

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y CONTABLES

**IMPACTO FINANCIERO DE LAS NUEVAS LEYES Y
REGLAMENTOS QUE REGULAN LAS OPERACIONES DEL
SECTOR HIDROCARBURIFERO EN LAS COMPAÑÍAS
PETROLERAS QUE MANTIENEN CONTRATOS DE
PARTICIPACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
PETRÓLEO CRUDO EN EL ECUADOR**

**DISERTACIÓN DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERÍA COMERCIAL**

**ANDRÉS SANTIAGO MÁRQUEZ BEDÓN
JORGE ERNESTO MÁRQUEZ BEDÓN**

DIRECTOR: ING. JOSÉ ARAUZ

QUITO, 2011

DIRECTOR DE DISERTACIÓN:

Ing. José Arauz

INFORMANTES:

Ing. Paulina Mancheno

Ing. Alexandra Ramírez

DEDICATORIA

A nuestros padres que nos han brindado su soporte en todo momento y en especial a nuestra madre que en paz descansa.

“Esfuézate y se Valiente” sabio concejo de una sabia mujer, que ahora habita en nosotros.

Andrés y Jorge

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN, 1

1 LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL ECUADOR, 3

- 1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO ECUATORIANO, 7
- 1.2 CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL POR GRADOS API Y NUESTRA LOCALIZACIÓN EN CALIDAD DEL PETRÓLEO, 7
 - 1.2.1 Tipo de Petróleo, 7**
- 1.3 CRISIS PETROLERA NACIONAL E INTERNACIONAL, 10
- 1.4 CRONOLOGÍA, 15
 - 1.4.1 Definición y Modalidades Contractuales, 17**
 - 1.4.1.1 Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, 17
 - 1.4.1.2 Contratos de Asociación, 18
 - 1.4.1.3 Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, 20
 - 1.4.1.4 Contrato de Campos Marginales, 22
 - 1.4.1.5 Detalle de Contratos Petroleros Vigentes en el Ecuador, 23
- 1.5 DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPIOS APLICABLES A LA INDUSTRIA, 24
 - 1.5.1 Introducción, 24**
 - 1.5.2 Normas Contables en el Ecuador, 29**
 - 1.5.3 Normas Ecuatorianas de Contabilidad – NEC, 33**

2 CONTRATO DE PARTICIPACIÓN Y DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS, 54

- 2.1 CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 54
 - 2.1.1 Estructura del Contrato, 55**
 - 2.1.1.1 Periodo de Exploración e Inversiones de Exploración, 55
 - 2.1.1.2 Periodo de Explotación e Inversiones de Exploración, 61
 - 2.1.1.3 Ingresos de las Contratistas, 73
 - 2.1.1.4 Principales Cláusulas Contractuales, 83
 - 2.1.2 Objetivo del Contrato, 91**
- 2.2 CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 92
 - 2.2.1 Estructura del Contrato y Diferencias con el Contrato de Prestación de Servicio, 92**
 - 2.2.2 Objetivo del Contrato, 104**

- 3 REVISIÓN DE LAS PRINCIPALES CLÁUSULAS Y BENEFICIOS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN Y LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS, 106**
 - 3.1 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS GENERALES, 106
 - 3.1.1 Determinar los Ingresos y Gastos y Su Manejo Contable-Financiero, 106**
 - 3.1.2 Definición de las Causas Principales para un Cambio de Contrato, 107**
 - 3.1.3 Principales Intereses del Gobierno por el Cambio de Contrato, 109**
 - 3.2 BENEFICIOS PARA EMPRESAS PETROLERAS Y EL ESTADO ECUATORIANO, 111
 - 3.2.1 Beneficios de un Contrato de Participación para los Inversionistas y el Estado Ecuatoriano, 111**
 - 3.2.2 Beneficios de un Contrato de Prestación de Servicios para los Inversionistas y el Estado Ecuatoriano, 112**
 - 3.2.3 Resumen Principales Impactos, 113**
 - 3.2.4 Análisis de la Política Gubernamental Actual, 114**
 - 4 EVALUACIÓN FINANCIERA, 115**
 - 4.1 ALCANCE, 115
 - 4.2 OBJETIVO, 131
 - 4.3 METODOLOGÍA, 131
 - 4.4 RESULTADOS PARA LA CONTRATISTA Y EL ESTADO, 139
 - 4.4.1 Contratos de Participación, 139**
 - 4.4.2 Contratos de Prestación, 140**
 - 4.5 INDICADORES FINANCIEROS APLICABLES, 141
 - 4.5.1 Tasa Interna de Retorno, 141**
 - 4.5.2 Valor Actual Neto, 141**
 - 4.6 RESULTADOS CUALITATIVOS DE LOS INDICADORES RESULTADOS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS, 141
 - 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, 143**
 - 5.1 CONCLUSIONES, 143
 - 5.2 RECOMENDACIONES, 145
- BIBLIOGRAFÍA, 146**

RESUMEN EJECUTIVO

LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL ECUADOR

En el Ecuador el primer descubrimiento importante de Petróleo lo realizó la compañía Anglo Ecuatorian Oilfields Ltda. En el año 1924 en la península de Santa Elena, dando inicio a la producción petrolera en 1925 con 1,226 barriles diarios.

El Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo en América Latina, pero en relación a los grandes productores tal como es el caso de Arabia Saudita, nuestra producción es muy baja.

En el Ecuador se genera dos tipos de crudos: El Napo y el Oriente, para la explotación de estos tipos de crudo el estado Ecuatoriano opto por modelos contractuales de prestación de servicios que permitan la inversión extranjera y se pueda aumentar la producción de Petróleo crudo.

En el año 2002 se renegociaron los contratos de prestación de servicios por contratos de participación con lo cual se pretendía estabilizar los ingresos por la producción de petróleo crudo en el Ecuador, sin embargo en el año 2010 se renegociaron los contratos para volver a establecer el contrato de prestación de servicios para todas las compañías contratistas y lograr así incrementar los ingresos por la producción de petróleo crudo por el alza del precio del barril de petróleo y el aumento de la producción.

La base legal, contable y contractual se basa en:

- Ley de hidrocarburos y sus reformas.
- Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Reglamento de contabilidad y de control y fiscalización de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Contrato de participación para la explotación y exploración de hidrocarburos.
- Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

DIFERENCIAS ENTRE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN Y LOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

La principal diferencia de estos contratos es el ingreso de la contratista, ya que en el contrato de participación la compañía se queda con el 80% de la producción y en el contrato de prestación de servicios la compañía es recompensada con una tarifa fija por cada barril de petróleo extraído. Esto tiene diferentes repercusiones dependiendo principalmente del precio del crudo.

RESULTADOS DEL ESTUDIO

El resultado de nuestro modelo financiero es el siguiente.

	Participación	Servicios
TIR	16,18%	13,84%
VAN	158.447	39.053

Esto nos refleja claramente que el contrato de Prestación de Servicios es menos rentable para la contratista que un contrato de Participación, para el Estado Ecuatoriano es más o menos rentable dependiendo de las decisiones que tome de este producto.

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso natural que en la actualidad es indispensable en nuestra vida cotidiana y tiene una especial importancia en la economía del Ecuador.

Es por eso que el saber cómo es su tratamiento legal, contractual, financiero y contable, nos permitirá saber qué hace nuestro gobierno y que hacen las compañías contratistas con este recurso que pertenece a todos los ecuatorianos.

En la actualidad los contratos petroleros han tenido diversos cambios a lo largo del tiempo, sin embargo conocer las razones de estos cambios y entender porque se dan, nos permitirá aplicar nuestros conocimientos para el bienestar nuestro y de nuestra sociedad.

En el año 2010 se firmaron los nuevos contratos petroleros, así mismo hubo cambios en la ley de hidrocarburos y se reformaron las bases contables para esta industria, hoy en día el precio del crudo Napo y Oriente ha alcanzado record histórico, datos que han permitido al Ecuador obtener mayores ingresos por este Recurso,

Las inversiones de las compañías Petroleras están comprometidas con el Ecuador eso generará empleo, bienestar de las comunidades y tendrán que acoplarse con los cambios propuestos por el Estado Ecuatoriano, cambios que en su gran mayoría están en pro del medio ambiente, comunidades, aumento de producción de crudo y tener mayor inversión extranjera, sin permitir que dichas se lleven todos los beneficios de este Hidrocarburo.

Sin embargo el conocimiento de estos temas no se obtiene en los pensum de educación formal que actualmente tienen las universidades en el Ecuador, y es necesario difundir estos conocimientos para poder ingresar en la industria Petrolera y aplicar nuestra ética, conocimientos y buena voluntad en pro de nuestra sociedad.

Este estudio está hecho para aumentar estos conocimientos en los principales ámbitos del Petróleo, y con ello aportar al desarrollo de los profesionales que tenemos en el Ecuador, compañías como Repsol YPF, Enap Sipetrol, AGIP Oil, Petrobras, Petroamazonas, Andes, sus compañías relacionadas; Overseas Petroleum Investments, CRS Resources, CNPC, Cayman, Petrolamerec, Fosforocom, sus compañías de servicios; Halliburton, Schumberger Surencó, Baker Hughes, BJ Services, Tenaris, Corena, y sus entes de control; ARCH, Ministerio de Recursos no Renobables, Ministerio del Ambiente, Petroecuador; necesitan en su estructura, profesionales con conocimiento, valores, ideas y sobre todo seres humanos que trabajen en pro de la sociedad, profesionales a quienes esperamos ayudar con este estudio y aportar en el desarrollo de nuestro País.

1 LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL ECUADOR

Primeros hallazgos de Hidrocarburos en el Ecuador.- La actividad de exploración petrolera en el Ecuador se inicia a principios de siglo a lo largo de la costa del Pacífico.

El primer descubrimiento importante lo realizó la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda. En el año 1924 en la península de Santa Elena, dando inicio a la producción petrolera en 1925 con 1,226 barriles diarios.

Los primeros trabajos de exploración hidrocarburífera en la Región Oriental se inician en 1921, cuando la compañía Leonard Exploration Co. de Nueva Cork obtuvo una concesión de 25 mil km² por el lapso de 50 años.

En 1937 la compañía Shell logra 10 millones de hectáreas en concesión en la región del nororiente, para luego devolverlas argumentando que no existía petróleo.

En 1964 la Texaco Gulf obtiene una concesión de un millón quinientos mil hectáreas. Esta compañía en 1967 perfora el primer pozo productivo el Lago Agrio N.1. Posteriormente en 1969 siguieron los de Sacha y Shushufindi.

A raíz de este encuentro, se produce una feria de concesiones, que tuvieron como efecto consolidar el dominio absoluto de las compañías extranjeras, ya que mantenían el control

de más de cuatro millones de hectáreas. Hasta que en junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE).

La producción propiamente de la Región Oriental se inicia en 1972 por parte del consorcio Texaco-Gulf.

El 6 de julio de 1974, CEPE adquiere el 25% de las acciones de este consorcio, creándose un nuevo consorcio CEPE-Texaco-Gulf.

En 1976 ante una serie de incumplimientos en las principales cláusulas contractuales cometidas por la empresa Texaco Gulf, CEPE adquiere esas acciones con lo que pasa a ser el accionista mayoritario del consorcio con el 62% de las acciones; posteriormente CEPE adquiere la totalidad de las acciones y pasa a tener el control de todas las fases de la producción petrolera. A partir de 1989 CEPE se convierte en Petroecuador con varias empresas filiales: Petroproducción, Petroindustrial, Petrocomercial y Petroamazonas. Los últimos gobiernos pretenden la privatización de Petroecuador y de la actividad petrolera.

Para la elaboración de gasolina y otros derivados del petróleo se instalaron tres refinerías, sin abastecer las necesidades nacionales, pero en el año 1976 la compañía Anglo y todas sus instalaciones fueron nacionalizadas por la terminación de la concesión que comenzó en 1925 y pasaron bajo el control del Estado ecuatoriano a cargo de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, CEPE, actual Petroecuador.

Exploración y Explotación en la Región Amazónica.- A partir de 1972, fecha en que Ecuador inicia la explotación petrolera en el nororiente de nuestra región Amazónica; el

país se convierte en el segundo productor en América del Sur. El 28 de junio de 1973 el Ecuador ingresa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP con lo que la capacidad negociadora del Estado a través de CEPE mejora frente a las compañías extranjeras; además de recibir otros beneficios especialmente de asistencia técnica, entre los grandes del mundo tales como son Arabia Saudita, Argelia, Venezuela, Indonesia, Irán, Irak, entre otros.

El Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo en América Latina, pero en relación a los grandes productores tal como es el caso de Arabia Saudita, nuestra producción es muy baja.

CUADRO N° 1

	<u>País</u>	<u>Producción diaria</u>	<u>Proporción en la producción mundial</u>
1	Arabia Saudí	11,000,000	
2	Rusia	9,870,000	
3	Estados Unidos	8,322,000	
4	Irán	4,150,000	
5	México	3,784,000	
6	China	3,730,000	
7	Canadá	3,092,000	
8	Noruega	2,978,000	
9	Venezuela	2,802,000	
10	Kuwait	2,669,000	
11	Emiratos Árabes Unidos	2,540,000	
12	Nigeria	2,440,000	
13	Iraq	2,110,000	
14	Argelia	2,090,000	
15	Reino Unido	1,861,000	
16	Libia	1,720,000	
17	Brasil	1,590,000	
18	Kazajistán	1,338,000	
19	Angola	1,260,000	
20	Qatar	1,111,000	
21	Indonesia	1,070,000	
22	Azerbaiyán	934,700	
23	India	834,600	
24	Argentina	801,700	
25	Malasia	751,800	
26	Omán	740,000	
27	Egipto	688,100	
28	Australia	572,400	
29	Colombia	539,000	
30	Ecuador	538,000	
31	Yemen	402,000	
32	Sudán	397,000	

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO ECUATORIANO

El petróleo no es un recurso permanente, es decir se va agotando poco a poco. Nuestro país tiene, según se calcula más de 1,4 mil millones de barriles en reservas probadas y 4,6 mil millones de barriles en reservas probables y posibles. Este dato es provisional ya que continuamente se están encontrando nuevos pozos para explotar lo que aumentará nuestra reserva.

El Ecuador con una extensión de 255.970 km², dispone de seis cuencas sedimentarias: Oriente (Napo, Pastaza y Sucumbíos); Guayaquil (Progreso, Santa Elena, Golfo de Guayaquil); Manabí; Esmeraldas (Borbón); Litoral Pacífico (costa afuera) y Cuenca, que abarcan una área de 190.700 km² de roca sedimentaria; de éstos, 98.000 km² corresponden a la Región Amazónica (51,4%), 77.000 km² a la región de la Costa y 25.000 km² a la plataforma continental.

De estas cuencas sedimentarias solo en las dos primeras se ha demostrado la presencia de hidrocarburos.

1.2 CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL POR GRADOS API Y NUESTRA LOCALIZACIÓN EN CALIDAD DEL PETRÓLEO

1.2.1 Tipo de Petróleo

Arabian light-34

Iran light - 34

Kuwait- 31

Irak- Basrah - 34

Qatar Marie- 34

Zarzaitine-43 (Argelia)

Forcados-31 (Nigeria)

Zueitina-40 (Libia)

Minas-35 (Indonesia)

Tía Juana light-31 (Venezuela)

Oriente- 30 (Ecuador)

Napo – 22 (Ecuador)

El petróleo es medido en su calidad considerándolo liviano, mediano o pesado. De mejor calidad es el liviano por lograrse mayor cantidad de derivados, que los de los más pesados (los livianos son los más densos y los pesados menos densos).

API son iniciales de American Petroleum Internacional, sigla que se usa para denominar los grados de densidad del petróleo.

De lo anteriormente expuesto podemos deducir gran salto de la economía ecuatoriana a partir de 1972 en que el país tuvo ingresos económicos que antes no había tenido, pero los diferentes gobiernos que desde entonces han regido el país no han sabido aprovechar esa riqueza:

- Se han creado multitud de empleos, en su mayor parte de carácter burocrático sin que aporten mayormente la calidad de los servicios del país.

- Han habido muchos escándalos sobre el deshonesto manejo de los dineros provenientes del petróleo.
- Se han creado una gran cantidad de instituciones nuevas que consumen gran parte de las entradas petroleras.
- No se han incrementado las fuentes de la producción que generan la industria y el comercio, y por lo tanto más mano de obra y los productos sin elevación de precios; pues de acuerdo con las leyes económicas cuando un país eleva su capital en dinero circulante y no aumenta fuentes de trabajo que producen la riqueza, entonces las cosas suben de precio; eso es lo que se llama inflación, y es precisamente lo que ha pasado en el Ecuador.
- Se ha formado una alta burocracia estatal creando una clase de nuevos ricos.
- Se han construido viviendas pero solo al alcance de la clase media en adelante, además, carreteras, electrificación y otras obras de infraestructura, pero que de ninguna manera han sido suficientes para las necesidades del país.
- Se ha aumentado la deuda externa pública y privada a tal extremo que es uno de los mayores problemas de la economía nacional.

- Se gasta mucho en artículos de lujo de poco beneficio.

En definitiva, el petróleo ha agigantado la brecha entre ricos y pobres, las riquezas que han generado han sido despilfarradas, la inflación ha crecido aumentando la miseria del pueblo ecuatoriano.

La producción petrolera fue alrededor de 74 millones de barriles en 1980, de 102 millones en 1985 y cerca de 113 millones en 1988, y en 1998 fue de aproximadamente 13 7 millones de barriles, pero a un precio muy reducido, lo que fue preocupante para los ingresos nacionales.

Se han hallado nuevas zonas petroleras, esta vez en el suroriente, esperándose que ahora sus ingresos se utilicen en mejor beneficio para el país, pues resulta desconcertante que mientras el país aumenta su riqueza crece también la miseria y la pobreza general.

1.3 CRISIS PETROLERA NACIONAL E INTERNACIONAL

Dos de cada diez barriles de crudo que extraen las compañías petroleras privadas recibe el Estado ecuatoriano. Ex funcionarios y analistas petroleros insisten en que las autoridades energéticas deben renegociar los contratos para recibir más ganancias. Actualmente, el país deja de recibir entre 2.000 y 4.500 millones de dólares por los altos precios del crudo.

