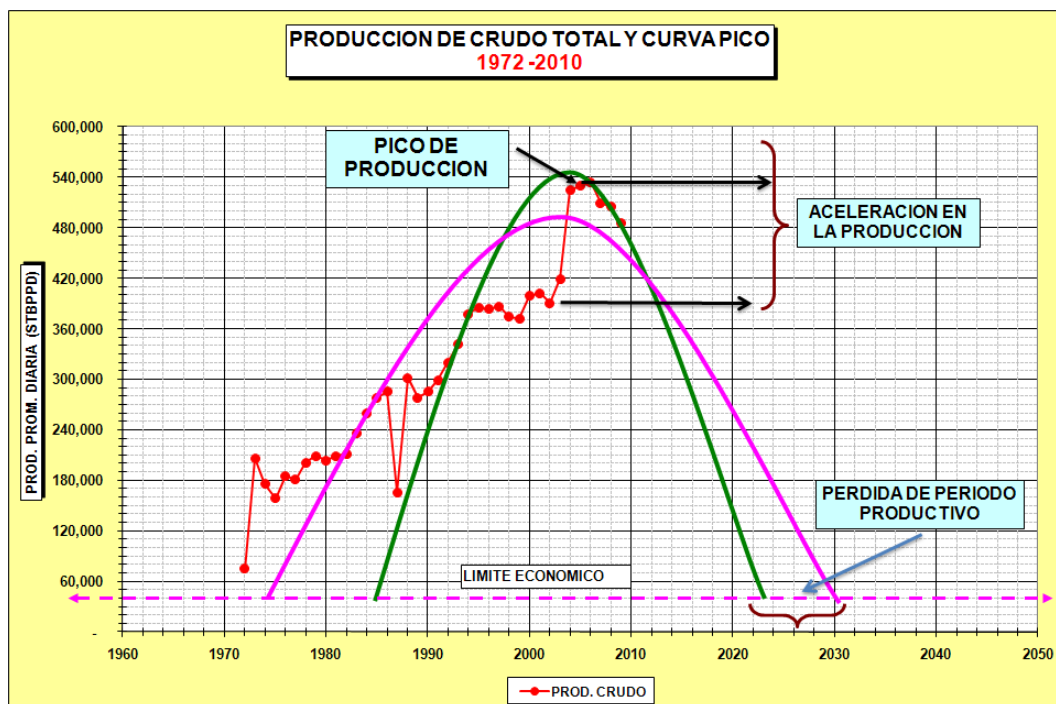
Efectos de la política petrolera en la renta del Estado

El Ecuador, cuando se dio el auge petrolero de la década de los años 1970, tenía las características propias de un país subdesarrollado. Incluso, el poder gubernamental lo mantenía una dictadura militar que al igual que la estructura del país de esa época no estuvo preparada para utilizar de la mejor manera el ingente caudal de recursos monetarios provenientes de las exportaciones petroleras. El Ecuador devino en un país dependiente o adicto a la venta de hidrocarburos, hecho que se considera como la situación peor a ser un país adicto al consumo de hidrocarburos (Friedman, 2007). Esta situación continúa hasta los actuales momentos en los que el petróleo ocupa un lugar preponderante dentro del presupuesto del Estado.

La figura No 1 muestra el perfil de producción de petróleo desde el año de 1972 hasta el año 2009 y una simple aproximación a lo que se denomina el pico de

producción o la curva de Hubbert¹⁸. Se puede observar que la producción de petróleo en el Ecuador ya habría alcanzado su techo o pico y entrado en su fase de declinación. Con los campos a las condiciones actuales de operación y tomando como límite económico una producción de 40.000 barriles por día, el año 2030 sería la fecha límite de producir económicamente petróleo en el país.

Figura No 1 Perfil histórico de producción nacional y pico de producción



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

La figura No 1 muestra además el efecto negativo que tiene la implementación de determinadas “políticas” en el sector petrolero. El excesivo incremento de la producción sobre los valores óptimos en virtud a dar respuesta a los intereses de las compañías privadas y lo que es más crítico, minimizar y desautorizar a los entes reguladores y fiscalizadores¹⁹ que tiene como objetivo institucional optimizar el recobro de los

¹⁸ El concepto del “peak oil” fue acuñado por el geólogo norteamericano Marion King Hubbert (1903 - 1989), alrededor de 1956. La curva de Hubbert es una técnica que determina o indica que cuando la producción ya ha alcanzado el cenit o punto máximo, inmediatamente se entra en una fase declinatoria e irreversible y no importa cuántos pozos nuevos se perfore, el proceso no se detiene.

¹⁹ Hasta las reformas a la Ley de Hidrocarburos llevadas a cabo en 2010, la Dirección Nacional de Hidrocarburos era el ente regulador y fiscalizador. Desafortunadamente, la ausencia de un compromiso de carácter nacional llevó a que se consiga lo que tanto había sido anhelado por grupos que mantienen intereses en el sector hidrocarburífero, la desaparición de este ente regulador. Bajo la premisa de combatir

campos a fin de asegurar una producción sustentable y sostenida de petróleo, provoca que el tiempo de producción luego de alcanzar el pico en la producción se reduzca notablemente.

Haciendo una analogía en lo referente a la protección ambiental en el Ecuador, donde surgió el concepto de la “privatización del derecho ambiental” en el cual el Reglamento Ambiental de 1992 fue sigilosamente sustituido por otro en 1995, luego de “conversaciones” a puerta cerrada con representantes de las compañías privadas (Kimerling, 2006:124). La “privatización” del sector hidrocarburífero, entendiendo la gobernanza como una interacción entre los actores sociales (gobierno y compañías privadas), indica mucho de la falta de gobernanza energética.

El Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas dado mediante Acuerdo Ministerial No. 389 y publicado en el Registro Oficial 671 de 26 de septiembre del 2002 es un claro ejemplo de la “privatización” del sector hidrocarburífero ecuatoriano. Este reglamento prácticamente sentencio la desaparición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos ya que redujo a la mínima expresión su naturaleza reguladora y tan solo lo convertía en un ente de recepción de documentos.

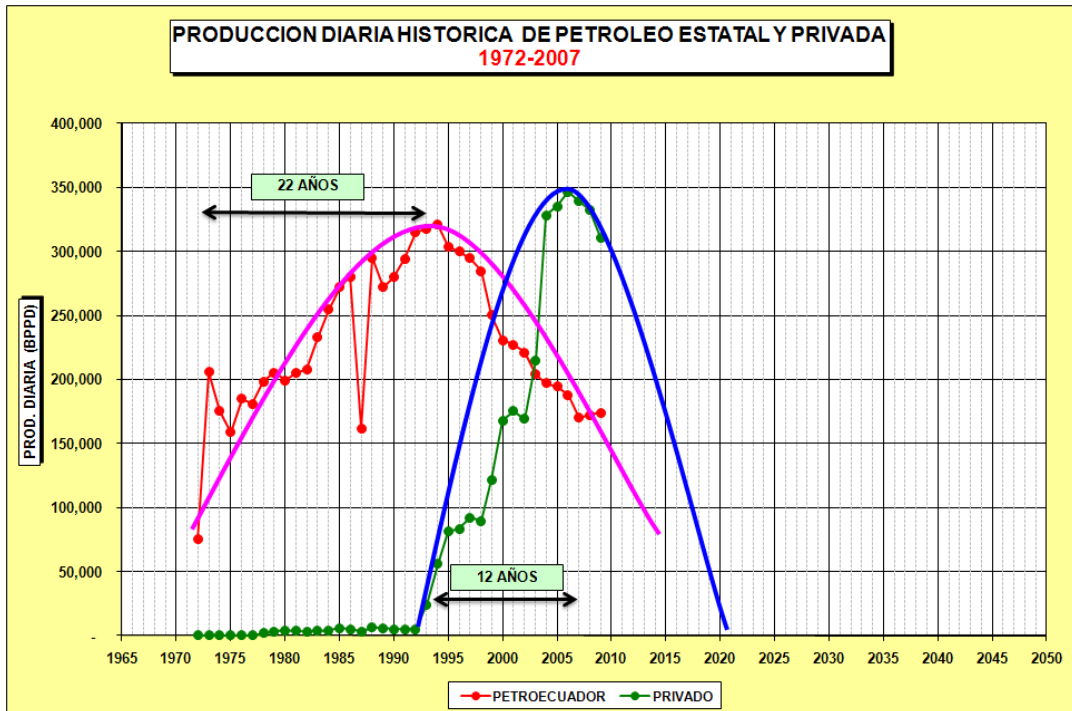
La falta de una verdadera gobernanza energética indistintamente del modo que haya querido aplicarse se explica de manera simple. Cuando existe un compromiso estatal para la optimización del recurso hidrocarburífero, el tiempo necesario para alcanzar el pico de producción puede extenderse debido principalmente a que se mejora el factor de recobro de los campos.

En el caso de los campos operados por Petroecuador tomó alrededor de 22 años llegar al pico de producción, a pesar de que hasta el año 1992 la gran mayoría de ellos fue operada por la compañía Texaco²⁰ que fue una operadora privada. Sin embargo, cuando no existe tal compromiso y se prioriza las necesidades de capital para las arcas fiscales, se produce lo que ha sucedido con la producción de las compañías privadas. En apenas 12 años aproximadamente se alcanzó el pico de producción y presenta una declinación mucho más severa que la producción estatal. La figura No 2 muestra en forma gráfica los criterios anteriormente expuestos.

la corrupción y la ineficacia ahora se la ha dividido en dos entes cuyas funciones no están claras y se contraponen y lo que es aún peor, se dará también la eliminación de Petroproducción para ser absorbida por Petroamazonas. Petroamazonas prácticamente está constituida en su mayor parte por lo que en su tiempo fue Occidental Petroleum Company. Aquí cabe aquella reflexión de “el ratón cuidando el queso”.

²⁰ Texaco (Texas Petroleum Company) operó en el Ecuador desde 1972 a 1989.

Figura No 2 Perfil histórico de producción estatal y privado y picos de producción

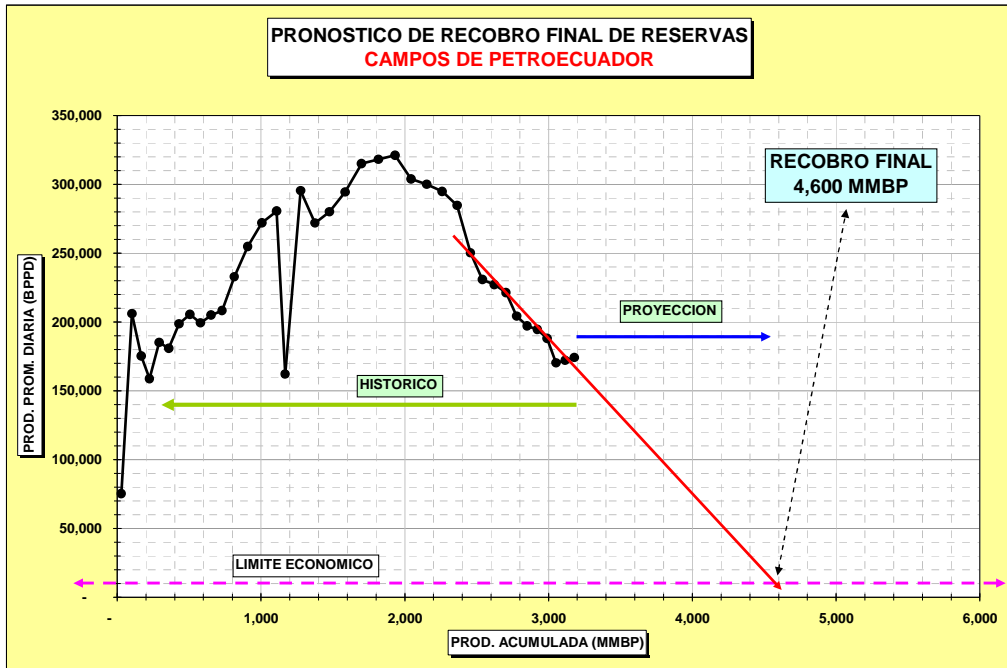


Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

La figura No 3 muestra en términos de recobro de reservas el efecto de la “política” petrolera. El pronóstico de las reservas finales para los campos operados por Petroecuador que se recuperarían bajo las actuales condiciones de producción es de 4.600 millones de barriles.

Si consideramos que de la producción de la empresa estatal ya se ha recuperado aproximadamente 3.200 millones de barriles, del total de 4.600 millones de barriles queda aun una reserva remanente de 1.400 millones de barriles. Petroecuador produce actualmente a un ritmo de 70 millones de barriles por año por lo que el tiempo productivo de los campos es de tan solo 20 años más aproximadamente.

Figura No 3 Pronostico de recobro final de reservas campos EP Petroecuador

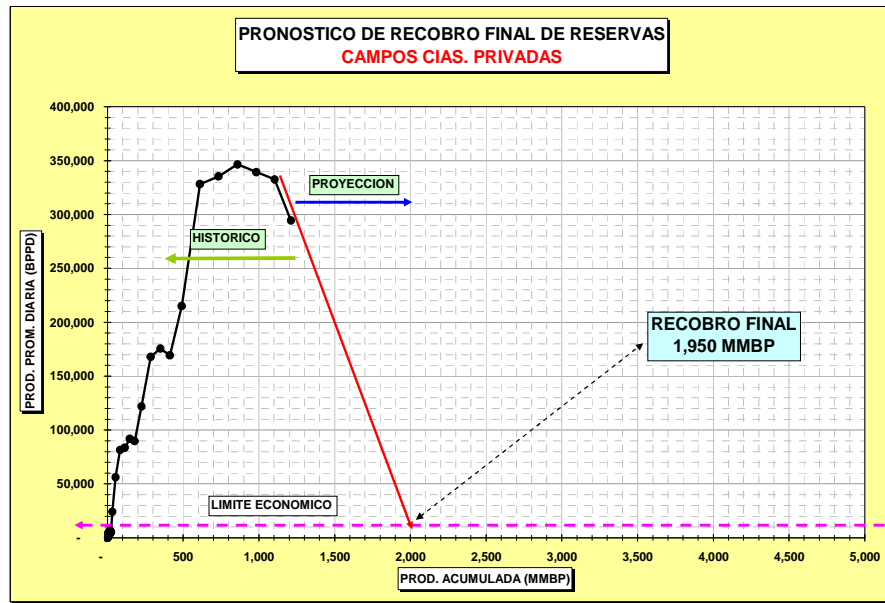


Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Para el sector privado el asunto es un tanto más delicado. La figura No 4 muestra el pronóstico de las reservas finales para los campos bajo las actuales condiciones de producción. El monto final a recuperar está en el orden de los 1.950 millones de barriles.

Si consideramos que hasta el año 2009 el sector privado ha producido aproximadamente 1.300 millones de barriles y sustrayendo del monto total de 1.950 millones de barriles, las reservas remanentes son de aproximadamente 650 millones de barriles. Este sector produce aproximadamente 100 millones de barriles por año, esto significa que tiene el tiempo remanente de producción es de aproximadamente 7 años. No se debe olvidar que este análisis es bajo las actuales condiciones de producción.

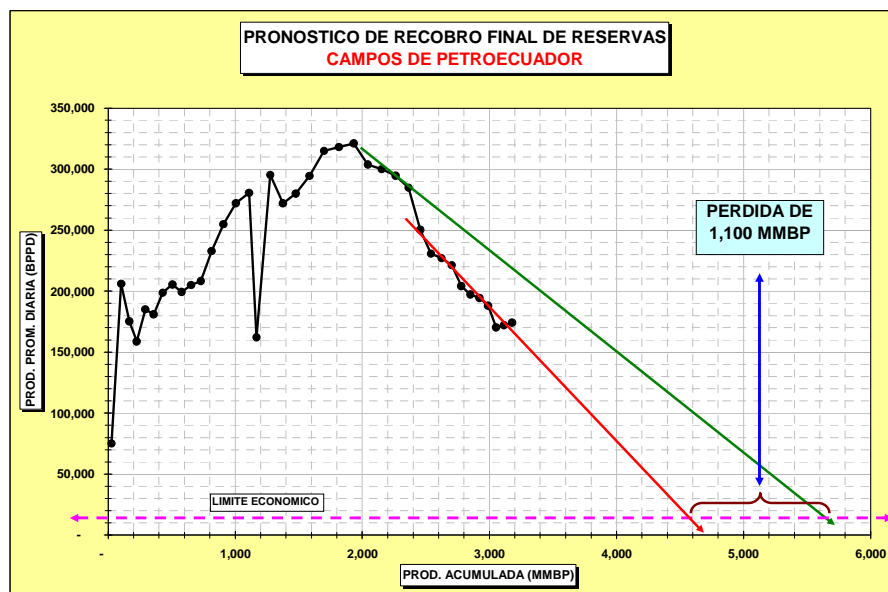
Figura No 4 Pronóstico de recobro final de reservas campos Cía. privadas



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

El balance en términos de reservas y de ingresos que las últimas directrices en materia de política petrolera han causado en la producción de petróleo es crítico. La figura No 5 permite observar el efecto que ha tenido la aceleración y el incremento de la producción sobre las tasas optimas en el recobro de reservas finales.

Figura No 5 Pérdidas de reservas en campos de EP Petroecuador



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Hasta el año 2002 las reservas probadas de la empresa estatal a recuperarse eran de aproximadamente 5.700 millones de barriles. Actualmente el monto de reservas (Figura No 3) se ubica en 4.600 millones de barriles.

La pérdida representa 1.100 millones de barriles que a un precio²¹ de 72,5 dólares por barril y empleando una deflación del 2,5% para obtener los valores en término de dólares actuales y en base a un cálculo simple, significa un monto de 66.300 millones de dólares que el país ya no podrá disponer en el futuro.

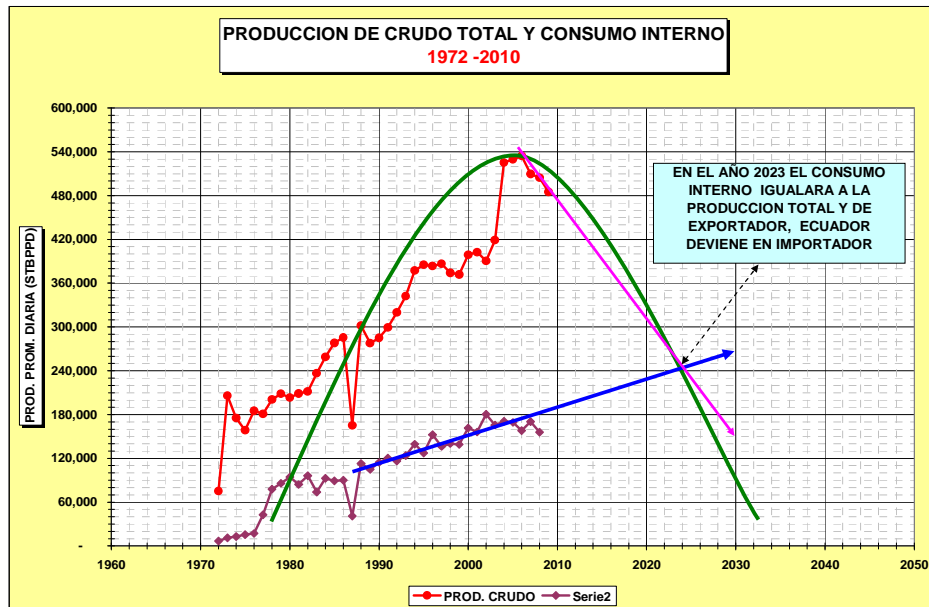
Lo expuesto en el párrafo anterior se explica de manera simple. El petróleo generalmente coexiste en los yacimientos con otros dos fluidos gas y/o agua. El producir los yacimientos sobre la tasa óptima, provoca que el equilibrio que existe entre estos fluidos se rompa y el gas y/o el agua comienzan a fluir más rápidamente que el petróleo por ser menos viscosos y dejan atrapado el petróleo en el yacimiento sin posibilidad de fluir principalmente por los fenómenos conocidos como conificación²² y/o canalización hacia la zona de petróleo. Revertir esta situación en la mayoría de los casos es muy difícil y los métodos que existen en la industria son muy costosos y de resultados muy limitados.

Pero el problema no termina en las reservas y los ingresos, la situación se torna más crítica cuando se hace un comparativo con el consumo interno de petróleo. La figura No 6 permite observar que bajo las actuales condiciones de producción, en el año 2023 se produce la intersección de las tendencias de la producción de crudo y el consumo interno y a partir de ese momento, el Ecuador se transformaría en un país importador.

²¹ Precio promedio del barril de crudo Oriente en el primer trimestre del año 2010.

²² La conificación de gas o agua en los pozos productores de petróleo es perjudicial. Provoca la disminución de la producción de petróleo y un aumento en la producción de agua o de gas. Cualquiera de los dos puede ocurrir debido a las altas tasas de producción. El gas invade la zona de petróleo desde la zona superior del yacimiento, en cambio el agua invade la zona de petróleo desde la parte inferior.

Figura No 6 Proyección de producción y consumo interno de petróleo



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Además existen tres problemas mucho más graves que no están siendo considerados con la importancia debida. En primer lugar, Si bien existen reservas en un volumen similar al ya explotado desde 1972, estas constituyen lo que se denomina petróleo teórico (Roberts, 2004: 69). Muchas de las reservas han sido estimadas en base a los resultados de pozos exploratorios pero eso no es del todo certero. Las verdaderas reservas se estiman cuando se ha seguido el proceso completo que describe la figura No 35 del Anexo 1.

En segundo lugar, estas reservas se encuentran en zonas de difícil acceso como parques nacionales, zonas declaradas zonas intangibles. Consecuentemente, el acceso a ese petróleo dependerá de variables de tipo tecnológico, económico, ambientales, financieras y políticas (Roberts, 2004: 69). Esto significa, que la renta que podría provenir de estos recursos deviene nuevamente en una variable exógena.

En tercer lugar, el Ecuador está ya atravesando la frontera del “petróleo fácil” (Roberts, 2004:65). No se ha producido descubrimientos importantes tanto en volumen como en calidad (crudo liviano). El monto de reservas que se estima existen el país, mayormente está compuesto de petróleos cuyas características permiten clasificarlos

como medianos y pesados²³. Este hecho significa que a futuro, los costos de producción de petróleo serán más altos y por consiguiente menor la renta petrolera.

Este hecho es muy importante a considerar por parte del Ecuador. Según cifras del Ministerio de Energías No Renovables, hasta Diciembre del 2008 el volumen de reservas (estatal y privada) producidas fue de 4.344 millones de barriles quedan como reservas remanentes un volumen aproximado de 3.740 de barriles. Esto significa que produciendo a un ritmo de 200 millones de barriles por año, aproximadamente tenemos tan solo 16 años de autosuficiencia energética.

Sin embargo, es necesario plantearse la posibilidad, en virtud de los vertiginosos avances de la tecnología²⁴ en busca de nuevas fuentes de energía, de que el tiempo como país exportador de petróleo esté muy cerca de terminar aún cuando tengamos reservas para ello. El Ecuador no está preparado para un cambio así de radical y el impacto provocado por la ausencia de los ingresos petroleros en la economía será de nefastas consecuencias.

Si nos remitimos a los tiempos de las crisis petroleras y de la contra crisis. Los países consumidores que en su mayoría eran desarrollados, aprovecharon esta situación para dirigir sus esfuerzos, recursos técnicos y económicos a desarrollar tecnologías que le permitan ser menos dependientes del petróleo, especialmente de la producción proveniente de la OPEP y acceder a otras energías alternativas. Estos esfuerzos ayudaron a lograr avances tecnológicos que permitieron producir hidrocarburos de zonas como el Mar del Norte y Alaska que pocos años atrás no eran atractivos económicamente.

Desde hace muchos años, los países especialmente desarrollados han estado en la búsqueda de nuevas fuentes de energías que sean limpias, es decir no contribuyan más con gases de efecto invernadero. Una de estas fuentes de energía que está en análisis es lo relacionado con los hidratos de gas²⁵, se estima que la cantidad de gas

²³ La calidad del petróleo viene dada por su valor en términos de gravedad API (American Petroleum Institute). Para valores menores a 10 se consideran petróleo pesado, entre 10 y 22 se considerado petróleo mediano y sobre los 22 petróleo liviano.

²⁴ Actualmente ya se sostiene los conceptos de una era post petrolera para el transporte mediante el uso del hidrogeno como combustible. De igual forma se sostiene el criterio de la economía del metanol y que al igual que el hidrogeno es considerada como energía "verdes".

²⁵ El hidrato de gas es una sustancia que se asemeja al hielo formado por moléculas pequeñas que contienen agua y gas y que se forman a temperaturas por encima del punto de congelamiento del agua. Las moléculas del gas están atrapadas por las moléculas de agua que las rodean y que actúan como jaula, lo que conduce a tener una estructura compacta. Un volumen de hidrato podría soltar 150 para 180

natural atrapado en hidratos alrededor del mundo es aproximadamente dos órdenes de magnitud mayor que el gas recuperable en yacimientos convencionales

Por lo tanto, es necesario que el Ecuador como Estado, comience a pensar seriamente en su futuro energético y sobre todo su seguridad energética, el Ecuador no está preparado para dejar de ser un país adicto a los ingresos del petróleo.

Evaluación de la política hidrocarburífera ecuatoriana

A partir de 1972, el Estado ecuatoriano basó su economía ecuatoriana en los flujos de divisas provenientes de la exportación de petróleo y así, el país tomó la característica de un país especializado en productos no renovables. Los países especializados en productos no renovables, tienen como característica principal el que las exportaciones de estos bienes sobrepasan fácilmente el 20% de sus exportaciones totales (Jiménez y Tromben, 2006: 61).

Estos flujos de divisas propiciaron la inversión por parte del Estado y se incentivó el consumo a través de la importación de bienes lo que finalmente desencadenó una crisis social cuando los ingresos disminuyeron, producto de la fluctuación de los precios internacionales. El Ecuador se volvió rentista²⁶ y por las características del sistema político del Ecuador, definido como partidista, se produce la desigual distribución del ingreso, un consenso social difícil de alcanzar, instituciones democráticas débiles y un gobierno central inestable.

La ausencia en el Ecuador de estabilidad de las políticas y transparencia en los mecanismos de distribución de los ingresos petroleros (Eifert, 2003:41) llevó a que en el Ecuador se hayan producidos entre los años 1993 y 2008 dos procesos políticos muy importantes en el sector energético. El primero tiene que ver con la liberación y privatización de los sectores estratégicos hacia la inversión privada acorde a los requerimientos emitidos por organismos multilaterales. La filosofía detrás de este fenómeno era la apertura hacia el libre mercado. En 1999, el jefe del área económica de

volúmenes de gas natural en condiciones de superficie o estándar. La alta concentración del gas natural sitúa el contenido energético a la par con los yacimientos de petróleo pesado o bitumen y supera con creces a la energía contenida en yacimientos no convencionales como el metano existente entre las capas de Yacimientos carboníferos.

²⁶ Un Estado es rentista cuando la fuente de sus ingresos proviene de la carga tributaria impuesta a las empresas, con ocasión de la propiedad estatal sobre los recursos naturales

la compañía Royal Dutch/Shell anunciaba que para el año 2040 todas las compañías nacionales estarían privatizadas (Wolf, 2009:2642).

El segundo proceso, mucho más reciente, tiene que ver con la tendencia nacionalista adoptadas por gobiernos con fuerte influencia de lo que se denomina ideología de izquierda cuyo objetivo principal es la captura sino en su totalidad, de un mayor porcentaje de las rentas generadas por la actividad hidrocarburífera (Martínez, 2007:19-22).

En el Ecuador, el balance de las políticas petroleras desde 1972 permite determinar que la política petrolera ecuatoriana no ha sido satisfactoria. (Jarrín Ampúdia²⁷, 2006: 60-65).

²⁷ Ministro de Recursos Naturales y Energéticos durante el período nacionalista de 1972 a 1976.

CAPÍTULO II CONTRATACIÓN PETROLERA

Mediante procesos licitatorios, a partir de 1993, el Ecuador experimentó un significativo incremento de la inversión privada en el sector hidrocarburífero cuyo objetivo principal era mejorar los niveles de ingresos afectados por la crisis petrolera y por una creciente deuda externa.

