



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ADMINISTRATIVAS Y DE COMERCIO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA C.P.A
PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN FINANZAS, CONTADOR PÚBLICO –
AUDITOR**

AUTOR: CAMACHO MANTILLA, CRISTINA DE LOS ÁNGELES

**TEMA: “ESTRATEGIAS PARA SUPERAR EL IMPACTO DEL
COSTO BENEFICIO SUSCITADO POR EL CAMBIO DE
MODALIDAD CONTRACTUAL EN CONTRATOS ADMINISTRADOS
POR LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS”**

DIRECTOR: ECO. LOPEZ, ROSA

CODIRECTOR: ECO. LARA, JUAN

SANGOLQUÍ, OCTUBRE 2014

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
ESPE**

INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA, CPA

CERTIFICADO

Econ. Rosa López Mayorga y Econ. Juan Lara

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “**ESTRATEGIAS PARA SUPERAR EL IMPACTO DEL COSTO BENEFICIO SUSCITADO POR EL CAMBIO DE MODALIDAD CONTRACTUAL EN CONTRATOS ADMINISTRADOS POR LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS.**”, realizado por **Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla**, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas en el reglamento de estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

Debido a la pertinencia del estudio recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf). Autorizan a la señora egresada Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla, que lo entregue al Econ. Galo Acosta, en su calidad de Director de Carrera (E).

Sangolquí, 22 de Octubre de 2014

Econ. Rosa López Mayorga
DIRECTORA DE TESIS

Econ. Juan Lara
CODIRECTOR DE TESIS

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
ESPE

INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA, CPA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado **“ESTRATEGIAS PARA SUPERAR EL IMPACTO DEL COSTO BENEFICIO SUSCITADO POR EL CAMBIO DE MODALIDAD CONTRACTUAL EN CONTRATOS ADMINISTRADOS POR LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS.”**, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Sangolquí, 22 de Octubre de 2014

Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
ESPE**

INGENIERÍA EN FINANZAS Y AUDITORÍA, CPA

AUTORIZACIÓN

Yo, Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo **“ESTRATEGIAS PARA SUPERAR EL IMPACTO DEL COSTO BENEFICIO SUSCITADO POR EL CAMBIO DE MODALIDAD CONTRACTUAL EN CONTRATOS ADMINISTRADOS POR LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS.”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Sangolquí, 22 de Octubre de 2014

Cristina de los Ángeles Camacho Mantilla

DEDICATORIA

Todos y cada uno de los esfuerzos realizados te los dedico a ti Isabella, tu sonrisa, tu voz y tu vida son la inspiración para alcanzar cualquier sueño por más difícil que parezca. Eres el mejor motivo para seguir adelante, te amo.

Dedico este logro también a mi compañero, mi amigo, y mi gran amor, a mi esposo, con quien he formado un hogar lleno de comprensión y respeto, tu apoyo ha sido indispensable.

Y finalmente dedico la culminación de esta etapa a mis amados abuelitos, quienes han estado presentes en cada instante de mi vida y a los que nunca podré recompensar por su dedicación y amor, los amo papitos.

AGRADECIMIENTO

Gracias a la incansable labor de mis padres que desde niña me han inculcado la satisfacción del deber cumplido, la honestidad, la rectitud y la responsabilidad, en cada camino emprendido, mil gracias por tanto amor, paciencia y dedicación, todo se los debo a ustedes Papi y Mimi.

Gracias al amor fraterno e incondicional de mis dos hermanos, gracias a ustedes supe lo que es tener una feliz infancia y vivir lo divertido de las aventuras en la adolescencia, ahora hemos crecido, somos ya unos profesionales y seguimos tan unidos como cuando niños, los amo.

Gracias a la oportuna guía de todos mis profesores, sus conocimientos y sus valiosas experiencias forjan grandes profesionales y un agradecimiento especial a la Econ. Rosa López y al Econ. Juan Lara quienes con su gran capacidad y sabiduría me guiaron hasta la culminación de este proyecto.

En general gracias a toda mi familia, tíos, primos y amigos que han estado presentes apoyándome en todo momento.

ÍNDICE

CERTIFICADO DE DIRECTOR Y CODIRECTOR	i
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	ii
AUTORIZACIÓN PUBLICACIÓN BIBLIOTECA	iii
<i>DEDICATORIA</i>	iv
<i>AGRADECIMIENTO</i>	v
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	ix
RESÚMEN	xii
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. Identificación de la organización.	4
1.4.1. Razón social	4
1.4.2. Tipo de organización (pública, privada con o sin fines de lucro)	4
1.4.3. Sector de la industria o de servicio público de la que forma parte... 4	
1.4.4. Funciones, atribuciones y servicios que brinda la Secretaría de Hidrocarburos.	4

1.4.5.	Misión y Visión.....	6
1.4.6.	Objetivos Institucionales.....	7
1.4.7.	Matriz de Competencias.....	8
1.4.8.	Estructura orgánica.....	9
1.4.9.	Procesos agregadores de valor de la Secretaría de Hidrocarburos. .	10
1.5.	Metodología.....	11
CAPÍTULO II.....		14
2.	MARCO LEGAL, TEORICO Y CONCEPTUAL.....	14
2.1.	Marco Legal.....	14
2.2.	Marco Teórico.....	28
2.3.	Marco Conceptual.....	39
2.4.	Análisis comparativo.....	51
2.5.	Cálculo del Indicador COSTO BENEFICIO.....	51
2.6.	Síntesis de las variables de cada modalidad contractual.....	52
2.7.	Propuesta del modelo teórico, técnico y metodológico y el sustento doctrinario de la propuesta de estrategias para la mejora del indicador COSTO BENEFICIO.	52
CAPÍTULO III.....		54
3.	METODOLOGIA DE INVESTIGACION.....	54
3.1.	Metodología.....	54
3.2.	Proceso Cualitativo.....	57
3.3.	Tipo de Investigación.....	58

3.4.	Técnicas e Instrumentos utilizados.	58
3.5.	Análisis comparativo	60
3.6.	Indicador COSTO/BENEFICIO	60
CAPÍTULO IV		64
4. ANÁLISIS DE LA BASE LEGAL DE LA INVESTIGACION, LEY DE HIDROCARBUROS Y MODALIDADES CONTRACTUALES: CONTRATO DE PARTICIPACIÓN Y CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y CRITERIOS EMITIDOS POR LAS PARTES INVOLUCRADAS.....		64
4.1.	Ley de Hidrocarburos: Introducción y cambios a través de la historia.	64
4.2.	Reforma a la Ley de Hidrocarburos aprobada por la Asamblea Nacional el 27 de julio del 2010: Principales cambios realizados en la Ley de Hidrocarburos y artículos relevantes.	66
4.3.	Modalidades Contractuales: Introducción y cambio a través de la historia.	68
4.4.	Contrato de Participación.....	73
4.5.	Contrato de Prestación de Servicios	78
4.6.	Criterios emitidos por las partes involucradas: Entrevistas realizadas funcionarios con gran experiencia en la industria.	80
CAPÍTULO V.....		84
5. ANALISIS COMPARATIVO, CALCULO DEL COSTO/BENEFICIO PARA EL ESTADO Y PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA SUPERAR E INCREMENTAR EL BENEFICIO PARA EL ESTADO CON LA MODALIDAD CONTRACTUAL OPTIMA.		84

5.1.	Aplicación del Análisis Comparativo	84
5.1.1.	Cuadro comparativo del articulado relevante: Ley de Hidrocarburos.	84
5.1.2.	Cuadro comparativo del articulado relevante: Modalidades Contractuales.	89
5.2.	Aplicación del Análisis COSTO/BENEFICIO: Cálculo del indicador COSTO/BENEFICIO de las modalidades contractuales evaluadas.	92
5.3.	Selección del modelo contractual óptimo: Resumen ejecutivo con presentación de resultados y selección del modelo contractual óptimo para el Estado ecuatoriano (cálculos aplicados con datos de un proyecto tipo).....	93
5.4.	Propuesta de Estrategias para mejorar el indicador COSTO/BENEFICIO para el Estado en futuras negociaciones.	102
5.4.1.	Análisis FODA:.....	102
5.4.2.	Objetivo General	104
5.4.3.	Política.....	104
5.4.4.	Estrategias	104
CAPÍTULO VI		106
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
6.1.	Conclusiones	106
6.2.	Recomendaciones	109
Bibliografía		111
ANEXOS		112
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES		
Ilustración 1: Matriz de Competencias SHE		8

	x
Ilustración 2: Organigrama Estructural SHE.....	9
Ilustración 3: La Ruta del Petróleo	30
Ilustración 4: Producción de Petróleo a Nivel Nacional 2008-2011	32
Ilustración 5: Distribución de la Producción Nacional de Petróleo.....	33
Ilustración 6: Exportaciones de Crudo según Fuente	35
Ilustración 7: Ingresos Petroleros según Fuente año 2011	37
Ilustración 8: Ingresos Exportación de Crudo- Derivados de Petroecuador 2008-2011	37
Ilustración 9: Ingresos del PGE 2011	38
Ilustración 10: Proceso Cualitativo.....	57
Ilustración 11: Entrevista Tipo	59
Ilustración 12: Entrevista Gráfico Pregunta 1	80
Ilustración 13: Entrevista Gráfico Pregunta 2	80
Ilustración 14: Entrevista Gráfico Pregunta 3	81
Ilustración 15: Entrevista Gráfico Pregunta 4	81
Ilustración 16: Entrevista Gráfico Pregunta 5	82
Ilustración 17: Entrevista Gráfico Pregunta 6	82
Ilustración 18: Entrevista Gráfico Pregunta 7	83
Ilustración 19: Indicadores Económicos del BCE.....	96
 ÍNDICE DE ECUACIONES	
Ecuación 1: Valor Actual Neto.....	62
Ecuación 2: Tasa Interna de Retorno.....	62

Ecuación 3: Indicador Beneficio/Costo.....	63
Ecuación 4: Tasa por servicios	76
Ecuación 5: Factor promedio.....	77
Ecuación 6: Cálculo de la Participación del Estado, Contrato de Participación	94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Extracto de la Metodología de Investigación	12
Tabla 2: Características del Enfoque Cuantitativo y Cualitativo de la Investigación.....	54
Tabla 3: Tipos de Investigación.....	58
Tabla 4: Empresas inscritas para licitar año 1994	74
Tabla 5: Cuadro comparativo Ley de Hidrocarburos	84
Tabla 6: Cuadro comparativo Modalidades Contractuales.....	89
Tabla 7: Datos para el Cálculo del Modelo	93
Tabla 8: Parámetros para modelaje del Proyecto con Participación.....	94
Tabla 9: Resultados de la Modalidad de Participación.....	97
Tabla 10: Parámetros para modelaje del Proyecto con Prestación de Servicios	99
Tabla 11: Resultados de Modalidad de Prestación de Servicios	100
Tabla 12: Análisis FODA.....	103

RESÚMEN

En el año 2010 se culminó el proceso de renegociación de Contratos para la Exploración y Explotación Petrolera mismos que fueron modificados de Participación a Prestación de Servicios, en función a la Reforma a la Ley de Hidrocarburos. El objetivo de esta investigación es definir si la decisión tomada por el Estado fue acertada mediante el cálculo del indicador financiero BENEFICIO/COSTO y determinar estrategias para superar su impacto dentro de los ingresos petroleros del Estado ecuatoriano, para lo cual en principio se determinó la metodología de investigación y su enfoque; esta investigación tiene un enfoque Cualitativo Mixto y utiliza los instrumentos de la observación y de la entrevista. Inicialmente, se determinó el Marco Legal, Conceptual y Teórico, posterior a esto, se aplicó un análisis comparativo a los cambios realizados en el articulado relevante de la Ley de Hidrocarburos y en las cláusulas del Contrato de Participación y de Prestación de Servicios. Una vez definidas las diferencias sustanciales en el marco legal se aplicó las mismas en el modelo de cálculo de tarifa utilizado por la Secretaría de Hidrocarburos en las negociaciones con las compañías privadas, con la finalidad de comparar sus resultados, y en base a ellos determinar la modalidad contractual óptima para el Estado tomando el BENEFICIO/COSTO más alto. Una vez determinada la modalidad contractual óptima y tomando en cuenta los criterios emitidos por los expertos en la entrevista se procedió a realizar un análisis FODA para determinar las estrategias que deberán ser puestas en práctica en el corto plazo para superar el indicador BENEFICIO/COSTO. Como resultado la modalidad contractual óptima para el Estado es la de Prestación de Servicios, lo cual indica que la decisión tomada por el Gobierno fue acertada a corto plazo, ya que los criterios de los expertos indican que en el futuro se deberá cambiar esta modalidad por otra más atractiva para el inversionista con el fin de encontrar nuevas reservas y alargar la vida de la industria petrolera en el Ecuador.

PALABRAS CLAVE: PETRÓLEO, LEY HIDROCARBUROS, MODALIDAD CONTRACTUAL, ESTRATEGIAS, COSTO/BENEFICIO.

ABSTRACT

In 2010 the contracts renegotiating process for Petroleum Exploration and Exploitation, same that were modified from Production Sharing to Services Provision model, according to the Hydrocarbons Law reform, was completed. The objective of this research is to define whether the decision taken by the Ecuadorian state was successful by calculating the BENEFIT / COST financial index and identify strategies to overcome their impact within the oil revenues of the Ecuadorian state, for which in first instance the research methodology and its focus was determined. This research has a Joint Qualitative approach and employs the observation and interview tools. Initially the Legal, Conceptual and Theoretical Framework were determined, after this, a comparative analysis was applied to changes in the relevant articles of the applied Hydrocarbons Law and the terms of the Participation and Servicing Agreement. Once the substantial differences in the legal framework were defined, the same model was applied in the calculation of rate used by the Ministry of Hydrocarbons in negotiations with private companies, in order to compare their results, and based on them to determine the optimal contractual arrangement for the State on the highest PROFIT / COST index. After determining the optimal type of contract and taking into account the criteria issued by the experts in the interview, a SWOT analysis was used to determine the strategies that should be implemented in the short term to overcome the PROFIT / COST index. As final result, the optimal contractual arrangement for the state is the Services Provision model, which bears out that the decision taken by the Ecuadorian Government was successful in the short term, since the criteria of the experts explains that it should change in the future to other type of model, more seemly to investors in order to find new reserves and extend the life of the oil industry in Ecuador.

KEYWORD: OIL, OIL LAW, CONTRACT MODE, STRATEGIES, COST / BENEFIT.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

La Reforma a la Ley de Hidrocarburos aprobada por la Asamblea Nacional y publicada el 27 de julio del 2010, obligó al Estado y a las empresas extractoras de petróleo a renegociar los contratos para pasar del modelo de participación al de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, con el pago de una tarifa.

Según el artículo 6-A de la Ley de Hidrocarburos la Secretaría de Hidrocarburos constituye el administrador de los contratos suscritos a nombre del Estado ecuatoriano y lleva 3 años y medio funcionando con su agencia matriz ubicada en Quito, y dos oficinas desconcentradas en el oriente ecuatoriano, en la ciudades de Puyo y Macas.

Con la finalidad de que los recursos generados por la extracción petrolera se reviertan en obras que beneficien a la sociedad ecuatoriana en general se propuso el cambio de modalidad con la que se venía trabajando, debido a que según el gobierno nacional todos los recursos que se generaba del petróleo beneficiaban únicamente a las compañías privadas. La nueva modalidad de Contrato de prestación de servicios, que reemplazó al de participación, se dice, asegura al Estado el control del 100% de la producción, a cambio, el Gobierno paga una tarifa que fluctúa entre 35 y 41 dólares (según el caso de cada negociación).

En el Contrato de Participación en cambio, una parte del petróleo extraído pasaba a ser propiedad de la compañía. Y no se estipulaba un pago justo por los ingresos adicionales provenientes del incremento del precio del barril, teniendo en cuenta que en la negociación de estos contratos se estipuló un precio de \$30.00 por barril cuando en realidad se lo comercializaba en \$78.00.

El principal problema detectado en el ámbito petrolero es la repercusión social que éste conlleva, para lo cual el análisis a realizarse tendrá como objetivo determinar si la decisión de cambiar la modalidad fue acertada o no lo fue, y si en realidad el Estado se ha beneficiado y en cuánto lo ha hecho. Producto de este estudio nacerán las estrategias para mejorar el costo/beneficio para el Estado con una u otra modalidad hasta que se agoten las reservas hidrocarburíferas del país.

1.2. Justificación

Por la representatividad en el ámbito socio-económico y considerando que una de las principales fuentes que sustentan el Presupuesto General del Estado es la hidrocarburífera, se justifica este estudio en razón de que se establecerá la mejor estructura legal, técnica y económica para la industria hidrocarburífera.

El Art. 247 de la Constitución de la República expresa que “Son de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado los recursos no renovables... en general los productos del subsuelo... Estos bienes serán explotados en función de los intereses nacionales”.

En el manejo de los contratos petroleros vemos que a lo largo de la historia se han llevado a cabo varias modalidades contractuales, sin embargo lo importante es la situación actual del país, tanto en el aspecto ambiental y social como en el económico, y conocer a fondo la verdadera conveniencia de haber renegociado los contratos de Participación a Prestación de Servicios.

Analizaremos también la Reforma a la Ley de Hidrocarburos mediante la cual se establece el Margen de Soberanía y se mantienen los fondos como la Ley 10 y Ley 40.

Los resultados de esta investigación tiene impacto socio económico y beneficiará el establecimiento de normativa futura que regule la explotación del hidrocarburo, con la finalidad de que coadyuve a la economía del país y al sistema operante de las concesiones para la explotación del Petróleo; sobre estas bases se describirá las conclusiones y recomendaciones pertinentes,

pudiendo los funcionarios públicos correspondientes en el área, tomar en cuenta para asegurar el bienestar de la sociedad.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Determinar estrategias que mejoren el costo beneficio para el Estado, suscitado por cambio de modalidad contractual en contratos administrados por la Secretaría de Hidrocarburos, a través de un análisis comparativo entre contratos celebrados bajo la modalidad de participación y prestación de servicios.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Analizar la incidencia de la Reforma a la Ley de Hidrocarburos a través de un estudio general de sus artículos con la finalidad de conocer el sustento legal para el cambio de modalidad contractual.
- Determinar a través de un análisis teórico las principales diferencias en las cláusulas contractuales existentes entre el contrato de Participación y el de Prestación de Servicios, lo que permitirá estructurar el análisis comparativo.
- Recopilar la información técnica y económica (plan de actividades, presupuestos, costos, gastos e ingresos), de las tres empresas contratistas más grandes del sector hidrocarburífero que renegociaron sus contratos de Participación a Prestación de Servicios con el Estado ecuatoriano, para obtener la materia prima del análisis económico a realizarse.
- Seleccionar la mejor alternativa o modalidad contractual según el resultado del análisis que direccionen las estrategias pertinentes que deberá tomar el Estado ecuatoriano para normar y controlar las operaciones hidrocarburíferas procurando el mayor beneficio socioeconómico y ambiental.

1.4. Identificación de la organización.

1.4.1. Razón social

Secretaría de Hidrocarburos

1.4.2. Tipo de organización (pública, privada con o sin fines de lucro)

La Secretaría de Hidrocarburos es una institución pública, creada mediante la inclusión del artículo 6-A de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio de 2010.

1.4.3. Sector de la industria o de servicio público de la que forma parte.

“La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, es la entidad ecuatoriana encargada de ejecutar las actividades de suscripción, modificación y administración de áreas y contratos petroleros, así como de los recursos hidrocarburíferos del país. Fue creada el 27 de julio del 2010, mediante el artículo 6-A de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244.”
(Hidrocarburos)

1.4.4. Funciones, atribuciones y servicios que brinda la Secretaría de Hidrocarburos.

“Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SIL como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferas y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación

de las áreas y contratos petroleros. Para este efecto definirá las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

El representante legal de la Secretaría de Hidrocarburos será el Secretario de Hidrocarburos, designado por el Ministro Sectorial.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos, las siguientes:

- a. Suscribir, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;
- b. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;
- c. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;
- d. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;
- e. Mantener el Registro de Hidrocarburos;
- f. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;
- g. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;
- h. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- i. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos;

- j. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;
- k. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se reviertan al Estado, por mandato de esta Ley;
- l. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos;
- m. Emitir informe previo a la autorización del Ministerio Sectorial para la transferencia o cesión de derechos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las autorizaciones inherentes a las actividades de transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización, cuando corresponda;
- n. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- o. Las demás que correspondan de conformidad con esta Ley y el Reglamento.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Secretaría de Hidrocarburos, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Secretaría y sus Sub Secretarías que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

(Añadido por el artículo 6 del Decreto Ley Reformatorio a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, expedida en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010).”

1.4.5. Misión y Visión

Misión

“Estudiar, cuantificar y evaluar el patrimonio hidrocarburífero, promocionarlo, captar inversión nacional y/o extranjera; suscribir y administrar, de manera soberana, las áreas y contratos

hidrocarburíferos, con apego a la ley y a la ética, que contribuya de manera sostenida con el buen vivir de los ecuatorianos.”
(Hidrocarburos)

Visión

“Ser un referente institucional con altos niveles de transparencia, credibilidad y confiabilidad, con un talento humano probo e idóneo, que sobre la base de un desarrollo tecnológico, le permita ampliar el horizonte hidrocarburífero, revertir su declinación y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas con producción nacional de hidrocarburos.” (Hidrocarburos)

1.4.6. Objetivos Institucionales

- Optimizar la gestión del patrimonio hidrocarburífero.
- Consolidar la administración de las áreas asignadas y la contratación de prestación de servicios.
- Consolidar el nuevo Análisis Comparativo de Gestión de la administración del patrimonio hidrocarburífero.

1.4.7. Matriz de Competencias

SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS			
MATRIZ DE COMPETENCIAS			
Competencias	Facultad	Atribución	Nivel
<p>Exploración y Explotación</p> <p>Transporte y Almacenamiento</p>	<p>Control</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Administración de contratos hidrocarbúferos. • Aprobación de planes y programa técnico y económico para la correcta ejecución de actividades y contratos hidrocarbúferos. • Administrar el registro de hidrocarburos. • Fijar tasas de producción. • Informe previo a la autorización del MRNRR para transferencia o cesión de derechos de contratos o autorizaciones inherentes a actividades hidrocarbúferas. • Informe previo a la caducidad de contratos hidrocarbúferos. 	<p>CENTRAL</p> <p>(NO DISPONE DE NIVEL DESCENTRALIZADO)</p>
<p>Refinación e Industrialización</p> <p>Comercialización</p>	<p>Gestión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Suscripción de contratos hidrocarbúferos. • Evaluación de potencial hidrocarbúfero en las áreas no asignadas a las empresas públicas ni las que se exploran y explotan mediante contratos de prestación de servicios. • Diseño, evaluación y realización de estrategias de promoción hidrocarbúfera. • Administración de áreas hidrocarbúferas y asignarlas para su exploración y explotación. • Administración de la participación del estado en los volúmenes que le corresponda en los contratos. • Proponer y apoyar al MNRNRR en formulación de la política pública. • Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. 	

Ilustración 1: Matriz de Competencias SHE

Fuente: www.hidrocarburos.gob.ec

Elabora: la autora.

