

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR
FACULTAD DE ECONOMÍA**

Disertación previa a la obtención del título de Economista

***Modelo económico del contrato de prestación de servicios
petroleros en el Ecuador: Análisis y Reflexiones (2011-2019)***

Estudio de caso: Bloque Tarapoa

Jasmine Rebeca Bilbao Jiménez

jasminebilbao993@hotmail.com

Director: Dr. Néstor Luna

nluna688@puce.edu.ec

Quito, julio de 2017

Resumen

En 2010, se dispuso la renegociación de las modalidades contractuales para la exploración y explotación de hidrocarburos al contrato de prestación de servicios en el Ecuador. En el contrato de participación (vigente entre 1993 y 2010), la producción de crudo se distribuía entre el Estado y la contratista privada, según un porcentaje de participación. Bajo el nuevo modelo de contrato de prestación de servicios, la contratista privada ofrece sus servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, a cambio del pago de una tarifa fija. El presente estudio realiza un análisis comparativo de la distribución de los ingresos de las contratistas privadas (que operan al 2016) y el Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016), con la consideración de las variaciones del precio del crudo. Así mismo, efectúa un análisis comparativo del contrato de prestación de servicios, vs. el escenario de continuidad del contrato de participación, en el período 2000-2010 y 2011-2019, a través del cálculo de la distribución de los ingresos y renta de la contratista privada y el Estado, así como de indicadores financieros, a través del estudio de caso del bloque Tarapoa, ubicado en la Amazonía ecuatoriana. La presente disertación concluye que, en coyuntura de precios altos, resulta más beneficioso el contrato de prestación de servicios, mientras que, en períodos de precios bajos, el contrato de prestación de servicios es menos beneficioso, además de que el Estado acumula deuda con las contratistas privadas.

Palabras clave: Contrato de participación, contrato de prestación de servicios, petróleo crudo, Bloque Tarapoa.

A la mejor maestra que me ha dado la vida: mi madre, Rocío Jiménez.
A mi abuelita Lolita, quien siempre se emociona al ver realizados mis sueños.
A mis sobrinos, Alejandro y Celeste, para que encuentren en mí un ejemplo a seguir.
A mi padre, Luis Bilbao, quien me apoyó en la consecución de esta meta.
A Sabrina y Petite, quienes me acompañaron a lo largo de este trayecto.

Agradezco al Gran Arquitecto del Universo, por sostenerme e iluminar mi camino.

A la mejor madre del universo, Rocío Jiménez, por su presencia amorosa y guía imprescindible en todos los proyectos de mi vida.

A mi director, Dr. Néstor Luna, por su tiempo e importante orientación para la realización de la presente disertación.

Al Ing. Iván Nieto, por su aporte valioso con su amplio conocimiento de la materia petrolera y financiera.

A la Econ. María de la Paz Vela, por alentarme a seguir mis metas e inspirar la selección del tema de la presente investigación.

A David Pozo, por creer en mí y tender su mano siempre dispuesto a apoyarme.

A las y los docentes de la Facultad de Economía de la PUCE, quienes me transmitieron sus conocimientos e inculcaron en mí el amor por la carrera.

A la consultora Mutliplica y a la Revista Gestión, Economía y Sociedad, maravillosos lugares que representan mi primera escuela en el ámbito laboral.

Noor e Khuda.

Lista de siglas y abreviaturas

AIE	Agencia Internacional de Energía
API	American Petroleum Institute
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
ARPEL	Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe
art.	Artículo
b/d	Barriles por día
Bls	Barriles
<i>Capex</i>	<i>Capital expenditure</i> (costos de capital)
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
COLH	Comité de Licitación Hidrocarburífera
ctvs.	Centavos de dólar de Estados Unidos de Norteamérica
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos
EP Petroecuador	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador
EE. UU.	Estados Unidos de Norteamérica
ECORAE	Ecodesarrollo Regional Amazónico Ecuatoriano
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOB	<i>Free on board</i> (libre a bordo)
GIPLACEP	Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe, Exportadores de Petróleo
Ha	Hectárea/s
No.	Número
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<i>Opex</i>	<i>Operating expenditure</i> (costo de operación)
R.O.	Registro Oficial
SH	Secretaría de Hidrocarburos
US\$/bl	Dólares de Estados Unidos de Norteamérica por barril de petróleo crudo

Modelo económico del contrato de prestación de servicios petroleros en el Ecuador: análisis y reflexiones (2011-2019)

Estudio de caso: Bloque Tarapoa

<i>Introducción</i>	12
<i>Metodología del Trabajo</i>	16
<i>Fundamentación Teórica</i>	22
Institucionalismo económico	22
Neoinstitucionalismo económico.....	24
Rol del Estado	25
Economía petrolera.....	27
Tipología de los contratos petroleros	29
La renta de la tierra	33
La renta petrolera.....	35
<i>Capítulo I Contratación petrolera en el Ecuador</i>	38
Los contratos petroleros en el marco de las políticas petroleras	38
Marco Institucional del sector petrolero en el Ecuador. Rol del Estado (2010 – presente fecha) ...	46
Normativa legal de los modelos económicos del contrato de participación y del contrato de prestación de servicios.....	50
<i>Capítulo II Economía del contrato de Prestación de Servicios vs. el contrato de Participación</i>	63
Introducción	63
Lineamientos metodológicos	63
Análisis comparativo del contrato de prestación de Servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2015)	65
<i>Capítulo III. Estudio de caso: Bloque Tarapoa (2000-2019)</i>	81
Introducción al estudio de caso	81
Lineamientos metodológicos	85
Variables analizadas del bloque Tarapoa.....	86
Bloque Tarapoa. Análisis del contrato de Participación (2000-2010).....	95
Bloque Tarapoa. Análisis comparativo del contrato de Prestación de Servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)	97
<i>Conclusiones</i>	123
<i>Referencia Bibliográfica</i>	128
<i>Marco Normativo</i>	132

Índice de gráficos

Gráfico 1. Esquema de la taxonomía de los regímenes fiscales petroleros	32
Gráfico 2. Organigrama Institucional de la contratación petrolera en el Ecuador	49
Gráfico 3. Precio del crudo WTI, Oriente y Napo (US\$/bl) entre enero de 2001 y diciembre de 2016	72
Gráfico 4. Proyección del precio del petróleo crudo WTI, según la Agencia Internacional de Energía	72
Gráfico 5. Producción diaria promedio de petróleo crudo de las contratistas privadas (b/d), en el período 1993-2016.....	73
Gráfico 6. Participación de la producción de las contratistas privadas y de las empresas públicas en la producción total (1993-2016)	73
Gráfico 7. Inversión privada y pública (millones US\$) en actividades petroleras (2007-2015)	74
Gráfico 8. Inversión privada por unidad de petróleo crudo producido (US\$/bl) en el período 2007-2015	74
Gráfico 9. Ingresos de las contratistas privadas (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016).....	75
Gráfico 10. Acumulación deudas del Estado con las contratistas privadas por pago de tarifas (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2016).....	75
Gráfico 11. Ingresos del Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)	76
Gráfico 12. Distribución de los ingresos totales de la contratista y el Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016).....	76
Gráfico 13. Distribución de los ingresos (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación, en el período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2016).....	77
Gráfico 14. Bloque Tarapoa. Ubicación geográfica	83
Gráfico 15. Bloque Tarapoa. Mapa petrolero	84
Gráfico 16. Bloque Tarapoa. Precio del crudo del bloque (US\$/bl) en el período 2000-2019.....	91
Gráfico 17. Bloque Tarapoa. Producción diaria de crudo (b/d) en el período 1995-2019.....	91
Gráfico 18. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de la producción entre el Estado y la contratista privada (2000-2010)	92
Gráfico 19. Bloque Tarapoa. Reservas remanentes de petróleo crudo (bls) en el período 2001-2019	92
Gráfico 20. Bloque Tarapoa. Inversiones totales (US\$) en el período 2000-2015	93
Gráfico 21. Bloque Tarapoa. Inversión por barril de crudo producido (US\$/bl) en el período 2000-2015	93
Gráfico 22. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de los costos y gastos de la contratista privada (2000-2019)	94

Gráfico 23. Bloque Tarapoa. Costo unitario de operación (US\$/bl) de la contratista (2000-2019).....	94
Gráfico 24. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *	105
Gráfico 25. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *	105
Gráfico 26. Bloque Tarapoa. Participación del Estado y la contratista privada en los ingresos totales, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *	106
Gráfico 27. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)	106
Gráfico 28. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010).....	107
Gráfico 29. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010).....	107
Gráfico 30. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)	108
Gráfico 31. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)	108
Gráfico 32. Bloque Tarapoa. Pago a la contratista privada vs. valor de la tarifa completa (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2016-2019).....	109
Gráfico 33. Bloque Tarapoa. Deuda del Estado con la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2019)	109
Gráfico 34. Bloque Tarapoa. Porcentaje de deuda de la contratista privada sobre el total de la tarifa (2015-2019)	110
Gráfico 35. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)	110
Gráfico 36. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019) *	111
Gráfico 37. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019) *	111
Gráfico 38. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019). 112	
Gráfico 39. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	112
Gráfico 40. Bloque Tarapoa. Distribución de los ingresos totales (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019). 113	
Gráfico 41. Bloque Tarapoa. Distribución de los ingresos (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación en período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2019)	113
Gráfico 42. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)	114

Gráfico 43. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)	114
Gráfico 44. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)	115
Gráfico 45. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)	115
Gráfico 46. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	116
Gráfico 47. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	116
Gráfico 48. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta total (millones US\$) del contrato de prestación de servicios vs. el contrato de participación (2011-2019)	117
Gráfico 49. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta (millones US\$) del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación, en período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2019)	117
Gráfico 50. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019).....	118
Gráfico 51. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	118
Gráfico 52. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)	119
Gráfico 53. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	119

Índice de cuadros

Cuadro 1. Modalidad contractual por contratista privada y bloque/campo (2010).....	43
Cuadro 2. Contratistas privadas y bloques que no migraron al contrato de prestación de servicios en 2011.....	44
Cuadro 3. Tasa de impuesto a la renta del 2010 al 2013 en adelante	60
Cuadro 4. Variables, período y fuentes de información (contrato de participación)	64
Cuadro 5. Variables, período y fuentes de información (contrato de prestación de servicios)	64
Cuadro 6. Precio promedio del crudo de exportación de la SH (US\$/bl) por niveles (alto y bajo), en el período 2011-2016.....	67
Cuadro 7. Participación en los ingresos (US\$), en nivel de precios altos (2011-2014), precios bajos (2015-2016) y total (2011-2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación.....	77
Cuadro 8. Distribución porcentual de los ingresos, en nivel de precios altos (2011-2014), precios bajos (2015-2016) y total (2011-2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación.....	78

Cuadro 9. Participación de las contratistas privadas en la producción privada total de petróleo crudo de campo (2015)	81
Cuadro 10. Participación de las contratistas privadas/empresa pública en la producción nacional de petróleo crudo de campo (2015)	82
Cuadro 11. Precio promedio del crudo del bloque Tarapoa (US\$/bl), por períodos y niveles en el período de análisis del contrato de participación.....	87
Cuadro 12. Precio promedio del crudo del bloque Tarapoa (US\$/bl) por períodos y niveles en el período del contrato de prestación de servicios	87
Cuadro 13. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de los ingresos y la renta en nivel de precios altos (2011-2014) y precios bajos (2015-2019) y total (2011-2019), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación	120
Cuadro 14. Bloque Tarapoa. Indicadores financieros, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)	120
Cuadro 15. Bloque Tarapoa. Indicadores financieros del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019).....	120
Cuadro 16. Base Legal. Cuadro comparativo del contrato de participación y prestación de servicios (Parte 1).....	134
Cuadro 17. Base Legal. Cuadro comparativo del contrato de participación y prestación de servicios (Parte 2).....	135
Cuadro 18. Distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011 y 2012)	139
Cuadro 19. Distribución de los ingresos de las contratistas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2013 y 2014).....	140
Cuadro 20. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2016) y total del período 2011-2016	141
Cuadro 21. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011 y 2012).....	143
Cuadro 22. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2013 y 2014).....	144
Cuadro 23. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2015-2016) y total en el período 2011-2016	145
Cuadro 24. Bloque Tarapoa. Variables, período y fuentes de información (contrato de participación)	146
Cuadro 25. Bloque Tarapoa. Variables, período y fuentes de información (contrato de prestación de servicios).....	147

Índice de Anexos

Anexo A. Mapa de los bloques petroleros del Ecuador continental al 2015	133
Anexo B. Base Legal. Matriz comparativa del contrato de participación y prestación de servicios ...	134

Anexo C. Tarifas de cada bloque ajustadas por inflación (US\$/bl), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2016)	138
Anexo D. Distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2016)	139
Anexo E. Cálculo de la diferencia entre el precio base actualizado y el precio del crudo (US\$), para cuantificar los ingresos extraordinarios	142
Anexo F. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)	143
Anexo G. Variables, períodos y fuentes de información utilizadas para el análisis comparativo del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación del Capítulo II	146
Anexo H. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del contrato de participación (2000-2010)	149
Anexo I. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)	150
Anexo J. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del contrato de prestación de servicios (2011-2019)	151
Anexo K. Bloque Tarapoa. Comparación de la distribución del ingreso y renta (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación, en nivel de precios altos (2011-2014), bajos (2015-2019) y total (2011-2019).....	152

Introducción

En el Ecuador, parte de las actividades de exploración y explotación de petróleo se realizan mediante la participación de contratistas privadas, a través de relaciones contractuales, las cuales han experimentado modificaciones a lo largo del tiempo. Desde 1982, se han aplicado varias modalidades de contratos (concesiones, arrendamientos, prestación de servicios, participación, campos marginales, prestación de servicios específicos y un nuevo contrato de prestación de servicios) en materia petrolera. La transición de un modelo contractual hacia otro ha sucedido en el marco de cambios en las políticas petroleras de los gobiernos de turno y en períodos de fluctuaciones importantes del precio de crudo.

Mediante Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos¹ de 2010, el gobierno de Rafael Correa dispuso la renegociación de los contratos petroleros vigentes a esta fecha (contratos de participación, contratos marginales, prestación de servicios en el bloque 10 y prestación de servicios específicos) bajo el argumento, entre otros, de la necesidad de aumentar la participación estatal en la renta petrolera, dado el modelo del contrato de participación, que favorecía la mayor participación de las contratistas privadas en la producción del crudo. Así, se cambió el tipo de contrato de participación, vigente desde 1993, a una nueva modalidad contractual de prestación de servicios. Bajo este contrato, la contratista privada recibe, por concepto de pago por la prestación de sus servicios, una tarifa fija por barril de petróleo producido, mientras que los ingresos del Estado se contabilizan con base de la producción total de los bloques petroleros y los precios de referencia ajustados por calidad del crudo de cada bloque.

A partir del 2011, año de inicio de la vigencia del nuevo contrato de prestación de servicios, la tendencia del precio internacional del petróleo se mantuvo al alza, con valores que han bordeado los \$ 100 por barril; sin embargo, esta situación de bonanza de precios del petróleo se modificó sustancialmente a partir del segundo semestre de 2014, período en el que se registraron descensos significativos en los precios internacionales del petróleo, manteniéndose esta tendencia de precios bajos en los años siguientes. Expertos internacionales aseguran que la caída de los precios se debe a una sobreoferta mundial de crudo que, posiblemente, continuará en el mediano plazo, por lo que se anticipa una continuidad de precios bajos hasta fines de la presente década.

En este escenario de precios bajos del petróleo, surge la interrogante sobre la vulnerabilidad de la economía del contrato de prestación de servicios ante las variaciones de los precios del petróleo, por lo que tiene un carácter relevante el análisis de la economía del contrato vigente, para fines de valoración de su conveniencia económica para los intereses del Estado ecuatoriano.

¹ Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Registro Oficial (R.O) No. 244 de 27 de julio del 2010.

Los resultados del presente estudio arrojan pautas y lineamientos para la incorporación de ajustes en los términos de los contratos petroleros vigentes, en miras de una reducción de las incidencias de las fluctuaciones del petróleo en los ingresos para el Estado, sin que se perjudique la economía del contrato para las partes. Contiene, en este sentido, una línea propositiva con aporte al mejoramiento de los flujos de ingresos petroleros para el Estado, cuya importancia es significativa para la economía nacional.

La temática de los contratos petroleros ha sido explorada bajo diferentes enfoques en disertaciones de grado previo a la obtención del título de economista en la Facultad de Economía de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE). Tal es el caso de la disertación de Flores (2002) que aporta a una medición del impacto económico para el Estado de la transición del contrato de prestación de servicios a participación en el período 1990-2000. La investigación de Terán (2009), tiene el mismo objetivo; sin embargo, el período escogido es más amplio (1980-2007).

Resalta la investigación de Ortuño (2010) de la carrera de Ingeniería Comercial de la PUCE, cuyo objetivo es determinar qué forma contractual con contratistas privadas y bajo qué parámetros conviene a los intereses del Estado para la explotación petrolera. Los estudios citados abarcan la temática del contrato de participación, vigente hasta 2010, excluyéndose, por tanto, el último suceso de renegociación de los contratos petroleros y adopción del nuevo modelo de prestación de servicios, impulsado por el gobierno de Rafael Correa, en el año 2010. Por lo tanto, se desprende la necesidad de un análisis prospectivo del nuevo contrato de prestación de servicios, vigente desde 2011 hasta la presente fecha, con la incorporación de elementos de análisis que puedan valorar las incidencias de las variaciones del precio del crudo en la economía de este contrato.

Desde una óptica metodológica, en el presente estudio se realizó una cuantificación de resultados económicos del contrato de prestación de servicios en comparación con datos estimados de los contratos de participación, con el fin de contrastar las afectaciones de las variaciones de los precios internacionales del petróleo en estas modalidades contractuales.

En la primera parte del Capítulo I se detallan las distintas modalidades contractuales por las que ha transitado el Ecuador a lo largo de la historia, en el marco de las políticas petroleras de los diferentes gobiernos, con énfasis en la descripción del modelo contractual vigente de prestación de servicios y las expectativas del Estado con la renegociación de los contratos petroleros.

En la segunda parte del Capítulo I se presenta la base legal de la contratación petrolera, para lo cual, se parte de la determinación del rol del Estado e institucionalidad vigente. En la tercera sección del Capítulo I, se detalla la normativa legal de los modelos económicos del contrato de prestación de servicios y de participación y se destacan sus diferencias.

En el Capítulo II se presenta la información y análisis del comportamiento de las variables que determinan los resultados económicos de los contratos (precios internacionales del petróleo,

producción e inversiones) en el período del contrato de participación (2000-2010) y del contrato de prestación de servicios (2011-2016).

En un segundo apartado del Capítulo II se incluye la cuantificación y análisis de la distribución de los ingresos entre el Estado y las contratistas privadas (que operan al 2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios en el período 2011-2016. Estos resultados se contrastan con datos estimados de la distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado, de acuerdo con el contrato de participación, bajo el supuesto de continuidad de este contrato en los años 2011-2016. En el análisis de los datos se destacan las variaciones de los resultados económicos de estos contratos con relación a las fluctuaciones de los precios del petróleo del período.

De acuerdo con los resultados obtenidos, los ingresos totales a favor del Estado, en el período 2011-2016, alcanzaron valores superiores en los contratos de prestación de servicios, respecto de los que habría obtenido mediante el contrato de participación. Sin embargo, cuando el precio del crudo experimenta una baja significativa en los años 2015 y 2016, el Estado habría recibido mayores ingresos con el contrato de participación. Además, desde el 2015, con el contrato de prestación de servicios, se registra una acumulación de valores por deuda del Estado con las contratistas privadas, por insuficiencia de ingresos para cubrir los pagos a las contratistas privadas, dada la caída en los precios internacionales del crudo.

El Capítulo III expone los resultados del estudio de caso del bloque Tarapoa (ubicado en la Amazonía ecuatoriana), para lo cual, se analizó el comportamiento de variables del modelo económico del contrato de prestación de servicios (producción, reservas, inversiones y costos) en el período 2000-2016. En una segunda sección del Capítulo III, se presentaron las cuantificaciones de la distribución de ingresos y renta a favor del Estado y contratista privada, para el período 2000-2010, con el contrato de participación (anteriormente vigente). En el tercer apartado, se realizó un análisis comparativo entre la distribución de los ingresos y renta de la contratista privada y el Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y el escenario de continuidad del contrato de participación, en el período 2011-2019, a través de información real y proyectada. Adicionalmente, se incluyeron los cálculos de indicadores financieros (TIR, VPN, payback y razón beneficio-costos). Los resultados obtenidos se contrastan entre uno y otro modelo de contratación, con relación a las variaciones de los precios de referencia del petróleo crudo.

En el caso del contrato de prestación de servicios, se utilizó información anual real de los años 2011 al 2016 y para los siguientes años, hasta el 2019, se realizaron proyecciones de las diferentes variables del modelo económico del contrato (algunas de ellas con los estimados hidrocarbúricos 2016-2019 de la SH). En el caso del contrato de participación, se realizó una estimación de datos, asumiendo un escenario de continuidad de este contrato en el período 2011-2019 y manteniendo las variables reales del contrato de prestación de servicios, como: producción, inversiones, costos y precio del petróleo crudo.

Los resultados de la distribución de los ingresos en el bloque Tarapoa corroboran las conclusiones del Capítulo II. Con relación a la renta total del período 2011-2019, el Estado recibiría más renta con el contrato de prestación de servicios; sin embargo, a partir del 2015, el Estado recibe valores superiores de renta con el contrato de participación, lo que coincide con la coyuntura de precios bajos del petróleo, que se registra a partir del 2015. Con relación a los principales indicadores financieros, la TIR obtenida con el contrato de prestación de servicios alcanza un valor de 11,02%, tasa muy poco atractiva para las inversiones petroleras, y que se explica en razón de la baja en los precios del petróleo, condición que determina que desde el 2015, el Estado pague a las contratistas privadas valores inferiores a la tarifa pactada por barril, y se acumulen valores adeudados por el Estado, que se cancelarían únicamente en aquellos períodos en los que se recuperen los precios del petróleo.

De acuerdo con el valor de este indicador, es posible anticipar posibles inconformidades de la contratista privada, que podrían llevar a sugerir un cambio contractual o una terminación del contrato. Con relación al VPN, el Estado recibiría un mayor valor con el contrato de prestación de servicios que con el contrato de participación.

En términos generales, el contrato de prestación de servicios es beneficioso para el Estado en coyuntura de precios altos, mientras que, en coyuntura de precios bajos, el Estado recibe únicamente el 25% de los ingresos brutos del contrato y acumula valores deuda con las contratistas privadas por el pago del remanente que le falte para cubrir la tarifa.

Metodología del Trabajo

Preguntas de investigación

Pregunta General

¿Cuáles son las variaciones en los beneficios para el Estado ecuatoriano con el cambio del contrato de participación al contrato de prestación de servicios petroleros?

Preguntas Específicas

¿En qué se diferencian los modelos económicos de los contratos de prestación de servicios y de participación?

¿Cuáles son las incidencias de las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo crudo en la distribución de los ingresos petroleros para el Estado y contratista privada, bajo los modelos de contrato de prestación de servicios y de participación?

¿Cuál es el comportamiento de las variables económicas y flujos financieros del Estado y la contratista privada en los períodos de aplicación de los modelos de contratos de participación y prestación de servicios en el bloque Tarapoa, considerando la fluctuación de los precios del petróleo?

Objetivos de investigación

General

Analizar la conveniencia económica para el Estado ecuatoriano de los contratos petroleros (participación y prestación de servicios).

Objetivos Específicos

Establecer las diferencias de los modelos económicos del contrato de prestación de servicios y de participación, de acuerdo con las bases legales respectivas.

Determinar las diferencias de impacto de las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo en la distribución de los ingresos petroleros entre el Estado y contratista privada, en los períodos de vigencia de los contratos petroleros de prestación de servicios y de participación.

Analizar y comparar el comportamiento de variables económicas y flujos financieros del Estado y la contratista privada en los períodos de los contratos de participación y prestación de servicios aplicados en el bloque Tarapoa, considerando las variaciones del precio del petróleo.

Delimitación del Problema

Este trabajo de investigación se centró en la evaluación financiera de los contratos petroleros de participación y de prestación de servicios en el Ecuador, con énfasis en la determinación de variaciones en los resultados económicos para las contratistas privadas y el Estado, ante las fluctuaciones en los precios del petróleo en los mercados internacionales. El período del análisis corresponde al lapso comprendido entre el 2011 al 2016, en el que se comparan los valores de los ingresos anuales percibidos por el Estado y las contratistas privadas, conforme a los modelos económicos del contrato de prestación de servicios (vigente en este período) y del contrato de participación, bajo el supuesto de su continuidad en estos años.