La inversión privada ha estado presente desde los inicios de la industria hidrocarburífera en el Ecuador. Las reformas a la Ley de Hidrocarburos llevadas a cabo en los años 1982, 1993 y 2000 permitieron la implementación de las modalidades de Prestación de Servicios, de Participación y Campos Marginales. En este capítulo se describe la base teórica y se desarrolla de forma analítica, las tres principales modalidades de contratos vigentes en el Ecuador para la explotación de petróleo y que son considerados como objeto de este estudio.

La razón principal para tomar estas tres modalidades se debe fundamentalmente a que alrededor del 90% de la producción privada está regida por estas modalidades al momento de la realización de este estudio. Se desarrollan los modelos económicos de las tres modalidades de contrato y se determina la participación real del Estado en la operación de los campos.

Los contratos de exploración y explotación petrolera

Luego de las denominadas crisis o choques petroleros de la década de los años setenta en los cuales se puso en evidencia la importancia del petróleo como recurso energético y estratégico y que a la vez sirvieron para que los países productores especialmente aquellos que conformaban la OPEP inundaran sus economías con lo que se denominó petrodólares, se produjo a inicios de los años ochenta una contracrisis que se extendió hasta mediados de la década.

Este período se caracterizó porque el consumo de petróleo a nivel mundial disminuyó y existía en el mercado una sobreoferta que ocasionó una disminución en los precios del barril en los mercados internacionales (Fernández, 2008: 11-12).

La caída de los precios tuvo consecuencias nefastas especialmente para los países de la OPEP, cuyas deudas con los organismos internacionales se convirtieron en verdaderas amenazas. Desafortunadamente, los países productores no estuvieron preparados para

administrar la riqueza que súbitamente ingresó por los altos precios del barril del petróleo a sus economías y buena parte de los recursos no fueron bien invertidos.

Uno de los factores básicos para el devenir de esta crisis en los países productores fue que la mayoría eran países subdesarrollados y no pudieron controlar el efecto de los ingresos que ocasionaron grandes desequilibrios en las economías de los países. Es así que nuevamente, ante la falta del flujo de petrodólares que les permitirían el desarrollo petrolero por sí mismos, los países productores se abrieron nuevamente al capital de las transnacionales.

Los países productores y el Ecuador en particular al no disponer de recursos financieros y económicos suficientes para explorar y explotar yacimientos hidrocarburíferos por sus propios medios, se deciden a establecer mecanismos legales que permitan celebrar contratos con empresas públicas o privadas.

Actualmente la gran mayoría de países productores han celebrado contratos petroleros debido al enorme crecimiento de la demanda mundial de petróleo, especialmente de los países industrializados y por la limitación de los países productores de incrementar la producción a través de sus empresas estatales.

La industria hidrocarburífera del Upstream es compleja y dinámica. Alrededor del mundo, cada año más de una docena de rondas de licitación para la exploración y explotación de hidrocarburos son ofertadas por diferentes países. De igual forma, se presentan nuevos modelos de contratos, nuevos regímenes fiscales o se revisan sus leyes fiscales en virtud de que los gobiernos han adquirido mayor experiencia y pretenden un mayor control de sus recursos. Así, los contratos son renegociados con el fin de aumentar las regalías e introducir nuevos impuestos con el objetivo de capturar la mayor renta posible (Kaiser, 2007: 2135).

La contratación petrolera tuvo como modalidad inicial el modelo de concesión que predominó hasta 1949 cuando en México aparecen los contratos de prestación de servicios y posteriormente en 1960 se produjo la aparición de los contratos de participación en Indonesia (Aráuz, 2009: 172).

Modalidades contractuales

En el Ecuador, la exploración y explotación de hidrocarburos son de responsabilidad exclusiva de Petroecuador²⁸, empresa estatal que puede actuar en forma directa o por medio de contratos con empresas petroleras estatales y privadas.

Desde 1972, el Ecuador ha transitado en su actividad petrolera por todas las modalidades contractuales, empezando desde la modalidad de concesión hasta los contratos de economía mixta especialmente con compañías estatales. Entre 1983 y 1995 se efectuaron ocho rondas de Licitación internacional para la exploración y explotación de hidrocarburos en la región amazónica (Petroecuador, 2009: 61-63).

La primera se convocó en junio de 1983, la segunda en febrero de 1985, en 1986, en los meses de mayo y agosto se convocaron la tercer y cuarta. En junio de 1987 se convocó la quinta, la sexta en enero de 1990, la séptima en 1994 y la octava ronda en junio de 1995, en estos procesos licitatorios se adjudicaron bloques y campos petroleros especialmente en la región amazónica y con menor incidencia en la zona costera.

En 1999, se realizó la primera ronda para la adjudicación de los campos marginales Bermejo, Charapa, Palanda, Pindo, Tiguino y Yuca sur. En 2006, se ejecuto la segunda ronda para los campos marginales Pucuna, Puma y Singue. En 2008, se dio la tercera ronda para licitar los campos Chanague, Eno-Ron y Ocano-Peña Blanca. La Tabla No 9 del Anexo 3 muestra en forma esquemática los bloques y campos que han sido licitados, su actual status, la modalidad de contrato que los rige y las compañías que los operan (Petroecuador, 2009: 82-84).

La figura No 36 del Anexo 2 muestra la distribución geográfica de los diferentes bloques en la región amazónica y en la cual puede observarse los bloques que están en operación, los futuros bloques que serán licitados en nuevas rondas especialmente aquellos de la zona sur y el área de zonas protegidas, parques nacionales y zonas intangibles. .

Los tres campos objeto de estudio fueron seleccionados en base a las siguientes premisas.

1. Los campos considerados para el análisis producen de un mismo yacimiento productor, en este caso la formación Hollín. Esto reduce la

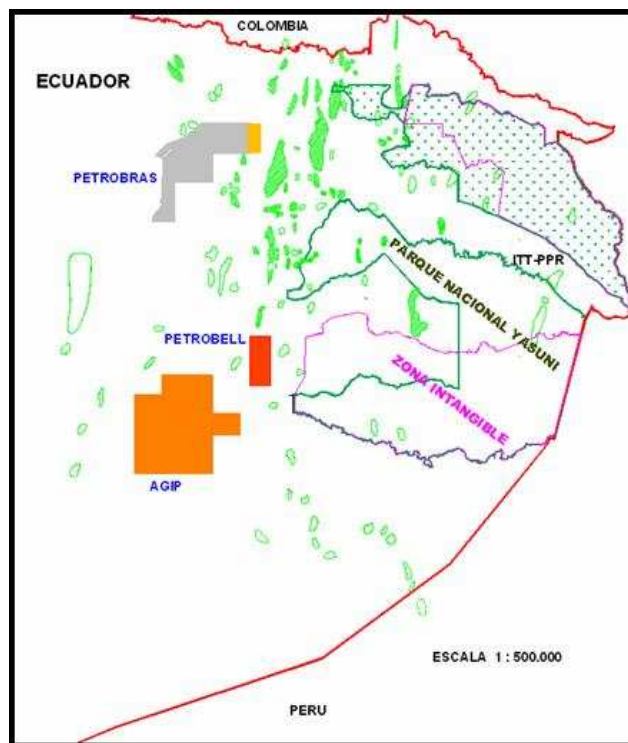
²⁸ A partir de la modificación de la Ley de Hidrocarburos del año 2010, la responsabilidad del manejo de los contratos recae en la entidad de la Secretaria de Hidrocarburos.

incertidumbre debido al mecanismo de producción del yacimiento que tiene efecto sobre la presión del yacimiento.

2. En el caso del contrato del Bloque 10, es el único contrato de prestación de servicios.
3. La producción en conjunto de los tres campos esta alrededor del 30% de la producción de petróleo con inversión privada.

La figura No 7 muestra en detalle, la ubicación de los bloques en la región amazónica que mantienen los tres tipos de modalidades que son objeto de este estudio; el contrato de prestación de servicios vigente en el Bloque 10 operado por la compañía italiana Agip, el contrato de participación vigente en el campo Palo Azul operado por la compañía Ecuador TLC²⁹ y el contrato de campos marginales del Bloque 11 operado por la compañía Petrobell³⁰.

Figura No 7 Ubicación de bloques objeto de estudio



Fuente y Elaboración: EP Petroecuador (2010)

²⁹ Petrobras

³⁰ El campo Tiguino es operado por la compañía Pacifpetrol pero la compañía operadora ha decidido mantener la denominación de Petrobell que fue la anterior compañía que operaba el campo por razones económicas.

Contrato de Prestación de Servicios

Esta fue una de las primeras modalidades contractuales que entraron en vigencia luego de la eliminación de la modalidad de concesión. Son contratos donde la exploración y explotación de un área o bloque corre a cuenta y riesgo del capital privado.

Luego de establecer la comercialización de las reservas de crudo y su posterior incorporación a la producción nacional, por cada barril fiscalizado³¹, el Estado ecuatoriano a través de su empresa estatal (Petroecuador) le paga una tarifa en efectivo por el servicio prestado, además de cubrir sus costos de operación e inversiones. Estos dos puntos mencionados son fundamentales para entender la dinámica del contrato.

Como en esta modalidad de contratación la totalidad de la producción de petróleo del área del contrato es de propiedad de Petroecuador, esta deberá entregar de la producción fiscalizada, el porcentaje equivalente a las regalías a favor del Presupuesto General del Estado.

Modelo económico del Contrato de Prestación de Servicios

Es importante conocer en detalle la base del contrato de prestación de servicios ya que en esta modalidad, el factor más decidor en la economía del mismo es la Tasa de Servicio. La base económica del modelo de prestación de servicios está dada por los siguientes parámetros (Baquero, 2001:38).

1. No se conceden derechos reales a la Contratista sobre áreas para la exploración y explotación de crudo. La contratista no paga gravámenes por los descubrimientos de crudos de grado API inferior a 15 grados.
2. La contratista se obliga con el Estado a través de su empresa estatal a efectuar los trabajos de exploración y explotación petrolera con sus propios recursos económicos. En caso que la contratista encuentre petróleo, el Estado debe reembolsarle todas sus inversiones, costos, gastos y pago de servicios con los recursos producidos por el yacimiento descubierto.
3. El período de exploración durara hasta 4 años prorrogables por dos años adicionales; la fase de explotación podrá durar hasta 20 años prorrogables de

³¹ La composición del petróleo fiscal (condiciones estándar o de venta) es completamente diferente a su composición a condiciones del yacimiento, debido principalmente a la liberación de la mayor parte de los gases metano y etano en solución y a la vaporización de fracciones de propano, butano y pentano a medida que la presión disminuye al pasar de condiciones del yacimiento a condiciones atmosféricas normales.

acuerdo a los intereses del Estado, este período comprende las fases de desarrollo y producción.

4. El Estado cancelará a la contratista en dinero o especie y esta tendrá derecho preferencial para comprar el crudo encontrado. El contrato de prestación de servicios no prevé el pago de regalías.
5. El Estado reembolsará los costos operativos, amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción, costos administrativos, interés equivalente a la Prime Rate³² sobre la inversión no amortizada y tasa por los servicios.

La tasa de servicio³³ se calcula de acuerdo con la fórmula:

$$TS = PR*INA+R* (P-C) *Q \quad (1)$$

En el primer año de producción los valores de P y C serán estimados de común acuerdo entre las partes. Además, el tema de impuestos indica que sobre la tasa de servicios se paga el 15 % de impuesto para los trabajadores, 44,4% de impuesto a la renta y 1% de otros impuestos.

La figura No 8 muestra el flujograma del contrato de prestación de servicios y en la que se observa los rubros que le corresponden al Estado ecuatoriano, los rubros que le corresponden a la compañía y la forma como se determina la participación en la producción del campo.

Por ser un Contrato de Prestación de Servicios, la Contratista recibe un pago por la tasa de servicios y se le reconocen todos los costos y gastos de operación así como la amortización de las inversiones de exploración, desarrollo y producción. Las inversiones de exploración se amortizan en 5 años y las de desarrollo y producción en

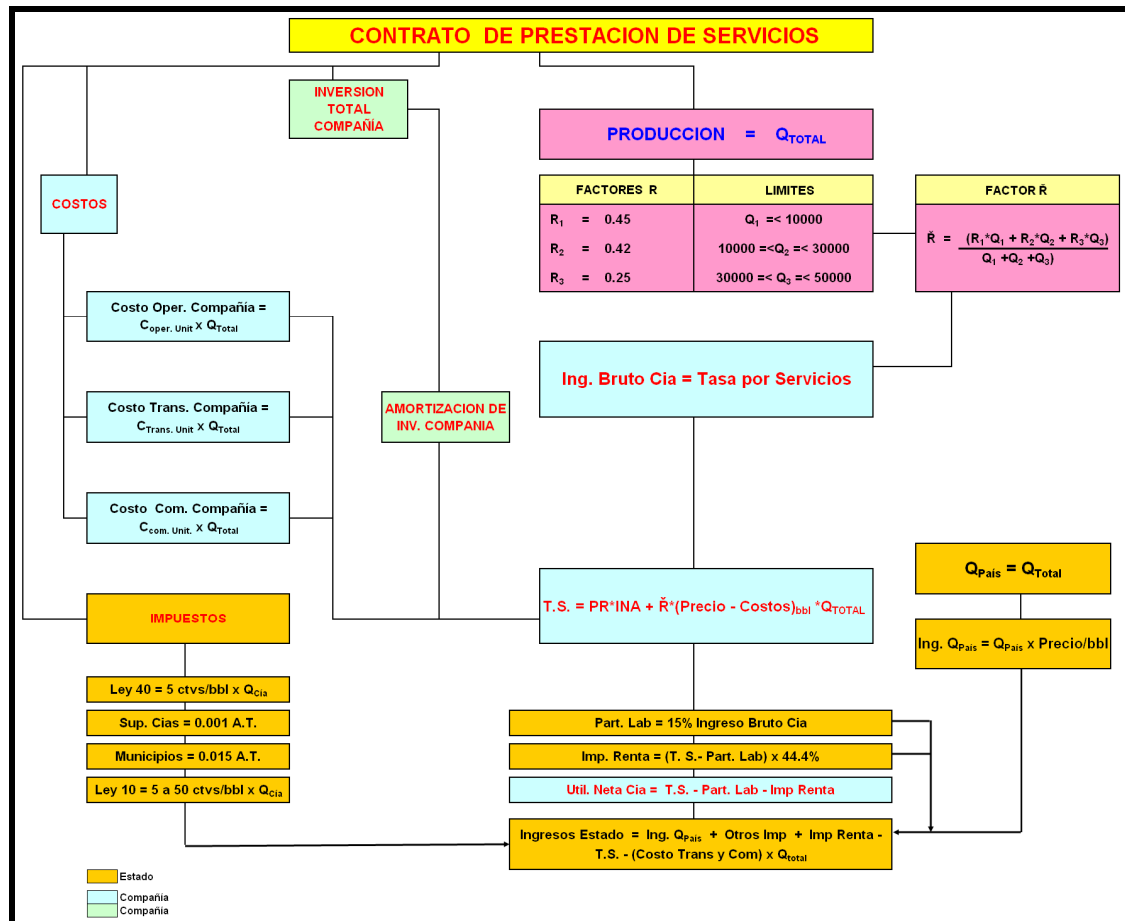
³² Tasa de interés promedio en el sistema financiero de los Estados Unidos de Norteamérica

³³ En donde:

TS	Cuantía anual del pago de la tasa por los servicios en dólares
PR	Tasa media del Prime Rate, en fracción decimal determinada por el Banco Central sobre la base del Prime Rate fijado por los Bancos de los Estados Unidos.
INA	La suma de inversiones de desarrollo y producción no amortizadas realizadas por la Contratista.
R	Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista.
P	Precio promedio para el año fiscal vigente del crudo en el mercado Internacional.
C	Costos de producción (no incluye tasa de servicios) más costos de Transporte.
Q	Producción anual Fiscalizada en el área de contrato.

10 años. Solo paga impuesto la tasa de servicios de acuerdo al Código Tributario vigente en el Ecuador.

Figura No 8 Flujograma del contrato de Prestación de Servicios



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Modelo económico del contrato del campo Villano

El contrato que rige para el Bloque 10 y en especial para el campo Villano es objeto de estudio principalmente porque es el único contrato de prestación de servicios vigente al momento de la realización del presente trabajo.

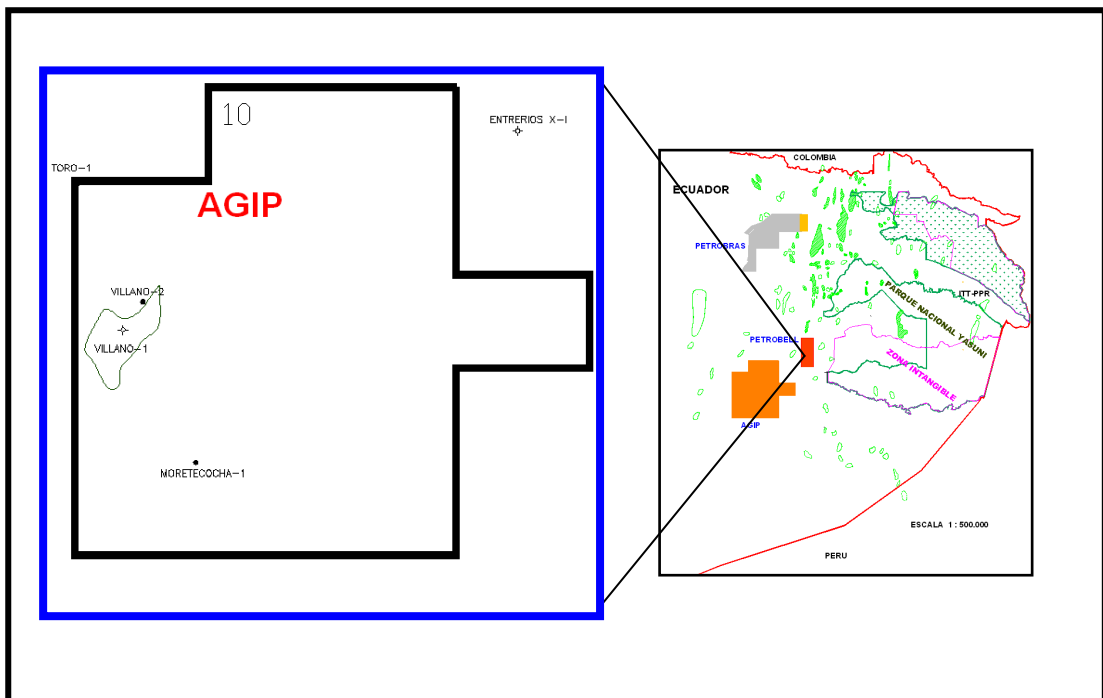
Características generales del campo Villano

El Bloque 10 fue adjudicado durante la quinta ronda internacional de licitaciones petroleras del Ecuador en 1988. El campo Villano está localizado en el bloque 10 en la parte meridional de la cuenca Oriental. El bloque que cubre unas 200 mil hectáreas,

está ubicado en el margen occidental de la selva tropical húmeda Amazónica aproximadamente a 33 kilómetros de las estribaciones orientales de la cordillera de Los Andes (ARCO Oriente, 1999:17).

La figura No 9 indica en detalle el área del bloque 10 operado por la compañía Agip. En el bloque 10 se encuentra en producción el Campo Villano y se tiene como prospecto el campo Moretecocha.

Figura No 9 Ubicación del campo Villano



Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

Dinámica económica del contrato del campo Villano

Es necesario entender cómo se determina la tasa de servicios que se constituye en la utilidad o renta que recibe la compañía en virtud de la naturaleza del contrato y que como se indicó anteriormente, es el factor más decidor en el mismo.

Para este objetivo, se realiza un ejercicio que permite paso a paso desarrollar el modelo económico del contrato del Bloque 10. Se consideraron los siguientes parámetros correspondientes al año 2006:

Producción diaria @ Dic. 2006: 22.030 BPPD (Barriles de petróleo por día)

Producción Acumulada en 2006: 9,60 MMBP (Millones de barriles de petróleo)

Precio promedio/barril: 53,2 U.S. dólares

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Para el desarrollo del modelo económico del contrato del Campo Villano los factores (R) de utilidad de la contratista tienen los siguientes valores (y que son aplicados de acuerdo a lo explicado en el Anexo 6):

R1 = 45%, R2 = 42%, R3 = 25%, R4 = 20%, R5 = 10%, R6 = 5%

Los pasos a seguir son:

1. Se determinan los ingresos brutos (I.B.) y que esta dado por la multiplicación de la producción total anual por el precio promedio de venta del barril de petróleo, es decir:

$$I.B. = Q * \text{Precio Promedio/barril} \quad (2)$$

2. Una vez determinados los ingresos brutos, a este rubro se le aplica el factor promedio de la rentabilidad (R) que es determinado en función de la producción promedia anual del campo y se le resta el producto del factor de rentabilidad R por los costos y gastos anuales.
3. A este monto, se le suma el producto de la Prime Rate por el monto de las inversiones no amortizadas que no es otra cosa que el interés que se paga por la inversión.
4. El valor final es lo que se denomina la tasa por servicio que recibe la compañía por operar el bloque o campo.

La Tabla No 1 presenta de manera esquemática los pasos a partir de la ecuación 1 para la determinación de la tasa de servicios o renta de la compañía y que representa la participación de la misma como Operadora y que está sujeto a impuestos.

Tabla No 1 Tasa por servicios del contrato de prestación de servicios

PROD. ACUM (MMBP)	9.6
PRECIO DE VENTA (US \$)	53.2
INGRESO BRUTO (MM US\$)	511.0
FACTOR R	0.4314
COSTOS Y GASTOS (MM US\$)	35.1
I.N.A (MM US\$)	215.2
PRIME RATE	0.0325
TASA POR SERVICIOS (MM US\$)	212.3

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

El valor determinado corresponde a la utilidad que recibe la compañía como participación antes de los impuestos. A este valor, se debe descontar el porcentaje de la utilidad que corresponde a los trabajadores y que es 15% y posteriormente se debe restar el impuesto a la renta que es 44,4%. La suma de estos dos impuestos da como resultado un factor igual a 0,5274. La Tabla No 2 muestra la utilidad neta de la compañía una vez extraído los impuestos. La tasa de servicios por barril producido que resulta de dividir la utilidad neta para la producción acumulada, indica que de cada barril de petróleo a 53,2 dólares que fue el precio de venta en el año 2006, la compañía recibió 10,4 dólares como utilidad neta es decir un 19,6%.

Tabla No 2 Utilidad neta de la compañía y Tasa por servicios/barril producido

UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	212.3
IMPUESTOS (0.5274)	112.0
UTILIDAD NETA (MM US\$)	100.3

Tasa por Servicios/Barril	10.4
----------------------------------	-------------

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

A este monto hay que añadir los costos y la amortización de las inversiones que por concepto del contrato son reconocidos por el Estado. Para el año 2006 las amortizaciones corresponden a un monto de 57,6 millones de dólares que no son sujetas

de impuestos y que representa 18,1% del ingreso bruto, entonces el porcentaje de participación de la compañía se incrementa hasta el 37,7%.

Contrato de Participación

La modalidad de participación entró en vigencia en la década de los años noventa, luego de que las autoridades gubernamentales iniciaran un proceso de renegociación para migrar los contratos desde la modalidad de prestación de servicios hacia el de participación. La razón fundamental fue que a los precios de venta del barril de crudo a la época y que bordeaban los 15 dólares en promedio, la participación del Estado era casi nula o insignificante.

Mediante esta modalidad, el Estado por intermedio de Petroecuador delega a la contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato; realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

La contratista, una vez iniciada la producción, tendrá derecho a una participación en el volumen de producción del área del contrato. Es decir, recibe un volumen de crudo. Esta participación se calculará sobre la base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, y en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación además, valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el Impuesto a la Renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno.

Modelo económico del Contrato de Participación

A diferencia del Contrato de Prestación de Servicios, en esta modalidad contractual solo se determina el porcentaje de participación en la producción y en base al cual la contratista es responsable de cubrir los costos de operación, de transporte y sus inversiones. Esto significa que el Estado no es responsable si en determinado momento la contratista no logra cubrir estos rubros. Este es en definitiva el parámetro decisor en esta modalidad contractual.

Con esta modalidad el Estado prácticamente recibe un porcentaje fijo que en algunos casos puede llegar hasta máximo el 18,5%. La base económica del modelo de prestación está dada por los siguientes parámetros (Baquero, 2001:40).

1. La participación del Estado no será menor al 12,5% cuando la producción acumulada anual es hasta 30 millones de barriles, 14% si la producción está entre 30 y 60 millones de barriles y 18,5% si la producción es superior a 60 millones de barriles.
2. El período de exploración es de 4 años, prorrogable por dos años más; y el período de explotación es de 20 años. La amortización de las inversiones de exploración es a 5 años y las inversiones de explotación se consideran por unidad de producción
3. De la participación de la contratista se considera el 15% de impuesto a los trabajadores y el 25% de impuesto a la renta.
4. La contratista puede disponer del crudo correspondiente a su participación. La misma que se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Participación} = X * Q \quad (3)$$

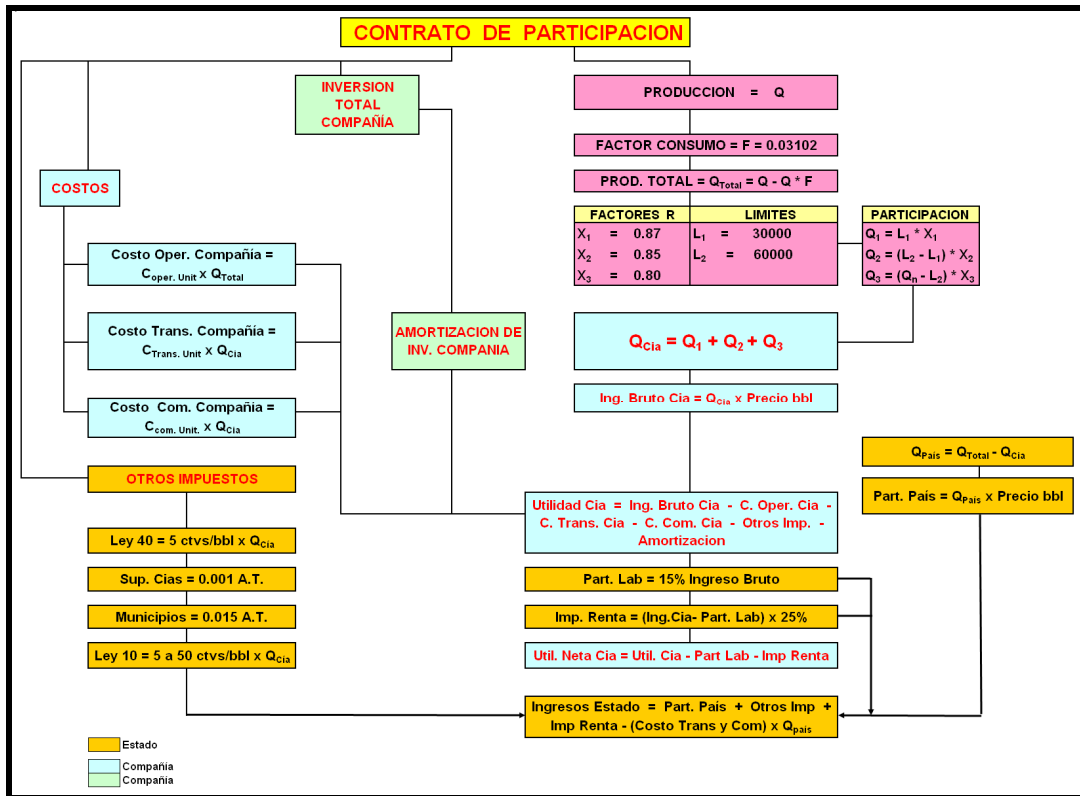
$$X = \frac{X1*Q1 + X2*Q2 + X3*Q3}{Q1+Q2+Q3} \quad (4)$$

En el Anexo 6 se indica más en detalle la metodología para la determinación de los parámetros de la ecuación 3. La participación del Estado viene dado por:

$$\text{Participación del Estado} = (1 - X) * Q \quad (5)$$

La participación del Estado será valorada a precio real de venta que en ningún caso será menor al precio de referencia. La figura No 10 muestra el flujograma a seguir en la modalidad de participación y donde destacan los rubros que le corresponden al Estado, los rubros que le corresponden a la compañía y la forma en que se determina la participación en la producción para el Estado y la compañía.