1.4.8. Estructura orgánica

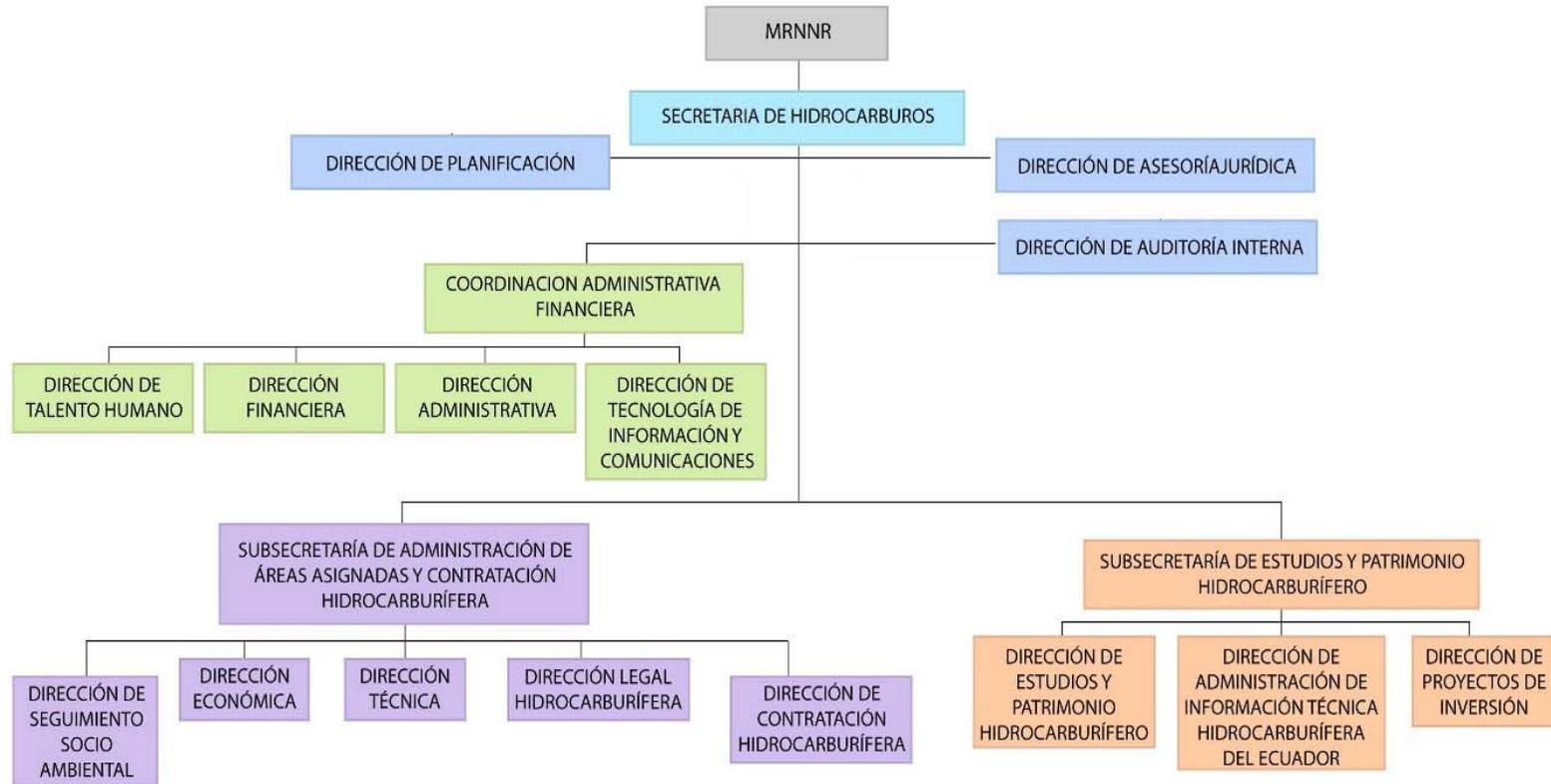


Ilustración 2: Organigrama Estructural SHE

Fuente: www.hidrocarburos.gob.ec

Elabora: la autora.

La Secretaría de Hidrocarburos es una entidad adscrita al Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, razón por la cual el Ministerio encabeza su Organigrama Estructural, los procesos de apoyo o administrativos los conforman las Direcciones de Planificación, Auditoría Interna, Asesoría Jurídica y la Coordinación Administrativa Financiera quienes dan soporte directo para que la Secretaría de Hidrocarburos pueda cumplir cabalmente sus funciones, y los procesos agregadores de valor los conforman la Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera y la Subsecretaría de Estudios y Patrimonio, los dos procesos son netamente técnicos y su principal objetivo es cumplir con las funciones y atribuciones asignadas a la institución establecidas en el Art. 6-A de la Ley de Hidrocarburos. Para esta investigación son los procesos agregadores de valor los más relevantes, a continuación su descripción:

1.4.9. Procesos agregadores de valor de la Secretaría de Hidrocarburos

SUBSECRETARÍA DE ADMINISTRACIÓN DE ÁREAS ASIGNADAS Y CONTRATACIÓN HIDROCARBURÍFERA

Encargada de administrar las áreas asignadas a las Empresas Públicas, administrar los contratos hidrocarburíferos y proporcionar el soporte técnico, económico y legal en procesos licitatorios y contratación hidrocarburífera.

SUBSECRETARÍA DE ESTUDIOS Y PATRIMONIO HIDROCARBURÍFERO

Encargada de estudiar, cuantificar y evaluar el patrimonio Hidrocarburífero, promocionarlo, captar inversión nacional y/o extranjera.

1.5. Metodología

En el libro Fundamentos teóricos para el proceso del diseño de un protocolo en una Investigación, Martínez Chávez, comenta que el método es un conjunto de procedimientos y procesos ordenados a un fin, que en este caso es el conocimiento científico, y por otro lado la metodología es el estudio del método siendo al mismo tiempo un análisis crítico de los métodos usados en las ciencias. (Martínez, 2014)

Con el fin de estructurar correctamente la investigación a desarrollar, se debe conocer los conceptos y diferencias entre Técnicas e Instrumentos, misma que, conforme Victor Hugo Abril, en su resumen Técnicas e Instrumentos de la Investigación, establece que las Técnicas constituyen el conjunto de mecanismos o medios dirigidos a recolectar, conservar, analizar y transmitir la información, mientras que los Instrumentos corresponden en si a los recursos mediante los cuales se aplicaran las Técnicas adecuadas para la recolección de la información. Las Técnicas serán de Investigación de Campo (información primaria), tales como: la observación, la entrevista, la encuesta, etc., y serán de Investigación Bibliográfica (información secundaria), tales como: técnica de fichaje, y técnicas de análisis de documentos.

El objetivo de esta investigación es obtener datos importantes sobre la gestión económica-histórica y compararla con la actual, lo que servirá de guía para la toma de decisiones.

Esta investigación corresponde a un enfoque mixto según Hernández Sampieri en su libro Metodología de la Investigación, por lo que se deberá aplicar métodos tanto cualitativos como cuantitativos, razón por la cual la metodología a utilizarse en general será la siguiente:

Análisis de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, para realizar un comparativo general de las cláusulas contractuales de los Contratos de Participación como de Prestación de Servicios, identificando sus principales diferencias.

Una vez identificadas las diferencias contractuales se procederá a realizar un análisis netamente económico comparando los ingresos del Estado y de las Compañías Privadas con la anterior modalidad contractual y los ingresos con la nueva modalidad, es importante también comparar los indicadores VPN, TIR Y B/C con las dos modalidades para identificar cuál es la más adecuada para el Estado ecuatoriano.

La Metodología de la Investigación será la siguiente:

Tabla 1: Extracto de la Metodología de Investigación

Sujetos:	La muestra la conformaran el grupo de Compañías Privadas que renegociaron sus contratos con el Estado Ecuatoriano.
Técnicas e Instrumentos:	<ul style="list-style-type: none"> • Técnica de Investigación de Campo <ul style="list-style-type: none"> ○ Observación del proceso de negociación. ○ Entrevistas al personal de la SHE. ○ Información estadística de la SHE, BCE y MRNNR. ○ Técnicas de muestreo estadístico • Técnica de Investigación Bibliográfica <ul style="list-style-type: none"> ○ Investigación Histórica y bibliográfica. ○ Análisis comparativo teórico y económico-financiero.
Diseño:	<ul style="list-style-type: none"> • El diseño de la investigación estará dado por una estructura teórica y práctica, en principio el marco teórico estará dado por la base legal vigente, la información recolectada por medio de observación y entrevistas a las personas involucradas y la normativa aplicable. • Y la estructura práctica vendrá con la información cuantitativa que proporcione el proyecto analizado y el Estado ecuatoriano a través de la Secretaria de

CONTINÚA



Hidrocarburos. (observación activa)**Procedimientos
y Cronología:**

1. Selección y recopilación de la Base legal y la Normativa vigente aplicable. (La Constitución, Ley de Hidrocarburos, etc.)
2. Selección del proyecto a ser analizado. (mismo que deberá contar con los mismos parámetros bajo condiciones distintas).
3. Recopilación de la información base del análisis (los Contratos de Participación y de Prestación de Servicios.)
4. Análisis comparativo del articulado tanto de la Ley de Hidrocarburos como de los Contratos.
5. Recopilación de la información técnica económica que será la base del análisis comparativo económico financiero.
6. Determinación del BENEFICIO/COSTO en las dos modalidades contractuales.
7. Presentación de Resultados.
8. Selección de la mejor opción y determinación de estrategias para mejorar el BENEFICIO/COSTO actual.
9. Conclusiones y Recomendaciones.

Fuente: la autora.

Elabora: la autora.

CAPÍTULO II

2. MARCO LEGAL, TEORICO Y CONCEPTUAL

2.1. Marco Legal

La Constitución de la República en su Cap. V, Art. 313 manifiesta “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia...”, en Art.315 indica “El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas...”, el Art. 316 indica “El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tengan mayoría accionaria...”, el Art 317 “Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales; y minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico”. En el Cap. II Biodiversidad y Recursos Naturales Art. 407 manifiesta “Se prohíbe la actividad extractiva de recursos no renovables en las áreas protegidas y en zonas declaradas como intangibles, incluida la explotación forestal. Excepcionalmente dichos recursos se podrán explotar a petición fundamentada de la Presidencia de la República y previa declaratoria de interés nacional por parte de la Asamblea Nacional, que, de estimarlo conveniente, podrá convocar a consulta popular.”, en su Art. 408 expresa “Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable de Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico. Estos

bienes solo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución. El Estado participará en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota. El Estado garantizará que los mecanismos de producción, consumo y uso de los recursos naturales y la energía preserven y recuperen los ciclos naturales y permitan condiciones de vida con dignidad.” Y por último en su Art. 413 la Constitución de la República expresa “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”.

En lo que respecta a la Ley de Hidrocarburos todo su articulado es importante, sin embargo se rescata y extrae el articulado directamente relacionado con esta investigación, en el Cap. I Disposiciones Fundamentales su Art. 2 nos indica “El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País.

Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 (316, inc. 2) de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción

marginal actualmente explotados por PETROPRODUCCIÓN, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional.

Son campos marginales aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de

PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos será realizada por el Comité de Licitaciones previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas.

Las adjudicaciones procurarán tomar en consideración:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área;
- b) Garantía de producción mínima, o;
- c) Costos de producción.

Las obras o servicios específicos que PETROECUADOR tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o de servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales.

Con este propósito PETROECUADOR divulgará en forma oportuna y permanente los programas de obras y servicios que deba realizar. El régimen financiero de PETROECUADOR, cuando intervenga en cualquier fase de la industria petrolera, a través de filiales o celebrando contratos de cualquier naturaleza, será el establecido en su Ley Especial.

El Presidente de la República destinará de los ingresos netos que se originen en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los recursos necesarios a fin de formar un fondo permanente de inversión para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos. Este fondo será administrado por la Secretaría de Hidrocarburos, bajo la supervigilancia de la Contraloría General del Estado.”

Art. 4 “Se declara de utilidad pública la industria de hidrocarburos en todas sus fases, esto es, el conjunto de operaciones para su obtención, transformación, transporte y comercialización. Por consiguiente, procede la expropiación de terrenos, edificios, instalaciones y otros bienes, y la constitución de servidumbres generales o especiales de acuerdo con la Ley, que fueren necesarias para el desarrollo de esta industria.” Cap. II Dirección y Ejecución de la Política de Hidrocarburos, Art. 6 “(Sustituido por el Art. 3 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley; el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.” Art. 12 “(Reformado por el Art. 18 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII- 2010).- En la Secretaria de Hidrocarburos se conservará el Registro de Hidrocarburos, en el que deberán inscribirse:

- a) Las escrituras de constitución, prórroga o disolución de las empresas petroleras de nacionalidad ecuatoriana;
- b) Los instrumentos de domiciliación en el Ecuador de las empresas petroleras extranjeras;
- c) Los contratos sobre hidrocarburos que haya suscrito el Estado o celebre la Secretaría de Hidrocarburos;
- d) Las cesiones parciales o totales de los derechos establecidos en los contratos antes señalados;

e) Los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras; y,

f) Las declaraciones de caducidad.

Para inscribir en este Registro a las empresas de nacionalidad ecuatoriana o el domicilio de las extranjeras, deberán haber cumplido las disposiciones de esta Ley, las de la Ley de Compañías, las del Código de Comercio y demás disposiciones legales pertinentes.

Luego de efectuar la inscripción, se archivará copia certificada de las escrituras públicas o de las protocolizaciones que se presentaren.

El Ministerio cuando estime necesario podrá ordenar que se archive cualquier documento que se refiera a la situación legal de las empresas contratistas.”, Art. 6-A “Secretaría de Hidrocarburos (SH).- (Agregado por el Art. 6 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SH, como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarbúricos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros. Para este efecto definirá las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

El representante legal de la Secretaría de Hidrocarburos será el Secretario de Hidrocarburos, designado por el Ministro Sectorial.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos, las siguientes:

a. Suscribir, a nombre del listado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;

b. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;

c. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;

d. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;

e. Mantener el Registro de Hidrocarburos;

f. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;

g. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;

h. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;

i. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos;

j. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;

k. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se reviertan al Estado, por mandato de esta Ley;

l. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos;

m. Emitir informe previo a la autorización del Ministerio Sectorial para la transferencia o cesión de derechos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las autorizaciones inherentes a las actividades de transporte, almacenamiento, v comercialización, cuando industrialización corresponda;

n. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y.

o. Las demás que correspondan de conformidad con esta Ley y el Reglamento. El Reglamento Orgánico Funcional de la Secretaría de Hidrocarburos, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Secretaría y sus Sub Secretarías que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.”, Cap. III Formas Contractuales Art. 12-A “Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 (316, inc. 2) de la Constitución Política de la República, 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 la producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, 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.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos.

En caso de devolución o abandono total del área del contrato por la contratista, nada deberá el Estado y quedará extinguida la relación contractual.

Art. 13.- “(Reformado por el Art. 18 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII- 2010).- Son contratos de asociación, aquellos en que la Secretaría de Hidrocarburos contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes. En el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá la Secretaría de Hidrocarburos a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.”

Art. 14.- “En los contratos de asociación se acordará la escala de participación de cada una de las partes en los resultados de la producción. Si la empresa asociada realizare gastos o inversiones superiores a los mínimos estipulados, no se alterará la escala de participación en los resultados de la producción que se hubiese fijado en el contrato de asociación.”

Art. 15.- “(Reformado por el Art. 18 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-

2010).- En los contratos de asociación se estipulará, cuando menos, sobre lo siguiente:

- a) Los órganos directivos y de administración;
- b) El plazo de duración del contrato;
- c) Las obligaciones mínimas de inversión y de trabajo;
- d) Las regalías, primas, derechos superficiarios, obras de compensación y otras obligaciones similares;

- e) Las garantías que debe rendir la empresa asociada para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones;
- f) La extensión y la forma de selección de las áreas de explotación;
- g) Los derechos, deberes y responsabilidades del operador;
- h) Las relaciones de los asociados en la etapa de producción; e,
- i) Las formas, plazos y otras condiciones de las amortizaciones.

En todo contrato de asociación se establecerá el derecho de la Secretaría de Hidrocarburos de adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidos en esos contratos y en los activos adquiridos por los contratistas para los propósitos de dichos convenios. El pago del valor de los derechos adquiridos y obligaciones correspondientes se realizará de acuerdo con los términos y condiciones a ser determinados por las partes.”

Art. 16.- “(Sustituido por el Art. 7 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. De los

ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados. La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones. El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país. El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR. Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes. Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal. La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación.”

Art. 17.- “(Sustituido por el Art. 5 de la Ley 101, R.O. 306, 13-VIII-1982).- Los contratos de obras o servicios específicos a que se refiere el inciso segundo del Art. 2 son aquellos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para PETROECUADOR, obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley.”

Art.- “(Agregado por el Art. 6 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-1993; y, reformado por los Arts. 18 y 22 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Además de las formas contractuales establecidas en el artículo 3, bajo la modalidad de contratos de operación, si conviniere a los intereses del Estado, la Secretaría de Hidrocarburos podrá contratar con empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en la materia, legalmente establecidas en el país, las que podrán formar entre sí asociaciones, la construcción y operación de oleoductos, poliductos, y gasoductos principales, terminales y plantas de procesamiento de hidrocarburos. Los poliductos, gasoductos, terminales y plantas de procesamiento podrán ser entregados para que sean operados por los contratistas. Al término del contrato para construcción y operación de las obras indicadas, se aplicará lo dispuesto en el artículo 29, inciso segundo. De ser necesario, PETROECUADOR, promoverá, negociará, celebrará y administrará los contratos para la construcción y operación de la ampliación del actual Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), incluyendo los ramales que fueren necesarios para el transporte del petróleo crudo de la región amazónica hacia los terminales de exportación y centros de industrialización del país. La operación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), caso de ser ampliado, podrá también ser asumida a través de un consorcio en el que participe PETROECUADOR. La adjudicación la hará el Comité de Licitaciones. PETROECUADOR pagará a los operadores de terminales y plantas de procesamiento de acuerdo a lo convenido entre las partes en el respectivo contrato.”

Art. 18.- “(Reformado por el Art. 24, lit. n de la Ley 45, R.O. 283, 26-IX-1989).- Las compañías de economía mixta que formare PETROECUADOR con los objetos señalados en los artículos 2 y 3, se sujetarán a las disposiciones de la Ley de Compañías y demás leyes pertinentes, en cuanto a su constitución y funcionamiento. El contrato social contemplará las estipulaciones sobre los puntos o materias enunciados en el artículo 15.”

Art. 18-A.- “(Agregado por el Art. 36 del Decreto Ley 2000-1, R.O. 144-S, 18-VIII-2000).- Son contratos de gestión compartida aquellos que suscriba el

Estado ecuatoriano a través de Petroecuador, con empresas públicas o privadas nacionales o extranjeras o consorcios de empresas, con el propósito de incrementar y optimizar la producción de hidrocarburos, maximizar la recuperación de sus reservas y realizar actividades de exploración y explotación en el área del contrato.

Art. 18-B.- “(Agregado por el Art. 36 del Decreto Ley 2000-1, R.O. 144-S, 18-VIII-2000; y, reformado por el Art. 22 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- El contrato será adjudicado por el Comité de Licitaciones, previa licitación pública internacional, sobre la base del Sistema Especial de Licitación al que se refiere el artículo 19 de esta ley, a favor de la empresa o consorcio de empresas que ofreciere la mayor participación para el Estado. El porcentaje de participación del Estado se incrementará en función del aumento de la producción. Las bases de licitación determinarán los requisitos y condiciones mínimas para la calificación de las empresas o consorcio de empresas participantes, entre los cuales se establecerá el pago de un bono al Estado.”

Art. 18-C.- “(Agregado por el Art. 36 del Decreto Ley 2000-1, R.O. 144-S, 18-VIII-2000).- La empresa o consorcio seleccionado deberá realizar, por su cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para el cumplimiento del objeto del contrato, hasta el punto de fiscalización. A partir de este punto se dividirán, entre las partes, la producción y todos los costos relacionados con su participación en la producción. De la participación del Estado se pagarán las regalías correspondientes a la producción total fiscalizada, así como el impuesto aplicable a la producción para el Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico. La empresa seleccionada o cada empresa que forme el consorcio seleccionado, deberá pagar el impuesto a la renta que le corresponda de conformidad con la ley. La devolución o abandono del área del contrato dará lugar a su terminación, sin que el Estado deba indemnizar suma alguna a la empresa o consorcio seleccionado.”

Art. 19.- “(Sustituido por el Art. 8 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII- 2010).- La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estad tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos. Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento. Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones de conformidad con la Constitución y la Ley. Para las licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica. Las resoluciones del Comité de Licitaciones causan ejecutoria.

Art. 20.- “(Sustituido por el Art. 7 de la Ley 101, R.O. 306, 13-VIII-1982; reformado por el Art. 8 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-1993; y, por el Art. 18 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Cada contrato para exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, comprenderá un bloque con una superficie terrestre no mayor de doscientas mil hectáreas dividido en lotes de superficie igual o menor a veinte mil hectáreas cada uno, de acuerdo con el trazado del Instituto Geográfico Militar; o un bloque con una superficie marina no mayor de cuatrocientas mil hectáreas dividido en lotes de superficie igual o menor a cuarenta mil hectáreas, de acuerdo con el trazado del Instituto Oceanográfico de la Armada. Los lotes deberán ser de forma rectangular, con dos de sus lados orientados en dirección norte sur, salvo cuando los límites naturales o de otras áreas reservadas o contratadas lo impidan. Al término del período de exploración la contratista podrá retener solamente las áreas en donde se hubieren descubierto hidrocarburos comerciales, en lotes completos, seleccionados en la forma que se establezca en el plan de desarrollo, a menos que la contratista convenga con la Secretaría de Hidrocarburos, realizar nuevas actividades exploratorias en los tres primeros

años del período de explotación. Si la contratista no realiza las actividades exploratorias comprometidas o no descubre yacimientos comerciales, deberá entregar al Estado las áreas retenidas. También revertirán al Estado los campos descubiertos en el período de explotación cuya productividad de hidrocarburos esté comprobada y que no hayan sido desarrollados y puestos en producción dentro de los (5) años siguientes a la aprobación del plan de desarrollo del área. Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, dada la naturaleza de su relación contractual, no están sujetos a lo establecido en el inciso precedente.”

Art. 21.- “(Reformado por el Art. 8 de la Ley 101, R.O. 306, 13-VIII-1982; por el Art. 1 del D.L 24, R.O. 446, 29-V-1986, por el Art. 19 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-1993; y, por el Art. 22 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Si conviniere a los intereses del Estado, el Comité de Licitaciones, podrá adjudicar más de un contrato a un mismo contratista. En caso de que un mismo contratista suscriba más de un contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, para efectos del pago del impuesto a la renta, no podrá consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias originadas en otro.”

Art. 22.- “(Reformado por el Art. 19 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII- 2010).- Todo contratista o asociado que devolviera áreas al Estado, estará obligado a entregar a la Secretaría de Hidrocarburos todos los antecedentes, registros y estudios de carácter geológico, geofísico, de perforación o de cualquier naturaleza, relativos a las áreas devueltas.”