El Estado extrae crudo desde las entrañas de su suelo mediante 22 contratos de exploración y explotación hidrocarburífera suscritos con 20 empresas nacionales y

extranjeras desde 1985, primero bajo la modalidad de prestación de servicios y, luego, de participación. De ellos, 19 están vigentes, 2 en estado de “fuerza mayor” (que no pueden operar porque son cuestionadas por las comunidades nativas) y uno en trámite de caducidad (dado de baja por incumplimientos).

Dieciséis de los contratos son de participación; en este caso están las compañías Andes Petroleum, AEC Ecuador, Ecuador TLC, Canadá Grande, Perenco, Repsol YPF, Petrobras, CNPC Amazon, EDC Ecuador, y CGC. Agip Oil Ecuador opera bajo la modalidad de prestación de servicios, al igual que Bellwether, Petrobell, Petrosud y Tecpecuador, que realizan la extracción de petróleo en cinco campos marginales (los que producen menos del 1% del volumen total).

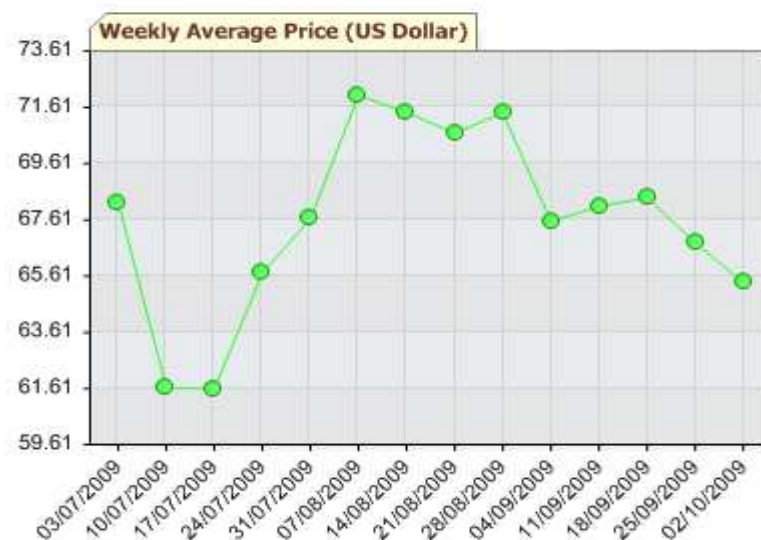
Con los contratos de participación, las compañías se comprometieron a efectuar las actividades de exploración y explotación en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones y gastos requeridos. Desde el inicio de las operaciones, esta tiene derecho a una participación en la producción del área concesionada, la cual se divide en bloques, cada uno con una extensión máxima de 200 mil hectáreas.

El Estado, a su vez, tiene una ganancia fija en el volumen de la producción que oscila entre el 12% y 30%, según la calidad del crudo, el área de concesión o costos de operación.

Adicionalmente a los problemas internos de la economía ecuatoriana por las políticas gubernamentales establecidas para la explotación y exploración de petróleo crudo se

sumó una crisis mundial al decaer el precio del petróleo como se muestra en la siguiente grafica.

GRÁFICO N° 1



Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

CUADRO N° 2

	Weekly Basket Price
03/07/2009	68.23
10/07/2009	61.64
17/07/2009	61.61
24/07/2009	65.72
31/07/2009	67.66
07/08/2009	72.04
14/08/2009	71.43
21/08/2009	70.7
28/08/2009	71.42
04/09/2009	67.56
11/09/2009	68.09
18/09/2009	68.4
25/09/2009	66.8
02/10/2009	65.39

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

GRÁFICO N° 2



Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

CUADRO N° 3

	Monthly Basket Price
Sep-08	96.85
Oct-08	69.16
Nov-08	49.76
Dec-08	38.6
Jan-09	41.54
Feb-09	41.41
Mar-09	45.78
Apr-09	50.2
May-09	56.98
Jun-09	68.36
Jul-09	64.59
Aug-09	71.35
Sep-09	67.17
Oct-09	67.7

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

GRÁFICO N° 3



Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

CUADRO N° 4

	Yearly Basket Price
1996	20.29
1997	18.68
1998	12.28
1999	17.48
2000	27.6
2001	23.12
2002	24.36
2003	28.1
2004	36.05
2005	50.64
2006	61.08
2007	69.08
2008	94.45
2009	56.66

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP fija sus decisiones de política petrolera con la vista fija en la denominada cesta OPEP [OPEC basket], una media aritmética de siete variedades de crudo: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia); Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudí); Dubai (Emiratos Árabes Unidos), Tia Juana Light (Venezuela), and Isthmus (México).

Esta variabilidad en el precio especialmente en el año 2008 hizo que la economía de los países que dependen de este recurso como el Ecuador, vean sus economías afectadas considerablemente.

1.4 CRONOLOGÍA

1870-1940

En 1878 se otorga la primera concesión al colombiano M.G. Mier para que pueda extraer petróleo de Santa Elena.

En 1886, el Congreso crea el Primer Código de Minería, que declara la propiedad del Estado sobre minas. En 1911 se perfora exitosamente el primer pozo petrolero en Santa Elena. En 1933 se crea la Dirección General de Minas y Petróleos.

1941-1970

En 1948, la Shell devuelve al Estado parte de su concesión, indicando que no existe petróleo en la Amazonia.

1971-1972

El 29 de marzo de 1967 brotaron 2.610 barriles diarios de petróleo del pozo Lago Agrio. En 1970 la Compañía William Brothers inició la construcción del oleoducto. El 23 de junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) para explorar, industrializar y comercializar petróleo. El 17 de agosto de 1972 se exporta por primera vez petróleo desde Balao, en Esmeraldas.

1973-1984

En noviembre de 1973, Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP. En junio de 1975 termina con éxito la primera perforación exploratoria de CEPE en el Oriente. En 1977, CEPE controló las operaciones de abastecimiento de los combustibles.

1985-2000

En marzo de 1987 un terremoto rompió el oleoducto y paralizó las actividades hidrocarburíferas tres meses. En 1989 se crea Petroecuador en vez de CEPE. En 1993, Ecuador se retiró de la OPEP. En febrero de 1999 se declara protegida de actividad petrolera un área extensa en los parques nacionales Cuyabeno y Yasuní.

2002-2009

Se renegociaron los contratos de prestación de servicios por contratos de participación con lo cual se pretendía estabilizar los ingresos por la producción de

petróleo crudo en el Ecuador, sin embargo en el año 2008 se empezaron renegociaciones para volver a tener el contrato de prestación de servicios logrando así incrementar los ingresos por la producción de petróleo crudo por el alza del precio del barril de petróleo.

1.4.1 Definición y Modalidades Contractuales

En Ecuador se han implementado varios tipos de contratos de concesión petrolera,

1.4.1.1 Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Son aquellos celebrados por el Estado por intermedio de Petroecuador, mediante los cuales delega a la contratista (Consortio o compañía privada), 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 Petroecuador.

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

1.4.1.2 Contratos de Asociación

Son aquellos en que Petroecuador 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 Petroecuador a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.

Los contratos de asociación se acordarán 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.

En los contratos de asociación estipulan:

- 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 superficiales, 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 Petroecuador 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 determinadas por las partes.

1.4.1.3 Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Son aquellos en que personas jurídicas (Consortio o compañías privadas), previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con PETROECUADOR a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y 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.

Sólo cuando el prestador de servicios para exploración y explotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago de sus servicios.

Estos reembolsos y pagos serán realizados por PETROECUADOR en dinero, de los ingresos brutos que produzcan los yacimientos que se

encuentren en el área objeto del contrato. Si conviniere a los intereses del Estado, los reembolsos y pagos por servicios a la contratista podrá ser realizado en especie o en forma mixta (una parte crudo y una parte dinero).

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 (emitido mensualmente por la Gerencia Comercio Exterior de Petroecuador), no obstante, se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

Antes de cualquier distribución de los ingresos provenientes de las áreas sujetas a contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, se deducirán los costos de transporte y comercialización, así como los costos de producción, en los que se incluirán los reembolsos y pagos que Petroecuador deba realizar a la respectiva contratista.

El precio de hidrocarburos, para el caso de pago en especie o para la opción preferente de compra, se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente (Precio de Referencia), realizadas por Petroecuador.

1.4.1.4 Contrato de Campos Marginales

Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de Petroecuador, mediante los cuales se delega a la contratista 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.

Los *campos marginales* son 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 el Ministerio del Ramo 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 Especial 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 considera:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área;

- b) Garantía de producción mínima, o;
- c) Costos de producción.

1.4.1.5 Detalle de Contratos Petroleros Vigentes en el Ecuador

CUADRO N° 5

Contratos Petroleros Suscritos Entre el Estado Ecuatoriano y Cias.		
Compañía operadora	Bloque / Campo	Tipo de Contrato
Contratos Participación		
Burlington Resources	24	Participación
CGC	23	Participación
CNPC Intenational (Amazon) Ltd.	11	Participación
Petrobras Energia Ecuador Ecuadortlc	18	Participación
EDC	3	Participación Gas
Petrooriental s.a.	14	Participación Modificado
Petrooriental s.a.	17	Participación Modificado
Perenco	21	Participación
Repsol YPF	16	Participación Modificatorio
Tripetrol	28	Participación
Andes Petroleum Ecuador	Tarapoa	Participación Modificatorio
Canada Grande	1	Participación Modificatorio
Perenco	7	Participación Modificatorio
Contratos Explotación Unificada		
Andes Petroleum Ecuador	18 B-Fanny	Convenio de Explotación Unificada
Andes Petroleum Ecuador	Mariann 4-A	Convenio de Explotación Unificada
Perenco	Coca Payamino	Convenio de Explotación Unificada
Contratos Prestación Servicios		
Agip oil	10	Prestación de Servicios
Petroecuador	27	Prestación de Servicios
Petroamazonas Ecuador s.a.	Bloque 15, Eden Yutury y Limoncocha	Prestación de Servicios
Contratos campos marginales		
Bellwether international	Charapa	Campo Marginal
Tecpecuador	Bermejo	Campo Marginal
Petroleos Sudamericanos	Pindo	Campo Marginal
Petroleos Sudamericanos	Palanda Yuca Sur	Campo Marginal
Petrobell	Tiguino	Campo Marginal
Consorcio Petrolero Amazonico	Pucuna	Campo Marginal
Consorcio Petrolero Amazonico	Singue	Campo Marginal
Consorcio Pegaso	Puma	Campo Marginal
Consorcio Energetico Gran Colombia	Armadillo	Campo Marginal
Contratos Servicios Específicos		
Petrooriental s.a.	Shiripuno	Servicios Específicos
Espol – Pacifpetrol	Peninsula Gustavo Galindo	Servicios Específicos
Repsol YPF	Tivacuno	Servicios Específicos Modificatorio
Ivanhoe Energy Ecuador	Pungarayacu (Bloque 20)	Servicios Específicos
Contratos Alianzas Operativas		
Dygoil	Víctor Hugo Ruales	Alianzas Operativas
Dygoil	Atacapi y Parahuacu	Alianzas Operativas
Contratos Servicios Específicos Para El Desarrollo Y Producción De Petróleo		
Sociedad Internacional Petrolera S.A. (Filial de ENAP)	Mauro Davalos Cordero (MDC)	Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo
Sociedad Internacional Petrolera S.A. (Filial de ENAP)	Paraíso, Biguno y Huachito	Servicios Específicos para el Desarrollo y Producción de Petróleo

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

1.5 DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPIOS APLICABLES A LA INDUSTRIA

1.5.1 Introducción

Las principales leyes y reglamentos y en orden de relevancia que regulan las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador son:

- Constitución Política de la República del Ecuador.
- Ley de Hidrocarburos y su Reglamento.
- Ley especial de Petroecuador y sus compañías Filiales (solo aplica a Petroecuador).
- Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado.
- Código de trabajo.
- Reglamento sustitutivo al reglamento de contratación de la Empresa Estatal Petrolero del Ecuador y sus empresas filiales, para obras, bienes y servicios específicos.
- Ley de Régimen Tributario Interno.
- Reglamento a la ley de régimen tributario.

- Reglamento de Contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Reglamento de Contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración de petróleo crudo y explotación adicional de hidrocarburos en campos marginales.
- Ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos.
- Reglamento sustitutivo del reglamento de operaciones hidrocarburíferas.

La Federación Nacional de Contadores del Ecuador en Julio 8 de 1999, emitió las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) 1 a 15.

Mediante Resolución No. 99-1-3-3-007 de 25 de Agosto de 1999, la Superintendencia de Compañías (organismo regulador de las sociedades no financieras en el Ecuador), decidió adoptar las NEC y dispuso su aplicación obligatoria.

El Servicio de Rentas Internas (SRI), mediante resolución No.000140 del 27 de agosto de 1999, resolvió la aplicación obligatoria de las NEC por parte de los contribuyentes obligados a llevar contabilidad.

Con Resolución No. 06.Q.ICI.004 del 21 de agosto del 2006, publicada en Registro Oficial No. 348 de 4 de septiembre del mismo año, la

Superintendencia de Compañías adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera “NIIF” y dispuso que su aplicación sea obligatoria por parte de las compañías y entidades sujetas a control y vigilancia de esta Institución, para el registro, preparación y presentación de estados financieros a partir del 1ro. de enero del 2009.

Mediante Resolución ADM.08199 del 3 de julio del 2008, publicada en el suplemento del Registro Oficial No. 378 de 10 de julio del 2008, el Superintendente de Compañías, ratificó el cumplimiento de la Resolución No. 06.Q.ICI.004 de 21 de agosto de 2006.

Mediante Resolución No. 08.G.DSC.010 del 20 de noviembre del 2008, publicada en el Registro Oficial No. 498 del 31 de diciembre del 2008, entre otros se establece el cronograma de aplicación obligatoria de las Normas Internacionales de Información Financiera “NIIF” por parte de las compañías y entes sujetos al control y vigilancia de la Superintendencia de Compañías.

En aquellas situaciones específicas que no estén consideradas por las NEC, se recomienda que las Normas Internacionales de Contabilidad provean los lineamientos a seguirse como principios de contabilidad en el Ecuador.

Las NEC son de carácter general y no existe ninguna específica para compañías de exploración y explotación de hidrocarburos.

Prácticas de la industria específica, que tienen incidencia en la contabilidad son emitidas por:

- Situaciones de compañías no financieras: la Superintendencia de Compañías.
- Situaciones de compañías financieras: la Junta Bancaria.
- Situaciones fiscales (todas las compañías):el Servicio de Rentas Internas.
- Situaciones Compañías E&P:el Ministerio de Energía y Minas.

A la fecha el Colegio de Contadores Públicos han emitido 27 Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

El Ministerio de Energía y Minas ha emitido normas específicas para la contabilidad de las compañías de exploración y explotación.

- Ley de Hidrocarburos y Reglamentos.
- Contratos con el Estado.
- Reglamentos de Contabilidad Específicos.
 - Contratos de Participación.
 - Contratos de Campos Marginales.

El numeral 26 de las Bases de Contratación de los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, determina a la “Contabilidad”.

Artículo 22 del Reglamento de Contabilidad de Costos aplicables a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, establece que:

La contabilidad se llevará sujetándose a las siguientes instrumentos legales (en ese orden):

- Ley de Régimen Tributario Interno.
- Reglamentos Generales de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno.
- Reglamento de Contabilidad de Costos aplicables a los Contratos de Participación.
- El Contrato.
- Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en la industria Hidrocarburífera (referencia a Normas Internacionales de Contabilidad u otra norma especializada en la industria FASB 69 Oil and Gas Production - USGAAP).

Los siguientes son un referente de los principios de contabilidad que podrían ser específicamente aplicados en la industria.

CUADRO N° 6

	<u>ECUADOR</u>	<u>NIC</u>	<u>E.E.U.U.</u>
Norma	27	6 -NIC 33	
FASB			69 - 144
APB			31
ARB			10

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

1.5.2 Normas Contables en el Ecuador

En el Ecuador existen leyes y regulaciones aplicables al sector hidrocarburífero, estas buscan regular las actividades petroleras, así como también la revelación adecuada de los estados financieros para propósitos Ecuatorianos

CUADRO N° 7

NORMAS ESPECÍFICAS DE CONTABILIDAD		
FINES - USUARIOS		
<u>FISCALES</u>	<u>ESTATUTARIA</u>	<u>CASA</u>
L.R.T.I.	Normas Especial	USGAAP
Reformas la L.R.T.I.	(Ecuador)	(E.E.U.U.)
R.L.R.T.I.		

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

Contrato de Participación:

Las compañías petroleras operan en el Ecuador, mediante modalidades contractuales de exploración y explotación de hidrocarburos, firmada entre Petroecuador (compañía estatal petrolera) y la Compañía Petrolera.

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

A continuación los principales aspectos contables, por cada una de las actividades (exploración, desarrollo y producción) que revelan las compañías petroleras.

CONTRATO DE PARTICIPACIÓN

PERÍODO DE EXPLORACIÓN

Principales aspectos contables revelados por las Compañías:

Inversiones en Exploración Las inversiones en exploración y explotación están registradas a una base que se asemeja al costo histórico “Base acumulada”.

Todos los egresos de efectivo son activados.

Inversiones en exploración y se amortizan en cinco años a partir del período de producción.

Otros activos (costos no deducibles).

Todas las transferencias de Casa Matriz, excepto el capital asignado, se registran como Pasivo a Largo Plazo.

No se presentan resultados de las operaciones.

FASE DE DESARROLLO

ASPECTOS CONTABLES IMPORTANTES

- ✓ Base acumulada

- ✓ Todos los egresos se activan
 - Inversiones en desarrollo (se amortizan en cinco años a partir del inicio de la fase de producción)

- ✓ Todas las transferencias de Casa Matriz se registran como Pasivo a Largo Plazo

- ✓ No se presentan resultados en las operaciones

FASE DE PRODUCCIÓN

ASPECTOS CONTABLES

- Inversiones en Producción se activa y se amortiza con cargo a resultados en base a unidades de producción.
- Inversiones Preproducción (exploración y desarrollo), se amortiza con cargo a resultados en cinco años a partir del inicio de la producción.
- Costos y Gastos.
- Base acumulada.
- Se registran en resultados.
- Los pagos a Compañías Relacionadas establecidas en el Reglamento de Contabilidad no pueden exceder del 5 % de la base imponible.
- La amortización de las inversiones Preproducción correspondientes a Gastos Administrativos ejecutados en ese período no podrán exceder el 15% del monto total de las inversiones. Ese porcentaje incluye pagos a relacionados.
- Transferencias de Casa Matriz se registran como Pasivo a Corto Plazo.