Figura No 10 Flujograma del contrato de Participación



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

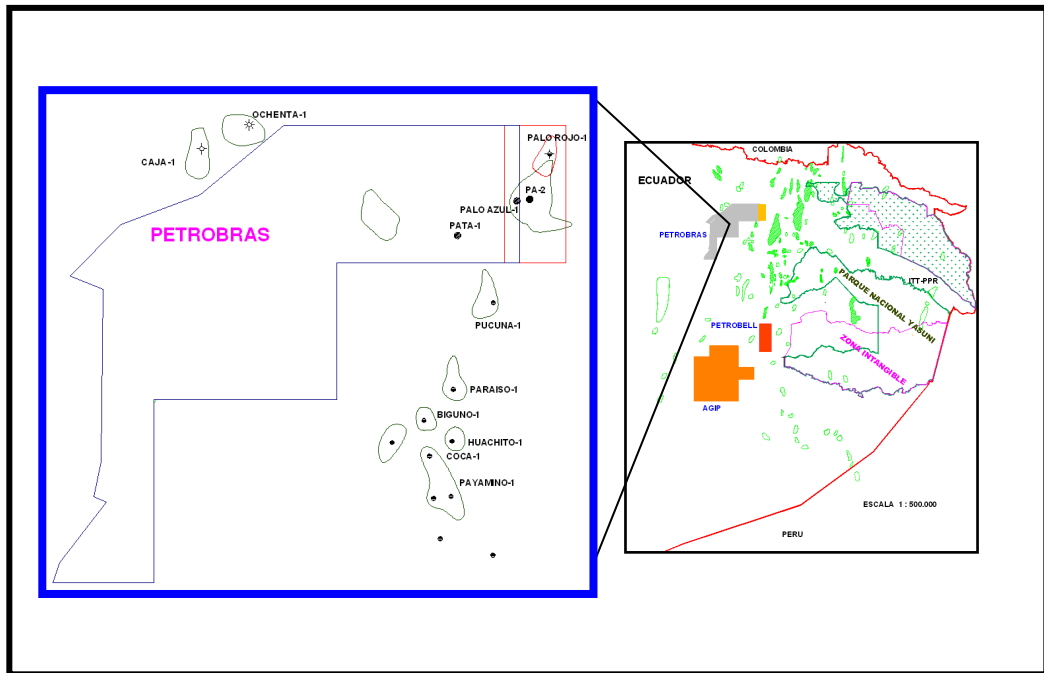
Modelo económico del contrato del campo Palo Azul

Características generales del campo Palo Azul

El Campo Palo Azul, unificado entre Petroproducción y Ecuador TLC, se encuentra ubicado al noroeste del campo Sacha, al Este del Río Coca y noreste del Campo Pucuna; y a 180 kilómetros en línea recta al Este de Quito, en la Provincia de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador.

Para el período de explotación del Campo Unificado Palo Azul, se reserva un área de operación de 100 Kilómetros cuadrados. La figura No 11 indica en detalle el área del campo Palo Azul operado por la compañía Petrobras. Además se indica el área del Bloque 18 con el campo Pata y otros prospectos geológicos.

Figura No 11 Ubicación del campo Palo Azul



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Dinámica económica del contrato del campo Palo Azul

En el contrato de participación, la compañía recibe un porcentaje de la producción del campo en operación, en el caso del campo Palo Azul, a diferencia de los demás contratos de participación vigentes, existe un único factor de participación igual a 49,5%. La particularidad de este tipo de contrato, es que la compañía recibe su porcentaje y con el deberá cubrir sus costos e inversiones. El Estado ecuatoriano se desliga de responsabilidad alguna si la compañía no cubre estos rubros.

Para el modelo económico del contrato del Campo Palo azul, se tienen los siguientes parámetros correspondientes al año 2005:

Producción diaria @ Dic. 2005:	33.092 BPPD
Producción Acumulada en 2005:	12,1 MMBP
Precio promedio/barril:	53,2 U.S. dólares

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

La participación de la compañía en barriles de crudo esta dado a partir de la fórmula de participación:

$$\text{Participación} = X * Q$$

Donde:

X: Factor promedio³⁴, en fracción decimal, y que tiene un valor de 0,495 de acuerdo al precio del barril de crudo considerado.

Q: Producción anual fiscalizada en el área de contrato.

En el caso del Campo Palo Azul, la participación viene dada por la multiplicación de la producción acumulada anual por el factor promedio:

$$X = 0,495 * 12,1$$

$$X = 5,97 \text{ MMBP}$$

Entonces, la participación de la operadora en la producción del Campo Palo Azul es de 5,9 millones de barriles. Al Estado ecuatoriano le corresponde la diferencia entre la producción acumulada del año 2005 que es 12,1 millones de barriles y la participación de la compañía, lo que resulta en 6,2 millones de barriles. De la participación de la contratista se resta el 15% de la participación de los trabajadores y el 25% del impuesto a la renta. En términos monetarios, la compañía operadora en el año 2005 se hizo acreedora a un ingreso bruto de 329,8 millones de dólares. En términos de utilidad neta recibió 128,9 millones de dólares lo que significa una rentabilidad del 20%.

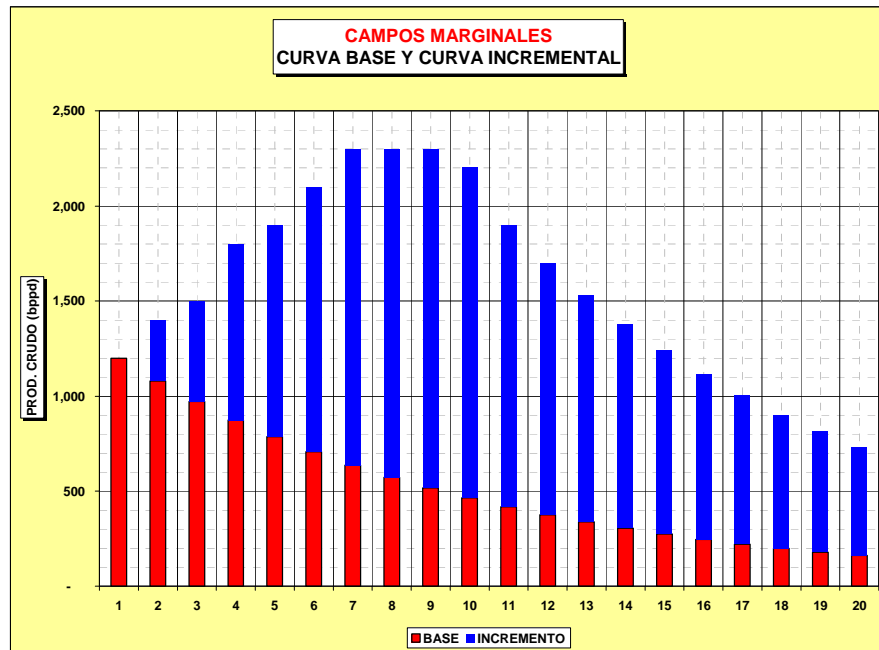
Contrato de Campos Marginales

La modalidad de campos marginales apareció a finales del año 1999 y comienzos del año 2000. Bajo esta modalidad fueron licitados los campos cuyas producciones eran menores al 1% de la producción nacional y que eran operados por Petroproducción.

La operatividad de campos marginales tiene como característica principal fijar una curva base de producción y todo incremento de producción sobre este límite es compartido entre el Estado y la empresa operadora en base a porcentajes estipulados en cada contrato. La figura No 12 muestra la curva base y la curva incremental para un campo bajo modalidad de campos marginales.

³⁴ Existen contratos cuyos modelos económicos tienen tres factores de participación.

Figura No 12 Curva base y Curva Incremental



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

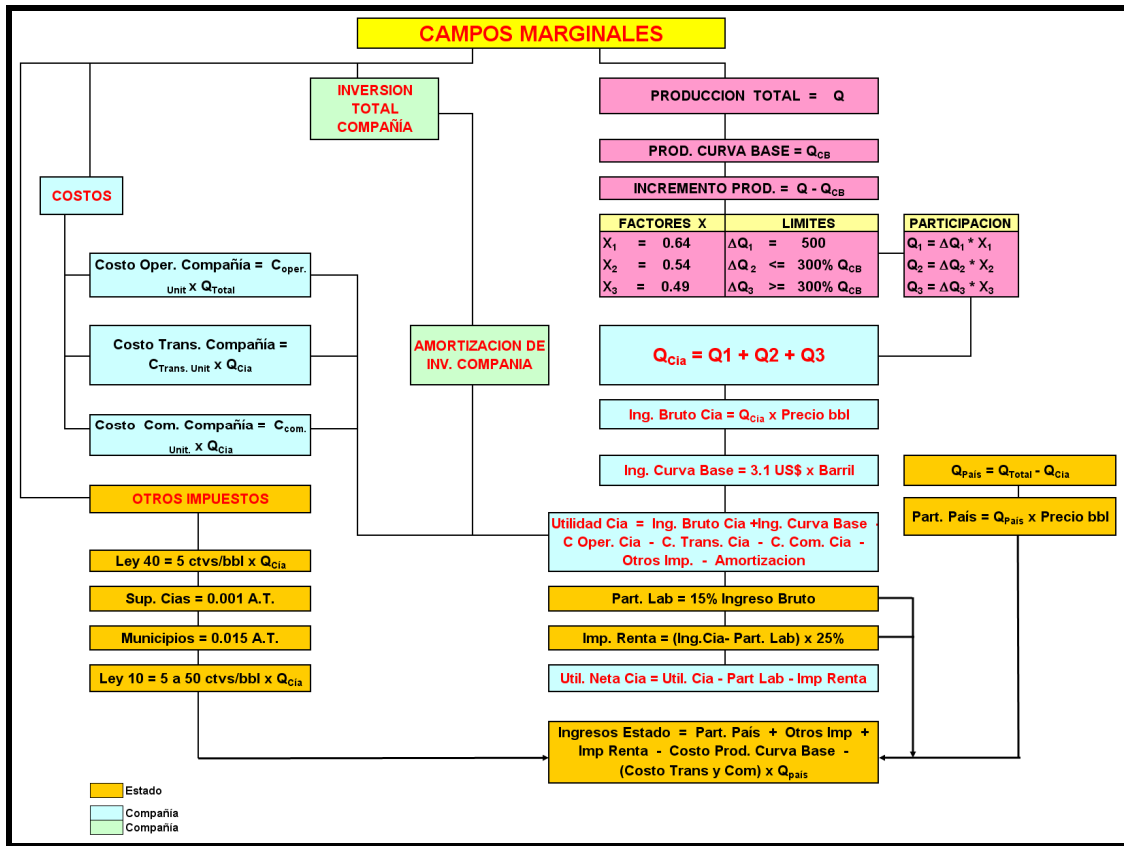
La curva base representa el perfil de producción que tendría el campo bajo las condiciones en las que se encuentra produciendo el campo, esto es, cero inversiones en lo relacionado con perforación de nuevos pozos, reacondicionamiento de pozos, nuevas instalaciones de producción, etc.

La curva incremental corresponde al perfil de producción que tendría el campo bajo un esquema de inversiones como perforación de nuevos pozos, actividades de intervención en los pozos o reacondicionamientos, nuevas o redimensionamiento de instalaciones de producción entre los principales.

El contrato de campos marginales presenta una dualidad entre el contrato de prestación de servicios³⁵ y la modalidad de participación. La contratista recibe una tarifa por la producción de la curva base de producción (Servicios) y participa de la producción solo en la producción incrementada (Participación). La figura No 13 indica el flujograma de la modalidad de campos marginales donde destacan los rubros que le corresponden al Estado, los rubros que le corresponden a la compañía y la forma en que se determina la participación en la producción para el Estado y la compañía.

³⁵ Este tipo de contrato de servicios en el que se pagará una tarifa, es la nueva modalidad que el gobierno ecuatoriano negocia desde el año 2009 con las compañías privadas.

Figura No 13 Flujograma del contrato de campos marginales



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Modelo económico del Contrato de Campos Marginales

La base económica del modelo de prestación está dada por los siguientes parámetros:

Participación de la compañía³⁶

$$\text{Ingresos} = Q_b * CO_b + X_{avg} * \Delta Q * P_v \quad (6)$$

Donde:

Q_b : Producción de la curva base

CO_b : Costos de operación de la curva base.

X_{avg} : Porcentaje de participación de la compañía en el incremento de la producción sobre la curva base.

P_v : Precio de venta del barril de petróleo.

$$\text{Costos} = CO_i + A + T \quad (7)$$

³⁶ En el Anexo 6 se presenta en detalle la base teórica del contrato de campos Marginales.

Donde:

CO_i: Costos de operación de la producción incremental

A: Amortización de las inversiones

T: Costo de transporte por el SOTE de la producción incremental

$$\text{Utilidad Bruta} = (Q_b * CO_b + X_{avg} * \Delta Q * P_V) - (CO_i + A + T) \quad (8)$$

$$\text{Impuestos} = 0,3625 * \text{Utilidad Bruta}$$

$$\text{Utilidad Neta} = \text{Utilidad Bruta} - \text{Impuestos}$$

Participación del Estado

$$\text{Ingresos Brutos} = Q_b * P_V + (1 - X_{avg}) * \Delta Q * P_V \quad (9)$$

$$\text{Ingresos Netos} = \text{Ingresos Brutos} - T_1 + \text{Impuestos} \quad (10)$$

Donde:

T₁: Costo de Transporte de la producción de curva base y la diferencia de la producción incremental que le corresponde al Estado a través del SOTE.

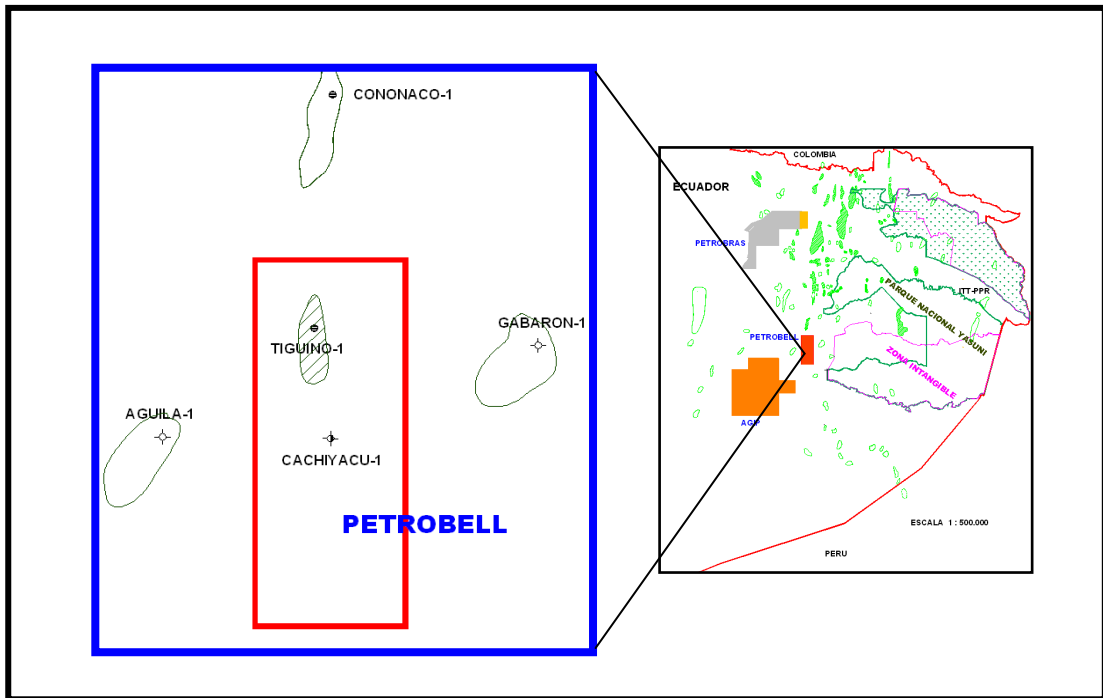
Modelo económico del contrato del campo Tiguino

Características generales del campo Tiguino

El Campo Tiguino se encuentra localizado en la parte central de la cuenca Oriente, en la subcuenca Napo, aproximadamente a 70 Km. al sur del río Napo, en las Provincias de Orellana y Pastaza, tiene un área de 250 km².

Fue descubierto en Julio de 1971 con la perforación del pozo exploratorio Tiguino 1, realizado por la compañía Anglo-Ecuadorian Oilfields. La figura No 14 indica en detalle el área del campo Tiguino operado por la compañía Pacifpetrol. Además se indica el área del Bloque con el campo Tiguino y otros prospectos geológicos.

Figura No 14 Ubicación del campo Tiguino



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Dinámica económica del contrato del campo Tiguino

Siendo el contrato del campo Tiguino un contrato bajo la modalidad para la explotación de campos marginales, el contrato se presenta como un contrato dual. Inicialmente se lo trata como un contrato de prestación de servicios ya que se le reconoce una tasa fija por la operación de la producción estipulada en la curva base.

El contrato estipula que el Estado ecuatoriano reconoce como costo de operación de la producción de la curva base un valor de 3,10 U.S. \$ por barril por el tiempo de duración del contrato y la contratista no participa de este volumen de producción (Contrato para la explotación de petróleo crudo en Campo Tiguino, 1999).

La Tabla No 3 muestra los valores de producción promedio anual de la curva base determinada a partir de la producción que tenía el campo al momento de la firma del contrato. La contratista empieza a tener participación en la producción a partir del primer barril de incremento sobre la curva base.

Tabla No 3 Curva base estipulada en el contrato del Campo Tiguino

	BASE (BPPD)
Dec-00	2,000
Dec-01	1,762
Dec-02	1,553
Dec-03	1,368
Dec-04	1,206
Dec-05	1,063
Dec-06	936
Dec-07	825
Dec-08	727
Dec-09	641
Dec-10	564
Dec-11	497
Dec-12	438
Dec-13	386
Dec-14	340
Dec-15	300
Dec-16	264
Dec-17	233
Dec-18	205
Dec-19	181

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Para el modelo económico del contrato del Tiguino se consideran los parámetros correspondientes al año 2008. En el año 2008, la producción diaria promedio fue de 4.721 barriles por día y el Precio promedio/barril fue de 85 U.S. dólares.

Como primer paso se determina el ingreso bruto correspondiente al valor de la curva base, si la producción del campo está sobre el volumen de producción determinado de la curva base, la contratista tendrá participación a partir del primer barril de incremento sobre este valor.

La Tabla No 4 muestra la producción promedio diaria correspondiente a la curva base que para el año 2008 fue estimada en 727 barriles por día y la producción acumulada anual. De igual forma se presenta el ingreso por la tasa por servicio diario y acumulado anual

Tabla No 4 Ingreso de la contratista por operación de curva base del Campo Tiguino

	DIARIO	ANUAL
TASA CURVA BASE (BPPD)	727	265,355
COSTO DE OPERACIÓN DE CURVA BASE (US \$/BBL)	3.1	
INGRESO CURVA BASE (US \$)	2,254	822,601

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

El segundo paso, involucra determinar el incremento en producción y que para el año 2008 es la diferencia entre la producción diaria promedio y el valor de la curva base y que para el año 2008 fue de 3.994 barriles por día. La Tabla No 5 muestra en detalle el cálculo de la participación en la producción. El ingreso total bruto de la compañía viene dada por la suma del ingreso por la tasa de servicio y la participación en la producción.

Tabla No 5 Ingreso de la contratista por participación del Campo Tiguino

PARTICIPACION DE LA COMPAÑÍA EN LA PRODUCCION DEL CAMPO

INCREMENTO (BPPD)	3,994		
VALOR PARA X1 (BPPD)	500	X1 = 0.64	320
300% CURVA BASE (BPPD)	2,181	X2 = 0.54	1,178
SOBRE 300% CURVA BASE (BPPD)	1,313	X3 = 0.49	643
TOTAL (BPPD)			2,141

INGRESO DIARIO

PRECIO DE VENTA (US \$/BBL)	85
INGRESO POR PARTICIPACION (US \$)	182,814
INGRESO BRUTO TOTAL (US \$)	185,068

INGRESO ANUAL (MM US \$)

INGRESO BRUTO	67.5
COSTOS DE OPERACIÓN	32.2
AMORTIZACION	12.2
IMPUESTOS	8.4
UTILIDAD NETA	14.7

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Sobre el incremento en la producción, la participación de la compañía viene dada por:

1. Para los primeros 500 barriles sobre el valor de la curva base, se aplica un factor igual a 0,64.
2. Si la diferencia restante es igual o menor al 300% del valor de la curva base, se aplica un factor igual a 0,54.
3. A la cantidad restante se le aplica un factor del 0,49. Los factores son determinados en la base del contrato.

El volumen de petróleo que le corresponde a la operadora es de 2.141 barriles. Esta participación está dada en función de la ecuación 6, los parámetros que interviene en la ecuación son explicados en detalle en el Anexo 6.

Es en este punto en que el contrato toma las características de un contrato de participación ya que la compañía participa de la producción en un determinado volumen y al igual que en un contrato de participación, debe permitir cubrir los costos de operación, transporte, inversiones, pago de impuestos y participación de los trabajadores.

Si consideramos que la producción acumulada del campo Tiguino para el año 2008 fue de 1,72 millones de barriles y el precio de venta del barril fue de 85,4 dólares, el ingreso bruto del proyecto fue de 147,1 millones de dólares. La compañía recibió como utilidad neta un valor igual a 8,54 dólares por cada barril producido. Esto significa un 10% de utilidad. La utilidad en este tipo de contrato es mucho menor que en los dos casos anteriores.

Análisis a partir del modelo económico de las modalidades contractuales

El análisis detallado del modelo económico de los tres tipos de modalidades contractuales permite observar que en los años considerados para el análisis, las compañías contratistas han tenido como rentabilidad neta, porcentajes que van desde el 10% para el contrato de campos marginales hasta el 20% aproximadamente para los contratos de prestación de servicios y de participación. Porcentajes que podrían ser estimados como aceptables considerando que en el negocio hidrocarburífero, el riesgo es alto especialmente en períodos en que los precios son excesivamente bajos como los que se dieron en 1998.

Sin embargo, existen varios factores o problemas que aparecen en las modalidades contractuales y que a continuación se detallan. Se enfatiza en las modalidades de prestación de servicios y de participación ya que para la modalidad de campos marginales los mismo factores los afectan según el segmento que se analice (curva base y participación de la producción).

Contrato de prestación de servicios

1. Al ser sujetas a reembolso las inversiones, costos y gastos, estos tienden a ser sobrevalorados (se extralimitan en los cargos).
2. No existe un adecuado control por parte del Estado de las actividades que permita definir en forma oportuna responsabilidades (DNH, Petroecuador³⁷).
3. Los presupuestos y sus reformas se aprueban sobre la base de lo ejecutado.
4. No existe una adecuada planificación para la ejecución de los trabajos, lo que hace que se incurra en cargos excesivos de stand by.
5. Registro indebido de activos fijos en cuentas de costos y gastos
6. Al ser parte de la tasa de servicio el precio del barril de petróleo, no se ha regulado el pago de la misma, beneficiándose la contratista con los precios altos del petróleo.

Contrato de participación

1. La comercialización del crudo de participación de las contratistas se realiza por lo general a través de compañías relacionadas con las contratistas, a quienes les facturan dependiendo de los precios de referencia, lo cual impide aprovechar el precio real del crudo.
2. No existe claridad en la determinación del precio de referencia, se define de una manera en los contratos y de otra en el reglamento para la fijación del precio del crudo.
3. Las empresas con contratos de exploración y explotación que a la vez son socias del OCP, suscribieron los convenios de transporte por dicho

³⁷ Para el contrato de prestación de servicios, existe un comité de administración del contrato conformado por representantes de Petroecuador y la compañía operadora, sin embargo los representantes de la parte estatal no actúa en forma oportuna, existen aprobaciones cuando ya se han suscrito los contratos y ejecutado las actividades.

- oleoducto, con una capacidad reservada, lo cual origina que se pague la tarifa de transporte por volúmenes de crudo que no han sido transportados.
4. No existen límites para los costos del personal extranjero, que en algunos casos son demasiado altos.

El análisis detallado de la dinámica económica involucrada en cada modalidad contractual objeto de estudio, sirve como base para la realización de los modelos económicos a lo largo de la vida contractual de cada uno de los proyectos con la finalidad de determinar cuál es la renta petrolera real que percibirá el Estado ecuatoriano y que es determinada en el próximo capítulo.

CAPÍTULO III

PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LA RENTA PETROLERA

Las recurrentes fluctuaciones que tienen los precios de los recursos no renovables tienen un significativo impacto en la economía de los países denominados especializados en recursos no renovables. Los gobiernos se ven enfrentados a dos dilemas; el primero es como aprovechar el aumento de los precios de estos bienes en términos de ingresos fiscales y el segundo, que uso se debe dar a estos excedentes a fin de evitar los problemas macroeconómicos en períodos de bonanza (Jiménez y Tromben, 2006:62).

En países como el Ecuador, la renta generada por las exportaciones de petróleo hacia los mercados internacionales no ha sido administrada eficientemente y en la sociedad ecuatoriana, existe el criterio de que las compañías transnacionales son quienes reciben el mayor porcentaje de la renta generada (Acosta, 2006).

Es por esta razón, que el presente estudio considera muy importante el hecho de afrontar la problemática de la renta petrolera y determinar cuál es la participación real del Estado ecuatoriano del total de ingresos generados en cada proyecto objeto de estudio. Los resultados obtenidos facilitarán hacer una proyección hacia los restantes proyectos que se encuentran en operación en el Ecuador ya que la dinámica de los contratos (dependiendo de la modalidad) es prácticamente la misma y tan solo difieren en los parámetros que permiten determinar la participación en el volumen de producción, variaciones que tampoco son significativas.

La determinación del porcentaje de participación estatal en la renta petrolera permitirá conocer el grado de efectividad de la política petrolera que se ha aplicado a lo largo de casi cuarenta años de actividad extractivista como modelo de gestión (gobernanza energética).