Art. 23.- “(Sustituido por el Art. 9 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-1993; y, reformado por el Art. 18 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación del petróleo crudo, el período de exploración durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. La operación deberá comenzar y continuar en el terreno dentro de los seis (6) primeros meses a partir de la inscripción del

contrato en el Registro de Hidrocarburos, inscripción que tendrá que realizarse dentro de los treinta (30) días de suscrito el contrato. El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogables por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a lo que se establezca en el plan de desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado. Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación de gas natural, se establecerán los términos y las condiciones técnicas y económicas de acuerdo a lo previsto en esta Ley en lo que fuere aplicable. El período de exploración podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. Posterior al período de exploración y antes de iniciar el período de explotación, la contratista tendrá derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura necesarios para el efecto, cuya duración será de cinco (5) años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que la contratista, por sí sola o mediante asociación con terceros, comercialice el gas natural descubierto. El período de explotación de estos contratos podrá durar hasta veinte y cinco (25) años, prorrogables por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a los intereses del Estado. La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.”

2.2. Marco Teórico

“El liderazgo de la gestión petrolera, inició el 27 de julio de 2010 cuando entró en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, un mes después de ser enviada por el Ejecutivo a la Asamblea Nacional” (Juan Herrera, 2012), ésta ley introdujo el cambio del modelo de contrato de participación a uno de prestación de servicios, la diferencia radica en que este último reconoce a las empresas privadas una tarifa única por barril extraído.

El Grupo “FARO” presenta en su revista Lupa Fiscal una compilación de las cifras de cada una de las fases de la cadena de valor petrolera con los rubros del proceso de generación y distribución de ingresos petroleros en 2011,

vigente hasta la presente fecha, también se analiza la forma de registro de los nuevos ingresos petroleros que supuso el cambio de modelo contractual. Adicionalmente se analiza tres secciones: La primera recoge la información estadística de las diferentes fases de la cadena de valor, la segunda identifica los rubros que representan ingresos de la actividad petrolera, en donde se destaca la forma en que se registran las exportaciones petroleras, mismas que las realizan en un 100% las empresas públicas. Y en la tercera parte se indaga sobre cómo los ingresos petroleros financian el Presupuesto General del Estado (PGE). Sobresaliendo la participación de los recursos destinados a cubrir el déficit de derivados de consumo interno, que representan un 10% del total del PGE.

Conforme lo manifestado por Juan Herrera, considero que este análisis conformara un marco teórico-práctico adecuado y además complementara adecuadamente esta investigación.

La ruta del petróleo inicia con su explotación realizada por la Empresa Pública EP Petroecuador, Petroamazonas EP (PAM EP) y las compañías privadas (FASE 1), sobre todo en la región Amazónica. Una vez extraído el crudo, se lo transporta desde su lugar de explotación hacia el centro de fiscalización a través de un sistema de oleoductos, donde se cuantifica el crudo producido por cada empresa.

Posteriormente, se lo transporta mediante el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP, que opera desde 2003) y el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) (FASE 2).

El crudo transportado tiene dos destinos: una parte se entrega a las refinerías para su industrialización (FASE 3) y otra se entrega en los diferentes puertos para proceder a su exportación (FASE 4).

Por otro lado, debido a que la demanda interna de derivados del país es mayor a la cantidad producida por las refinerías, se importan derivados desde diferentes destinos (FASE 5), los cuales se suman a los producidos en

refinerías locales y son comercializados por EP Petroecuador y por compañías privadas a lo largo del Ecuador (FASE 6).

Esta dinámica petrolera se puede observar en el Gráfico 2.1, el cual contiene las estadísticas generales de cada fase para el año 2011.

GRÁFICO 1: MOVIMIENTO PETROLERO DURANTE EL AÑO 2011 (CIFRAS EN MILLONES DE BARRILES)



Ilustración 3: La Ruta del Petróleo

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

La primera sección analiza la Cadena de Valor del Petróleo, la producción nacional de crudo durante 2011 fue superior en seis millones de barriles a la registrada en el año 2010 (183 y 177 millones de barriles respectivamente). De esta cifra, el 40% fue la producción de EP Petroecuador, que incluía el Bloque 1 y la producción de Río Napo (Campo Sacha). El 31% corresponde a las operaciones de PAM EP y el 29% restante es la producción de las empresas privadas pues representa 52 millones de barriles, como se puede observar en el Gráfico 2.2.

El incremento en la producción obedece, entre otros factores, a la inclusión de nuevos campos y pozos al inventario de explotación nacional, principalmente por parte de EP Petroecuador y PAM EP, además de la negociación para realizar alianzas estratégicas con compañías privadas que poseen la tecnología necesaria para optimizar la recuperación de cuatro campos maduros (Shushufindi, Auca, Cuyabeno y Libertador). En el Gráfico 2.2 se puede apreciar un importante incremento de la producción de PAM EP que sucedió en 2011 respecto a 2010 (se produjeron 15 millones de barriles más)

principalmente debido a que las operaciones de los bloques 7, 18 y 21 se revirtieron al Estado y por el inicio de operaciones del campo Pañacocha. Adicionalmente, a partir de 2009, opera la empresa mixta Río Napo, conformada por capital venezolano (PDVSA - 30%) y ecuatoriano (EP Petroecuador - 70%), cabe indicar que estas acciones ahora pertenecen a PAM EP ya que en noviembre de 2012 entro en vigencia la fusión entre PAM EP y Petroecuador, mediante la formalización del decreto ejecutivo 1351-A.

El nivel de producción de crudo de las empresas públicas se incrementó en el 2011 en un 17% con respecto al año 2010. Este aumento obedece a incrementos durante el año 2011 en la producción de EP Petroecuador y PAM EP respecto a 2010 en 8 y 28% respectivamente y a la reducción de la producción de Río Napo en 2% respecto a 2010.

Estos cambios en la producción se deben a que varios campos operados anteriormente por empresas privadas se revirtieron al Estado y por el incremento del nivel de exploración.

EP Petroecuador en 2011 registró un incremento de cuatro millones de barriles con respecto al año anterior (Gráfico 2.2). Este aumento se debió, en parte, a la incorporación del campo Drago y los resultados positivos del campo Auca.

PAM EP estimó que, en 2011, su producción ascendería a 159.694 barriles diarios en promedio, pero el objetivo no fue alcanzado. Diariamente, se reportó una producción promedio de 156.764. Esta reducción se debió al declive de la producción, el incremento de aguas de perforación y problemas operativos.

GRÁFICO 2: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A NIVEL NACIONAL DURANTE EL PERÍODO 2008 – 2011 (MILLONES DE BARRILES)

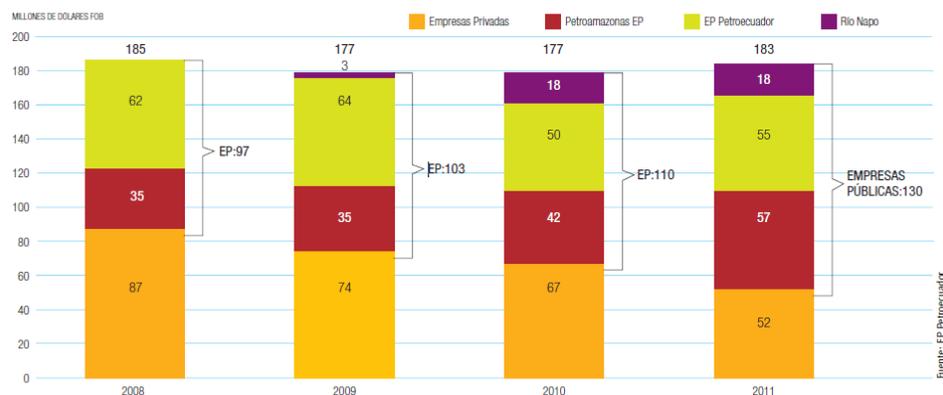


Ilustración 4: Producción de Petróleo a Nivel Nacional 2008-2011

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

En el caso de las Compañías privadas como resultado de la renegociación contractual hacia un modelo único de prestación de servicios, las siguientes empresas tuvieron que abandonar el país debido a que no llegaron a un acuerdo con el Estado: PETROBRAS (Brasil), Canadá Grande (Corea del Sur), EDC (Estados Unidos), CNPC Amazon (China). En consecuencia, la participación privada en la producción disminuyó en 17 millones de barriles, registrándose una producción total de 52 millones durante 2011. Del total de empresas privadas que operaron en el país durante 2011, REPSOL y ANDES Petroleum fueron las de mayor producción como se observa en el Gráfico 2.3. En este, se puede apreciar la disminución de la producción total del año, debido a la salida en 2010 de TLC y PERENCO. En total, las empresas privadas produjeron 67 millones en 2010, cifra que se redujo a 52 millones en 2011 (lo cual representó aproximadamente 22% menos).

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO POR PARTE DE LAS EMPRESAS PRIVADAS (PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN)

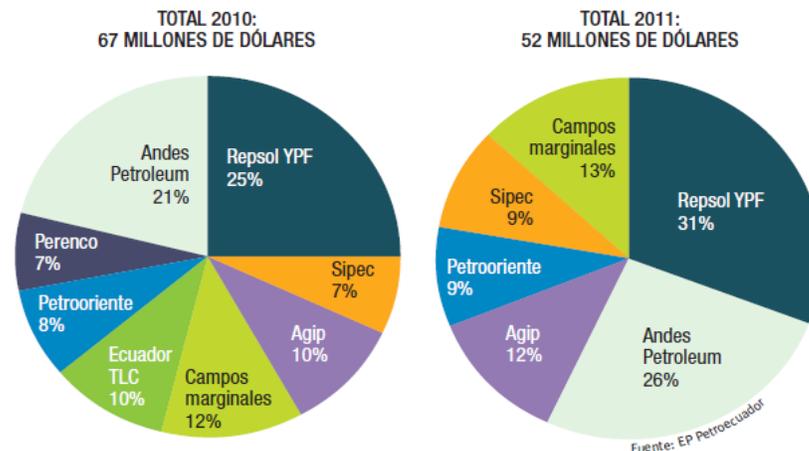


Ilustración 5: Distribución de la Producción Nacional de Petróleo

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

NOTA: Campos Marginales (Armadillo, Charapa, Eno Ron, Ocano Pena Blanca, Chanangué, Singue)

Parafraseando lo manifestado por Herrera (autor del estudio realizado por el grupo FARO), la FASE 2 de la ruta del petróleo es el transporte, el transporte de crudo se realiza a través del SOTE y del OCP. En 2011 se transportaron, en promedio, 476.855 barriles diarios en total; de los cuales, 345.169 fueron transportados por el SOTE y 131.686 por el OCP. En total, durante 2011 se trasladaron 174 millones de barriles (126 por el SOTE y 48 por el OCP). Por otro lado, es importante mencionar que la capacidad de transporte, tanto del SOTE como del OCP son superiores al nivel de crudo actual transportado (360.000 y 450.000 barriles diarios respectivamente). Dentro de la etapa de transporte existe otro punto a ser considerado, que es el consumo de crudo en las estaciones de bombeo. En 2011 se consumieron 694.723 barriles, que equivale al 0.4% del total de la producción nacional anual. Este consumo se dio en las estaciones de Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta y Quininde, siendo la estación de Papallacta la de mayor consumo, seguida por Baeza.

La FASE 3 y FASE 4 corresponde a la Producción e Importación de Derivados, si bien Ecuador es el sexto exportador de petróleo en América Latina (Arriagada, 2006), también es importador parcial de derivados debido a que sus refinerías no tienen la capacidad de procesar el total de crudo que se produce, por lo que es necesaria su importación. Esto se evidenció en 2011 debido a que, del total de crudo producido (183 millones de barriles), según datos del Banco Central del Ecuador, se exportó el 67% y se entregó a las refinerías el 33% restante para su procesamiento. La estructura de refinación en el país está conformada por cuatro refinerías: Esmeraldas, Libertad, Amazonas y Lago Agrio, en donde se generan los derivados para el consumo interno y exportación. Durante el año 2011, en la Refinería de Esmeraldas se produjo el 60% de los derivados del país, seguido de las refinerías La Libertad (26%), Amazonas (10%) y finalmente Lago Ario, cuya producción es marginal.

La Exportación de crudo y derivados corresponde a la FASE 5 en la ruta del petróleo, debido a que la cantidad de crudo producido en el país es superior al consumo interno y a la capacidad de sus refinerías, gran parte del crudo se exporta, de igual manera, una parte de los derivados que se obtienen en las refinerías nacionales que no se utilizan para consumo interno.

“A raíz de la renegociación de contratos, cambió la manera en que se registran las exportaciones, principalmente debido a que las empresas privadas exportaban directamente el crudo que les correspondía por sus contratos de participación; por esta razón a raíz de la reforma, la Secretaría de Hidrocarburos pasó a ser la encargada del pago de la tarifa en especie (barriles de petróleo) a las empresas privadas y ha sido la responsable del registro de las exportaciones que se generan. Este cambio se puede observar en el Gráfico 2.4, en el cual se aprecia que durante los años 2009 y 2010, las empresas privadas exportaron directamente 36 y 31 millones de barriles respectivamente. En 2011, se observa el incremento significativo de las exportaciones directas debido a que el Estado pasó a ser el único dueño del crudo exportado. Por otro lado, se observa el nuevo rubro de exportaciones denominado: “Secretaría de

Hidrocarburos (pago de tarifa)”, valor que corresponde al pago que realizó la Secretaría de Hidrocarburos a cada empresa privada, en especie, durante 2011. De igual manera, el Gráfico 2.4 muestra la reducción en 2011 de las exportaciones por regalías de 43,3 millones de barriles a 15,8. Esto se debe principalmente a que este rubro contenía en 2010 la cantidad de barriles exportados provenientes de los contratos de participación. Finalmente, se observa que pese a la reforma, las compañías privadas exportaron directamente 0,4 millones de barriles durante 2011. Esto se debe a que durante los primeros meses del año 2011, las compañías privadas todavía mantenían un saldo de sus contratos de participación respecto a 2010. En resumen, a partir de 2011 se creó el nuevo rubro de exportaciones “Secretaría de Hidrocarburos (tarifa)”, que incluye la cantidad de barriles que se pagaron a las compañías privadas por concepto de la tarifa. A partir de ese año no se registraron las exportaciones directas de compañías privadas, a excepción de los 0,4 millones de barriles correspondientes a saldos anteriores. En términos generales, durante el año 2011 se exportaron 122 millones de barriles de crudo (incluyendo el pago de tarifa), cifra menor en 2% respecto a las exportaciones del año 2010.” (Juan Herrera, 2012).

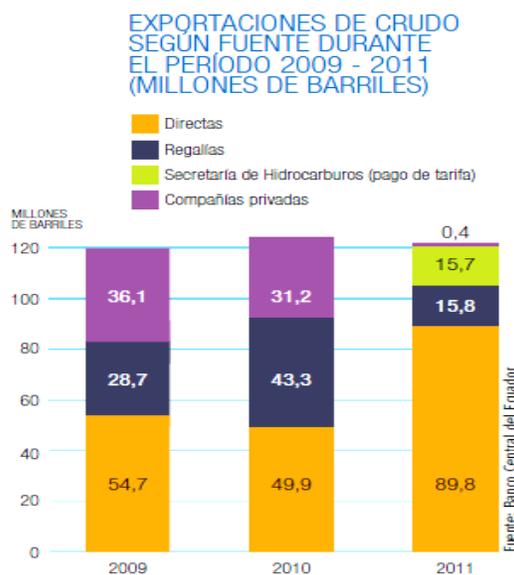


Ilustración 6: Exportaciones de Crudo según Fuente

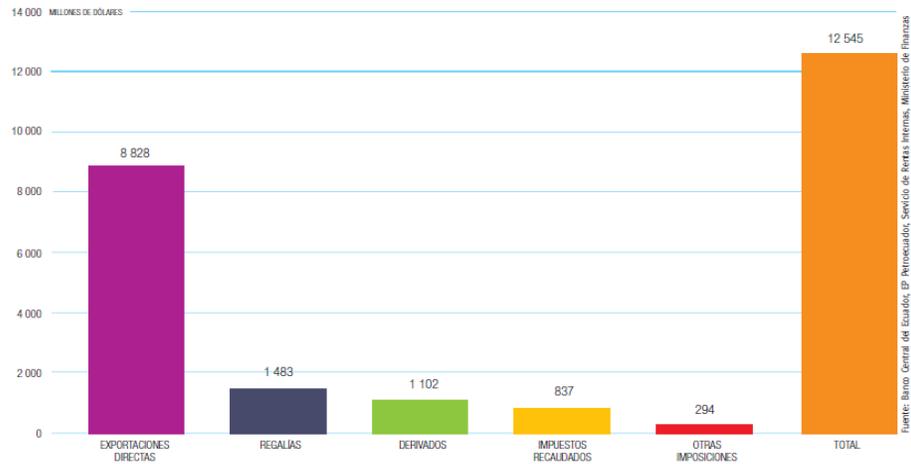
Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

En lo referente a la FASE 6, EP Petroecuador es la empresa encargada de la comercialización interna de derivados, la cual se realiza a través de las cadenas distribuidoras a lo largo del país, varias empresas privadas realizan esta actividad también. En 2010, las empresas privadas comercializaron el 66% de los derivados a nivel nacional, mientras EP Petroecuador comercializó el 34%, para el año 2011, esta diferencia se redujo incrementándose la participación de Petroecuador en la comercialización de derivados. Tanto la empresa estatal como las privadas comercializan productos similares en respuesta a la demanda de los consumidores, existen algunos productos que no son comercializados por las empresas privadas como: absorber, avgas, nafta base, azufre y gas natural. Los bienes de mayor demanda son el diésel y la gasolina extra. Otro derivado con demanda considerable es el GLP (gas licuado de petróleo), el cual es comercializado casi en su totalidad por las empresas privadas.

Dentro de la segunda sección trataremos la Conformación de los Ingresos Petroleros, estos ingresos provienen de distintas fuentes, la industria mantiene estrecha relación con la economía nacional porque genera ingresos directos e indirectos, la principal fuente es la exportación de crudo y derivados. Además de este rubro existen ingresos que no se registran como petroleros, pero que provienen de esta actividad, como son: Las ganancias extraordinarias, el fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico, rentas sustitutivas, utilidades de las empresas privadas que se revierten al Estado, impuestos generados por la industria, entre los más importantes, a continuación se detalla la conformación de estos ingresos durante el año 2011 en los tres grupos: exportación de crudo y derivados, impuestos recaudados y otras imposiciones.

GRÁFICO 18: INGRESOS PETROLEROS SEGÚN FUENTE DURANTE EL AÑO 2011 (MILLONES DE DÓLARES)



6 Ley del Fondo de Desarrollo de las Provincias de la región amazónica publicada en el Registro Oficial 676 del 3 de mayo de 1991. Fue reformada en el COOTAD, que se publicó en el Registro Oficial suplemento 303 del 19 de octubre de 2010. Registro Oficial 222 del 1 de diciembre de 2003.

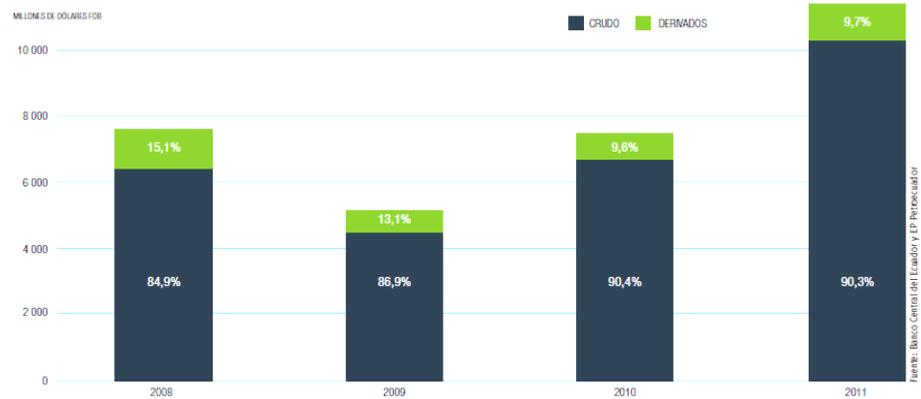
7 Ley de creación de rentas sustitutivas para provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbios publicada en el Registro Oficial Suplemento 248 del 7 de agosto de 1989. Fue reformada en el COOTAD, que se publicó en el Registro Oficial suplemento 303 del 19 de octubre de 2010.

Ilustración 7: Ingresos Petroleros según Fuente año 2011

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

INGRESOS POR EXPORTACIÓN DE CRUDO Y DERIVADOS DE PETROECUADOR DURANTE EL PERÍODO 2008 - 2011 (MILLONES DE DÓLARES FOB Y % DE PARTICIPACIÓN)



3 La cuenta de regalías se compone de las subcuentas: regalías de Petroecuador, alianzas operativas, contratos de participación, campos marginales y regalías de Petroamazonas.

4 Según su clasificación, esta cuenta incluye: extracción de petróleo crudo, minerales bituminosos (productos naturales) que incluyen los procesos de decantación, desalación, deshidratación y estabilización del petróleo crudo, eliminación de fracciones muy livianas y otros procesos menos importantes, siempre que no alteren las propiedades fundamentales del producto. Además, comprende la explotación de depósitos de arenas alquitranadas o esquistos bituminosos, la licuefacción y regasificación del gas natural para facilitar su transporte y producción de hidrocarburos líquidos a partir de gases de petróleo y de yacimientos de gas y la producción de hidrocarburos crudos en estado gaseoso (Servicio de Rentas Internas).

Ilustración 8: Ingresos Exportación de Crudo- Derivados de Petroecuador 2008-2011

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.

Elabora: la autora.

Finalmente en la tercera sección el Grupo “FARO” realiza un análisis sobre la Distribución de los Ingresos Petroleros, la distribución consta de dos destinos, el Fondo de Ecodesarrollo de la Región Amazónica y el Presupuesto General del Estado, el fondo percibió 175,2 millones de dólares en 2011, lo cual representa una recaudación mensual promedio de 15 millones. De acuerdo a las leyes 10 y 20 del fondo, la repartición de estos recursos se realiza a los municipios, consejos provinciales, juntas parroquiales y al ECORAE. El PGE9 aprobado por la Asamblea nacional fue de USD 23.950,25 millones. Los ingresos codificados a diciembre 2011 fueron de 26.551 millones de dólares, de los cuales se recaudaron 24.348 millones como ingresos efectivos, el 25% corresponden a ingresos por la comercialización de crudo y derivados, sin considerar los impuestos que estas actividades generan ni la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), que financia la importación de derivados y que se nutre de ingresos petroleros, la cual registró 2.362 millones; es decir un 10% del PGE, tal como se ilustra en el Grafico 2.7.