- Se presentan resultados en las operaciones.
- Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación.
- Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación.
- Normas contables establecidas para el contrato de prestación de servicios específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Contratos celebrados entre las contratistas y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador – Petroecuador.
- Principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera.
- Normas Ecuatorianas de Contabilidad

1.5.3 Normas Ecuatorianas de Contabilidad - NEC

Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación¹

Art. 1.- Objetivo.- El presente Reglamento se refiere tanto al tratamiento contable que debe dar el contratista a los costos, gastos e inversiones así como

¹ Reglamento de contabilidad de costos aplicable a las compañías del sector hidrocarburífero.

a la información que deba mantener durante la vigencia del Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Art. 2.- Períodos.- Para propósitos de la aplicación de este Reglamento, el contrato se dividirá en los siguientes períodos:

- Preproducción; y,
- Producción.

El período de preproducción se iniciará en el momento en que las compañías petroleras inscriban sus contratos en el Registro de Hidrocarburos y terminará en la fecha que inicie la producción dentro del Período de Explotación.

El período de producción se iniciará en la fecha que termine el período de preproducción.

Art. 4.- Costos de exploración.- Corresponde a los costos incurridos en identificar áreas potenciales y examinar áreas específicas que tengan posibilidad de tener reservas de petróleo, incluyendo la perforación exploratoria y son los siguientes:

- a) Costos de topografía, aerofotografía, sismografía, magnetometría, gravimetría y geoquímica. A estos costos se los denomina de geología y geofísica.

- b) Provisiones y servicios de alimentación, sueldos, cargas sociales, vigilancia, honorarios, gastos legales e indemnización a terceros.
- c) Costos de transporte de personas y materiales.
- d) Derechos de uso de agua y materiales.
- e) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad del contratista utilizado en las actividades de exploración.
- f) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades, de propiedad de terceros, empleado en las actividades de exploración.
- g) Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos destinados a la producción de combustibles y energía eléctrica.
- h) Construcción y mantenimiento de las vías de acceso.
- i) Costos de perforación y equipamiento de los pozos exploratorios.
- j) Pagos a empresas relacionadas por los siguientes conceptos:
- Asistencia técnica;
 - Administración;

- Gestión de compras; y,
- Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.

k) Seguros de equipos e instalaciones.

l) Adquisición de datos geológicos y geofísicos.

m) Contratos de trabajos de geología y geofísica.

n) Gastos de mapeo.

o) Gastos de internación temporal del equipo del contratista que tiene que ver con las actividades de exploración.

p) Costos de protección del medio ambiente.

q) Gastos administrativos y otros no considerados, debidamente reconocidos por el Estado para estas actividades.

Art. 5.- Costos de desarrollo.- Los costos de desarrollo son incurridos para tener acceso a las reservas probadas y dotar de las facilidades para extraer, recolectar, tratar y almacenar el petróleo. Más específicamente, los costos de desarrollo que incluyen la depreciación y costos de operación y mantenimiento

aplicables al Equipo de Apoyo y Facilidades de estas actividades son los siguientes:

- a) Costos de transporte de personas y materiales.
- b) Derechos de uso de aguas y materiales.
- c) Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos destinados a la producción de combustibles y de energía eléctrica.
- d) Provisiones y servicios de alimentación, sueldos, salarios, cargas sociales y beneficios al personal, vigilancia, honorarios, gastos legales e indemnización a terceros.
- e) Construcción y mantenimiento de vías de acceso.
- f) Costos de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo incluyendo los costos de la tubería de revestimiento, tubería de producción, equipo de bombeo y cabezales.
- g) Adquisición, construcción e instalación de las facilidades de producción tales como: líneas de flujo, separadores, tratadores, calentadores, manifolds, aparatos de medición y tanques de almacenamiento.
- h) Adquisición, construcción e instalación de sistemas de recuperación mejorada.

- i) Seguros de los equipos e instalaciones.

- j) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del equipo de propiedad del contratista, utilizado en las actividades de desarrollo.

- k) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de terceros, empleado en las actividades de desarrollo.

- l) Pagos a empresas relacionadas conforme los siguientes conceptos:
 - Asistencia técnica;

 - Administración;

 - Gestión de compras; y,

 - Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.

- m) Costos de protección del medio ambiente.

- n) Gastos financieros del capital de terceros destinado a las actividades de desarrollo.

- o) Gastos de internación temporal del equipo del contrato que tiene que ver con las actividades de desarrollo.

p) Gastos administrativos y otros no especificados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado para estas actividades.

Art. 6.- Costos de producción.- La producción comprende las actividades de levantamiento del crudo hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento en el campo y almacenamiento.

Los costos de producción son aquellos costos incurridos para administrar, operar y mantener los Pozos, Equipos y Facilidades de Producción, incluyendo la depreciación y los costos de operación y mantenimiento aplicables al Equipo de Apoyo y Facilidades de estas actividades.

Las compañías clasificarán sus costos de producción en costos de extracción y gastos de administración.

Los costos de extracción se clasificarán a su vez en costos directos e indirectos.

Los costos directos de extracción son:

- a) Salarios de obreros y sueldos de empleados, excepto del personal de supervisión que labore en el campo.
- b) Aportes al IESS, servicios de alimentación y otros beneficios sociales de los empleados y obreros que trabajen en el campo.

- c) Materiales y suministros consumidos en la operación incluidos sus costos de transporte.
- d) Reacondicionamiento y limpieza de pozos.
- e) Mantenimiento de vías de acceso a los pozos.
- f) Mantenimiento de instalaciones y equipos, incluyendo las reparaciones que sirvan para su adecuado funcionamiento, pero que no incrementan el valor del activo.
- g) Costos operacionales para recuperación mejorada.
- h) Otros costos directos no incluidos en los rubros anteriores y debidamente reconocidos por el Estado.

Los costos indirectos de extracción comprenden:

- a) Costos de supervisión de los campos de producción.
- b) Costos de transporte de los empleados y obreros que trabajen en las áreas de explotación.
- c) Costos de transporte de los materiales y equipos no incluido en los costos directos de extracción.

- d) Mantenimiento y reparación de carreteras, puertos y aeropuertos.
- e) Costos de procesamiento de combustibles utilizados en la operación.
- f) Costos de perforación de pozos secos tanto de desarrollo como de exploración, perforados en el período de producción.
- g) Seguros de equipos e instalaciones.
- h) Mantenimiento de campamentos y servicios de vigilancia.
- i) Derechos por la utilización de aguas y materiales.
- j) Contribución al Instituto de Crédito Educativo y Becas.
- k) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad del contratista de las actividades de producción.
- l) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de terceros, empleado en las actividades de producción.
- m) Amortización de las inversiones del período de preproducción.
- n) Amortización de las inversiones de producción.

- o) Pagos a empresas relacionadas conforme los siguientes conceptos:
- Asistencia técnica;
 - Administración;
 - Gestión de compras; y,
 - Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.
- p) Costos de protección del medio ambiente.
- q) Gastos financieros del capital de terceros destinado a las actividades de desarrollo, tanto en el período de preproducción como en el período de producción.
- r) Costos de internación temporal del equipo del contratista que tiene que ver con las actividades de producción.
- s) Otros no especificados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado.

Los gastos de administración son:

- a) Gastos generales de administración.
- b) Contribuciones a la Superintendencia de Compañías.
- c) Depreciación de edificios y equipos de oficina.
- d) Movilización del personal administrativo.
- e) Seguros de los bienes y equipos de la administración general; y,
- f) Otros rubros no considerados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado.

Art. 7.- Costos de transporte y almacenamiento.- Corresponde a los costos incurridos en las actividades de transporte del crudo de participación desde el centro de fiscalización hasta los puertos de embarque o hasta los puntos de entrega a las refinerías, incluyendo el almacenamiento, y son los siguientes:

- a) Sueldos, salarios y beneficios sociales del personal involucrado directamente en las operaciones de transporte y almacenamiento.
- b) Materiales y suministros consumidos en las operaciones de transporte y almacenamiento.

- c) Mantenimiento de las instalaciones y equipos incluyendo las reparaciones que sirvan para un adecuado funcionamiento del sistema de transporte y almacenamiento.
- d) Energía (electricidad y/o combustibles) utilizada en las operaciones de transporte y almacenamiento.
- e) Amortización de las inversiones del sistema de transporte y almacenamiento.
- f) Tarifas de transporte y almacenamiento reconocidas a terceros.
- g) Arriendo de sistemas de transporte y almacenamiento a terceros.
- h) Seguros del sistema de transporte y almacenamiento.
- i) Gastos generales imputables a las operaciones de transporte y almacenamiento.
- j) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad del contratista utilizado en las actividades de transporte y almacenamiento.
- k) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de terceros, empleado en las actividades de transporte y almacenamiento.

l) Gastos de internación temporal del equipo del contratista utilizado en las actividades de transporte y almacenamiento.

m) Otros costos no incluidos en los rubros anteriores y debidamente reconocidos por el Estado.

Art. 8.- Costos de comercialización.- Corresponde a los costos locales incurridos en las actividades de comercialización del crudo de participación del contratista y son los siguientes:

a) Sueldos, salarios y beneficios sociales del personal involucrado directamente en las operaciones de comercialización;

b) Suministros de oficina;

c) Comunicaciones;

d) Gastos generales imputables a la comercialización; y

e) Otros costos no incluidos en los rubros anteriores y debidamente reconocidos por el Estado.

Art. 9.- Costos de producción anticipada.- En el caso de que la contratista tenga Producción Anticipada, los costos de esta producción, corresponderán a los costos de producción, según están definidos en el artículo 6 de este

Reglamento, excepto los gastos de administración. Las amortizaciones y los gastos financieros se calcularán en base a las inversiones directamente imputables a los campos que produzcan anticipadamente.

Las inversiones directamente imputables serán aquellas que puedan directamente identificarse en su totalidad con los campos que produzcan anticipadamente, sin necesidad de aplicar ningún método de distribución o prorrateo.

Las inversiones restantes se amortizarán a medida que se vayan poniendo en producción anticipada otros campos.

Las inversiones de exploración y las inversiones de desarrollo que no inicien su amortización en el período de preproducción, comenzarán a amortizarse en el período de producción.

Art. 10.- Inversión no amortizada de preproducción.- Los costos de las actividades de exploración y de las actividades de desarrollo del período de preproducción se capitalizarán anualmente y su valor, descontado el monto de las amortizaciones y los valores de salvamento anuales que existieren, constituirá la inversión no amortizada de preproducción, la misma que pasará a formar parte de los activos de la contratista. Sin embargo, si a la fecha de terminación del período de preproducción, existieran obras incompletas, su valor será considerado dentro de las inversiones de preproducción, una vez que se hayan completado.

Para efectos de presentación, la compañía deberá clasificar las inversiones de preproducción en inversiones de exploración y en inversiones de desarrollo de acuerdo con los artículos 4 y 5 de este Reglamento respectivamente.

Art. 11.- Inversión neta de producción.- Los costos de las actividades de exploración y de las actividades de desarrollo efectuados en el período de producción se capitalizarán anualmente, los mismos que sumados a las inversiones en activos fijos de este período y restadas las amortizaciones y valores de salvamento anuales, constituirán la inversión neta de producción del año en que se capitaliza y pasará a formar parte de los activos de la contratista. Las obras incompletas, sin embargo sólo podrán ser capitalizadas una vez que hayan sido completadas.

Los costos de los pozos tanto de exploración como de desarrollo perforados en el período de producción que resultaren secos, no serán capitalizados y su valor será cargado directamente al gasto del período como gastos de producción conforme el artículo 6 de este Reglamento.

Art. 12.- Inversiones de transporte y almacenamiento.- Corresponden a las erogaciones económicas que efectúa el contratista a fin de construir y poner en operación un sistema de transporte y almacenamiento del crudo proveniente del contrato y corresponde a los siguientes conceptos:

- a) Estudio de la ruta.
- b) Materiales.

- c) Tendido de la tubería.
- d) Construcción de la carretera por donde se extiende la línea.
- e) Sistema de bombeo.
- f) Sistema de Telecomunicaciones.
- g) Pagos a empresas relacionadas conforme los siguientes conceptos:
 - Asistencia técnica;
 - Administración;
 - Gestión de compras; y,
 - Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.
- h) Terminales de almacenamiento.
- i) Gastos financieros del capital de terceros destinado a financiar la construcción del sistema de transporte y almacenamiento.
- j) Seguros tomados para la ejecución de la obra, otros costos no incluidos en los rubros anteriores y debidamente reconocidos por el Estado.

Art. 13.- Inversiones de transporte y almacenamiento.- Las inversiones de transporte y almacenamiento serán capitalizadas y pasarán a formar parte del activo de la contratista.

Art. 14.- Depreciación.- La depreciación del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de la contratista se efectuará conforme las normas de la Dirección General de Rentas.

Nota:

Las funciones de la Dirección General de Rentas fueron asumidas por el Servicio de Rentas Internas a partir del 1 de enero de 1998, según la Primera Disposición Transitoria de la Ley de creación del Servicio de Rentas Internas (R.O. 206, 2-XII-97).

Art. 15.- Amortización del período de preproducción.- La amortización de las inversiones de exploración, desarrollo y producción realizadas en el período de preproducción se efectuarán linealmente durante cinco años a partir del inicio de la producción.

Art. 16.- Amortización del período de producción.- La amortización de las inversiones del período de producción señaladas en el artículo 11 de este reglamento se efectuará anualmente por unidad de producción a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_k = (IN A_k) Q_k (1)$$

RP_k

Donde:

A_k = Amortización de las inversiones de producción durante el año fiscal k.

INA_k = Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k.

RP_k = Reservas probadas al inicio del año fiscal k. Q_k = Producción del año fiscal k.

Si el valor de las reservas probadas cambia durante el año fiscal k, no se ajustarán las amortizaciones de los años anteriores y sólo se ajustarán el valor de la amortización del año en cuestión y de los años futuros de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_k = (INA_k) Q_k \quad (2)$$

$$RP'_k + Q_k$$

Donde:

RP'_k = Es el valor ajustado de las reservas probadas al final del año fiscal k.

Art. 17.- Amortización del transporte y almacenamiento.- La amortización de las inversiones del sistema de transporte y almacenamiento será en 10 años en línea recta desde el momento en que el mencionado sistema entre en operación.

Art. 18.- Existencias de bodega.- Las inversiones en las existencias de materiales, repuestos y suministros de bodega, se manejarán en una cuenta específica, y sólo formarán parte del costo una vez que se hayan utilizado en las operaciones; excepto para el último año fiscal del contrato en que el valor de las Existencias de Bodega que la Contratista debe revertir al Estado lo amortizará en su totalidad.

Art. 19.- Registro de contrato.- No se reconocerán costos o cualquier egreso realizado por la Contratista, antes de la fecha de registro del contrato en la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 21.- Requisitos contables.- La contabilidad será:

- a) En español;
- b) Bimonetaria, en sucres y en US \$ dólares;
- c) Por el principio de devengado y por partida doble; y,
- d) Por centro de costos en base a campos productivos.

Art. 22.- Sistema contable (Sustituido inc. último por el D.E. 1233, R.O. 285, 27-III-98).- La Contratista llevará la contabilidad del Contrato de Participación, sujetándose a la jerarquía y prelación de los siguientes instrumentos legales: 1) Ley de Régimen Tributario Interno; 2) Reglamentos Generales de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno; 3) El Reglamento de Contabilidad de Costos aplicables a los Contratos de Participación; 4) El Contrato; y, 5)

Principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria hidrocarburífera.

- La duración del contrato tiene dos períodos: preproducción y producción.
- El período de preproducción termina en la fecha que se inicia la producción dentro del Período de Explotación.
- Las inversiones de preproducción están conformadas por todos los gastos e inversiones efectuados durante el período de preproducción, conforme al Reglamento de Contabilidad y a las Bases de Contratación.
- Las inversiones del período de producción (inversiones de producción) están conformadas por los siguientes conceptos:
 - Gastos de las actividades de exploración y desarrollo efectuados en el período de producción.
 - Inversiones efectuadas en los activos fijos adquiridos en el período de producción.
 - Los gastos o costos que no estén considerados dentro de las inversiones de producción, son gastos del período y como tales forman parte del costo de producción.

- Las inversiones de preproducción se amortizan en línea recta en cinco (5) años a partir del inicio de la producción.
- Las inversiones de producción se amortizan por unidad de producción.
- El costo de operación está integrado por todos los costos, excepto por la depreciación y amortización de las inversiones.
- El costo de producción es la suma del costo de operación y de las depreciaciones y amortizaciones.
- Los gastos financieros sólo se reconocen para las actividades de desarrollo y producción, mas no para las de exploración.
- Los gastos anuales de administración, incluyendo los pagos a empresas relacionadas de índole netamente administrativa, en el período de preproducción se reconocen máximo hasta por un 15% de las inversiones efectuadas. No se incluyen en este grupo los cargos por servicios técnicos de geología, geofísica, medio ambiente, perforación y otros relacionados a áreas distintas a la administración.

2 CONTRATO DE PARTICIPACIÓN Y DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Los modelos contractuales fueron creados con la finalidad de acomodar a los inversionistas según las condiciones que determina cada Campo o Bloque, sin embargo saber si el contrato es o no beneficioso para el estado es un tema ambiguo si no se analiza los mismos. Al ser estos dos tipos de contratos los más utilizados, el estado ha cambiado los modelos contractuales dependiendo de sus intereses, es por eso que es necesario mostrar las diferencias y sus estructuras contractuales para entender cómo funcionan y cuáles son las variables que hacen un contrato más beneficioso al otro y en que momento. A continuación veremos las principales diferencias y cláusulas contractuales, legales y contables.

2.1 CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

La modalidad contractual de Participación en síntesis, es la modalidad contractual en la cual el Estado retribuye a la Contratista sus trabajos y riesgos mediante una proporción del Crudo obtenido por la misma. Esto hace que el riesgo de las operaciones y rentabilidad de la misma depende de factores exógenos como el precio del crudo. Para determinar los aspectos principales financieros de la estructura, y como esto afecta los índices y estados financieros es necesario ver el tratamiento legal, contable y contractual de cada contrato

2.1.1 Estructura del Contrato

2.1.1.1 Periodo de Exploración e Inversiones de Exploración

El periodo de exploración corresponde al periodo en el cual la compañía invierte sus recursos económicos en sísmica 2D o 3D, pozos exploratorios y demás facilidades y actividades tanto geológicas, de perforación y reservorios para obtener datos aproximados de cuanto petróleo existe en el yacimiento a explotar y mediante modelos económicos ver la factibilidad de explotar dicho yacimiento.