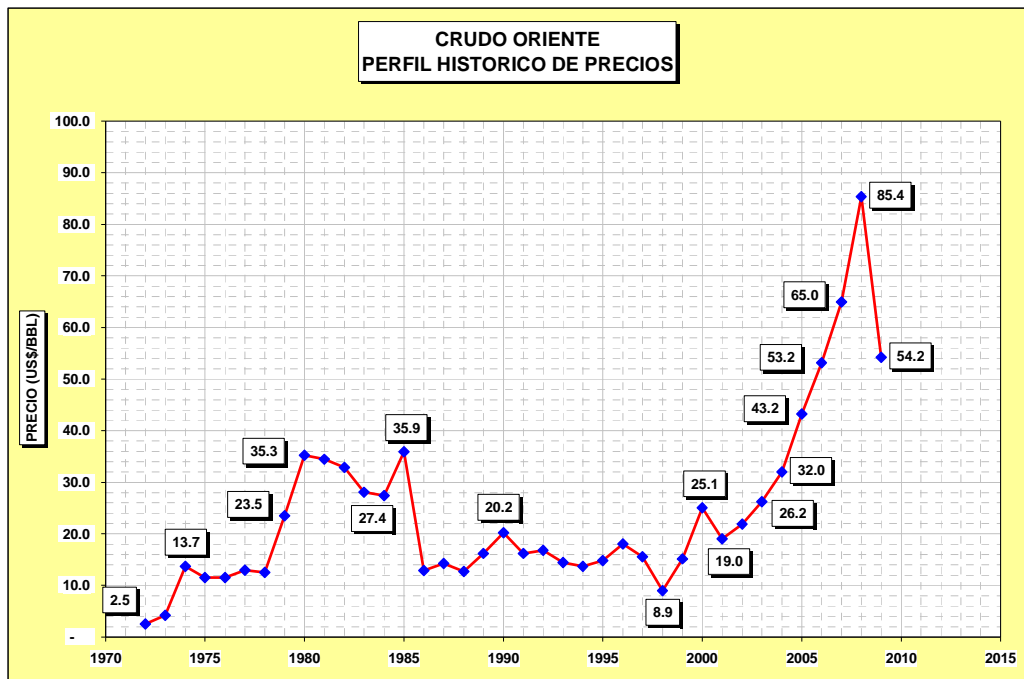
Para la determinación, se emplea la combinación de dos escenarios de producción a fin de determinar la pérdida del volumen de reservas y de tres escenarios posibles del precio de venta del barril del crudo Oriente ³⁸a partir del año 2011 hasta la fecha de finalización de cada contrato. El primer escenario (DC-1) considera el perfil que el campo tendría de seguir la declinación natural de la producción. El segundo escenario (DC-2) es el perfil de producción actual del campo luego del incremento de la

³⁸ Precio del crudo producido por Petroecuador en los mercados internacionales y que se lo utiliza como marcador para fijar el precio de los crudos producidos en el país por las diferentes compañías privadas para la liquidación de los valores económicos. Actualmente tiene un grado API de 26.

tasa de producción sobre la tasa óptima. Para ambos casos se ha utilizado la técnica de curvas de declinación³⁹ para determinar la proyección de la producción en el tiempo

El considerar tres escenarios de precios del barril de petróleo se fundamenta en razón de que al ser el petróleo un recurso de gran importancia energética y estratégica, la volatilidad del precio es alta y así lo muestra el histórico de precios desde 1972 hasta el año 2009 y que se muestra en la figura No 15.

Figura No 15 Histórico de precios del crudo Oriente 1972 – 2009



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Los escenarios son los siguientes:

1. Precio del barril constante a 72,5 U.S. dólares que es el precio que ha tenido el crudo Oriente en el primer trimestre del 2010.

³⁹ Poder predecir la producción de petróleo y gas a futuro es muy importante. Un método para poder conocer la cantidad de hidrocarburo producido a través de una escala de tiempo determinado es el método de las curvas de declinación, el cual no es más que el trazo de una curva que en función del volumen producido permite visualizar el posible comportamiento de la producción de hidrocarburos a través del tiempo.

2. Escenario de precios con tendencia a la baja. Se tomo la tendencia que experimentaron los precios del petróleo entre los años 1990-1994.
3. Escenario de precios con tendencia al alza. Se tomo la tendencia de los precios del crudo entre los años 1999 y 2008. La Tabla No 6 muestra en detalle la proyección los precios en cada uno de los escenarios previstos para el análisis.

Tabla No 6 Escenarios de precios de venta del crudo Oriente

AÑO	TENDENCIA		
	PRECIOS ALTOS	PRECIOS ESTABLES	PRECIOS BAJOS
1999	15.2	15.2	15.2
2000	25.1	25.1	25.1
2001	19.0	19.0	19.0
2002	21.9	21.9	21.9
2003	26.2	26.2	26.2
2004	32.0	32.0	32.0
2005	43.2	43.2	43.2
2006	53.2	53.2	53.2
2007	65.0	65.0	65.0
2008	85.4	85.4	85.4
2009	54.2	54.2	54.2
2010	72.5	72.5	72.5
2011	100.9	72.5	70.6
2012	108.5	72.5	69.1
2013	116.3	72.5	67.6
2014	124.4	72.5	66.2
2015	132.7	72.5	64.7
2016	141.2	72.5	63.2
2017	150.0	72.5	61.7
2018	159.1	72.5	60.2
2019	168.4	72.5	58.7
2020	177.9	72.5	57.3
2021	187.7	72.5	55.8
2022	197.7	72.5	54.3

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

La volatilidad del precio del barril de petróleo es uno de los aspectos que faltó prever en las negociaciones iniciales de los contratos, a fin de tener un indicativo de cuál sería el comportamiento económico de los contratos en períodos de fluctuaciones del precio del barril y poder desarrollar estrategias que hubiesen evitado los conflictos que se han desarrollado en los últimos años entre las compañías operadoras y el Estado ecuatoriano.

Análisis del contrato de prestación de servicios del campo Villano

El contrato de prestación de servicios del Campo Villano, especifica que la compañía operadora recibirá un pago o una tasa por el servicio de operación del campo. El Estado tiene el compromiso de reconocer a la compañía todos los costos de operación e inversiones en los que incurra.

Como característica de este tipo de contrato, la compañía operadora tiene prácticamente vía libre para realizar los costos de operación e inversiones que considere ya que tiene asegurado el reembolso de las mismas por parte del Estado. No importa si estos son excesivos o sobrepasan con creces lo presupuestado en los programas de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos anuales presentados a las autoridades del ramo.

Otra característica del contrato de prestación de servicios, es que la Tasa de Servicios está ligada directamente al precio del barril de petróleo y a los costos de operación. El termino $(R*(P-C)*Q)$ de la ecuación 1 explica la razón principal del porque la compañía operadora trata de subir la producción cuando los precios del barril tienden al alza.

Cuando el precio es alto, el incrementar la producción involucra una subida proporcional del factor de participación R obteniéndose un mayor beneficio económico ya que el termino $(PR*INA)$ de la ecuación 1, prácticamente permanece inalterable independientemente de la tendencia en los precios del barril.

Adicionalmente se debe indicar que el establecer rangos amplios de producción para aplicar los factores (R) de utilidad de la compañía prácticamente garantiza que la compañía tenga asegurada una tasa de servicio casi constante.

Esto se observa claramente en el caso del factor $R1 = 0,49$ cuyo límite de hasta 10.000 barriles por día, le asegura un porcentaje mínimo del 49% en la producción del campo para el cálculo de la tasa de servicios. Para la determinación de la renta petrolera y la pérdida económica se ha utilizado el siguiente procedimiento:

1. Se determinan los escenarios de producción a fin de determinar la pérdida del volumen de reservas.
2. No se consideran inversiones futuras o posteriores al período considerado para la proyección futura de la producción.

3. Se determina la tasa de servicios de forma anual en base a lo estipulado en la ecuación 1.
4. Se realiza un flujo de caja a fin de determinar cuál es la utilidad o renta de la compañía y la renta o utilidad del Estado para los dos escenarios de producción.
5. Se utiliza un índice de deflación del 2,5% para determinar los valores en términos de dólares constantes.
6. Se comparan los resultados obtenidos para cada caso y se determina cual ha sido la pérdida en términos del ingreso del Estado producto del incremento de la producción sobre la tasa óptima.

Para los escenarios de producción, se han realizado los flujos de caja considerando los tres escenarios del precio de venta del barril considerados.

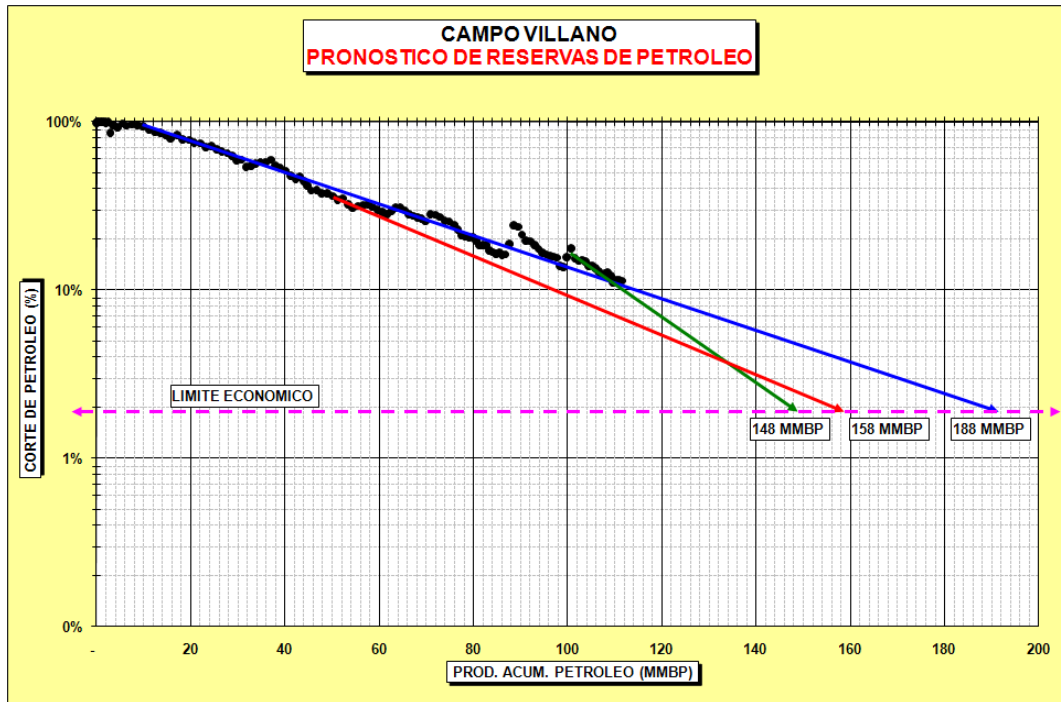
En el Anexo 4 se muestra se incluyen las matrices de evaluación económica que muestran los flujos de caja para el Estado y la compañía, bajo la modalidad de prestación de servicios solamente para el caso DC-2 y precios al alza en razón de que estas son las condiciones actuales y de que la dinámica de los cálculos es la misma para los otros dos escenarios de precios.

Renta y pérdida económica en el campo Villano

Es importante determinar cuál es el efecto que tiene en la renta del Estado, la ganancia anticipada que recibe la compañía proveniente del incremento de la tasa de la producción especialmente en épocas en que los precios del barril tienden al alza.

El desvió de la tendencia declinatoria natural del campo tiene un efecto negativo en términos de recobro de reservas. La figura No 16 muestra la evolución de las reservas como resultado del aumento de producción sobre el nivel optimo. Desde un valor inicial de 188 millones de barriles y con el cual se declaro comercialidad al proyecto, las reservas disminuyeron hasta 158 y 148 millones de barriles.

Figura No 16 Perfil de reservas probadas del Campo Villano



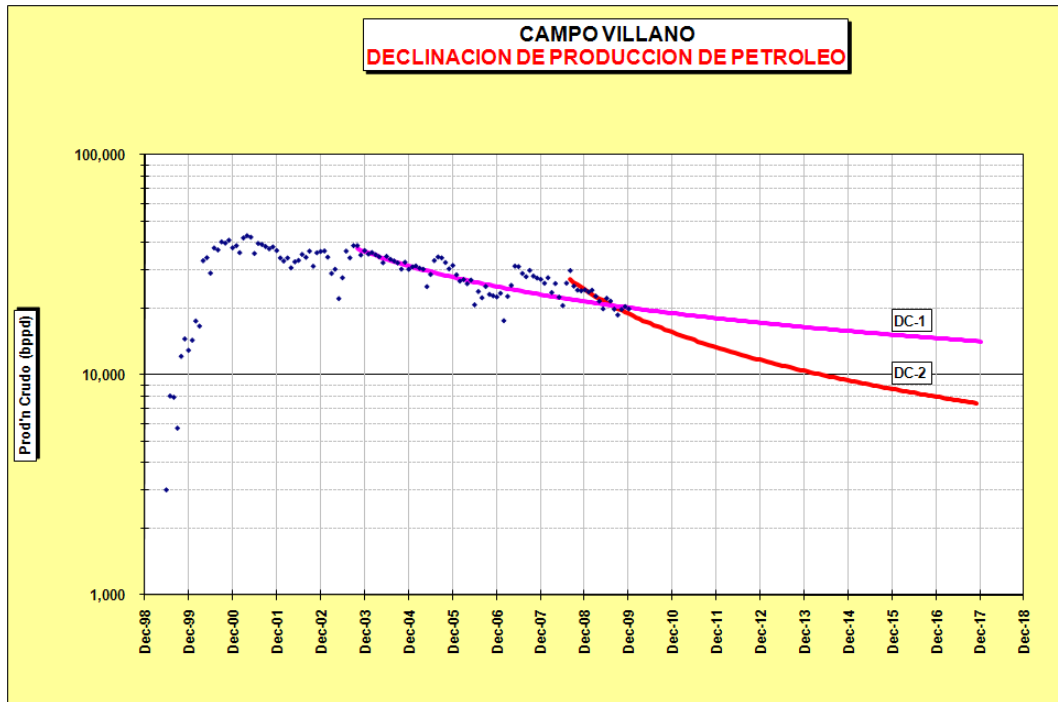
Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

A medida que se ha incrementado la producción bajo el concepto de aumentar los ingresos para el Estado en el corto plazo, en el largo plazo se produce un perjuicio pero por partida doble.

En primer lugar, la pérdida en reservas es de 40 millones de barriles que ya no podrán ser recuperadas y que a un costo aproximado de 72,5 dólares por barril, significan una pérdida económica de 3.200 millones de dólares que ya no podrá contar el Estado como ingresos futuros.

La figura No 17 muestra el perfil de producción del Campo Villano en función del tiempo y en el que se observa como la tendencia de declinación del campo ha cambiado drásticamente por la producción de los pozos sobre las tasas óptimas que permitirían un mejor recobro de reservas.

Figura No 17 Perfiles de declinación del Campo Villano



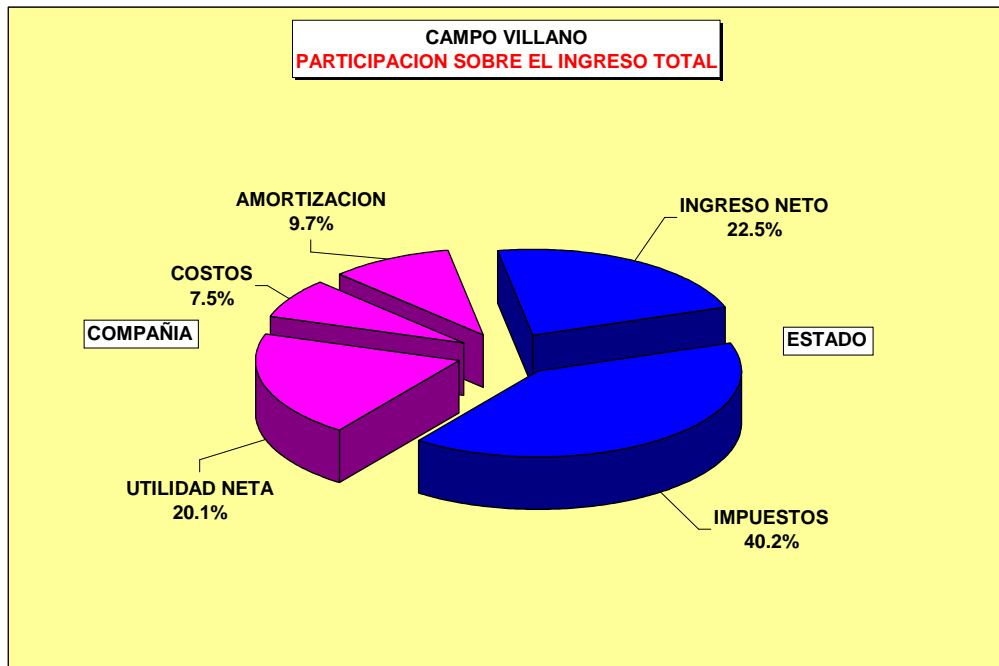
Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Utilizando la técnica de las curvas de declinación, la primera curva DC-1 representa el perfil de producción y la proyección del campo luego de la fase inicial de perforación de los pozos de desarrollo y bajo un esquema de producción óptimo del cual se puede determinar que la tasa de producción al final del contrato, esto es Diciembre del 2017, sería de 13.000 barriles de petróleo por día aproximadamente.

Sin embargo, con el incremento de las tasas de producción sobre la tasa óptima a fin de recuperar anticipadamente volúmenes de reservas que incrementan el ingreso generado por el proyecto especialmente con precios altos en los mercados internacionales, la tendencia declinatoria se modifica drásticamente (perfil de producción DC-2) y la tasa al final del contrato sería aproximadamente de 8.000 barriles por día es decir, se produce un decremento de 5.000 barriles por día aproximadamente.

Con base al primer perfil de producción (DC-1) y a precios constantes, la figura No 18 muestra los porcentajes de la renta petrolera que le corresponde al Estado y a la compañía.

Figura No 18 Componentes de la renta petrolera del campo Villano (Caso DC-1)



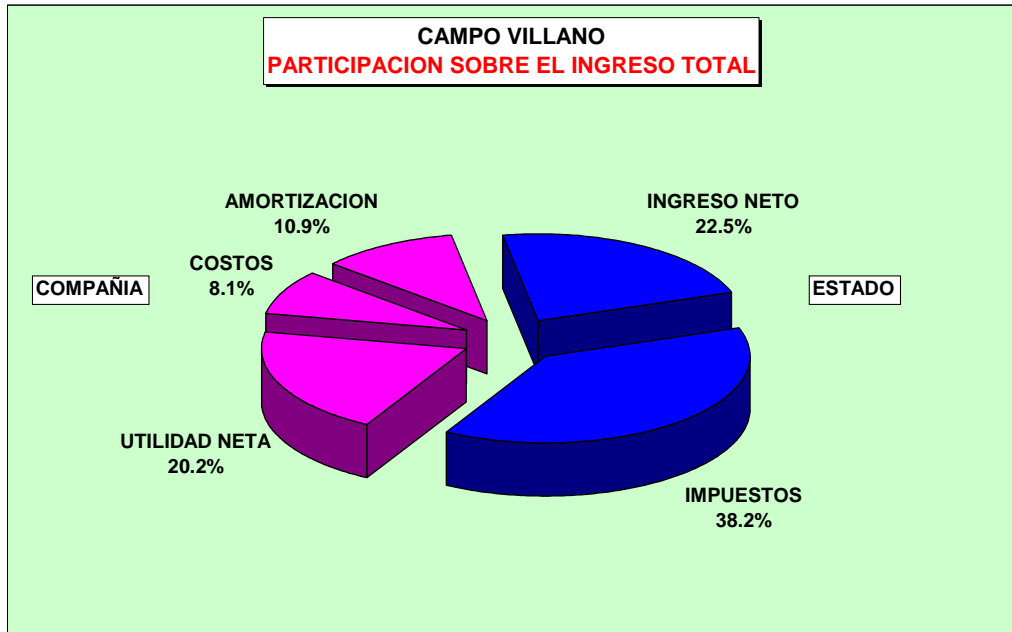
Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Del 62,7% total, el 40,2% corresponde al ingreso neto y el 22,5% restante, proviene de los impuestos que paga la compañía, que está constituido por el impuesto a la renta y la participación de los trabajadores.

La compañía por su parte recibe el 37,3%. Pero de este porcentaje, 20,1% es la utilidad neta o tasa de servicio, 9,7 % es la amortización de las inversiones y 7,5% corresponde a los gastos de operación.

Los resultados de las corridas económicas para el segundo perfil de producción (DC-2) se muestran en la figura No 19. Se observa que la renta del Estado disminuye en aproximadamente 2% en comparación al caso anterior, ya que es el ingreso del Estado lo que disminuye al reducirse el volumen de producción y reservas. La renta de la compañía o utilidad neta para ambos casos permanece invariable en 20% aproximadamente.

Figura No 19 Componentes de la renta petrolera del campo Villano (Caso DC-2)



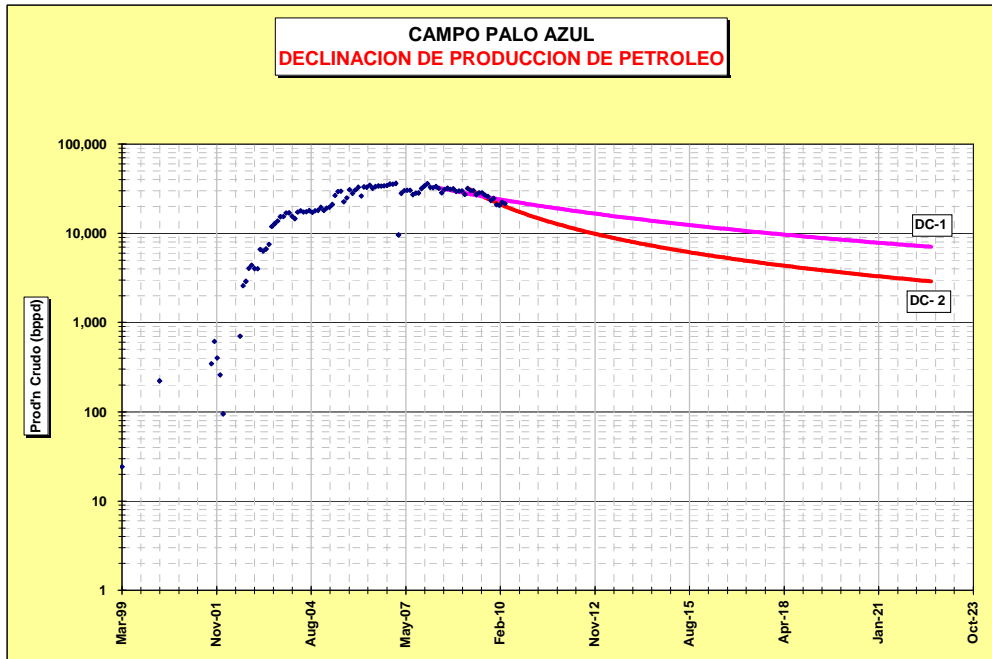
Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Los resultados confirman la hipótesis de que el Estado es quien se perjudica en lo referente a la renta petrolera, por cuanto es el dueño del recurso. La compañía operadora recibe un pago por sus servicios y que prácticamente es un porcentaje constante del ingreso bruto o total que genera el proyecto.

Debemos tener presente que a la compañía operadora se le reembolsan los costos de operación y las inversiones y a estas, se les reconoce un interés que está dado en la tasa de servicio con el factor del Prime Rate.

La Tabla No 16 del Anexo 5 resume los resultados de las corridas económicas para los escenarios de producción DC-1 y DC-2 y los tres perfiles de precios del barril del petróleo. Para el Estado, los ingresos que recibe vienen dados por los impuestos y por la producción. Para la compañía, los ingresos están dados por la utilidad neta, los costos de operación y la amortización de las inversiones. En términos de dólares constantes la pérdida para el Estado como resultado de acelerar la producción está en el rango entre 459 y 962 millones de dólares.

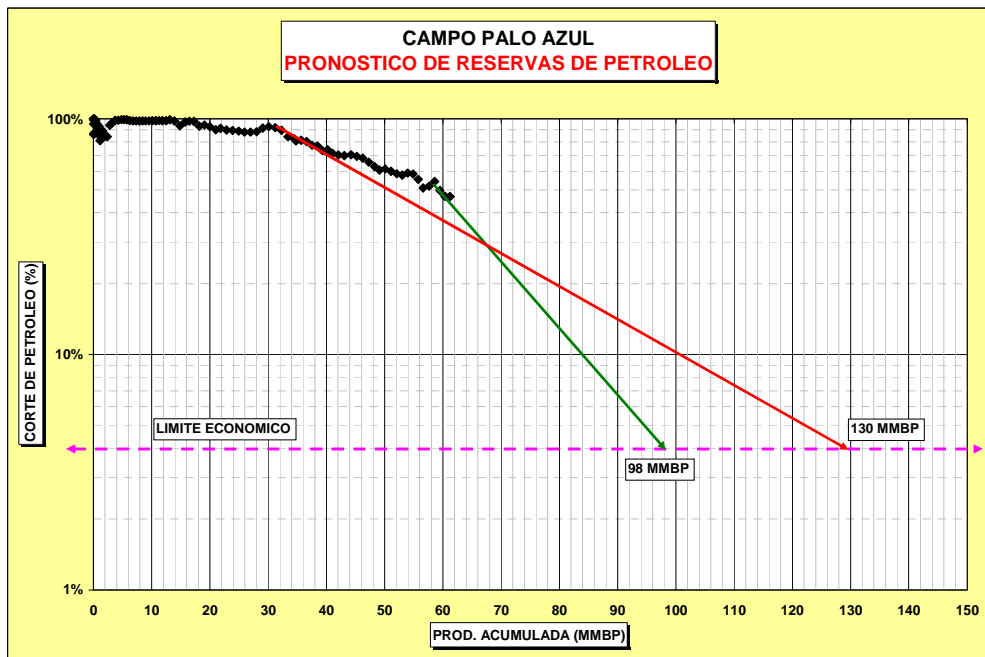
Figura No 20 Perfiles de declinación del Campo Palo Azul



Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

En la figura No 21 se puede observar que a diciembre del 2009, la pérdida en reservas fue determinada en 32 millones de barriles.

Figura No 21 Perfil de reservas probadas del Campo Palo Azul



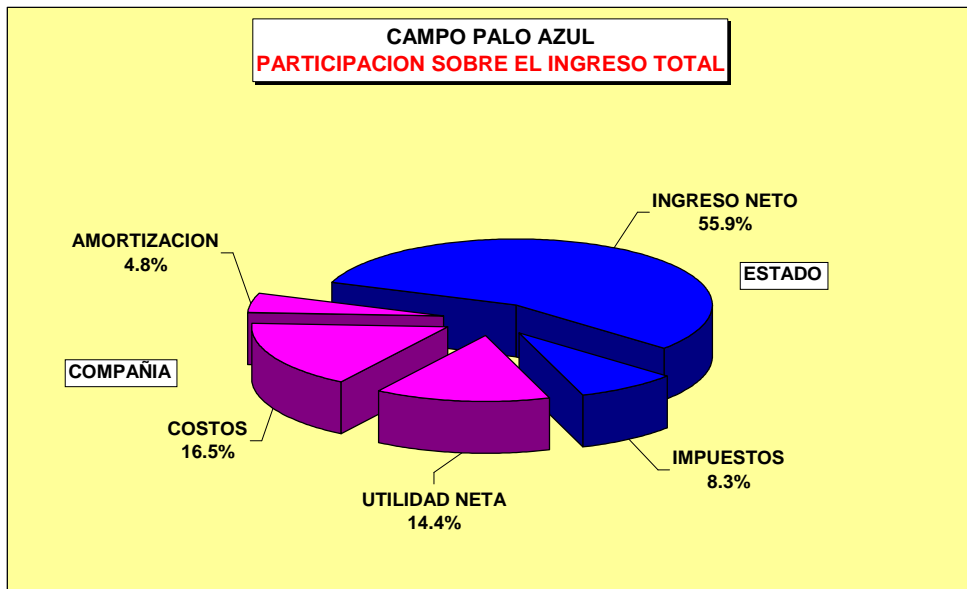
Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

Realizando un cálculo igual al del contrato de prestación de servicios, la pérdida económica del proyecto asciende a 3.000 millones de dólares que, se insiste nuevamente no podrán ser considerados como ingresos futuros.

Para el caso del contrato de participación, la pérdida la comparte tanto la empresa operadora y el Estado, es decir es algo más beneficioso para el Estado. Sin embargo, del análisis económico para el segundo perfil de producción (DC-2) y a precios al alza que se muestran en la Tabla No 12 del Anexo 4, se puede determinar que la empresa operadora habrá obtenido una tasa interna de retorno de alrededor del 30% y la utilidad neta en termino de valor actual neto representa el 94% aproximadamente del monto de inversiones realizadas.

La figura No 22 muestra el porcentaje de la renta petrolera que le corresponde a la compañía y al Estado ecuatoriano en término de dólares constantes para el primer perfil de producción (DC-1) y a precios constantes.