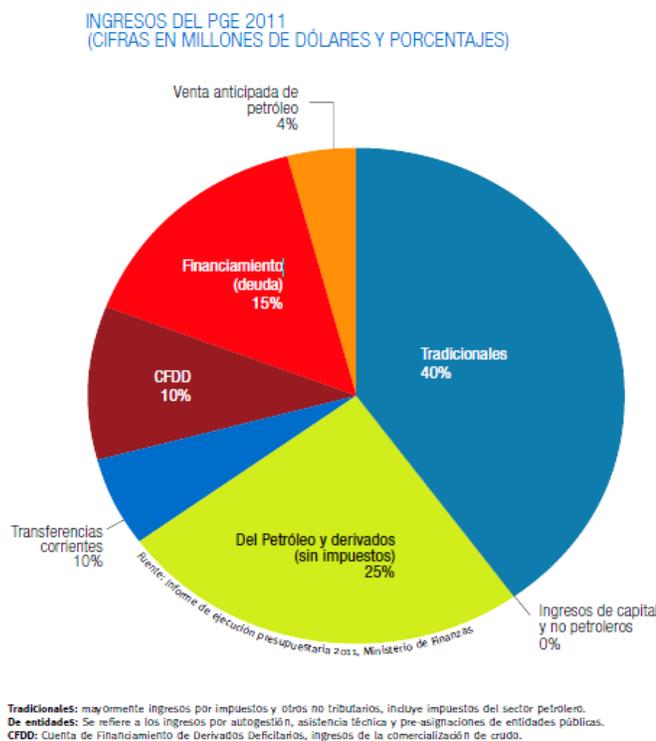


Ilustración 9: Ingresos del PGE 2011

Fuente: Informe 4 – Liderazgo de la Gestión Petrolera regresa al Estado. Monitoreo 2011.
Elabora: la autora.

2.3. Marco Conceptual

En concordancia con el marco legal y teórico, los conceptos básicos de la Industria Hidrocarburífera se encuentran descritos en la Cláusula 4.3 del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios, en este caso tomaremos los conceptos del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en el Bloque Tarapoa de la Región Amazónica Ecuatoriana, administrado por la Secretaría de Hidrocarburos:

“Definiciones: Los siguientes términos en mayúscula inicial tendrán el significado que se indica a continuación. El singular incluirá el plural y viceversa, en la medida que el contexto de este Contrato Modificatorio lo requiera.

Actividades de Exploración Adicional: Son aquellas actividades de exploración propuestas por la Contratista y acordadas con la Secretaría en el Plan de Actividades Adicionales, para ser desarrolladas dentro del Área del Contrato.

Actividades de Recuperación Mejorada: Son el conjunto de actividades (técnicas y planes piloto) propuestas por la Contratista y acordadas con la Secretaría en el Plan de Actividades Adicionales, que tienen por objeto el aumento del Factor de Recobro Primario en los Yacimientos de Hidrocarburos Comercialmente Explotables del Área del Contrato.

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH): Es el organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas

contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Área del Contrato: Es la superficie terrestre y su proyección en el subsuelo, ubicada dentro del Bloque, en la cual la Contratista se compromete a prestar los servicios objeto de este Contrato Modificatorio, conforme el Anexo A.

Auditoría Socio - Ambiental: Conjunto de métodos y procedimientos que tiene como objetivo la determinación de cumplimientos o conformidades e incumplimientos o no conformidades de elementos de la normativa ambiental aplicable y la respectiva licencia ambiental, en base de términos de referencia definidos y aprobados previamente, realizada en el marco de la legislación ambiental aplicable.

Barril: Es la unidad de producción de Petróleo Crudo, equivalente en volumen a cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, medido a Condiciones Estándar.

Bloque: Es el Bloque Tarapoa del Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano elaborado por el Instituto Geográfico Militar, cuyas delimitaciones y coordenadas se detallan en el Anexo A.

Cambio de Control: Es cualquier cambio directo o indirecto en el Control de la Contratista, en el entendido de que luego de que opere dicho Cambio de Control, (i) no controle a la Contratista y/o (ii) directa o indirectamente no posea al menos cincuenta por ciento (50%) de sus acciones que conforman su capital u otro tipo de participación patrimonial.

Casa Matriz: Las Casas Matrices de las compañías que conforman la Contratista son en última instancia China National Petroleum Corporation (CNPC) y China Petrochemical Corporation (SINOPEC).

Centro de Fiscalización y Entrega: Es el o los sitios convenidos por las Partes y aprobados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, donde se mide y entrega la Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo, del Área del

Contrato y hasta donde llega la responsabilidad de la prestación de servicios por la Contratista según este Contrato Modificatorio. El Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción Fiscalizada del Área del Contrato estará ubicado en Lago Agrio. Si como resultado de actividades adicionales se requiera la construcción de otro Centro de Fiscalización y Entrega, la Contratista someterá a consideración de la Secretaría la ubicación del mismo a costo exclusivo de la Contratista. La aprobación del nuevo Centro de Fiscalización y Entrega corresponderá a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, así como la fiscalización de la producción.

Compañías Relacionadas: Para efectos de este Contrato, se consideran como Compañías Relacionadas a: Matriz: Es la compañía o entidad que directa o indirectamente Controla a la Filial o a la Subsidiaria; Filial: Es una compañía o entidad que directamente es Controlada por su Matriz; y, Subsidiaria: Es una compañía o entidad que es directamente controlada por la Filial e indirectamente por la Matriz. Esta definición en nada limitará la aplicación de la legislación tributaria en lo relacionado a partes relacionadas y precios de transferencia.

Condensado de Gas: Es la mezcla de hidrocarburos provenientes de Yacimientos de Gas Natural Libre o de Yacimientos de Condensado de Gas que a condiciones de presión y temperatura de superficie, pasan al estado líquido.

Condiciones Estándar: Corresponden a una presión absoluta de 14.7 libras por pulgadas cuadradas y a una temperatura de 60 grados Fahrenheit.

Consultor: Son las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, independientes y de reconocido prestigio respecto al asunto materia de la consulta, para los fines previstos en este Contrato Modificatorio, de conformidad con la cláusula 33.3.

Consumer Price Index: Es el índice de precios al consumidor previsto en el “Consumer Price Index” (CPI) del Bureau of Labor Statistics of the United States Department of Labor.

Contratista: Es la compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd., compañía organizada y constituida de acuerdo con las leyes de Barbados, con sede principal en Barbados, y domiciliada en el Ecuador, cuyo propietario en última instancia es la República Popular China.

Costos de Comercialización: Son los costos razonables, sustentados, directamente imputables y efectivamente incurridos por el Estado para la comercialización del Petróleo Crudo, tanto en el mercado interno como en el externo, incluyendo los egresos que se originen por el almacenamiento necesario para tales operaciones de comercialización y otros imprescindibles para el perfeccionamiento de dichas operaciones de comercialización.

Costos de Transporte del Estado: Son los costos razonables, sustentados, directamente imputables en los que efectivamente incurre el Estado para el transporte por Ductos Principales del Petróleo Crudo producido en el Área del Contrato, desde los Centros de Fiscalización y Entrega hasta los terminales de exportación o centros de industrialización en el Ecuador.

Costos y Gastos de la Contratista: Son los costos no capitalizables, razonables y necesarios, incurridos directamente por la Contratista o indirectamente a través de sus Compañías Relacionadas, dentro o fuera del Ecuador, durante la Fase de Producción, incluyendo los señalados en los Programas y Presupuestos Anuales, y contabilizados de acuerdo al Reglamento de Contabilidad; e incluirán los operacionales de transporte por ductos secundarios y los realizados en la ejecución de los programas de capacitación técnica y administrativa efectuados por la Contratista, durante la Fase de Producción.

Daño Ambiental: Es toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo de las condiciones preexistentes en el medio ambiente o uno de

sus componentes. Afecta al funcionamiento del ecosistema o a la renovabilidad de sus recursos.

Daños Sociales: Son los ocasionados a la salud humana, al paisaje, al sosiego público y a los bienes públicos o privados, directamente afectados por actividad contaminante.

Ductos Principales: Son el Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, el Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, y otros ductos y facilidades de almacenamiento concomitantes que sean necesarios para evacuar el Petróleo Crudo desde los Centros de Fiscalización y Entrega hasta los terminales de exportación o centros de industrialización en el Ecuador.

Ductos Secundarios: Son los ductos necesarios para transportar el Petróleo Crudo desde los campos en producción, dentro del Área del Contrato, hasta los Centros de Fiscalización y Entrega.

Ecuador / Estado: Es la República del Ecuador.

EP PETROECUADOR: Es la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, PETROECUADOR, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa; con domicilio principal en la ciudad de Quito, que tiene por objeto el desarrollo de las actividades que le asigna la Ley Orgánica de Empresas Públicas y el Decreto Ejecutivo 315 de 2010, publicado en el R.O. Suplemento No. 171 de 14 de abril de 2010.

Estándares de la Industria Petrolera Internacional: Son aquellas prácticas y procedimientos generalmente utilizados en la industria petrolera, por operadores a nivel mundial, respaldados en criterios técnicos, en condiciones y circunstancias similares a aquellas experimentadas en relación con el o los aspectos relevantes del Proyecto.

Evento de Insolvencia: Significa cuando: (a) una Persona comience en forma voluntaria un estado de quiebra, insolvencia, disolución, liquidación o un procedimiento similar; (b) se haya iniciado contra ella uno de esos

procedimientos, y tal procedimiento haya dado lugar a una orden o medida que no haya sido revocada, resuelta, suspendida o apelada dentro de los sesenta (60) días siguientes a su declaración; o (c) una Persona efectúe una cesión en beneficio de sus acreedores o admita por escrito su insolvencia o incapacidad general para cumplir con sus obligaciones a medida que se venzan.

Factor de Recobro Primario: Es la fracción de reservas extraídas de un Yacimiento por recuperación primaria y que será aprobada por la Secretaría.

Gas Natural Asociado: Es la mezcla de hidrocarburos provenientes de Yacimientos de Petróleo Crudo que a condiciones de presión y temperatura de superficie pasan al estado gaseoso.

Gas Natural Libre: Es la mezcla de hidrocarburos provenientes de Yacimientos de Gas que en condiciones de presión y temperatura de superficie se mantiene en estado gaseoso.

Hidrocarburos Líquidos Condensados del Gas Natural Asociado: Significa etano y cualesquiera otros hidrocarburos de más alto peso molecular que el etano, separados del Gas Natural Asociado mediante compresión, extracción u otros procesos.

Incremento de Reservas Comercialmente Explotables: Es el aumento del volumen de reservas (recuperables) proveniente de Actividades de Recuperación Mejorada o nuevos descubrimientos por Actividades de Exploración Adicional realizados por la Contratista y aprobados por la Secretaría.

Ingreso Bruto del Contrato (YB): Es el valor en Dólares que resulta de multiplicar la Producción Fiscalizada entregada por la Contratista por el Precio Promedio Mensual, corregido de acuerdo a la calidad equivalente a la producida por la Contratista en el Área del Contrato. La corrección de la calidad del Petróleo Crudo se realizará de conformidad con el Anexo D. El

Petróleo Crudo del Área del Contrato destinado para consumo interno del Estado u otros fines será valorado con el Precio Promedio Mensual.

Ingreso Bruto de la Contratista: Es el valor en Dólares que recibirá la Contratista por la prestación de sus servicios, sobre la base de la tarifa correspondiente acordada en este Contrato Modificatorio por cada Barril neto producido y entregado al Estado, conforme la fórmula establecida en la cláusula décima quinta.

Ingreso Disponible (YD): Es el valor en Dólares resultante de la diferencia entre el Ingreso Bruto del Contrato y la suma de los siguientes conceptos: (i) Margen de Soberanía; (ii) Costos de Transporte del Estado; (iii) Costos de Comercialización; y (iv) los Tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, si los mismos resultasen aplicables.

Inversiones: Son los costos efectuados directamente por la Contratista o indirectamente, a través de sus Compañías Relacionadas, dentro o fuera del Ecuador, acordados con la Secretaría, incluyendo los señalados en los Planes, Programas y Presupuestos Anuales y sus reformas, y contabilizados de acuerdo al Reglamento de Contabilidad, que son: (i) susceptibles de capitalización; y (ii) razonables y necesarios para explorar, descubrir, desarrollar, producir, obtener, transportar, mantener e incrementar la producción de Petróleo Crudo en el Área del Contrato.

Inversiones de Exploración Adicional: Son todos los costos incurridos directamente por la Contratista o indirectamente, a través de sus Compañías Relacionadas, conforme el Plan de Actividades Adicionales y sus reformas y contabilizados de acuerdo al Reglamento de Contabilidad, durante la ejecución de este Contrato Modificatorio, para explorar, descubrir y evaluar nuevos Yacimientos en el Área del Contrato.

Inversiones de Desarrollo Adicional: Son todos los costos incurridos directamente por la Contratista o indirectamente, a través de sus Compañías Relacionadas, y llevados a cabo por la Contratista conforme a lo establecido en el Plan de Desarrollo y sus reformas correspondientes, incluyendo los señalados en los Programas y Presupuestos Anuales, y contabilizados de acuerdo al Reglamento de Contabilidad.

Inversiones de Recuperación Mejorada: Son todos los costos incurridos directamente por la Contratista o indirectamente, a través de sus Compañías Relacionadas, conforme el Plan de Actividades Adicionales y sus reformas, y contabilizados de acuerdo al Reglamento de Contabilidad, durante la ejecución de este Contrato Modificatorio, para desarrollar planes piloto y demás actividades que permitan aumentar el Factor de Recobro Primario en los Yacimientos de Hidrocarburos Comercialmente Explotables del Área del Contrato. La producción adicional obtenida como resultado de estas Inversiones, será considerada Producciones Incrementales Adicionales.

Licencia Ambiental: Es la autorización que otorga la Autoridad Ambiental a una persona natural o jurídica para la ejecución de un proyecto, obra o actividad de conformidad con la Ley Aplicable, en la que se establecen los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario debe cumplir para prevenir, mitigar o corregir los efectos imprevistos que el proyecto, obra o actividad autorizada pueda causar en el ambiente.

Margen de Soberanía: Es el 25% de los ingresos brutos provenientes de la producción correspondiente al Área del Contrato, que el Estado ecuatoriano se reserva de conformidad con el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Modelo Económico: Formulación matemática de variables, que se aplica para la estimación del Pago a la Contratista.

OCP: Es el Oleoducto de Crudos Pesados.

Operadora: Es la Contratista.

Parte o Partes: Se refiere al Estado ecuatoriano representado por la Secretaría o a la Contratista individualmente, según fuere el caso, o se refiere conjuntamente al Estado ecuatoriano representado por la Secretaría y a la Contratista.

Pasivo Ambiental: Constituye el resultado de la combinación entre un impacto ambiental y el tiempo en que éste permanece en el ambiente o en la sociedad sin reparación integral. Los impactos ambientales se convertirán en Pasivos Ambientales en la medida en que permanezcan como impactos no reparados.

Período de Explotación: Es el que se inicia en la Fecha de Vigencia y concluye cuando termine este Contrato Modificatorio. El Período de Explotación comprende las Fases de Desarrollo y Producción.

Persona: Significa una persona natural, corporación, sociedad, consorcio, fideicomiso o cualquier otra entidad jurídica, Matriz, Filial, Subsidiaria o cualquier agencia, autoridad o subdivisión política de la misma o cualquier organización internacional.

Petróleo Crudo: Es la mezcla de hidrocarburos en estado líquido a condiciones de presión y temperatura de superficie.

PPI: Es el índice de precios al productor previsto en el “Producer’s Price Index (PPI) for Industrial Commodities” del “Bureau of Labor Statistics of the United States Department of Labor” (Código PCU213112213112 “support activities for oil and gas operations”).

Precio Promedio Mensual: Se refiere al precio promedio ponderado de un determinado mes de ventas externas de Petróleo Crudo durante ese mismo periodo, realizadas por EP PETROECUADOR. Estos precios se expresarán en términos FOB, puerto ecuatoriano (terminal principal de exportación y en Dólares) por Barril. En caso de que EP PETROECUADOR no haya realizado ventas externas en dicho mes, el Precio Promedio Mensual se establecerá conforme a lo estipulado en la cláusula 15.9.8.

Producción Fiscalizada: Es el volumen de Petróleo Crudo neto producido en el Área del Contrato fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en el Centro de Fiscalización y Entrega.

Producciones Incrementales Adicionales: Es la producción de Petróleo Crudo del Área del Contrato, proveniente de Actividades de Exploración Adicional y/o Actividades de Recuperación Mejorada, contempladas en el Plan de Desarrollo respectivo y registradas contablemente de forma separada.

Programa y Presupuesto Ambiental Anual: Se refiere al programa anual de actividades ambientales derivado del respectivo plan de manejo ambiental y el presupuesto ambiental del año siguiente para su evaluación y aprobación por parte de la Autoridad Ambiental, que formará parte integrante de los Programas y Presupuestos Anuales, que deberá incluir los aspectos de operaciones, de Inversiones en sus diferentes desagregados conforme a la Ley Aplicable, y, gastos administrativos, rubros que a su vez deberán estar claramente identificados.

Proyecto: Se referirá a la ejecución de las actividades y prestación de servicios a cargo de la Contratista que constituyen el objeto de este Contrato Modificatorio.

Reservas Probadas Remanentes: Es el volumen de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de la información geológica y de reservorios, presenta una razonable certeza de ser recuperado durante la vigencia del Contrato, bajo las condiciones económicas y operativas actuales. Las cifras oficiales de las reservas serán las establecidas por la Secretaría..

Situaciones de Emergencia: Para efectos de este Contrato Modificatorio un evento que constituye una situación de emergencia, es aquel que por razones técnicas, mecánicas o de seguridad, debidamente justificadas por la Contratista y aceptadas por la Secretaría, causa que las Partes se vean obligadas a interrumpir total o parcialmente el cumplimiento de sus actividades u obligaciones estipuladas en este Contrato Modificatorio, en el entendido de que

dicho evento: (i) no constituye un evento de Fuerza Mayor; (ii) no fue causado por culpa o dolo de las Partes; y (iii) obliga a las Partes a adoptar acciones inmediatas necesarias para evitar perjuicios que afecten o puedan afectar a las operaciones de la Contratista según el Contrato Modificatorio o a las Personas que presten servicios a cualquiera de las Partes o a bienes de cualquiera de las Partes o a terceros o a sus bienes.

Subcontratista: Se refiere a cualquier Persona que ejecute para la Contratista alguna parte de las actividades o le provea bienes para el cumplimiento del objeto del Contrato Modificatorio.

Tarifa para Campos en Producción: Es el valor que se paga a la Contratista en Dólares, por cada Barril de Petróleo Crudo neto, o unidad de hidrocarburo correspondiente, producido y entregado por la Contratista en el Centro de Fiscalización y Entrega y se paga a la Contratista de acuerdo a lo establecido en la cláusula décimo quinta.

Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada: Es el valor que se pagará a la Contratista en Dólares, por cada Barril de Petróleo Crudo neto, o unidad de hidrocarburo correspondiente, acordada por las Partes para la ejecución de un Plan de Desarrollo, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes y se paga a la Contratista de acuerdo a lo establecido en la cláusula décima quinta.

Tasa Máxima de Producción: Es el máximo volumen de Petróleo Crudo producido por unidad de tiempo, por Yacimiento, campo o pozo, de conformidad con la Ley Aplicable, los Estándares de la Industria Internacional y lo previsto en este Contrato Modificatorio.

Tasa Prime: Es la tasa de interés denominada Prime, publicada por el Banco Central del Ecuador en los medios impresos o electrónicos pertinentes, vigente para cada jornada de valoración. En caso de que el Banco Central del Ecuador

deje de publicar dicha Tasa Prime, será la tasa anual de interés, en fracción decimal, determinada sobre la base del promedio del prime rate fijado por los siguientes bancos de los Estados Unidos de América: Citibank N.A. y Morgan Guaranty Trust Company of New York, vigente para cada jornada de valoración.

Transferencia o Cesión: Es cualquier traspaso, delegación u otra forma de disposición, incluyendo la constitución de una prenda, hipoteca u otro gravamen similar, que se realice por cualquier medio, bien sea de manera directa o indirecta, (i) de todo o parte de este Contrato Modificadorio o de cualquiera de los derechos u obligaciones establecidas en este Contrato Modificadorio, o los intereses en el mismo o (ii) como consecuencia de un Cambio de Control, bien por operación de la ley, o de otro tipo.

Tributos: Son los impuestos, tasas, contribuciones, derechos arancelarios y demás derechos y gravámenes que deban ser pagados a las autoridades nacionales, estatales o cantonales en virtud de la legislación tributaria aplicable.

Yacimiento: Es todo cuerpo de roca, en el cual se ha acumulado Petróleo Crudo, gas natural o ambos, y que se comportan como una unidad independiente en cuanto a mecanismo de producción se refiere.

Yacimientos de Condensado de Gas: Son aquellos Yacimientos de Gas que de ser explotados, producirían gas y líquidos en una relación que exceda cien mil pies cúbicos estándar de gas por cada barril de hidrocarburos líquidos, según mediciones hechas en superficie bajo Condiciones Estándar de presión y temperatura.

Yacimientos de Gas: Son aquellos Yacimientos de hidrocarburos que, a condiciones de presión y temperatura de reservorio contienen hidrocarburos en estado gaseoso.

Yacimientos de Hidrocarburos Comercialmente Explotables: Son Yacimientos que contienen hidrocarburos (Petróleo Crudo), que sobre la base de estudios técnico –económicos realizados por la Contratista y aprobados por la Secretaría, se demuestre que su explotación resulte conveniente para las Partes.”

(Fuente: Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en el Bloque Tarapoa de la Región Amazónica Ecuatoriana, SECRETARIA DE HIDROCARBUROS, Quito, Ecuador.)

2.4. Análisis comparativo

Definición de Análisis comparativo: Los estudios comparativos consisten en analizar las similitudes y diferencias entre los objetos propuestos. Todo estudio posee un objeto, del que se pretende desentrañar sus características externas e internas, para comprenderlo en su totalidad. Los estudios pueden ser superficiales, cuando solo analizamos algunas características básicas del objeto, o profundos cuando lo descomponemos en todas sus partes, para su total comprensión. (De Conceptos.com)

Para este caso de estudio se analizarán las diferencias o similitudes de los dos modelos contractuales, el Contrato de Participación y el Contrato de Prestación de Servicios.

En el Capítulo IV METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION se profundizara en detalle su aplicación.

2.5. Cálculo del Indicador COSTO BENEFICIO

El análisis coste beneficio es una técnica que permite valorar inversiones teniendo en cuenta aspectos, de tipo social y medioambiental, que no son considerados en las valoraciones puramente financieras. Su origen se remonta a la primera mitad del siglo XX cuando, en Estados Unidos, se estableció un sistema para considerar los efectos sociales de las obras hidráulicas. Desde entonces, este tipo de análisis se utiliza especialmente en las inversiones

públicas, en las que, además de los aspectos puramente económicos, es necesario considerar los efectos sobre el bienestar social. (Económico, 2014).

2.6. Síntesis de las variables de cada modalidad contractual.

CONTRATO DE PARTICIPACIÓN

- Explorar y Explotar
- Entregar la Participación del Estado en el Centro de Fiscalización.

CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

- Explorar y Explotar
- Entregar toda la producción en el Centro de Fiscalización.
- Emitir la Factura correspondiente.
- El Estado liquida a la Contratista por el servicio prestado.

2.7. Propuesta del modelo teórico, técnico y metodológico y el sustento doctrinario de la propuesta de estrategias para la mejora del indicador COSTO BENEFICIO.