Estos bienes y servicios que se utilizan para la Exploración del Campo o Bloque se llaman Inversiones de Exploración.

La referencia de lo antes expuesto se determina en la Ley de Hidrocarburos, en el Contrato de Participación para la exploración y explotación de petróleo crudo y en la Contabilidad de Costos.

Artículos de la Ley de Hidrocarburos:

Art. 24.- Períodos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.- El período de exploración en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos será de hasta cinco años a partir de la inscripción en el Registro de Hidrocarburos, prorrogables por un período de hasta por tres años, siempre y cuando la contratista haya

cumplido los planes mínimos exploratorios y presente un plan de exploración adicional.

El período de explotación tendrá una vigencia de hasta veinte años, a partir de la aprobación del plan de desarrollo, y comprende los sub períodos de desarrollo y producción.

El período de explotación podrá prorrogarse cuando la contratista haya descubierto nuevas reservas o se proponga desarrollar proyectos de recuperación mejorada que justifique dicha prórroga, siempre que convenga a los intereses del Estado.

Art. 25.- Programa Exploratorio Mínimo.- En todos los contratos se exigirá un programa exploratorio mínimo, el mismo que se ejecutará conforme los cronogramas estipulados, y en el caso de planes de exploración adicional, los que acuerden las partes.

Las contratistas desarrollaran sus actividades relativas a la exploración del área, por medio de investigaciones geológicas, geofísicas, perforación de pozos y cualquier otro tipo de operación aceptada por la industria hidrocarburífera para las actividades de exploración, con el fin de investigar totalmente el área y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas descubiertas.

De haberse detectado trampas estratigráficas o estructurales, la contratista deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada cincuenta mil

hectáreas o fracción superior a veinte y cinco mil. Igualmente, para áreas contratadas de veinte y cinco mil hectáreas o menores, la contratista tendrá la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio.

Art. 29.- Garantía para el período de exploración.- Previo a inscribir el contrato en el Registro de Hidrocarburos la contratista rendirá una garantía bancaria a favor del Estado, equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar durante el período de exploración.

La garantía será devuelta a la contratista al pasar al período de explotación y una vez que hubiere demostrado que ha cumplido con todas las obligaciones del período de exploración o cuando se diere por terminado el contrato anticipadamente o de mutuo acuerdo o previa certificación de no haber descubierto reservas comercialmente explotables. Esta garantía se hará efectiva en caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones estipuladas para este período.

Artículos del Contrato de Participación:

Art. Plan de Desarrollo Adicional.- Es el plan de desarrollo que deberá ser presentado por la contratista de conformidad con la cláusula:

Art. Descubrimientos adicionales.- Para proceder a la explotación de descubrimientos adicionales en el Periodo de Explotación, la Contratista

presentará a la aprobación del Ministerio del Ramo, el Plan de Desarrollo Adicional, de conformidad con el procedimiento de aprobación establecido en el Art. Bases de Contratación para la Octava ronda de licitación de los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Si la contratista realizare actividades adicionales de exploración y descubriere Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables.

Reglamento de Contabilidad de Costos Aplicable a Los Contratos de Participación Para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Art. 4.- Costos de exploración.- Corresponde a los costos incurridos en identificar áreas potenciales y examinar áreas específicas que tengan posibilidad de tener reservas de petróleo, incluyendo la perforación exploratoria y son los siguientes:

- a) Costos de topografía, aerofotografía, sismografía, magnetometría, gravimetría y geoquímica. A estos costos se los denomina de geología y geofísica.
- b) Provisiones y servicios de alimentación, sueldos, cargas sociales, vigilancia, honorarios, gastos legales e indemnización a terceros.
- c) Costos de transporte de personas y materiales.

- d) Derechos de uso de agua y materiales.
- e) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad del contratista utilizado en las actividades de exploración.
- f) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades, de propiedad de terceros, empleado en las actividades de exploración.
- g) Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos destinados a la producción de combustibles y energía eléctrica.
- h) Construcción y mantenimiento de las vías de acceso.
- i) Costos de perforación y equipamiento de los pozos exploratorios.
- j) Pagos a empresas relacionadas por los siguientes conceptos:
- Asistencia técnica;
 - Administración;
 - Gestión de compras; y,
 - Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.

- k) Seguros de equipos e instalaciones.
- l) Adquisición de datos geológicos y geofísicos.
- m) Contratos de trabajos de geología y geofísica.
- n) Gastos de mapeo.
- o) Gastos de internación temporal del equipo del contratista que tiene que ver con las actividades de exploración.
- p) Costos de protección del medio ambiente.
- q) Gastos administrativos y otros no considerados, debidamente reconocidos por el Estado para estas actividades

Art. 15.- Amortización del período de preproducción.- La amortización de las inversiones de exploración, desarrollo y producción realizadas en el período de preproducción se efectuarán linealmente durante cinco años a partir del inicio de la producción.

Según lo expuesto tenemos como puntos claves que:

- El tiempo para la exploración en el Campo es de 5 años prorrogables máximo 3 años adicionales.

- Los trabajos que corresponden como Inversiones de Exploración son los expuestos en el Reglamento de Contabilidad de Costos.
- Serán contabilizadas y amortizadas por el tiempo que dura la exploración del campo (8 años máximo).
- El contrato de Participación permite obtener inversiones de exploración adicionales si se encontrare yacimientos o reservas adicionales.
- Se debe dar una garantía bancaria del 20% del total de las Inversiones de Exploración al Estado, que será devuelta una vez se haya terminado los trabajos de exploración. La garantía se ejecutará en el caso de incumplimiento de las obligaciones establecidas en el plan de desarrollo.

2.1.1.2 Periodo de Explotación e Inversiones de Exploración

El periodo de explotación corresponde al periodo de tiempo posterior a la exploración y que finaliza al terminar el contrato o por caducidad anticipada de cualquiera de las partes. En este periodo la compañía invierte en pozos productores, inyectoros, trabajos que complementan la operación y facilidades, a todos estos rubros se les registrara contablemente como Inversiones de Exploración y su base legal, contractual y contable es la siguiente:

Artículos de la Ley de Hidrocarburos:

Art. 24.- Períodos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.- El período de exploración en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos será de hasta cinco años a partir de la inscripción en el Registro de Hidrocarburos, prorrogables por un período de hasta por tres años, siempre y cuando la contratista haya cumplido los planes mínimos exploratorios y presente un plan de exploración adicional.

El período de explotación tendrá una vigencia de hasta veinte años, a partir de la aprobación del plan de desarrollo, y comprende los sub períodos de desarrollo y producción.

El período de explotación podrá prorrogarse cuando la contratista haya descubierto nuevas reservas o se proponga desarrollar proyectos de recuperación mejorada que justifique dicha prórroga, siempre que convenga a los intereses del Estado

Art. 28.- Plan quinquenal de producción.- El plan quinquenal de producción aprobado por el Ministerio Sectorial, contemplará las actividades e inversiones, a desarrollar en los años sucesivos con detalle anual, incluyendo sus presupuestos y perfiles de producción, conjuntamente con los programas operativos, luego del cumplimiento de los compromisos establecidos en el plan de desarrollo. Los planes quinquenales serán actualizados anualmente.

Art. 30.- Garantía para el Período de Explotación.- Dentro de los treinta días siguientes al inicio del período de explotación, la contratista entregará una garantía bancaria equivalente al veinte por ciento de las inversiones comprometidas en el plan de desarrollo, el que se ejecutará en un período aproximado de tres años.

Artículos del Contrato de Participación:

Art. Periodo de Explotación.- Es el que se inicia con la fecha efectiva y finaliza con la terminación de este contrato.

Art. Plan de Desarrollo.- Es el conjunto de actividades que con la Contratista se comprometió a realizar durante el Periodo de Explotación para poner en producción los yacimientos que se descubrieron en el período de exploración del contrato y sus correspondientes inversiones estimadas, y que fue aprobado por el ministerio del Ramo, mediante Acuerdo Ministerial.

Art. Plan Quinquenal.- Es el conjunto de actividades proyectadas y de inversiones estimadas, propuesto por la Contratista durante el Período de Explotación, para los cinco años fiscales siguientes a la fecha de presentación de dicho plan. Este plan debe ser actualizado anualmente.

Reglamento de Contabilidad de Costos Aplicable a Los Contratos de Participación Para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Art. 5.- Costos de desarrollo.- Los costos de desarrollo son incurridos para tener acceso a las reservas probadas y dotar de las facilidades para extraer, recolectar, tratar y almacenar el petróleo. Más específicamente, los costos de desarrollo que incluyen la depreciación y costos de operación y mantenimiento aplicables al Equipo de Apoyo y Facilidades de estas actividades son los siguientes:

- a) Costos de transporte de personas y materiales.
- b) Derechos de uso de aguas y materiales.
- c) Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos destinados a la producción de combustibles y de energía eléctrica.
- d) Provisiones y servicios de alimentación, sueldos, salarios, cargas sociales y beneficios al personal, vigilancia, honorarios, gastos legales e indemnización a terceros.
- e) Construcción y mantenimiento de vías de acceso.
- f) Costos de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo incluyendo los costos de la tubería de revestimiento, tubería de producción, equipo de bombeo y cabezales.

- g) Adquisición, construcción e instalación de las facilidades de producción tales como: líneas de flujo, separadores, tratadores, calentadores, manifolds, aparatos de medición y tanques de almacenamiento.
- h) Adquisición, construcción e instalación de sistemas de recuperación mejorada.
- i) Seguros de los equipos e instalaciones.
- j) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del equipo de propiedad del contratista, utilizado en las actividades de desarrollo.
- k) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de terceros, empleado en las actividades de desarrollo.
- l) Pagos a empresas relacionadas conforme los siguientes conceptos:
- Asistencia técnica;
 - Administración;
 - Gestión de compras; y,

- Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.

m) Costos de protección del medio ambiente.

n) Gastos financieros del capital de terceros destinado a las actividades de desarrollo.

o) Gastos de internación temporal del equipo del contrato que tiene que ver con las actividades de desarrollo.

p) Gastos administrativos y otros no especificados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado para estas actividades.

Art. 6.- Costos de producción.- La producción comprende las actividades de levantamiento del crudo hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento en el campo y almacenamiento.

Los costos de producción son aquellos costos incurridos para administrar, operar y mantener los Pozos, Equipos y Facilidades de Producción, incluyendo la depreciación y los costos de operación y mantenimiento aplicables al Equipo de Apoyo y Facilidades de estas actividades.

Las compañías clasificarán sus costos de producción en costos de extracción y gastos de administración.

Los costos de extracción se clasificarán a su vez en costos directos e indirectos.

Los costos directos de extracción son:

- a) Salarios de obreros y sueldos de empleados, excepto del personal de supervisión que labore en el campo.
- b) Aportes al IESS, servicios de alimentación y otros beneficios sociales de los empleados y obreros que trabajen en el campo.
- c) Materiales y suministros consumidos en la operación incluidos sus costos de transporte.
- d) Reacondicionamiento y limpieza de pozos.
- e) Mantenimiento de vías de acceso a los pozos.
- f) Mantenimiento de instalaciones y equipos, incluyendo las reparaciones que sirvan para su adecuado funcionamiento, pero que no incrementan el valor del activo.
- g) Costos operacionales para recuperación mejorada.
- h) Otros costos directos no incluidos en los rubros anteriores y debidamente reconocidos por el Estado.

Los costos indirectos de extracción comprenden:

- a) Costos de supervisión de los campos de producción.
- b) Costos de transporte de los empleados y obreros que trabajen en las áreas de explotación.
- c) Costos de transporte de los materiales y equipos no incluido en los costos directos de extracción.
- d) Mantenimiento y reparación de carreteras, puertos y aeropuertos.
- e) Costos de procesamiento de combustibles utilizados en la operación.
- f) Costos de perforación de pozos secos tanto de desarrollo como de exploración, perforados en el período de producción.
- g) Seguros de equipos e instalaciones.
- h) Mantenimiento de campamentos y servicios de vigilancia.
- i) Derechos por la utilización de aguas y materiales.
- j) Contribución al Instituto de Crédito Educativo y Becas.

- k) Depreciación y costos de operación y mantenimiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad del contratista de las actividades de producción.
- l) Arrendamiento del Equipo de Apoyo y Facilidades de propiedad de terceros, empleado en las actividades de producción.
- m) Amortización de las inversiones del período de preproducción.
- n) Amortización de las inversiones de producción.
- o) Pagos a empresas relacionadas conforme los siguientes conceptos:
- Asistencia técnica;
 - Administración;
 - Gestión de compras; y,
 - Cualquier otra actividad de la Contratista, fuera del país, necesaria para la ejecución del contrato, en las que participen las empresas relacionadas.
- p) Costos de protección del medio ambiente.

- q) Gastos financieros del capital de terceros destinado a las actividades de desarrollo, tanto en el período de preproducción como en el período de producción.
- r) Costos de internación temporal del equipo del contratista que tiene que ver con las actividades de producción.
- s) Otros no especificados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado.

Los gastos de administración son:

- a) Gastos generales de administración.
- b) Contribuciones a la Superintendencia de Compañías.
- c) Depreciación de edificios y equipos de oficina.
- d) Movilización del personal administrativo.
- e) Seguros de los bienes y equipos de la administración general; y,
- f) Otros rubros no considerados anteriormente y debidamente reconocidos por el Estado.

Art. 16.- Amortización del período de producción.- La amortización de las inversiones del período de producción señaladas en el artículo 11 de este reglamento se efectuará anualmente por unidad de producción a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_k = (INA_k) Q_k (1)$$

RP_k

Donde:

A_k = Amortización de las inversiones de producción durante el año fiscal k.

INA_k = Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k.

RP_k = Reservas probadas al inicio del año fiscal k.

Q_k = Producción del año fiscal k.

Si el valor de las reservas probadas cambia durante el año fiscal k, no se ajustarán las amortizaciones de los años anteriores y sólo se ajustarán el valor de la amortización del año en cuestión y de los años futuros de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_k = (IN A_k) Q_k \quad (2)$$

$$R P^k + Q_k$$

Donde:

$R P^k$ = Es el valor ajustado de las reservas probadas al final del año fiscal k.

Los aspectos más importantes en el período de Explotación y el tratamiento contable financiero de las inversiones de Explotación son las siguientes:

- El periodo de Explotación es de máximo 20 años que permite la ley y acorde al contrato lo que se determine con un común de 15 años prorrogables a 20.
- Todas los trabajos, facilidades y bienes que se imputen directamente a un bien de producción serán consideradas según el Reglamento de Costos como Inversiones de Producción que serán amortizadas por Unidad producida según la fórmula que se determina en el Art 16 de dicho documento.
- Cada año se actualizara el plan quinquenal en el que se determina cuales serán los trabajos que se realizaran para la producción en un periodo de 5 años.

- Al inicio del periodo de explotación se deberá presentar al Ministerio del Ramo el Plan de Desarrollo el mismo que muestra todos los planes que se tienen para la extracción de petróleo crudo durante el plazo del contrato.

2.1.1.3 Ingresos de las Contratistas

Los Ingresos en el Contrato de Participación son producto de la venta de petróleo mediante un trading al mejor postor, en la mayoría de los casos estos postores son de la misma compañía quienes realizan cargamentos grandes y venden a países o compañías que compran y venden crudo. El porcentaje de la venta del crudo que es para la Compañía se determina mediante formulas, dependiendo del tipo de calidad, viscosidad, agua y diferentes componentes importantes que hacen que la calidad del Crudo sea mayor. Las principales cláusulas legales, contractuales y el tratamiento contable se describe a continuación:

LEY DE HIDROCARBUROS

Art.....- (Agregado por el Art. 4 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-93).- Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 (249) 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 PETROECUADOR.

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

Nota:

La Constitución de 1993 ya no está vigente, y por lo tanto el numeral 1 del artículo 49 tampoco, sin embargo la esencia del mismo lo podemos

encontrar en el Art. 249 de la Constitución Política vigente (Registro Oficial 1, 11-VIII-98).

Art. 55.- El Estado percibirá una participación, conforme con lo dispuesto en el Capítulo VI de esta Ley, en las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos.

Art.....- (Agregado por el Art. 2 de la Ley 2006-42, R.O. 257-S, 25-IV-2006).- Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos.- Las compañías contratistas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes con el Estado ecuatoriano de acuerdo con esta Ley, sin perjuicio del volumen de petróleo crudo de participación que les corresponde, cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Para los propósitos del presente artículo, se entenderá como ingresos extraordinarios la diferencia de precio descrita multiplicada por el número de barriles producidos.

El precio del crudo a la fecha del contrato usado como referencia para el cálculo de la diferencia, se ajustará considerando el Índice de Precios al

Consumidor de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central del Ecuador.

Nota:

La disposición transitoria de la Ley 2006-42 (R.O. 257-S, 25-IV-2006), que introduce este artículo, establece que mientras no se expida su reglamento de aplicación necesariamente se deberá aplicar el porcentaje mínimo del 50% de participación para el Estado en los ingresos extraordinarios.

CONTRATO DE PARTICIPACIÓN

Art Participación de la Contratista.- Es la parte de la Producción FGiscalizada que le corresponde a la Contratista de acuerdo a la cláusula:

Art Cálculo de la Participación de la Contratista.- La participación de la contratista se calculará con la siguiente fórmula:

$$PC = \frac{X.Q}{100}$$

En donde:

PC = Participación de la Contratista

Q = Producción Fiscalizada

X = Factor promedio, en porcentaje redondeado al tercer deciaml, correspondiente a la Participación de la Contratista. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$X = \frac{X1.q1 + X2.q2 + X3.q3}{q}$$

En donde:

q = es la producción fiscalizada diaria promedio para el año fiscal correspondiente

q1 = es la parte de q inferior a L1

q2 = es la parte de q comprendida entre L1 y L2

q3 = es la parte de q superior a L2

Los parámetros L1, L2, X1, X2, y X3 son los siguientes:

L1 = Veinte mil (20.000) Barriles por día

L2 = Cuarenta mil (40.000) Barriles por día

X1 = Ochenta y cuatro coma setenta y cuatro por ciento (84.74%)

X2 = Setenta y siete por ciento (77,00%)

X3 = sesenta por ciento (60,00%)

La participación del Estado no podrá ser inferior a doce punto cinco por ciento (12.5%) cuando la producción fiscalizada (q) no llegue a veinte mil Barriles diarios. La participación del Estado se elevará a un mínimo de catorce por ciento (14%) cuando la producción diaria se encuentre entre veinte y cuarenta mil Barriles, y, no será inferior a dieciocho coma cinco por ciento (18.5%) cuando la producción supere los cuarenta mil Barriles por día.