Adicionalmente, se realizó el estudio de caso del bloque Tarapoa (ubicado en la región amazónica), para el período 2000-2019, en el que se analizan y comparan los resultados económicos de la distribución de los ingresos y renta de la contratista privada y Estado. Además, se calculan indicadores de rentabilidad para el Estado y contratista privada, en el marco de los contratos de participación y prestación de servicios, de acuerdo con la información económica de estos contratos:

- Período 2000 a 2010: datos reales, de acuerdo con el contrato de participación.
- Período 2011-2016: datos reales conforme al contrato vigente de prestación de servicios.
- Período 2017-2019: proyecciones de datos y estimados hidrocarburíferos 2016-2019 de la SH.
- Período 2011-2019: estimaciones de datos, bajo el supuesto de continuidad del contrato de participación, manteniendo constantes los valores de las variables reales de producción de petróleo crudo, inversiones totales y costos de operación y gastos administrativos.

Se establecieron diferencias de resultados, de acuerdo con las variaciones de precios del petróleo en los mercados internacionales durante los períodos de estudio.

Tipo de Investigación

En la presente investigación se aplicó la metodología cuantitativa–explicativa y de estudio de caso para el procesamiento, análisis, interpretación y contraste de información económica y financiera de los contratos de participación y de prestación de servicios, para lo cual, se recolectaron datos anuales de las diferentes variables de estudio y se procedió a su procesamiento, con la aplicación de los modelos económicos de los contratos, matemáticas financieras y métodos estadísticos de proyección de información, para explicar, comparar e identificar la afectación de variables exógenas (precios internacionales del crudo) en los resultados económicos particulares a cada modalidad contractual.

Técnicas de investigación

De conformidad con el método inductivo, se recopiló información individual de cada bloque petrolero para realizar la cuantificación y análisis de la distribución de los ingresos petroleros, a favor del Estado y de las contratistas privadas, en el conjunto de los bloques petroleros encargados por parte del Estado ecuatoriano a las contratistas privadas.

La cuantificación de los ingresos anuales para el Estado y contratista privada en el período histórico 2011-2016 se realizó a partir de datos reales de las variables relevantes (producción, precios del crudo exportado por la SH, pago a las contratistas privadas de acuerdo con las tarifas) y procedimientos específicos de cálculo de los ingresos, conforme al modelo económico del contrato de prestación de servicios.

Mediante el contraste de los datos obtenidos en cada escenario de modelo contractual, se llegó a conclusiones de la distribución de los ingresos petroleros en cada modalidad contractual. Este análisis se complementó con la interpretación de los datos, según la coyuntura específica de las fluctuaciones del precio del petróleo.

Adicionalmente, se aplicó la metodología de estudio de caso para determinar, cuantificar y analizar resultados económicos específicos obtenidos en los contratos petroleros aplicados en el bloque Tarapoa (participación y prestación de servicios), seleccionado por su representación significativa en la producción de petróleo de las contratistas privadas en el Ecuador y a nivel nacional.

El estudio de caso refleja las condiciones específicas de la realidad productiva del bloque Tarapoa, así como las condiciones particulares del modelo económico del contrato de participación suscrito para este bloque y de la renegociación de este para la posterior firma del contrato de prestación de servicios. Por lo tanto, las conclusiones obtenidas no pueden generalizarse para el conjunto de los bloques petroleros. Sin embargo, los resultados económicos arrojan las mismas conclusiones a nivel de impacto de la variación del precio del crudo y del modelo contractual sobre la distribución de ingresos y marcan las pautas para la definición de condiciones de contratación, a partir del contraste de información de las modalidades de los contratos petroleros aplicados en el bloque.

Fuentes de Información

En la presente investigación se ha recurrido a la recolección de información procedente de fuentes secundarias, tales como publicaciones de estadísticas, documentos oficiales de auditorías de estados financieros, páginas web de las instituciones vinculadas con la temática del estudio (EP Petroecuador, Banco Central del Ecuador, Secretaría Nacional de Hidrocarburos, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero, Superintendencia de Compañías, EP Petroecuador y Agencia Internacional de Energía).

Adicionalmente, se ha incluido información de leyes y reglamentos, contratos petroleros, publicaciones de estudios especializados, prensa e internet.

Procedimiento Metodológico

De acuerdo con los objetivos de la presente investigación, se realizaron los procedimientos metodológicos que se detallan a continuación:

Cuantificación de la distribución de los ingresos anuales entre las contratistas privadas y el Estado en el período 2011-2016

Con base a la información de datos reales anuales de las variables que determinan los ingresos petroleros (producción fiscalizada anual de petróleo en las áreas de los bloques petroleros, precio promedio anual del crudo exportado por la SH) se realizaron cálculos de los ingresos y su distribución entre el Estado y contratista privada por cada año del período de estudio, conforme a las especificidades de los modelos económicos de los contratos de participación y de prestación de servicios:

Contrato de participación. Ingresos de acuerdo con porcentajes de distribución de la producción anual de crudo entre las contratistas privadas y el Estado y precio del crudo exportado por la SH, ingresos anuales extraordinarios calculados en función de las diferencias entre el precio promedio anual del crudo exportado por la SH y el precio base promedio.

Contrato de prestación de servicios. Ingresos brutos, ingresos disponibles y pago a las contratistas privadas de acuerdo con la tarifa por barril de crudo.

Posteriormente, se realizaron comparaciones de los valores calculados de los ingresos petroleros bajo el modelo económico del escenario de continuidad del contrato de participación versus el contrato de prestación de servicios. Adicionalmente, se realizó el análisis de los datos obtenidos con referencia a las variaciones en el precio del petróleo (por niveles de precio promedio, en diferentes períodos).

Cuantificación de la diferencia en los resultados económicos del contrato de prestación de servicios vs el contrato de participación en el bloque Tarapoa

De acuerdo con información de series estadísticas anuales de producción de petróleo crudo en el área del bloque Tarapoa y precio del crudo del bloque, calculado según ajuste de calidad, se realizaron cálculos de los ingresos petroleros y renta petrolera en sujeción a los modelos económicos del contrato de participación y de prestación de servicios, suscritos para la exploración y explotación de petróleo en este bloque petrolero. En el primer caso, las cuantificaciones cubrieron una sección del período de vigencia de este contrato (2000-2010); y luego se realizaron estimaciones y proyecciones de datos, bajo el supuesto de continuidad de este contrato en los períodos 2011-2016 y 2017-2019.

En el caso del contrato de prestación de servicios, las cuantificaciones realizadas cubrieron el período de vigencia de este contrato del 2011 a 2016, a partir de datos reales, y del 2017 al 2019, con estimaciones y proyecciones de información.

Finalmente, se realizaron los cálculos de indicadores financieros relevantes para el análisis comparativo entre el contrato de prestación de servicios y el contrato de participación (TIR, VPN, payback y relación beneficio-costos). A continuación, sus fórmulas de cálculo:

Valor presente neto (VPN). Corresponde a la actualización de los flujos de caja al momento presente, descontados a una tasa de descuento determinada.

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

Donde:

V_t : Flujo de caja en el período t

I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversión

n : Número de períodos considerado

k : Tasa de descuento

Tasa interna de retorno (TIR). Se utiliza para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones de un proyecto. Es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

Donde:

F_t : Flujo de caja en el período t

I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversión

n : Número de períodos considerado

TIR : Tasa Interna de Retorno

Período de Payback. Es el plazo de recuperación del capital inicial de la inversión.

$$\text{Payback} = \text{último período acumulado negativo} + \frac{|\text{último flujo acumulado negativo}|}{\text{valor del flujo de caja en el siguiente período}}$$

Relación beneficio-costos ($R_{B/C}$). Se calcula a través del cociente entre el valor presente neto de los ingresos y el valor presente neto de los egresos a una tasa de descuento determinada.

$$R_{B/C} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t}}$$

Donde:

I_t : Ingresos en el período t

C_t : Egresos en el período t (costos + inversiones)

k : Tasa de descuento

n : Número de períodos considerado

Para el cálculo del VPN se escogió la tasa de descuento de 10%, debido a que el promedio de la tasa activa del crédito del segmento Productivo Corporativo del sistema de bancos privados del Ecuador es de 9,8% (Banco Central del Ecuador: 2017), entre el período de septiembre de 2015 a mayo de 2017² y se acerca significativamente a la tasa de descuento escogido. Esta tasa activa corresponde a la tasa a la que prestan los bancos y tiene un nivel de riesgo relativamente bajo. En este caso, dependiendo la TIR, la contratista se encuentra en el *trade off* o disyuntiva entre trabajar como una entidad financiera e invertir su capital en préstamos al sector productivo o encaminarse en una actividad productiva, como la exploración y explotación de petróleo crudo, de acuerdo con la modalidad contractual vigente.

Con relación a la tasa aceptable o límite inferior de la TIR, de 14%, se escogió porque de la experiencia de las contratistas internacionales que trabajan en la industria de extracción y explotación de hidrocarburos se concluye que se requiere de una inversión y de una cobertura de costos de operación importante, cuando las condiciones del bloque y de la calidad API del crudo no son las óptimas para explotar el petróleo crudo, con un alto margen de rentabilidad.

El presente estudio incluye un modelo automático de cálculos para el contrato de prestación de servicios que permite hacer variaciones en diferentes variables (producción, tarifa, precio de crudo) con la finalidad de construir diferentes escenarios y contrastar resultados obtenidos de manera automática. Por motivo de la extensión de la disertación, no fue posible correr los modelos de escenarios. Este modelo automático tiene gran utilidad para profundizar en nuevas investigaciones y le da valor agregado a la presente disertación (Para correr el modelo, abrir el documento de Excel de la disertación).

² Se escoge este intervalo de tiempo para calcular el promedio debido a que, mediante Resoluciones 043-2015-F de 5 de marzo de 2015 y 059-2015-F de 16 de abril de 2015, la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera expidió las normas que regulan la segmentación de la cartera de crédito de las entidades del Sistema Financiero Nacional; bajo esta consideración las series anteriores no son comparables con la nueva normativa."

Fundamentación Teórica

La presente investigación se guía por los conceptos de la teoría Neoinstitucionalista. Los cimientos del Neoinstitucionalismo se encuentran en el Institucionalismo, fundado por Thorstein Veblen (1899), quien destaca el papel de las instituciones en las relaciones económicas. Douglas North es reconocido como el autor más representativo del Neoinstitucionalismo, con su obra *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico* (1990). El Neoinstitucionalismo desarrolla conceptos como los costos de transacción, propuestos por Ronald Coase (1937) y las asimetrías de la información estudiadas por George Akerlof (1970). Esta corriente dio paso a la teoría de la agencia desarrollada por Stephen Ross (1973).

Se revisa además el rol del Estado desde diferentes ópticas a través de la historia del pensamiento económico. En primer lugar, se describe la síntesis del pensamiento mercantilista, seguido por el pensamiento clásico de uno de sus principales autores Adam Smith (1764). Posteriormente, se describe al Estado desde la corriente neoclásica, con base en el aporte de Francis Edgeworth (1897) y se contrasta con las ideas de Knut Wicksell (1896), consideradas la antesala del pensamiento de John Maynard Keynes (1936), autor que también se incluye en la revisión. Finalmente, se exponen los aportes del Neo Institucionalismo a la comprensión del rol del Estado, específicamente de la teoría de la elección pública, cuyo máximo exponente es James Buchanan (1972) y es la teoría escogida para entender el rol del Estado.

Se aborda la Economía Petrolera, que estudia las motivaciones del Estado y de las contratistas privadas para establecer relaciones contractuales para la exploración y explotación petrolera. Luego se describen los diferentes tipos de contratos petroleros, con un especial enfoque en los contratos de participación y de prestación de servicios.

Finalmente, se presenta una síntesis del debate sobre el origen de la renta de la tierra de autores relevantes como Adam Smith (1776), Thomas Mathus (1814), David Ricardo (1817), y Karl Marx (1894), para luego abordar el concepto de renta petrolera, su fórmula de cálculo y distribución entre los actores económicos, según Humberto Campodónico (2008).

Institucionalismo económico

El Institucionalismo es un enfoque de las ciencias sociales que se nutre de la escuela historicista alemana de Economía (Instituto Internacional de Gobernabilidad de Barcelona, 1998:3) y concentra su estudio en el rol de las instituciones y organizaciones (Prats, 2007:121). Los primeros aportes de esta corriente surgen con la obra *¿Why is Economics not an Evolutionary Science?* de Thorstein Veblen, publicada en 1899. Otros autores institucionalistas reconocidos son Gunnar Myrdal (1953), quien defiende la interdisciplinariedad en las ciencias sociales, Robert Heilbroner (1953), quien incorpora al estudio económico la moral y la psicología, John R. Commons (1934), quien concibe a la economía

como una red de relaciones entre personas con intereses divergentes, y John Kenneth Galbraith (1958), con su enfoque social y cultural de la economía.

Bajo el término de “instituciones” se consideran a las “normas de juego que restringen la actividad económica, social y política en la sociedad” (North, 1990:13). Las instituciones pueden ser formales o informales (cultura y costumbres de una sociedad). Según O’Hara (2002:79), el comportamiento humano se rige fundamentalmente por instintos que dan lugar a la acción de un tipo dinámico, y ese comportamiento es guiado, restringido o encauzado por las “instituciones”.

Los primeros aportes del Institucionalismo se enfocan en teorizar “el cambio social, el control social, la acción colectiva, el papel del Estado y el progreso técnico” (Morales, 1997:74). Por otro lado, esta corriente introduce varios cuestionamientos a la teoría económica neoclásica, cuyo aporte se basa en el supuesto de “racionalidad económica” en el comportamiento de los diferentes actores y grupos de la sociedad. La teoría neoclásica excluye la importancia de las “instituciones” al considerarlas variables exógenas que no afectan el intercambio ni las decisiones económicas de los agentes, dado que estas dependen únicamente de las variaciones de los precios relativos y de la dotación inicial de recursos en la economía (Morales, 1997:71). La teoría económica clásica considera que existe un orden natural que rige el comportamiento del ser humano; “la naturaleza humana es inmutable y universal, basada en instintos, y las instituciones deben adaptarse a tal naturaleza” (Macario, 1952:90).

En contraste, Kapp (1968:2), autor representativo del Institucionalismo, señala que “la economía institucional rechaza la tesis de que la ciencia económica debe limitar su análisis teórico al estudio de la conducta humana racional”. Al respecto, se argumenta que son las instituciones las que moldean la naturaleza humana (Macario, 1952:90). Específicamente, “las instituciones establecen los incentivos y las restricciones que guían la percepción, las preferencias y las decisiones de individuos y organizaciones” (Prats, 2007:122).

Para Kapp (1968:9), el Institucionalismo parte de una visión del proceso económico como un sistema abierto y como parte de una red sociocultural de relaciones, e introduce el principio de “causalidad circular” como la principal hipótesis para la explicación de los procesos económicos dinámicos. Esta causalidad circular se refiere a que “el mundo social no obedece a un equilibrio estático sino más bien a una compleja dinámica de las instituciones, hábitos, actitudes y valores, o, en otras palabras, un proceso evolutivo cultural” (Gruchy, 1985:548).

Con relación a la estructura social, Veblen (1899:131) considera que su evolución es un proceso de selección natural de las instituciones, en el cual, los hábitos de pensamiento y comportamiento que son más fuertes tienden a sobrevivir y evolucionar, mientras que aquellos que son obsoletos tienden a desaparecer con el tiempo. Dugger (1995:454) concuerda con este enfoque, al considerar que las instituciones evolucionan progresivamente, conectando el pasado con el presente y el futuro.

En síntesis, el Institucionalismo rompe con el concepto del orden natural que rige al ser humano de la teoría económica clásica y de racionalidad de la teoría económica neoclásica y destaca el rol de las instituciones en un proceso envolvente y dinámico de las relaciones económicas.

Neoinstitucionalismo económico

El Institucionalismo norteamericano de las primeras décadas del siglo XX fue “opacado y duramente criticado por los postulados económicos de la teoría neoclásica” (Ayala, 1999:194). Varios críticos consideran que el “viejo Institucionalismo” no proporciona un “enfoque sistemático y viable a la teoría económica” (Hodgson, 1998:50). En respuesta a estos cuestionamientos del enfoque Institucional, surge entre 1970 y 1980 la teoría económica del Neoinstitucionalismo.

Douglas North (1990) es considerado el máximo exponente del Neoinstitucionalismo. En su aporte destaca la importancia de las instituciones en el desarrollo económico. Entre otros autores relevantes del Neoinstitucionalismo figura Paul DiMaggio (1982), quien considera que los sistemas culturales son impuestos y adaptados por los actores y organizaciones individuales. Así mismo, Oliver Williamson (1975) desarrolla la teoría Neoinstitucionalista al enfocarse en el estudio de los mecanismos de resolución de conflictos entre empresas y sus transacciones económicas.

El enfoque Neoinstitucional añade nuevos conceptos, tales como la teoría de la información, los derechos de propiedad y el concepto de los “costos de transacción” —propuesto por Ronald Coase (1937)— (Kalmanovitz, 2003:1). Además, la economía Neoinstitucional resalta la importancia de las instituciones en la construcción económico-social al igual que su enfoque antecesor.

El Neoinstitucionalismo se nutre de una nueva corriente de la microeconomía, que sostiene definiciones opuestas a la microeconomía tradicional, cuyos postulados se basan en la construcción teórica de la elección racional, bajo el supuesto de que los actores disponen de información completa para escoger el curso de sus acciones (Vargas, 2008:48). En contraste, la nueva concepción de la microeconomía considera que el comportamiento de los individuos racionales se desarrolla en un mundo donde no hay libre acceso a la información (Cahuc, 2001:310), En este sentido, con la nueva corriente de la microeconomía surge el concepto de “racionalidad acotada”, el cual se refiere a que la racionalidad de los actores está limitada por factores informacionales que impiden conocer todos los cursos de acción posibles (Vargas, 2008:52).

La teoría Neoinstitucionalista acoge el enfoque de la nueva corriente de la microeconomía, por lo que considera que el papel de la información juega un papel muy importante en las actividades e interrelaciones económicas. El problema de la información asimétrica implica que los agentes tienen dificultades para maximizar su beneficio debido a que “no poseen toda la información del mercado, o tienen constricciones mentales fruto de su historia y sus influencias culturales” (Instituto Internacional de Gobernabilidad de Barcelona, 1998:8).

De otra parte, Dugger (1995:454) explica que las instituciones proporcionan la estructura de incentivos de la economía, y, según cómo evoluciona esa estructura, se configura la dirección del cambio económico hacia el crecimiento, estancamiento o declive. Para North (1990:13), las instituciones o reglas tienen el objetivo de “establecer orden, reducir la incertidumbre, definir el conjunto de elección y minimizar los costos de transacción de la actividad económica”.

Con respecto a los costos de transacción, estos se refieren a las características o dimensiones de una transacción que hacen el intercambio problemático o sumamente costoso (Jones, 1987:199). Este concepto se utiliza para entender el intercambio de los derechos de propiedad y la dinámica de los contratos. Para la teoría neoclásica, los costos de transacción son inexistentes (Kalmanovitz, 2003:2).

Dentro del Neoinstitucionalismo, se incluye la “teoría de la agencia”, que analiza las consecuencias de la existencia de asimetría de información entre agentes económicos sobre la eficiencia de la relación que adquieren entre sí (Loterio, 2005:11). La unidad de análisis de la teoría de la agencia es “el contrato entre el principal (que ostenta el poder o la propiedad del bien) y el agente (designado por el principal para realizar la acción o acciones de su interés)” (Prats, 2007:134). El problema del principal-agente o dilema de la agencia se refiere a las dificultades que surgen en los contratos, bajo condiciones de información incompleta y asimétrica, cuando los actores no comparten los mismos intereses (North, 1991:11). En contraste, la teoría neoclásica “supone un aislamiento estratégico por cuanto las decisiones individuales no afectan directamente el bienestar de los individuos y, por lo tanto, tampoco da pie para la existencia de problemas de coordinación” (Cahuc, 2001:310).

Para Ayala (1999:196), según la teoría de la agencia, el contrato es importante en el intercambio por su capacidad para promocionar o bloquear la cooperación, y difiere con la teoría económica neoclásica que considera que el contrato es un obstáculo para la correcta asignación de recursos. Además, resalta la relevancia de los contratos como mecanismos para bloquear la conducta oportunista, el riesgo moral, la selección adversa y la incertidumbre.

En conclusión, la teoría Neoinstitucionalista critica varios postulados de la teoría neoclásica y propone un análisis de las relaciones económicas desde las implicaciones de los costos de transacción y las asimetrías de la información, que colocan en desventaja a unos agentes económicos sobre otros.

Rol del Estado

En las diferentes corrientes de pensamiento económico, se manifiesta una postura sobre cuál debe ser el rol del Estado en la vida económica de las sociedades. A continuación, se detallan los argumentos de las principales corrientes económicas con sus principales diferencias y semejanzas.

En el período del sistema económico mercantilista (siglos XVI, XVII y la primera mitad del siglo XVIII), surge en Alemania la corriente de pensamiento económico Cameralista (Kraus, 2011:106), que concibe

al Estado como un participante más en el orden económico; es decir, los individuos tienen sus bienes y el Estado tiene su propiedad, y este debe ser capaz de utilizar su propiedad para generar los ingresos necesarios para financiar sus actividades. En contraste, en la visión de la corriente del pensamiento económico clásico, que surge a finales de siglo XVII, liderado por Adam Smith (1765), el Estado no debe ser propietario de empresas y todos sus ingresos deben derivarse de impuestos (Backhaus et al. 2004: 5).

Smith considera que el Estado debe cuidar del bien público, proteger al individuo de la injusticia y hacerse cargo de los gastos en infraestructuras de transporte o de los gastos en la educación (Backhaus et al. 2004: 5). Smith justifica esta intervención del Estado porque al individuo o a un grupo privado no le interesa invertir en infraestructura cuya ganancia no cubre los gastos en que se debe incurrir, aunque las ganancias para la sociedad si logren compensar esos gastos (González, 2011:66).

Backhaus et al. (2004:7) sintetiza las visiones contrapuestas sobre el rol del Estado de la teoría neoclásica, representada por los aportes de Francis Edgeworth (1897), y las ideas previas a la construcción teórica keynesiana, lideradas por Knut Wicksell (1896). Para Edgeworth, el Estado es un ente benevolente, maximizador de la función de utilidad social agregada, mientras que, en la visión Wickselliana, el Estado es un ente catalizador de las relaciones entre agentes al proporcionar un marco institucional en el que los individuos con diferentes valores y preferencias interactúan. La medida en que estas interacciones resulten beneficiosas, en general, dependerá del marco institucional dentro del cual los participantes políticos interactúen (Backhaus et al., 2004:7).

Al profundizar en la posición neoclásica (desarrollada entre 1870 y 1920), se observa una desconfianza en la labor estabilizadora de los gobiernos y surge una propuesta de actitud neutral frente a las oscilaciones cíclicas de la economía. Mientras que la teoría de John Maynard Keynes (1932) considera conveniente el empleo discrecional de las políticas de estabilización por parte del gobierno con la finalidad de compensar shocks desestabilizadores (Fontaine, 1983:10).

Posteriormente, la economía Neoinstitucional reconoce que existen fallas de mercado e imperfecciones informacionales entre los agentes. Bajo esta corriente, un justificativo para la intervención estatal en el mercado es la necesidad de corrección de los fallos de mercado. Stiglitz (2010:14) considera que los mercados se enfrentan con asimetrías de información, y que existen incentivos para que los participantes “exploten y aumenten esas asimetrías”. Además, en el caso de que los mercados sean eficientes, estos no siempre producen efectos socialmente deseables; por esto, el Estado toma acciones (dictar leyes y normativas, destinar recursos a favor de sectores que lo necesitan y crear empresas estatales que operen en áreas o mercados donde el sector privado no encuentra incentivos) para corregir los fallos de mercado (Rodríguez, 2013:27).

Por otro lado, la teoría de la elección pública rompe con la concepción del Estado como un ente regulador y maximizador de la función social de bienestar, e introduce una visión del Estado con sus propias fallas, manejado por grupos de interés o agentes racionales que se comportan según sus

agendas políticas y dirigen las acciones a favor de sus intereses particulares (Hill, 1999:1). Esta corriente se basa en el individualismo metodológico, que sostiene que todos los fenómenos sociales son explicables por elementos individuales; en este caso, por las acciones de los burócratas y políticos que buscan maximizar el presupuesto público con el fin de favorecer sus propios intereses (Fischer, 2015:8).

James Buchanan es considerado el principal exponente de la escuela de la elección pública. En su teoría, Buchanan (1987:308) define a la política como: “Una estructura de intercambio complejo entre individuos, una estructura bajo la cual los individuos buscan asegurar colectivamente aquellos objetivos propios privadamente definidos que no pueden ser realizados a través de los intercambios simples de mercado”.