Conforme a lo anteriormente manifestado y una vez analizado el Marco Legal, Teórico y Conceptual la metodología a seguir para este estudio será en primer lugar la realización del análisis comparativo referente a la Ley de Hidrocarburos y su reforma y referente al articulado de los dos contratos, una vez concluido este análisis y conociendo a fondo sus diferencias más relevantes se procederá a realizar el cálculo del indicador COSTO-BENEFICIO en base a la aplicación del Modelo de Cálculo de Tarifa utilizado por la Secretaria de Hidrocarburos para evaluar proyectos nuevos de inversión, la información que se utilizara corresponde a un proyecto tipo ideado para esta investigación, para lo cual se realiza una evaluación económica del proyecto que en las dos modalidades contractuales deberán tener los mismo datos, lo que cambiara entre los dos cálculos son los parámetros de distribución de los ingresos para cada modalidad contractual, de esta manera se podrá determinar un TIR, un VAN y el COSTO/BENEFICIO con las dos modalidades contractuales, el estudio se lo realizará con la información de un nuevo proyecto de inversión presentado por una de las más grandes contratistas que renegociaron los

contratos con el Estado, Andes Petroleum Ecuador Ltd., los rubros utilizados son allegados al proyecto real, sin embargo, por motivos de confidencialidad, no se usaran los datos exactos, sino datos referenciales, una vez obtenido el COSTO/BENEFICIO para las dos modalidades se procederá a la formulación de las estrategias para superar este indicador e incrementarlo en el tiempo logrando así mejorar la gestión de la Industria Hidrocarburífera en el país.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGIA DE INVESTIGACION

3.1. Metodología

Según Hernandez Sampieri, Fernandez y Collado en su libro Metodología de la Investigación, Capítulo I Similitudes y Diferencias entre los enfoques cuantitativo y cualitativo, manifiestan que a lo largo de la historia de la ciencia han surgido diversas corrientes del pensamiento tales como el empirismo, el materialismo dialectico, el positivismo, la fenomenología, el estructuralismo, así como diversos marcos interpretativos tales como la etnografía y el constructivismo que han originado diferentes rutas en la búsqueda del conocimiento.

Con la finalidad de aplicar correctamente las técnicas e instrumentos de la investigación se deberá determinar correctamente el enfoque de la misma, por lo cual se analizan las características del enfoque Cuantitativo y Cualitativo:

Tabla 2: Características del Enfoque Cuantitativo y Cualitativo de la Investigación

CARACTERISTICAS DEL ENFOQUE CUANTITATIVO DE LA INVESTIGACION	CARACTERISTICAS DEL ENFOQUE CUALITATIVO DE LA INVESTIGACION
1. El investigador deberá seguir los siguientes pasos: <ol style="list-style-type: none"> a. Plantea un problema concreto. b. Revisa lo que se ha investigado. c. Construye un Marco Teórico. d. De esta teoría deriva hipótesis (cuestiones que va a probar si son ciertas o no). e. Somete a prueba las hipótesis mediante el empleo de los diseños de investigación apropiados. 	1. El investigador plantea un problema, pero no sigue un proceso claramente definido. Sus planteamientos no son tan específicos como en el enfoque cuantitativo.

CONTINÚA



- | | |
|--|---|
| 2. Las hipótesis se generan antes de recolectar y analizar los datos. | 2. Se utiliza primero para descubrir y refinar preguntas de investigación. (Grinnel, 1997) |
| 3. La recolección de datos se fundamenta en la medición (se miden variables o conceptos contenidos en las hipótesis). | 3. Las investigaciones cualitativas se fundamentan más en un proceso inductivo (explorar y describir, y luego generar perspectivas teóricas). Van de lo particular a lo general. |
| 4. Debido a que los datos son producto de mediciones, se representan mediante números (cantidades) y se deben analizar a través de métodos estadísticos. | 4. En la mayoría de los estudios cualitativos no se prueban hipótesis, éstas se generan durante el proceso y van refinándose conforme se recaban más datos o son un resultado del estudio. |
| 5. En el proceso se busca el máximo control para lograr que otras explicaciones posibles, distintas (rivales) a la propuesta del estudio (hipótesis), sean desechadas y se excluya la incertidumbre y minimice el error. | 5. El enfoque se basa en métodos de recolección de datos no estandarizados. No se efectúa una medición numérica, por lo cual el análisis no es estadístico. La recolección de los datos consiste en obtener las perspectivas y puntos de vista de los participantes. |
| 6. Los análisis cuantitativos fragmentan los datos en partes para responder al planteamiento del problema. | 6. Por lo expresado en los párrafos anteriores, el investigador cualitativo utiliza técnicas para recolectar datos como la observación no estructurada, entrevistas abiertas, revisión de documentos, discusión en grupo, evaluación de experiencias personales, registro de historias de vida, interacción e introspección con grupos o comunidades. |
| 7. La investigación cuantitativa debe ser lo más “objetiva” posible. | 7. El proceso de indagación es flexible y se mueve entre los eventos y su interpretación, entre las respuestas y el desarrollo de la teoría. Su propósito consiste en “reconstruir” la realidad. |



<p>8. Los estudios cuantitativos siguen un patrón predecible y estructurado (el proceso) y se debe tener en cuenta que las decisiones críticas son efectuadas antes de recolectar los datos.</p>	<p>8. El enfoque cualitativo evalúa el desarrollo natural de los sucesos, es decir, no hay manipulación ni estimulación con respecto a la realidad. (Corbetta, 2003)</p>
<p>9. En una investigación cuantitativa se pretende generalizar los resultados encontrados en un grupo (muestra) a una colectividad mayor (universo o población). También se busca que los estudios efectuados puedan replicarse.</p>	<p>9. La investigación cualitativa se fundamenta en una perspectiva interpretativa centrada en el entendimiento del significado de las acciones de seres vivos, principalmente los humanos y sus instituciones.</p>
<p>10. Al final, con los estudios cuantitativos se pretende explicar y predecir los fenómenos investigados, buscando regularidades y relaciones causales entre elementos.</p>	<p>10. Postula que la “realidad” se define a través de las interpretaciones de los participantes en la investigación respecto de sus propias realidades.</p>
<p>11. Para este enfoque, si se sigue rigurosamente el proceso y, de acuerdo con ciertas reglas lógicas, los datos generados poseen los estándares de validez confiabilidad, las conclusiones derivadas contribuirán a la generación de conocimiento.</p>	<p>11. Por lo anterior, el investigador se introduce en las experiencias individuales de los participantes y construye el conocimiento, siempre consciente de que es parte del fenómeno estudiado.</p>
<p>12. Este enfoque utiliza la lógica o razonamiento deductivo, que comienza con la teoría y de ésta se derivan expresiones lógicas denominadas hipótesis que el investigador busca someter a prueba.</p>	<p>12. Las indagaciones cualitativas no pretenden generalizar de manera probabilística los resultados a poblaciones más amplias ni necesariamente obtener muestras representativas.</p>
<p>13. La búsqueda cuantitativa ocurre en la realidad externa al individuo. Esto nos conduce a una explicación sobre cómo se concibe la realidad con esta aproximación a la investigación.</p>	<p>13. El enfoque cualitativo puede definirse como un conjunto de prácticas interpretativas que hacen al mundo visible, lo transforman y convierten en un aserie de representaciones en forma de observaciones, anotaciones, grabaciones, y documentos.</p>

Fuente: Metodología de la Investigación de Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernández y Pilar Baptista.

Elaborado por: La autora.

Esta investigación tiene un enfoque CUALITATIVO MIXTO, ya que aun cuando no se definen los pasos que el investigador debe seguir en el enfoque cuantitativo, se recolectarán datos y se analizarán en base a parámetros estadísticos y matemáticos, y tiene un enfoque cualitativo debido a que en este estudio se aplica el proceso inductivo, es decir, no se define una hipótesis, sin embargo se va desarrollando la teoría coherente según el resultado del examen realizado al entorno de la industria en análisis.

3.2. Proceso Cualitativo

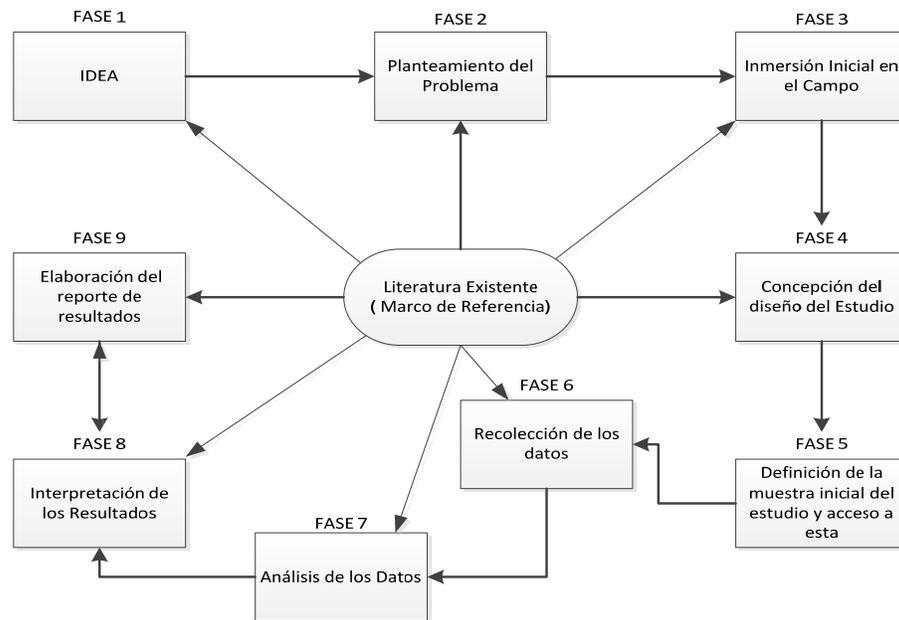


Ilustración 10: Proceso Cualitativo

Fuente: Metodología de la Investigación de Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernández y Pilar Baptista.

Elaborado por: La autora.

3.3. Tipo de Investigación

Tabla 3: Tipos de Investigación

TIPOS DE INVESTIGACIÓN	
▪ Histórica	Analiza eventos del pasado y busca relacionarlos con otros del presente
▪ Documental	Analiza información escrita sobre el Tema Objeto de Estudio
▪ Descriptiva	Reseña rasgos, cualidades o atributos de la Población Objeto de Estudio
▪ Correlacional	Mide el grado de relación entre las variables de la Población estudiada
▪ Explicativa	Da razones del porqué de los fenómenos
▪ Estudio de Casos	Analiza una unidad específica de un Universo Poblacional
▪ Seccional	Recoge información del Objeto de Estudio en oportunidad única
▪ Longitudinal	Compara datos obtenidos en diferentes oportunidades o momentos de una misma población con el propósito de evaluar los cambios
▪ Experimental	Analiza el efecto producido por la acción o manipulación de una o más variables independientes sobre una o varias dependientes

Fuente: De Conceptos.com.

Elaborado por: La autora.

Para el presente estudio el tipo de Investigación es retrospectivo, descriptivo, explicativo, etnográfico y longitudinal, ya que se busca encontrar la relación entre la modalidad contractual (participación) utilizada previamente y la modalidad contractual (prestación de servicios) actualmente utilizada, mediante rasgos, cualidades y atributos de cada una, explicando porque razón una puede ser superior a la otra basándolo en la evaluación económica de un proyecto tipo y evidenciando el comportamiento del mismo según los parámetros de cada modalidad contractual.

3.4. Técnicas e Instrumentos utilizados.

Las técnicas de investigación de campo, dirigidas a recoger información primaria y que se aplicarán en la presente investigación son:

- *la observación*: La observación científica consiste en la percepción sistemática y dirigida a captar los aspectos más significativos de los

objetos, hechos, realidades sociales y personas en el contexto donde se desarrollan normalmente.

- *la entrevista*: La entrevista es un diálogo intencional, una conversación personal que el entrevistador establece con el sujeto investigado, con el propósito de obtener información. La utilización frecuente de la entrevista por los medios de comunicación (radio, prensa y televisión) en sus noticieros, programas de opinión, programas científicos o artísticos nos han permitido familiarizarnos con esta técnica. Los tipos son: Estructurada, No Estructurada, Semiestructurada y Focalizada.

La observación aplicada en esta investigación se basa en receptor toda la información derivada del trabajo diario dentro de la Secretaría de Hidrocarburos y sus resultados se evidencian en toda la investigación, mientras que la Entrevista Estructurada aplicada en forma directa evidencia sus resultados en el Capítulo IV.

ENTREVISTA TIPO

ENTREVISTA

1. *¿Cuántas modalidades contractuales se han usado en los últimos 10 años en el país, para la exploración y explotación hidrocarburífera?*
2. *¿En su concepción, de las modalidades mencionadas cuál es la que revierte más beneficios para el Estado?*
3. *¿Le parece acertada la decisión del gobierno de renegociar los Contratos Petroleros?*
4. *¿Cómo ha afectado esta renegociación en la economía del país?*
5. *¿Cómo ha afectado esta renegociación en las finanzas de las compañías privadas?*
6. *¿Cree usted que la modalidad contractual actual por Prestación de Servicios será sustentable en el futuro inmediato, o recomendaría un cambio?*

Ilustración 11: Entrevista Tipo

Entrevista realizada a funcionarios expertos en la industria hidrocarburífera.
Elabora: la autora.

3.5. Análisis comparativo

Según el autor Nohlen y Sampieri el Análisis Comparativo es un procedimiento de la comparación sistemática de casos de análisis que en su mayoría se aplica con fines de generalización empírica y de la verificación de hipótesis.

En el caso de esta investigación el Análisis Comparativo aplicado tanto al articulado de la Ley de Hidrocarburos, a las cláusulas contractuales en la dos modalidades utilizadas en los últimos 10 años y los resultado económicos derivados de la aplicación del modelo económico con los parámetros de cada modalidad contractual, nos brindará un contexto adecuado y el sustento necesario para emitir un criterio formado al elegir la modalidad contractual óptima para el Estado en la industria hidrocarburífera.

3.6. Indicador COSTO/BENEFICIO

El análisis costo beneficio es una técnica que permite valorar inversiones teniendo en cuenta aspectos, de tipo social y medioambiental, que no son considerados en las valoraciones puramente financieras. Su origen se remonta a la primera mitad del siglo XX cuando, en Estados Unidos, se estableció un sistema para considerar los efectos sociales de las obras hidráulicas. Desde entonces, este tipo de análisis se utiliza especialmente en las inversiones públicas, en las que, además de los aspectos puramente económicos, es necesario considerar los efectos sobre el bienestar social. (Económico, 2014)

Según el Diccionario Economico.com este indicador se aplica en la valoración de inversiones y se lo realiza desde una perspectiva estrictamente financiera, los cobros y pagos se computan a precios de mercado. Sin embargo, el análisis costo beneficio incluye algunos aspectos que no pueden valorarse de una forma tan sencilla, como por ejemplo la reducción de fallecimientos por un nuevo sistema de seguridad o el efecto en las poblaciones limítrofes de la construcción de una infraestructura de comunicación. En estos casos y con la finalidad de valorar este tipo de aspectos es necesario realizar una serie de fases:

Determinación de cobros y pagos a precio de mercado

En esta primera fase se realizara la identificación de los cobros y pagos que genera el proyecto de inversión analizado. Inicialmente, estos elementos son incorporados a precios de mercado, sin que existan diferencias significativas con respecto a la valoración de las inversiones realizadas únicamente desde una perspectiva financiera.

Correcciones por transferencias

La segunda fase incluye una doble corrección, por un lado de carácter fiscal y por otro de las subvenciones y transferencias públicas:

- La corrección fiscal elimina, entre otros, los impuestos indirectos sobre los consumos intermedios y los bienes producidos.
- Las subvenciones y las transferencias públicas no deben incluirse como cobros.

Inclusión de externalidades

Consiste en la incorporación de los costos y beneficios externos que no se han tenido en cuenta desde la perspectiva financiera, esto implica el impacto ambiental, o el ahorro de tiempo. El objetivo es atribuirles un valor monetario, pero en el caso de que no sea posible deberán cuantificarse de forma física, mediante otros indicadores que permitan su evaluación.

Determinación de la tasa de descuento social

La penúltima fase consiste en especificar el tipo de actualización que se utilizará como referencia para la valoración de los flujos de caja generados por la inversión. El análisis puramente financiero utiliza como tasa la rentabilidad mínima que se exige a la inversión, pudiendo emplear diferentes referencias (como la rentabilidad de otro proyecto alternativo o el coste de los recursos para la empresa). Sin embargo, en el análisis costo beneficio, la tasa de descuento debe incluir también los efectos sociales, tomando la denominación de “tasa de descuento social”. Por tanto, esta tasa representa la rentabilidad mínima que tiene que lograr la inversión analizada para que sea aceptable desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto.

Valoración de los flujos de caja actualizados

Una vez obtenidos los flujos de caja, en los que se incluyen los efectos sobre el bienestar social, y la tasa de descuento social, la última fase busca lograr un valor que nos permita determinar la conveniencia o no de realizar la inversión, y, en caso de que existan varias alternativas, decidir cuál o cuáles son las elegidas. Para ello es necesario homogeneizar los flujos de caja mediante alguno de los métodos de valoración de inversiones, (fundamentalmente se emplean VAN y TIR). En este sentido su aplicación es similar a la que se realiza en la valoración de inversiones desde una perspectiva financiera, aunque teniendo en cuenta que tanto la tasa de descuento como los flujos de caja empleados incluyen los efectos sobre el bienestar social. (Económico, 2014)

VAN O VPN (Valor Actual Neto y Valor Presente Neto): Es un indicador basado en los flujos futuros del proyecto que nos indica el rendimiento del mismo en valor presente, si es superior a 0 el proyecto se acepta.

Ecuación 1: Valor Actual Neto

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Dónde:

V_t Representa los flujos de caja en cada periodo t.

I_0 Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n Es el número de períodos considerado.

k Es la tasa de descuento

TIR (Tasa Interna de Retorno): Indicador que representa que tan rentable es el proyecto de inversión, si es superior a la tasa de descuento utilizada en el cálculo del VPN el proyecto es viable.

Ecuación 2: Tasa Interna de Retorno

$$TIR = \frac{-I + \sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n i * F_i}$$

Donde

I Representa la inversión inicial

$\sum_{i=1}^n F_i$ Representa el total de los flujos presentes durante el periodo del proyecto

Una vez obtenido el VPN se procede a calcular el indicador BENEFICIO /COSTO:

El BENEFICIO/COSTO mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar, e indica el beneficio por cada dólar invertido en el proyecto estudiado, es decir, corresponde a la relación entre el ingreso descontado versus el costo descontado tomado de los egresos del proyecto. Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos, por lo tanto los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto genera riqueza. Y si el resultado es igual a 1 significa que los beneficios igualan a los egresos sin generar riqueza alguna, por lo que sería indiferente realizar el proyecto.

Ecuación 3: Indicador Beneficio/Costo

$$B/C = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{(1+i)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+i)^i}}$$

Dónde:

B/C = Relación Beneficio / Costo

V_i = Valor de la producción (beneficio bruto)

C_i = Egresos ($i = 0, 2, 3, 4 \dots n$)

i = Tasa de descuento

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE LA BASE LEGAL DE LA INVESTIGACION, LEY DE HIDROCARBUROS Y MODALIDADES CONTRACTUALES: CONTRATO DE PARTICIPACIÓN Y CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y CRITERIOS EMITIDOS POR LAS PARTES INVOLUCRADAS.

4.1. Ley de Hidrocarburos: Introducción y cambios a través de la historia.

Para los fines del presente estudio y con el ánimo de hacer lo más concreto posible, es conveniente tomar como punto de partida el año 1971. Estos son los últimos 40 años que han sido el período en el que este recurso natural no renovable ha formado parte importante de la economía ecuatoriana.

El 1 de Octubre de 1971, el gobierno promulgó la Ley de Hidrocarburos que derogó la Ley del Petróleo de octubre de 1937 misma que recoge el principio jurídico fundamental de la Ley de 1937 en el que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen al “PATRIMONIO INALIENABLE E IMPRESCRIPTIBLE DEL ESTADO”; además dispuso que el estado explore y explote los yacimientos de hidrocarburos en forma directa, para lo cual creó el instrumento clave, la CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA, CEPE. CEPE realizaba en forma directa las actividades de exploración y explotación en territorio Ecuatoriano y en forma indirecta mediante contratos de asociación o constituyendo compañías de economía mixta.

El año 1972 es muy importante en la industria petrolera que acontecen varios eventos y concesiones que estimulan positivamente al desarrollo de la sociedad y a varias instituciones públicas, privadas, y estatales por la riqueza que generó y que generará en el futuro este recurso natural, ya que permitirá la

ampliación y modernización del aparato productivo y el desarrollo humano, entre los principales acontecimientos citaré:

- El alza del precio institucional del petróleo, impulsado de las decisiones de la OPEP.
- La entrada en la producción nacional de varios campos de la Región Amazónica, en marzo de 1971 se incorporó Lago Agrio, en Junio y en Agosto del mismo año Shushufindi.
- El 6 de Junio de 1972 el Gobierno de la República expidió el Decreto Supremo No. 430 que entre otras cosas obligó a los antiguos concesionarios a someterse a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos expedida en 1971. Reformas fundamentales fueron las disposiciones transitorias Quinta y Sexta que dispusieron que los contratistas, concesionarios o asociados, suscriban nuevos dentro de un año de acuerdo al denominado “CONTRATO TIPO” expedido mediante Decreto Supremo N. 317 de Marzo de 1973 y que es primer documento que contiene estipulaciones fundamentales sobre CONTRATACION PETROLERA.
- El 17 de Agosto de 1972, ocurre la primera exportación de 308.283 barriles de petróleo crudo, desde el puesto petrolero del Balao.
- Petróleo y sus derivados dado el precio de la demanda de los combustibles ya que a esa fecha la capacidad de refinación en 1972, fue de 31.500 barriles al día, de acuerdo a las refinerías de Onngloy Gulf, ubicadas en la Península Santa Elena, que procesaban 23.500 y 8.000 barriles diarios respectivamente.
- En la actualidad la capacidad de refinería es de 175 mil barriles diarios ya que la refinería de Esmeraldas, La Libertad, y Amazonas procesaron 110.000 a 45.000 y 20.000 barriles diarios. Sin embargo, al momento, debido a las características del petróleo cruda más pesada y las nuevas exigencias para los combustibles se proyecta la construcción de la Refinería del Pacífico cuya capacidad será de 300.000 barriles diarios.

- El 20 de noviembre de 1973, el Ecuador ingresó a la organización de países Exportadores de Petróleo, OPEP, en calidad de miembro titular.

4.2. Reforma a la Ley de Hidrocarburos aprobada por la Asamblea Nacional el 27 de julio del 2010: Principales cambios realizados en la Ley de Hidrocarburos y artículos relevantes.

Dentro de los aspectos más importantes reformados se encuentran en el Capítulo II páginas de la 2 a la 16. Sin embargo se analizarán sus cambios más importantes:

- *Art. 6-A “Secretaría de Hidrocarburos (SH).- (Agregado por el Art. 6 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos...”.*

Mediante la inclusión del Art. 6-A se crea la Secretaría de Hidrocarburos, la institución encargada de la administración de los Contratos Petrolero que ahora lo maneja la SH era PETROECUADOR y la Dirección Nacional de Hidrocarburos DNH, se encargaba del control y regulación de las actividades hidrocarburíferas.