En consecuencia, la Participación de la Contratista no podrá superar, en ningún caso, los límites de ochenta y siete coma cinco por ciento (87.5%), ochenta y seis por ciento (86%) y ochenta y uno coma cinco por ciento (81.5%), respectivamente.

Para establecer la Participación del Estado y la Participación de la Contratista, "Q" será estimada trimestralmente por las Partes en forma anticipada. Para determinar la Participación del Estado y la Participación de la Contratista definitivas, se utilizarán los valores reales de la producción fiscalizada y grapo API para el año Fiscal correspondiente. La estimación del factor X se efectuará dentro de los primeros 10 días del trimestre correspondiente, sobre la base de la producción fiscalizada diaria y la calidad de la misma en el trimestre inmediato anterior. Al inicio de la producción fiscalizada y mientras no se pueda estimar y aplicar el factor X según el procedimiento anterior, la participación de la Contratista se asumirá igual a X2. Para calcular el factor X definitivo se utilizará en valores reales la Producción Fiscalizada y calidad para el año

o fracción del año correspondiente y se re liquidará durante el primer trimestre del siguiente Año Fiscal.

Art Ingreso Bruto de la Contratista bajo este Contrato.- La participación de la Contratista, calculada a precio real de venta, que en ningún caso seá menor al Precio de Referencia, más otros ingresos provenientes de las actividades de la Contratista relacionadas con este Contrato, constituirá el ingreso bruto de la Contratista bajo esta Contrato, del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta.

BASE CONTABLE NEC 9

Venta de Bienes

13 El ingreso por la venta de bienes debe ser reconocido cuando las condiciones siguientes han sido satisfechas:

- a) La empresa ha transferido al comprador los riesgos y beneficios importantes de la propiedad de los bienes;
- b) La empresa no tiene involucramiento administrativo al grado generalmente asociado con la propiedad, ni el control efectivo sobre los bienes vendidos;
- c) La cantidad de ingreso puede ser cuantificada confiablemente;

d) Es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluirán hacia la empresa; y

e) Los costos incurridos o por ser incurridos respecto de la transacción pueden ser cuantificados confiablemente.

14 La valoración de cuando una empresa ha transferido al comprador los riesgos y beneficios importantes de propiedad, requiere un examen de las circunstancias de la transacción. En la mayoría de los casos la transferencia de riesgos y beneficios de propiedad coincide con la transferencia del título legal o el traspaso de la posesión al comprador. Este es el caso de la mayoría de ventas al detalle. En otros casos la transferencia de riesgos y beneficios de propiedad ocurre en un momento diferente al de la cesión del título legal o traspaso de la posesión.

15 Si la empresa retiene riesgos de propiedad importantes, la transacción no es una venta y no se reconoce el ingreso. Una empresa puede retener un riesgo importante de propiedad en un número de formas. Los siguientes son ejemplos de situaciones en las que la empresa puede retener los riesgos y beneficios importantes de propiedad:

a) Cuando la empresa retiene una obligación por funcionamiento insatisfactorio no cubierto por las provisiones de una garantía normal;

- b) Cuando la entrada del ingreso por una venta particular es contingente a la derivación del ingreso por parte del comprador por su venta de los bienes;
- c) Cuando los bienes son embarcados sujetos a su instalación y la instalación es una parte significativa del contrato que no ha sido aún completada por la empresa; y
- d) Cuando el comprador tiene el derecho a rescindir la compra por una razón especificada en el contrato de venta y la empresa no tiene la certeza sobre la probabilidad de devolución.

16 Si una empresa retiene solo un riesgo insignificante de propiedad, la transacción es una venta y el ingreso es reconocido. Por ejemplo un vendedor puede retener el título legal de los bienes únicamente para proteger la posibilidad de cobro de la cantidad adeudada. En tal caso si la empresa ha transferido los riesgos y beneficios importantes de propiedad, la transacción es una venta y se reconoce el ingreso. Otro ejemplo de una empresa que retiene solo un riesgo insignificante de propiedad puede ser una venta al detalle cuando se ofrece un reembolso si el cliente no está satisfecho. El ingreso en tales casos es reconocido en el momento de la venta siempre y cuando el vendedor pueda estimar confiablemente las futuras devoluciones y reconozca un pasivo por devoluciones basado en experiencias previas y en otros factores importantes.

17 Para que sea reconocido el ingreso es esencial que sea probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la empresa. En algunos casos esto puede no ser probable hasta que se reciba la prestación o hasta que se elimine la incertidumbre. Por ejemplo puede ser incierto que una autoridad gubernamental extranjera conceda permiso para remitir la prestación por una venta en un país extranjero. Cuando el permiso se concede la incertidumbre se elimina y el ingreso es reconocido. Sin embargo cuando surge una incertidumbre sobre la posibilidad del cobro de una cantidad ya incluida en el ingreso, la cantidad incobrable o la cantidad cuya recuperación ha dejado de ser probable es reconocida como un gasto, y no un ajuste de la cantidad de ingreso originalmente reconocida.

18 El ingreso y los gastos que se refieren a la misma transacción u otro evento son reconocidos simultáneamente; a este proceso se le conoce comúnmente como la identificación de ingresos y gastos. Los gastos incluyendo garantías y otros costos que serán incurridos después del embarque de los bienes, normalmente pueden ser cuantificados confiablemente cuando las otras condiciones del reconocimiento de ingresos han sido satisfechas. Sin embargo cuando los costos no pueden ser cuantificados confiablemente, el ingreso no puede ser reconocido; en tales circunstancias cualquier prestación recibida es reconocida como un pasivo.

Las Principales características del los ingresos en el Contrato de Participación son las siguientes:

- La cantidad de Petróleo que recibe la Contratista se calcula mediante una fórmula y determina los montos máximos a recibir.
- Los ingresos extra que obtenga la compañía por un incremento en el precio mundial del Petróleo se distribuye con el estado.
- El precio no puede ser menor al que determina PETROECUADOR (precio promedio ponderado).
- El tratamiento contable es conforme menciona la NIC 9 (Ingresos), cuando se transfiera los beneficios y riesgos del Petróleo a un Tercero.

2.1.1.4 Principales Cláusulas Contractuales

Adicional a las cláusulas mencionadas hay que indicar ciertas cláusulas contractuales y legales que afectan los Estados Financieros de las Contratistas y son las siguientes:

Art. 29.- (Incisos primero y cuarto reformados por la Ley 101, R.O. 306, 13-VIII-82).- Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el

período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato, así como trasladar aquellos que PETROECUADOR señale, a los sitios que ella determine. Si la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado entregará a PETROECUADOR, sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura.

Asimismo, al término de un contrato, para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista o asociado deberá entregar a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.

Sin embargo, durante los diez últimos años del plazo de un contrato, PETROECUADOR podrá convenir con el contratista o asociado, inversiones con formas especiales de amortización y con pago de la parte no amortizada, al término del plazo del contrato.

Los contratistas de obras o servicios específicos, los transportistas y los distribuidores de derivados de hidrocarburos, al por mayor y al por menor, no están sujetos a las disposiciones constantes en este artículo.

Este Artículo obliga a las compañías a realizar un gasto adicional al terminar el contrato, el tratamiento contable se basa en la FAS 143 (Accounting for Asset Retirement Obligations).

LEY 42

Art. 1.- Para efectos de la aplicación del presente Reglamento, se entenderá por:

“Convenios Unificados”: son los Convenios Operacionales de Explotación Unificada suscritos entre las compañías contratistas y PETROECUADOR o una de sus filiales, accesorios a los Contratos de Participación suscritos entre las mismas partes.

“Ley Reformativa”: es la Ley N° 42-2006, Reformativa a la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 257 de 25 de abril del 2006.

Art. 2. La participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos en los Contratos de Participación para la Exploración de Hidrocarburos y la Explotación de Petróleo Crudo, suscrito con el Estado Ecuatoriano por intermedio de

PETROECUADOR, corresponde al menos al 50 % de los ingresos extraordinarios producidos por la diferencia entre el precio promedio ponderado mensual efectivo de venta FOB del petróleo ecuatoriano realizada por la contratista y el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de la suscripción de los referidos Contratos de Participación, multiplicado por el número de barriles producidos por cada contratista, conforme a lo establecido en el artículo 4 del presente Reglamento Sustitutivo.

Art. 3. La Participación del Estado, conforme el artículo 2 de la Ley Reformatoria, regirá para Contratos de Participación y en consecuencia para los Convenios Operacionales de Explotación Unificada accesorios a los mencionados contratos; y, su cálculo será efectuado en los mismos términos establecidos en la Ley Reformatoria y en este Reglamento en forma independiente al que se efectuará para los Contratos de Participación.

Cualquier otra transacción interna o externa realizada por la contratista, en relación con los barriles de petróleo crudo extraídos por la misma, será considerada, para los fines de la aplicación de la Ley Reformatoria, como venta FOB, cuyo precio no podrá ser menor que el Precio de Referencia del petróleo Crudo Oriente o Crudo Napo, según corresponda.

Art. 4. El Ingreso Extraordinario generado por la diferencia de precios conforme el artículo 2 de la Ley Reformatoria existirá únicamente

cuando dicha diferencia de precios sea positiva, y deberá calcularse conforme a la siguiente fórmula:

$$IE = (PE-PS) \times Q \times PC$$

Donde:

IE: Es el Ingreso Extraordinario en el mes de cálculo, expresado en dólares de los Estados Unidos de América.

PE: Es el Precio promedio ponderado mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo, el mismo que no podrá ser inferior al precio de referencia del Crudo Oriente determinado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, o crudo Napo reportado por la Gerencia de Comercio Internacional de PETROECUADOR, según corresponda, de conformidad con el Art. 71 de la Ley de Hidrocarburos.

En caso de que la contratista no efectúe ventas en el mes de cálculo se utilizará el precio de referencia del petróleo crudo producido en el Área del Contrato y del Campo Unificado, en caso de existir estos últimos, valor que será reliquidado al mes de venta efectiva del crudo.

PETROECUADOR realizará los ajustes de calidad necesarios que permitan establecer comparación entre crudos equivalentes, cuando por efecto de la mezcla de crudos o de los embarques se den diferencias de calidad.

PS: Es el precio promedio de venta calendario mensual del mes de suscripción del contrato de participación, establecido por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y, ajustado por la calidad del petróleo producido en el mes para el cual se realiza el cálculo.

El precio antes mencionado también se ajustará en base al Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América del respectivo mes publicado por el Banco Central del Ecuador.

Q: Es la producción mensual que consta en las respectivas actas de entrega recepción de crudo del Área del Contrato y de los Campos Unificados, en caso de existir estos últimos, suscritas entre las contratistas, PETROECUADOR y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, durante el mes de cálculo, sin ningún ajuste o deducción por pagos de servicios o compensaciones. Se expresa en barriles de petróleo crudo.

PC: Es el porcentaje de participación ponderado de la contratista, calculado conforme al Contrato de Participación y Convenios de Operación Unificada, en caso de existir estos últimos, calculado mensualmente por PETROECUADOR.

Art. 5.- La contratista deberá remitir a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y a PETROECUADOR, la información sobre el volumen, precio FOB y calidad del petróleo crudo producido y vendido, en un

término de tres días posteriores a cada embarque o transacción interna o externa, según el medio de transporte utilizado: Sistema Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, u otro medio.

La contratista deberá, dentro de los ocho primeros días de cada mes, remitir a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y a PETROECUADOR, la información sobre el número de embarques o transacciones, volúmenes, precios FOB, calidad del petróleo crudo vendido, precio promedio de venta ponderado mensual y calidad promedio de venta ponderada mensual. Adicionalmente la contratista remitirá copias de las facturas de las ventas efectuadas y demás documentos conteniendo la información relacionada con las transacciones realizadas.

La presentación de información y documentación se realizará de conformidad a lo establecido en el Art. 82 de la Ley de Hidrocarburos. La falsedad será sancionada conforme el numeral 8 del Art. 74 de la Ley de Hidrocarburos, sin perjuicio de las responsabilidades penales a las que hubiere lugar.

Art. 6.- PETROECUADOR en conformidad con los artículos anteriores, realizará dentro de los primeros quince días del mes siguiente al que se está liquidando, los cálculos mensuales correspondientes a los valores que en concepto del ingreso extraordinario le pertenecen al Estado

Ecuatoriano; y, PETROECUADOR, notificará a la contratista con la liquidación correspondiente y enviará dicha información a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y al Banco Central del Ecuador.

Art. 7.- La Dirección Nacional de Hidrocarburos, en base a la información remitida por PETROECUADOR y la contratista, realizará anualmente las reliquidaciones utilizando la producción fiscalizada reportada mensualmente por la misma Dirección Nacional de Hidrocarburos y notificará al Ministerio de Economía y Finanzas, al Banco Central del Ecuador, a PETROECUADOR y a las respectivas contratistas, los montos a reliquidarse ya sea a favor del Estado o de la contratista.

Art. 8.- Las contratistas, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario contados a partir de la fecha de la notificación mensual realizada por PETROECUADOR, o por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, tratándose de los valores originados en las reliquidaciones anuales, depositará los valores correspondientes al porcentaje de la Participación del Estado en los Ingresos Extraordinarios de conformidad a lo establecido en la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal, en lo atinente al petróleo crudo de hasta 23 grados API; y, lo que corresponda a crudos superiores a 23 grados API, en la cuenta que el Estado mantiene en el Banco Central para el efecto, de conformidad con la ley.

Por cada día de retraso en el depósito, se aplicará la tasa de interés anual “Prime Rate” de Nueva York, correspondiente a 90 días, reportada por el Banco Central del Ecuador.

La ley 42 obliga a las compañías a dar el 99% del excedente del precio del crudo que no estuvo estipulado en las condiciones económicas que generaron las ecuaciones para el cálculo del reparto del petróleo crudo. Esto genera una cuenta por pagar al gobierno que se amortizo para disminuir el impacto financiero de las petroleras, y su tratamiento contable es como una obligación a largo plazo con su respectiva porción corriente y su gasto de interés.

2.1.2 Objetivo del Contrato

El objetivo del Contrato de Participación es mantener los intereses del estado siempre y cuando el precio del Petróleo crudo este bajo, condición que no se puede estimar fácilmente al ser este un comoditie, sin embargo las condiciones legales y contractuales permiten que esto ocurra, motivo por el cual, el estado ecuatoriano cambio las condiciones legales y contractuales como por ejemplo:

- Renegociación de contratos con Bloques y Campos.
- Reforma a la ley de Hidrocarburos.
- Reglamento nuevo de contabilidad Petrolera.

Con estos cambios es cómo vamos a analizar el nuevo modelo contractual para las compañías petroleras con las disposiciones legales actuales y contables.

2.2 CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

El Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo tiene como objetivo el pagar una tarifa fija a las Compañías petroleras por el servicio de sacar el petróleo crudo, esta tarifa se la maneja por barril de petróleo fiscalizado. Las condiciones que determinan las tarifas, son acorde al lifting cost (costo de levante).

2.2.1 Estructura del Contrato y Diferencias con el Contrato de Prestación de Servicio

La estructura del Contrato de Prestación de Servicio para la Exploración y Explotación de Petróleo Crudo es prácticamente la misma a la de Participación con excepción de ciertos puntos estratégicos para el Estado Ecuatoriano, es así que el cambio sustancial del contrato que es el ingreso de la Contratista.

REFORMA A LA LEY DE HIDROCARBUROS

“**Art. 16.-** 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.”

CONTRATOS NUEVOS FIRMADOS EN NOVIEMBRE DEL 2010

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.

Margen de Soberanía.- El Estado se reserva el 25% del Ingreso Bruto del Contrato como Margen de Soberanía, antes de cualquier distribución.

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

En el evento que se incremente la carga tributaria contemplada en la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico o en la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, o que se creen gravámenes de cualquier naturaleza que tengan como efecto el incremento del Costo de Transporte del Estado o el Costo de Comercialización, y que como resultado de dichos incrementos, el Ingreso Disponible no fuere suficiente para cubrir el respectivo Pago a la Contratista, los valores correspondientes a dichos incrementos se cubrirán luego de efectuar el Pago a la Contratista. Cualquier valor adicional que sea requerido para cubrir dichos impuestos o gravámenes provendrá del Presupuesto General del Estado.

De conformidad con lo previsto en la Ley de Régimen Tributario Interno los valores correspondientes al Impuesto al Valor Agregado IVA que deba pagar la Secretaría por la facturación que realice la Contratista durante la ejecución de este Contrato Modificatorio, serán reintegrados a la Secretaría por el Servicio de Rentas Internas, sin que produzca afectación al Ingreso Disponible.

Tarifa para Campos en Producción.- Las Partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los campos en producción de US\$20,77 (veinte Dólares con setenta y siete centavos) por cada Barril neto,

unidad de hidrocarburo, producido y entregado al Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega. Esta Tarifa para Campos en Producción toma en cuenta un estimado de la amortización de las Inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que toma en consideración el riesgo incurrido.

Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada.- Para la ejecución de un Plan de Desarrollo, como resultado de un Plan de Actividades Adicionales, se fijará por acuerdo de las Partes una Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada por cada Barril neto, unidad de hidrocarburo, proveniente de Producciones Incrementales Adicionales y entregado al Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega, de conformidad con la cláusula décima segunda. En caso de discrepancia entre las Partes, la Contratista podrá solicitar la intervención de un Consultor de conformidad con la cláusula 33.3.

Pago a la Contratista.- Los valores correspondientes a la Tarifa para Campos en Producción y, de ser aplicable, la Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada calculados de conformidad con la cláusula correspondiente a la fórmula de pago, serán los únicos pagos que efectuará la Secretaría a la Contratista como contraprestación por la prestación por los servicios objeto de este Contrato Modificatorio.

El Pago a la Contratista para Campos en Producción se regirá por la siguiente fórmula:

$$PCt = [TAR \times Qt] \times FAt.$$

PCt = Pago a la Contratista en el período t.