En síntesis, la teoría de la elección pública “señala al gobierno —y no al mercado— como el ente que debe ser limitado o reducido por el bienestar de la sociedad” (Fischer, 2015: párr.13). Esto se debe a que las estrategias excesivamente intervencionistas crean una multitud de regulaciones, burocracia, comportamiento de búsqueda de rentas, corrupción e ineficiencia (Snowdon y Stiglitz, 2001: 53).

A través de la historia del pensamiento económico, la convicción sobre el rol del Estado se ha movido entre un Estado al margen, con reducida participación y un Estado activo e interventor en las actividades económicas. En la actualidad, existe un creciente consenso en que se requiere una intervención activa del gobierno para alcanzar un desarrollo económico exitoso; sin embargo, es importante afinar las intervenciones para evitar que los agentes políticos manejen los recursos públicos a su favor.

Economía petrolera

Los países ricos en recursos naturales, como el petróleo, se interesan en aprovechar su renta para obtener fondos para el desarrollo social y económico. Esta motivación ha llevado a que varios países decidan contratar empresas extranjeras para desarrollar y vender su recurso (Radon, 2005:1). Para Hogan, Sturzenegger y Tai (2010:2), una de las razones para que los gobiernos decidan contratar contratistas privadas que descubren y desarrollan los recursos petroleros de su país es que, probablemente, carecen de los conocimientos técnicos o de grandes sumas de capital necesarias para llevar a cabo las inversiones.

La relación entre Estado y las contratistas privadas se rige al sistema fiscal petrolero del país. El sistema fiscal petrolero es una combinación de la estructura de los impuestos establecidos por la legislación, junto con el marco contractual, en virtud del cual, una empresa internacional de petróleo opera con el gobierno anfitrión (Mazeel, 2005:9). En este sentido, las instituciones, las organizaciones y los derechos de propiedad definen los incentivos, las relaciones competitivas y los costos de producción de la empresa (Cio, 2013: 38). Según Johnston (2003:2), la teoría del valor presente, del valor esperado y de impuestos es la fundamentación del diseño del sistema fiscal y su análisis.

Con la relación contractual, el Estado busca maximizar la renta estatal, asegurar la seguridad energética nacional, impulsar el desarrollo tecnológico de la industria petrolera, garantizar la protección del medio ambiente y obtener compromisos mínimos de trabajo de la empresa privada. Mientras que, para la empresa privada, el ideal es lograr la proporcionalidad entre el riesgo del proyecto y compensación, maximizar ganancias, obtener flexibilidad contractual y estabilidad tributaria, recuperar los costos de inversión, atenerse a menores controles administrativos y contar con apoyo, a través de arbitraje internacional (Grunstein, 2010:25).

Según Radon (2005:1), los términos del contrato determinan cuánto gana la nación productora de sus recursos naturales y si un gobierno tendrá la autoridad reguladora para impulsar estándares sobre medio ambiente, salud y otras normas que se apliquen a los contratistas privados; también se espera que, con el contrato, el gobierno anfitrión logre crear un clima de inversión positivo que promueva el crecimiento económico y laboral, estableciendo leyes de inversión y sanciones por su violación.

Para Masten y Saussier (2000:5), los factores que aumentan los beneficios de la contratación incrementarán la probabilidad y la duración de los acuerdos contractuales. Por ejemplo, a menudo, los primeros inversionistas pueden obtener condiciones más favorables que los rezagados ya que el gobierno provee incentivos con el fin de inducir la exploración; sin embargo, conforme pasa el tiempo, el gobierno anfitrión tratará de aumentar su participación en los ingresos (Bindemann, 1999:6).

Según Grunstein (2010:26), los objetivos contrapuestos del Estado y la empresa privada, en ausencia de instrumentos que busquen su alineación, podrían llegar a colisionarse. Por ejemplo, Sunley, Baunsgaard y Simard (2003:345) consideran que, además de que las partes desean maximizar sus beneficios, estas desean que la parte contraria contraiga la mayor parte del riesgo posible. Medinaceli (2010:1) considera que el agente que debería asumir el riesgo es el sector privado debido a las restricciones presupuestarias que tiene el Estado; no obstante, en ocasiones, este es asumido por el Estado. Todo depende de la riqueza hidrocarburífera del país.

Para Hogan, Sturzenegger y Tai (2010:2), las industrias extractivas son vulnerables a la corrupción del gobierno, por el tiempo y la naturaleza de las inversiones y beneficios. En este sentido, Stevens (1995:589) considera que existen dificultades para hacer mediciones empíricas sobre la economía de la actividad petrolera, debido a que los agentes ocultan información; sin embargo, en los últimos años, la industria petrolera se ha vuelto más transparente, aunque todavía siguen existiendo problemas, ya que la confidencialidad comercial nunca desaparecerá y los principales actores siempre serán los gobiernos y sus intervenciones a menudo son “oscuras y complejas”.

Tipología de los contratos petroleros

Según Mora (2003:2), los sistemas de regalías y/o impuestos y los sistemas contractuales, en materia petrolera, son “instituciones” que reflejan la voluntad, las restricciones y la libertad de las partes que participan en ellos; además, estas normas jurídicas están acompañadas de procedimientos explícitos o implícitos que son expresiones de relaciones económicas y relaciones políticas o de poder. Para los gobiernos, la comprensión de las funciones y las implicaciones de los diversos términos del contrato es un prerrequisito para distinguir entre las prácticas eficientes y las contrarias a la competencia y para desarrollar políticas adecuadas (Masten y Saussier, 2000:1).

La distinción más importante entre los sistemas contractuales y los sistemas de regalías y/o impuestos se refiere a la propiedad del recurso. “Propiedad entendida como la capacidad de definir los precios, volúmenes y mercados para la producción” (Medinaceli, 2010:13). En los sistemas contractuales, la propiedad generalmente pertenece al Estado; mientras que, en el sistema de regalías y/o impuestos, la contratista privada es la propietaria del recurso y aporta con el capital de riesgo (Radon, 2005:63). Según Grunstein (2010:27), un sistema de regalías y/o impuestos, también conocido como sistema de concesiones, “corresponde a un modelo de menor intervención y de mayor apertura estatal”.

En un sistema de regalías y/o impuestos, se concede a la empresa los derechos exclusivos para explorar, desarrollar, vender y exportar el petróleo extraído de una zona específica durante un período de tiempo fijo (Radon, 2005:63). Bajo este sistema, “la participación del Estado se limita al cobro de regalías y/o impuestos” (Medinaceli, 2010:13).

La firma extranjera explota una zona de riesgo. Si un campo es productivo, el gobierno toma un porcentaje inicial de producción de cada período; este rédito se conoce como “regalía” (Hogan, Sturzenegger y Tai, 2010:16). Medinaceli (2010:16) define el concepto de regalía como la “compensación obligatoria en dinero o especie por la explotación de un recurso natural no renovable, pagada al propietario de éste”.

Operativamente, el pago de las regalías consiste en definir un porcentaje específico sobre el volumen o valor de la producción. En el caso del petróleo, se aplica sobre la producción en boca de pozo; por tal motivo, este rédito “no necesita la contabilización de los costos de operación e inversión realizados” (Medinaceli, 2010:16).

Además de las regalías, el gobierno puede recaudar impuestos sobre la producción, las ventas, utilidades y utilidades extraordinarias (Medinaceli, 2010:18). Puesto que la tasa de impuesto es generalmente constante, el gobierno recibe una cuota total más baja a medida que el proyecto se vuelve más rentable. Como resultado, se puede concluir que el sistema de concesiones es un método regresivo de extracción de renta (Hogan, Sturzenegger y Tai, 2010:11).

Por el lado de los sistemas contractuales, para Medinaceli (2010:1), el contrato define la relación entre el Estado y el operador privado en cuatro dimensiones: “división de la renta petrolera; división del riesgo exploratorio; división del riesgo de producción y precios y; cuidado técnico del campo”. Por otro lado, Grunstein (2010:30) considera que la tipología básica de contratos petroleros conocidos a nivel internacional tiene como elemento distintivo la forma de pago al contratista privada: en el caso del contrato de producción compartida, a la contratista privada se le retribuye con un porcentaje de la producción; en el contrato de riesgo se entrega una retribución equivalente en efectivo de un porcentaje de la producción a la contratista privada y bajo un contrato de servicios puros se paga una tarifa por el servicio prestado. En un sistema de concesión, la transferencia de la titularidad se produce en el punto de explotación en lugar de en boca de pozo (Mazeel, 2005:9).

Contrato de producción compartida o participación

Un acuerdo de producción compartida crea derechos y obligaciones que son similares, si no absolutamente idénticos a las de una licencia o concesión (Smith, 1993:61). Un acuerdo de reparto de la producción es generalmente algo más corto que una licencia o concesión, pero tiene la misma estructura básica. Normalmente, se divide en dos términos: un término para la exploración y desarrollo y un término posterior, de largo plazo, para la producción (Smith, 1993:61). Grunstein (2010:15-16) difiere de Smith al indicar que existen diferencias entre la modalidad de concesión con los contratos de producción compartida, ya que “la contratista privada no posee derecho de propiedad alguno sobre los hidrocarburos extraídos, sino hasta que el Estado propietario le retribuye con una fracción de los mismos”.

En el acuerdo de reparto de la producción, la contratista privada recibe una parte de la producción y, por lo tanto, lleva el título de este crudo (Mazeel, 2005:9). La forma de pago suele ser en especie; esto implica que la contratista privada puede comercializar la producción de la manera que vea conveniente (Medinacelli, 2010:13). La empresa privada asume las inversiones, costos y gastos necesarios para llevar a cabo la exploración, explotación y producción de crudo, así como el riesgo asociado a estas actividades (Bustamante y Zapata, 2007:107). Al asumir el riesgo exploratorio, si la empresa no encuentra crudo, la empresa no recibe ninguna compensación económica (Bindemann, 1999:1).

Contrato de prestación de servicios

Bajo un contrato de servicios, el Estado contrata contratistas privadas para que brinden sus servicios técnicos, administrativos y financieros con el fin de realizar actividades de exploración y explotación de petróleo en el país (Bustamante y Zapata, 2007:110). Según Medinacelli (2010:11), “el operador del campo recibe un monto de recursos, generalmente como porcentaje del ingreso bruto, para cubrir sus costos de operación (*opex*), costos de capital (*capex*) y, aun así, obtener una ganancia razonable”.

La contratista privada obtiene una parte de los beneficios en lugar de la producción (Mazeel, 2005:9). Este marco contractual a largo plazo es utilizado por algunos gobiernos anfitriones para adquirir experiencia y servirse del capital de las contratistas privadas, sin tener que entregar los derechos de propiedad sobre el terreno y la producción (Ghandi y Lin, 2014:3).

Existen dos tipos de contratos de servicios: los contratos de servicios puros y los contratos de servicios con cláusula de riesgo o contrato riesgo. Los contratos de servicios puros son pagados en efectivo, a través de una contraprestación determinada, que puede ser una tarifa fija, una tarifa fija como un porcentaje de costos o una tarifa variable. Adicionalmente, la regla es que la contraprestación “no esté ligada a los resultados del proyecto y que la empresa no sea retribuida con producción” (Grunstein, 2010:155).

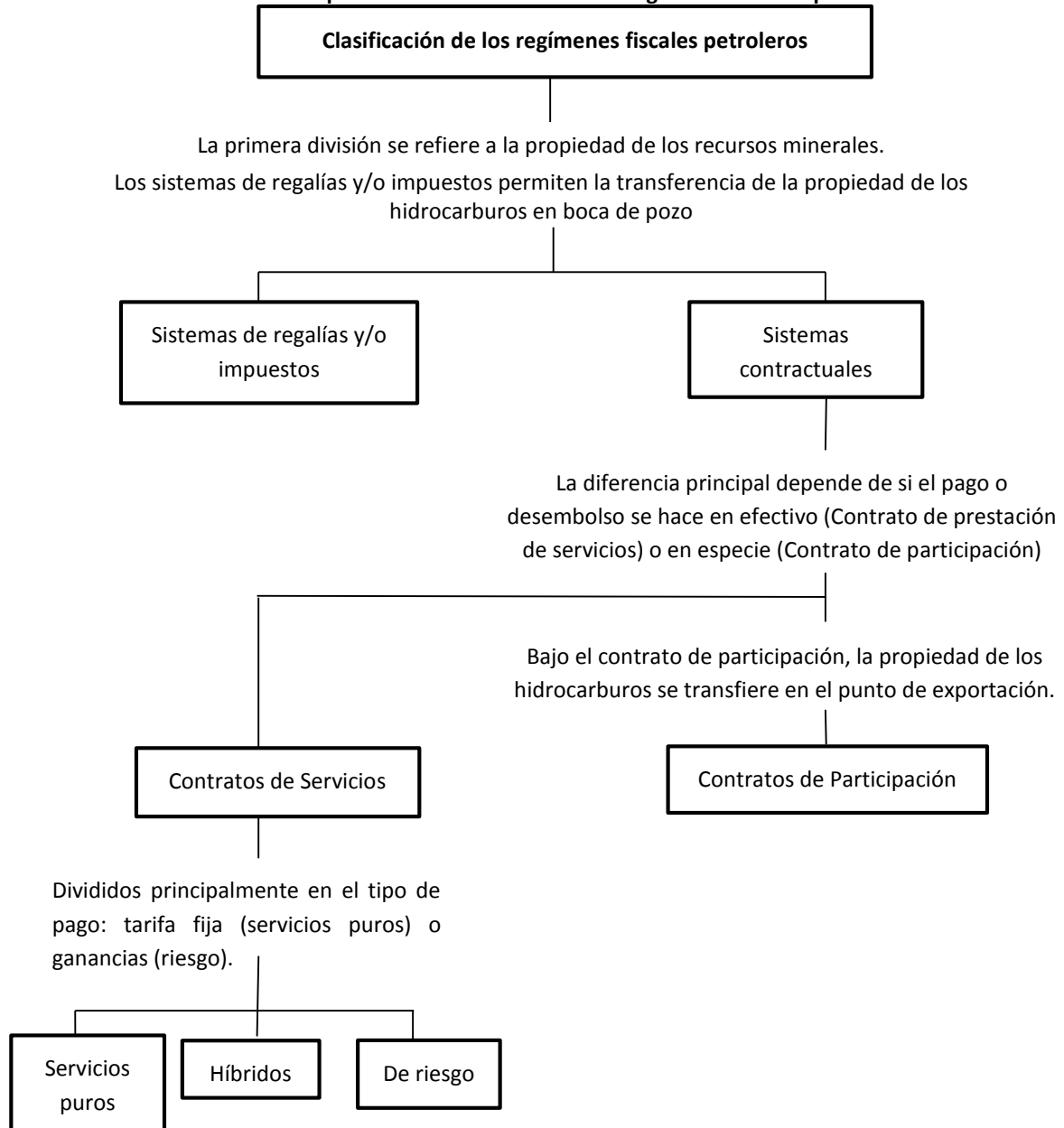
Los contratos con cláusula de riesgo también son conocidos como “contratos híbridos”, debido a que las contratistas privadas asumen el riesgo, así como ciertas ganancias. Es decir, bajo estos contratos, se paga un monto en efectivo equivalente a un porcentaje de la producción a la empresa petrolera. La diferencia entre el contrato de participación y el contrato riesgo es que, bajo la primera modalidad, se retribuye a la empresa en especie, mientras que aquellas bajo el segundo contrato son pagadas en efectivo (Grunstein, 2010:166-167).

Por otro lado, existen los contratos de obras o servicios específicos, en los cuales, el Estado contrata los servicios de contratista privada para que ejecuten actividades puntuales en los bloques petroleros (Bustamante y Zapata, 2007: 118).

Según Ghandi y Lin (2014:3), un factor de conducción principal para que varios países opten por los contratos de servicios es la preocupación por mantener la soberanía de sus recursos naturales.

A continuación, en el gráfico 1 se exhibe el esquema de la taxonomía de los regímenes fiscales petroleros, según Johnston (2003:10):

Gráfico 1. Esquema de la taxonomía de los regímenes fiscales petroleros



Fuente: Johnston (2003:10).

Elaboración: Jasmine Bilbao.

La renta de la tierra

Previo al entendimiento del concepto de renta petrolera, es necesaria la comprensión de las definiciones de la renta de la tierra. Los primeros autores en abordar el tema fueron Adam Smith (1776), Thomas Malthus (1814), David Ricardo (1817) y Karl Marx (1894), quienes se centraron en la renta del suelo agrícola (Jäger, 1999:2).

Smith (1776:250) define a la renta como “el precio que se paga por el uso de la tierra” y añade que la renta es un precio de monopolio, dado que la cantidad de tierra buena o deseable es limitada y los propietarios pueden extraer algo del consumidor que no proviene del pago al factor trabajo ni al capital necesario (Lackman, 1976:287); por lo tanto, de acuerdo con Smith (1776:250), la renta es diferente a los salarios y ganancias, que son costos y determinan el precio alto o bajo de la producción. Entonces, la renta, baja o alta, es el resultado del precio alto o bajo de los productos de la tierra.

Para Smith, la tierra que produce alimento para los seres humanos es el único tipo de tierra que provee de renta al dueño de la tierra y esta aumenta con su fertilidad (Lackman, 1976:287-288).

En lo que respecta a la renta de las minas, Smith (1776:286) afirma: “si una mina de carbón de piedra, por ejemplo, es capaz o no de producir renta a su dueño, depende parte de su fertilidad, y parte de su situación”. Algunas minas de carbón son tan estériles que puede rendir salarios y beneficios, sin que con ellas se obtenga alguna renta (Lackman, 1976:288).

Así mismo, Malthus (1814) se apega a una teoría diferencial de la renta al definir el concepto como aquella parte del total de la producción que se mantiene en manos del propietario de la tierra, después de todos los gastos que pertenece a su cultivo, incluyendo los beneficios generados por el empleo. Sin embargo, Malthus discrepa con Smith al considerar que la renta no es el resultado de una situación de monopolio, argumentando que no es el monopolio el elemento que representa la renta, sino el hecho de que existe un excedente; sin el excedente, la renta no podría existir, así exista o no la situación de monopolio (Lackman, 1976:289).

David Ricardo (1817), en su obra *Principios de Economía Política y Tributación*, desarrolla la teoría de la renta. Según Ricardo (1817:51), “la renta es aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo”. Esto implica que “la tierra interviene en el proceso de producción como cualquier otro medio natural”, es decir, es equiparable a los demás recursos naturales como el agua, el aire o el viento, con la diferencia de que la tierra no se encuentra disponible en cantidades ilimitadas con relación a la necesidad social que esta suscita. Por lo tanto, al incrementarse la demanda de productos primarios, se cultivan tierras de distintas fertilidades, cuya diferencia de rendimientos es igual a la renta de la tierra (Romero y Bechimol, 2007:1).

A profundidad en el concepto, Ricardo (1817:66) considera que la renta es la diferencia entre los productos obtenidos por el empleo de dos cantidades iguales de capital y de trabajo en tierras de calidades diferentes. “Este ingreso sólo aparece cuando hay necesidad de cultivar tierras menos fértiles simultáneamente con las tierras más fértiles. Las menos fértiles no producirán renta, puesto que el precio natural del producto agrícola corresponde exactamente a su costo de producción” (Bolaños, 1999:74).

Además, Ricardo explica que, debido a la ley de los rendimientos decrecientes, la aplicación adicional de capital será menos productiva y la diferencia entre la productividad de las aplicaciones sucesivas de capital corresponde a la renta (Lackman, 1976:289).

Por otro lado, Karl Marx desarrolló su teoría de la renta a través de una crítica exhaustiva de la teoría de la renta de Ricardo, al construir una teoría diferente sobre el valor (Bryan, 1990:176).

Según Pesenti (1979:73), en la teoría marxista de la renta, se analiza la agricultura del modo de producción capitalista, en el que prevalecen las formas de explotación del trabajo asalariado, el arriendo de la tierra por parte del capitalista, quien asume las inversiones de capital para la producción agrícola. Específicamente, la capitalista contrata obreros que generan la plusvalía, la cual es dividida por el capitalista en dos partes: una parte, que es su ganancia (ganancia media del capital), y, la otra parte de la plusvalía, que es un remanente sobre la ganancia media, y que es entregada al propietario de la tierra. Esta segunda parte de la plusvalía constituye la renta del suelo.

Es importante hacer la distinción de que “la tierra no es una mercancía en el sentido más corriente de la palabra” ya que representa una forma ficticia de capital al generar expectativa de rentas futuras (Harvey, 2013:53). Por su parte, Farina (2006:8) explica la concepción marxista del precio de la tierra, valor que se obtiene en función de la renta generada, lo que aplica a cualquier otro recurso natural que arroje rentas. Estos recursos son considerados como mercancías “ficticias”, al no tener valor por ser productos del trabajo, sino por la actualización de las rentas perpetuas que rinden.

A diferencia de Ricardo, quien reconoce únicamente un tipo de renta diferencial, Marx distingue dos clases de renta: la diferencial y la absoluta. Ambas son resultado de dos tipos distintos de monopolio: el monopolio de la tierra como objeto de explotación, que genera la renta diferencial, y el monopolio de la propiedad privada sobre la tierra, causante de la renta absoluta (Pesenti, 1979:73).

Para explicar la renta diferencial, Marx hace una distinción en la determinación del valor de la mercancía y precio de producción en la industria y en la agricultura. En la industria, el valor de la mercancía y el precio de producción son determinados por las condiciones medias de la producción. En la agricultura, no son las condiciones medias de la producción las que determinan el precio de producción de los artículos agrícolas, sino las condiciones de la producción en las peores tierras. De esta conclusión surge el concepto de la renta diferencial, el cual es el excedente de la ganancia sobre

la ganancia media generado en las tierras explotadas en condiciones relativamente más favorables de producción (Pesenti, 1979:74).

Según Pesenti (1979:74), existen tres factores que permiten generar la renta diferencial: “la diferencia de fertilidad de los terrenos; la diferente situación de los terrenos respecto al mercado y la diferencia de rendimiento de los capitales adicionales invertidos en la tierra”.

Por otro lado, la propiedad privada otorga poder de monopolio y la renta es la retribución de este poder. Es decir, la propiedad territorial constituye un monopolio que impide a los productores directos explotar la tierra y son los propietarios quienes obtienen una mayor corriente de ingresos, por concepto de renta absoluta, durante un tiempo dilatado en virtud de su control exclusivo de la tierra. (Pesenti, 1979:74).

En el concepto de renta absoluta, Marx se refiere exclusivamente a la propiedad de la tierra; Para Harvey (2013:139), la renta absoluta tiene un mayor alcance, pues se obtiene como resultado del monopolio de la propiedad de cualquier recurso, directa o indirectamente comercializable, que, en ciertos aspectos, pueden tener condiciones únicas e irreproducibles en el tiempo, tal como es el caso de los recursos naturales no renovables.

La renta petrolera

Según Bina (1992:187), la renta económica en general, y la renta petrolera, en particular, son categorías socialmente específicas, resultantes de relaciones de propiedad; en este sentido, la renta petrolera se basa en la interacción potencialmente conflictiva de la propiedad de las reservas de petróleo, entre los estados y las empresas encargadas de la explotación del recurso.

Scheimberg (2007:51) recoge el concepto ricardiano de la renta resultante de la explotación agrícola y lo adapta a la definición del concepto de la renta petrolera como “el excedente de explotación atribuido al rendimiento del subsuelo, respecto de la última unidad productiva (o marginal) que ofrece su producción en el mercado”. Para Johnston (2003:2), la renta petrolera es la “diferencia entre el valor de la producción y los costos de extraerla”. Para Fagiolo (2009:94), la renta es la remuneración que se paga con cargo a la propiedad sobre los recursos naturales.

Por su parte, Campodónico (2008:22) afirma que la renta petrolera se distribuye entre cuatro actores: el Estado, la empresa estatal, las contratistas privadas y los consumidores (renta privada). En el caso de la renta del Estado, esta se compone de la renta fiscal y la renta de la empresa estatal.

La renta fiscal está constituida por ingresos tributarios y no tributarios. El primer tipo de ingresos comprende el impuesto a la renta pagado por las contratistas privadas y por la empresa estatal.

También se consideran los impuestos a los dividendos remesados al exterior, así como los impuestos a las exportaciones. Es importante señalar que “los impuestos indirectos, como el IVA (impuesto al valor agregado) e impuestos específicos de consumo, constituyen instrumentos de la política fiscal, y no forman parte de la renta petrolera” (Campodónico, 2008:12).

Los ingresos no tributarios están constituidos por las regalías pagadas por las contratistas privadas y la empresa estatal. Otro tipo de ingreso no tributario se obtiene de los dividendos que el Estado recauda de la empresa estatal y cierto tipo de contribuciones especiales que, en algunos países, se gravan a las empresas estatales (Campodónico, 2008:12).