- *Art. 16.- “(Sustituido por el Art. 7 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados...”.*

Mediante el Boletín Nro. 376 del 29 de julio de 2010, se da a conocer las Disposiciones Transitorias Primera y Segunda, en donde se establece que: “Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se

modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su filial Petroproducción (actual EP PETROECUADOR) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tivacuno) y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley; caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago.

SEGUNDA.- Todos los contratos de exploración y explotación vigentes, suscritos con PETROECUADOR y PETROPRODUCCIÓN, que hasta la presente fecha han sido administrados por las Unidades de Administración de Contratos de PETROECUADOR y de PETROPRODUCCIÓN, indistintamente de su modalidad contractual pasarán a ser administrados por la Secretaría de Hidrocarburos hasta la finalización del plazo y hasta que opere la reversión de las respectivas áreas, responsabilidad que se extiende para las áreas y bloques, con respecto a los cuales se haya declarado la caducidad.

Los servidores que vienen prestando sus servicios con nombramiento o contrato en las Unidades antes referidas, podrán pasar a formar parte de la Secretaría de Hidrocarburos, previa evaluación y selección, de acuerdo a los requerimientos de dicha institución.

En caso de existir cargos innecesarios la Secretaría de Hidrocarburos podrá aplicar un proceso de supresión de puestos para lo cual observará las normas contenidas en la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa, su Reglamento y las Normas Técnicas pertinentes expedidas por el Ministerio de Relaciones Laborales”, por lo tanto se pone en vigencia el cambio de modalidad contractual para toda la actividad petrolera en el país.

- *Art. 18-B.- “(Agregado por el Art. 36 del Decreto Ley 2000-1, R.O. 144-S, 18-VIII-2000; y, reformado por el Art. 22 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27- VII-2010).- El contrato será adjudicado por el Comité de Licitaciones, previa licitación pública internacional, sobre la base del Sistema Especial de Licitación al que se refiere el artículo 19 de esta ley, a favor de la empresa o consorcio de empresas que ofreciere la mayor participación para el Estado”.... Mediante la inclusión de este artículo se crea Comité de Licitaciones Hidrocarburíferas (COLH), conformado por el Ministerio Sectorial y será el responsable de adjudicar el Contrato al mejor oferente después de las negociaciones previas.*
- *Art. 18-C.- “(Agregado por el Art. 36 del Decreto Ley 2000-1, R.O. 144-S, 18-VIII-2000).- La empresa o consorcio seleccionado deberá realizar, por su cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para el cumplimiento del objeto del contrato, hasta el punto de fiscalización.”...., el artículo incluido en la reforma a la Ley de Hidrocarburos expresamente indica que el riesgo total lo asumirá el inversionista, en este caso el Estado nunca se verá afectado si el proyecto fuera negativo.*

4.3. Modalidades Contractuales: Introducción y cambio a través de la historia.

En base, al CONTRATO TIPO (primer formato realizado), se procedió a renegociar con Texaco Petroleum Company y Ecuadorian Gulf Oil Company el mismo que fue autorizado y suscrito de conformidad con las disposiciones del

Decreto Supremo No. 925 del 4 Agosto de 1973 y No. 317, publicados en los Registros Oficiales No. 362 y 283 del 3 de Agosto de 1973.

LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE ESTE CONTRATO FUERON:

- Se definió un área de 491.355 hectáreas de acuerdo a los lotes definidos por las coordenadas especiales para Hidrocarburos (CEPHI), aprobadas en el Instituto Geográfico Militar.
- Se estableció una regalía mínima de 12.6% para producción de petróleo crudo de hasta 30.000 barriles diarios y de 14% de más de 30.000 hasta 60.000 barriles diarios y del 16% cuando la producción promedia mensual sea de 60.000 barriles o más barriles de petróleo crudo por día.
- Por el gas de los yacimientos de gas libre y de los productos que de él se obtengan los contratistas pagarán mensualmente una regalía de 16% (Nota: se entiende por el millar de pies cúbicos).
- Devolución de áreas: los contratistas podrán devolver áreas voluntariamente al Estado en cualquier tiempo, tales devoluciones serán en lotes de 20.000 hectáreas, cuando sean más de dos lotes, estos deberán estar unidos por lo menos por una de sus vértices.

Se establecieron nuevas aportaciones para la construcción de obras seleccionadas por el Gobierno, tales como:

- Obras de compensación en el Oriente Ecuatoriano, como la construcción de la carretera Lago Agrio – Papallacta, aeropuerto de Lago Agrio y carretera Coca – Lago Agrio
- Primas de entrada por la suma de \$2.973.868 para los aeropuertos de Esmeraldas y el Coca, urbanización de Aguarico y Coca y el mejoramiento y pavimentación de la carretera Pifo – Papallacta.
- Se revisaron los montos por derechos superficiales de acuerdo a la siguiente manera:

- Derechos superficiales de 100 sucres por hectárea y por año y los ESPECIALES de USD\$192.000 por cada año a partir de 1974.
- Se creó el pago de los derechos por utilización de agua y materiales y la construcción para la educación.
- Se fijó en 1.000 sucres por hectárea la inversión mínima durante los tres primeros años de éste contrato.
- Se introduce por primera vez el concepto de PRECIOS DE REFERENCIA DEL PETROLEO, de los productos y de los derivados para normar lo relacionado al cobro de regalías en dinero y los demás gravámenes y contribuciones le Ley.
- Para la importancia que actualmente tiene la protección del AMBIENTE, me permito transcribir la Cláusula 46 del Contrato que se refiere a la Conservación de Recursos Naturales, cuyos términos se encuentran detallados en la Subcláusula 46.1 que dice: “Por el gas de los yacimientos de gas libre y de los productos de que él se obtengan, los contratistas pagarán mensualmente una regalía de 16%. (Nota: Se entiende por el millar de pies cúbicos)
- “Los Contratistas adoptarán las medidas convenientes para la protección de la flora, fauna, y demás recursos naturales; así como también evitarán la contaminación de las aguas, de la atmosfera y de la tierra, bajo el control de los organismos pertinentes del Estado.”
- La revisión de los personajes de pago por concepto del Impuesto a la Renta significó importantes recursos para el Estado; ya que del 22.75 % que regía para ese entonces, según el Acuerdo Ministerial de Agosto de 1966, éste ascendió al 40%; luego al 71.42% en 1995; y para el año de 1977 alcanzó el 87.31%.

En resumen, con la expedición de la reformas a la Ley de Hidrocarburos de 1971, y la puesta en vigencia al Contrato denominado TIPO, permitieron

diseñar una nueva estrategia de contratación petrolera sustituida por una nueva modalidad contractual, y nuevos convenios, en apego con los principios jurídicos definidos, lo que significó: La devolución al Estado ecuatoriano del 70% de las áreas conferidas en los convenios a contratos de CONCESION; incremento de los ingresos fiscales; la reducción del Período de Explotación a solo 20 años; y la implementación del gas; La reversión forzosa de los equipos, maquinarias industriales o de transporte a la terminación del contrato, sin costo para el Estado; la entrega de periodo crudo, para el consumo interno a precio de costo de producción más una razonable utilidad; la adopción de una modalidad específica para poder fiscalizar las inversiones; establecer el volumen de las reservas Hidrocarburíferas y proponer una explotación técnica y correcta que permita un mayor aprovechamiento en el uso del petróleo crudo en su calidad de Materia Prima.

Finalmente, bajo los términos y lineamientos de esta modalidad contractual TIPO, se suscribieron otros con las siguientes empresas o compañías petroleras concesionarias que operaban en el país:

- Contrato con Ecuador Sun Oil Company, el 4 de Agosto de 1973.
- Contrato con Anglo Ecuadorian Oilfields LTD – Occidente, el 2 de Octubre de 1973
- Contrato con Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana C.A. (solo para explotación), el 3 de Octubre de 1973.

Es necesario indicar que los contratos de asociación antes celebrados con la expedición del decreto No. 516 del 11 de mayo de 1973, determinó conveniente que los nuevos contratos se celebren conforme a lo dispuesto en el Decreto No. 430 del 6 de junio de 1972 con aquellas personas jurídicas que hubieran sido las verdaderas operadoras en lo técnico, económico y financiero; y estas fueron:

- Contrato con Caiman Corporation, City Investing Company y Loutherm Union Produccion Company, el 5 de octubre de 1973.

- Contrato con OCK Petroleum International Inc, el 5 de octubre de 1973.

Los aspectos más relevantes de esta modalidad contractual, se recogen en el Decreto Supremo No. 316 del 27 de marzo de 1973, mediante el cual el gobierno expidió LAS BASES PARA LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN PARA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS HIDROCARBURÍFEROS Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO y fueron:

- CEPE hacía la selección de las empresas para la suscripción de los contratos.
- CEPE contribuía con los derechos sobre área, yacimientos u otros derechos de su patrimonio
- Cuando CEPE contribuía al pago de las inversiones de explotación, se modificaba la escala de participación en la producción.
- Se crearon los comités de Administración de los Contratos de Asociación integrados por dos representantes de CEPE y los de la Contratista, con atribuciones específicas para el control y ejecución del contrato.
- CEPE participaba en los resultados de la producción de acuerdo a una escala porcentual pre establecida y en base a los volúmenes de la producción neta transportada que consta en cada contrato
- La regalía mínima establecida fue del 12.5% para una producción bruta promedio al mes no llega a mil barriles diarios se elevará al 14% cuando la producción promedio al mes sea de treinta mil o más y no llegue hasta sesenta mil barriles diarios; y subirá a mínimo de 16% cuando la producción promedio mensual sea de sesenta mil o más barriles por día.
- Primas de entrada para el Periodo de Exploración: Una cantidad mínima de 50 sucres por hectárea y Periodo de Explotación: Una cantidad menor de 150 sucres por hectárea requerida.

- Derechos superficiales: para el Período de Exploración, 10 sucres anuales por hectárea y para el periodo de Explotación 50 sucres por hectárea retenida y por año, hasta los 5 primeros años y 100 sucres a partir del sexto año hasta la finalización del contrato.

En 1971 con la expedición de la Ley de Hidrocarburos que ha sufrido varias reformas sustanciales hasta el año 2010. En la mencionada ley se concluyó también el Contrato de Operaciones Hidrocarburíferas que estaba exento del pago primas de entrada, derechos superficiales, obras de compensación y regalías, pero que no pudo explicarse ni fue base para ninguna licitación, ya que el Impuesto a la RENTA UNIFICADO no fue modificado y permaneció en el 87.31%.

4.4. Contrato de Participación

El 24 de Enero de 1994, Petroecuador a través del Comité Especial de Licitación, CEL, convocó a las empresas y consorcios estatales y privadas interesadas en la Séptima Ronda de Licitación Internacional bajo la modalidad contractual del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo), para 13 bloques localizados en el Litoral y Costa Afuera y 10 en la Región Amazónica, la presentación de las ofertas será el 31 de Mayo de 1994.

Los bloques licitados son: El bloque 3 localizado en el Litoral Ecuatoriano Costa Afuera y los bloques 4 y 5 localizados en el Litoral Ecuatoriano Costa Adentro.

Los restantes 10 bloques se encuentran localizados en la Región Amazónica y tienen la siguiente identificación: 11, 18, 19, 21, 22, 24, 25, 27 y 28.

El bloque 23 también localizado en la Región Amazónica, es exclusivo para empresas o consorcios Estatales.

Las empresas y consorcios que se inscribieron para participar en estas licitaciones fueron:

Tabla 4: Empresas inscritas para licitar año 1994

BNP- KING RANCH; bloque 3	HUFFCO- LOUSIANA LAND; bloque 3
CONSOLIDATED RAMROD GOLD CORPORATION; bloque 3	EDC; bloque 3
PREMIER CONSOLIDATED- TRIPETROL; bloque 3	TRIPETROL; bloque 4
COASTAL- DEE- CHAUVCO- ASTRAL; bloque 11	SANTA FE – YUKONG- NIPPON-KOREA, bloque 11
TRIPETROL; bloque 11	PETROBRAS- OPIC- PLUSPETROL; bloque 21
SANTA FE – YUKONG- NIPPON-KOREA; bloque 18	ORIX- SANTA FE- SIPETROL- CLAPSA ; bloque 21
AMOCO- MOBIL; bloque 18	AMOCO- MOBIL; bloque 21
TRIPETROL; bloque 18	CONSOLIDATED- RAMROD GOLD CORP- CITY INVESTING; bloque 27
TRITON ENERGY CORP; bloque 19	AMOCO- MOBIL; bloque 28
ORIX – SANTA FE- SIPETROL- CLAPSA; bloque 19	TRIPETROL; bloque 28.
AMOCO- MOBIL; bloque 19	

Fuente: la autora.

Elabora: la autora.

El CEL aprueba el primer Contrato de Participación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), al 18 de Enero de 1995, para el bloque 11 de la Región Amazónica celebrado entre el Estado Ecuatoriano por intermedio de la empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y el consorcio Santa Fe Energy – Nippon Oil, korea, y Yucong.

- El Comité de Administración del Contrato estaría integrado por los representantes de CEPE y dos de la Contratista, tiene por objeto coordinar

y controlar las relaciones de las Partes, con el propósito de lograr eficiencia y agilidad en los trámites administrativos; así como evaluar el cumplimiento de los programas operativos anuales.

- Gravamen adicional: para producciones mayores a 30.000 BPPD + 3% y + 1% por cada 10.000 barriles adicionales hasta un máximo del 30% a favor del Estado.
- La Contratista sin derecho sobre las áreas y su proyección en el subsuelo.
- No pago de gravámenes para descubrimientos de petróleo crudo menor a 15° API
- Las inversiones en las actividades de explotación y exploración son por cuenta y riesgo de la contratista.
- El Estado reembolsa las inversiones, costos y gastos y una tasa por los servicios, luego de la Declaratoria de comercialidad realizada por la contratista de los descubrimientos de reservas probadas de petróleo crudo.
- No pago de regalías, le corresponde a Petroecuador.
- Tiene el derecho de acumulación, en el caso que los ingresos brutos no alcancen a cubrir las restituciones que Petroecuador debe pagar a la Contratista, los saldos se acumularán a los reembolsos y pagos del año fiscal siguiente, estos reembolsos y pagos acumulados Petroecuador no recurrirá a otros ingresos brutos distintos de los producidos en el área del contrato. Al término del contrato todas las obligaciones relacionadas con estas acumulaciones se considerarán extinguidas.
- Impuesto a la renta 44.4% y en el caso de reinversión el 25%.
- Monto mínimo a revertir el 10% de la utilidad antes de impuestos.
- Sobre su ingreso neto, la contratista pagará el 1% destinado a la investigación.

- Participación laboral 15%.

CEPE una vez iniciada la producción del Área del Contrato, realizaría los reembolsos y pagos a la Contratista de acuerdo al siguiente detalle:

- REEMBOLSO DE COSTOS E INVERSIONES: Mediante resoluciones del Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR.
- REEMBOLSO DE COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCION: Mensualmente a valor de libros, en la moneda en que fueron realizados.
- REEMBOLSO DE LAS INVERSIONES DE EXPLORACION: A valor de libros: mensualmente en alícuotas iguales, durante los cinco primeros años del Período de Producción.
- REEMBOLSO DE LAS INVERSIONES DE DESARROLLO: A valor de libros, en el plazo de diez años, en alícuotas anuales iguales, pagaderas al final de cada Año Fiscal.
- REEMBOLSO DE LAS INVERSIONES DE PRODUCCIÓN: A valor de libros, mediante diez alícuotas anuales iguales, que serán pagadas al final de cada Año Fiscal durante los diez años siguientes.
- TASA POR LOS SERVICIOS: El valor anual de la Tasa por los Servicios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

Ecuación 4: Tasa por servicios

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

En donde:

TS: Cuantía anual del pago de la Tasa por los servicios, en Dólares.

PR= PRIME RATE

INA= La suma de las Inversiones de Desarrollo menos los reembolsos de dichas Inversiones acumuladas y pagadas a la contratista, ajustada al inicio de cada Año Fiscal.

R=Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista.

Ecuación 5: Factor promedio

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

Q1= Producción promedio anual de hasta 10.000 BPPD

Q2= Incremento de la producción promedio anual entre 10.000 y 30.000 BPPD

Q3= Incremento de la producción promedio anual entre 30.000 y 50.000 BPPD

Q4= Incremento de la producción promedio anual entre 50.000 y 70.000 BPPD

Q5= Incremento de la producción promedio anual entre 70.000 y 100.000 BPPD

Q6= Cualquier Incremento de la producción promedio anual superior a 100.000 BPPD.

P= Precio de Mercado Internacional, promedio para el Año Fiscal vigente, aplicable al Petróleo Crudo del Área del Contrato.

C= Costos de producción (sin incluir la Tasa por los Servicios) más costos de Transporte, dólares por barril.

Q= Producción anual fiscalizada.

- **PARTICIPACIÓN DEL ESTADO:** Restitución de costos de PETROCUADOR (Costos de Transporte y Costos de Comercialización).
- **Saldo para el Estado:** (Ingreso bruto – reembolsos de costos, inversiones y TS) si lo hubiere.
- **PAGO DE IMPUESTOS:** El ingreso bruto de la contratista corresponde al valor de las ventas en el mercado nacional y en el exterior.

Para calcular el impuesto a la renta de la contratista de la Tasa por los Servicios, se deducirán únicamente los gastos reconocidos por la Ley de Régimen Tributario Interno. A este resultado se aplicará la deducción del gravamen a la producción; sobre este nuevo resultado se aplica el quince por ciento de participación laboral para obtener la base imponible.

- **IMPUESTO A LA RENTA:** 44.4% Y 25% en caso de re inversión, monto mínimo a reinvertir 10% de la utilidad antes del impuesto. Sobre su ingreso neto, la contratista pagará el 1% destinado a investigación. El valor “PR (INA)” de la tasa por los Servicios, no

formarán parte del ingreso bruto de la contratista ya que constituyen un simple reembolso de los costos de financiamiento.

- PARTICIPACION LABORAL 15%
- GRAVAMEN A LA PRODUCCION: Por más de 30.000 BPPD gravamen básico del 3% más el 1% por cada 10.000 BPPD adicionales a los 30.000 BPPD hasta un máximo del 30%.

4.5. Contrato de Prestación de Servicios

Las Partes involucradas han acordado modificar el contrato en la cláusula 1.1 que antecede para adoptar el modelo de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos previsto en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos, reformado por el Art. 6 de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos de 27 de julio 2010.

- ANEXO A.- Especificaciones o delimitación del Área de Contrato.
- ANEXO B.- Plan de actividades.
- ANEXO C.- Actividades Adicionales (No Aplica).
- ANEXO D.- Fórmulas para corrección de la calidad del Petróleo Crudo del Área del Contrato.
- ANEXO E.- Reglamento de Contabilidad.
- ANEXO K y L.- Metodología de cálculo para la Tarifa para campos nuevos o por Producción Incremental fruto de recuperación mejorada.
- Actividades de Exploración Adicional: Son aquellas convenidas de exploración propuestas por la Contratista y acordadas con la Secretaría en el Plan de Actividades Adicionales para ser desarrolladas dentro del Área del Contrato.
- Fase de Producción: Es el lapso durante el Período de Explotación comprendido desde la fecha de vigencia hasta la fecha de terminación de

este Contrato Modificatorio. La Fase de Producción podrá coexistir con las Fases de Desarrollo de los campos descubiertos por Actividades de Exploración Adicional.

- Incremento de Reservas Comercialmente Explotables: Es el aumento del volumen de reservas (recuperables) proveniente de Actividades de Recuperación Mejoradas o nuevos descubrimientos por Actividades de Exploración Adicional realizadas por la Contratista y aprobadas por la Secretaría.
- Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental de acuerdo a la Cláusula 15.
- Yacimientos de Hidrocarburos Comercialmente Explotables:
- El plazo de Vigencia de este Contrato Modificatorio es desde la Fecha de inscripción de este Contrato Modificatorio en el Reglamento de Hidrocarburos hasta 31-XII-2018. En el evento que la Contratista procediera al desarrollo de otro yacimiento de hidrocarburos comercialmente explotable, el plazo de vigencia de este contrato modificatorio se extenderá conforme al Plan de Desarrollo respectivo, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos.
- Plan de Desarrollo
- Tarifa para Campos en Producción.- Las Partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción de 27,25 dólares.
- Tarifa para Nuevos Campos o Producción Incremental.
- PLAZO DE VIGENCIA.- El Plazo de Vigencia de este Contrato Modificatorio.
- CIA.- 12. Plan de Actividades y Plan de Desarrollo.- Se demostrare la existencia de yacimientos de Hidrocarburos Comercialmente Explotables.

4.6. Criterios emitidos por las partes involucradas: Entrevistas realizadas a funcionarios con gran experiencia en la industria.

Con la finalidad de sustentar la investigación se realizó un sondeo de opinión para evaluar los criterios y puntos de vista de cinco profesionales y expertos en materia hidrocarburífera de diferentes áreas tanto del sector público como privado, a continuación se detalla el análisis específico de los resultados obtenidos en cada pregunta:

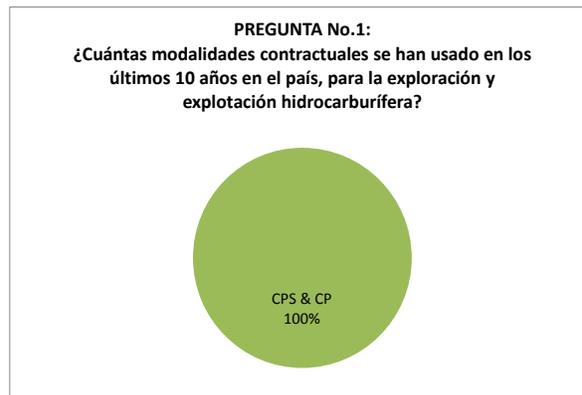


Ilustración 12: Entrevista Gráfico Pregunta 1

- En el caso de la primera pregunta obtuvimos el siguiente resultado: 100% de los entrevistados manifestaron que durante los últimos 10 años utilizaron las dos modalidades para la exploración y explotación hidrocarburífera de Contratos de Participación, y Contratos de Prestación de Servicios.

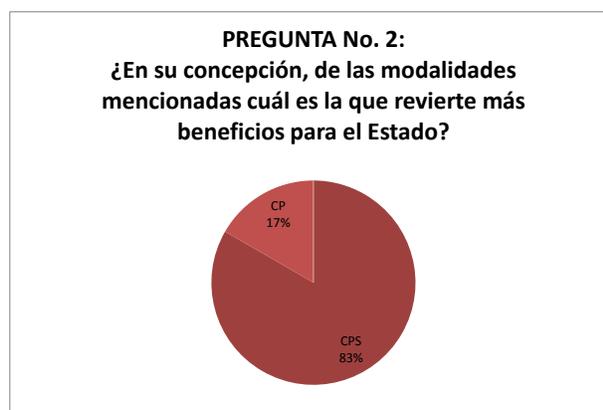


Ilustración 13: Entrevista Gráfico Pregunta 2

- Un 83% de los entrevistados manifestaron que el Contrato de Prestación de Servicios es la modalidad contractual que revierte más beneficios al Estado, optando por el Contrato de Participación un 17% de los entrevistados.