TAR = \$ US 21 (Veinte y un Dólares) / Barril (Tarifa para Campos en Producción).

Qt = Producción de los campos en el período t, medido en Barriles.

FAt = Factor de ajuste por inflación de los costos operativos.

FAt = FAt-1 x [ΔPPI_i x X + ΔCPI_i x Y+Z].

ΔPPI_i = Variación del indicador de costos PPI_t / PPI_{t-1} .

(Código PCU213112213112 “support activities for oil and gas operations”).

X = 0.175. Factor de costos operativos variables sobre la Tarifa para Campos en Producción. (No se incluye depreciación ni amortización)

ΔCPI_i = Variación del indicador de costos CPI_t / CPI_{t-1} .

(Consumer Price Index).

Y = 0.325. Factor de costos operativos fijos sobre la Tarifa para

Campos en Producción. (No se incluye depreciación ni amortización)

$$Z = 1 - X - Y.$$

Los factores X y Y de la fórmula precedente, son estimaciones promedio de los costos con relación a la tarifa, durante la vigencia de este Contrato, debiéndose mantener inalterables durante la vigencia del mismo.

Pago a la Contratista para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada se registrá por la siguiente fórmula: $PCt = [TAR.CN \times QIt] \times FAt$.

PCt = Pago a la Contratista en el período t.

$TAR.CN$ = \$ US xx Dólares / Barril (Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada).

QIt = Producción de los nuevos campos o incremental de Recuperación mejorada en el período t, medido en barriles.

FAt = Factor de ajuste por inflación de los costos operativos.

$$FAt = FAt-1 \times [\Delta PPI_i \times X + \Delta CPI_i \times Y + Z].$$

$\Delta \text{PPI}_i = \text{Variación del indicador de costos PPI}_i / \text{PPI}_{i-1}$.

(Código PCU213112213112 “support activities for oil and gas operations”).

$X = 0.175$. Factor de costos operativos variables sobre la Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada. (No se incluye depreciación ni amortización)

$\Delta \text{CPI}_i = \text{Variación del indicador de costos CPI}_i / \text{CPI}_{i-1}$.

(Consumer Price Index).

$Y = 0.325$. Factor de costos operativos fijos sobre la Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada. (No se incluye depreciación ni amortización)

$Z = 1 - X - Y$.

Los factores X y Y de la fórmula precedente, son estimaciones promedio de los costos con relación a la tarifa, durante la vigencia de este Contrato, debiéndose mantener inalterables durante la vigencia del mismo.

Acumulación.- En caso que el Ingreso Disponible no sea suficiente para cubrir el pago de la Tarifa para Campos en Producción y Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada, pertinente, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o Año Fiscal pertinente. La diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el Ingreso

Disponible del mismo mes o Año Fiscal se trasladará al siguiente mes o Año Fiscal, sin intereses y en caso de que no hubiese podido ser cubierto durante el respectivo o subsiguiente mes o Año Fiscal se acumulará sucesivamente durante el Plazo de Vigencia de este Contrato Modificadorio. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del Ingreso Disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría a la terminación de este Contrato Modificadorio, se extinguirá y no será pagada a la Contratista, quedando la Secretaría automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

REGLAMENTO DE CONTABILIDAD

Art. 24 Ingreso Bruto.- Es el valor monetario que resulta de multiplicar la producción fiscalizada de un mes determinado entregada por la contratista, por el precio promedio mensual de ese mismo mes, corregido de acuerdo a la calidad equivalente a la producida por la contratista en el área del contrato. El petróleo crudo del área del contrato destinado para consumo interno del Estado y otros fines será valorado con el precio promedio mensual. La corrección de la calidad del Petróleo crudo del área del contrato se realizará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_c = PM [1 + (K * DC/100)]$$

En Donde:

Pc = Precio promedio mensual del petróleo crudo del área del contrato, ajustado por calidad.

PM = Precio promedio mensual definido en el Art 24 de este reglamento.

DC = Diferencia entre la calidad del petróleo crudo del área del contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al petróleo crudo exportado por EP Petroecuador (CN). Se mide en grados API.

$$DC = CC - CM$$

K = Coeficiente de corrección de calidad

K = uno.tres (1.3) si quince grados (15°) API < CC <= Veinticinco grados (25°) API.

K = uno.uno (1.1) si veinticinco grados (25°) API < CC < treinta y cinco grados (35°) API.

K = uno.uno (1.1) y DC = diez (10) si CC >= Treinta y cinco grados (35°) API.

CC = Calidad de petróleo crudo producido en el área del contrato.

CM = Calidad promedio del petróleo crudo exportado por EP Petroecuador.

El coeficiente K podrá ser revisado por acuerdo entre partes, si durante un periodo continuo de al menos doce (12) meses no refleja la realidad del mercado. También se podrá aplicar como coeficiente K el que se haya acordado previamente para el petróleo de una determinada área de contrato.

Art. 25 Precio Promedio Mensual.- Es el precio promedio ponderado de un determinado mes de ventas externas de petróleo crudo, calculado con las ventas efectuadas durante ese mismo periodo, por EP Petroecuador. Este precio se expresará en términos FOB, puerto ecuatoriano (terminal principal de exportación y en dólares de los Estados Unidos de América) por Barril.

Art. 26 Ingreso Bruto de la Contratista.- Es el valor que recibirá la contratista por la prestación de sus servicios sobre la base de la tarifa correspondiente acordada en el contrato, por cada barril neto producido y entregado al Estado en el centro de entrega y fiscalización acordado.

Art. 27 Ingreso Disponible.- Es el valor monetario 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; (iv) los tributos establecidos en la codificación de la ley del Fondo para el Eco desarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, si los mismos resultasen aplicables.

Los valores correspondientes al impuesto al valor agregado IVA que deba pagar la Secretaría por la facturación que realicen las contratistas serán

reintegrados a la Secretaría de Hidrocarburos por el Servicio de Rentas Internas En Consecuencia, el IVA que deba pagar la Secretaria no afectará el ingreso disponible.

Art. 28 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.

El cambio sustancial en el contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos esta en el ingreso, sin embargo existen clausulas que cambian muchos formas de pago, consideración ambientales, e inclusive pago de impuestos. Para objetos de este estudio no es necesario ver esos cambios sino los netamente financieros.

2.2.2 Objetivo del Contrato

El objeto del Contrato de Prestación de Servicio es determinar una seguridad para el Estado Ecuatoriano para la explotación de este recurso no renovable, ha sido tal la importancia de este recurso que es más del 80% de nuestro PIB en los últimos 20 años, inclusive se han creado más organismos de control para este recurso como la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifero “**ARCH**”, cambio del ministerio de Ramo y de la regulación. Es importante destacar que el Estado ha cambiado de tal manera las condiciones del sector hidrocarburifero que los ingresos se han incrementado sin embargo es

necesario ver los modelos acorde a los precios del petróleo crudo y ver los indicadores financieros para saber de manera tangible que tan beneficioso han sido estos cambios.

3 REVISIÓN DE LAS PRINCIPALES CLÁUSULAS Y BENEFICIOS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN Y LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

3.1 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS GENERALES

3.1.1 Determinar los Ingresos y Gastos y Su Manejo Contable-Financiero

Los ingresos son acorde al siguiente cuadro:

CUADRO N° 8

	Contrato de Participación	Contrato de Prestación de Servicios
Ingresos por Venta de Petróleo	x	
Ingresos por Servicio de Barril de Petróleo		x
Gastos Administrativos y Generales	x	x
Costos de Producción	x	x
Inversiones de Exploración	x	x
Inversiones de Explotación	x	x
Amortización de Inversiones de Producción	x	x
Amortización de Inversiones de Exploración	x	x
Provisión por ARO (Asset Retirement Obligations)	x	x
Pasivo Ley 42	x	
Gasto Interés Ley 42	x	
Gastos de Remediación Ambiental	x	x
Pasivos Ambientales	x	

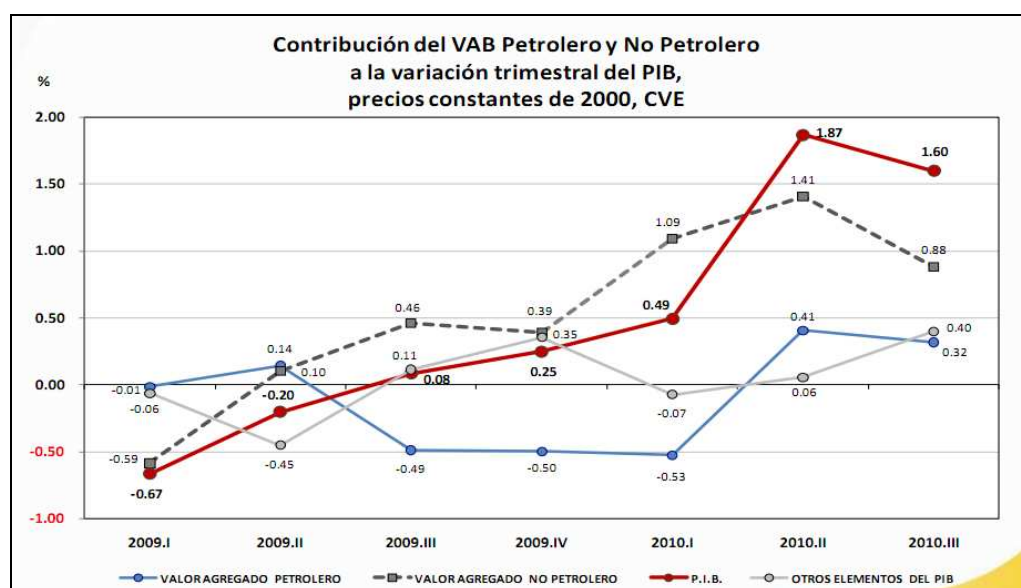
Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

3.1.2 Definición de las Causas Principales para un Cambio de Contrato

Para entender porque el Estado Ecuatoriano optó por un cambio en los contratos de Exploración y Explotación del Petróleo es necesario saber cuál es el impacto de este recurso en nuestra economía.

GRÁFICO N° 4



Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

Como se puede apreciar en la grafica en los últimos dos años el valor agregado del petróleo ha sido importante a pesar de que en el año 2009 el precio del mismo descendió considerablemente por los problemas de la economía mundial, sin embargo para finales del 2009 y comienzos del 2010 el precio se ha incrementado hasta el día de hoy, llegando en el 2011 a ser el precio del crudo Napo más alto que el WTI.

Otro importante indicador de la importancia de un cambio de contrato para el Ecuador es la cantidad de participación que se llevaban las compañías

petroleras al llevarse más del 80% de su producción y dejar al estado un 20% de dicha producción siendo este un recurso no renovable y muy cotizado en el mundo entero.

Al parecer los intereses del estado para obtener más petróleo crudo a mediados del 2008 fue la muy nombrada refinería del Pacífico para la cual el estado ecuatoriano pretende unir a EP Petroecuador, PDVSA (Petroeros de Venezuela) y el Ministerio de Recursos No Renovables para en el 2016 la misma que tendrá que construir, operar y mantener un complejo refinador de 300 MBD de capacidad, que contemple la puesta en marcha de unidades de proceso con tecnología de conversión profunda, requeridas para producción de gasolinas, destilados, GLP y bases químicas y su objetivo principal de satisfacer la demanda de combustibles del mercado ecuatoriano y exportar los excedentes disponibles a mercados de la sub región y otros mercados estratégicos, así como satisfacer la demanda de petroquímicos básicos, ahorrando al País cerca de USD 3.000 millones por año al evitar la importación de combustibles y otros derivados.

La producción nacional de Petróleo se ha incrementado de igual manera teniendo en cuenta que las operadoras públicas han tomado campos nuevos como es el bloque 7, 21 y 18 correspondientes a operadoras que han salido del país por diferentes razones.

CUADRO N° 9

Producción Petrolera										
	Millones de Barriles						Tasa de Crecimiento			
	Ene - Dic			Enero - Enero			Ene - Dic		Enero - Enero	
	2008	2009	2010	2009	2010	2011	2009/ 2008	2010/ 2009	2010/2009	2011/ 2010
Producción Nacional Crudo en Campo	185	177	177	16	14	16	-4.0%	0.0%	-8.1%	8.1%
<i>Empresas Públicas</i>	98	103	110	9	8	11	5.3%	7.0%	-3.8%	29.6%
EP Petroecuador (Petroproducción)	63	64	50	6	4	5	1.2%	-21.9%	-29.2%	14.9%
Petroamazonas EP (B 15)	35	36	42	3	3	5	4.1%	15.5%	-6.4%	66.5%
Operadora Río Napo (Sacha)	0	3	18	0	2	1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<i>Compañías Privadas (excl. B15)</i>	87	75	67	7	6	5	-14.4%	-9.6%	-13.6%	-22.9%
	Miles de Barriles									
	Ene - Dic			Enero - Enero						
	2008	2009	2010	2009	2010	2011				
Producción Prom Diaria Crudo en Campo	505	486	486	504	463	500				
<i>Empresas Públicas</i>	267	282	301	284	274	354				
EP Petroecuador (Petroproducción)	172	174	136	183	129	148				
Petroamazonas EP (B15)	95	99	115	102	95	159				
Operadora Río Napo (Sacha)	0	8	51	0	49	47				
<i>Compañías Privadas (excl. B15)</i>	238	205	185	219	189	146				

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

3.1.3 Principales Intereses del Gobierno por el Cambio de Contrato

Los interés del Gobierno Ecuatoriano para renegociar los contratos petroleros fue principalmente el incremento del precio del crudo, a pesar de ser el petróleo un comoditie que depende de variables mundiales para determinar su precio, es un bien que cada vez es más escaso y por ende su precio subirá siempre y cuando tenga la misma importancia que tiene hoy en día. Para entender este comportamiento mostraremos un cuadro de precios a través de los años:

GRÁFICO N° 5



Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

Al tener un precio más alto según los intereses del gobierno sería mejor venderlo directamente y ganar ese excedente en el precio, sin embargo ese es el estudio de esta tesis y será demostrado en el cuarto capítulo.

Otro importante interés del gobierno para el cambio de los contratos es la importancia que tiene el Petróleo Crudo para todos los países del mundo el Petróleo no solo genera combustibles como la gasolina y diesel que son utilizados en los motores de combustión, sino también los derivados del mismo que van desde simples plásticos hasta complicados componentes químicos que son de utilidad industrial.

3.2 BENEFICIOS PARA EMPRESAS PETROLERAS Y EL ESTADO ECUATORIANO

3.2.1 Beneficios de un Contrato de Participación para los Inversionistas y el Estado Ecuatoriano

Los beneficios de un contrato de participación para los inversionistas es netamente la especulación mediante modelos de proyección del precio del petróleo, debido a que si el precio es mayor en un contrato de participación teniendo el petróleo como fruto de la operación es mejor venderlo al precio que corresponda en el mercado internacional y con el castigo del crudo Napo y Oriente.

Así mismo las inversiones tienen como beneficio en el caso de Petroleras Estatales de otros países y las compañías grandes privadas, refinar el petróleo crudo y obtener bases más combustibles como la Gasolina y Diesel.

Para el estado ecuatoriano por otro lado, el contrato de participación le quita el riesgo de perder si el precio del crudo disminuyera considerablemente como ocurrió a inicios del siglo actual y en el año 2009.

Obtener una participación de crudo sin intervenir en la operación de la misma ni gastar en la operación de las mismas, hecho que ocurría en los contratos de servicios que estaban vigentes antes del año 2002.

3.2.2 Beneficios de un Contrato de Prestación de Servicios para los Inversionistas y el Estado Ecuatoriano

El contrato de prestación de servicios tiene los siguientes beneficios para la Contratista:

- Los riesgos son menores en caso de variaciones importantes en el precio del crudo.
- La operación tiene una tarifa segura que determina una utilidad.
- La venta de crudo no depende de la compañía.
- Los riesgos de la exploración son un poco menores.
- Es menos riesgoso la inversión.

Así mismo al estado ecuatoriano este contrato tiene los siguientes beneficios:

- Participación total del crudo.
- Especulación y disposición del petróleo.
- Obtuvo mejores condiciones del contrato para el medio ambiente.

- Cambiar las condiciones de los contratos de participación y de los modelos de contratos de prestación de servicios que estaban vigentes antes del año 2002.

3.2.3 Resumen Principales Impactos

El impacto de los nuevos contratos de prestación de servicios para el estado ecuatoriano son los siguientes:

- El estado ecuatoriano a partir del 1 de Enero del 2011 tiene el 100% del crudo que se produce, que asciende a un total de 501.000 barriles de petróleo crudo diarios.
- El estado ecuatoriano obtuvo más campos marginales y bloques para licitar y otros para dar a operación pública con Petroamazonas o EP Petroecuador.
- La renegociación de los contratos petroleros logro que las compañías Petroleras que están presentes en el Ecuador se acojan a las exigencias del Estado Ecuatoriano implementando nuevas leyes y reglamentos y cambiando las condiciones en las que operaban y a las cuales se habían comprometido al firmar los primeros contratos.

3.2.4 Análisis de la Política Gubernamental Actual

El Estado Ecuatoriano actual ha cambiando casi todo el panorama para la exploración y producción de Petróleo Crudo en el Ecuador, como por ejemplo el panorama ambiental que en los contratos petroleros anteriores no tenían claro el tratamiento de los pasivos ambientales y como realizar las remediaciones ambientales de los impactos que la operación del petróleo genera, como consecuencia de lo anterior el Ministerio del Ambiente ha cambiado sus parámetros para medir el impacto ambiental de las compañías petroleras.

Adicional a eso los entes de control para la operación hidrocarburifera han cambiado de la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos), a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifero), EP Petroecuador ya no es el encargado de recolectar el petróleo crudo ni de generar las cuentas por Pagar o Cobrar con las compañías petroleras ahora el Ministerio de Recursos no Renovables es el encargado de los contratos y el tratamiento con las contratistas.

La presidencia a mostrado un claro interés en hacer del Petróleo un recurso vital y totalmente ecuatoriano al no ceder la participación y permitir al Ecuador vender la totalidad de su producción, sin embargo estos cambios en los contratos ha hecho que las compañías que no han renegociado y las que les han dado caducidad de contrato lleven estos problemas ante organismos internacionales para recuperar de alguna forma sus inversiones.