En el caso de la renta de la empresa estatal, ésta se constituye de las utilidades generadas por sus actividades productivas. En este sentido, la renta petrolera de la empresa estatal se distingue metodológicamente de la renta captada por el Estado, debido a que la renta captada por la empresa es aquella que proviene de sus operaciones propias, mientras que la renta captada por el Estado se relaciona con los tributos pagados por las contratistas privadas y la empresa petrolera estatal, a lo que se añaden las regalías y las participaciones (Campodónico, 2008:12).

En la literatura sobre economía petrolera, la suma de la renta petrolera generada por la empresa estatal más la renta petrolera que corresponde al Estado se denomina *government take*, por su denominación en inglés (Johnston, 2003:9).

La renta privada se divide en dos componentes: la renta de las contratistas privadas y la renta de los consumidores. La renta de los consumidores “existe cuando el precio de venta del recurso natural en el mercado interno es inferior al precio internacional” y se calcula mediante la resta del precio internacional del precio de venta en el mercado interno; finalmente, la cantidad obtenida se multiplica por el volumen vendido en el mercado interno. (Campodónico, 2008:12).

La renta de las contratistas privadas se determina a través de la resta de la renta petrolera generada por estas empresas menos los siguientes rubros: impuesto a la renta, regalías, impuesto a las exportaciones, impuesto a las remesas de dividendos y participaciones especiales (Campodónico, 2008:12). El *contractor take* es el porcentaje de los beneficios adjudicados a la contratista privada o empresa (Johnston:2003, 9).

Para cerrar esta revisión de los enfoques teóricos, a continuación, se destacan los principales conceptos que han guiado la presente investigación:

- El enfoque del Institucionalismo, por su aporte a comprender las modificaciones en las modalidades contractuales de exploración y explotación del petróleo, como expresión de cambios institucionales (normativa legal de los contratos y política petrolera), en concordancia con los requerimientos de la economía de los contratos e intereses de los actores involucrados en la contratación (Estado y empresas contratista privada), en el marco de las condiciones económicas y políticas nacionales y del mercado internacional de los hidrocarburos.
- La teoría de la agencia, que se deriva del Neoinstitucionalismo, por sus explicaciones sobre los incentivos para las partes en los diferentes contratos y su influencia para promocionar o bloquear la cooperación entre los actores de la contratación.
- La teoría de la elección pública permite comprender la naturaleza del rol del Estado en la contratación petrolera, desde su actuación dirigida por grupos de interés que definen las acciones, normativas y políticas.
- Las definiciones teóricas de la Economía Petrolera tienen particular relevancia para reconocer las motivaciones del Estado y de la empresa privada en su participación en las actividades petroleras, a través de las diferentes modalidades contractuales, tomando en cuenta las particularidades de dichas actividades y sus requerimientos tecnológicos, de inversiones y condiciones propias del comportamiento de los yacimientos a través del tiempo, lo que determina las condiciones de los beneficios e incentivos de los contratos para las partes, y por tanto, la duración de los mismos o su necesidad de modificación en momentos o períodos históricos clave.
- La revisión de la literatura sobre la tipología de los contratos petroleros a nivel internacional permite entender las condiciones contractuales específicas de los modelos de contratación, objeto del presente estudio (contrato de participación y de prestación de servicios).
- La revisión de los elementos conceptuales de la teoría de la renta de la tierra proporciona las bases para la comprensión del concepto de la renta petrolera. Los enfoques teóricos de la renta de la tierra explican los elementos constitutivos de la renta petrolera, su origen como remuneración que se paga con cargo a la propiedad sobre los recursos naturales y distribución en favor de los actores de las actividades petroleras (Estado, contratista privada y estatales). Los aportes teóricos revisados sobre renta petrolera han tenido particular relevancia para la determinación de los rubros a ser considerados en el cálculo de la renta petrolera y su distribución entre el Estado y contratista privada.

Capítulo I Contratación petrolera en el Ecuador

Los contratos petroleros en el marco de las políticas petroleras

Desde el inicio de las actividades petroleras en el Ecuador se han ensayado varias modalidades contractuales que han determinado las condiciones de operación de las contratistas privadas en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en parte de los campos petroleros ecuatorianos. Las diversas modalidades de contratación se inscriben en el marco de las políticas petroleras que han impulsado los diferentes gobiernos, en consonancia con sus políticas económicas y, por lo tanto, de sus enfoques del rol del sector petrolero en la economía nacional y la participación del Estado en su administración, a lo que se suma el comportamiento de las variables exógenas como el precio del petróleo crudo en el mercado internacional.

Fontaine (2002:8) considera que “la política petrolera depende ampliamente de factores externos y de condiciones geopolíticas del momento, que influyen sobre el precio del petróleo y, por lo tanto, en los costos relativos de la exploración y explotación”. De esta forma, la sucesión de los modelos contractuales en el Ecuador ha respondido a las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo. Así mismo, las posturas ideológicas y lineamientos de política de los gobiernos de turno marcaron varias transiciones en la política petrolera del país, como se describe a continuación.

Inicio de las actividades petroleras en el Ecuador al boom petrolero de 1972. Década de los setenta

La explotación petrolera en el Ecuador inició a principios del siglo XX en el litoral con el descubrimiento de importantes cantidades de reservas petroleras. Una de las primeras empresas extranjeras que incursionó en la actividad petrolera fue la empresa M.G Mier en 1878. En 1909 entró a explorar la familia Medina Pérez, y, en 1919 ingresó la contratista privada Anglo Ecuatorian Oil Fields, filial de Royal Dutch Shell, que recibió casi el 100% de la renta que generó hasta los primeros años de 1960 (Llanes, 2004:58).

Según Guaranda (2011:3), hasta 1971 se entregaron grandes extensiones de hectáreas (ha) a un importante número de contratistas privadas, sin establecer casi ninguna regulación, mediante concesiones o contratos de arrendamiento. De hecho, entre inicios del siglo XX y 1972, el Estado no asumió soberanamente el manejo de la política petrolera, lo que incidió en que no recibiera casi ninguna participación en la renta petrolera durante todo ese período (Llanes, 2004:58).

En 1971 se produce “el gran viraje de la industria petrolera internacional”, cuando la OPEP consigue llegar a acuerdos con contratistas privadas petroleras en Teherán y Trípoli y, más tarde, en Ginebra. Estos acuerdos permitieron garantizar los derechos de los estados propietarios de yacimientos petroleros, reconocer la facultad irrenunciable para precautelar sus reservas y acordar mecanismos para aumentar la participación fiscal en la producción de petróleo (Cabezas, 1974:30).

En el Ecuador, mediante Ley No. 146, publicada en el R.O. 155 del 3 de febrero de 1971, el presidente José María Velasco Ibarra decretó la Ley Constitutiva de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) y la Ley de Hidrocarburos. En la definición de la Ley de Hidrocarburos se procuró recoger todas las experiencias de los países petroleros que guardan sus yacimientos de hidrocarburos, según los derechos irrenunciables e imprescriptibles del Estado (Cabezas, 1974:30). Además, con la finalidad de poner orden en las concesiones, se expidió el Decreto No. 430 el 6 de junio de 1971 que disponía la reducción del 60% de las áreas retenidas en exceso a las establecidas en la ley y su reversión a favor de CEPE (Aráuz, 2009:427).

El 16 de febrero de 1972 se instauró una dictadura militar en el país, encabezada por el general Guillermo Rodríguez Lara. El 6 de junio de 1972, el mandatario puso en vigencia la Ley de Hidrocarburos, mediante decreto No. 430, publicado en el R.O. No. 322. Esta ley permitió reestructurar CEPE e incrementar las regalías para el Estado. Según Cabezas (1974:30), este fue el primer paso para llevar a la práctica la voluntad nacional de administrar y controlar por su propia cuenta el recurso petrolero en beneficio del país.

En el gobierno de Rodríguez Lara se impulsó “una política nacionalista que pretendía sostener la modernización del país y preservar la soberanía” (Fontaine, 2002:7). Con relación a la política petrolera, se promovió un modelo basado en “los conceptos de recurso estratégico, soberanía, nacionalismo y autoridad militar”; de hecho, gracias a esta ley, se revirtieron antiguas concesiones y contratos de arrendamiento al Estado ecuatoriano (Villagómez, 2008: 15).

En cuanto a la política económica en general, en la dictadura de Rodríguez Lara se dispuso la elaboración de un “Plan Integral de Transformación y Desarrollo del Ecuador”, para el quinquenio 1973-1977, en el que se tomaron en cuenta factores para el desarrollo agrícola, financiero, industrial y productivo del Estado ecuatoriano (Villagómez, 2008: 15).

Dentro de este plan consta un programa de hidrocarburos que busca asegurar al país una mayor participación en los ingresos provenientes del petróleo, elevar las reservas probadas, lograr el máximo valor agregado sobre los productos del petróleo y defender los precios del crudo en el orden internacional, racionalizar el ritmo de explotación de los hidrocarburos, formular una legislación apropiada, promover una intervención escalonada del Estado en la actividad hidrocarburífera, instalar refinerías estatales, cimentar una política de comercialización de crudo y de derivados, dotar de medios de transporte terrestre y marítimo para el crudo, entre otros objetivos (Villagómez, 2008: 15).

En 1973, el Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en calidad de miembro titular, suscribió el acta constitutiva de la Asociación Regional de Empresas del Sector Petrolero, Gas y Biocombustibles de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), se inscribió como miembro de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y participó en la creación del Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe, Exportadores de Petróleo (GIPLACEP) (Villagómez, 2008: 19).

Con respecto a las modalidades contractuales, con la Ley de Hidrocarburos, los contratos de concesión quedaron fuera de su regulación, ya que dicha ley se diseñó para definir y normar los contratos de Asociación, Prestación de Servicios y de Economía Mixta. Sin embargo, algunos contratos de concesión siguieron ejecutándose al margen de la ley (Cabezas, 1974:31-32).

La nueva política petrolera tenía como objetivo incrementar los ingresos económicos para el fisco, a través de los tributos, luego de concretar la participación del Estado en la producción privada. En el período 1974-1978, se incrementaron las regalías petroleras de 16% a 18,5% y el impuesto a la renta de 53% a 87,73% (Llanes, 2004:65).

Contrato de prestación de servicios (1982-1993)

A partir de la década de los 80, los lineamientos de política económica cambiaron significativamente de dirección. En 1984, con el gobierno de León Febres Cordero, el país entró a negociar las condiciones de pago de la deuda y puso en práctica un paquete de medidas de ajuste estructural propuestos por el Fondo Monetario Internacional (FMI). Estas medidas aplicadas pretendían poner en práctica una “política fiscal prudente”, que implicó la reducción del gasto público y la limitación del rol del Estado, así como la estimulación del ahorro interno a través de la sobrevaloración regular de la tasa de cambio.

Con relación al sector petrolero, las nuevas medidas impulsaron un proceso de liberalización caracterizada por la apertura a los capitales privados foráneos promovida por una creciente flexibilidad de las condiciones fiscales y reglamentarias de las actividades petroleras. Estos ajustes tenían por objeto “generar nuevas inversiones privadas y facilitar la reforma del Estado” (Fontaine, 2002:3). La denominada “reapertura petrolera” fue llevada a cabo durante los gobiernos de Oswaldo Hurtado, León Febres Cordero y Rodrigo Borja (Villagómez, 2008: 16).

Desde 1982, varias contratistas privadas petroleras fueron contratadas por el Estado ecuatoriano, bajo la modalidad de contrato de prestación de servicios para brindar sus servicios técnicos, administrativos y financieros en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a cambio de la reposición por parte del Estado de los costos, gastos, amortizaciones y una retribución en forma de tasa de servicios. Para justificar esta decisión, se argumentó que el Estado no disponía de recursos suficientes para realizar estas inversiones (Llanes, 2004:70).

Bajo este modelo, durante el período de exploración, la contratista privada asumía el riesgo en su totalidad (Bustamante y Zapata, 2007: 110). Si la contratista privada descubría yacimientos comercialmente explotables, recuperaba sus inversiones y tenía derecho a un porcentaje de utilidad que estaba en función del precio internacional del petróleo. La adjudicación del contrato se efectuaba a través de un proceso de licitación, bajo el cual, el Estado contrataba a la empresa que expresara la menor expectativa de ganancia.

En la normativa de estos contratos, se estableció que podían durar máximo 20 años y se delimitaron las áreas a concesionarse en 200.000 ha, con lo cual, las contratistas privadas devolvieron 80% de sus concesiones que les fueron otorgadas originalmente desde la década del 50 (Villagómez, 2008: 15).

Para el cálculo de la tasa de servicios que recibían las contratistas privadas, se empleaba la siguiente fórmula de cálculo (Bustamante y Zapata, 2007: 113):

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

Donde:

TS: Tasa de servicios pagada a las contratistas privadas

PR: Tasa Prime

INA: Inversión no amortizada

R: Factor (presentado como %)

P: Precio del barril de petróleo producido en el bloque

C: Costo de producción del barril de petróleo producido en el bloque

Q: Producción del bloque

En la economía de estos contratos, las proyecciones de ganancias para el Estado y empresas se calcularon con base en los precios internacionales del petróleo en un rango entre \$ 25 a \$ 35 por barril. Este último valor representaría alrededor de \$ 100 por barril en dólares de 2016 [cálculo con base al Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos de Norteamérica (EE. UU.), publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU.]; sin embargo, en 1986, el precio del barril descendió a \$ 12,70 y, durante los primeros siete años de la década de los 90, el precio del barril se mantuvo en un rango entre \$ 13 y \$ 18.

Según Gordillo (2003), citado en Bustamante y Zapata (2007: 112), en aquella época, el esquema de incentivos del contrato de prestación de servicios llevó a que las contratistas privadas “inflen” sus inversiones y costos de producción con la finalidad de que el Estado les reembolse una cantidad mayor a la real por estos rubros. Además, para que un yacimiento sea comercialmente explotable, el bloque debía generar ingresos que cubran todos los reembolsos y los pagos, más 15% de margen de utilidad, y, a pesar de no cumplir necesariamente esta condición según la ley, aun así, las contratistas privadas recibieron el total de la tasa de servicios (Llanes, 2004: 72).

Cabe resaltar que las contratistas privadas no pagaron regalías, el impuesto a la renta se redujo primero a 44,4% y luego a 25% y la empresa pública de hidrocarburos recibió apenas 10% de los ingresos generados por los contratos de prestación de servicios y, con el pago de 18,5% de regalías, le representó una amplia pérdida (Aráuz, 2009:430).

Contrato de participación (1993-2010)

En el año de 1989, el gobierno socialdemócrata de Rodrigo Borja cambió la denominación de CEPE en Petroecuador, empresa estatal de hidrocarburos, conformada por las filiales Petroproducción,

Petroindustrial y Petrocomercial. Petroecuador recibió la operación de los campos que fueron explotados por la multinacional Texaco cuando la empresa salió del país luego de haber terminado su contrato en 1992 (Petroecuador, 2013:1). De esta forma, se fortaleció la intervención del Estado en el manejo de los hidrocarburos, y, como efecto, se incrementó significativamente la producción estatal entre 1990 y 1994 (Llanes, 2004: 73).

Con la entrada en funciones del presidente Sixto Durán Ballén en 1992, se dictó la Ley de Presupuestos del Sector Público, con la cual, se privó de financiamiento de las inversiones de Petroecuador, lo que repercutió en una reducción sensible de las inversiones de la empresa estatal (Villagómez, 2008: 16). Se impulsó una política de apertura al capital foráneo en las actividades de transporte, refinación y comercialización de petróleo y se autorizó la libre importación de productos petroleros (Fontaine, 2002:7). Además, en 1992, el Ecuador se retiró de la OPEP para así abandonar la política de cuotas de producción (Fontaine, 2002:7). Estas decisiones cambiaron la orientación de las políticas petroleras nacionalistas del gobierno socialdemócrata de Rodrigo Borja (Llanes, 2004: 75).

Ante la caída en los precios del crudo, mediante Ley Reformatoria No. 44 publicada en el R.O. 326 del 29 de noviembre de 1993, se reformó la Ley de Hidrocarburos, con lo que se introdujo el modelo contractual de participación (Fontaine, 2002:7). Con esta reforma, comenzó el traspaso sistemático de campos y áreas productivas del Estado a contratistas privadas, a través de contratos de participación, de campos marginales y de servicios específicos (Villagómez, 2008: 16).

En el año previo a la entrada en vigencia del contrato de prestación de servicios (2010) operaban las siguientes contratistas privadas bajo las diferentes modalidades coexistentes, como se muestra en el cuadro 1:

De acuerdo con las bases de contratación, las contratistas privadas tenían una participación promedio entre 81,5% y 87,5% de la producción diaria de los yacimientos, mientras que el Estado recibía la diferencia (entre 12,5% y 18,5%) (Petroecuador, 2013:14).

Después de la crisis del sistema financiero nacional en 1999 —agravada por los bajos precios del petróleo —el sistema monetario de la dolarización fue acogido como mecanismo para buscar la estabilidad económica. Posteriormente, desde el 2004 se registró una tendencia creciente al alza de los precios del crudo. En este contexto de precios altos, dadas las condiciones del contrato de participación, la empresa privada se vio beneficiada de la coyuntura favorable en mayor medida.

Cabe resaltar que, en la economía de estos contratos, no se instauraron mecanismos para enfrentar las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo, particularmente, en el caso de la repartición de ganancias extraordinarias ocasionadas por efecto de incrementos de los precios. Esta condición se exceptuó en el caso del contrato del bloque Tarapoa, cuyas especificaciones determinaban una repartición de las ganancias extraordinarias en 50% para el Estado y 50% para las contratistas privadas del bloque cuando el precio del petróleo por barril rebasaba un valor de \$ 17.

El gobierno de Alfredo Palacio reconoció esta particularidad con relación a las ganancias extraordinarias, y en abril de 2006 expidió la Ley 2006-42 Reformativa a la Ley de Hidrocarburos, que establecía ciertas disposiciones orientadas a una aplicación similar de la condición del bloque Tarapoa a las demás contratistas privadas.

Cuadro 1. Modalidad contractual por contratista privada y bloque/campo (2010)

Modalidad Contractual	Contratista privada	Bloque/Campo (1)	Fecha de suscripción
Contrato de prestación de servicios	Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	16/6/1988
Contrato de servicios específicos	SIPEC (ENAP)	47. PBH	11/01/2003
		46. MDC	
	Consorcio Espol- Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	01/01/2002
Contrato de Participación	Andes Petroleum Ltd. (ex-AEC)	62. Tarapoa	25/07/1995
	Repsol Ecuador S.A.	16. Amo, Bogi Capiron, Dabo, Daimi, Ginta, Iro	27/12/1996
		67. Tivacuno	
	Canada Grande	1. Pacoa	26/12/1996
	PetroOriental S.A. (ex-ENCAN Ecuador)	14. Kupi, Nantu, Shiripuno Norte, Wanke	21/05/1999
		17. Hormiguero, Hormiguero Sur, Tapir, Tapir Norte	23/03/2000
	Perenco	7. Gacela- Coca Payamino	23/03/2000
		21. Yuralpa	
ECUADORTLC S.A.	18. Pata	19/12/1995	
	18. Palo Azul		
Campos marginales	Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	01/07/1999
	Consorcio Petrosud Petroriva	65. Pindo	01/07/1999
		64. Palanda Yuca Sur	01/07/1999
	Petrobell Inc.	66. Tigüino	10/12/1999
	Consorcio petrolero Amazónico	44. Pucuna	12/03/2008
	Consorcio Pegaso	45. Puma	12/03/2008
	Consorcio energético Gran Colombia	55. Armadillo	19/03/2009
Tecnic-Bellweter	50. Charapa	19/11/1999	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

- (1) A partir del 16 de agosto del 2010, con resolución 039 de la Secretaría de Hidrocarburos, los bloques 7 -21 y Coca Payamino pasaron a ser operados por Petroamazonas EP y a partir del 25 de noviembre del 2010, con resolución 285 de la Secretaría de Hidrocarburos, el Bloque 18 y el campo Palo Azul fueron revertidos a Petroamazonas EP.

El presidente Rafael Correa, meses después de entrar en funciones en 2007, cambió la proporción de la repartición de las ganancias extraordinarias obtenidas por precios altos del crudo de 50/50 a 99% para el Estado y 1% para las contratistas privadas. Esta decisión causó malestar a las contratistas privadas y varias de ellas plantearon demandas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) (Aráuz, 2009:451).

Con la finalidad de que las contratistas privadas retiren sus acciones de arbitraje, se celebraron contratos transitorios en los que se acordaron elevar el precio base a valores entre los \$ 42 y \$ 58 por barril para el pago de los ingresos extraordinarios y, el 29 de diciembre de 2007, se redujo el porcentaje de la repartición de los ingresos extraordinarios de 99% a 70%, estableciéndose su pago como un tributo (Aráuz, 2009:451).

El reconocimiento de los ingresos extraordinarios fue el primer cambio que se hizo a favor de una política orientada hacia una mayor recaudación de ingresos por parte del Estado ecuatoriano y a promover una política nacionalista en la gestión petrolera. Incluso, en la Constitución de la República del Ecuador, aprobada por la Asamblea Constituyente en 2008, se redefinió el papel del Estado en la explotación de los recursos naturales no renovables para que adquiriera un papel protagónico. Según Acosta (2010: párr.6): “La meta del nuevo marco constitucional exige fortalecer al Estado y sus empresas, estableciendo aquellas excepciones que sean necesarias para contar con el apoyo complementario de inversiones privadas extranjeras o nacionales”.

Renegociación de los contratos petroleros. Contrato de prestación de servicios (2011- hasta la fecha)

En 2010, en el gobierno de Rafael Correa, se impulsa la renegociación de los contratos petroleros de participación a un modelo de contrato de prestación de servicios, mediante el cual, se estableció el reconocimiento de pago a las contratistas privadas por parte del Estado de una tarifa fija por barril de petróleo por concepto de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos. Dicho pago incluye la amortización de las inversiones, costos y gastos, más una utilidad razonable a favor de las contratistas privadas.

La nueva normativa eliminó las modalidades de contratos anteriormente vigentes (participación, campos marginales, prestación de servicios en el bloque 10 y prestación de servicios específicos). Por este motivo, las empresas se sujetaron a un plazo para revisar las condiciones contractuales e incorporarse al nuevo esquema contractual. Varias empresas, previamente indemnizadas, salieron del país al no llegar a los acuerdos de la renegociación.

En el cuadro 2 se detallan las empresas que decidieron no migrar a la modalidad contractual de prestación de servicios y revertir los campos al Estado. A partir del 2 de febrero del 2011, se dieron por terminados estos contratos y pasaron al control de la Secretaría de Hidrocarburos (SH).

Cuadro 2. Contratistas privadas y bloques que no migraron al contrato de prestación de servicios en 2011

Contratista privada	Bloque/Campo
Consorcio Gran Colombia	55. Armadillo
Consorcio Petrolero Amazónico	44. Pucuna
Consorcio Petrolero Amazónico	53. Singue
Consorcio Bellwether	50. Charapa

Fuente: Ministerio de Recursos No Renovables.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Según Gandhi y Lin (2014:18-19), el cambio hacia el contrato de prestación de servicios en el 2011 está fundamentado en una política encaminada hacia un mayor control estatal sobre los recursos petroleros. Acosta (2011:20) señala que, desde que inició el mandato del presidente Rafael Correa, se propuso una política de cambio del marco jurídico en el sector hidrocarburífero en miras de un aumento en la participación del Estado en la renta petrolera. Este objetivo se incluyó en el Plan de Gobierno del Movimiento País 2007-2011 y en la Agenda Energética 2007-2011.

En los justificativos del cambio contractual se argumentó que la producción petrolera privada mostraba un descenso pronunciado como consecuencia de una caída de la inversión (Vela, 2010:16). Según Pástor (2011:2), entre las expectativas del cambio contractual se incluye el aumento de las inversiones, el incremento de la producción, la reducción de pagos a las contratistas privadas y mayores beneficios económicos para el Estado. Además, el Estado recibiría el 100% de los posibles incrementos en los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Según Vela (2010:16), en las previsiones del cambio al contrato de prestación de servicios, el Estado aseguraría a su favor 85% de la renta petrolera, porcentaje superior al contrato de participación, cuya renta para el Estado oscilaba en valores de 65%. Se argumentó también que, en el caso de precios bajos de los hidrocarburos, el Estado garantizaría a su favor 25% del precio internacional del petróleo, considerado como el “margen de soberanía”, y en el caso de insuficiencia de ingresos para pagar la tarifa, la contratista privada recuperaría la misma en los períodos de recuperación de los precios del petróleo.

Como consecuencia de la tarifa fija, se consideró que las contratistas privadas realizarían esfuerzos por reducir costos con el fin de obtener mayores utilidades, lo que redundaría en el aumento del impuesto a la renta para el Estado (Acosta, 2011:26).

En otro aspecto, el gobierno esperaba un incremento significativo de las inversiones petroleras privadas (a una cifra de \$ 1.205 millones, con un desglose de inversión en extracción de crudo por \$ 963 millones y en exploraciones nuevas por \$ 242 millones, en los cinco primeros años de vigencia del contrato de prestación de servicios) (Acosta, 2011:26).