Figura No 22 Componentes de la renta petrolera del campo Palo Azul (Caso DC-1)

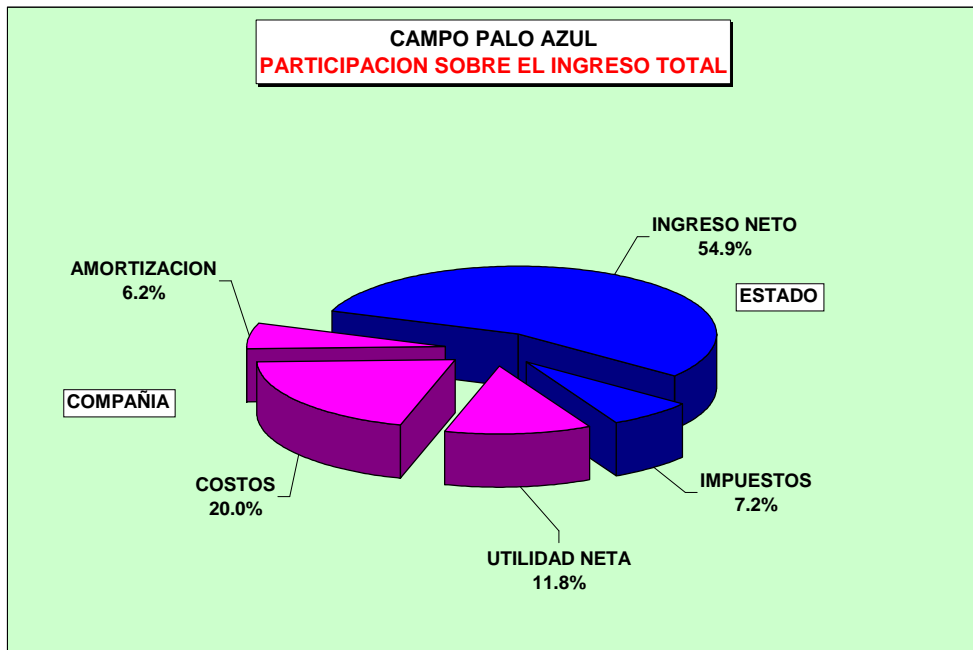


Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Se puede observar claramente que al Estado le corresponde el 64,3% del cual, 55,9% es el ingreso neto y el 8,3% proviene de los impuestos que paga la compañía. Por su parte, La compañía recibe el 35,7%. Pero de este porcentaje el 14,4% es la utilidad neta o tasa de servicio, el 4,8 % es la amortización de las inversiones y 16,5% son los gastos de

operación. La figura No 23 muestra los resultados de las corridas económicas para el segundo perfil de producción (DC-2) y en la que se observa que la renta del Estado disminuye en aproximadamente 2,1% y la de la compañía en 2,6%.

Figura No 23 Componentes de la renta petrolera del campo Palo Azul (Caso DC-2)



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

A diferencia del contrato de prestación de servicios, la renta de la compañía si se ve afectada por la naturaleza del contrato de participación, es decir, el efecto pérdida es equitativo para las dos partes.

El análisis es simple, como en el contrato de participación el Estado y la compañía comparten el volumen de producción, cualquier alteración en este volumen afecta a la economía del contrato. Es por esta razón que las compañías bajo esta modalidad buscan incrementar la tasa de producción del campo por cuanto les representa una mayor ganancia a corto plazo.

Debemos recordar que bajo esta modalidad la compañía es responsable de cubrir los costos e inversiones. La Tabla No 17 del Anexo 5 resume los resultados de las corridas económicas para los escenarios de producción DC-1 y DC-2 y los tres perfiles de precios del barril del petróleo con las mismas variables que en el caso del contrato de

prestación de servicios. En este tipo de modalidad contractual, las pérdidas para el Estado se ubican en el rango de 770 a 1.752 millones de dólares.

Análisis del contrato del campo marginal Tiguino

Por ser un campo Marginal, el contrato que rige la operación del campo Tiguino establece la existencia de una curva base de producción. La modalidad de campos marginales establece que la compañía operadora recibe una tarifa fija por la operación de un volumen igual al establecido en la curva base. Al fijar esta tarifa fija, el Estado deslinda responsabilidad alguna en el caso de que por diversas causas o condiciones de operación, la compañía operadora no pueda cubrir los costos de operación. La compañía se obliga indirectamente a ser eficiente en la operación.

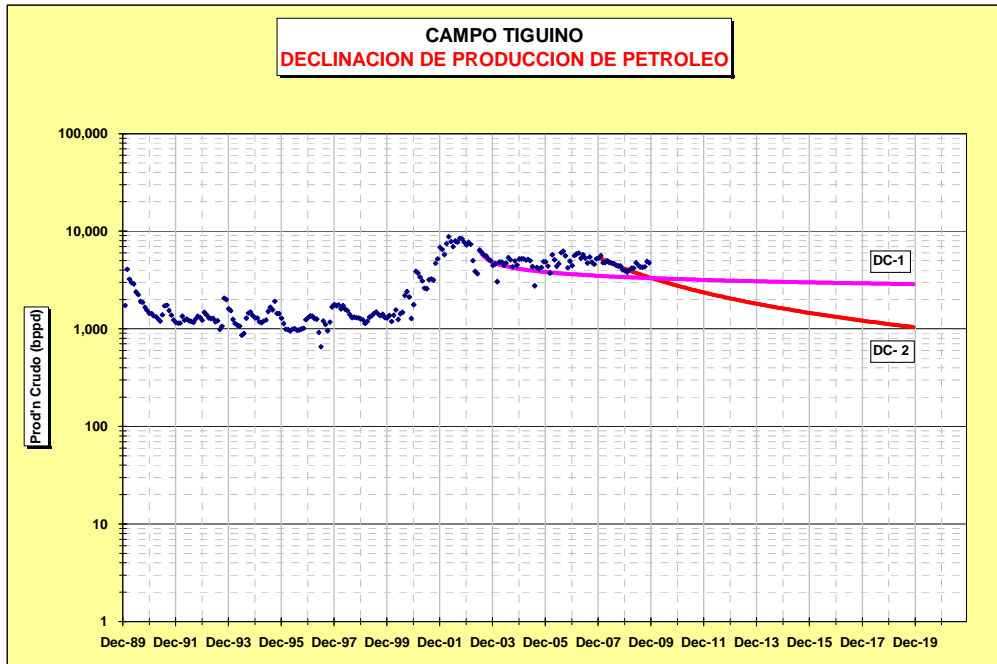
Posteriormente, el contrato toma las características de un contrato de participación ya que la compañía operadora tiene el derecho a recibir un porcentaje de la producción incrementada sobre los valores de la curva base. Para esto se fijan los parámetros de utilidad respectivos. Esta participación en la producción al igual que en el contrato de participación deberá permitir cubrir costos, inversiones y obtener una utilidad.

El procedimiento utilizado para la determinación de los parámetros económicos es la misma que se ha utilizado en las dos modalidades precedentes. Al igual que en el contrato de participación, la metodología solo varía en el numeral 3. Ya que se determina un ingreso por la producción de la curva base y luego el porcentaje de participación en el incremento de producción.

Renta y pérdida económica en el campo marginal Tiguino

La figura No 24 muestra el perfil de producción del Campo Tiguino y las tendencias resultantes del análisis declinatorio, puede observarse claramente que la tendencia en la declinación cambia sustancialmente al igual que los dos campos analizados anteriormente. En definitiva es un fenómeno generalizado a las modalidades contractuales.

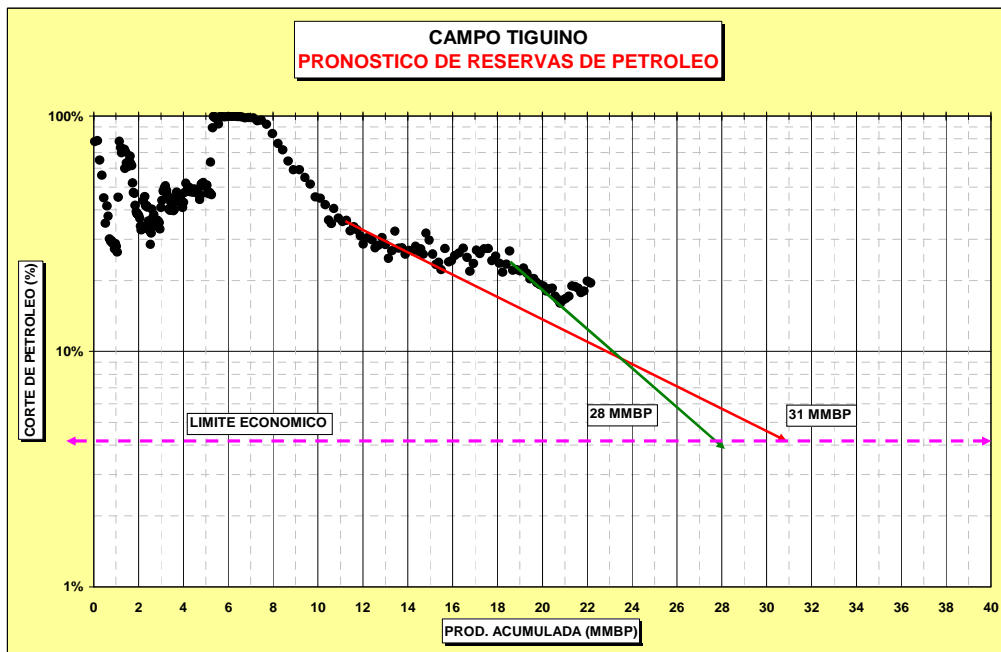
Figura No 24 Perfiles de declinación del Campo Tiguino



Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

La figura No 25 permite observar la variación en la declinación y su efecto en el factor de recobro y el volumen de reservas a recuperarse.

Figura No 25 Perfil de reservas probadas del Campo Tiguino

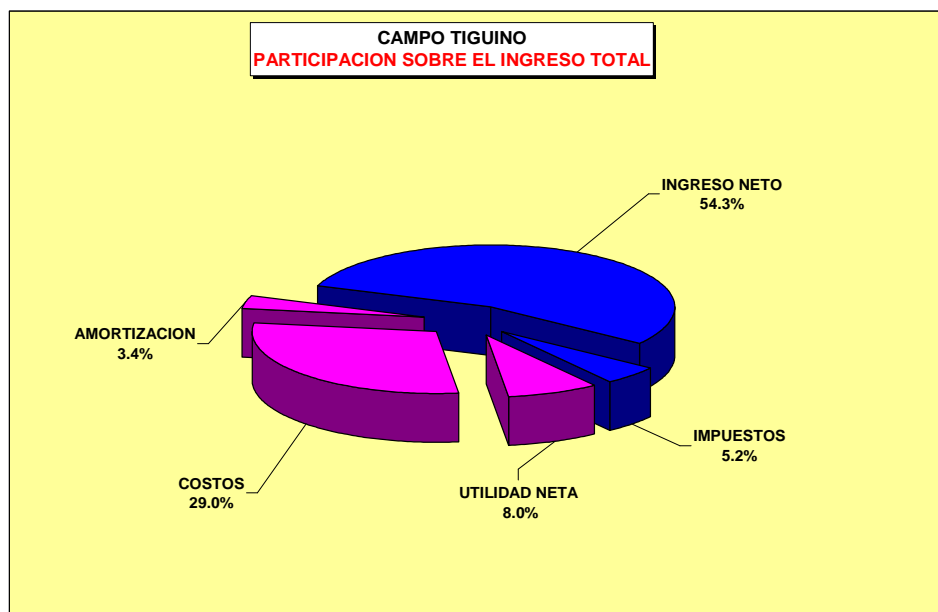


Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

Para el caso de este contrato se debe indicar que a diferencia de los dos campos anteriores, este contrato tiene la posibilidad de producir de diferentes yacimientos, los anteriores de uno solo. Es por esta razón que en la figura No 25 se observa una cierta estabilización que sin embargo no resulta en beneficio mayor ya que la manera de producción del campo origina los efectos ya mencionados anteriormente. La pérdida en reservas fue calculada en un volumen igual a 13 millones de barriles que significan 345 millones de dólares.

Los porcentajes en términos de renta petrolera que reciben tanto el Estado como la compañía operadora se observan en la figura No 26 e indican que la renta del Estado es 59,5% del cual el 54,3% es por ingreso de la producción que le corresponde y el 5,2% por los impuestos que paga la compañía.

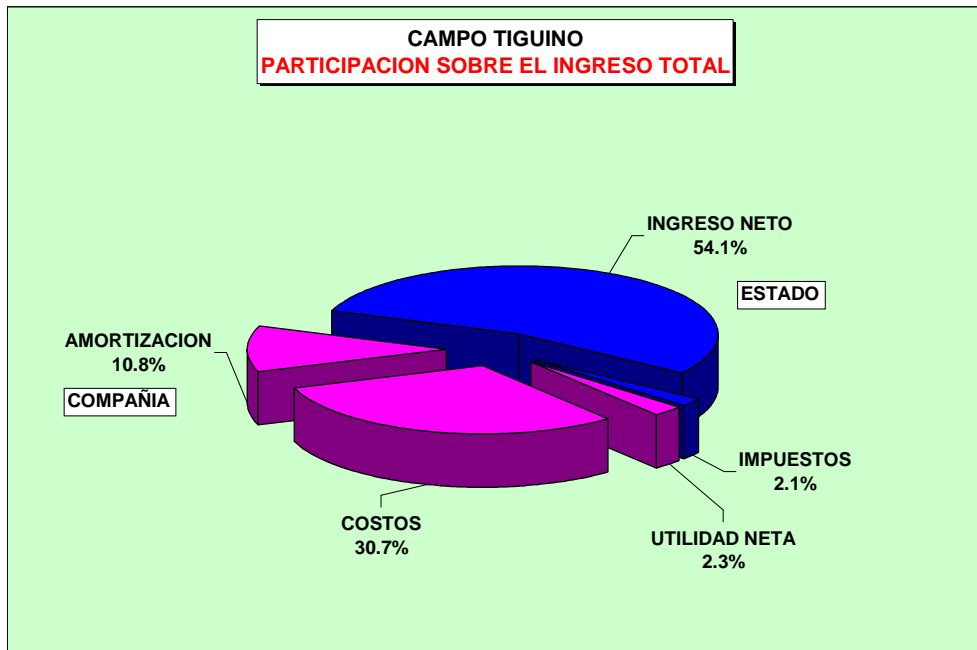
Figura No 26 Componentes de la renta petrolera del campo Tiguino (Caso DC-1)



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

En el caso de la operadora, el 40,5% se desglosa en 3,4% de amortización, 29% en costos de operación y un 8% de utilidad neta La figura No 27 muestra los porcentajes de la renta petrolera para el segundo perfil de producción (DC-2).

Figura No 27 Componentes de la renta petrolera del campo Tiguino (Caso DC-2)



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

La situación de este contrato es preocupante al analizar los resultados obtenidos a partir del segundo perfil de producción, que prácticamente es el perfil actual de producción del campo. Se puede observar claramente que para los escenarios escogidos para el análisis (precios constantes y perfil de producción CD-2), la compañía tiene una utilidad de tan solo el 2,3% a lo largo del contrato, muy inferior a la tasa de descuento del 10% asumida para los cálculos.

En este tipo de modalidad contractual el valor de la pérdida económica no es tan considerable como los dos casos precedentes ya que los volúmenes de reservas y producción son limitados, Sin embargo, no dejan de ser significativos para una economía como la ecuatoriana. Para el campo Tiguino las pérdidas estarían en el rango de 77 hasta 240 millones de dólares.

La Tabla No 18 del Anexo 5 resume los resultados de las corridas económicas para los escenarios de producción DC-1 y DC-2 y los tres perfiles de precios del barril del petróleo de manera similar al de las dos modalidades anteriores.

Análisis de los resultados

El análisis ha permitido conocer cuál es el real porcentaje de la renta petrolera que le corresponde al Estado ecuatoriano y a las compañías operadoras en cada una de las modalidades contractuales objeto de estudio. De igual forma se ha podido determinar las pérdidas económicas debido a la aceleración de la producción

Bajo el actual esquema de producción de los campos (Caso DC-2) y los tres escenarios de precios, para el contrato de prestación de servicios el porcentaje en promedio de la renta correspondiente al Estado es de 61,5% y para la compañía del 38,5% (incluido costos, gastos y amortizaciones). Sin embargo, la utilidad neta de la compañía es del 20,2%.

Para el caso del contrato de participación, los porcentajes promedios son 62,5% y 37,5% respectivamente, pero solo un 12,8% corresponde a la utilidad neta de la compañía. Para el caso del contrato de campos marginales, estos porcentajes están en el orden del 57,3% y 42,7% respectivamente con tan solo una utilidad neta de la compañía del 4%.

La Tabla No 7 muestra la pérdida económica que se origina por la aplicación de la “política petrolera” desde la perspectiva de la gobernanza energética en el manejo de los yacimientos, los valores están en dólares constantes y están en función de los tres escenarios de precios que se han considerado en el presente estudio. Para el caso de que el precio se mantiene constante, la pérdida es de 1.498 millones de dólares y que está compuesto por la pérdida por impuestos que deja de recibir y por la pérdida en la producción. Si existiese una baja en los precios acorde al escenario utilizado para los cálculos, la pérdida es de 1.306 millones y para una tendencia al alza de los precios, la pérdida es de 2.955 millones. Todo esto en tan solo tres contratos analizados

Tabla No 7 Pérdida económica total en los tres contratos analizados

ESTADO			
RUBRO	PRECIOS ESTABLES	PRECIOS A LA BAJA	PRECIOS AL ALZA
	MM US\$	MM US\$	MM US\$
IMPUESTOS	333	281	709
INGRESO NETO POR PRODUCCION	1,165	1,026	2,245
TOTAL	1,498	1,306	2,955

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

En promedio, la pérdida económica significa 1.920 millones de dólares, monto muy significativo para una economía como la del Ecuador y que no podrá ser recuperada porque la política de los gobiernos a su turno (en contra de lo que establece la Ley de Hidrocarburos y a las disposiciones de la Dirección Nacional de Hidrocarburos) de permitir a las empresas operadoras el incrementar las tasas de producción para obtener mayores recursos económicos a corto plazo, producen daños irreversibles a los yacimientos.

De existir la posibilidad de recuperar la reserva de hidrocarburos que se queda en el yacimiento, significará incrementar los costos de operación que no debemos olvidar son reembolsados a las empresas indistintamente de la modalidad contractual con lo que el mayor afectado es el Estado ya que la renta disminuye.

Adicionalmente, a esta pérdida económica se debe sumar el monto que como costos, gastos e inversiones reciben las compañías como reembolsos. Por la dependencia tecnológica del país y la incapacidad para producir por sus propios medios los campos, se requiere de capitales foráneos, estos capitales una vez reembolsados salen al exterior prácticamente en su totalidad. Como no existe una política de reinversión de la utilidad, esta también sale del país y la consecuencia es clara, la pérdida de capitales se incrementa.

Los resultados del análisis corresponden solo a 3 contratos. Al momento de la realización del presente estudio, en el Ecuador se encontraban también vigentes otros 7 contratos de participación y otros 5 contratos de campos marginales. Considerando que la política petrolera es común para todos los contratos, se puede inferir claramente que la pérdida económica y el perjuicio para el país será mucho mayor.

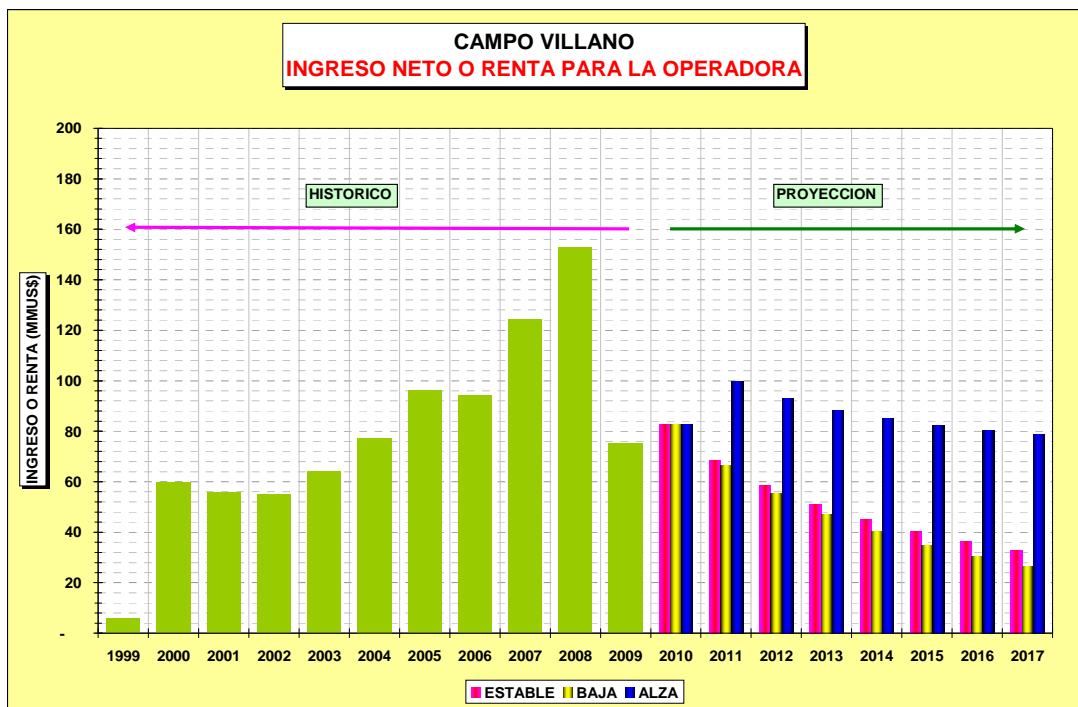
Situación a futuro de los contratos

Determinar cuál será la situación de los contratos bajos los esquemas de producción actuales y su proyección a futuro es un punto muy importante en lo concerniente a la renta futura del Estado. Se debe recordar que no se considera inversiones adicionales o futuras como perforación de pozos o redimensionamiento de instalaciones superficiales para el manejo del volumen de fluido producido (agua y petróleo).

Para el caso del contrato de servicios del campo Villano bajo el actual esquema de producción, la compañía no ve afectada mayormente su tasa de servicio o utilidad neta sea que los precios se mantenga estables o tiendan a la baja, más bien si los precios tienen al alza se verá beneficiada notablemente.

La figura No 28 permite observar como el ingreso neto de la compañía casi se mantiene en niveles similares tanto para el perfil de precios a la baja como precios constantes y se incrementa sustancialmente en el perfil de precios al alza. Es por esta razón que bajo esta modalidad, las compañías siempre quieren incrementar la producción a fin de obtener mayores ganancias.

Figura No 28 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Villano

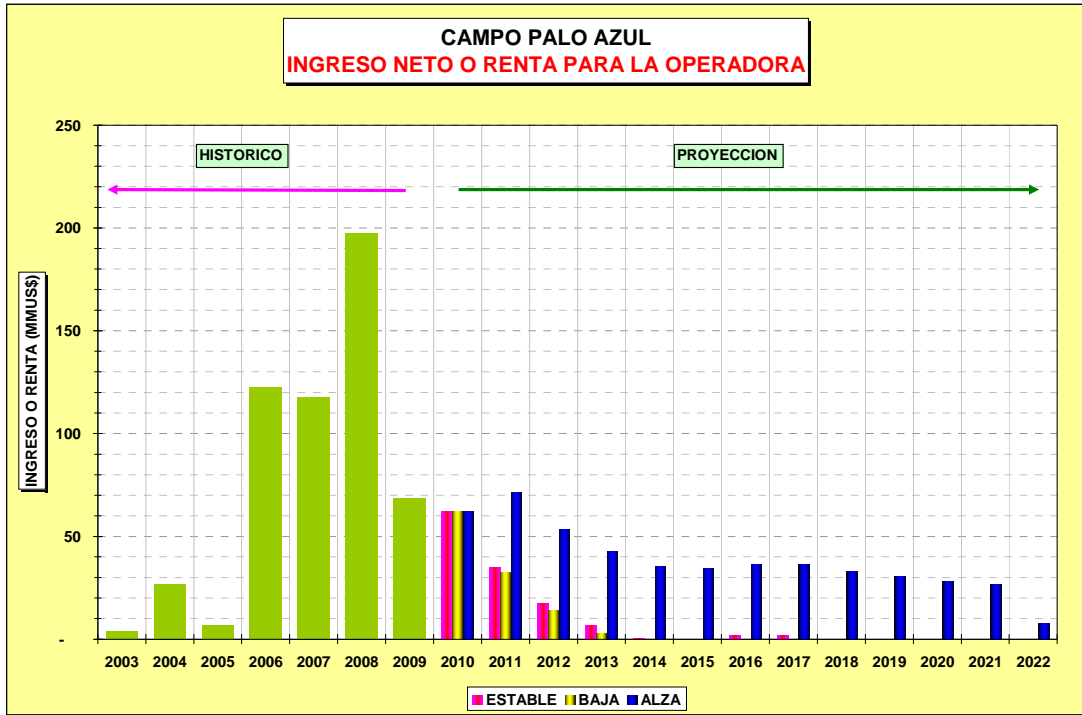


Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Para el caso del contrato de participación y de campos marginales el panorama cambia radicalmente. La figura No 29 permite observar que bajo el actual perfil de producción y su proyección a futuro, el contrato de participación del Palo Azul presenta pérdidas a partir del año 2013 para los esquemas de precios estables y tendencia a la baja, solamente se obtendrá utilidad si es que los precios del barril de petróleo en los

mercados internacionales tienden al alza y alcanza valores por sobre los 100 dólares por barril.

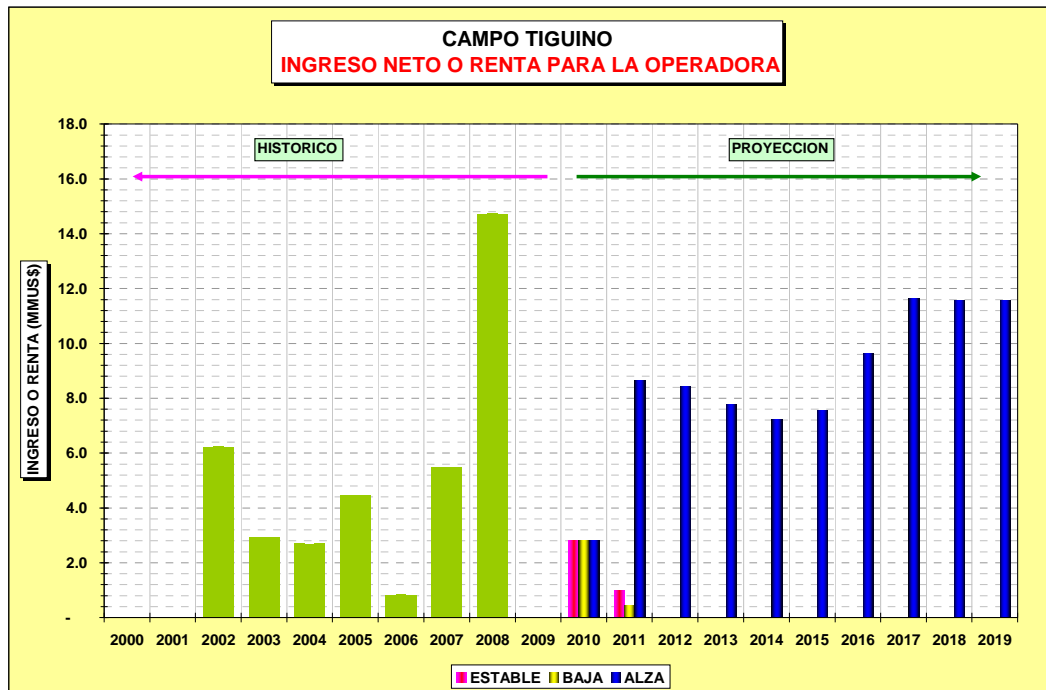
Figura No 29 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Palo Azul



Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

En el caso del contrato de campo marginal del campo Tiguino y que se presenta en la figura No 30, la situación es más crítica. La compañía presenta pérdidas a partir del año 2011 para los esquemas de precios estables y tendencia a la baja, y solo tiene utilidad para el caso de precios altos y la razón es que se necesita incrementar la producción sobre los 4.000 barriles por día para que la compañía tenga una utilidad por sobre la tasa de descuento, pero para esto se necesita mayor inversión que volverá a afectar la economía del contrato.