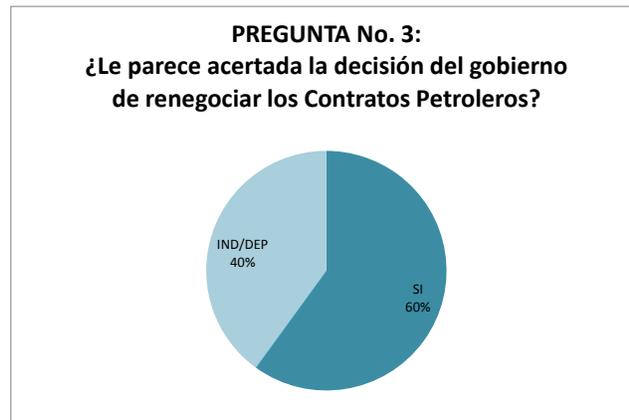


Ilustración 14: Entrevista Gráfico Pregunta 3

- En la tercera pregunta los entrevistados manifestaron en un 60% que la decisión del gobierno fue acertada y en un 40% depende de otros factores.



Ilustración 15: Entrevista Gráfico Pregunta 4

- En la cuarta pregunta los entrevistados manifestaron en un 50% que la renegociación afecto positivamente a la economía del país, en un 33% manifestaron que el efecto fue negativo y en un 17% manifiestan que

la renegociación no ha afectado ni positivamente ni negativamente a la economía del país.

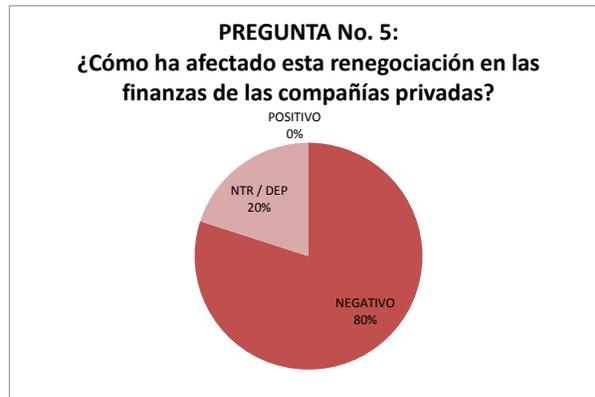


Ilustración 16: Entrevista Gráfico Pregunta 5

- En cuanto a la quinta pregunta los entrevistados manifestaron en un 80% que el efecto de la renegociación ha sido negativo para las finanzas de las compañías privadas, y en un 20% el efecto no ha sido ni positivo ni negativo.

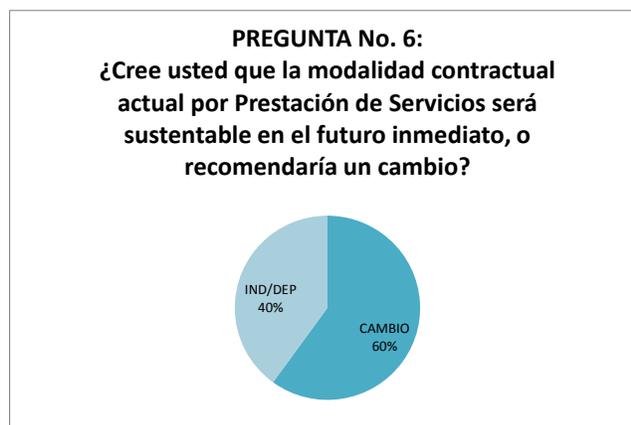


Ilustración 17: Entrevista Gráfico Pregunta 6

- Para la sexta pregunta los entrevistados manifestaron en un 60% que la modalidad contractual de prestación de servicios no será sustentable en el futuro y recomendarían un cambio, y en un 40% manifiestan que dependerá de varios factores.

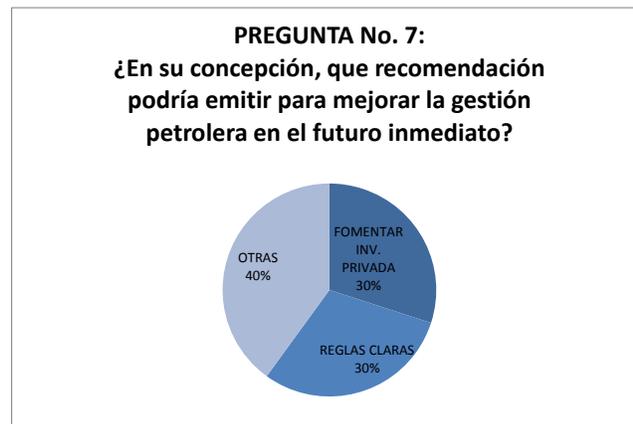


Ilustración 18: Entrevista Gráfico Pregunta 7

- Finalmente en la séptima pregunta los entrevistados manifiestan en un 30% que fomentar la inversión privada y tener reglas claras mejoraría la gestión petrolera en el futuro inmediato, sin embargo un 40% de los entrevistados manifestaron que una mejor gestión petrolera dependerá de otros factores, tales como: concordancia entre las instituciones públicas que controlan la actividad petrolera, llegar a una negociación win-win tanto para la inversión privada como para el Estado, y cambiar de modalidad.

CAPÍTULO V

5. ANALISIS COMPARATIVO, CALCULO DEL COSTO/BENEFICIO PARA EL ESTADO Y PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA SUPERAR E INCREMENTAR EL BENEFICIO PARA EL ESTADO CON LA MODALIDAD CONTRACTUAL OPTIMA.

5.1. Aplicación del Análisis Comparativo

5.1.1. Cuadro comparativo del articulado relevante: Ley de Hidrocarburos.

Tabla 5: Cuadro comparativo Ley de Hidrocarburos

LEY DE HIDROCARBUROS	LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS
Vigente desde 1982 hasta 2010 con varias reformas durante estos años.	Vigente desde 2010 hasta la fecha.
Capítulo I	Capítulo I
DISPOSICIONES FUNDAMENTALES	DISPOSICIONES FUNDAMENTALES
<p>Art.2 Contratos en el área hidrocarburífera: El estado explorará y explotará los yacimientos en forma directa a través de PETROECUADOR.</p> <p><i>PETROECUADOR suscribe los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en representación del Estado ecuatoriano.</i></p>	<p>Art.2 Contratos en el área hidrocarburífera: El estado explorará y explotará los yacimientos en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos.</p> <p><i>Se determina a la Secretaria de Hidrocarburos como administrador de los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.</i></p>

CONTINÚA



Capítulo II	Capítulo II
DIRECCION Y EJECUCION DE LA POLITICA DE HIDROCARBUROS	DIRECCION Y EJECUCION DE LA POLITICA DE HIDROCARBUROS
	<p>Art. 6.- Formulación, ejecución y aplicación de la política de hidrocarburos.- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.</p>
NO EXISTE REGISTRO DE LA REDACCIÓN ORIGINAL DE LOS ARTÍCULOS REFORMADOS.	<p>Art. 7.- Facultades del Ministerio de Energía y Minas.- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos.</p> <p><i>Se nombra al COLH o Comité de Licitaciones Hidrocarburíferas como el ente que propondrá las bases contractuales para la exploración y explotación hidrocarburífera.</i></p>
Art. 8.- Derogado.	
	<p>Art. 9.- Ejecución de la política de hidrocarburos. Normatividad de la industria petrolera.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la</p>

CONTINÚA



presente Ley.

Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).-

Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas.

Funciones realizadas por la DNH o Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 12.- Registro de Hidrocarburos.-

En la Secretaría de Hidrocarburos se conservará el Registro de Hidrocarburos.

Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).-

Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SIL como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferas y de las sustancias que los acompañen.

Entidad que suscribe y administra los contratos de exploración y explotación hidrocarburífera en representación del Estado ecuatoriano.

CONTINÚA



Capítulo III**FORMAS CONTRACTUALES****Capítulo III****FORMAS CONTRACTUALES**

En todos los artículos en los cuales se menciona a PETROECUADOR como contraparte en representación del Estado ecuatoriano se sustituye por SECRETARIA DE HIDROCARBUROS.

Art. 16.- Contrato de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos.- Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

En concordancia con la Disposición Transitoria Primera del Registro Oficial 244 del martes 27 de julio de 2010, todos los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos deberán modificarse para adoptar el modelo reformado de Prestación de Servicios como único modelo contractual autorizado para la exploración y explotación de hidrocarburos.

CONTINÚA



Art. 19.- Adjudicación de los contratos.**Conformación del Comité de****Licitación.-** La adjudicación de los

contratos a los que se refieren los artículos

1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el

Ministerio Sectorial mediante licitación,

con excepción de los que se realicen con

empresas estatales o subsidiarias de estas.

Capítulo V**INGRESOS ESTATALES****Capítulo V****INGRESOS ESTATALES****Art. 49.- Regalías.-...** “En los contratos

de prestación de servicios para

exploración y explotación de

hidrocarburos los contratistas como

Operadores, no están sujetos al pago de

regalías. La totalidad de la producción del

área del contrato es de propiedad del

Estado.”...

Capítulo X**DISPOSICIONES GENERALES****Capítulo X****DISPOSICIONES GENERALES****Art. 94.- Participación Laboral:** En el

caso de los trabajadores vinculados a la

actividad hidrocarburífera, éstos recibirá

el 3% del porcentaje de utilidades y el

12% restante será pagado al Estado, que

lo destinará, única y exclusivamente, a

proyectos de inversión social en salud y

educación, a través de los Gobiernos

Autónomos Descentralizados que se

encuentren dentro de las áreas delimitadas

por cada contrato...



Fuente: Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

Realiza: la autora.

5.1.2. Cuadro comparativo del articulado relevante: Modalidades Contractuales.

Tabla 6: Cuadro comparativo Modalidades Contractuales

MODALIDAD CONTRACTUAL DE PARTICIPACION	MODALIDAD CONTRACTUAL DE PRESTACION DE SERVICIOS
<p>“Cláusula 4. Objeto de este Contrato</p> <p>4.1 El objeto de este contrato es la exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo), por parte de la Contratista, en el Área del Contrato.</p> <p>4.2 La Contratista ejecutara, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo), en el Área del Contrato, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, maquinarias y tecnología necesarios para su cabal cumplimiento, a cambio de lo cual la contratista recibirá, como participación, un porcentaje de la producción del Área del Contrato.”</p>	<p>“Cláusula 5. Objeto</p> <p>5.1 <u>Prestación de Servicios.-</u> Este Contrato Modificatorio tiene por objeto la prestación de servicios a la Secretaria por parte de la Contratista, con sus propios recursos y a su solo riesgo, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo Petróleo Crudo, en el Área del Contrato, de conformidad con los términos y condiciones estipulados en este Contrato Modificatorio, y los establecidos en la Ley Aplicable.</p> <p>5.2 <u>Contraprestación por los Servicios.-</u> La Contratista recibirá a cambio de sus servicios el pago de una Tarifa en Dólares para Campos en producción, por Barril de Petróleo Crudo extraído en el Área del Contrato y entregado en el Centro de Fiscalización y Entrega, pagadera en dólares o en Petróleo Crudo, conforme a lo establecido en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos y la cláusula decima quinta de este Contrato Modificatorio. ...”</p>

CONTINUÁ



<p>Cláusula 6.1.1. Programas y Presupuestos Anuales: La Contratista presentará al Ministerio de Energía y Minas, para su aprobación, los Programas y Presupuestos Anuales, los que deberán guardar concordancia con el Plan de Actividades Mínimo y con los Planes Quinquenales aprobados. Tales Programas y Presupuestos Anuales contendrán desgloses trimestrales estimados que tendrán carácter referencial.</p>	<p>Cláusula 8.2.29. Presentar al Comité de Supervisión los Programas y Presupuestos Anuales, elaborados hasta el treinta de septiembre anterior al Año Fiscal en que el referido deba ser ejecutado y posteriormente con la recomendación del Comité de Supervisión de acuerdo a lo indicado en la cláusula trece punto tres, tramitar su aprobación por parte de la Secretaría, de conformidad con lo establecido en la Ley Aplicable.</p>
<p>“Cláusula 8. Participación y procedimientos para la Entrega.</p> <p>8.1 Cálculo de la participación de la Contratista.- La participación de la Contratista se calculara con los parámetros convenidos en éste Contrato, de acuerdo con la siguiente fórmula: $PC = X1.Q1 + X2.Q2$</p> <p>Dónde: PC=Participación Contratista X1= Cincuenta por ciento (50%), que es el factor promedio porcentual, correspondiente a la participación de la Contratista, de acuerdo al perfil de producción, (Q1) Q1= Perfil de producción en base a condiciones históricas, según consta en la Tabla uno (1) del anexo quinto (V) X2= Setenta y nueve por ciento (79%), que es el factor promedio porcentual, correspondiente a la participación de la</p>	<p>“Cláusula 15. Pago a la Contratista</p> <p>15.2 Ingreso Disponible.- Del valor remanente después de descontar del Ingreso Bruto del Contrato el Margen de Soberanía, se cubrirán los Costos de Transporte del Estado y Costos de Comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones y cubiertos los Tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, de ser aplicables, es decir, con el Ingreso Disponible la Secretaría pagará la Tarifa para Campos en Producción y, de ser aplicable, la Tarifa para Campos Nuevos o por producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada. La Secretaría comunicará a la Contratista el Ingreso</p>

CONTINÚA



Contratista en la producción incremental (Q2)

Q2= Incremento de producción por encima de los valores del perfil de producción Q1 y hasta quince mil (15.000) Unidades de Producción por día, cuyos estimados constan en la Tabla tres (3) del anexo quinto.”

Disponible para cada mes, y de ser el caso, un detalle de los valores que se acumularían de conformidad con la cláusula quince punto seis (15.6).

Cláusula 15.5.1. El pago a la Contratista para campos en producción se regirá por la siguiente fórmula:

$$PC_t = [TAR \times Q_t] \times FA_t. PC_t$$

Dónde:

PC= Pago a la Contratista en el período t con una TAR = \$35,00 (treinta y cinco dólares)/Barril

Q_t = Producción de los campos en el período t.

FA_t = Factor de Ajuste por inflación de los costos operativos.”

“Cláusula 8.4. Participación del Estado.- Iniciada la producción, la Participación del Estado se calculará de la siguiente forma: $PE = (1-X1)Q1 + (1-X2)Q2$

En donde:

PE= Participación del Estado

X1, X2, Q1 y Q2, están definidas en la cláusula 8.1.

Cláusula 8.5. Otros ingresos del Estado.- El Estado percibirá el impuesto a la renta conforme a lo previsto en las cláusulas 11.1. y 11.2.

Cláusula 11.1. Régimen Tributario y participación Laboral.- La Contratista pagará el impuesto a la renta de

“15.1 Margen de Soberanía.- El Estado se reserva el veinte y cinco por ciento (25%) del Ingreso Bruto del Contrato como Margen de Soberanía, antes de cualquier distribución.

15.2 Ingreso Disponible.- Del valor remanente después de descontar del Ingreso Bruto del Contrato el Margen de Soberanía, se cubrirán los Costos de Transporte del Estado y Costos de Comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones y cubiertos los Tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de

CONTINUÁ



conformidad con las normas previstas en el Título 1 de la Ley de Régimen Tributario Interno y según las tarifas descritas en este Contrato. La Contratista pagará, también, las contribuciones e impuestos descritos en las cláusulas once.tres. (11.3.) Contribución por utilización de aguas y materiales naturales de construcción, once.cuatro. (11.4.) Contribución para la Superintendencia de Compañías, once.cinco. (11.5.) Impuesto a los activos totales y once.seis. (11.6.) Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y de Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales, así como la participación laboral del quince por ciento (15%) prevista en el Código de Trabajo.”

Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, de ser aplicables, es decir, con el Ingreso Disponible la Secretaría pagará la Tarifa para Campos en Producción...”

En esta modalidad contractual la Contratista se encuentra obligada a pagar el Impuesto a la Renta estipulado en un 22%, la contribución por el uso del agua, y demás contribuciones mencionadas como el fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y las Rentas Sustitutivas para las Provincias del Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, en lo referente al impuesto a los activos y la contribución para la Superintendencia de Compañías no están vigentes.

Fuente: Modalidades Contractuales de Participación y Prestación de Servicios.

Realiza: la autora.

5.2. Aplicación del Análisis COSTO/BENEFICIO: Cálculo del indicador COSTO/BENEFICIO de las modalidades contractuales evaluadas.

Para el análisis del indicador COSTO/BENEFICIO tendremos que seguir los siguientes parámetros:

Se realizará la evaluación utilizando los métodos de evaluación de proyectos VAN y TIR, y una vez obtenidos estos resultados se obtendrá el COSTO/BENEFICIO.

Para la evaluación de los dos proyectos se tomarán los mismos datos en lo referente a Inversiones, Producción y Costos; lo único que cambiará serán los parámetros de cada modalidad contractual. Una vez concluido el cálculo el proyecto que tenga un valor mayor en el indicador BENEFICIO/COSTO será escogido como el modelo contractual óptimo para el Estado. Los datos de

Inversión, Producción Estimada y Costos están basados en el proyecto de ampliación de plazo presentado por una de las contratistas más grandes en el país para el proyecto de desarrollo de un campo nuevo, sin embargo se han modificado las cifras ya que la verdadera información es confidencial.

Este ejercicio corresponde a un proyecto tipo.

- Modelo de Cálculo del proyecto con un Contrato de Participación.
- Modelo de Cálculo del proyecto con un Contrato de Prestación de Servicios.

5.3. Selección del modelo contractual óptimo: Resumen ejecutivo con presentación de resultados y selección del modelo contractual óptimo para el Estado ecuatoriano (cálculos aplicados con datos de un proyecto tipo).

El proyecto a evaluar tendrá los siguientes datos para las dos modalidades contractuales:

Tabla 7: Datos para el Cálculo del Modelo

DATOS NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DEL MODELO	
Producción Fiscalizada Estimada	3,584,495.00 bls.
Inversiones Comprometidas	\$ 41,800,000.00
Costos Operativos Estimados	\$ 26,509,000.00
Costo Unitario	\$ 7.40

Fuente: Modelo Económico de cálculo de tarifa utilizado en la SHE.

Realiza: la autora.

Los parámetros del cálculo para la Modalidad Contractual de Participación son los siguientes:

Tabla 8: Parámetros para modelaje del Proyecto con Participación

PARÁMETROS PARA EL MODELAJE DEL PROYECTO CON PARTICIPACIÓN		
DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
Precio Promedio Crudo Oriente	87.8	usd/bbl
Participación del Estado	50%	%
Costos de Transporte	1.436	usd/bbl
Costo de Comercialización	0.183443	usd/bbl
Ley 10	1	usd/bbl
Ley 40	0.05	usd/bbl
% Impuesto a la Renta	22%	%
Tasa de Descuento	12%	%
Inversiones Pre-producción	13.100.000	usd

Fuente: Modelo Económico de cálculo de tarifa utilizado en la SHE.

Realiza: la autora.

Cada parámetro del cálculo proviene de:

- **Precio Promedio Ponderado (PPP):** Existen dos precios diferentes para cada tipo de crudo, en el Ecuador existen únicamente dos, el Crudo Oriente y Crudo Napo, siendo el precio del Crudo Oriente más alto debido a la su densidad, mientras más ligero mayor precio, esta característica se mide a través del grado API del crudo. (Es calculado en la unidad de liquidaciones de la Secretaría de Hidrocarburos.)
- **Participación del Estado:** La participación del Estado se calcula de la siguiente forma:

Ecuación 6: Cálculo de la Participación del Estado, Contrato de Participación

OCHO.CUATRO. (8.4.) Participación del Estado.....

Iniciada la producción, la Participación del Estado se calculará de la siguiente forma:.....

$$PE = (1 - X1)Q1 + (1-X2)Q2.....$$

En donde:.....

PE = Participación del Estado.....

X1, X2, Q1 y Q2 = están definidas en la cláusula ocho.uno. (8.1.).....

Fuente: Contrato de Modificadorio de Asociación a Participación del Bloque Tarapoa.

Realiza: la autora.

- **Costo de Transporte:** Este valor dependerá del oleoducto usado por la contratista para transportar el crudo hasta el centro de fiscalización, las compañías tienen dos opciones, el OCP (Oleoducto de Crudos Pesados) o el SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano); este valor es remitido de manera oficial anualmente por el Ministerio de Finanzas al Banco Central del Ecuador y a la Secretaría de Hidrocarburos, la utilización de los oleoductos dependerá del grado API del crudo, si es ligero deberá ser transportado por el SOTE y si es más pesado por el OCP. (Finanzas, 2014)
(Tarifa por barril transportado por el SOTE \$1.080 y por el OCP \$1.436)
- **Costo de Comercialización:** Constituye el costo por barril que deberá ser cancelado en aduana para exportar el crudo, este valor se remite en la misma comunicación oficial conjuntamente con los costos de transporte. (Finanzas, 2014)
- **Ley 10:** O Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y de Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales, corresponde a la contribución de USD\$1.00 (un dólar de los Estados Unidos de Norteamérica) por cada barril producido, estos recursos están destinados a la realización de obras en las zonas de explotación petrolera. (NACIONAL, LEY 10, 1992)
- **Ley 40:** O Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, corresponde a la contribución de USD\$0.05 (cinco centavos de

dólar de los Estados Unidos de Norteamérica) por cada barril producido hasta alcanzar los USD\$0.50/bls. (NACIONAL, LEY 40, 1990)

- **Impuesto a la Renta:** Es el porcentaje estipulado en la Ley de Régimen Tributario Interno para la exploración y explotación de Hidrocarburos en el país, el valor fijado para la industria es del 22%.
- **Tasa de Descuento:** Es la tasa de descuento establecida para evaluar proyectos de inversión en el Ecuador, para un empresa consolidada y existente será la TMAR (Tasa Mínima Atractiva de Retorno), y para un nuevo proyecto e inexistente se considerará a la suma de la Tasa Pasiva Refencial del BCE (Banco Central del Ecuador), el Riesgo País, la Inflación y otros factores más que el inversionista podrá tomar en cuenta para disminuir el riesgo, en este caso la tasa de descuento utilizada será del 12% debido a que es la tasa utilizada en las negociaciones de la Secretaría de Hidrocarburos con las Compañías Privadas.



Ilustración 19: Indicadores Económicos del BCE

Fuente: Página Web Banco Central del Ecuador.

Realiza: la autora.

- **Inversiones de Preproducción:** Corresponden a todos los valores invertidos en actividades exploratorias previas a la producción de crudo, este rubro será facilitado por la compañía interesada en invertir.