Marco Institucional del sector petrolero en el Ecuador. Rol del Estado (2010 – presente fecha)

Desde los inicios de la segunda década del 2000, el marco legal que regula el sector petrolero en el Ecuador se sustenta en la Constitución de la República de 2008, la Ley de Hidrocarburos³, con sus posteriores reformas, y el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas⁴.

La Constitución vigente de la República del Ecuador, en su art. 313, establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia energética. Se consideran parte de los sectores estratégicos la explotación de los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos.

En cumplimiento constitucional, el Estado está organizado a través de instituciones con diferentes atribuciones, diseñadas para gestionar los recursos hidrocarburíferos del país, según se detalla a continuación y en el gráfico 2:

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE). Es el organismo técnico encargado de la coordinación y dirección de las políticas y acciones de las instituciones que integran los Sectores Estratégicos (Ministerio de Hidrocarburos, Ministerio de Minas, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información, Ecuador Estratégico EP y de la Secretaría Nacional del Agua).

Ministerio de Hidrocarburos. Según el Capítulo II, art. 6 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. La definición de dicha política, su ejecución y aplicación de la Ley de Hidrocarburos, corresponde al Ministerio de Hidrocarburos y a la SH.

Según el art. 7, el Ministerio de Hidrocarburos debe someter a consideración del presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos en materia contractual:

Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos, conservación de reservas, bases de contratación para los Contratos de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga el Comité de Licitaciones e inversión de utilidades de las contratistas privadas.

³ Ley de Hidrocarburos dispuesta por el art. 35 del Decreto Supremo No. 2463 de mayo de 1978.

⁴ Conforme lo emitido en el acuerdo Ministerial No. 389, publicado en el R.O. No. 671 de septiembre del 2002

Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH). Según el Capítulo III, art. 19 de la Ley de Hidrocarburos, el Ministerio de Hidrocarburos conformará un “Comité de Licitación Hidrocarburífera”, integrado para las adjudicaciones contractuales, funcionando de conformidad con el Reglamento a las reformas a la Ley de Hidrocarburos

Según el Reglamento, las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el COLH de conformidad con la Constitución y la Ley de Hidrocarburos. Para las licitaciones, el Ministerio de Hidrocarburos promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de contratistas privadas de probada experiencia y capacidad técnica y económica. Las resoluciones del COLH causan ejecutoria.

Secretaría de Hidrocarburos (SH). Mediante Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos⁵ y a la Ley de Régimen Tributario Interno⁶, se crea la SH y la ARCH. Ambas entidades reemplazan a la antigua Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH).

En el art. 6-A de la Ley de Hidrocarburos se establecen las atribuciones de la SH como entidad adscrita al Ministerio de Hidrocarburos, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, y que ejecuta las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros.

Las atribuciones de la SH con respecto a la contratación petrolera son las siguientes: suscribir y administrar, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio de Hidrocarburos, para lo cual le corresponde aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades de los contratos, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación, así como la administración de la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y de la información de las áreas y contratos y asegurar su preservación, integridad y utilización.

Junto con estas atribuciones, figuran, además, su obligación en la administración de los bienes que, por cualquier concepto, se reviertan al Estado, por mandato de la Ley de Hidrocarburos, la fijación de las tasas de producción de petróleo, de acuerdo con los contratos y los reglamentos, la emisión de informes previo a la autorización del Ministerio de Hidrocarburos para la transferencia o cesión de derechos de los contratos y la responsabilidad de solicitar al Ministerio de Hidrocarburos, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos.

⁵ Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos emitida mediante Decreto Ejecutivo No. 546 y publicadas en el R.O. 330 del 29 de octubre de 2010

⁶ Ley Reformatoria a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el suplemento del R.O No. 244, del 27 de julio de 2010

Además, esta entidad es la responsable de proveer información sobre las cifras de pago a las contratistas privadas que operan en el Ecuador, bajo la modalidad contractual de prestación de servicios (Banco Central del Ecuador, 2014).

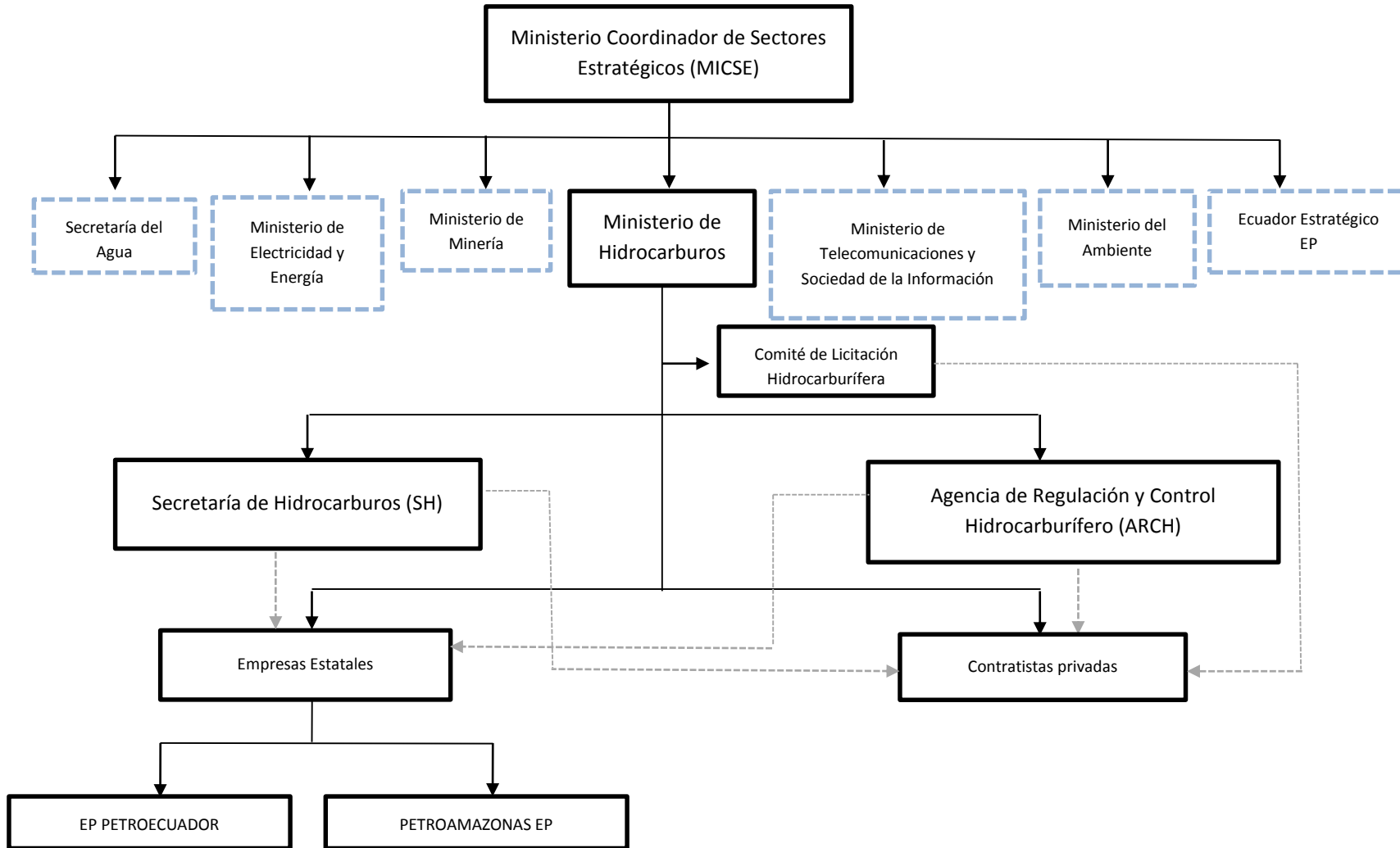
Previo a las reformas a la Ley de Hidrocarburos, la administración de los contratos de exploración y explotación de petróleo con las contratistas privadas estuvo a cargo de las Unidades de Administración de Contratos de Petroecuador y de Petroproducción.

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Conforme al art. 11 de la Ley de Hidrocarburos, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) es el organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

En detalle, las atribuciones de la ARCH son las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos.
- b. Controlar la correcta aplicación de la Ley de Hidrocarburos, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera.
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas.
- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas.
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la Ley de Hidrocarburos y a sus reglamentos.
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas.
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado.
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control.
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia.
- j. Solicitar al Ministerio de Hidrocarburos, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio de Hidrocarburos en las demás actividades hidrocarburíferas.

Gráfico 2. Organigrama Institucional de la contratación petrolera en el Ecuador



Fuente: Ley de Hidrocarburos y Ministerio de Recursos No Renovables.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Normativa legal de los modelos económicos del contrato de participación y del contrato de prestación de servicios

Con la finalidad de establecer las diferencias en el marco legal del contrato de prestación de servicios versus el contrato de participación, en el cuadro 16 y 17 del anexo B constan, en matrices, las fórmulas de cálculo de las variables económicas de los contratos de manera comparada, según la base legal de los contratos. En la hoja siguiente a los cuadros se encuentran notas explicativas de las variables para el cálculo de la participación en la producción y la fórmula de cálculo del precio del bloque ajustado por la diferencia de calidad con relación al precio del crudo de referencia.

Normativa legal. Modelo económico del contrato de Participación

Mediante Ley No. 44 publicada en el R.O. No. 326 del 29 de noviembre de 1993, se reforma la Ley de Hidrocarburos y se introduce un nuevo modelo contractual denominado “Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos”. Para fines de su aplicación, el 21 de enero de 1994 se emitió el Decreto Ejecutivo No. 1418 en el R.O. 364, que contiene el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos y el Reglamento para la Aplicación De Ley Reformatoria a la Ley Hidrocarburos.

Según el art. 12-A de la Ley de Hidrocarburos, los contratos de participación son aquéllos celebrados por el Estado, mediante los cuales, el Estado ecuatoriano delega a las contratistas privadas 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 privada, una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato.

El art. 2 del Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 44 identifica a las partes contratantes en la modalidad de contrato de participación:

Son partes del contrato, el Estado ecuatoriano representado por Petroecuador, en calidad de contratante, y la contratista privada legalmente establecida en el país, adjudicataria del contrato, la que será empresa estatal o privada, con personalidad jurídica, o uniones de empresas, tales como consorcios o asociaciones, aun cuando dichas uniones no gocen de personalidad jurídica, previa y debidamente calificadas por el Comité Especial de Licitación (CEL), de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento del Sistema Especial de Licitación para los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos⁷.

Las contratistas privadas están facultadas a celebrar más de un contrato de exploración y explotación, siempre que conviniera a los intereses del Estado. Para efectos de pago del impuesto a la renta, las

⁷ Artículo reformado por Numeral 99. de Decreto Ejecutivo No. 1665, publicado en R.O. 341 de 25 de mayo del 2004.

contratistas privadas con más de un contrato no podían consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias originadas en otro.

Área y duración de los contratos. Conforme al Capítulo II, art. 5 del Reglamento para Aplicación de Ley Reformativa a Ley Hidrocarburos, el área de contrato es la superficie en la cual la contratista privada está autorizada, en virtud del contrato, a efectuar las actividades de exploración y explotación, cuyas delimitaciones serán certificadas por la DNH y el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según la ubicación del área, y constará en el correspondiente anexo del contrato.

El área terrestre, tendrá una extensión no mayor de 200.000 hectáreas (ha) divididas en lotes de superficie igual o menor de 5.000 ha cada uno; y, para superficie marina, una extensión no mayor de 400.000 ha divididas en lotes de superficie igual o menor de 5.000 ha cada uno. Estos lotes tendrán forma rectangular, salvo cuando límites naturales o de otras áreas reservadas o contratadas lo impidan.

La contratista privada, una vez entregada la participación de la producción perteneciente al Estado, dispondrá libremente de los hidrocarburos que le corresponden. La contratista privada tendrá derecho a comercializar la producción que le pertenece en el mercado interno o externo; en este último caso, la contratista privada podrá exportar los hidrocarburos, libre de todo tributo. A esto se suma que la contratista privada tendrá derecho a disponer libremente de las divisas generadas por sus exportaciones de hidrocarburos, así como a convertir en divisas la moneda nacional obtenida de sus actividades en el país.

Participación del Estado. Según el art. 15 de las bases de contratación de los contratos de participación, la participación del Estado no podrá ser inferior a 12,5% cuando la producción fiscalizada de petróleo crudo no llegue a 30 mil b/d. La participación se elevará a un mínimo de 14% cuando la producción diaria se encuentre entre 30 y 60 mil bls, y no será inferior a 18,5% cuando la producción supere los 60 mil b/d. En consecuencia, la participación de la contratista privada no podrá superar, en ningún caso, los límites de 87,5%, 86% y 81,5%, respectivamente.

Petroecuador debe estimar anticipadamente la producción diaria promedio anual (q) para establecer trimestralmente la cuantía de la participación de la contratista privada y, para calcular la cuantía definitiva, se utilizará la producción anual fiscalizada en el período vigente.

En caso de devolución o abandono total del área del contrato por la contratista privada, el Estado no deberá nada y quedará extinguida la relación contractual, según el artículo (art.) 12-A.

Ingresos extraordinarios. Mediante Ley No. 42-2006 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Suplemento del R.O. 257 de 25 de abril del 2006, se determinó la obligación de las contratistas privadas petroleras que operaban en el país de cancelar los valores por el porcentaje de participación del Estado en los ingresos extraordinarios; es decir, los excedentes de los precios de venta de petróleo crudo no previstos en los contratos de participación.

Esta ley dispone que las contratistas privadas que mantienen contratos de Participación vigentes con el Estado ecuatoriano, 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.

Los ingresos extraordinarios se refieren a la diferencia de precio descrita, multiplicada por el número de bls 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 EE. UU., publicado por el BCE.

Con fecha 4 de octubre de 2007, el gobierno ecuatoriano emitió el Decreto Ejecutivo No. 622, publicado en el R.O. No 193 del 18 de octubre del 2007, que modificó el Reglamento de aplicación de la Ley No. 42-2006 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 R.O. No. 193 del 18 de octubre del 2007. Luego, en ese mismo año, este porcentaje se redujo a 70% y se estableció simultáneamente como un gravamen dentro de la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria en Ecuador, publicada en el R.O. No. 242 del 29 de diciembre de 2007. Como se mencionó en el Capítulo I, el Estado celebró contratos transitorios con algunas de las contratistas privadas, con la finalidad

Inversión neta de producción y amortizaciones. Las inversiones de exploración y desarrollo en este período se capitalizan anualmente, a estas se suman las inversiones en activos fijos y se restan las amortizaciones. Las amortizaciones se realizan anualmente por unidad de producción, a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas y en base a la siguiente fórmula:

$$Ak = \frac{INak}{RPk} * Qk \quad (1)$$

Donde:

Ak: Amortización de las inversiones de producción durante el año fiscal k
INAk: Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k
RPk: Reservas probadas al inicio del año fiscal k
Qk: Producción del año fiscal k

Si las reservas probadas varían en un año fiscal k, no se ajustan las amortizaciones de los años anteriores y sólo se ajusta el valor de la amortización del año en cuestión y de los años futuros de acuerdo con la ecuación 2:

$$A_k = \frac{IN_{Ak}}{RP'_k + Q_k} * Q_k \quad (2)$$

Donde:

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

Régimen Tributario. Del ingreso bruto de la contratista privada se efectuarán las deducciones y la contratista privada deberá pagar el impuesto a la renta (25%), de conformidad con el Título I de la Ley de Régimen Tributario Interno. La base imponible se obtendrá restando del ingreso bruto de la contratista privada, los costos y gastos incurridos. Por otro lado, deberá pagar el 15% de participación laboral. La tasa tributaria consolidada será de 32,65%.

Además de estos impuestos, la contratista privada deberá aportar al Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico Ecuatoriano (ECORAE) y Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales (Ley 10/20), que especifica que se deberá pagar 10 centavos de dólar de Estados Unidos de Norteamérica (ctvs.), por cada barril de petróleo que se produzca en la Región Amazónica y se comercialice en los mercados interno y externo. A partir de 1998, se incrementa en 5 ctvs., por año, hasta alcanzar el equivalente de 50 ctvs. por barril (Ley de Régimen Tributario Interno).

Mediante expedición de la Codificación de la Ley del Fondo para el ECORAE y Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales en el R.O. No. 245 del 04 de enero de 2008, se incrementó el impuesto a \$ 1,00 por cada barril de petróleo que se produzca en la Región Amazónica y se comercialice en los mercados interno y externo.

Otros rubros que la contratista privada deberá cubrir se listan a continuación (Ley de Régimen Tributario Interno):

Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos (Ley 40), que implica que, por cada barril de petróleo crudo que se transporte por el SOTE, se pagará 5 ctvs., adicional a la tarifa de transporte, excluyéndose únicamente el destinado al consumo interno.

Contribución por utilización de aguas y materiales de construcción por un monto de \$ 60.000 anuales durante el período de explotación. Tal contribución se pagará anticipadamente en el mes de enero de cada año fiscal, mediante depósito en el Banco Central del Ecuador.

Contribución para la Superintendencia de Compañías, que consiste en el pago de la contribución anual del uno por mil sobre los activos totales y el pago del impuesto municipal, que representa el 1,5 por mil (1,5%) sobre los activos, destinado a los Municipios.

La contratista privada está exenta del pago de primas de entrada, derechos superficiarios, regalías y aportes en obras de compensación y de la contribución a la investigación tecnológica.

En caso de una modificación del Régimen Tributario, incluida la participación laboral, que tengan consecuencias en la economía del contrato, se incluirá un factor de corrección en los porcentajes de participación, que absorba el incremento o disminución de la carga tributaria.

Normativa legal. Modelo económico del contrato de Prestación de Servicios

De acuerdo con el art. 7 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, publicada en el R.O. No. 244 de 27 de julio del 2010, se reforma el art. 16 de la Ley de Hidrocarburos, que regulaba los contratos de prestación de servicios para la exploración de hidrocarburos e introdujo la nueva modalidad de los Contratos de Prestación de Servicios, distintos al previamente existente desde 1982.

En la disposición transitoria primera de la Ley de Hidrocarburos⁸, se estableció que los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos debían modificarse para adoptar el nuevo modelo del contrato de prestación de servicios, en el plazo de hasta 120 días y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales, como los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos, en el plazo de hasta 180 días, a partir de la vigencia de la Ley; caso contrario, la SH daba por terminados unilateralmente los contratos, fijaba el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago. Además, la disposición determinó que los campos cuyos contratos terminaron unilateralmente como producto del cumplimiento de la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno se reviertan al Estado y sean administrados por la SH.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, los nuevos contratos de prestación de servicios se definen como aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la SH, 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.

⁸ Disposición dada por Ley No. 0, publicada en R.O. Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

En el caso de que la contratista privada 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. La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación y las contratistas privadas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal. Según el Capítulo II, art. 16 las contratistas privadas están obligadas a cumplir con los planes, programas y presupuestos anuales y sus reformas conforme lo estipulado en los contratos.

El detalle de los cálculos económicos consta en el Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos expedido por Decreto Ejecutivo No. 546 y publicado en el R.O. No. 330 del 29 de noviembre de 2010.

Duración de los contratos. El art. 2.1 de la Ley de Hidrocarburos determina que el período de exploración se inicia a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos, hasta la declaratoria de comercialidad, debidamente autorizada por la SH. Las inversiones correspondientes a este período se refieren a los egresos que se detallan en el art. 5 del Reglamento.

El período de explotación se inicia con la declaratoria de comercialidad hasta la terminación del contrato, y sus inversiones corresponderán a las inversiones de desarrollo y producción, conforme se detallan en los art. 6 y 7 del reglamento (art. 2.2).

Según el art. 2.3, para los contratos modificados, el período de explotación se inicia con la vigencia de dichos contratos modificados y concluye cuando termine el contrato. El período de explotación comprende las fases de desarrollo y producción.

Ingreso bruto del Estado. Según el Capítulo III, art. 24 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el ingreso bruto del contrato es el valor monetario que resulta de multiplicar la producción fiscalizada, de un mes determinado, entregada por la contratista privada -tomándose en cuenta que la totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado- por el precio promedio mensual de ese mismo mes, corregido, de acuerdo con la calidad equivalente a la producida por la contratista privada en el área del contrato. El petróleo crudo del área del contrato destinado para consumo interno del Estado u otros fines será valorado con el precio promedio mensual.

Ingreso disponible. El ingreso disponible es un cálculo especificado en el Capítulo III, art. 27 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos como el valor monetario resultante de la diferencia entre el ingreso bruto del contrato y la suma de los siguientes conceptos: margen de soberanía, costos de transporte del Estado, costos de comercialización, los tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el ECORAE y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, si los mismos resultasen aplicables

Margen de Soberanía. Corresponde al 25% de los ingresos brutos provenientes de la producción correspondiente al área del contrato, que el Estado ecuatoriano se reserva de conformidad con el art. 16 de la Ley de Hidrocarburos (art. 28 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos).

Pago a la contratista privada. El Capítulo III, art. 29 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos define el pago a la contratista privada como el valor monetario que reciben las contratistas privadas en dólares de los EE. UU. o en especie en petróleo crudo o gas por el pago de sus servicios, a través de una tarifa. La tarifa será el único pago que efectuará la SH a las contratistas privadas como contraprestación por los servicios objeto del contrato.

La tarifa por barril producido (sin considerar la producción de actividades de exploración adicional o de recuperación mejorada) es el valor acordado en el contrato que se pagará a la contratista privada por cada barril de petróleo crudo neto (o unidad de hidrocarburo correspondiente), producido y entregado por la contratista privada en el centro de fiscalización y entrega establecido en el contrato (art. 29.1).

La tarifa por barril de petróleo neto producido constituye el ingreso bruto de la contratista privada y se fija 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. Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista privada, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado.

Pago en especie a la contratista privada. 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.

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 EP Petroecuador (mes anterior).

Para determinar el volumen de petróleo crudo que por cada mes corresponda al pago en especie, se aplicará la siguiente fórmula:

$$VL_{pc} = TC_{n-1} / PM$$

Donde:

VL_{pc}: Volumen de bls de petróleo crudo Oriente o Napo a levantar en el mes

TC_{n-1}: Saldo en dólares de los EE. UU. por pago a la contratista privada al último día del mes inmediato anterior al levante

PM: Último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por EP Petroecuador (mes anterior), de crudo Oriente o Napo

El Estado entregará el petróleo crudo asignado a las contratistas privadas en el terminal de exportación, FOB puerto ecuatoriano. La propiedad y el riesgo del petróleo crudo pasarán de la SH a las contratistas privadas cuando, en el terminal principal de exportación, dicho petróleo crudo cruce la conexión entre la manguera de la tubería del puerto de embarque y el múltiple de entrada (*manifold*) del buque transportador, momento en el cual se opera la transferencia de dominio del petróleo crudo a favor de las contratistas privadas. Esta transferencia es solo una consecuencia del pago en especie acordada.

El volumen y la calidad del petróleo crudo a ser entregado por la SH a las contratistas privadas serán determinados por acuerdo entre la SH y las contratistas privadas. La calidad será determinada en tierra y la cantidad a ser entregada a las contratistas privadas será determinada a través del sistema calibrado de medición existente en el respectivo terminal.

En el caso de que el precio del petróleo crudo, con el cual la SH efectúe los pagos en especie a las contratistas privadas, sea diferente al precio de referencia de EP Petroecuador vigente en la fecha en la cual la Secretaría está obligada a efectuar tales pagos, se realizará el correspondiente reajuste de la cantidad de petróleo crudo efectivamente entregada a las contratistas privadas, de tal manera que las contratistas privadas reciban una cantidad de petróleo crudo equivalente al pago a las contratistas privadas. Se exceptúan de esta norma aquellos casos en que la SH hubiere puesto a disposición de las contratistas privadas el petróleo crudo en las cantidades y plazos debidos, y las contratistas privadas no hubieren efectuado los levantes correspondientes, de conformidad con el convenio de levantes que se suscriban con EP Petroecuador.

El art. 31 de la Ley de Hidrocarburos contempla la posibilidad de que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago a las contratistas privadas. En ese caso, 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 mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia del contrato. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la SH a la

terminación del contrato se extinguirá y no será pagada a las contratistas privadas, quedando la SH automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Inversiones El Capítulo II, art. 21 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos se refiere a la capitalización de las inversiones al indicar que las inversiones de exploración y desarrollo serán capitalizadas concluido el período de exploración y desarrollo, y su amortización será a partir del inicio de la producción.

Con relación a las inversiones correspondientes a las actividades de exploración, desarrollo adicional y recuperación mejorada, Estas se capitalizarán anualmente y su amortización será a partir del siguiente año en que fueron capitalizadas. Las obras incompletas solo serán capitalizadas una vez que hayan sido concluidas.