Figura No 30 Perfil de ingreso neto para la compañía en campo Tiguino



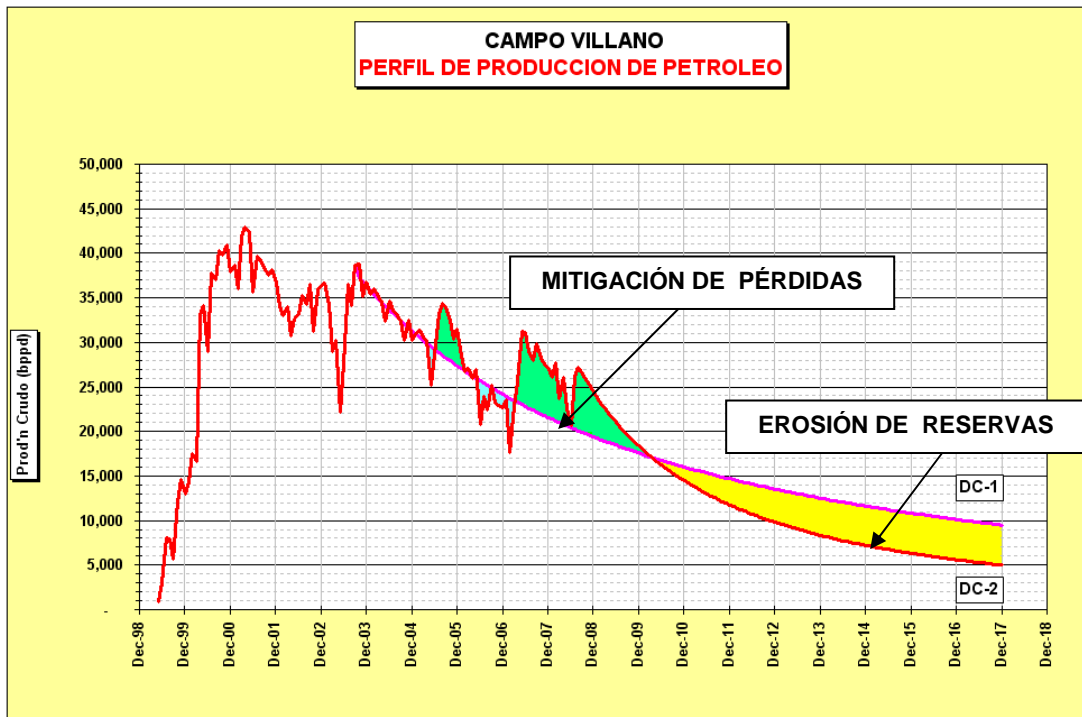
Fuente: EP Petroecuador (2010) **Elaboración:** Autor

Efectos y Causas del tipo de gobernanza energética

Es muy importante en las condiciones actuales en las que el Estado ecuatoriano se encuentra implementando un proceso de renegociación de los contratos vigentes hacia un único contrato de modalidad de prestación de servicios con el pago de una tarifa por operación, conocer las causas y efectos que el tipo de gobernanza energética aplicado en el Ecuador ha tenido en la renta petrolera.

Tomando como ejemplo el campo Villano, el manejo no óptimo de la producción produce dos efectos. En la figura No 31, se puede observar como el primer efecto que lo hemos denominado mitigación de pérdidas, permite recuperar de manera temporal un determinado volumen que en el corto plazo genera un monto de ingresos importantes. Pero al largo plazo, se genera el segundo efecto que lo hemos denominado erosión de las reservas, que causa el mayor perjuicio a la economía del contrato en lo que respecta al Estado por cuanto disminuye el volumen de producción y esto es prácticamente irreversible.

Figura No 31 Efectos de mitigación de pérdidas y erosión de reservas



Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Una vez determinada los efectos de la política petrolera por parte del Estado ecuatoriano, es necesario determinar las causas que llevaron al modo de gestión de gobernanza energética. Un país que logro romper el paradigma de la “maldición de los recursos” es Noruega, país que es tomado como modelo de excepción en el manejo de la renta petrolera.

Noruega es un país productor de hidrocarburos que hacia 1960 empezó a estructurar sus primeras ideas sobre la forma en la que le convendría organizar a su sector de hidrocarburos, luego de varios descubrimientos hidrocarburíferos importantes en el mar del Norte y es en los años setenta que realmente se empieza a consolidar el ahora llamado “modelo petrolero noruego”.

Noruega implementó un modelo de gestión de su riqueza en hidrocarburos que incorporó diversos instrumentos de interés, tales como la inserción de una empresa petrolera estatal, un marco regulador específico para el sector, agentes reguladores que asisten a las autoridades políticas en el ejercicio del control de los recursos y en la actualización del marco legal y regulatorio del sector.

Adicionalmente, se consolidó el consenso político que permitió a Noruega establecer los grandes principios sobre los que se fundamentaría el desarrollo del sector hidrocarburífero. Adopta una actitud nacionalista pero incluyente, en la que todos puedan participar. A manera de resumen puede mencionarse que el éxito del modelo petrolero noruego reposa sobre los siguientes principios (Estrada, 2004: 289-292).

1. Voluntad política, planificación de largo plazo y líderes visionarios.
2. Constancia en el marco legal, institucional e inversiones.
3. La cooperación entre empresas noruegas y extranjeras facilitó la construcción de la industria paralela a la petrolera.
4. Los hidrocarburos son motor en la creación de valor y en la transformación nacional.

Una comparación preliminar entre los modelos de gobernanza noruega y ecuatoriana, podría llevarnos a concluir apresuradamente que el modelo ecuatoriano en parte coincide con el modelo noruego. Ecuador, por ejemplo, creó una empresa estatal, creó el marco regulador, pero falló en la asistencia por parte de agentes reguladores a las autoridades políticas en el ejercicio del control de los recursos y en una actualización seria del marco legal y regulatorio del sector.

El modelo de gobernanza energética del Ecuador ha reprobado en las cuatro asignaturas. Describir las diferencias entre el modelo noruego y el modelo ecuatoriano nos ayuda a entender el porqué el Ecuador no ha logrado un éxito similar (Tabla No 8).

Tabla No 8 Modelos de gestión de gobernanza energética

NORUEGA	ECUADOR
Dirección nacional desde el inicio	
Fortalecimiento del Sector estatal. El manejo del sector de hidrocarburos se concentra en el Ministerio del Petróleo y la Energía y en el Directorado Noruego del Petróleo	Continúo debilitamiento del sector estatal. Continúas reestructuraciones de la compañía estatal, del ministerio del ramo y de la Dirección Nacional de Hidrocarburos ⁴¹ .
Estrictas normas de seguridad	
Estrictas normas medio ambientales desde el	Normativa ambiental de reciente creación

⁴¹ Desde 1993, La Dirección Nacional de Hidrocarburos es el ente estatal que ha sufrido el mayor debilitamiento por estar en contraposición a los intereses privados. Comenzó con un proceso de tercerización en 2002 y se ha concluido con su desaparición en 2010.

inicio	
El negocio petrolero no debe erosionar a otras actividades económicas	
Desarrollo de otros sectores productivos diferentes al hidrocarburífero.	Excesiva dependencia de la renta petrolera y acentuado modelo extractivista
Empoderamiento del conocimiento externo y desarrollo del propio	
Desarrollo de conocimientos teóricos y prácticos propios para manejar la industria petrolera y de desarrollar los productos que ésta requiera	Excesiva dependencia externa. Prácticamente no existe desarrollo de teoría ni practicas propias.
Competencia y cooperación	
Las empresas operadoras y de servicios deben competir con sus mejores tecnologías y conocimientos. Desarrollo de clústeres.	No existe transferencia tecnológica ni de conocimientos por parte de las empresas operadoras y de servicios.
Extracción sin dañar el negocio petrolero	
Estado extrae el máximo de la renta petrolera a través del sistema impositivo. Desarrollo de reservas hidrocarburíferas a costo razonable e incremento de tasa de recuperación.	Desarrollo de reservas a cualquier costo. No existe política estatal con el objetivo de maximiza el factor de recobro de los yacimientos y por ende incrementar la renta petrolera estatal.

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Las siguientes serían las principales causas para que el Ecuador no haya obtenido los mejores réditos de su actividad hidrocarburífera en términos de renta petrolera:

1. Debido a las características del régimen democrático de tipo clientelar, no ha sido posible realizar un consenso político, que al igual que en Noruega, permita el establecer los principios sobre los que se fundamente el desarrollo del sector petrolero. Tampoco ha existido voluntad política, ni planificación de largo plazo, ni visión a largo plazo. Siempre el criterio político se ha impuesto sobre el criterio técnico y económico.
2. El Ecuador no ha logrado entender los conceptos de recursos y reservas. Los avances tecnológicos no han sido empleados en la medida de convertir los recursos descubiertos en reservas. Por el contrario, han sido instrumentos para depredar los yacimientos y el proceso hidrocarburífero ha sido tan solo un proceso de extracción de recursos.
3. La política petrolera de carácter fiscal y privatizadora, no permitió entender que por las características físicas de los yacimientos, estos no

pueden ser drenados instantáneamente y que existe una tasa límite a la cual los yacimientos pueden ser drenados eficientemente.

4. Se dejó de lado la importancia de entender los yacimientos, conocer la manera como se comportan en el tiempo con lo que el factor de recobro se afecta notablemente.
5. Se dejó de lado la necesidad de regulación y lo que es más crítico, permitió que los yacimientos sean manejados de forma no óptima cuando se implementó la política de total apertura a la producción (produzcase, no importa el cómo), y en la mayoría de ellos se desaprovechó como mecanismo de producción la energía intrínseca que en los actuales momentos es un punto extremadamente crítico.

Analizadas las causas y los efectos del tipo de gobernanza energética entre los que se consideran a la ausencia de una política pública de carácter nacional, clara y estable y la falta de transparencia en los mecanismos de distribución de los ingresos petroleros, solo confirma el hecho de que el proceso de formulación de políticas en el Ecuador, puede ser descrita como una secuencia errática de decisiones políticas.

Un claro ejemplo es la renegociación de los contratos que las empresas operadoras llevaron a cabo con el Estado ecuatoriano. Si bien la problemática de la renegociación podría ser otro tema de tesis, el objetivo es tan solo poner en consideración aspectos relevantes del proceso de renegociación y que podrían considerarse como un punto de partida para futuros análisis relacionados con este proceso.

Renegociación de los contratos petroleros

La administración gubernamental presidida por Rafael Correa Delgado asumió como política de Estado, la renegociación de los contratos petroleros vigentes con las compañías privadas.

Ante el criterio de que existe una irracional distribución de los ingresos generados por la explotación hidrocarburífera, en una relación de aproximadamente el 80% para las petroleras y apenas el 20% para el Estado (Acosta, 2009). La renegociación de los contratos petroleros con las compañías privadas que operan en el

país, es un intento por obtener un mayor incremento de la renta petrolera para el Estado, por lo cual busca migrar de los actuales contratos de participación a un nuevo y único contrato de prestación de servicios. El objetivo es que el Estado reciba la totalidad del crudo explotado de las áreas concesionadas a las petroleras privadas y se cancele una tasa por la operación.

El proceso de renegociación de los contratos de prestación de servicios y de participación que actualmente están vigentes para la explotación de campos petroleros en la región amazónica, se inició en marzo del 2010.

El Estado ecuatoriano comenzó a renegociar los contratos de participación con las compañías multinacionales Repsol, Petrobras y el consorcio chino Andes Petroleum desde el 2008, de igual forma firmó un contrato modificadorio con Agip quien tiene contrato de prestación de servicios. En los contratos de participación, las petroleras privadas se hacen cargo de la inversión, asumen el supuesto riesgo de la misma y la producción se distribuye entre privadas y Estado; en los contratos de prestación de servicios, en cambio, toda la producción le pertenece al Estado y reembolsa las inversiones y costos de producción.

Nuevo contrato de Prestación de servicios

El objetivo del nuevo proceso de renegociación, es el de desarrollar un modelo de un único contrato de prestación de servicios que establezca un sistema de pagos a través de una tarifa, con parámetros reales de inversión, costos, gastos y una utilidad razonable desligada del precio del petróleo; que el recurso sea 100% de propiedad del Estado, que contemple un adecuado manejo ambiental, que incremente la producción y que proteja los ingresos del Estado mediante la aplicación del “margen de soberanía” en situaciones de precios bajos.

Entendiendo como margen de soberanía, el derecho que se reserva el Estado ecuatoriano de acuerdo con lo establecido en el contrato, para retener en plena propiedad un porcentaje del Ingreso Bruto generado por la venta de petróleo crudo proveniente del área del contrato. Este margen será del 25 % del referido Ingreso Bruto.

Los objetivos principales que se pretendían inicialmente mediante la implementación de esta nueva modalidad contractual son:

1. Modificar los actuales contratos petroleros a contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, garantizando ingresos para el Estado
2. Fomentar la inversión de las contratistas para incrementar la producción petrolera.
3. Establecer un sistema de pago, en que se reconozca a las contratistas una tarifa que incluya los costos de extracción, inversiones y una utilidad razonable.
4. Introducir el margen de soberanía petrolera, equivalente al 25% del Ingreso Bruto del Bloque.
5. Introducir una Curva Base de producción obligatoria.
6. Las contratistas se obligan a realizar, con sus propios recursos actividades e inversiones adicionales.
7. La tarifa única del 44,4% establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno.

Proceso de renegociación

El proceso de renegociación no ha devenido en los resultados que el gobierno esperaba y más bien se ha tornado en un proceso complejo. El proceso debe ser considerado en dos fases, la primera entre el período marzo a mayo del 2010 y la segunda de julio a enero del 2011.

El presente análisis se centrará en la primera fase de renegociación y se pretende dar una visión fundamentada del porque del fracaso de la primera fase. Debo indicar, que personalmente tuve una activa participación durante el proceso de renegociación como representante del Estado ecuatoriano en toda la primera fase. Para la segunda fase tuve participación solamente como asesor para la parte técnica lo cual limita un pronunciamiento más detallado. Sin embargo, el análisis que se expone a continuación permitirá entender a futuro si se lograron o no los objetivos del gobierno con la firma de los contratos renegociados.

Entonces, es fácil concluir, que la primera fase no logró los resultados esperados principalmente por la negativa de las empresas a continuar el proceso de renegociación, por no estar de acuerdo con la modalidad contractual propuesta. El fundamento legal, a criterio de las contratistas, era que el nuevo contrato no se ajustaba al Artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos vigente y al Artículo 91 de la Ley de Régimen Tributario Interno.

Existía, la necesidad de reformar el Artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, si el objetivo era eliminar del modelo de contrato la figura de los reembolsos.

Otros de los factores que incidieron en la renegociación fue que el proceso devino en un proceso fiscal, demasiada incidencia del aspecto político sobre los criterios técnicos y económicos. No existió una debida planificación de impactos, es decir se necesitaba estudiar previamente la situación de cada contrato y que modificaciones se requerían hacer, determinar cuál era la ganancia a la fecha de finalización de cada uno con las modificaciones propuestas. No hubo estrategia para afrontar un punto importantísimo como era la presencia del Presidente de la Asociación de Compañías Privadas que anteriormente colaboró con el gobierno, es decir, las compañías privadas contaban con la ventaja de conocer la estrategia del gobierno.

Ante la situación descrita, el gobierno ecuatoriano, decide cambiar sobre la marcha y las nuevas autoridades energéticas plantean un paquete con seis reformas en materia hidrocarburífera. El objetivo es eliminar las contradicciones entre la normativa vigente y el contrato de servicios que el Estado negocia con las empresas petroleras. La primera reforma modifica el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos para que el Estado entregue una tarifa única, la cual servirá para cubrir los costos, gastos e inversiones de las empresas petroleras.

La segunda reforma incluye el concepto del margen de soberanía, a través del cual el Estado percibirá al menos el 25% del ingreso bruto de los campos petroleros. La tercera disposición crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y la Secretaria de Hidrocarburos para que administre y firme los nuevos contratos petroleros. La cuarta reforma establece que del 15% de las utilidades (que antes se entregaba a los trabajadores), el 12% se destine a proyectos de desarrollo en las comunidades localizadas en la zona de influencia de cada proyecto.

Una quinta reforma se refiere al pago del 25% de Impuesto a la Renta que deben pagar las compañías, en el caso del contrato de prestación de servicios se reduce del 44% al 25%. La sexta disposición determina un plazo máximo de 180 días para renegociar los contratos. (Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, 2010)

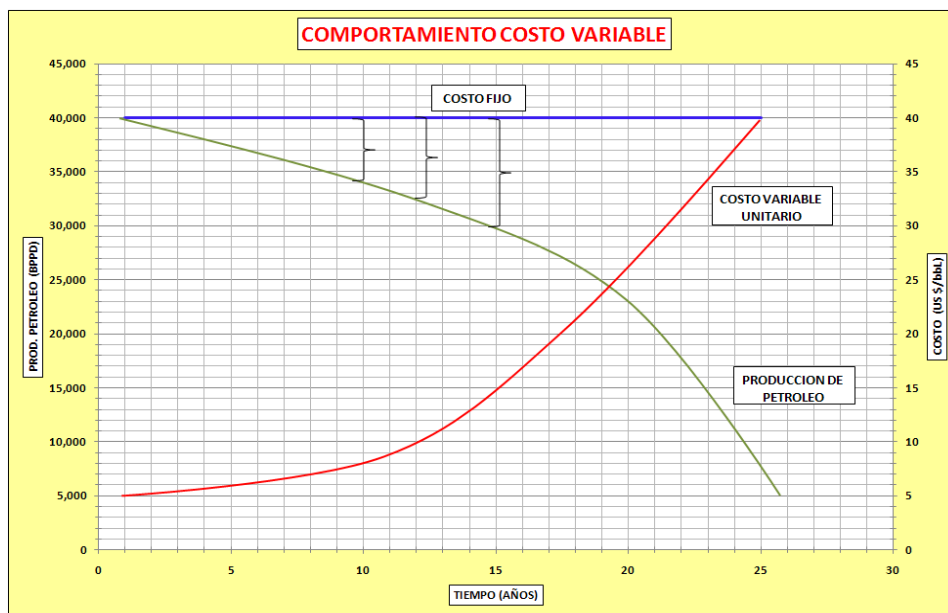
Problemática del nuevo contrato

Como se menciona, el proceso de renegociación para la modificación de los contratos por el nuevo contrato de prestación de servicios fue un tema álgido, y se presentan a continuación dos razones fundamentales para tal situación.

La primera tiene que ver con los costos de operación. En una operación petrolera, a medida que la producción de crudo disminuye, los costos de operación variable unitario y variable fijo aumentan. El incremento se produce porque a medida que transcurre el tiempo en los campos petroleros, la producción de petróleo disminuye y la producción de agua de formación⁴² aumenta, lo cual encarece los costos ya que por las normativas medio ambientales, el agua necesita ser tratada por su alta toxicidad y luego ser reinyectada en los estratos subterráneos.

La figura No 32 muestra la variación en el tiempo del costo unitario, el punto en el que los costos de operación variable unitario y la producción del campo se cruzan, representa el momento en que el proyecto ya no es rentable para la compañía.

Figura No 32 Comportamiento de costo unitario

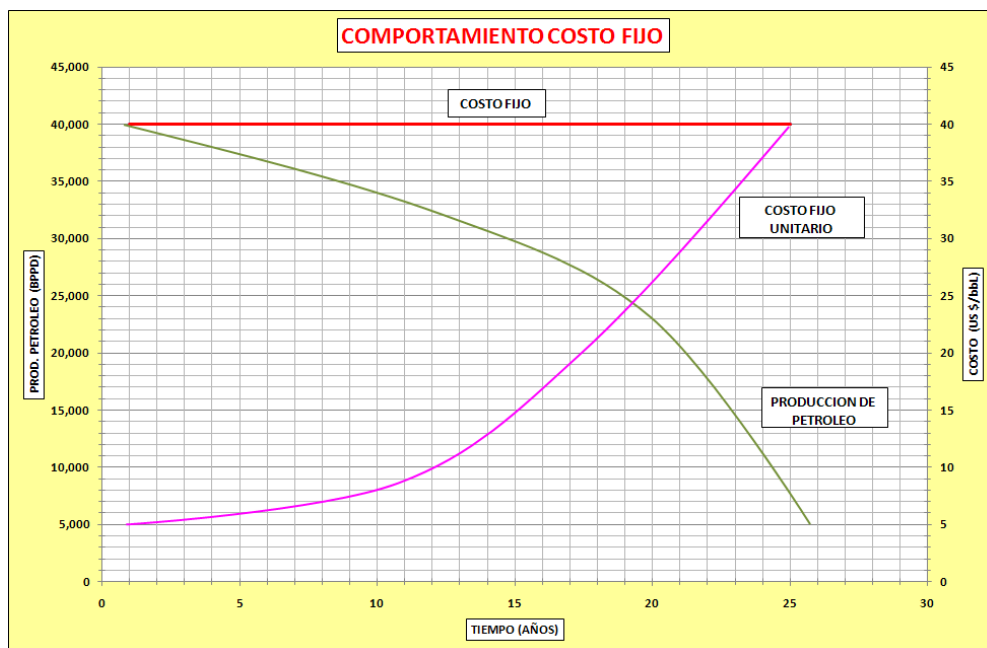


Fuente: Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

⁴² En los yacimientos petrolíferos, el agua subyace bajo el petróleo. A medida que se produce el petróleo, el agua invade la zona de petróleo formando un cono lo cual reduce la producción de petróleo.

La figura No 33 muestra la variación del costo de operación variable fijo y al igual que el caso anterior, el punto de intersección representa el momento en que la economía del proyecto ya no es rentable.

Figura No 33 Comportamiento de costo fijo

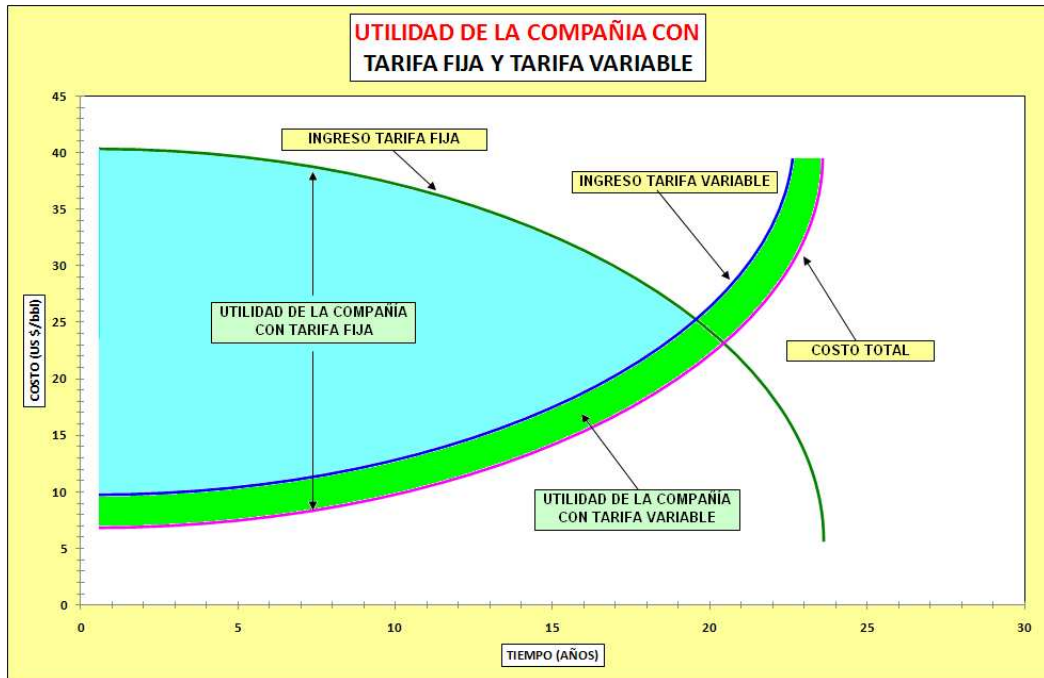


Fuente: Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Bajo los actuales contratos de participación y de prestación de servicios, estos costos son reembolsados a la compañía. Con la implementación de una tarifa, la compañía y el Estado verán afectada su utilidad neta según el caso. Esta es la segunda razón que se detalla a continuación.

La figura No 34 muestra el comportamiento de la utilidad neta para las compañías operadoras bajo el esquema de tarifa fija y tarifa variable. Bajo un esquema de tarifa fija, la compañía tiene una utilidad muy beneficiosa dada por el área entre las curvas del ingreso por tarifa fija y los costos de producción.

Figura No 34 Utilidad neta bajo esquema de tarifa fija y tarifa variable



Fuente: Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Al momento en que los costos y los ingresos coincidan, la compañía podrá devolver al Estado la concesión porque ya no le representa ganancia alguna y es en este momento en que el Estado se perjudica al no poder descontar la ganancia que obtuvo la compañía.

Por otro lado, un esquema de tarifa variable, a las compañías no les favorece, por cuanto ya no percibirían la ganancia descrita anteriormente. Solo recibirían una ganancia incremental dada por el área entre las curvas de costos e ingreso por tarifa variable (ver Figura No 34).

Por lo tanto, es extremadamente necesario que el Estado ecuatoriano tome todas las precauciones necesarias para no volver a incurrir en los errores del pasado como fue el de no prever en los contratos salvedades para períodos de precios al alza o a la baja⁴³.

⁴³ Se debe indicar, que en el contrato firmado en 1995 entre el Estado ecuatoriano y la compañía City Investing en 1995, la cláusula 8.1 prevé un reparto igual del 50% cuando el precio del barril de petróleo supere los 17 dólares

CAPÍTULO IV CONCLUSIONES

El presente estudio permitió en primer lugar, analizar y determinar cuál ha sido la real injerencia de la inversión privada en la renta petrolera en el Ecuador en el periodo 1993 – 2008 y contrastar o no el criterio generalizado de que las empresas privadas han sido las mayores beneficiadas de la renta petrolera. Para la consecución del objetivo, se utilizó técnicas econométricas que permitieron determinar qué porcentaje de la renta petrolera es atribuible a la inversión privada. En segundo lugar, se empleó técnicas de ingeniería de petróleos que permitieron determinar los efectos que en términos de reservas recuperables ha tenido el modo de “gobernanza” energética aplicada en el período de tiempo considerado para el análisis. Las conclusiones obtenidas se detallan a continuación.

La renta generada por las exportaciones de petróleo hacia los mercados internacionales no ha sido administrada eficientemente por parte del Estado ecuatoriano y el criterio de que las compañías transnacionales son las mayores beneficiadas de la renta generada no es del todo cierto. El porcentaje de la renta petrolera generada por la inversión privada que le corresponde al Estado está entre el 52% y el 62%.

El problema de no alcanzar el objetivo de obtener una mayor participación por parte del Estado ecuatoriano como dueño del recurso, no se origina solamente en los tipos o modalidades contractuales que ha utilizado el Estado ecuatoriano para contar con capitales privados. También tiene su origen en el hecho de que en el Ecuador no existe ni política petrolera ni gobernanza energética claramente definidas.

Lo que se denomina como política petrolera en el Ecuador, suplemente son directrices empleadas por los gobiernos a su momento para alcanzar los objetivos requeridos. No cumple los requisitos para ser una política pública de excelencia. Entonces, tampoco se puede hablar de una verdadera gobernanza energética ya que al no existir una verdadera política energética, no puede existir un sistema de gobernanza energética que enmarque la política energética nacional y otros regímenes específicos. Por lo tanto solo deberíamos referirnos a directrices y gestión energéticas.

La política petrolera implementada en el país desde 1993 ha sido perjudicial para los intereses del país ya que el concepto de recibir más recursos a corto plazo, implica recibir menos a largo plazo. El Estado ecuatoriano dejó de lado la necesidad de

regulación y permitió que los yacimientos sean manejados de forma no óptima. El Estado cedió a las compañías la iniciativa de implementar programas de desarrollo de los campos petroleros con lo que se rompió cualquier esquema que permitiere llegar a un modo de gobernanza energética.

El Estado no produce reservas para obtener renta, por el contrario produce recursos a corto plazo. La causa es simple, la empresas operadores haciendo uso de un legítimo derecho de obtener la mayor rentabilidad en el menor tiempo posible proponen el aumento de las tasa de producción por sobre los niveles óptimos, lo que conlleva a una rápida declinación de la producción en los campos, factor que en la mayoría de los casos es irreversible.