4 EVALUACIÓN FINANCIERA

4.1 ALCANCE

El alcance de la evaluación financiera para determinar el VAN y la TIR de los contratos petroleros de participación y prestación de servicios será el siguiente:

- El costos para la exploración y explotación de petróleo crudo será un costo estándar que en la industria es conocido como Lifting Cost (costo de levante), costo que se basa en la realidad de cada compañía y determina las tarifas para el modelo contractual de prestación de servicio, para la cual utilizaremos unos valores similares a una compañía real, estimarlos no es posible para determinar el modelo financiero.
- Los gastos de administración conocidos en la industria como G&A serán tomados con una constante y con un modelo que tenga relación a la operación para la cual tenemos el lifting cost, la tarifa y las inversiones que están comprometidas en la renegociación de los contratos.
- Los ingresos según la producción será utilizada de manera declinante debido a que la producción va disminuyendo acorde a la utilización del hidrocarburo y a la vida productiva de los pozos.

- Los costos por exploración no serán considerados ya que tendremos como modelo una compañía que está en producción y para la cual se puede realizar el estudio financiero que deseamos obtener.
- Las reservas que se tendrán para este modelo (necesarias para obtener el gasto más importante “Amortización de la Inversiones de Producción”) serán acorde a la realidad de una compañía.
- El precio del crudo que se proyectará para los años del contrato será tomado de un estudio de una compañía ya que el solo obtener este dato requiere una metodología muy compleja.
- El horizonte de tiempo será de 15 años.
- El estudio para la determinación de un deterioro de activos será tomado acorde a la realidad del tamaño de compañía que vamos a utilizar según el número de pozos a taponar, la remediación a realizar y los equipos a utilizar.
- El ARO (Asset Retirement Obligations) será acorde a los pozos obtenidos.
- La tarifa que se utilizara de igual manera será acorde al tamaño y complejidad que vamos a utilizar.

El tamaño de la compañía que vamos a realizar el estudio es una compañía privada que produce que tienen el siguiente balance para el año que termina antes del nuevo contrato:

CUADRO N° 10

COMPAÑÍA PETROLEO & PETROLEO
BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

(Expresados en miles de U.S. dólares)

<u>ACTIVOS</u>	<u>2010</u>
ACTIVOS CORRIENTES:	
Caja y equivalentes de caja	2,901
Cuentas por cobrar comerciales	15,179
Inventarios	15,677
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	<u>31,546</u>
Total activos corrientes	<u>65,303</u>
MOBILIARIO Y EQUIPO, NETO	<u>2,302</u>
INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, NETO	<u>524,723</u>
CASA MATRIZ	<u>222,356</u>
OTROS ACTIVOS	<u>1,801</u>
TOTAL	<u>816,485</u>
<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>	<u>2010</u>
PASIVOS CORRIENTES:	
Sobregiros bancarios	1,673
Cuentas por pagar	476,291
Participación a trabajadores	15,355
Impuesto a la renta	13,914
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	<u>960</u>
Total pasivos corrientes	<u>508,193</u>
PASIVOS A LARGO PLAZO	<u>17,763</u>
PATRIMONIO:	
Utilidades retenidas (Déficit acumulado) y total patrimonio	<u>290,529</u>
TOTAL	<u>816,485</u>

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

CUADRO N° 11**COMPAÑÍA PETROLEO Y PETROLEO****ESTADOS DE RESULTADOS****POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

(Expresados en miles de U.S. dólares)

	<u>2010</u>
INGRESOS:	
Ventas de crudo, neta de la participación del Estado Ecuatoriano	962,479
Participación del Estado Ecuatoriano en el excedente del precio de venta de crudo	<u>(598,658)</u>
Total	<u>363,821</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:	
Costos de producción	108,904
Amortización, depreciación y agotamiento	183,825
Provisión (Reversión de provisión) por deterioro del valor de las inversiones de producción	<u>(171,973)</u>
Gastos administrativos y generales	<u>109,904</u>
Total	<u>230,660</u>
UTILIDAD EN OPERACIONES	<u>133,161</u>
OTROS INGRESOS (GASTOS):	
Gastos por intereses	<u>(6,860)</u>
Otros gastos financieros	<u>(2,564)</u>
Reversión (constitución) de provisiones por contingencias	205,146
Otros ingresos, neto	<u>21,298</u>
Total	<u>217,020</u>
UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE PARTICIPACIÓN A TRABAJADORES E IMPUESTO A LA RENTA	<u>350,181</u>
MENOS:	
Participación a trabajadores	11,367
Impuesto a la renta	<u>16,103</u>
Total	<u>27,470</u>
UTILIDAD (PÉRDIDA) NETA	<u>322,711</u>

Fuente: Investigación realizada**Elaborado por:** Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

CUADRO N° 12

COMPAÑÍA PETROLEO Y PETROLEO
ESTADOS DE PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

(Expresados en miles de U.S. dólares)

	Utilidades Retenidas (Déficit acumulado) y <u>Total Patrimonio</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2008	80,998
Pérdida neta, restablecida	<u>(113,180)</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2009	(32,182)
Utilidad neta, restablecida	<u>322,711</u>
Saldo al 31 de diciembre del 2010	<u><u>290,529</u></u>

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE 2010

1. OPERACIONES Y ENTORNO ECONÓMICO

La compañía Petroleo y Petroleo (en adelante el “La Compañía”) es una sociedad de hecho, cuyo objeto principal es llevar a cabo y ejecutar todas las tareas de producción de petróleo crudo en el Bloque 100.

La participación de la Compañía en la producción es como sigue:

Bloque 100 <u>Producción diaria</u>	<u>Participación</u>	
	<u>Contratista</u>	Estado <u>Ecuatoriano</u> (Porcentaje)
Menor a 20,000 barriles	84.74	15.26
20,001 a 40,000 barriles	77.00	23.00
Mayor a 40,000 barriles	60.00	40.00

La producción del Bloque 100, neta de autoconsumo durante el año 2010 fue de 14 millones de barriles de petróleo crudo, siendo la participación promedio de la Contratista en la producción del 80.81% y la participación del Estado Ecuatoriano del 19.19%.

Ley No. 42 - 2006 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.- El 20 de abril del 2006, el Estado Ecuatoriano emitió la Ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos, en la cual se establece la participación del Estado en los excedentes de los precios de petróleo no pactados o no previstos. De acuerdo con esta ley, dichos excedentes se generan cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato. Por esta diferencia, la Compañía ha pagado bajo protesto el valor requerido por la Unidad de Administración de Contratos de Petroecuador en favor del Estado Ecuatoriano, la participación del 50% de los ingresos extraordinarios que se generaron por la diferencia de precios.

Decreto Ejecutivo No. 622 (99%-1%).- El 4 de octubre del 2007, el Gobierno Ecuatoriano emitió el Decreto Ejecutivo No. 622 que modificó el Reglamento a la Ley No. 42-2006 mencionada en el párrafo precedente, mediante el cual se incrementó el porcentaje de la participación del Estado Ecuatoriano sobre los

excedentes de los precios de petróleo no pactados o no previstos en los respectivos contratos del 50% al 99%. El Decreto Ejecutivo fue publicado en el Registro Oficial No. 193 del 18 de octubre del 2007.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Los estados financieros han sido preparados en U.S. dólares. Las políticas contables la Compañía están basadas en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamentos de contabilidad de costos aplicables a los contratos de participación y de prestación de servicios específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos emitido por el Estado Ecuatoriano, Contratos celebrados entre la Compañía y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador y principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales son establecidas por la Federación Nacional de Contadores del Ecuador y autorizadas por la Superintendencia de Compañías del Ecuador. Dichas normas requieren que la Administración realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la entidad, con el propósito de determinar la valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Administración, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se resumen las principales prácticas contables seguidas por la Compañía en la preparación de sus estados financieros:

Caja y Equivalentes de Caja - Representa los saldos en bancos e inversiones a corto plazo altamente líquidas.

Valuación de Inventarios - Al costo promedio que no excede a los valores de mercado. Los materiales en tránsito se encuentran registrados a su costo de adquisición. Adicionalmente, se incluyen repuestos y otros materiales de reserva a ser utilizados en las inversiones de producción y solo formarán parte de dichas inversiones una vez que se hayan utilizado.

Inversiones de Producción - Las inversiones de producción están registradas al costo histórico. De acuerdo con disposiciones del Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, la totalidad de las inversiones del período de producción se amortizan durante la vigencia del contrato bajo el método de unidades de producción, en base de las reservas probadas totales estimadas de petróleo hasta la terminación del contrato registradas en la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH de cada bloque en los que la Compañía participa.

La Compañía revisa el valor en libros de sus inversiones de producción cuando eventos y circunstancias requieren dicha revisión. Si se considera que el valor en libros de las inversiones de producción ha sufrido un deterioro, una pérdida es reconocida basada en el valor por el cual el saldo en libros excede a su valor recuperable.

La Compañía determina el valor justo de sus inversiones de producción usando la técnica de valor presente, la cual incluye estimaciones de los flujos futuros de caja esperados que se generarán por las operaciones de cada unidad generadora de efectivo. Las estimaciones de flujos de caja requieren que la Administración realice estimaciones y establezca supuestos para ingresos y costos operativos, entre otros factores.

Sistema de Transporte y Almacenamiento - Incluye las inversiones en líneas de flujo y almacenamiento y se amortiza en línea recta durante su vida útil estimada de 10 años.

Provisión para Abandono de Pozos - De acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos, la Compañía deberá realizar las actividades necesarias para retrotraer las condiciones ambientales del área de explotación a las existentes al inicio de la operación. El valor presente de los costos futuros por obligaciones para el abandono de pozos son activados conjuntamente con los activos que le dieron origen y depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Administración la Compañía en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del mismo. El referido pasivo disminuirá en la medida que la Compañía incurra en costos de reestructuración de los pozos, hasta la fecha de terminación de los contratos.

Provisiones para Participación de Trabajadores e Impuesto a la Renta - Están constituidas de acuerdo con disposiciones legales a las tasas del 15% para

participación a trabajadores y 25% para impuesto a la renta y son registradas en los resultados del año.

Ingresos por Ventas de Crudo del Contrato de Participación - Los ingresos por ventas de crudo del contrato de participación están conformados por:

- Producción de Crudo - Los ingresos se reconocen con base en la participación la Compañía en el volumen de crudo producido y vendido, valorado al precio establecido en los acuerdos de venta vigentes.
- Sobrelevante - Representa la participación en el volumen de petróleo crudo exportado a ser producido posteriormente. Se valora al precio de venta FOB y la contrapartida se presenta en una cuenta por pagar.
- Sublevante - Representa la participación en el volumen de petróleo crudo extraído pero no vendido. Se valora al precio de referencia emitido por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador, la contrapartida se registra como otras cuentas por cobrar.

3. CAJA Y EQUIVALENTES DE CAJA

Un resumen de caja y equivalentes de caja es como sigue:

	Diciembre 31
	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)
Inversiones a corto plazo - overnight	2,898
Bancos locales	<u>3</u>
Total	<u>2,901</u>

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

4. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Un resumen de cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	Diciembre 31
	<u>2010</u>
	(en miles de U.S. dólares)
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador – Petroecuador	2,684
Trading y Transporte S.A.	12,495
Provisión para cuentas dudosas	
Total	<u>15,179</u>

5. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre del 2010, representan materiales disponibles a ser utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo. Adicionalmente,

incluye repuestos y otros materiales de reserva a ser utilizados en las inversiones de producción.

6. GASTOS ANTICIPADOS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de gastos anticipados y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	Diciembre 31
	<u>2010</u>
	Restablecidos
	(en miles de U.S. dólares)
Crédito tributario de impuesto a la renta - Bloque 100	16,313
Impuesto al Valor Agregado - IVA por liquidar	5,628
Otras cuentas por cobrar - Petroecuador	5,048
Anticipos a proveedores	3,406
Sublevante	1,419
Crédito tributario de impuesto a la renta de años anteriores	1,129
Gastos anticipados	942
Otras cuentas por cobrar	2,709
Provisión para otras cuentas por cobrar - Petroecuador	<u>(5,048)</u>
Total	<u>31,546</u>

Sublevante - Al 31 de diciembre del 2010, corresponde a la participación en el volumen de petróleo crudo extraído pero no vendido por la Compañía y valorado al precio de referencia emitido por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador y representan 69,668.

7. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN

Un resumen de las inversiones de producción es como sigue:

	Diciembre 31 <u>2010</u> Restablecidos (en miles de U.S. dólares)
Inversiones de producción	1,496,607
Sistema de transporte y almacenamiento	31,830
Exploración	<u>15,639</u>
Total	1,485,818
Provisión para abandono de pozos	13,010
Amortización acumulada	<u>(1,032,633)</u>
Total, neto	<u>524,723</u>

Los movimientos de las inversiones de producción fueron como sigue:

	<u>2010</u> Restablecidos (en miles de U.S. dólares)
Saldos netos al comienzo del año	511,860
Adquisiciones	23,913
Provisión para abandono de pozos	213
Amortización de inversiones de producción	(182,102)
Amortización de la provisión para abandono de pozos	(1,134)
Provisión (reversión de provisión) por deterioro del valor de las inversiones de producción	<u>171,973</u>
Saldos netos al fin del año	<u>524,723</u>

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

Evaluación y Provisión por Deterioro del Valor de las Inversiones de

Producción - Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía ha efectuado un estudio para determinar el posible deterioro de los activos, debido principalmente a la reducción drástica de los precios de exportación del petróleo ecuatoriano y la emisión por parte del Estado de la Ley No. 42-2006.

El gasto amortización, depreciación y agotamiento del año incluye:

	Diciembre 31
	<u>2010</u>
	Restablecidos
	(en miles de U.S. dólares)
Amortización de inversiones de producción	182,102
Amortización del costo para abandono de pozos	1,134
Depreciación de mobiliario y equipo	580
Otros	<u>9</u>
Total	<u>183,825</u>

Amortización - Al 1 de enero del 2010, las reservas probadas ajustadas de la Compañía a esa fecha y utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de producción y el volumen de producción fueron como sigue:

	Reservas probadas	Volumen de
	ajustadas	producción del año
	<u>2010</u>	<u>2010</u>
	(en miles de barriles de petróleo crudo).	
Bloque 100	<u>50,540</u>	<u>16,424</u>

En base a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos del Ecuador, es obligación la Compañía presentar al Ministerio de Energía y Minas las reservas probadas para su aprobación en el primer mes del año siguiente.

Reservas Probadas del Bloque 100- La Compañía envió a la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH la solicitud de certificación de reservas al 31 de diciembre del 2010, las cuales fueron utilizadas para estimar la amortización de las inversiones de producción del año, conforme lo establece el Reglamento Sustitutivo de Operaciones Hidrocarburíferas.

Al 31 de diciembre del 2010, las inversiones de preproducción se encuentran totalmente amortizadas.

8. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de cuentas por pagar es como sigue:

	Diciembre 31 2010 (en miles de U.S. dólares)
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo	439,149
Cuentas por pagar a Petroecuador	8,304
Wartsila Ecuador S.A.	3,312
Sobrelevante	2,871
Baker Hughes Services International	2,719
Proveedores facturas pendientes de recibir	2,013
Schlumberger Surencó S.A.	1,063
Helmerich & Payne del Ecuador Inc.	300
Halliburton Latin America S.A.	
Otras cuentas por pagar	<u>16,560</u>
Total	<u>476,291</u>

9. PARTICIPACIÓN A TRABAJADORES

De conformidad con disposiciones legales, los trabajadores tienen derecho a participar en las utilidades de la compañía en un 15% aplicable a las utilidades líquidas. Los movimientos de la provisión para participación a trabajadores fueron como sigue:

	Diciembre 31
	<u>2010</u>
	Restablecidos
	(en miles de U.S. dólares)
Saldos al comienzo del año, restablecidos	37,388
Provisión del año	11,367
Pagos efectuados	<u>(33,400)</u>
Saldos al fin del año, restablecidos	<u>15,355</u>

10.IMPUESTO A LA RENTA

De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 25% sobre las utilidades sujetas a distribución y del 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización

11.PASIVOS A LARGO PLAZO

Un resumen de pasivos a largo plazo es como sigue:

	Diciembre 31	
	<u>2010</u>	
	(en miles de U.S. dólares)	
Provisión para abandono de pozos	17,763	
Total	<u>17,763</u>	<u>9</u>

Provisión para Abandono de Pozos - Durante el año 2010, constituye una estimación realizada por la Administración de la Compañía en base a un estudio interno realizado por especialistas técnicos.

4.2 OBJETIVO

El objetivo del estudio es constatar si el modelo contractual que el Estado Ecuatoriano ha impuesto a las compañías petroleras en este caso específico que se basa en una operación real, es más rentable y bajo qué condiciones.

4.3 METODOLOGÍA

Se realizara una evaluación de proyectos por los dos modelos contractuales basándose en los datos de nuestro alcance y con las condiciones que se llevaban bajo un contrato de Participación y bajo la Prestación de Servicios, para constatar con una TIR y el VAN que modelo contractual es más conveniente para el Estado Ecuatoriano.