Amortización de las inversiones del período de explotación. Según el Capítulo II, art. 18 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, la amortización de las inversiones del período de explotación, que corresponden a inversiones de desarrollo y producción se efectuará anualmente, por unidad de producción, a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función de la producción de los campos y de las reservas probadas remanentes, reportadas por las contratistas privadas y oficializadas por la SH, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Ak1 = \left(\frac{INAk1}{RPk1} \right) * Qk1$$

Donde:

Ak1: Amortización de las inversiones de producción, durante el año fiscal k

INAk1: Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k, (constituye el saldo de inversiones menos sus amortizaciones); en el caso de contratos modificados para el primer período corresponderán los valores que consten en cada contrato. (Sin considerar las inversiones de actividades adicionales de exploración adicional y/o de recuperación mejorada)

RPk1: Reservas probadas remanentes al inicio del año fiscal k, que vayan a ser producidas durante la vigencia del contrato, reportadas por las contratistas privadas y oficializadas por la SH (sin considerar las reservas de actividades adicionales)

Qk1: Producción. Es el volumen neto de petróleo crudo producido en el año fiscal k dentro del área del contrato, que corresponde a la producción fiscalizada por la ARCH en el centro de fiscalización y entrega (sin considerar la producción de actividades adicionales), más la producción correspondiente a consumo interno (auto consumos) también avalizados por la ARCH

Amortización de inversiones en actividades de desarrollo adicional. El art. 19 determina que la amortización de las inversiones en actividades de desarrollo adicional, descritas en el art. 8.2, que resultaren exitosas, se efectuará anualmente, por unidad de producción, a partir del inicio de la producción aprobada por la SH en base a la siguiente fórmula:

$$Ak2 = \left(\frac{INAk2}{RPk2} \right) * Qk2$$

Donde:

Ak2: Amortización de las inversiones en actividades de desarrollo adicional, durante el año fiscal k

INAk2: Inversión en actividades de desarrollo adicional no amortizada, al inicio del año fiscal k (Constituye el saldo de inversiones menos sus amortizaciones)

RPk2; Reservas probadas remanentes al inicio del año fiscal k, que vayan a ser producidas durante la vigencia del contrato, reportadas por las contratistas privadas y oficializadas por la SH, como consecuencia de las actividades adicionales de desarrollo adicional

Qk2 = Producción: Es el volumen neto de petróleo crudo o gas producido en el año fiscal k dentro del área del contrato, fiscalizado por la ARCH en el centro de fiscalización y entrega correspondiente a los nuevos campos descubiertos por exploración y desarrollo adicional, más la producción correspondiente a consumo interno (auto consumos) también avalizados por la ARCH

Régimen Tributario. Según el Capítulo V, art. 54 de la Ley de Hidrocarburos, las contratistas privadas están exentas del pago de primas de entrada, derechos superficiares, regalías y aportes en obras de compensación. En este mismo artículo, se estipula que las contratistas privadas deberán pagar anualmente al Estado, desde el inicio del período de explotación, una contribución no reembolsable equivalente al 1% del monto del pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos en el campo de los hidrocarburos, por parte del Ministerio de Hidrocarburos.

Según el art. 52 de la ley citada, las contratistas privadas pagarán anticipadamente, dentro de los primeros 30 días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, las cantidades mínimas de \$ 24.000, durante el período de exploración, y de \$ 60.000 durante el período de explotación, por concepto de utilización de aguas y materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado.

En la cláusula 16.5 de la Ley de Hidrocarburos se especifica que las contratistas privadas pagarán la contribución anual prevista en el art. 455 de la Ley de Compañías, conforme a las normas que dicte el Superintendente de Compañías. Adicionalmente, en la cláusula 16.7 consta el impuesto a los activos totales, esto es, el pago del 1,5 por mil sobre los activos totales menos los pasivos corrientes, destinados a los municipios con base de la declaración del impuesto a la renta.

El Capítulo III, art. 32 del Reglamento de Contabilidad y de Control y Fiscalización de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos define que la base imponible, participación laboral e impuesto a la renta se calculan de la siguiente manera:

De los ingresos totales se restarán los costos, gastos, depreciaciones y amortizaciones deducibles de conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno y el reglamento. Sobre este resultado se aplicará el 15% de participación laboral y el saldo constituirá la base imponible. De conformidad con lo estipulado en el art. 94 de la Ley de Hidrocarburos, el 15% se divide de la siguiente manera: 3% de las utilidades se destinará a los trabajadores y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia directa de la actividad hidrocarburífera (contribución comunitaria). Sobre la base imponible se calculará el impuesto a la renta.

De acuerdo con reformas tributarias incluidas en el Código de la Producción, la tasa de impuesto a la renta debía reducirse progresivamente de la siguiente manera (Cuadro 3):

Cuadro 3. Tasa de impuesto a la renta del 2010 al 2013 en adelante

Año fiscal	Tasa impositiva
2010	25%
2011	24%
2012	23%
2013 en adelante	22%

Fuente: Código de la Producción.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Con relación al Impuesto al Valor Agregado (IVA), el art. 27 de la Ley de Hidrocarburos estipula que los valores correspondientes al IVA que deba pagar la Secretaría por la facturación que realicen las contratistas privadas serán reintegrados a la SH por el Servicio de Rentas Internas. En consecuencia, el IVA que deba pagar la Secretaría no afectará el ingreso disponible.

Los valores que por las tarifas deban liquidar las contratistas privadas al Estado ecuatoriano como consecuencia del contrato, están gravados con 12% de IVA, por lo tanto, las contratistas privadas tendrán derecho a crédito tributario de conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno (art. 33).

A continuación, se enumeran las conclusiones del Capítulo I:

- Se destacan en la historia de la contratación petrolera del Ecuador cuatro períodos: el primero corresponde al inicio del siglo XX hasta 1971, época en la cual, el Estado tuvo una escasa participación en la producción y renta petrolera y se dio una total subordinación de la actividad petrolera en beneficio del capital internacional, a través de contratos de arrendamiento y concesión.

- El segundo período comprende los años entre 1972 y 1981, etapa, en la cual, se promovieron políticas petroleras de corte nacionalista, por lo que se dio lugar al fortalecimiento del papel del Estado en la administración de los recursos petroleros y defensa de la soberanía nacional. En este período se normaron los contratos, se revertieron varios campos petroleros al Estado y se propició una mayor participación en los ingresos petroleros por parte del fisco vía aumento del porcentaje de regalías e impuesto a la renta.
- En un tercer período (1982-2007) se impulsaron políticas neoliberales en la economía nacional, que dieron lugar a políticas petroleras orientadas a la atracción de la inversión extranjera por lo que se incorporaron incentivos para la participación de las contratistas privadas en las actividades de explotación y explotación petrolera. Entre 1982 y 1993 las empresas privadas operaron bajo el modelo de prestación de servicios, mientras que, en 1993, se introdujo el contrato de participación, vigente hasta el 2010.
- Con las reformas impulsadas en la Ley de Hidrocarburos, en el gobierno de Rafael Correa, desde 2007 y la expedición de la nueva Constitución en 2008, se configura un cuarto período, en el que se propicia el discurso de políticas orientadas a la defensa de la soberanía nacional en la gestión de los recursos petroleros y recuperación de mayores flujos de ingresos petroleros en la contratación petrolera. En este escenario, se promueve la renegociación de los contratos petroleros para la incorporación de una nueva modalidad del contrato de prestación de servicios, a partir del 2011.
- Conforme con la base legal de los contratos de participación y de prestación de servicios, la diferencia central entre estos radica en que, en el primero, las contratistas privadas y el Estado reciben proporciones diferentes de participación (%) en la producción de crudo, que se convierten en ingresos para cada una de las partes, conforme al precio del crudo de referencia, ajustado por la calidad del petróleo crudo de cada bloque.
- Además, cuando el precio del crudo excede al precio base, el cual se refiere al precio del crudo ajustado por calidad del bloque a la fecha de inicio de los contratos, el ingreso resultante de la diferencia entre el precio del crudo del bloque y el precio base se repartió en partes iguales entre el Estado y la contratista privada entre el 2006 y el 2007. Luego, por un corto período, entre inicios de 2007 y finales de 2007 se repartieron en 99% para el Estado y 1% a la contratista privada, para luego, a partir de diciembre de 2007 migrar a una modalidad de un impuesto de 70% para el Estado y 30% para la contratista privada de los ingresos extraordinarios, con sus respectivas renegociaciones del precio base al alza en varios contratos.
- En contraste, en el contrato de prestación de servicios, el Estado paga a la contratista privada una tarifa fija por barril de crudo extraído, que cubre los costos e inversiones incurridos con el adicional de una rentabilidad razonable; de esta forma, las contratistas privadas aseguran una corriente de ingresos, dependiente de los niveles de producción obtenida, mientras que el Estado recibe toda la producción de las áreas de los contratos, que se valora al precio del

crudo de referencia ajustado por la calidad de cada bloque, y que da lugar a los valores de ingresos del Estado.

- En el caso del contrato de participación, el Estado y la contratista privada asumen conjuntamente el riesgo de mercado (variación de precios) y la contratista privada asume el riesgo geológico y de inversión, mientras que, con el contrato de prestación de servicios, la contratista privada asume el riesgo de la actividad (geológico y de inversión) y el Estado asume el riesgo de mercado (variación de precios del petróleo).
- Con el contrato de prestación de servicios, se incorpora además el concepto de “margen de soberanía”, que constituye un porcentaje de los ingresos brutos (25%) en favor del Estado, de tal manera que este asegura un monto de ingresos, independientemente de las fluctuaciones del precio del petróleo y de los compromisos de pago a las contratistas privadas.
- A diferencia del contrato de participación, con el nuevo contrato de prestación de servicios, la contratista privada ya no cubre la tarifa de transporte ni de comercialización del crudo producido. Estos rubros los asume el Estado, por lo que se descuentan del ingreso bruto; una vez deducidos estos costos, se obtiene el “ingreso disponible”, cifra de la que se deducen los pagos a la contratista privada.
- A nivel del esquema tributario, la normativa vigente ha dado lugar a reducciones en el impuesto a la renta (del 25% a 22%) y una reducción del porcentaje de las utilidades de los trabajadores (del 15% al 3 %), y el saldo restante (12%), a favor del Estado, bajo el concepto de “contribución comunitaria”. Se incorpora un valor por impuestos a la contribución a la investigación tecnológica, mientras que, el pago del aporte al ECORAE y Rentas Sustitutivas, se deduce del ingreso bruto del contrato y ya no son pagados por la contratista privada.

Capítulo II Economía del contrato de Prestación de Servicios vs. el contrato de Participación

Introducción

En el presente capítulo se realiza una cuantificación de los ingresos obtenidos para el conjunto de bloques petroleros administrados por contratistas privadas, según dos modalidades de contratos (contrato de prestación de servicios y contrato de participación), para fines de realizar un análisis comparativo de la distribución del ingreso entre Estado y contratistas privadas bajo dichos contratos, con la aplicación de los modelos económicos de las bases legales de cada modalidad contractual.

Para los fines comparativos, se realizó un estimado de datos del contrato de participación del 2011 al 2016, bajo el supuesto de su continuidad en este período. Las estimaciones se realizaron con base en datos reales de producción de petróleo crudo (correspondientes al período de vigencia del contrato de prestación de servicios) y precios de referencia de petróleo crudo, Oriente y Napo, del período.

Lineamientos metodológicos

Recolección y fuentes de la información

El cálculo de los ingresos se realizó con la información proporcionada por la SH, documentos de EP Petroecuador y de los informes estadísticos de la SH y la ARCH. Cabe resaltar que el cálculo de la distribución de ingresos es un aproximado por la disponibilidad de la información.

Procesamiento de datos y cuantificación de variables

De acuerdo con las bases legales correspondientes, en el caso del contrato de participación, se realizaron cálculos de las siguientes variables: Participación de las contratistas privadas en la producción de crudo, participación del Estado en la producción de crudo, ingreso bruto de las contratistas privadas, ingresos extraordinarios, ingresos totales de las contratistas privadas ajustados conforme a los ingresos extraordinarios e ingresos totales del Estado ajustados conforme a los ingresos extraordinarios

Igualmente, de conformidad con las especificidades legales del contrato de prestación de servicios, se realizan procedimientos de cálculo de las variables propias de este contrato: Ingreso bruto del Estado, pago a las contratistas privadas (conforme a tarifa por barril de petróleo crudo), ingreso disponible, deuda del Estado con las contratistas privadas, ingresos totales de las contratistas privadas e ingresos totales del Estado

A continuación, en los cuadros 4 y 5 se detallan las variables consideradas en el presente estudio, periodicidad y fuentes de información, según el modelo contractual de participación y prestación de servicios, respectivamente:

Cuadro 4. Variables, período y fuentes de información (contrato de participación)

Variable	Período	Fuente/procesamiento de la información
Producción fiscalizada por bloque	2011-2015	Informes estadísticos de la ARCH
Producción fiscalizada por contratista privada	2016	Producción mensual acumulada de enero-noviembre 2016 y producción diaria acumulada de diciembre de 2016
Factores de participación en la producción	2011-2016	Promedio histórico de la participación en la producción de cada contratista privada
Tarifas de los bloques que operaban bajo el contrato de prestación de servicios	2011-2016	Información obtenida de la SH
Precio promedio anual del crudo exportado por la SH	2011-2016	Cifras mensuales del sector petrolero ecuatoriano publicadas por el BCE
Precio base para el cálculo de los ingresos extraordinarios	2011-2016	Precio promedio base por barril de petróleo crudo de 1995 exportado por las contratistas privadas, ajustado considerando la variación del Índice de Precios al Consumidor de los EE. UU. (1995-2016)

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 5. Variables, período y fuentes de información (contrato de prestación de servicios)

Variable	Período	Fuente/procesamiento de la información
Producción fiscalizada por bloque	2011-2015	Informes estadísticos de la ARCH
Producción fiscalizada por contratista privada	2016	Producción mensual acumulada de enero-noviembre 2016 y producción diaria acumulada de diciembre de 2016
Producción fiscalizada por bloque	2016	Ponderación de la producción histórica de las contratistas privadas que operan en más de un bloque
Tarifas por bloque	2011-2016	Información proporcionada por la SH
Precio promedio anual del crudo exportado por la SH	2011-2016	Cifras mensuales del sector petrolero ecuatoriano publicadas por el BCE

Elaboración: Jasmine Bilbao.

En el cuadro 18, 19 y 20 del anexo D se encuentra el cálculo de los ingresos del Estado y las contratistas privadas anual y total (2011-2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios. En el anexo E se encuentra la explicación del cálculo de la diferencia entre el precio de venta de crudo de la SH y del precio base para el cálculo de los ingresos extraordinarios y su repartición en el período 2011 y 2016. Finalmente, en los cuadros 21, 22 y 23 del anexo F se encuentra especificada la cuantificación de los ingresos del Estado y las contratistas privadas anual y total en el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016).

Análisis comparativo del contrato de prestación de Servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2015)

Precio del petróleo crudo (2001-2016)

La valoración de la distribución de los ingresos se realizó a través de la información de la producción de petróleo crudo de los distintos bloques petroleros y conforme a los precios del petróleo crudo Oriente y Napo, precios de referencia para la determinación de los precios del crudo de cada bloque, que se determinan de acuerdo con fórmulas de ajuste de calidad del crudo de cada bloque.

El precio del crudo es una variable exógena en la determinación de los resultados económicos de la venta del crudo. Según (Quiroz, s.f.b: párr. 8-9), intervienen un sinnúmero de variables de orden económico y geopolítico en la formación de los precios del petróleo. En los años anteriores a la presente década, las fluctuaciones del precio del petróleo se atribuían principalmente a factores geopolíticos; sin embargo, las variables coyunturales de índole económica han tenido una mayor ponderación que los factores geopolíticos en esta última caída del precio del crudo. De hecho, la principal explicación se encuentra en una sobreoferta mundial de petróleo y, al contrario de lo que se espera de las tensiones geopolíticas, el conflicto entre el Medio Oriente y Europa del Este pesó menos en la oferta de crudo en esta ocasión (Baffes et al, 2015:14).

El antecedente a esta expansión de la oferta mundial radica en el incremento de la producción estadounidense, sostenido por el método de extracción no convencional, conocido como fracturación hidráulica (*fracking*). Esta técnica consiste en la perforación de pozos verticales u horizontales a más de 2.500 metros de profundidad, con el fin de obtener gas y petróleo de esquisto (*shale oil*) al fracturar rocas a través de la inyección de fluidos presurizados como agua y otras sustancias químicas (Canadian Society for Unconventional Gas, s.f: 5).

El *fracking* ha cobrado relevancia en los últimos años, principalmente en EE. UU. En 2002, la producción de esquisto de este país representaba menos de 2% del total, en tanto que, en 2016, constituyó más de la mitad de su producción total (Stumpf, 2016). Gracias a este método, EE. UU. ha pasado de ser el mayor importador neto de crudo del mundo a disputarse el lugar del mayor productor de crudo con Arabia Saudita (British Petroleum, 2016:8).

Los países de la OPEP reaccionaron con una oferta mayor de crudo ante el incremento de la producción de petróleo no convencional. Esta decisión, liderada por Arabia Saudita, fue tomada con el fin de enfrentar a la competencia estadounidense, al incidir en la caída del precio del petróleo por debajo de \$ 50 por barril, umbral que representa el límite para que la producción de crudo de esquisto sea rentable. Si bien, esta decisión representó una caída en los ingresos para varios países de la OPEP, esta estrategia se mantuvo, con la finalidad de mantener su cuota de mercado (Garrido, 2016: párr.2).

Esta inyección de crudo llevó a una sobreoferta de 2,2 millones de bls diarios en 2015. Se sumó a esta cifra, cerca de un millón de bls diarios ofertados por Irán, luego de que en enero de 2015 se levantara el bloqueo por parte de Occidente al alcanzar un acuerdo de cese a su programa nuclear.

No obstante, la sobreoferta mundial de crudo no pudo ser absorbida por el mercado, debido a la caída de la demanda mundial, derivada como consecuencia de la desaceleración de China (en 2015 creció 6,9%, su menor tasa en 25 años), así como por la lenta recuperación de la Unión Europea, luego de la crisis financiera internacional de 2008. Otro motivo para una menor demanda es la menor necesidad de hidrocarburos para calefacción ante mayores temperaturas experimentadas en época de invierno (Garrido, 2016: párr.2).

Adicionalmente, se suma el fortalecimiento del dólar, propiciado por las expectativas de una recuperación de la economía norteamericana y del alza de los tipos de interés de la Reserva Federal. Cuando el dólar se aprecia, se produce un impacto negativo en el precio del crudo al reducirse la demanda de los países que experimentan una erosión del poder adquisitivo de sus monedas (Baffes et al, 2015:14).

Arezki y Blanchard (2014: parr.10) estimaron que los factores relacionados con la oferta y la decisión de la OPEP de no cortar su producción influyeron en mayor medida en la caída del precio del crudo, mientras que los factores de la demanda contribuyeron apenas en un 20% a 35%.

Como resultado de esta caída, varios países exportadores de crudo han experimentado desbalances fiscales y se han producido recortes significativos en la inversión petrolera a nivel mundial, con repercusiones de estrés financiero de las empresas petroleras.

Cabe señalar que la estrategia de la OPEP no cumplió las expectativas de eliminación de la competencia del petróleo de esquisto, pues, aunque algunas empresas, que no soportaron precios por debajo de \$ 40, cesaron sus operaciones, hay otras que superaron el inconveniente al tornarse más eficientes. El costo de esta estrategia, para Arabia Saudita, fue de tres años de déficits fiscales al dejar de recibir \$ 96 mil millones, y, en su conjunto, la OPEP dejó de percibir \$ 880 mil millones (Quiroz, s.f.a: párr.7).

Evolución de los precios WTI, crudo Oriente y Napo

De acuerdo con la evolución de los precios del petróleo crudo en el período 2011 y el primer semestre del 2014, los países exportadores de petróleo gozaron de precios altos del petróleo crudo, que fluctuaban entre los \$ 90 y \$ 110 por barril; sin embargo, a partir del segundo semestre de 2014 se produjo el mayor declive del precio internacional del petróleo desde el 2009.

Como se aprecia en el gráfico 3, el promedio mensual del crudo marcador WTI para el crudo ecuatoriano se ubicó en \$ 105,79 por barril, en junio de 2014, y fue bajando gradualmente hasta ubicarse en \$ 59,29, en diciembre de 2014. La tendencia a la baja se mantuvo en el 2015, cuyo promedio anual fue de \$ 48,68 y llegó a un valor mínimo de \$ 37,19, en diciembre del mismo año. Si se compara el precio promedio del 2014 (\$ 93,17) con el del 2015, se registra un decremento de 47,8%. En el 2016 se produce una recuperación del precio del crudo, sin llegar a los valores anteriores al primer semestre de 2014. En enero de 2016, el precio promedio del WTI se ubicó en \$ 31,68 por barril y fue subiendo hasta llegar a \$ 51,97, en diciembre de 2016 (+64%).

En el caso del promedio mensual del crudo Oriente y Napo, en junio de 2014, su precio se ubicó en \$ 101 por barril y \$ 96, respectivamente y ambos precios bajaron mensualmente hasta ubicarse en \$ 47,22 y \$ 41,9, en diciembre de 2014. La tendencia a la baja se mantuvo en el 2015, cuyo promedio anual fue de \$ 43,5 para el crudo Oriente y \$ 39 para el crudo Napo. En el 2016 se produce una recuperación del precio del crudo, sin regresar a los valores anteriores al primer semestre de 2014. En enero de 2016 el precio promedio del crudo Oriente fue de \$ 23,25 por barril y el del crudo Napo fue de \$ 19,44 y ambos valores fueron subiendo hasta llegar a \$ 46,30 y \$ 40,82, respectivamente, en diciembre de 2016.

En el cuadro 6, se detallan precios promedio anuales del crudo de exportación de la SH y se distinguen períodos por niveles de precios (altos y bajos).

Cuadro 6. Precio promedio del crudo de exportación de la SH (US\$/bl) por niveles (alto y bajo), en el período 2011-2016

Nivel	Año	US\$/bl
Alto	2011	97,2
	2012	97,7
	2013	95,2
	2014	84,4
Bajo	2015	41,3
	2016	34,2

Fuente: Banco Central del Ecuador.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Perspectivas del precio del crudo

El 30 de noviembre 2016, los países de la OPEP acordaron una política de reducción de cuotas de producción con el fin de estabilizar el mercado e ir reduciendo la sobreoferta mundial de crudo. A este acuerdo se sumaron varios países no OPEP, cuya producción es representativa a nivel mundial.

En el caso de los países de la OPEP, se comprometieron a reducir su cuota de producción a 1,2 millones de b/d, mientras que los países no OPEP, que se sumaron al acuerdo, reducirían en 600 mil b/d (Organización de Países Exportadores de Petróleo, 2016:1-2). El acuerdo entró en vigor a partir de enero de 2017 y se mantendrá durante seis meses para luego ser revisado y aplicar una posible renovación.

Sin embargo, varios expertos consideran que el precio internacional del crudo no experimentará mayores incrementos, ni regresará a los valores previos al primer semestre de 2014, ya que las innovaciones tecnológicas prometen una reducción de los costos de producción del método de extracción no convencional. Según Escobar (2017: párr.6), ya en el 2017, el precio de equilibrio para que el petróleo de esquisto sea rentable bajó a \$ 40 el barril y en pocos años podría estar en \$ 25 el barril. Por lo tanto, el petróleo de esquisto seguirá representando una amenaza para los países que producen con técnicas tradicionales. Además, el presidente de EE. UU., Donald Trump, ha manifestado

que promoverá una política de estimulación de la producción de hidrocarburos, tanto de esquisto como tradicional, con el fin de que su país evite la importación de energía (Quiroz, s.f.: párr.4).

La proyección del precio del WTI de la Agencia Internacional de Energía (AIE) hasta el 2027 muestra una tendencia creciente. En el 2017 se espera que el precio del WTI alcance un valor promedio de \$ 53,49 y crezca a un ritmo significativo hasta el 2020 (29%, con relación al 2017). En los años siguientes se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 2,81% hasta llegar a \$ 83,57 por barril (Gráfico 4).

Producción de petróleo crudo

La información de producción fiscalizada de petróleo crudo corresponde a los datos del período del contrato de participación (1993-2010) y del período del contrato de prestación de servicios (2011-2016). Como se aprecia en el gráfico 5, en 1993, la producción petrolera privada alcanzó una cifra de 20.668 b/d. Bajo la modalidad del contrato de participación en la mayor parte de los bloques petroleros, en 2000 la producción privada diaria creció a 167.570 bls. En los años siguientes, la producción privada siguió creciendo significativamente hasta ubicarse en 337.140 b/d en 2005. Al realizar un análisis de las variaciones, entre 2006 y 1996, la producción creció a una tasa de 304,2%, mientras que, entre 2006 y 2016, la producción cayó 55,6%.