El razonamiento de acelerar la producción en tiempos de precios altos no ha significado mayor beneficio para el país pero si para las empresas operadoras que tiene asegurada una mínima rentabilidad como en el caso de los modelos de prestación de servicios y de campos marginales que reciben una tarifa por servicios de operación.

El balance en términos de reservas y de ingresos que las últimas tendencias en materia de política petrolera han causado en la producción de petróleo es crítico. Hasta el año 2002 las reservas probadas a recuperarse eran de aproximadamente 5.700 millones de barriles, actualmente ese monto se ubica en 4.600 millones de barriles. La pérdida representa 1.100 millones de barriles que a un precio de 72,5 dólares que es el precio actual del barril y una deflación del 2,5%, en base a un cálculo simple significan 66.300 millones de dólares que el país no podrá disponer en el futuro y que para una economía como la ecuatoriana es realmente muy importante. Esto no hace más que ratificar que el modelo de gestión energética ha sido deficiente y revelar que el modelo es insostenible.

No ha existido voluntad política, ni planificación de largo plazo así como tampoco visión a largo plazo con lo cual no ha sido posible establecer los principios sobre los que se fundamente el desarrollo del sector petrolero ecuatoriano en términos de sostenibilidad y sustentabilidad. Siempre el criterio político se ha impuesto sobre el criterio técnico y económico. A esto debemos añadir el continuo “lobbing” o visitas que realizan las compañías a las autoridades de turno.

El Estado no cuenta con entidades autónomas para la regulación del sector hidrocarburiífero sino que están sujetas al devenir político de sus autoridades y la

excesiva ansiedad que tiene el poder ejecutivo de contar con recursos económicos en el corto plazo. Este es otro problema que incide en el porcentaje de la renta petrolera que le corresponde al Estado. Los costos de perforación para los pozos del bloque 10 son un claro ejemplo de las consecuencias del continuo debilitamiento del sector estatal que conlleva a la falta de control. Tan solo el costo de cuatro pozos perforados en el campo Villano operado por la compañía Agip alcanza la asombrosa cifra de 116.3 millones de dólares. Este costo se compone de: 27.8 millones para el pozo Villano - 13H, 24,9 millones para el pozo Villano -14H, 22.1 para el pozo Villano – 15H y 41,4 millones para el pozo Villano -16H. Si bien es cierto que las operaciones son helitransportables, el alto costo de estos pozos no guarda relación con el costo de anteriores pozos que fueron perforados en el mismo campo por la compañía ARCO (ex operadora del Bloque) de alrededor de 15 millones de dólares. Como todos los costos son reconocidos a la compañía operadora, el perjudicado es el Estado ecuatoriano.

Otro claro ejemplo, es la injerencia política de los gobiernos de turno en Petroecuador. En 37 años de vida institucional se han sucedido 38 Gerentes y Presidentes con un promedio de duración de menos de un año en sus funciones. (Aráuz, 2010). En la entonces Dirección Nacional de Hidrocarburos la situación ha sido similar. No existen incentivos de carrera para los funcionarios públicos más bien han sido objetos de restricciones en lo económico y en lo profesional. En la entonces Dirección Nacional de Hidrocarburos, los salarios están congelados por aproximadamente 10 años. Profesionales con muchos años de experiencia en el momento actual perciben salarios menores a los que reciben un elemento nuevo de la fuerza pública y no se diga si lo comparamos con los de Petroamazonas (Ex Oxy). Entonces, no podemos pedir institucionalidad ni compromiso con el Estado. Los funcionarios siempre están a la expectativa de mejorar su situación profesional y económica y a la menor oportunidad dejan las instituciones lo cual sin duda representa otra pérdida para el Estado porque se debe improvisar sobre la marcha.

En definitiva, la política petrolera implementada ha sido ineficiente. Ha existido una irresponsabilidad compartida entre el Estado y la empresa privada al permitirse producir los yacimientos de manera no óptima. El Ecuador no ha logrado entender los conceptos de recursos y reservas y no ha sabido aprovechar de sus momentos de

bonanza ni ha logrado obtener buenos resultados de lo que se denomina la curva de aprendizaje.

La ausencia de una verdadera política hidrocarburífera y de una verdadera gobernanza energética, ha hecho que el país se haya visto envuelto en una espiral de políticas y medidas en el sector petrolero que han conducido al sector petrolero a una situación por demás crítica y convirtiendo la actividad hidrocarburífera en tan solo un proceso de extracción de recursos a corto plazo y con lo cual el Estado ecuatoriano sepulta su renta petrolera

CAPÍTULO V RECOMENDACIONES

Es primordial que el Estado ecuatoriano implemente una política petrolera a largo plazo, de carácter nacional y que se cumpla indistintamente del pensamiento ideológico o económico.

Es urgente que el país de un golpe de timón en torno al sector hidrocarburífero. Es imprescindible que se deje de insistir en la política fiscalista en la que ha prevalecido, el poder político sobre el criterio técnico, lo cual hace que se deje de lado los criterios técnicos más adecuados para una optimización en el manejo de los recursos no renovables.

Es indispensable que el Ecuador inicie un cambio estructural en la actividad hidrocarburífera que le permita obtener la mayor rentabilidad como dueño del recurso y propender a un desarrollo sostenible y sustentable.

Se debe fortalecer los entes estatales de control y regulación y a la empresa estatal dotándoles de los medios económicos que les permitan alcanzar un grado de competencia superior a las empresas operadoras. Proveerles de la autonomía necesaria para que cumplan el verdadero papel de ente regulador, fiscalizador y custodio de los recursos no renovables del Estado para el primer caso y de empresa operadora estatal en el segundo y propender a que dejen de ser objetivo político de cada administración gubernamental a su turno. Se debe propender a que las autoridades nominadas sean miembros o funcionarios de estas entidades. Esto creará independencia, institucionalidad y compromiso.

Es necesario que el país como Estado, comience a pensar seriamente en su futuro energético y su seguridad energética, el Ecuador no está preparado para dejar de ser un país dependiente de los ingresos del petróleo y tomara algún tiempo y con nefastas consecuencias enfrentar a esa realidad.

BIBLIOGRAFIA

- Acosta, Alberto (2009). *La maldición de la abundancia*. Quito: Abya-Yala
- Acosta, Alberto (2006), *¿A desintOXYcar el país!* [http:// www.lainsignia.org/](http://www.lainsignia.org/) (visitado en febrero 2010).
- Aguilar Villanueva, Luís (2006). *Gobernanza y gestión pública*. México: Fondo de Cultura Económica
- Alesina, Alberto y Tabellini Guido (2005). “Why is fiscal policy often procyclical?” Harvard University and IGER Bocconi.
- ARCO Oriente (1999). *The villano Project*. Quito: ARCO
- Aráuz, Luis (2009). *Derecho Petrolero Ecuatoriano*. Quito: CENAPRO
- Arps, J (1944). “Analysis of decline curves”. Transaction No 12: 93-102
- Baquero, Patricio (2001). *Alianzas estratégicas en la industria petrolera*. Quito: Fundación Eugenio Espejo.
- Campodónico, Humberto (2007). “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas del Estado”. Chile: CEPAL.
- Campodónico, Humberto (2007). “Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos”. Chile: CEPAL.
- Campodónico, Humberto (2004). “Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”. Chile: CEPAL.
- Campodónico, Humberto (1996), “Las reformas petroleras en América Latina”. Perú: DESCO.
- Campodónico, Humberto (1996). “Petroperú: La privatización fragmentada”. Perú: DESCO.
- Centro de Derechos Económicos y Sociales, (2002). “La novena ronda petrolera” Boletín N° 9.
- CEPE (1988). “OPEP: El poder del petróleo”. Quito.
- Cordera Campos, Rolando (2008). “El destino de la renta petrolera y el desarrollo de México”. Nexos: 53-57.
- Christensen, T y Lagreid, P (2007). “Reformas Post nueva gestión Pública; Tendencias Empíricas y Retos Académicos”. *Gestión y Política Pública*, Vol. XVI, N 2: 539-564.

- Cockcroft, Peter (1992). “Discusión of reserves and probabilities-synergism or anachronism?”, *Journal of Petroleum technology*: 396.
- Eifert, B, Gelb, A y Borje Nills. (2003), “Gestión de la Riqueza petrolera”. *Finanzas y Desarrollo*: 40-44.
- Fernández, Ramón (2008), *El crepúsculo de la era trágica del petróleo*. <http://www.viruseditorial.net> visitado en julio 2010.
- FETRAPEC, (1997). *La revolución de las conciencias*. Quito: Fundación José Peralta.
- Fontaine, Guillaume (2010), *Petropolítica. Una teoría de la gobernanza energética*. Quito: FLACSO.
- Fontaine, Guillaume (2008), *Neonacionalismo petrolero en los andes*. Quito: FLACSO.
- Gylfason, Thorvaldur (2007), “The International Economics of Natural Resources and Growth”. *Minerals & Energy Vol 22 No 1–2*.
- Hotelling, Harold (1931), “The economics of exhaustible resources”. *Bulletin of Mathematical Biology Vol. 53, No. 1-2*: 281-312. Reprinted from *The Journal of Political Economy* (1931), Vol. 39: 137-175 with the permission of the University of Chicago Press.
- García Ramón, María (1982), "Exportación de petróleo y desarrollo económico. Una tipología". *Bellaterra: Universitat Autònoma de Barcelona, No 1*: 143-156.
- Huerta, Arturo. “La reformas Energéticas, Entorno Macroeconómico y Renta Petrolera”. *Economía UNAM, Vol. 5, No 15*: 38-52.
- Jarrín, Gustavo (2009). *Una vida de servicio en beneficio nacional*. Quito: Petroecuador.
- Jiménez, Juan y Tromben, Varinia (2006). “Política fiscal y bonanza: impacto del aumento de los precios de los productos no renovables en América Latina y el Caribe”. *Revista CEPAL 90, diciembre*: 61-86.
- Johnston, Daniel y Johnston, David. (2002), *Economic Modeling and Risk Analysis Handbook*, Great Britain: University of Dundee
- Kaiser, M. (2007), “Fiscal system-concessionary systems”. *Resources and Energy Economics*: 2135-2147.
- Khanna, Neha (2001). “On the Economics of Non-Renewable Resources”. *Economics Interactions with Other Disciplines – en the Economics of Non-Renewable Resources*.

- Kimerling, Judith (2006). *¿Modelo o Mito? Tecnología de punta y normas internacionales en los campos petroleros de la occidental*, Quito: Abya Yala.
- Kooiman, Jan (2004). "Gobernar en Gobernanza". *Revista Instituciones y Desarrollo* No. 16: 171-194
- Lahera, Eugenio, (2004). "Política y políticas públicas". Chile: CEPAL.
- Lorde, T., Jackman M. y Thomas C. (2009). "The macroeconomic effects of oil price en a small open oil-producing country: The case of Trinidad and Tobago, Resources and energy economics: 2708-2716
- Llanes, Henry (2006). *OXY Contratos Petroleros Inequidad en la distribución de la producción*. Quito.
- Mansilla, Diego (2007). *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y Privatización de los hidrocarburos en Argentina*. Buenos Aires: Ediciones del Centro Cultural de la Cooperación Floreal Gorini.
- Manzano, Osmel y Monaldi, Francisco (2008). "The political Economy of Oil Production in Latin America". *LACEA´s Journal*, fall: 1-34.
- Martinez, Nadia (2007). "Latin America's New Petro-Politics". *Multinational Monitor*, January-February: 19-22
- Medinaceli, Mauricio (2007). "La Nacionalización del Nuevo Milenio: Cuando el precio fue un aliado". Bolivia.
- Mehrara, M, y Oskoui, K, (2007). "The sources of macroeconomic fluctuations in oil exporting countries: A comparative study", *Resources and Energy Economics*: 365-379
- Mendoza Pottellá, Carlos (1985). "De las concesiones a los contratos: Visión retrospectiva de la política petrolera venezolana". Caracas: Escuela de Economía, Universidad Central de Venezuela,
- Mejía, Andrés (2009). *Por el ojo de una aguja: la formulación de políticas públicas en el Ecuador*, Quito: FLACSO.
- Minnitt, R (2007). "Frontiers of usefulness: The economics of exhaustible resources". *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, Volume 107.

- Morera, Carlos y Rojas, José (2006). “Renta petrolera y reestructuración financiera” X Jornadas de Economía Crítica, Congreso Internacional Universidad de Barcelona.
- Naranjo, Marco (2005). *“dolarización Oficial y regímenes monetarios en el Ecuador”*, Quito: Colegio de Economistas de Pichincha.
- Natera, Antonio (2005). “La gobernanza como medio emergente de gobierno y gestión pública”. Revista GAPP, mayo-diciembre: 53-65.
- Ortega Almon, María (2003). “Privatización y ¿Eficiencia económica?”. Gestión y Política Pública, Vol. XII, N 2: 207-240.
- Ortiz, P, (2006), “Políticas estatales, conflictos socio ambientales y ampliación de las fronteras extractivas”. Quito: FLACSO
- Parra Serva, Raúl (2002) La renta petrolera y sus efectos sobre el futuro, Argos, N° 36, PP. 95-126
- Parsons, Wayne (2007). *“Políticas Públicas”*, México: FLACSO.
- Philip, G. (1989). “Petróleo y Política en América Latina”. México: Fondo de cultura económica.
- Petroecuador (2009), *“El petróleo en el Ecuador”*, Quito:Petroecuador
- Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía, (2005). “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”. USA: ESMAP.
- Programa Energía, Ambiente y Población. “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera, Generación y Distribución de la Renta Petrolera” EAP: 7-18.
- Ramos, J. (2004). “Un Royalty: ¿Sí o no?”. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Roberts, Paul (2004). *El fin del petróleo*. Barcelona: Ediciones B.
- Shettino, Macario (2008). “Reforma Petrolera Urgente o Crisis Profunda”. Meta política N 60: 539-564.
- Scheimberg, Sebastián (2007). “Industria Petrolera: Motor de la Economía y Fuente de Recursos”. Argentina: ESEADE-ITBA.
- Schliesser, R. y Silva, J. (2000). “Renta Petrolera y el Crecimiento Económico de Venezuela, Análisis del Período 1913-1995”. Banco Central de Venezuela, Serie Documentos de Trabajo N 23: PP. 61-102.

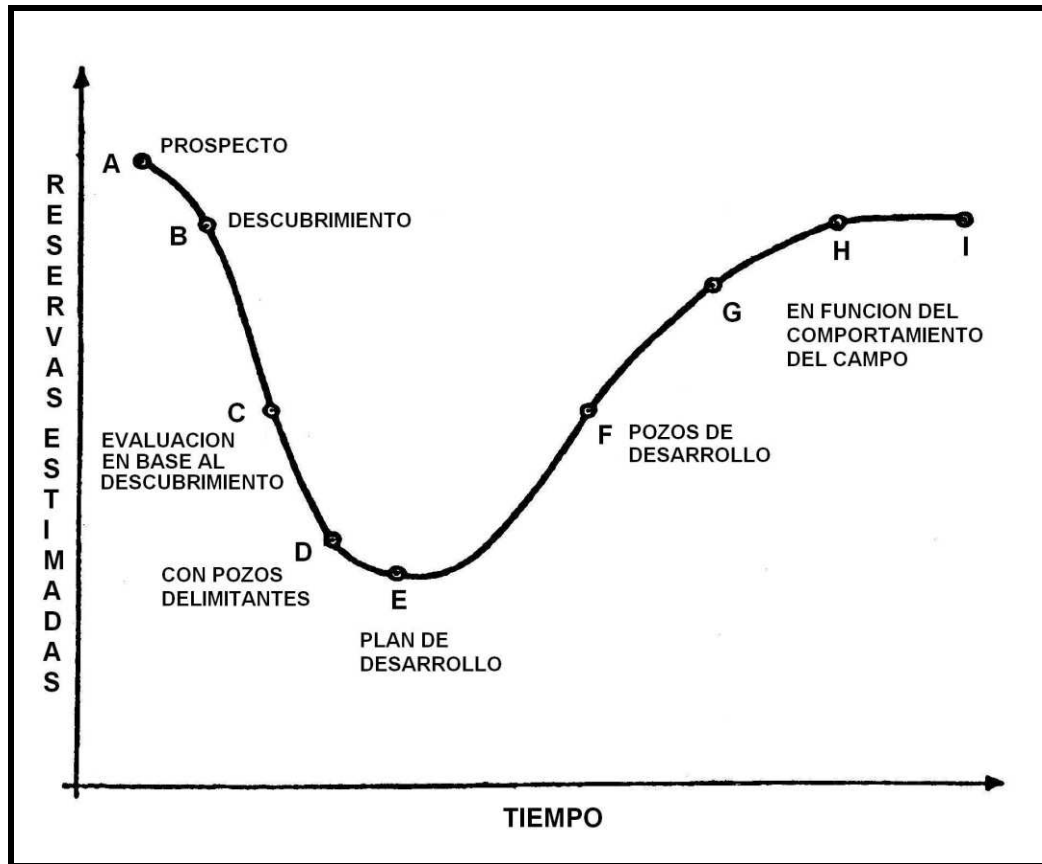
- Schuldt, Jurgen y Acosta, Alberto (2006). “Petróleo, rentismo y subdesarrollo: Una maldición sin solución?”. *Revista Nueva Sociedad*, julio-agosto: 71-89.
- Silva, Jacqueline (2005) *Rol Político y Jurídico del Estado Ecuatoriano en el desarrollo del sector hidrocarburífero operado por Petroecuador*. Quito: Petroecuador.
- Tamasini, Alfredo (2008). “Renta Petrolera o renta de la ignorancia”. <http://www.acletomasini.com.mx/articulos/2008/> visitado en julio 2009.
- Yergin, Daniel (1992). “*The prize*”, USA: Touchstone.
- Wolf, C. (2009). “Does Ownership matter? The performance and efficiency of state oil vs. Private oil (1987-2006)”. *Resources and energy economics*: 2642-2652
- “1990: La década de las privatizaciones”. *Uno, La revista de América*, agosto de 1989

DOCUMENTOS

- Ministerio de Energía y Minas de la Republica del Ecuador, (1994), “Ley de Hidrocarburos”. Quito.
- Society of petroleum evaluation engineers, (2002), “Definitions of oil and gas resources and reserves”. Calgary.
- Petroecuador, (2007), “Informe estadístico 1972 – 2006”. Quito
- Petroproduccion, (2010), “Informe estadístico de producción nacional por campo”. Quito.
- Contrato para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en el campo marginal Tiguino, (2009).
- Asamblea Nacional, (2010), “Proyecto de Ley Reformatoria a la Codificación de la Ley de Hidrocarburos”, Memorando No. PAN-FC-2010-160.

ANEXO 1

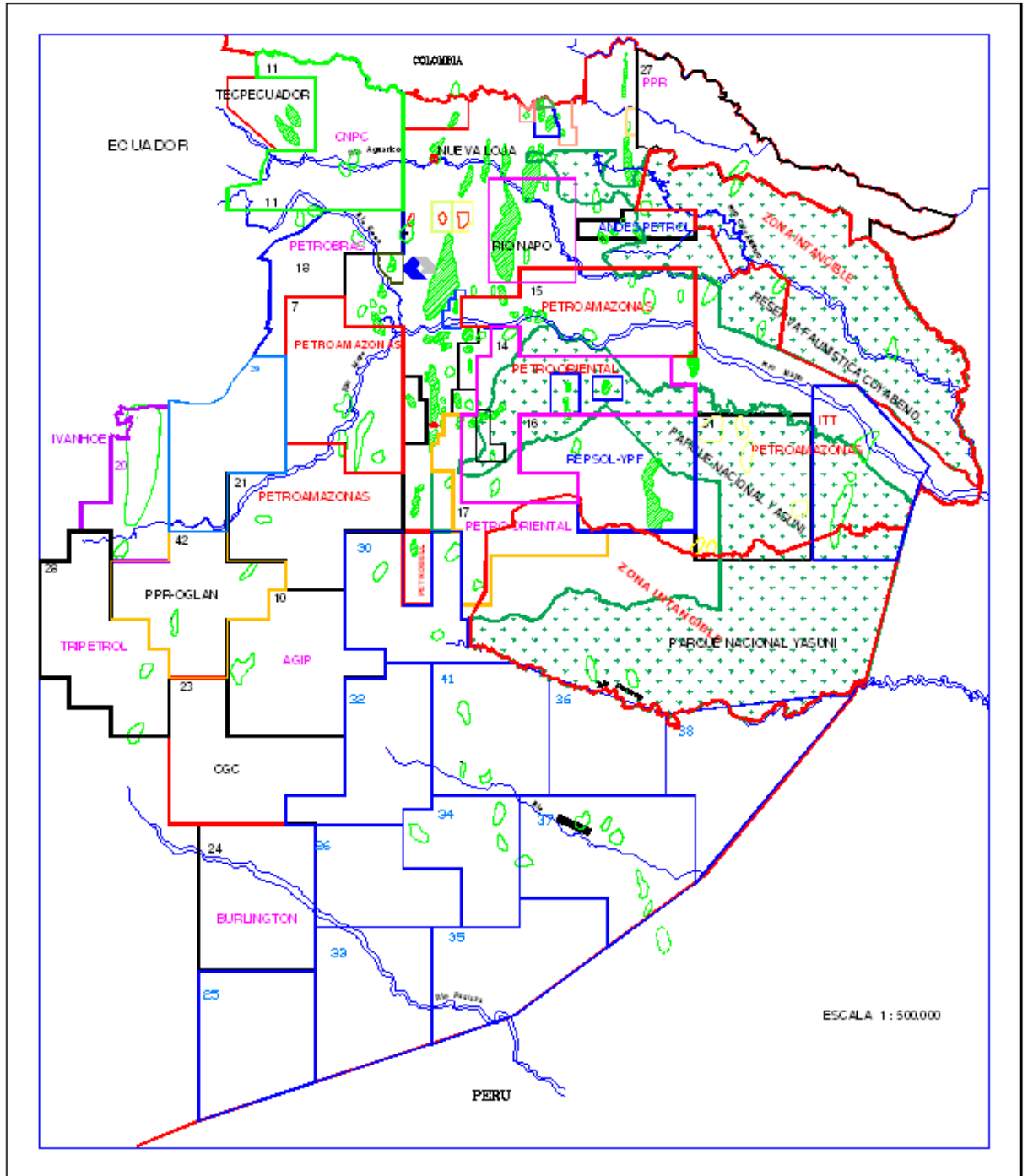
Figura No 35 Comportamiento de las reservas en un proyecto hidrocarburífero



Fuente: Society of Petroleum Engineers (1992)

ANEXO 2

Figura No 36 Bloques y Campos licitados



Fuente: EP Petroecuador (2010)

ANEXO 3

Tabla No 9 Modalidad contractual por bloques

COMPAÑÍA	BLOQUE	HIDROCARBURO	MODALIDAD CONTRACTUAL
AGIP	10	PETRÓLEO	SERVICIOS
ECUADORTLC	18	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
PERENCO	21	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
PERENCO	7	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
EDC	3	GAS	PARTICIPACIÓN
PETROORIENTAL	14	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN MODIFICATORIO
	17	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN MODIFICATORIO
REPSOL YPF	16	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN MODIFICATORIO
CANADA GRANDE	1	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN MODIFICATORIO
COMPAÑÍA	CAMPO	HIDROCARBURO	MODALIDAD CONTRACTUAL
ANDES	TARAPOA	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN MODIFICATORIO
	FANNY - 18 B MARIAN 4-A	PETRÓLEO	CEU ⁴⁴
PERENCO	COCA PAYAMINO	PETRÓLEO	CEU
BELLWEATHER	CHARAPA	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL
TECPECUADOR	BERMEJO	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL

⁴⁴ Convenio de Explotación Unificada

PETROSUD	PINDO PALANDA YUCA SUR	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL
PETROBELL	TIGÜINO	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL
SUELOPETROL	SINGUE PUCUNA	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL
CONSORCIO PEGASO	PUMA	PETRÓLEO	CAMPO MARGINAL
PETROORIENTAL	SHIRIPUNO	PETRÓLEO	SERVICIOS ESP.
PACIFPETROL	PENINSULA	PETRÓLEO	SERVICIOS ESPECIFICOS
IVANHOE	20	PETRÓLEO	SERVICIOS ESPECIFICOS
SIPEC	MDC - PARAISO BIGUNO HUACHITO	PETRÓLEO	SERVICIOS ESPECIFICOS
REPSOL YPF	TIVACUNO	PETRÓLEO	SERVICIOS ESPECÍFICOS
DYGOIL	VHR	PETRÓLEO	ALIANZAS OPERATIVAS
DYGOIL	ATACAPI - PARAHUACU	PETRÓLEO	ALIANZAS OPERATIVAS
COMPAÑÍA	BLOQUE	HIDROCARBURO	MODALIDAD CONTRACTUAL
BURLINGTON	24	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
CGC	23	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
CNPC	11	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
PETROBRAS	31	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
TRIPETROL	28	PETRÓLEO	PARTICIPACIÓN
COMPAÑÍA	BLOQUE	HIDROCARBURO	MODALIDAD

			CONTRACTUAL
PETROECUADOR 45	27	PETRÓLEO	
PETROAMAZONA S ⁴⁶	BLOQUE 15	PETRÓLEO	
	EDEN - YUTURI LIMONCOCH A	PETRÓLEO	

Fuente: Ministerio de Recursos no Renovables (2010) Elaboración: Autor

⁴⁵ Petroecuador tomo las operaciones de City Oriente al no llegar a un acuerdo en la renegociación del contrato.

⁴⁶ Petromazonas tomo las operaciones de la compañía Occidental luego que el contrato fue objeto de acción de caducidad por parte del Estado ecuatoriano. Los bloques 11, 23, 24, 28 están en proceso de reversión al Estado por cuanto no se ha podido realizar operaciones de exploración por problemas con las comunidades que se encuentran en zonas influyentes por las operaciones. El Bloque 31, paso al Estado a través de Petroamazonas, este bloque tiene construidas facilidades de producción y perforados pozos de desarrollo, sin embargo por problemas con las comunidades tampoco ha podido entrar en producción.