A continuación el cuadro resumen de resultados de la evaluación del proyecto realizada en base a los parámetros de la modalidad de Participación:

Tabla 9: Resultados de la Modalidad de Participación

PROPUESTA MODALIDAD DE PARTICIPACIÓN	
PARAMETROS	RUBROS
PERIODO	2013-2025
PERFIL DE PRODUCCION (2013-2025) BLS.	3.584.495
PRODUCCIÓN ACUMULADA(2013) BLS.	204.400
PRECIO PROMEDIO EXPORT. CRUDO ORIENTE	\$ 89,42
INVERSIONES:	\$ 54.900.000,00
PRODUCCIÓN (2013-2025)	\$ 41.800.000,00
EXPLORACIÓN O PREPRODUCCIÓN	\$ 13.100.000,00
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO	50%
COSTOS DE TRANSPORTE	\$ 1,436000
COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	\$ 0,183443
LEY 10 Y 20	\$ 1,00
LEY 40	\$ 0,05
TASA DE DESCUENTO	12%
IMPUESTO A LA RENTA	22%
ESTADO	RUBROS
INGRESO BRUTO POR LA PRODUCCIÓN	\$ 314.718.661,00
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO	\$ 157.359.330,50
COSTOS DE TRANSPORTE	\$ 5.147.334,82
COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	\$ 657.550,52
LEY 10 Y 20	\$ 3.584.495,00
LEY 40	\$ 179.224,75
TOTAL DESCUENTOS COSTOS	\$ 5.804.885,34
INGRESO DISPONIBLE	\$ 147.790.725,41
TARIFA	\$ -
EXCEDENTE PARA EL ESTADO	\$ 147.790.725,41
COMPAÑÍA	
PARTICIPACIÓN CONTRATISTA	\$ 157.359.330,50
INVERSIONES	\$ 54.900.000,00

CONTINÚA



COSTOS FIJOS	\$ -
COSTOS OPERATIVOS	\$ 26.509.000,00
CONTRIBUCIÓN COMUNITARIA	\$ -
PARTICIPACION LABORAL 15%	\$ 2.808.089,12
IMPUESTO A LA RENTA	\$ 16.091.293,10
CONTRIBUCIÓN A LA INVESTIGACIÓN	\$ -
TIR COMPAÑÍA	24%
VPN ESTADO	\$ 111.147.648,94
VPN COMPAÑÍA	\$ 20.347.431,63
TARIFA	N/A
CÁLCULO DEL INDICADOR BENEFICIO/COSTO PARA EL ESTADO:	1.0217

Fuente: Modelo Económico de cálculo de tarifa utilizado en la SHE.

Realiza: la autora.

Los resultados obtenidos con la modalidad de Participación son los siguientes:

TIR: bajo la modalidad contractual de Participación tenemos como resultado una TIR del 24% para la Contratista, no es posible calcular la TIR para el Estado debido a que quien realiza la inversión es la Contratista motivo por el cual el Estado tiene sólo flujos de caja positivos, teniendo en cuenta estos antecedentes podemos concluir que el proyecto es viable para la Contratista ya que es superior a la Tasa de Descuento utilizada (12%) y para el Estado también corresponde a un proyecto viable y atractivo ya que no se realiza la inversión, sin embargo no sería aceptado ya que en las negociaciones oficiales la Secretaría de Hidrocarburos establece un máximo del 15% de TIR para proyectos de explotación de hidrocarburos y un TIR del 25% para proyectos de exploración de hidrocarburos, para la contratista.

VPN: en el caso del Valor Presente Neto tenemos como resultado USD\$111.147.648,94 para el Estado que corresponde a la suma de todos los flujos de caja obtenidos desde el 2013 hasta el 2025, y tomando en cuenta que el valor de la inversión inicial para el Estado es cero el valor presente neto de este proyecto es mayor que cero, lo que indica que el proyecto es viable.

B/C: como resultado del indicador BENEFICIO/COSTO vemos que es de 1.0217, lo cual indica un beneficio de USD\$0.0217 por cada dólar invertido en el proyecto, la interpretación final de este resultado es que el proyecto NO generará mayor riqueza por lo tanto, según este indicador, no sería recomendable su ejecución.

Los parámetros del cálculo para la Modalidad Contractual de Prestación de Servicios son los siguientes:

Tabla 10: Parámetros para modelaje del Proyecto con Prestación de Servicios

PARÁMETROS PARA EL MODELAJE DEL PROYECTO CON PRESTACIÓN DE SERVICIOS		
DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
Precio Promedio Crudo Oriente	87.8	usd/bbl
Margen de soberanía	25%	%
Costos de Transporte	1.436	usd/bbl
Costo de Comercialización	0.183443	usd/bbl
Ley 10	1	usd/bbl
Ley 40	0.05	usd/bbl
% Impuesto a la Renta	22%	%
Tasa de Descuento	12%	%
Inversiones Pre-producción	13.100.000	usd

Fuente: Modelo Económico de cálculo de tarifa utilizado en la SHE.

Realiza: la autora.

Cada parámetro del cálculo proviene de:

- **Margen de Soberanía:** Es el rubro estipulado en el Art.16 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, en donde se establece: “...De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados....”

- *Los demás parámetros detallados en el cálculo realizado con la modalidad contractual de Participación.*

A continuación el cuadro Resumen de resultados de la evaluación del proyecto realizada en base a los parámetros de la modalidad de Prestación de Servicios:

Tabla 11: Resultados de Modalidad de Prestación de Servicios

PROPUESTA MODALIDAD DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS	
PARAMETROS	RUBROS
PERIODO	2013-2025
PERFIL DE PRODUCCION (2013-2025)	3.584.495
PRODUCCIÓN ACUMULADA(2013)	204.400
PRECIO PROMEDIO EXPORT. CRUDO ORIENTE	\$ 89,42
INVERSIONES:	\$ 54.900.000,00
PRODUCCIÓN (2013-2025)	\$ 41.800.000,00
EXPLORACIÓN O PREPRODUCCIÓN	\$ 13.100.000,00
MARGEN DE SOBERANIA	25%
COSTOS DE TRANSPORTE	\$ 1,44
COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	\$ 0,18
LEY 10 Y 20	US\$ 1,00
LEY 40	US\$ 0,05
TASA DE DESCUENTO	12%
IMPUESTO A LA RENTA	22%
ESTADO	RUBROS
INGRESO BRUTO POR LA PRODUCCIÓN	\$ 314.718.661,00
MARGEN DE SOBERANIA	\$ 78.679.665,25
COSTOS DE TRANSPORTE	\$ 5.147.334,82
COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	\$ 657.550,52
LEY 10 Y 20	\$ 3.584.495,00
LEY 40	\$ 179.224,75
TOTAL DESCUENTOS	\$ 88.248.270,34
INGRESO DISPONIBLE	\$ 226.470.390,66
PAGO TARIFA A CONTRATISTA	\$ 150.477.100,10
EXCEDENTE PARA EL ESTADO	\$ 75.993.290,56
COMPAÑÍA	
INGRESO POR TARIFA	\$ 150.477.100,10
INVERSIONES	\$ 54.900.000,00
COSTOS FIJOS	\$ -

CONTINÚA



COSTOS OPERATIVOS	\$	26.509.000,00
CONTRIBUCIÓN COMUNITARIA	\$	8.288.172,01
PARTICIPACION LABORAL 3%	\$	2.072.043,00
IMPUESTO A LA RENTA	\$	12.915.734,72
CONTRIBUCIÓN A LA INVESTIGACIÓN	\$	1.272.011,50
TIR		19%
VPN ESTADO	\$	119.783.979,57
VPN COMPAÑÍA	\$	12.378.335,39
TARIFA	\$	41,98
CÁLCULO DEL INDICADOR BENEFICIO/COSTO PARA EL ESTADO:		1.1496

Fuente: Modelo Económico de cálculo de tarifa utilizado en la SHE.

Realiza: la autora.

Los resultados obtenidos con la modalidad de Prestación de Servicios son los siguientes:

TIR: bajo la modalidad contractual de Prestación de Servicios tenemos como resultado una TIR del 19% para la Contratista, no es posible calcular la TIR para el Estado debido a que quien realiza la inversión es la Contratista motivo por el cual el Estado tiene sólo flujos de caja positivos, teniendo en cuenta estos antecedentes podemos concluir que el proyecto es viable para la Contratista ya que es superior a la Tasa de Descuento utilizada (12%) y para el Estado también corresponde a un proyecto viable y atractivo ya que no se realiza la inversión y lo único que se debería analizar en este caso sería una reestructuración de los costos para ajustar la TIR al 15% para la contratista y el proyecto sería aprobado ya que en las negociaciones oficiales la Secretaría de Hidrocarburos establece un máximo del 15% de TIR para proyectos de explotación de hidrocarburos y un TIR del 25% para proyectos de exploración de hidrocarburos, en cumplimiento a la Cláusula 12.3 del Contrato de Prestación de Servicios.

VPN: en el caso del Valor Presente Neto tenemos como resultado USD\$119.783.979,57 para el Estado que corresponde a la suma de todos los flujos de caja obtenidos desde el 2013 hasta el 2025, y tomando en cuenta que el valor de la inversión inicial para el Estado es cero el valor presente neto de

este proyecto es mayor que cero, lo que indica que el proyecto es viable y su rentabilidad corresponde al valor del VPN.

B/C: como resultado del indicador BENEFICIO/COSTO vemos que es de 1.1496, lo cual indica un beneficio de USD\$0.1496 por cada dólar invertido en el proyecto, la interpretación final de este resultado es que el proyecto SI generará mayor riqueza por lo tanto, según este indicador, si sería recomendable su ejecución.

5.4. Propuesta de Estrategias para mejorar el indicador

COSTO/BENEFICIO para el Estado en futuras negociaciones.

La base para nuestra formulación de estrategias será el análisis FODA de la modalidad contractual elegida como optima, de esta manera se determinará la situación real de la industria y se obtendrá la base para la formulación de estrategias que nos ayuden a alcanzar el objetivo que es superar el indicador COSTO/BENEFICIO o BENEFICIO/COSTO en la gestión hidrocarburífera.

Modalidad Contractual elegida como óptima:	Contrato de Prestación de Servicios
---	--

5.4.1. Análisis FODA:

En este caso utilizaremos un Análisis FODA con la finalidad de establecer adecuadamente las estrategias producto de los resultados obtenidos en el modelaje económico.

El objetivo del análisis FODA es determinar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la modalidad contractual elegida como óptima, para que una vez determinadas las debilidades y amenazas, se puedan establecer estrategias que puedan convertir las amenazas en oportunidades y las debilidades en fortalezas:

Tabla 12: Análisis FODA

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ol style="list-style-type: none"> 1. Producción es en su totalidad de propiedad del Estado. 2. Tarifa fija negociada previamente en cada caso, lo que permite obtener mayor beneficio si la producción es mayor a la estimada ya que la Contratista no tiene beneficio alguno por producción incremental. 3. El Estado no asume riesgo alguno ya que las inversiones las realiza la Contratista. 4. Esta modalidad contractual es más rentable frente a un modelo de participación de la producción bajo las condiciones analizadas en este estudio. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. De continuar el esquema gubernamental actual, esta modalidad contractual incrementará el margen de ingresos al Estado a mediano plazo. 2. Se pueden realizar estudios para determinar la localización de nuevas reservas en el país. 3. El país aún cuenta con 14 bloques por explotar, mismos que serán licitados en una próxima Ronda Petrolera.
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ol style="list-style-type: none"> 1. Complejo de administrar por la magnitud de los volúmenes que se manejan. 2. No fomenta la efectividad en la gestión hidrocarburífera ya que la Contratista enfoca su operación a incrementar únicamente la producción para obtener mayor margen de ganancia. 3. No es un modelo atractivo para atraer 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El Ecuador cuenta con Campos maduros cuya curva de producción se encuentra en declive, considerando el enfoque acelerado de explotación, a mediano y largo plazo impactará negativamente sobre la sustentabilidad de la reservas y rentabilidad que esta modalidad ofrece al Estado.

CONTINUÁ



al inversionista debido al alto riesgo que deben asumir.	2. Al no contar con el interés de inversionistas privados, cada vez se obtendrá un menor margen de ganancia sobre el 10% del total de la producción del país.
4. No es la mejor modalidad a largo plazo ya que no fomenta la sustentabilidad de las reservas en el tiempo sino la explotación a mediano plazo.	3. Se pueden suscitar arbitrajes internacionales por desacuerdos entre la partes del Contrato, lo cual genera en el mejor de los casos, gastos legales y administrativos para el Estado.

Fuente: la autora.

Realiza: la autora.

Sobre la base de este análisis FODA aplicado a los resultados obtenidos se procede a determinar el objetivo general y la política, previo a establecer las estrategias que permitirán convertir las debilidades en fortalezas y las amenazas en oportunidades para superar el indicador Beneficio/Costo en el futuro inmediato:

5.4.2. Objetivo General

Superar el indicador Beneficio/Costo suscitado por el cambio de la modalidad contractual en Contratos administrados por la Secretaría de Hidrocarburos; extender la duración de las reservas hidrocarburíferas del país e incrementar el nivel de inversión privada.

5.4.3. Política

Implementar las estrategias adecuadas para optimizar la efectividad de la modalidad contractual por Prestación de Servicios, basados en el análisis FODA.

5.4.4. Estrategias

- Diseñar un programa agresivo de promoción para la licitación de los Bloques por explotar enfocado a países con los cuales el Gobierno

ecuatoriano mantiene buenas relaciones y convenios en el sector energético.

- Analizar la viabilidad de la disminución porcentual del Impuesto a la Renta y obtener un efecto de riesgo compartido para incrementar el interés de inversores nuevos para el desarrollo de los Bloques petroleros no explorados.
- Diseñar una modalidad contractual combinada con línea base de producción en modelo de prestación de servicios (tarifa fija) y producción incremental en modelo de participación 80% para el Estado y 20% para la contratista, lo cual aseguraría un desarrollo sustentable y no una explotación acelerada de las reservas.
- Establecer un plan de incentivos para aquellos inversionistas que desarrollen estudios para explotación de reservas en pre cretácico (profundidades a partir de los 12.000 pies), recuperación secundaria y terciaria (tecnologías de estimulación de yacimientos, concentración de reservas mediante inyección de agua direccionada etc.) en los Campos asignados.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- La Secretaría de Hidrocarburos, institución pública creada mediante el artículo 6-A de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos tiene entre sus atribuciones principales el administrar los contratos de exploración y explotación petrolera, enfocar de mejor manera la política hidrocarburífera del país, el promocionar el potencial hidrocarburífero del país a nivel nacional e internacional y el asignar y administrar las áreas hidrocarburíferas del país.
- La Constitución de la República, y la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos conforman el marco legal de la investigación, la revista Lupa Fiscal Informe 4 del Grupo Faro integra el marco teórico ya que sustenta adecuadamente la investigación, y las definiciones establecidas en el Contrato modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios en su cláusula 4.3 constituyó el marco conceptual.
- En el año 2011, la producción petrolera nacional alcanzó 183 millones de barriles, es decir fue 4% superior respecto al año anterior. De esta forma se mantiene la tendencia de crecimiento de la producción pública, la cual concentró el 70% de la producción total. Esto se explica sobre todo por el inicio de operaciones en nuevos campos y por la salida de empresas privadas a raíz de la renegociación de contratos y cuyos bloques pasaron a ser explotados por EP Petroecuador y Petroamazonas EP.
- En julio de 2010 entró en vigencia la Ley Reformativa de la Ley de Hidrocarburos la cual establece el cambio de modalidad contractual de las empresas privadas hacia un modelo de prestación de servicios. En este sentido, se firmaron ocho contratos con cinco empresas privadas y siete contratos con cinco empresas a cargo de campos marginales. Las empresas que decidieron no renovar su contrato abandonaron el país. Una de las

implicaciones de este proceso ha sido el incremento en 2011 de los ingresos públicos por exportaciones que antes correspondían a las empresas privadas, el cual incrementó en un 53% con respecto a 2010.

- Bajo el nuevo esquema contractual de prestación de servicios las empresas reciben una tarifa única por barril extraído. Para este pago, el Estado se asegura por medio de la Secretaría de Hidrocarburos, cubrir los costos de transporte, comercialización y ciertos impuestos aplicables, además de reservar el 25% por concepto de margen de soberanía. Si por precios bajos del petróleo y después de cubrir estos rubros, el Estado aún no puede cubrir la tarifa, la empresa debe esperar a que los precios se recuperen. Esta modalidad de pago se da como un mecanismo del Estado para asegurarse ante eventuales precios bajos por las implicaciones que tiene que manejar la modalidad contractual de prestación de servicios.
- Uno de los principales destinos de los ingresos petroleros dentro del PGE es la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), la cual financia la importación de derivados de petróleo y representa el 10% del total del PGE 2011 (USD 4 000 millones).
- El enfoque de este estudio es Cualitativo mixto debido a que aun cuando no se definen los pasos que el investigador debe seguir, se recolectaron datos de campo y se analizaron sobre la base de parámetros estadísticos y matemáticos, tomando en cuenta que se aplicó también el proceso inductivo, ya que no se definió una hipótesis, sin embargo se va desarrollando la teoría coherente según el resultado del examen realizado al entorno de la industria. Esta investigación corresponde a una investigación retrospectiva, descriptiva, explicativa, etnográfica y longitudinal, y las técnicas utilizadas en la misma fueron la entrevista estructurada y la observación pasiva.
- El 1 de octubre de 1971, el gobierno promulgó la Ley de Hidrocarburos que derogó la Ley del Petróleo de octubre de 1937 la misma que recoge el principio jurídico fundamental de la Ley de 1937 en el que los yacimientos

de hidrocarburos pertenecen al “Patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado”, las modalidades contractuales, en cambio, nacen en base al Contrato Tipo (primer formato realizado), el Contrato de Participación se aplica por primera vez en el país en la Séptima Ronda Petrolera y el Contrato de Prestación de Servicios se aplica en la renegociación petrolera que tuvo lugar en el año 2010.

- En la entrevista realizada a los expertos en la industria hidrocarburífera podemos observar que la mayoría coincidieron en que las modalidades utilizadas en los últimos 10 años han sido la de Participación y la de Prestación de Servicios, destacando que la modalidad de Prestación de Servicios es la que revierte mayores beneficios para el Estado, sin embargo manifestaron también que el cambio de modalidad contractual a Prestación de Servicios brinda mayores ingresos al Estado ecuatoriano pero en el corto plazo ya que incentiva la explotación acelerada y corresponde una modalidad poco atractiva para el inversionista, por lo cual se deberá analizar cambiarla en el mediano plazo.
- Petroamazonas EP, empresa que se fusionó con la ex EP PETROECUADOR y que se encarga de todo el proceso de UPSTREAM deberá tomar en cuenta que cada Activo y Campo que opera debe ser sostenible y sustentable en el tiempo, en la actualidad la situación no es la apropiada ya que la gestión de la empresa pública de hidrocarburos se ha basado en compensar sus Activos no rentables con proyectos nuevos como el ITT para seguir operando todos aun cuando ya no es factible por el alto costo incurrido en la extracción del crudo.
- Con la reforma a la Ley de Hidrocarburos y con el cambio de modalidad contractual a Prestación de Servicios, se logró incrementar el ingreso del Estado y con el cálculo aplicado en las dos modalidades para determinar un VAN, una TIR y el indicador BENEFICIO/ COSTO se corroboró que la decisión del Gobierno fue acertada resultando como óptima la modalidad contractual de Prestación de Servicios, pero es acertada en el corto plazo,

ya que debido a la política extractivista se agotarán aceleradamente las reservas del país.

- Es importante mencionar que el cambio de la modalidad contractual vigente por Prestación de Servicios brinda al Estado seguridad total sobre los ingresos producto del petróleo ya que si por alguna razón baja de precio del mismo no se pagará la tarifa por lo cual el Estado se reserva esos rubros mientras despunta le precio, esto es un punto desfavorable para el inversionista por lo cual sería importante aplicar las estrategias fruto de esta investigación.

6.2. Recomendaciones

- Determinar acciones con la finalidad de alargar las reservas hidrocarburíferas del país ya que si bien es cierto que la producción ha ido en aumento por la inclusión de nuevos campos, la política actual es netamente extractivista por lo que el resultado será el agotamiento de las reservas en el corto-mediano plazo, lo que implica abundancia para hoy, escases mañana, por lo cual una de las acciones a tomarse será incrementar la inversión en exploración de nuevas reservas en otros proyectos para alargar la vida de la industria petrolera en el país.
- Diseñar un programa agresivo de promoción para la licitación de los Bloques petroleros por explorar enfocado a países con los cuales el Gobierno ecuatoriano mantiene buenas relaciones y convenios en el sector estratégico.
- Analizar la viabilidad de la disminución porcentual del Impuesto a la Renta para los nuevos proyectos y determinar un efecto de riesgo compartido para incrementar el interés de inversores nuevos.
- Establecer un plan de incentivos para aquellos inversionistas que desarrollen estudios para exploración y explotación de reservas en pre cretácico (profundidades a partir de los 12.000 pies), recuperación secundaria y terciaria (tecnologías de estimulación de yacimientos,

concentración de reservas mediante inyección de agua direccionada, etc.) en Campos nuevos asignados.

- Diseñar una modalidad contractual combinada con línea base de producción en modelo de prestación de servicios (tarifa fija) y producción incremental en modelo de participación 80% para el Estado y 20% para la contratista, lo cual aseguraría un desarrollo sustentable y no una explotación acelerada de las reservas con la finalidad de atraer a nuevos inversionistas interesados en nuevos proyectos en el país.
- Estimar el impacto socio ambiental de la exploración y explotación petrolera teniendo en cuenta que los réditos deberán ser retribuidos a las poblaciones mayormente afectadas por la industria, es importante mencionar que para el desarrollo de cualquier economía se requiere aplicar la filosofía del GANAR-GANAR de esta forma aseguramos el interés extranjero y la inversión en el futuro.
- Cambiar los perfiles de producción con la finalidad de no explotar aceleradamente las reservas del país, es importante contar con reservas para el futuro de las generaciones venideras, esto debido a que la industria conjuntamente con los tributos generados por la misma contribuyen en gran parte al Presupuesto General del Estado y sustentan las obras que benefician a la sociedad.

Bibliografía

- De Conceptos.com, C. (s.f.). *De Conceptos*. Recuperado el 15 de Junio de 2014, de sitio web De Conceptos:
<http://deconceptos.com/general/estudio>
- Economico, D. (2014). *Expansion.com*. Recuperado el 30 de 06 de 2014, de
<http://www.expansion.com/diccionario-economico/analisis-costebeneficio.html>
- Finanzas, M. d. (03 de Enero de 2014). Oficio Nro. MINFIN-DM-2014-0002. *Liquidaciones de Exportaciones de Petróleo Crudo y Derivados 2014*. Quito, Pichincha, Ecuador: N/A.
- Herrera, J. J., López, J., & Arias, K. (2012). *EL LIDERAZGO DE LA GESTION PETROLERA REGRESA AL ESTADO, MONITOREO 2011*. Quito: Grupo Faro.
- HIDROCARBUROS, S. D. (Noviembre de 2010). Contrato Modificatorio a Contrato de Prestacion de Servicios . Quito, Pichincha, Ecuador.
- Martínez, V. (27 de 04 de 2014).
http://books.google.com.ec/books?id=52TwQjVA_YQC&printsec=frontcover&hl=es#v=onepage&q&f=false. Recuperado el 27 de 04 de 2014, de GOOGLE BOOKS:
http://books.google.com.ec/books?id=52TwQjVA_YQC&printsec=frontcover&hl=es#v=onepage&q&f=false
- Nacional, A. (27 de 07 de 2010). Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos. Quito: Registro Oficial 244.
- NACIONAL, C. (19 de Febrero de 1990). LEY 40. *Ley N°40 de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias del Napo, Esmeraldas y Sucumbíos*. Quito: Registro Oficial Nro. 330.
- NACIONAL, C. (21 de Septiembre de 1992). LEY 10. *Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales*. Quito: Registro Oficial Nro. 30.
- Nohlen, D. (s.f.). *RZuser.Heidelberg*. Obtenido de RZuser.Heidelberg:
http://www.rzuser.uni-heidelberg.de/~k95/es/doc/diccionario_metodo-comparativo.pdf

ANEXOS