El 2005 significó el punto de inflexión de la producción privada al empezar a caer en un promedio anual de 11% hasta que, en el 2010, la producción se situó en 184.871 b/d. Esta caída en la producción privada se explica principalmente por la salida de la empresa OXY en 2006, ante la declaratoria de caducidad de su contrato. Con la entrada del contrato de prestación de servicios, se esperaba una recuperación de la producción privada; sin embargo, la producción continuó en descenso, al caer 27,2% en 2016 con respecto al 2010 y ubicarse en 116.374 b/d.

Si se analiza la participación de la producción de la empresa pública y de las contratistas privadas en la producción nacional de crudo, se observa que, en el período del contrato de participación (1993-2010), la participación privada representó en promedio 35% de la producción total, mientras que la empresa pública produjo 65%. En 1993, la participación privada apenas representó 6%; sin embargo, esta relación fue creciendo hasta ubicarse en 63,42% en 2005. Con la salida de la OXY en 2006, la participación privada se redujo y en el 2010 se ubicó en 38,03%. Con el contrato de prestación de servicios, el promedio de la participación privada entre 2011 y 2016 fue de 24,35%, mientras que la empresa pública produjo 75,65% de la producción total de crudo (Gráfico 6).

Inversiones petroleras

Los datos de las inversiones corresponden a la información disponible del período 2007 a 2015. El gráfico 7 muestra que, en 2007, la inversión total de las contratistas privadas fue de \$ 440 millones y para el 2011 creció a \$ 562 millones (56%); sin embargo, en los años siguientes, la inversión se redujo con relación al 2011 hasta ubicarse en \$ 352 millones en 2015 (-23,9%).

Con el cambio contractual al contrato de prestación de servicios, se esperaba una inversión en exploración y explotación de \$ 1.205 millones en los primeros cinco años del contrato. Esta inversión esperada fue superada por \$ 1.036 millones, es decir, entre 2011 y 2016, las contratistas privadas invirtieron \$ 2.241 millones.

Como se aprecia en el gráfico 8, en el período de vigencia del contrato de participación, la inversión por barril de petróleo crudo producido en 2007 fue de \$ 4,8. En 2008 cayó a \$ 2,2 p/b con respecto al 2007 (-57,3%). En los años siguientes, la inversión por unidad de producción creció hasta ubicarse en \$ 7,3 p/b en 2010 (95,5%).

En el período del contrato de prestación de servicios, se aprecian variaciones en los valores de inversión por unidad de producción. Así, en el 2011, se registra un valor de inversión por barril de petróleo de \$ 10,8. En el 2012, la inversión declinó a \$ 7,6 (-31,6%). En los siguientes años, la inversión unitaria muestra incrementos hasta ubicarse en su punto máximo en el 2014 (\$ 11,5), en tanto que, para el 2015, cayó a \$ 8, esto es, una reducción de 32,7%, respecto del valor del 2014.

A diferencia de la inversión privada, la inversión pública ha tenido un crecimiento sostenido desde el 2007 hasta el 2014, al pasar de \$ 342 millones en 2007 a \$ 3.385 millones de 2014 (1.107,4%). Para el 2015 la inversión pública cayó \$ 1.150 millones, con respecto al 2014, debido a recortes presupuestarios ante la caída del precio del petróleo (-33,9%) (Gráfico 7).

Tarifas por barril de petróleo en los contratos de prestación de servicios

Para el 2016, 14 empresas internacionales operan en 19 bloques petroleros en el Ecuador, bajo la nueva modalidad del contrato de prestación de servicios. En el Anexo A consta el mapa catastral de los bloques petroleros en el Ecuador, con su respectiva referencia a las contratistas privadas que operan en los campos al año 2015. Las tarifas por barril de petróleo oscilan en valores desde los \$ 16 y \$ 58 por barril. En el Anexo C se detallan las tarifas por bloque, ajustadas por inflación, durante el período 2011-2016.}

Distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y del escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016))

De acuerdo con las cifras de los cálculos de ingresos, conforme a las fórmulas correspondientes, entre 2011 y 2016, se registra un valor de \$ 8.364.141.241, por concepto de ingresos petroleros de las contratistas, bajo la modalidad del contrato de prestación de servicios. En el caso del contrato de participación (bajo el supuesto de su continuidad en este período), los ingresos de las contratistas ascienden a un total de \$ 9.385.747.657, una vez descontados los ingresos extraordinarios con la

repartición 50/50⁹. Esta cifra es superior en \$ 1.021.606.416 a la del contrato de prestación de servicios, diferencia que representa un 12,21%.

De otra parte, según se aprecia en el gráfico 9, las cifras de los ingresos de las contratistas muestran reducciones anuales en diferentes magnitudes, en los dos contratos analizados, lo que se explica por afectación de la caída del precio del petróleo.

Las contratistas habrían recibido un mayor ingreso con el contrato de participación (\$ 7.444.016.688) en el periodo 2011-2014 (período de precios altos), en tanto que en el contrato de prestación de servicios habrían percibido un valor de \$ 6.283.383.367. En contraste, en los años 2015 y 2016, que corresponde a un período de precios bajos del petróleo, con el contrato de prestación de servicios las contratistas reciben montos ligeramente superiores de ingresos (\$ 2.080.757.874), con el contrato de prestación de servicios, respecto del valor registrado por el contrato de participación (\$ 1.941.730.968).

Cabe resaltar los efectos de la caída del precio del petróleo crudo, a partir del segundo semestre de 2014, que determinaron la disminución de los flujos del ingreso disponible del Estado, y, por tanto, una insuficiencia de ingresos para cubrir la totalidad de los pagos a las contratistas privadas, por lo que se produce una acumulación de deudas en los pagos a las contratistas privadas. Al respecto, en 2015 se registran cifras por concepto de deudas del Estado con las contratistas privadas por un valor de \$ 289.172.235 y \$ 454.214.063 en 2016 (gráfico 10), valores que suman un total de \$ 743.386.298.

En el periodo 2011 - 2016, se registra un valor de \$ 12.044.417.308 por concepto de ingresos del Estado con el contrato de prestación de servicios. En contraste, si el contrato de participación se habría mantenido en el mismo período, el Estado habría recibido un total de \$ 11.022.810.892, incluidos los ingresos extraordinarios, esto es, con la repartición 50/50. En este sentido, la cifra del contrato de prestación de servicios supera en \$ 1.021.606.416, lo que significa que los ingresos bajo el contrato de prestación de servicios superan en una proporción del 9,3%, el valor registrado en el contrato de participación (Gráfico 11).

De otra parte, las cifras de los ingresos del Estado muestran variaciones según las fluctuaciones de precios del petróleo. Así, se registran mayores niveles de ingreso con el contrato de prestación de servicios hasta el año 2014 (período de precios altos) que representaron el 91,39% del total de los ingresos del período 2011-2016; en los años 2015 y 2016 (período de precios bajos), la tendencia se revierte y el Estado recibe valores de ingresos, ligeramente más altos, con el contrato de participación (Gráfico 13).

⁹La cuantificación de la diferencia entre el precio del crudo de venta de la SH y el precio base promedio para calcular los ingresos extraordinarios generados por el incremento del precio del petróleo crudo se encuentra en el Anexo E.

Por los datos obtenidos, se desprende que el contrato de participación ofrece mayores niveles de ingresos a las contratistas privadas. Se constata, de otra parte, una tendencia declinante en los ingresos en los períodos de precios bajos del petróleo, tanto en el contrato de prestación de servicios como en el del escenario de continuidad del contrato de participación, con una acumulación de valores, por concepto de deudas del Estado con las contratistas privadas, en los años de caída del precio del petróleo, que determinan una reducción significativa de los ingresos petroleros del contrato de prestación de servicios (Gráfico 10).

Análisis comparativo de la distribución de los ingresos de la contratista y el Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)

A continuación, se exponen los ingresos del Estado y de las contratistas privadas, diferenciado por niveles del precio del crudo y totales. En el cuadro 7 se detallan los rubros y las diferencias entre contratos en los diferentes niveles, mientras que el cuadro 8 muestra la participación porcentual de los ingresos sobre el total y su diferencia, por niveles.

En el período 2011-2016, se registra un valor de \$ 12.044.417.308, por concepto de ingresos del Estado, con el contrato de prestación de servicios. En contraste, si el escenario de continuidad del contrato de participación se habría mantenido en el mismo período, el Estado habría recibido un total de \$ 11.022.810.892, incluidos los ingresos extraordinarios, esto es, con la repartición 50/50. En este sentido, la cifra del contrato de prestación de servicios supera en \$ 1.021.606.416, lo que significa que los ingresos bajo el contrato de prestación de servicios superan en una proporción del 9,3% el valor registrado en el contrato de participación (Gráfico 11).

El gráfico 12 muestra los ingresos totales de las contratistas privadas y el Estado de manera comparativa, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y el escenario de continuidad del contrato de participación en el período (2011-2016).

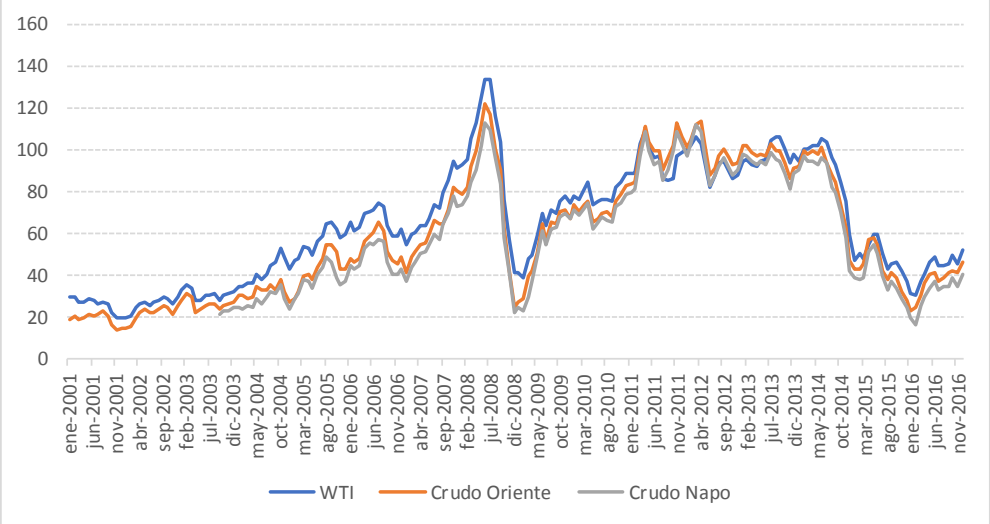
De otra parte, las cifras de los ingresos del Estado muestran variaciones según las fluctuaciones de precios del petróleo. Así, se registraron mayores niveles de ingreso con el contrato de prestación de servicios hasta el 2014 (precios altos), que representaron el 91,39% del total de los ingresos del período 2011-2016. Entre el 2015 y 2016 (período de precios bajos), la tendencia se revirtió y el Estado recibió valores de ingresos, ligeramente más altos, con el escenario de continuidad del contrato de participación (Gráfico 13).

De acuerdo con el cuadro 8, en el período de precios altos del petróleo crudo, bajo la modalidad del contrato de participación, el Estado percibe 89,33% de los ingresos petroleros, proporción que disminuye a un valor de 10,67% en el período de precios bajos del petróleo.

Por su parte, las contratistas privadas reciben una proporción de 36,3% de los ingresos petroleros en el período de precios altos del petróleo en el contrato de prestación de servicios, proporción inferior

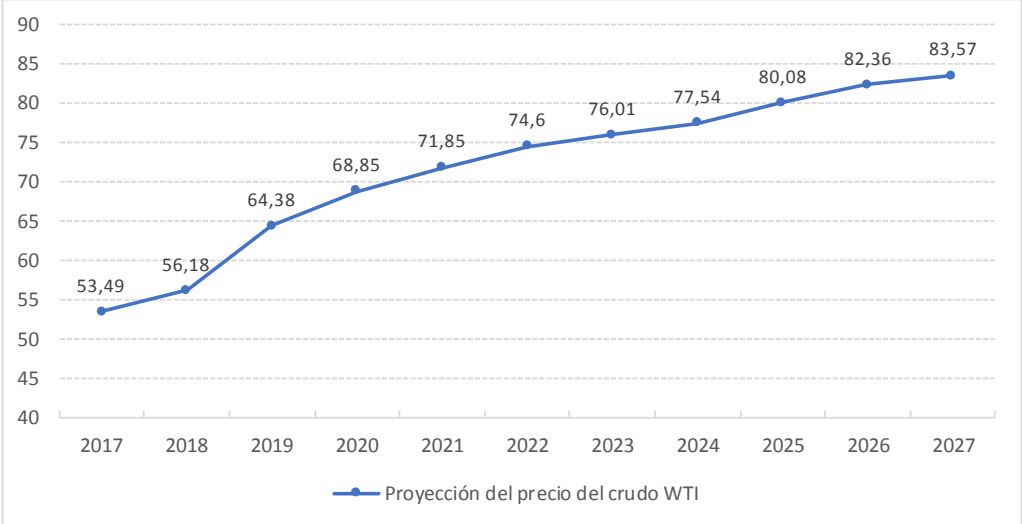
a la que habría percibido en el marco del contrato de participación (43%). En oposición, en el período de precios bajos, las contratistas privadas reciben una proporción de 66,7% en el contrato de prestación de servicios, en tanto que, en el escenario de continuidad del contrato de participación, habrían recibido una proporción de 62,2% del valor de los ingresos.

Gráfico 3. Precio del crudo WTI, Oriente y Napo (US\$/bl) entre enero de 2001 y diciembre de 2016



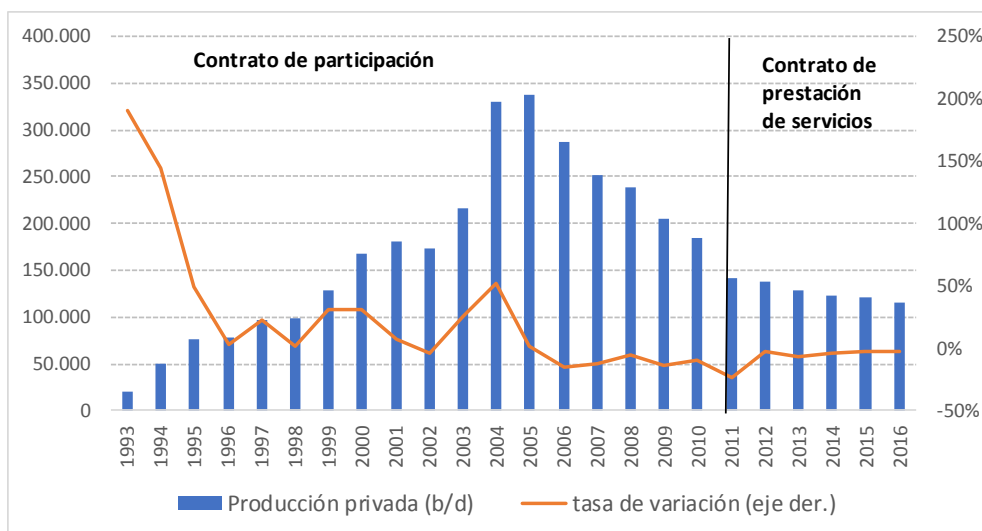
Fuente: Agencia Internacional de Energía y Banco Central del Ecuador.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 4. Proyección del precio del petróleo crudo WTI, según la Agencia Internacional de Energía



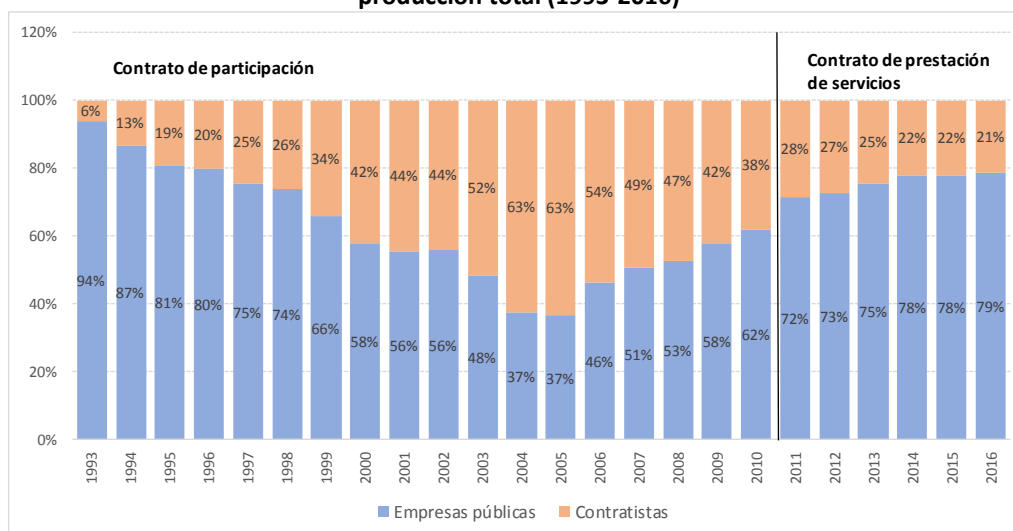
Fuente: Agencia Internacional de Energía.
Elaboración: Jasmine Bilbao

Gráfico 5. Producción diaria promedio de petróleo crudo de las contratistas privadas (b/d), en el período 1993-2016



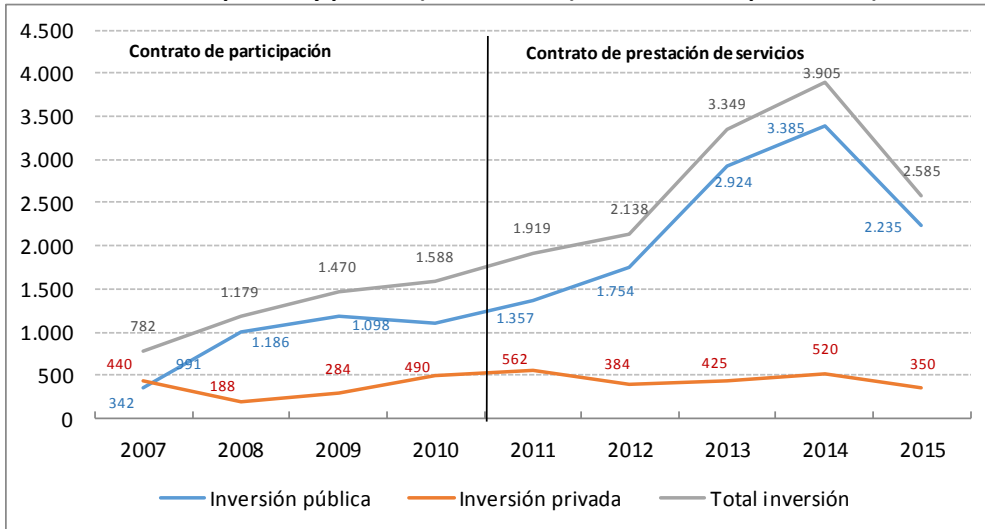
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 6. Participación de la producción de las contratistas privadas y de las empresas públicas en la producción total (1993-2016)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

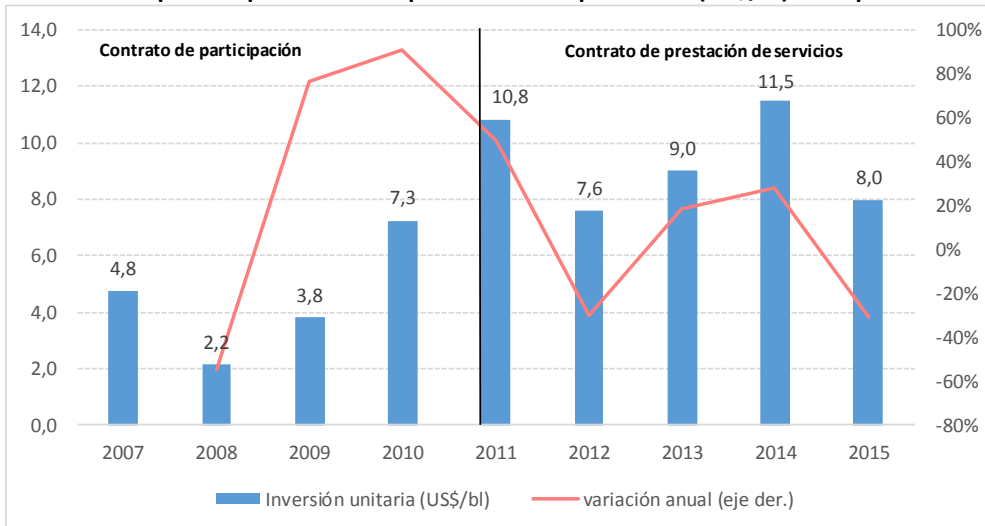
Gráfico 7. Inversión privada y pública (millones US\$) en actividades petroleras (2007-2015)



Fuente: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

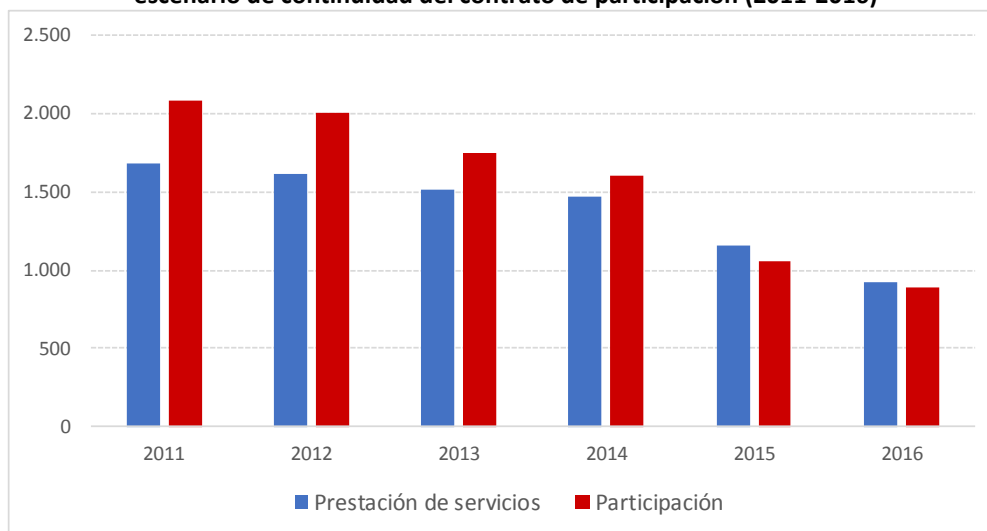
Gráfico 8. Inversión privada por unidad de petróleo crudo producido (US\$/bl) en el período 2007-2015



Fuente: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

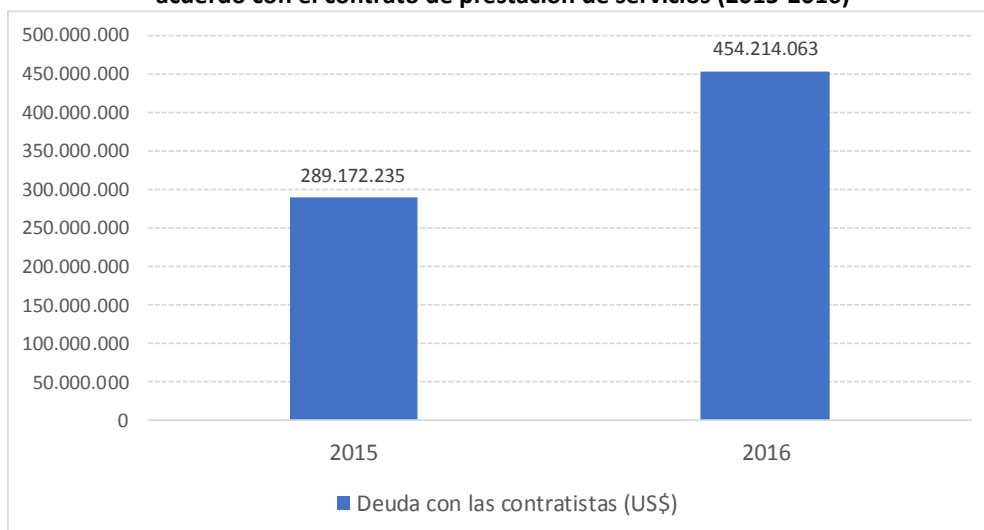
Gráfico 9. Ingresos de las contratistas privadas (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

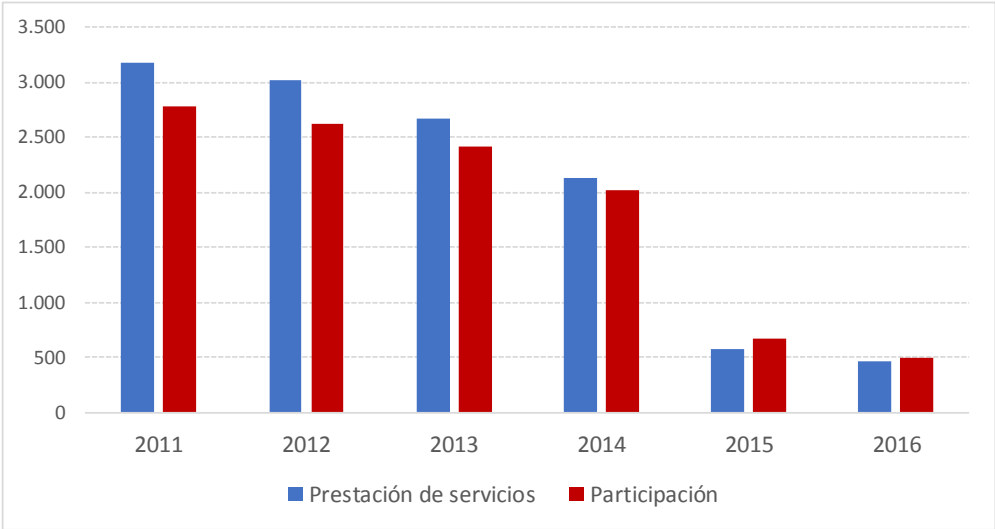
Gráfico 10. Acumulación deudas del Estado con las contratistas privadas por pago de tarifas (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2016)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.