ANEXO 4

Tabla No 10 Participación de la compañía Operadora en el campo Villano

CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	INGRESOS BRUTOS	COSTOS DE OPERACIÓN	AMORTIZACION	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	UTILIDAD NETA	AMORTIZACION	INVERSION	FLUJO DE CAJA
					0.5274				
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-99	37.7	8.1	17.1	12.4	6.6	5.9	17.1	85.7	(62.7)
Dec-00	213.3	27.3	59.6	126.5	66.7	59.8	59.6	424.1	(304.8)
Dec-01	202.9	23.6	61.2	118.2	62.3	55.8	61.2	16.3	100.7
Dec-02	213.3	28.6	68.1	116.5	61.4	55.1	68.1	69.4	53.8
Dec-03	234.9	29.2	70.4	135.3	71.3	63.9	70.4	23.1	111.3
Dec-04	249.8	31.1	55.0	163.7	86.4	77.4	55.0	17.0	115.4
Dec-05	297.8	36.6	57.6	203.6	107.4	96.2	57.6	26.2	127.6
Dec-06	290.9	33.6	57.6	199.6	105.3	94.4	57.6	-	152.0
Dec-07	356.9	34.6	57.6	264.7	139.6	125.1	57.6	-	182.7
Dec-08	420.0	33.9	57.6	328.5	173.2	155.2	57.6	-	212.8
Dec-09	259.1	31.9	57.6	169.6	89.4	80.1	57.6	-	137.7
Dec-10	230.0	30.0	15.2	184.8	97.5	87.3	15.2	-	102.5
Dec-11	262.4	28.7	13.6	220.2	116.1	104.1	13.6	-	117.6
Dec-12	240.4	27.8	6.6	205.9	108.6	97.3	6.6	-	104.0
Dec-13	227.8	27.1	4.3	196.3	103.5	92.8	4.3	-	97.1
Dec-14	218.9	26.6	2.6	189.7	100.1	89.7	2.6	-	92.3
Dec-15	211.4	26.2	-	185.2	97.7	87.5	-	-	87.5
Dec-16	208.1	25.8	-	182.2	96.1	86.1	-	-	86.1
Dec-17	205.9	25.6	-	180.3	95.1	85.2	-	-	85.2

INVERSIONES	TASA DE DESCUENTO	VAN	UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$
662	10%	525	1,599	10%	466

TIR
MMUS\$
28%

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 11 Participación del Estado en el campo Villano

CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	INGRESOS BRUTOS	COSTO TRANSPORTE SOTE	IMPUESTOS COMPAÑÍA	AMORTIZACION	TASA DE SERVICIO	INGRESO NETO
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-99	30.79	2.40	6.56	17.15	12.44	5.37
Dec-00	288.98	13.61	66.69	59.56	126.46	156.05
Dec-01	270.35	16.78	62.32	61.19	118.16	136.54
Dec-02	270.78	14.62	61.44	68.13	116.50	132.98
Dec-03	318.54	14.35	71.33	70.43	135.25	169.83
Dec-04	389.73	14.35	86.36	54.99	163.74	243.01
Dec-05	489.93	13.38	107.40	57.61	203.64	322.70
Dec-06	479.41	10.64	105.29	57.61	199.64	316.81
Dec-07	636.60	11.56	139.59	57.61	264.68	442.34
Dec-08	786.93	10.88	173.24	57.61	328.48	563.21
Dec-09	419.31	9.13	89.42	57.61	169.55	272.45
Dec-10	450.20	7.33	97.45	15.20	184.78	340.34
Dec-11	527.01	6.16	116.12	13.56	220.18	403.23
Dec-12	490.94	5.34	108.62	6.63	205.95	381.64
Dec-13	465.81	4.73	103.54	4.32	196.32	363.98
Dec-14	447.81	4.25	100.05	2.62	189.71	351.28
Dec-15	434.72	3.87	97.69	-	185.23	343.31
Dec-16	425.16	3.55	96.11	-	182.24	335.49
Dec-17	418.24	3.29	95.12	-	180.35	329.72

UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
US\$		US\$
5,610	10%	2,055

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 12 Participación de la compañía Operadora en el campo Palo Azul

CONTRATO DE PARTICIPACION - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	PRECIO DE VENTA	INGRESOS BRUTOS	COSTOS DE OPERACIÓN	AMORTIZACIONES	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	UTILIDAD NETA	AMORTIZACIONES	INVERSIONES	FLUJO DE CAJA
	(BPPD)	US\$/BARRIL	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	0.3625 MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-00	-	-	-	-	1.8	(1.8)		(1.8)	1.8	38.1	(38.1)
Dec-01	66	19.0	0.5	4.4	3.5	(7.4)		(7.4)	3.5	16.5	(20.4)
Dec-02	620	21.9	4.9	4.3	4.3	(3.6)		(3.6)	4.3	8.3	(7.6)
Dec-03	5,020	26.2	48.0	32.2	6.9	8.9	3.2	5.7	6.9	25.9	(13.3)
Dec-04	8,564	32.0	100.2	43.5	9.9	46.7	16.9	29.8	9.9	30.2	9.5
Dec-05	12,387	43.2	195.4	158.8	18.6	17.9	6.5	11.4	18.6	87.2	(57.1)
Dec-06	16,381	53.2	317.9	85.9	29.9	202.2	73.3	128.9	29.9	112.3	46.4
Dec-07	14,359	65.0	340.6	112.4	35.3	192.9	69.9	123.0	35.3	54.3	103.9
Dec-08	15,651	85.4	487.8	132.7	36.0	319.1	115.7	203.4	36.0		239.4
Dec-09	11,120	54.2	220.0	69.6	36.1	114.4	41.5	72.9	36.1		109.0
Dec-10	7,444	72.5	197.0	60.4	34.2	102.4	37.1	65.3	34.2		99.5
Dec-11	5,523	100.9	203.4	55.6	32.6	115.3	41.8	73.5	32.6		106.1
Dec-12	4,312	108.5	170.7	52.5	31.8	86.4	31.3	55.1	31.8		86.9
Dec-13	3,504	116.3	148.7	50.5	29.2	69.0	25.0	44.0	29.2		73.2
Dec-14	2,930	124.4	133.0	49.1	26.1	57.8	20.9	36.8	26.1		63.0
Dec-15	2,504	132.7	121.2	48.0	17.4	55.8	20.2	35.6	17.4		53.0
Dec-16	2,177	141.2	112.2	47.2	6.2	58.8	21.3	37.5	6.2		43.7
Dec-17	1,918	150.0	105.0	46.5		58.5	21.2	37.3			37.3
Dec-18	1,709	159.1	99.3	46.0		53.2		53.2			53.2
Dec-19	1,538	168.4	94.5	45.6		48.9		48.9			48.9
Dec-20	1,395	177.9	90.6	45.2		45.3		45.3			45.3
Dec-21	1,273	187.7	87.2	44.9		42.3		42.3			42.3
Dec-22	1,186	197.7	57.0	44.7		12.3		12.3			12.3

INVERSIONES	TASA DE DESCUENTO	VAN	UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$
373	10%	223	1,149	10%	307

TIR
MMUS\$
33%

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 13 Participación del Estado en el campo Palo Azul

CONTRATO DE PARTICIPACION - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	PRECIO DE VENTA	INGRESOS BRUTOS	COSTO TRANSPORTE SOTE	IMPUESTOS COMPAÑÍA	AMORTIZACIONES	INGRESO NETO
	(BPPD)	US\$/BARRIL	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-00		-				1.8	(1.8)
Dec-01	68	19.0	0.5	0.0		3.5	(3.0)
Dec-02	633	21.9	5.0	0.4		4.3	0.4
Dec-03	5,122	26.2	49.0	3.0	3.2	6.9	42.3
Dec-04	8,737	32.0	102.2	5.2	16.9	9.9	104.1
Dec-05	12,637	43.2	199.3	7.5	6.5	18.6	179.7
Dec-06	16,712	53.2	324.3	10.0	73.3	29.9	357.7
Dec-07	14,649	65.0	347.4	8.9	69.9	35.3	373.2
Dec-08	15,968	85.4	497.6	9.9	115.7	36.0	567.4
Dec-09	16,680	54.2	330.0	10.5	41.5	36.1	324.9
Dec-10	11,166	72.5	295.4	6.8	37.1	34.2	291.5
Dec-11	8,284	100.9	305.1	5.0	41.8	32.6	309.3
Dec-12	6,468	108.5	256.1	3.9	31.3	31.8	251.8
Dec-13	5,256	116.3	223.1	3.2	25.0	29.2	215.8
Dec-14	4,395	124.4	199.5	2.7	20.9	26.1	191.6
Dec-15	3,756	132.7	181.9	2.3	20.2	17.4	182.4
Dec-16	3,265	141.2	168.3	2.0	21.3	6.2	181.4
Dec-17	2,877	150.0	157.6	1.7	21.2		177.0
Dec-18	2,564	159.1	148.9	1.6			147.3
Dec-19	2,307	168.4	141.8	1.4			140.4
Dec-20	2,092	177.9	135.8	1.3			134.6
Dec-21	1,910	187.7	130.9	1.2			129.7
Dec-22	1,778	197.7	85.4	0.7			84.7

UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
US\$		US\$
4,382	10%	1,487

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 14 Participación de la compañía Operadora en el campo Tiguino

CONTRATO DE CAMPOS MARGINALES - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	INGRESOS BRUTOS	COSTOS DE OPERACIÓN	AMORTIZACION	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	UTILIDAD NETA	AMORTIZACION	INVERSION	FLUJO DE CAJA
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	0.3625 MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-00	2.3	2.7	0.3	(0.7)		(0.7)	0.3	3.3	(3.7)
Dec-01	8.4	7.9	1.9	(1.4)		(1.4)	1.9	15.7	(15.2)
Dec-02	27.6	14.2	3.6	9.8	3.5	6.2	3.6	17.5	(7.6)
Dec-03	24.5	15.8	4.1	4.6	1.7	3.0	4.1	4.2	2.8
Dec-04	23.4	14.9	4.2	4.3	1.5	2.7	4.2	1.3	5.6
Dec-05	32.2	19.8	5.4	7.0	2.5	4.5	5.4	12.2	(2.3)
Dec-06	44.5	34.1	9.1	1.3	0.5	0.8	9.1	36.7	(26.8)
Dec-07	58.7	38.8	11.4	8.6	3.1	5.5	11.4	22.8	(5.9)
Dec-08	67.5	32.2	12.2	23.1	8.4	14.7	12.2	8.7	18.3
Dec-09	34.0	22.1	12.5	(0.6)		(0.6)	12.5	3.2	8.7
Dec-10	37.0	20.3	12.2	4.4	1.6	2.8	12.2	-	15.0
Dec-11	43.3	19.1	10.6	13.6	4.9	8.7	10.6	-	19.3
Dec-12	40.3	18.2	8.9	13.3	4.8	8.4	8.9	-	17.4
Dec-13	38.2	17.5	8.5	12.2	4.4	7.8	8.5	-	16.3
Dec-14	36.6	16.9	8.4	11.4	4.1	7.2	8.4	-	15.6
Dec-15	35.5	16.5	7.1	11.9	4.3	7.6	7.1	-	14.7
Dec-16	34.7	16.1	3.5	15.1	5.5	9.6	3.5	-	13.1
Dec-17	34.1	15.8		18.3	6.6	11.7		-	11.7
Dec-18	33.7	15.5		18.2	6.6	11.6		-	11.6
Dec-19	33.5	15.3		18.2	6.6	11.6		-	11.6

INVERSIONES	TASA DE DESCUENTO	VAN	UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$
125	10%	74	122	10%	13

TIR
MMUS\$
14.1%

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 15 Participación del Estado en el campo Tiguino

CONTRATO DE CAMPOS MARGINALES - CASO DC-2 - PRECIOS AL ALZA

	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	PRECIO DE VENTA	INGRESOS BRUTOS	COSTO TRANSPORTE SOTE	IMPUESTOS COMPAÑÍA	INGRESO CURVA BASE	AMORTIZACION	INGRESO NETO
	(BPPD)	US\$/BARRIL	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Dec-00	2,000	25.1	18.3	1.4	-	2.3	0.3	14
Dec-01	2,453	19.0	17.0	1.8	-	2.0	1.9	11
Dec-02	4,298	21.9	34.3	3.1	3.5	1.8	3.6	29
Dec-03	3,323	26.2	31.8	2.4	1.7	1.5	4.1	25
Dec-04	2,718	32.0	31.8	2.0	1.5	1.4	4.2	26
Dec-05	2,646	43.2	41.7	1.9	2.5	1.2	5.4	36
Dec-06	2,751	53.2	53.4	2.0	0.5	1.1	9.1	42
Dec-07	2,808	65.0	66.6	2.0	3.1	0.9	11.4	55
Dec-08	2,580	85.4	80.4	1.9	8.4	0.8	12.2	74
Dec-09	2,041	54.2	40.4	1.5	-	0.7	12.5	26
Dec-10	1,668	72.5	44.1	1.2	1.6	0.6	12.2	32
Dec-11	1,400	100.9	51.6	1.0	4.9	0.6	10.6	44
Dec-12	1,198	108.5	47.4	0.9	4.8	0.5	8.9	42
Dec-13	1,041	116.3	44.2	0.7	4.4	0.4	8.5	39
Dec-14	914	124.4	41.5	0.7	4.1	0.4	8.4	36
Dec-15	811	132.7	39.3	0.6	4.3	0.3	7.1	36
Dec-16	725	141.2	37.3	0.5	5.5	0.3	3.5	39
Dec-17	652	150.0	35.7	0.5	6.6	0.3		42
Dec-18	590	159.1	34.2	0.4	6.6	0.2		40
Dec-19	536	168.4	33.0	0.4	6.6	0.2		39

UTILIDAD NETA	TASA DE DESCUENTO	VAN
US\$		US\$
727	10%	278

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

ANEXO 5

Tabla No 16 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Villano

CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS

CASO DC - 1

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	1,340	22.5%	1,300	22.5%	1,675	22.6%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	2,395	40.2%	2,299	39.7%	3,207	43.3%
TOTAL	3,734	62.7%	3,599	62.2%	4,882	65.9%

COMPANÍA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	1,200	20.1%	1,165	20.1%	1,501	20.3%
COSTOS	448	7.5%	448	7.7%	448	6.1%
AMORTIZACION	577	9.7%	577	10.0%	577	7.8%
TOTAL	2,226	37.3%	2,190	37.8%	2,526	34.1%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	5,960	5,789	7,408
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------

CASO DC - 2

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	1,194	22.5%	1,169	22.5%	1,405	22.7%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	2,026	38.2%	1,970	37.9%	2,515	40.6%
TOTAL	3,220	60.8%	3,139	60.4%	3,920	63.4%

COMPANÍA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	1,070	20.2%	1,048	20.2%	1,259	20.4%
COSTOS	431	8.1%	431	8.3%	431	7.0%
AMORTIZACION	577	10.9%	577	11.1%	577	9.3%
TOTAL	2,078	39.2%	2,056	39.6%	2,267	36.6%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	5,298	5,195	6,187
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------

PERDIDA ECONOMICA POR DISMINUCION DE PRODUCCION Y RESERVAS

ESTADO			
RUBRO	PRECIOS ESTABLES	PRECIOS A LA BAJA	PRECIOS AL ALZA
	MM US\$	MM US\$	MM US\$
IMPUESTOS	146	131	270
INGRESO NETO POR PRODUCCION	368	329	692
TOTAL	514	459	962

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 17 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Palo Azul

CONTRATO DE PARTICIPACION

CASO DC - 1

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	486	8.3%	446	8.0%	800	10.0%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	3,274	55.9%	3,108	55.7%	4,573	57.0%
TOTAL	3,760	64.3%	3,555	63.8%	5,373	67.0%

COMPANIA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	843	14.4%	772	13.9%	1,395	17.4%
COSTOS	968	16.5%	968	17.4%	968	12.1%
AMORTIZACION	281	4.8%	281	5.0%	281	3.5%
TOTAL	2,092	35.7%	2,021	36.2%	2,644	33.0%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	5,851	5,576	8,016
----------------------------	--------------	--------------	--------------

CASO DC - 2

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	334	7.2%	322	7.2%	434	7.6%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	2,542	54.9%	2,462	54.7%	3,187	55.8%
TOTAL	2,875	62.1%	2,785	61.9%	3,620	63.4%

COMPANIA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	545	11.8%	503	11.2%	875	15.3%
COSTOS	925	20.0%	925	20.6%	925	16.2%
AMORTIZACION	286	6.2%	286	6.4%	286	5.0%
TOTAL	1,756	37.9%	1,714	38.1%	2,086	36.6%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	4,632	4,499	5,707
----------------------------	--------------	--------------	--------------

PERDIDA ECONOMICA POR DISMINUCION DE PRODUCCION Y RESERVAS

ESTADO			
RUBRO	PRECIOS ESTABLES	PRECIOS A LA BAJA	PRECIOS AL ALZA
	MM US\$	MM US\$	MM US\$
IMPUESTOS	153	124	367
INGRESO NETO POR PRODUCCION	732	646	1,386
TOTAL	885	770	1,752

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

Tabla No 18 Parámetros económicos en términos de dólares constantes: Campo Tiguino

CONTRATO DE CAMPOS MARGINALES

CASO CD-1

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	55	5.2%	46	4.6%	126	8.6%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	571	54.3%	544	54.5%	781	53.6%
TOTAL	625	59.5%	590	59.0%	906	62.2%

COMPANÍA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	84	8.0%	68	6.8%	209	14.4%
COSTOS	305	29.0%	305	30.5%	305	20.9%
AMORTIZACION	36	3.4%	36	3.6%	36	2.5%
TOTAL	425	40.5%	409	41.0%	550	37.8%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	1,051	999	1,456
----------------------------	--------------	------------	--------------

CASO CD-2

ESTADO						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
IMPUESTOS	20	2.2%	20	2.2%	53	4.6%
INGRESO NETO POR PRODUCCION	506	54.4%	493	54.5%	614	54.1%
TOTAL	527	56.6%	513	56.7%	666	58.7%

COMPANÍA						
RUBRO	PRECIOS ESTABLES		PRECIOS A LA BAJA		PRECIOS AL ALZA	
	MM US\$	%	MM US\$	%	MM US\$	%
UTILIDAD NETA	25	2.7%	13	1.5%	90	7.9%
COSTOS	280	30.1%	280	30.9%	280	24.7%
AMORTIZACION	99	10.6%	99	10.9%	99	8.7%
TOTAL	404	43.4%	393	43.3%	469	41.3%

INGRESO TOTAL DEL PROYECTO	931	906	1,135
----------------------------	------------	------------	--------------

PERDIDA ECONOMICA POR DISMINUCION DE PRODUCCION Y RESERVAS

ESTADO			
RUBRO	PRECIOS ESTABLES	PRECIOS A LA BAJA	PRECIOS AL ALZA
	MM US\$	MM US\$	MM US\$
IMPUESTOS	34	26	73
INGRESO NETO POR PRODUCCION	64	51	167
TOTAL	99	77	240

Fuente: EP Petroecuador (2010) Elaboración: Autor

ANEXO 6

Modelo económico del contrato de prestación de servicios

R Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista que tiene la siguiente fórmula:

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

- Q1 Producción promedio anual de hasta 10.000 barriles por día de crudo
- Q2 Incremento de la producción promedio anual entre 10.000 y 30.000 barriles por día.
- Q3 Incremento de la producción promedio anual entre 30.000 y 50.000 barriles por día.
- Q4 Incremento de la producción anual entre 50.000 y 70.000 barriles por día
- Q5 Incremento de la producción anual entre 70.000 y 100,000 barriles por día
- Q6 Cualquier incremento superior a 100.000 barriles por día
- R1, R2, R3, R4, R5, R6 son valores que deberán ofertados por la contratista para los valores Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6. Para el caso del contrato del Campo Villano estos factores tiene los siguientes valores⁴⁷:

$$R1 = 45\%$$

$$R2 = 42\%$$

$$R3 = 25\%$$

$$R4 = 20\%$$

$$R5 = 10\%$$

$$R6 = 5\%$$

⁴⁷ En 2009 se firmo un contrato transitorio modificadorio que contempla diferentes valores para los factores.

Modelo económico del contrato participación

X Factor promedio, en fracción decimal, que corresponda a la participación de la contratista.

La fórmula de participación es:

$$\text{Participación} = X * Q$$

$$X = \frac{X1*Q1 + X2*Q2 + X3*Q3}{Q1+Q2+Q3} + Y$$

Q Producción anual fiscalizada en el área de contrato.

Y Es un parámetro de corrección con relación a la calidad del crudo producido expresado en porcentaje (Ajuste al grado API del crudo). Ya no se los utiliza actualmente.

Y = 0 En caso de gas

Y = 1 Si el crudo está entre 25API a 35API

Y = 2 Si el crudo está entre 15API a 25API

Y = -10 Para crudos mayores a 35CAPI

Q1 Corresponde a la parte Q inferior a L1

Q1 Corresponde a la parte Q inferior a L1

Q2 Corresponde a la parte Q comprendida entre L1 y L2

Q3 Corresponde a la parte Q superior a L2

L1, L2, L3, X1, X2, X3, son los parámetros ofertados por la compañía y convenidos en el contrato. En el contrato existe la formula de ajuste de precios dada por:

$$PC = PM (1+K*DC)$$

- PC Precio de referencia del crudo del área de contrato, ajustado por el factor de calidad PM Precio de referencia
- DC Diferencia entre la calidad del crudo del área de contrato (CC) y la calidad de crudo promedio correspondiente al crudo exportado por la compañía estatal (CM)
- K Coeficiente de corrección de calidad

K = 1.3 Si el crudo está entre 15° y 25° API

K = 1.1 Si el crudo está entre 25° y 35° API

K = 1 y DC = 10 para cualquier caso

Modelo económico del contrato de campos marginales

Participación del Estado

Al Estado ecuatoriano de la producción fiscalizada del Campo Marginal le corresponde:

$$QB_t + (X_t - \text{Estado} + Pr) (QT_t - QB_t)$$

En donde

QB_t: es el volumen de petróleo crudo fiscalizado correspondiente a la Curva Base de Producción en el tiempo t.

X_t-Estado: es la participación del Estado en la producción de petróleo crudo fiscalizado en fracción decimal redondeado al tercer decimal, sobre el incremento de la producción sobre la Curva Base de Producción, calculado en función de los factores de participación correspondientes, ofertados por la contratista y los volúmenes de producción diaria de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{X_1 Q_1 t + X_2 Q_2 t + X_3 Q_3 t}{QT_t - QB_t}$$

En donde:

X1: Es el porcentaje de participación del Estado ofertado por la contratista para un primer incremento sobre la curva base.

Q1t: Es un valor fijo Q1 BPD definido para cada Campo Marginal, correspondiente a un primer incremento sobre la Curva Base de Producción (QBt,) dado por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Si } QTt > (Q1 + QBt) & \text{ entonces } Q1t = Q1 \text{ BPD} \\ \text{Si } QTt < (Q1 + QBt) & \text{ entonces } Q1t = QTt - QBt \end{aligned}$$

X2: Es el porcentaje de participación del Estado ofertado por la contratista para un segundo incremento de producción sobre la curva base.

Q2t: Corresponde a un segundo incremento de producción hasta el 300% de la Curva Base de Producción, dada por la siguiente expresión:

$$Q2t = 300\% \text{ QBt} - Q1t - QBt$$

X3: Es el porcentaje de participación del Estado ofertado por la contratista en el incremento de producción superior al 300 % sobre la curva base.

Q3t: Corresponde al incremento de producción superior al 300% de la Curva Base de Producción, dada por la siguiente expresión:

$$Q3t = QTt - Q1t - Q2t - QBt$$

Pr: Es el porcentaje de participación en la producción de Petróleo Crudo por incremento de precios. El Estado recibirá por el incremento en los precios, una participación adicional en volumen de petróleo crudo de la producción incremental, si el precio de venta del petróleo crudo del campo marginal excede del valor de 25 dólares por barril. Calculado por la siguiente expresión

$$\text{Pr acumulado} = \text{Pr1} + \text{Pr2} + \text{Pr3} + \dots + \text{Pr36} + \text{Pr37} \quad (6)$$

Donde, los Prn son valores ofertados por la contratista

Precio del crudo campo marginal

Pr1	>25, <= 30	Pr2	>30, <= 35
Pr3	>35, <= 40	Pr4	>40, <= 45
Pr5	>45, <= 50	Pr6	>50, <= 55
Pr7	>55, <= 60	Pr8	>60, <= 65
Pr9	>65, <= 70	Pr10	>70, <= 75
Pr11	>75, <= 80	Pr12	>80, <= 85
Pr13	>85, <= 90	Pr14	>90, <= 95
Pr15	>95, <= 100	Pr16	>100, <= 105
Pr17	>105, <= 110	Pr18	>110, <= 115
Pr19	>115, <= 120	Pr20	>120, <= 125
Pr21	>125, <= 130	Pr22	>130, <= 135
Pr23	>135, <= 140	Pr24	>140, <= 145
Pr25	>145, <= 150	Pr26	>150, <= 155
Pr27	>155, <= 160	Pr28	>160, <= 165
Pr29	>165, <= 170	Pr30	>170, <= 175
Pr31	>175, <= 180	Pr32	>180, <= 185
Pr33	>185, <= 190	Pr34	>190, <= 195
Pr35	>195, <= 200	Pr36	>200, <= 205
Pr37	>205		

QTt: Producción total fiscalizada del Campo Marginal durante el período t, dado por la siguiente expresión:

$$QTt = QB t + Q1t + Q2t + Q3t$$

Forma de pago a la contratista

Los ingresos de la Contratista, en cualquier período (t), son: Ingresos por concepto de reembolso de los costos de operación de la Curva Base de producción de acuerdo a la oferta para el campo marginal en U.S. \$ por barril actualizados al año correspondiente; y los Ingresos por la comercialización del petróleo crudo provenientes de su participación en la producción incremental;

Estos ingresos se calcularán con la siguiente expresión:

$$I_{cia} = C_o \left(\frac{I_{Pt}}{I_{Po}} \right) Q_{Bt} + X_{t-cia} (Q_{Tt} - Q_{Bt}) * P_{it}$$

Los ingresos por costos de operación correspondientes a la Curva Base de Producción son:

$$I_{CBt} = C_o \left(\frac{I_{Pt}}{I_{Po}} \right) Q_{Bt}$$

Los ingresos por participación en el incremento de producción sobre la Curva Base de Producción son:

$$I_{CPt} = X_{t-cia} (Q_{Tt} - Q_{Bt}) P_{it}$$

En donde:

I_{cia} = Ingreso de la Contratista en determinado período. (U.S. \$)

C_o = Costo de operación ofertado por la Contratista en dólares por Barril al inicio del contrato y cuyo valor constará en el Contrato.

- I_{Pt} = Índice de precios de los Estados Unidos de Norte América, tomado de la publicación del “Bureau of Labor Statistics Data; Producer Price index-Commodities; Series ID: WPUSOP2910; Not Seasonally Adjusted; Group: Stage of processing Item: Intermediate energy goods”, promedio correspondiente al período t.

- IPO = Índice de precios de los Estados Unidos de Norte América, tomado de la publicación del Bureau of Labor Statistics Data; Producer Price Index-Commodities; Series ID: WPUSOP2910; Not Seasonally Adjusted; Group: Stage of Processing Item: Intermediate energy goods, correspondiente al año de inicio del Contrato.
- Q_{Bt} = Curva Base de Producción, que constará en el Contrato como anexo.
- X_{t-cia} = Participación de la Contratista en la producción de petróleo crudo fiscalizado incremental (Q_{Tt} – Q_{Bt}) en fracción decimal redondeado al tercer decimal, correspondiente al período t.

El valor X_{t-cia} está dado por la siguiente expresión:

$$X_{t-cia} = \frac{(100 - X1) Q_{1t} + (100 - X2) Q_{2t} + (100 - X3) Q_{3t}}{(Q_{Tt} - Q_{Bt})} - Pr$$

P_{it} = Precio internacional de referencia de Petroecuador (FOB de exportación) para el período t, ajustado por calidad.

Los Costos de Operación correspondientes a la Curva Base serán reembolsados en dinero o, previo acuerdo entre las partes, en especie o en forma mixta; a partir de la fecha de entrega de dicha producción a Petroproduccion.

La Contratista entregará a Petroproduccion el Petróleo Crudo correspondiente a la Curva Base de Producción y el volumen de Petróleo Crudo que le corresponde por el incremento de producción diariamente, volumen que será liquidado de manera provisional mensualmente y reliquidado anualmente.

Ajuste por calidad del crudo extraído del área del contrato: En caso de que el Petróleo Crudo explotado en el Área del Contrato sea transportado por el SOTE, se deberá utilizar el factor de ajuste que se indica a continuación, para asegurar que ni Petroecuador, ni la Contratista, ni ninguna de las compañías privadas sean perjudicadas

o beneficiadas económicamente por la mezcla necesaria para el transporte de crudos de diferentes calidades:

$$\text{Pit} = \text{PM} (1 + \text{K DC} / 100)$$

PM = Precio de Referencia.

DC = Diferencia entre la calidad del Petróleo Crudo proveniente del Área del Contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al crudo exportado por Petroecuador (CM).

Se mide en grados API.

$$\text{DC} = \text{CC} - \text{CM}$$

K = Coeficiente de corrección de calidad (°API)

$$\text{K} = 1.1 \text{ si } 25^\circ \text{ API} < \text{CC} < 35^\circ \text{ API}$$

$$\text{K} = 1.3 \text{ si } 15^\circ \text{ API} < \text{CC} < 25^\circ \text{ API}$$

$$\text{K} = 1.1 \text{ y } \text{DC} = 10 \text{ si } \text{CC} > 35^\circ \text{ API}$$

CC = Calidad del Petróleo Crudo producido en el Área del Contrato.

CM = Calidad promedio del Petróleo Crudo exportado por Petroecuador.

El coeficiente K podrá ser revisado por acuerdo de las Partes, si luego de un período continuo de al menos doce meses, no refleja la realidad del mercado.