Se tomaran consideraciones generales de la industria para poder determinar:

- **Tarifa fija para el modelo contractual de prestación de servicios.-** La tarifa es tomada acorde a la similitud financiera que tiene nuestro modelo con la realidad de una compañía real y es del US\$21 dólares por barril de petróleo extraído.
- **Participación de crudo del Estado Ecuatoriano.-** La participación es acorde al contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Petróleo Crudo que se detalla en el Capítulo 2, y se determina de la siguiente manera para el año 2010 que representa el año 0 de nuestro estudio:

CUADRO N° 13

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Promedios
BLOQUE 100														
Producción Diaria	43.818	46.594	43.666	45.004	43.858	45.007	43.552	43.577	45.329	43.824	45.620	44.679	534.528	44.544
Producción bombeada	1.358.351	1.351.235	1.353.659	1.350.123	1.359.599	1.350.200	1.350.100	1.350.900	1.359.859	1.358.543	1.368.596	1.385.054	16.296.219	1.358.018
L1 (Barriles Diarios)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000		
L2 (Barriles Diarios)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000		
x1	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%	84,74%		
x2	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%	77,00%		
x3	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%		
q1 (Barriles Diarios)	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999	19.999		
q2 (Barriles Diarios)	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001	20.001		
q3 (Barriles Diarios)	3.818	6.594	3.666	5.004	3.858	5.007	3.552	3.577	5.329	3.824	5.620	4.679		
TOTAL PRODUCCIÓN DIARIA	43.818	46.594	43.666	45.004	43.858	45.007	43.552	43.577	45.329	43.824	45.620	44.679	534.528	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X (Factor promedio correspondiente a la Participación de la Contratista)	79,051%	77,916%	79,117%	78,549%	79,034%	78,548%	79,168%	79,157%	78,416%	79,049%	78,299%	78,684%		
Consideraciones de Participación Mínima del Estado														
Participación Contratista (Calculada)	79,1%	77,9%	79,1%	78,5%	79,0%	78,5%	79,2%	79,2%	78,4%	79,0%	78,3%	78,7%		
Participación del Estado (Calculada)	20,9%	22,1%	20,9%	21,5%	21,0%	21,5%	20,8%	20,8%	21,6%	21,0%	21,7%	21,3%		
Participación Mínima del Estado	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%		
PARTICIPACION DEL ESTADO	20,9%	22,1%	20,9%	21,5%	21,0%	21,5%	20,8%	20,8%	21,6%	21,0%	21,7%	21,3%		
PARTICIPACION CONTRATISTA														
Porcentaje	79,05%	77,9%	79,1%	78,5%	79,0%	78,5%	79,2%	79,2%	78,4%	79,0%	78,3%	78,7%		
Producción mensual (Bbl)	1.073.790	1.052.828	1.070.974	1.060.508	1.074.545	1.060.555	1.068.847	1.069.332	1.066.347	1.073.915	1.071.597	1.089.816	12.833.055	12.833.055
Participación mensual (Bbl)	1.073.790	1.052.828	1.070.974	1.060.508	1.074.545	1.060.555	1.068.847	1.069.332	1.066.347	1.073.915	1.071.597	1.089.816		
Participación Estado	284.561	298.407	282.685	289.615	285.054	289.645	281.253	281.568	293.512	284.628	296.999	295.238	3.463.164	3.463.164

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

- **Agotamiento de la producción de los Pozos.-** El agotamiento de la producción se produce por la disminución en la presión de los yacimientos petroleros al sacar barriles de petróleo. Esta afectación se compensa con energía que debe inyectarse a los pozos y poder mantener la producción, sin embargo mantener la producción necesariamente se debe invertir en reacondicionamiento de pozos.

Según ingenieros en reservas y petroleros esta tasa de disminución anualmente es del 20% por pozo dependiendo la formación sin embargo para formaciones con pozos direccionales normales en el Ecuador y para efectos de este estudio se tomara dicha tasa de disminución.

- **Incremento de la Producción.-** El incremento de la producción por las inversiones que se realizan ya sea en nuevos pozos, completaciones duales, side-track o reacondicionamientos, tiene un comportamiento especial dependiendo las condiciones de las formaciones hidrocarburíferas.

En este estudio este incremento se tomara en base a los porcentajes que se han podido evidenciar en nuestra experiencia profesional que se determina en un incremento directamente proporcional a la inversión siendo de la siguiente manera:

CUADRO N° 14

	Valor de Producción	% Disminución de la producción Normal	Aumento por Inversiones	Total de Producción Anual
2010	12.833.055			
2011		20%	50%	16.682.972
2012		20%	40%	20.019.566
2013		20%	25%	21.020.544
2014		20%	20%	20.820.348
2015		20%	15%	19.659.214
2016		20%	10%	17.729.328
2017		20%	9%	15.985.223
2018		20%	8%	14.389.744
2019		20%	7%	12.913.165
2020		20%	6%	11.531.706
2021		20%	5%	10.226.343
2022		20%	4%	8.981.857
2023		20%	3%	7.786.072
2024		20%	2%	6.629.249
2025		20%	1%	5.503.595

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

Este cuadro muestra la disminución de la presión de los pozos y como afecta a nuestra producción, así mismo incrementamos una parte por las inversiones realizadas y obtenemos la producción que nos corresponde fuera de los

- **Precio del Crudo.-** El precio del Crudo para este estudio es una proyección acorde al promedio que se ha incrementado el precio desde el año 1998 hasta el año 2011, hacer una proyección del Petróleo Crudo es algo muy complicado y se podría decir que nunca sería exacto debido a que el petróleo depende de tantas variables que no es posible determinar un precio futuro para el mismo,

sin embargo para este estudio nosotros tomaremos el supuesto de que el petróleo es un bien que se va haciendo cada vez más escaso y más complicado de explotar por lo que su precio se incrementa en un valor de US\$7,19 dólares cada año, así mismo debemos castigar este precio ya que es el WTI y el crudo que el Ecuador produce es el crudo Napo que tiene un castigo promedio de US\$9,00 dólares por barril de petróleo y el cuadro para nuestra proyección es de la siguiente manera:

CUADRO N° 15**Aumento o Disminución Promedio Histórico****\$ 7,19****Datos Históricos**

Año	Precio Promedio WTI	Incremento o Disminución	Crudo NAPO
1998	\$ 12,28		
1999	\$ 17,48	\$ 5,20	
2000	\$ 27,60	\$ 10,12	
2001	\$ 23,11	\$ (4,49)	
2002	\$ 24,36	\$ 1,25	
2003	\$ 28,10	\$ 3,74	
2004	\$ 36,05	\$ 7,95	
2005	\$ 50,64	\$ 14,59	
2006	\$ 61,08	\$ 10,44	
2007	\$ 69,08	\$ 8,00	
2008	\$ 94,45	\$ 25,37	
2009	\$ 61,06	\$ (33,39)	
2010	\$ 84,00	\$ 22,94	
<u>Proyección mediante promedio de precios historicos</u>			
2011	\$ 105,81	\$ 21,81	\$ 96,81
2012	\$ 113,00		\$ 104,00
2013	\$ 120,20		\$ 111,20
2014	\$ 127,39		\$ 118,39
2015	\$ 134,59		\$ 125,59
2016	\$ 141,78		\$ 132,78
2017	\$ 148,98		\$ 139,98
2018	\$ 156,17		\$ 147,17
2019	\$ 163,37		\$ 154,37
2020	\$ 170,56		\$ 161,56
2021	\$ 177,76		\$ 168,76
2022	\$ 184,95		\$ 175,95
2023	\$ 192,15		\$ 183,15
2024	\$ 199,34		\$ 190,34
2025	\$ 206,53		\$ 197,53

Fuente: Investigación realizada**Elaborado por:** Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

- **Tasa de descuento.-** La tasa de descuento es el indicador más importante para este estudio, motivo por el cual se la realizó tomando en cuenta estudios de compañías similares y acomodada a la realidad de nuestra compañía es del 12,06% sin embargo el método de cálculo de esta tasa es muy compleja y tampoco es factible realizar según la metodología normal por falta de información de la industria en nuestro país, se obtuvo el dato de una compañía que opera en el Ecuador.
- **Participación en el excedente en el precio del Estado Ecuatoriano.-** Esta participación para la realidad de nuestro estudio es del 62,2% del total de los ingresos la cual es una constante que se mantendrá para la determinación del ingreso en el contrato de Participación esta participación es como sigue:

CUADRO N° 16

	Precio	Producción Anual	Total Ingreso Compañía	Participación del Estado en el Precio
2011	\$ 96,81	\$ 16.682.971,54	\$ 1.615.078.474,63	\$ 1.004.572.350,90
2012	\$ 104,00	\$ 20.019.565,85	\$ 2.082.127.245,98	\$ 1.295.074.818,49
2013	\$ 111,20	\$ 21.020.544,14	\$ 2.337.468.338,53	\$ 1.453.895.956,69
2014	\$ 118,39	\$ 20.820.348,48	\$ 2.465.001.134,79	\$ 1.533.220.845,84
2015	\$ 125,59	\$ 19.659.213,66	\$ 2.468.970.398,71	\$ 1.535.689.712,12
2016	\$ 132,78	\$ 17.729.327,51	\$ 2.354.154.658,98	\$ 1.464.274.781,27
2017	\$ 139,98	\$ 15.985.222,94	\$ 2.237.574.617,70	\$ 1.391.762.461,91
2018	\$ 147,17	\$ 14.389.743,62	\$ 2.117.771.775,22	\$ 1.317.245.573,10
2019	\$ 154,37	\$ 12.913.164,50	\$ 1.993.365.471,49	\$ 1.239.865.349,81
2020	\$ 161,56	\$ 11.531.705,55	\$ 1.863.080.090,23	\$ 1.158.828.363,81
2021	\$ 168,76	\$ 10.226.342,73	\$ 1.725.758.267,83	\$ 1.073.414.739,55
2022	\$ 175,95	\$ 8.981.856,82	\$ 1.580.364.616,89	\$ 982.980.470,24
2023	\$ 183,15	\$ 7.786.072,43	\$ 1.425.983.230,33	\$ 886.955.865,33
2024	\$ 190,34	\$ 6.629.249,26	\$ 1.261.811.304,73	\$ 784.841.584,30
2025	\$ 197,53	\$ 5.503.595,07	\$ 1.087.150.535,17	\$ 676.203.284,27

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

4.4 RESULTADOS PARA LA CONTRATISTA Y EL ESTADO

4.4.1 Contratos de Participación

CUADRO N° 17

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión inicial	(524.723)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Futuras	-	(500.000)	(250.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)
TOTAL INVERSIONES	(524.723)	(500.000)	(250.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)
INGRESOS																
Ingreso por Venta de Crudo	962.479	1.615.078	2.082.127	2.337.468	2.465.001	2.468.970	2.354.155	2.237.575	2.117.772	1.993.365	1.863.080	1.725.758	1.580.365	1.425.983	1.261.811	1.087.151
(-) Participación del Estado en el Excedente del Precio del Crudo	(598.658)	(1.004.572)	(1.295.075)	(1.453.896)	(1.533.221)	(1.535.690)	(1.464.275)	(1.391.762)	(1.317.246)	(1.239.865)	(1.158.828)	(1.073.415)	(982.980)	(886.956)	(784.842)	(676.203)
EGRESOS																
Gastos Administrativos	14,50% (109.904)	(234.186)	(301.908)	(338.933)	(357.425)	(358.001)	(341.352)	(324.448)	(307.077)	(289.038)	(270.147)	(250.235)	(229.153)	(206.768)	(182.963)	(157.637)
Costos de Producción	13,80% (108.904)	(222.881)	(287.334)	(322.571)	(340.170)	(340.718)	(324.873)	(308.785)	(292.253)	(275.084)	(257.105)	(238.155)	(218.090)	(196.786)	(174.130)	(150.027)
Desembolsos Futuros																
ARO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.767)
Deterioro de Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENEFICIOS TOTALES	(379.710)	(346.561)	(52.190)	202.069	214.185	214.562	203.654	192.579	181.197	169.378	157.000	143.954	130.141	115.474	99.877	70.517

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

4.4.2 Contratos de Prestación

CUADRO N° 18

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión inicial	(524.723)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Futuras	-	(500.000)	(250.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)
TOTAL INVERSIONES	(524.723)	(500.000)	(250.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)
INGRESOS																
Ingreso por Venta de Crudo	962.479	350.342	420.411	441.431	437.227	412.843	372.316	335.690	302.185	271.176	242.166	214.753	188.619	163.508	139.214	115.575
(-) Participación del Estado en el Excedente del Precio del Crudo	(598.658)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EGRESOS																
Gastos Administrativos	18,50% (109.904)	(64.813)	(77.776)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)	(81.665)
Costos de Producción	20,50% (108.904)	(71.820)	(86.184)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)	(90.493)
Desembolsos Futuros																
ARO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.767)
Deterioro de Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENEFICIOS TOTALES	(379.710)	(286.291)	6.451	249.273	245.069	220.685	180.158	143.531	110.026	79.018	50.008	22.595	(3.539)	(28.651)	(52.944)	(89.350)

Fuente: Investigación realizada

Elaborado por: Santiago Márquez B. / Jorge Márquez B.

4.5 INDICADORES FINANCIEROS APLICABLES

4.5.1 Tasa Interna de Retorno

*La Tasa interna de Retorno para el modelo contractual de Participación es de **16,18%**.*

*La Tasa interna de Retorno para el modelo contractual de Prestación de Servicios es de **13,84%**.*

4.5.2 Valor Actual Neto

El Valor actual neto para el modelo contractual de Participación es de **US\$158.446.900**.

El Valor actual neto para el modelo contractual de Prestación de Servicios de es **US\$39.053.000**

4.6 RESULTADOS CUALITATIVOS DE LOS INDICADORES RESULTADOS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Los resultados de las pruebas realizadas muestran claramente que el contrato de Participación es más rentable por algunos temas tanto el precio del crudo que esta al alza, las obligaciones ambientales y de las comunidades eran menores, sin embargo estos valores no se pueden tomar como ciertos para todas las compañías petroleras

debido a que cada una tiene una realidad diferente por eso las tarifas que se negociaron son tan diferentes de una compañía petrolera a otra.

Las presiones del Estado Ecuatoriano hicieron que esta renegociación de contratos se realice de una manera rápida y acelerada, sin embargo dejar las inversiones para muchas compañías no era una opción a pesar de tener un futuro ingreso más bajo y que, posiblemente no era el adecuado para mantener los contratos y seguir invirtiendo en un país que tiene un riesgo bastante alto.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La renegociación de los contratos de Participación es una estrategia del Gobierno Ecuatoriano para incrementar sus réditos en la explotación del Petroléo crudo, a pesar de que fue muy severa en la forma y regulo casi todo el panorama en el que la Industria Petrolera mantenía sus operaciones, es un avance en el progreso de nuestro país, siempre y cuando estos ingresos estén dirigidos al desarrollo económico y social del Ecuador.
- Los nuevos Contratos petroleros tienen un margen de rentabilidad aceptable y aunque posiblemente no lleguen a cubrir el riesgo al que la industria está expuesto, las compañías han renegociado, y sus modelos financieros para el análisis de estos cambios han generado las tarifas que hoy en día están vigentes para su explotación, las tarifas son tan diferentes de una compañía a otra como sus realidades operacionales.
- Es precio del crudo determina qué tipo de contrato es más beneficioso para el Estado Ecuatoriano, sin embargo el estado ecuatoriano ha renegociado los contratos y ha puesto las reglas de tal manera que el riesgo de perder en estos contratos es muy poco probable.

- Determinar el precio futuro del petróleo es casi imposible, de todos los estudios que tuvimos el privilegio de ver ninguno se acerca a la realidad actual y con el tiempo se han vuelto no válidos, es por ello que este es un Commodity que depende de tantas variables en tantos países y tantos eventos impredecibles.
- El tratamiento contable y financiero de una compañía petrolera es tan diferente que tiene su legislación propia, sus bases contables independientes, inclusive en normas internacionales y las mejores prácticas financieras tiene sus propias regulaciones.
- En el Ecuador este recurso aun es abundante y a pesar de tener un crudo de menos calidad, sigue siendo un crudo adecuado para muchas refinerías internacionales que pueden tener un buen rédito de este producto, sin embargo el petróleo fácil de extraer se volverá escaso y será necesario realizar otros tipos de explotación como en alta mar o recuperaciones secundarias o inclusive terciarias.
- Los contratos de prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos son los modelos contractuales más beneficiosos para el Estado Ecuatoriano debido a que el precio del crudo en los últimos 20 años ha tendido a subir y por la naturaleza del este producto se entendería que si no existiese un producto sustituto este recurso seguirá incrementando su precio por la escasez y por la complejidad para explotarlo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Recomendamos la inclusión del tratamiento contable, financiero y legal de este recurso en el pensum de la facultad de ciencias administrativas y contables, debido a que esta industria tiene los mejores beneficios para sus empleados y permitirá que los profesionales de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador puedan formarse, crecer y capitalizarse para llegar a contribuir al desarrollo del Ecuador.
- Auto capacitarse en estos temas, debido al cambiante panorama que se muestra a lo largo de estos 40 años, es necesario actualizar todos estos conocimientos.
- Familiarizarse con los temas referentes al recurso con mayor importancia en la economía del Ecuador, que es el Petróleo, con esto podemos entender mejor las decisiones que toma el gobierno, así como también los cambios que realiza y las reacciones de las compañías contratistas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AICPA. [<http://www.aicpa.org/Professional+Resources/Accounting+and+Auditing/Audit+and+Attest+Standards/Risk+Assessment/>].
2. CASA DEL LIBRO. [<http://www.casadellibro.com/libro-la-investigacion-historica-teoria-y-metodo/2900000761393>].
3. DERECHO ECUADOR. [http://www.derechoecuador.com/index.php?option=com_content&task=view&id=2278&Itemid=426].
4. ECUADOR. (2007). *Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria*.
5. ECUADOR. *Código Tributario*.
6. ECUADOR. *Ley de Régimen Tributario y Sus Reformas*.
7. ECUADOR. *Reglamento para la aplicación de la Ley Orgánica de Régimen tributario*.
8. ECUADOR. SERVICIO DE RENTAS INTERNAS. [<http://www.sri.gov.ec/sri/baseLegal/>].
9. ECUADOR. SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS. [<http://www.supercias.gov.ec/Documentacion/Sector%20Societario/Estadisticas/anuarios/consolidado.htm>].
10. EY. [http://www.ey.com/global/Content.nsf/China_E/Business_Risk_-_Resources].
11. IFAC. [<http://www.ifac.org/MediaCenter/?q=node/view/505>].
12. PRIOR, Diego. (1996). *Excedentes financieros y nuevos indicadores. Programa Doctoral en Creación y Gestión de Empresas*. Universidad Autónoma de Barcelona. España.
13. ROURA, ORTEGÓN y PACHECO. (2005). *Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública*. Chile: CEPAL - ILPES.
14. SANTANDREU, Eliseo. (2000). *Gestión de créditos cobros e impagados*. España: Edición Gestión.
15. SAPAG Y SAPAG. (2000). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Santiago – Chile: Editorial McGraw Hill Interamericana. 4ta. Edición.

16. SAPAG, Nassir. (1993). *Criterios de evaluación de proyectos: Como medir la rentabilidad de las inversiones*. Colombia: Mc Graw Hill.
17. SAPAG, Nassir. (2001). *Evaluación de proyectos de inversión en la empresa*. Chile: Pearson Educacion.
18. THE PAZYMINO. [<http://the.pazymino.com/manifiesto.html>].
19. THEIIA. [<http://www.theia.org/guidance/standards-and-practices/professional-practices-framework/>].