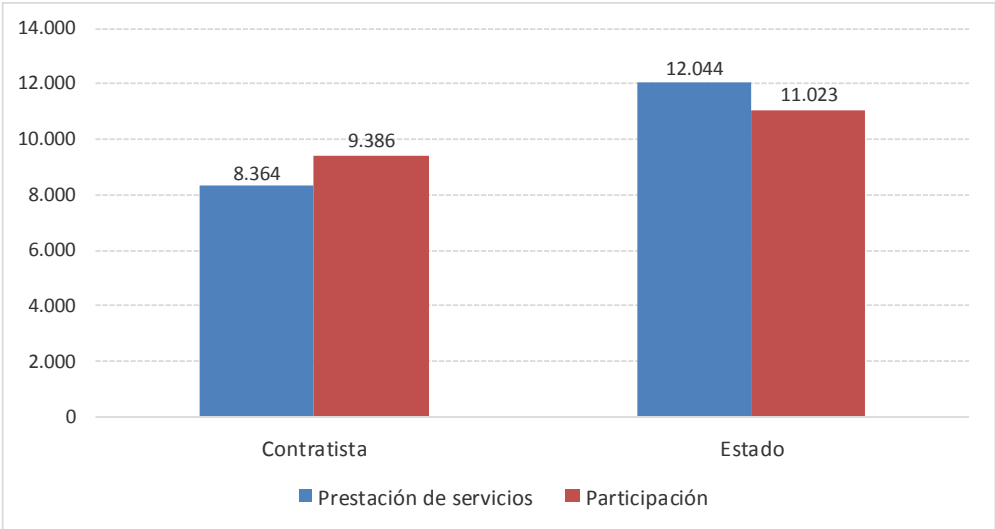
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 11. Ingresos del Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)



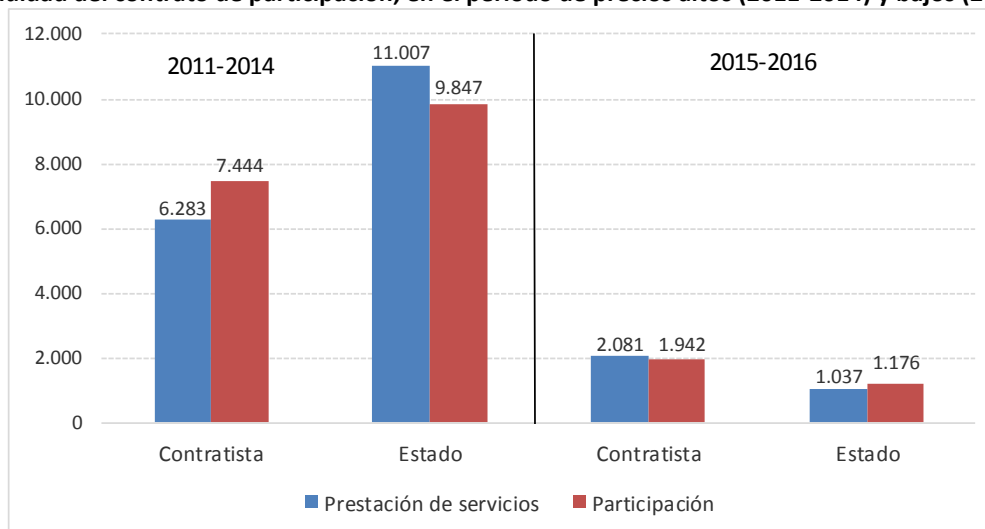
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 12. Distribución de los ingresos totales de la contratista y el Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2016)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 13. Distribución de los ingresos (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación, en el período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2016)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 7. Participación en los ingresos (US\$), en nivel de precios altos (2011-2014), precios bajos (2015-2016) y total (2011-2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación

Período	Nivel de precios del crudo	Contrato	Ingresos		
			Contratista	Estado	Total
2011-2014	Altos	Prestación de servicios (a)	6.283.383.367	11.007.303.625	17.290.686.991
		Participación (b)	7.444.016.688	9.846.670.303	17.290.686.991
		Diferencia (a-b)	-1.160.633.322	1.160.633.322	
2015-2016	Bajos	Prestación de servicios (a)	2.080.757.874	1.037.113.683	3.117.871.558
		Participación (b)	1.941.730.968	1.176.140.589	3.117.871.558
		Diferencia (a-b)	139.026.906	-139.026.906	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 8. Distribución porcentual de los ingresos, en nivel de precios altos (2011-2014), precios bajos (2015-2016) y total (2011-2016), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación

Período	Nivel de precios del crudo	Contrato	Participación en los ingresos totales	
			Contratista	Estado
2011-2014	Altos	Prestación de servicios (a)	36,34%	63,66%
		Participación (b)	43,05%	56,95%
		Diferencia (a-b)	-6,71%	6,71%
2015-2016	Bajos	Prestación de servicios (a)	66,74%	33,26%
		Participación (b)	62,28%	37,72%
		Diferencia (a-b)	6,70%	-6,70%
2011-2016	Total	Prestación de servicios (a)	40,98%	59,02%
		Participación (b)	45,99%	54,01%
		Diferencia (a-b)	-5,01%	5,01%

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Al finalizar el Capítulo II, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- En el presente capítulo se efectúa una comparación de los ingresos obtenidos para el conjunto de bloques petroleros administrados por las 14 contratistas privadas que operan al 2016, según dos modalidades contractuales: el contrato de prestación de servicios y el contrato de participación, en el período 2011-2016. Con fines comparativos, se construyó un escenario de continuidad del contrato de participación, con base de los datos reales de producción de petróleo crudo, correspondientes al período de vigencia del contrato de prestación de servicios, y precios de referencia de petróleo crudo, Oriente y Napo, del período.
- Desde el 2011, el precio del petróleo en los mercados internacionales ha bordeado y rebasado los \$ 100; sin embargo, a partir del segundo semestre de 2014, el precio del crudo perdió la mitad de su valor para finales de 2014. Esta caída se explica por factores económicos y geopolíticos. Los expertos aseguran que, a diferencia de la tendencia histórica, en esta ocasión, la caída del precio del crudo obedece, en mayor ponderación, a factores económicos, como es la sobreoferta mundial propiciada por los países de la OPEP para contrarrestar y sacar del mercado a la competencia del método de extracción no convencional, conocido como *fracking*. Otro factor relevante es el enfriamiento de la economía de los países emergentes, que han disminuido su demanda de hidrocarburos.
- Si bien, a partir de finales de 2016, el precio internacional del crudo retomó la senda de crecimiento, las proyecciones del precio del crudo de la AIE indican que, en el mediano plazo, es muy probable que el precio del WTI no aumente de \$ 70 hasta el 2020. Por tal motivo, se vislumbra un importante impacto en el sector hidrocarburífero internacional y ecuatoriano.
- En el caso de la producción privada, se puede apreciar una tendencia creciente entre 1993 y 2004, con ciertas variaciones. A partir del 2005, la tendencia se revierte y cae hasta el 2016. En promedio, entre 1993 y 2005, la producción privada fue de 150.039 b/d, mientras que, en el período 2006-2010, las contratistas privadas produjeron un promedio de 233.742 b/d y, entre 2011 al 2016, el promedio fue de 128.429 b/d.

- Si se observa la distribución de la producción nacional de petróleo crudo entre contratistas privadas y el Estado, se aprecia que, en el período del contrato de participación (1993-2010), la participación privada representó en promedio el 35% de la producción total, mientras que la empresa pública produjo el 65%. Con el contrato de prestación de servicios, el promedio de la participación privada, entre 2011 y 2016, fue de 24,35%, mientras que la empresa pública produjo 75,65% de la producción total de crudo
- Al analizar las inversiones totales de las contratistas privadas, con la información disponible en el período 2007-2015, se puede apreciar que la inversión creció en 56% desde el 2007 al 2011, al pasar de \$ 440 millones a \$ 562 millones (contrato de participación). Mientras que, en el período del contrato de prestación de servicios, pasó a \$ 520 millones en el 2014, con relación al 2011 (18,9%). Sin embargo, en el 2015, la inversión de las contratistas privadas bajó en 32,7%, con relación al 2013. Esto se explicaría, principalmente, por la caída del precio del crudo.
- A diferencia de la inversión privada, la inversión pública ha tenido un crecimiento sostenido desde el año 2007 hasta el año 2014. Para el 2015 la inversión pública cayó \$ 1.150 millones, con respecto al 2014, debido a recortes presupuestarios ante la caída del precio del petróleo (-33,9%).
- Con el cambio contractual al contrato de prestación de servicios, se esperaba una inversión en exploración y explotación de \$ 1.205 millones en los primeros cinco años del contrato. Esta inversión esperada fue superada por \$ 1.036 millones, es decir, entre 2011 y 2016, las contratistas privadas invirtieron \$ 2.241 millones.
- El contrato de prestación de servicios posibilita la obtención de mayores niveles de ingresos para el Estado en el período 2011-2014, con relación al escenario de continuidad del contrato de participación, dado el aporte significativo de ingresos registrado en el período de precios altos del petróleo (2011-2014). Se destacan las reducciones importantes de los niveles de ingresos, en los dos contratos, en la coyuntura de precios bajos del petróleo.
- El contrato de participación muestra mayores rendimientos de ingresos para las contratistas privadas, respecto del contrato de prestación de servicios, en el período 2011-2014. Al igual que los ingresos del Estado, los ingresos de las contratistas privadas experimentan reducciones significativas en los períodos de precios bajos del petróleo, tanto en el contrato de prestación de servicios como en el del escenario de continuidad del contrato de participación.
- El contrato de prestación de servicios muestra una alta sensibilidad a las variaciones del precio del petróleo, dado que posibilita mayores niveles de ingresos para el Estado en la coyuntura de precios altos del petróleo, en tanto que, en períodos de precios bajos, los ingresos del Estado se contraen significativamente, y, a la par, se acumulan deudas con las contratistas privadas por insuficiencia de ingresos para cubrir los valores de pago de las tarifas por bls de petróleo producido.

- Por efecto de las variaciones en los precios del petróleo, la participación del Estado y contratistas privadas en los ingresos totales, con el contrato de prestación de servicios, se modifica dependiendo de la coyuntura de precios bajos o de precios altos del petróleo, por lo que se registran proporciones mayores para el Estado en los períodos de precios altos, y proporciones menores en los períodos de precios bajos. En oposición, las contratistas privadas reciben las mayores proporciones de los totales de ingresos en los períodos de precios bajos del crudo.

Capítulo III. Estudio de caso: Bloque Tarapoa (2000-2019)

Introducción al estudio de caso

En el presente capítulo, se presenta la información, resultados de la cuantificación de ingresos y renta petrolera y análisis financiero del bloque Tarapoa, seleccionado por su representación significativa en los totales de la producción privada de petróleo crudo. Como se aprecia en el cuadro 9, en el 2015, la producción en el bloque Tarapoa representó la mayor proporción (28%) de la producción privada de petróleo crudo. A nivel de la producción nacional de petróleo crudo de campo, la producción en el bloque Tarapoa representó 6,2% del total, le sigue Repsol YPF con 5,2% y Sociedad Internacional Petrolera S.A., con 2% (Cuadro 10).

Cuadro 9. Participación de las contratistas privadas en la producción privada total de petróleo crudo de campo (2015)

Contratista privada	Bloque/Campo	Participación en la producción privada
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	28,0%
Repsol Ecuador S.A.	16. Amo, Bogi Capiron, Dabo, Daimi, Ginta, Iro	23,6%
	67. Tivacuno	
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	10,5%
	47. PBHI	
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	9,4%
PetroOriental S.A.	14. Kupi, Nantu, Shiripuno Norte, Wanke	8,8%
	17. Hormiguero, Hormiguero Sur, Tapir, Tapir Norte	
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	4,9%
Consorcio Petrolero Petrosud Petroriva	65. Pindo	3,8%
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	2,2%
Orionolier S.A.	54. Eno Ron	2,1%
Petrobell Inc. Grantmining S.A.	66. Tigüino	2,0%
Asociación SMC Ecuador Inc. – Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo Velasco	0,9%
Orion Energy Ocano Peña Blanca S.A.	52. Ocano Peña Blanca	0,8%
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A.	45. Puma	0,7%

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 10. Participación de las contratistas privadas/empresa pública en la producción nacional de petróleo crudo de campo (2015)

Empresa/Contratista privada	Bloque/Campo	Participación en la producción nacional
Petroamazonas EP	1. Pacoa	64,2%
	6. Amistad (1)	
	7. Gacela- Coca Payamino	
	12. Eden Yuturi	
	15. Indillana	
	18. Palo Azul	
	21. Yuralpa	
	31. Apaika Nenke	
	44. Pucuna	
	55. Armadillo	
	56. Lago Agrio	
	57. Shushufindi- Libertador	
	58. Cuyabeno- Tipishca	
	59. Vinita	
61. Auca		
Operaciones Río Napo CEM	60. Sacha	13,6%
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	6,2%
Repsol Ecuador S.A.	16. Amo, Bogi Capiron, Dabo, Daimi, Ginta, Iro	5,2%
	67. Tivacuno	
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	2,3%
	47. PBHI	
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	2,1%
PetroOriental S.A.	14. Kupi, Nantu, Shiripuno Norte, Wanke	2,0%
	17. Hormiguero, Hormiguero Sur, Tapir, Tapir Norte	
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	1,1%
Consorcio Petrolero Petrosud Petroriva	65. Pindo	0,8%
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	0,5%
Orionolier S.A.	54. Eno Ron	0,5%
Petrobell Inc. Grantmining S.A.	66. Tigüino	0,4%
Asociación SMC Ecuador Inc. – Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo Velasco	0,2%
Orion Energy Ocano Peña Blanca S.A.	52. Ocano Peña Blanca	0,2%
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A.	45. Puma	0,1%

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

(1) El Bloque Amistad produce gas natural.

Bloque Tarapoa. Información general

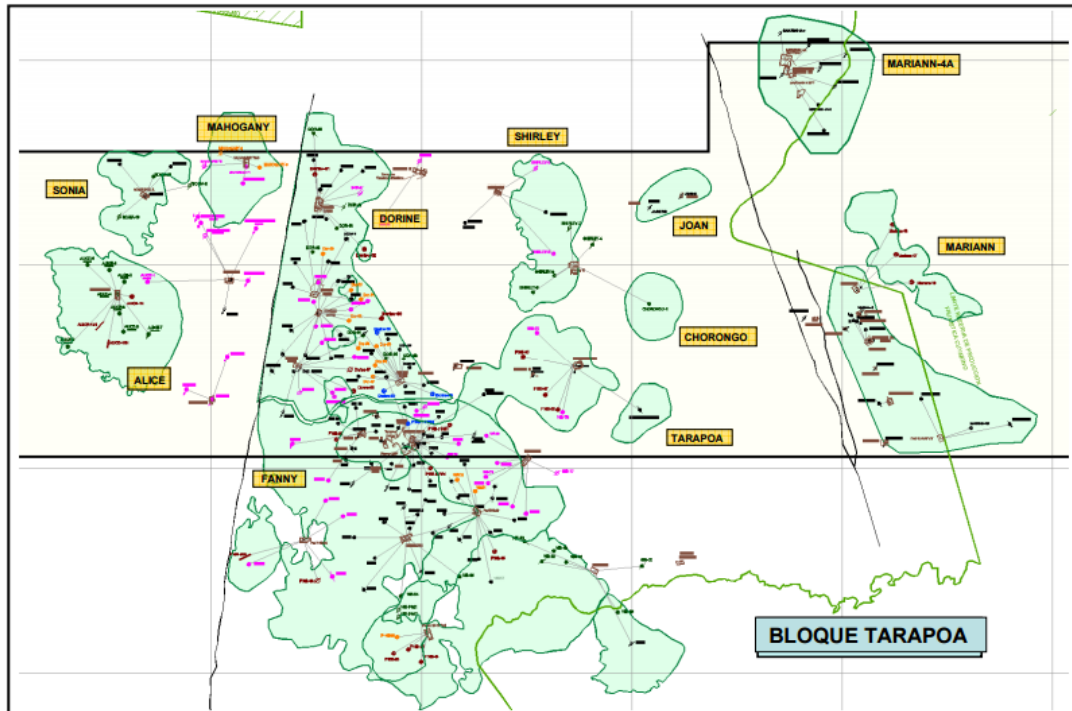
Según información de la petrolera Andes Petroleum, el bloque 62 o bloque Tarapoa se ubica al noreste de la Cuenca Oriente, entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo Guayanés al oriente (Gráfico 14). Específicamente, el bloque se encuentra en la provincia de Sucumbíos, limitado al norte por los campos Cuyabeno y Sansahuari, al sur por el bloque 15, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi. El bloque Tarapoa está conformado por 13 campos de producción: Alice, Chorongó, Dorine, Esperanza, Fanny-18B, Mahogany, Mariann-4ª, Shirley, Sonia y en el 2012 se incorporaron Chorongó Este, Colibrí y Mariann Norte (Gráfico 15). Este bloque tiene una superficie de, aproximadamente, 36.227 ha y la producción de petróleo crudo tiene una calidad media de 22,06° API.

Gráfico 14. Bloque Tarapoa. Ubicación geográfica



Fuente: Andes Petroleum Ltd.

Gráfico 15. Bloque Tarapoa. Mapa petrolero



Fuente: Andes Petroleum Ltd.

Modelos contractuales en el bloque Tarapoa (1973-2016)

De acuerdo con información de los contratos petroleros en el bloque Tarapoa, desde 1973, la empresa Cayman Corporation, en asociación con City Investing Company y Southern Union Production Company, operaron el bloque Tarapoa, bajo la modalidad del contrato de asociación. Posteriormente, en 1976, Cayman Corporation se retiró de operación y en 1977 salió Southern Union Production, quedando como operadora la empresa City Investing Company.

El 25 de julio de 1996, City suscribió la modificación del contrato de asociación al contrato de participación. Se estableció una duración de 20 años con el nuevo contrato, esto es, del 1995 al 2015. Adicionalmente, la contratista privada suscribió con el Estado ecuatoriano dos convenios operacionales de explotación unificada de los yacimientos comunes de los campos Fanny 18B y Marian 4^a.

En 2002, el bloque es entregado a Pacalta Resources Ltd. de Canadá, empresa que, poco después, sería comprada por Alberta Energy Company (AEC) y ésta, a su vez, por la empresa canadiense EnCana. Finalmente, Andes Petroleum Company Ltd. adquirió los activos de EnCana Ecuador Ltd. e inició sus operaciones el 28 de febrero de 2006 y opera en los campos del bloque Tarapoa hasta la fecha (julio de 2017).

Andes Petroleum Company Ltd. es un consorcio de empresas originarias de la República Popular China, conformado con la participación de China National Petroleum Corporation (CNPC Internacional Ltd.), con 55% de las acciones y China Petrochemical Corporation (SINOPEC Group), con 45%.

En el 2010, debido a que los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado del contrato de prestación de servicios¹⁰, la contratista privada Andes Petroleum Company Ltd. firmó el contrato de prestación de servicios con fecha de 23 de noviembre del 2010, en remplazo del contrato de participación.

Con el nuevo contrato (efectivo desde el 1 de enero del 2011) se incrementó el área de contrato en 57.580 ha y se amplió el plazo de explotación hasta el 31 de diciembre de 2025. Adicionalmente, se comprometió a invertir \$ 367 millones en el campo Tarapoa y \$ 57,3 millones en las áreas de exploración; con esta inversión se esperaba el incremento de la producción en 5.000 b/d adicionales, con un riesgo exploratorio de 50% (Diario Opinión, s.f)

Lineamientos metodológicos

Alcance del estudio de caso

El presente estudio de caso incluye un análisis comparativo del comportamiento y evolución de variables (producción de crudo, inversiones, costos y gastos, precio del petróleo crudo, ingresos y renta de la contratista privada y del Estado), según los modelos económicos de los contratos petroleros de prestación de servicios y participación.

El estudio cubre los siguientes períodos y modelos económicos de los contratos aplicados en el bloque Tarapoa:

- Primer período: contrato de participación (2000-2010).
- Segundo período: Contrato de prestación de servicios/escenario de continuidad del contrato de participación (2011 al 2019), con proyecciones de datos para el período 2017-2019.

En el caso del contrato de prestación de servicios, se utiliza información estadística real, disponible para el período 2011-2016, y se calculan proyecciones para el período 2017-2019.

Para el contrato de participación (que se asume bajo condiciones de continuidad en el período 2011-2019, para fines comparativos), se realizan estimaciones de datos mediante cuantificaciones de ingresos y renta, en sujeción de las especificaciones de cálculo del modelo económico de este contrato, para lo cual, se aplican valores reales de producción, inversiones, precio del crudo, costos y gastos, registrados durante el período de vigencia del contrato de prestación de servicios, así como sus proyecciones hasta el 2019.

¹⁰ Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el R.O. No. 244 del 27 de julio de 2010.

Adicionalmente, se calculan indicadores de rentabilidad (TIR, VPN, período de *payback* y relación beneficio-costos). El análisis de datos pone especial énfasis en destacar las diferencias de resultados entre uno y otro contrato, tomando en cuenta las fluctuaciones del precio del petróleo en el período de análisis.

Recolección y fuentes de la información de las variables relevantes

La información del presente estudio de caso se recopiló en varias fuentes (estados de resultados de las contratistas privadas del bloque, incluidos en los informes de auditoría externa y notas a los estados financieros, publicados por la Superintendencia de Compañías (SC), informes de auditoría de la ARCH, y estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH.

En los cuadros 24 y 25 del Anexo G se detallan las variables de análisis, períodos de los datos y fuente de información, según las modalidades contractuales (participación y prestación de servicios).

Procesamiento y cuantificación de datos

Las cuantificaciones de ingresos y renta se realizaron en sujeción de los modelos económicos de cada modalidad contractual (prestación de servicios y participación).

En el caso de los indicadores financieros, (VPN, TIR, período de *payback* y relación beneficio-costos) se aplican las fórmulas propias de la ingeniería financiera.

Variables analizadas del bloque Tarapoa

Precios del petróleo crudo del bloque Tarapoa (2000-2019)

Durante el período del contrato de participación (2000-2010), el precio promedio anual del crudo del bloque fue de \$ 44,70 por barril, con fluctuaciones significativas en determinados años, como se observa en el gráfico 16. Así, en 2000, el precio anual promedio del crudo fue de \$ 24,48, para luego descender a \$ 18,62, en 2001.

En los siguientes años, se aprecia una tendencia creciente del precio del crudo del bloque. En efecto, en el período 2002–2007, el precio del crudo se incrementa a una tasa promedio de 21,6%. En 2008 se produce un salto significativo, al pasar de \$ 59,23 por barril en 2007 a \$ 99,60 por barril, el valor más alto de la década; esto es, con un incremento de 68,1%, para luego descender en 2009, con una reducción de 46,8%, al llegar a \$ 52,97 por barril; esta caída se explica por la crisis financiera internacional que ocasionó la contracción de la demanda mundial de hidrocarburos. En el 2010, el precio del crudo se recuperó 36,7% con relación al 2009, al ubicarse en \$ 72,39 por barril.

En los tres primeros años del contrato de prestación de servicios (2011-2014), el precio promedio del crudo del bloque fue de \$ 96,58 por barril, con el valor más alto en el 2012 (\$ 97,67), para luego

experimentar un descenso en el 2014 (\$ 82,43 por barril). Posteriormente, en el 2015, se produjo una caída significativa a un valor de \$ 39,02 por barril (-52,7% con relación al 2014). La tendencia decreciente se mantuvo en el 2016, cuando el precio del crudo se redujo a una tasa de 18,4%, con relación al 2015, al llegar a \$ 31,84 por barril. Esta caída del precio del crudo se explica principalmente por la sobreoferta mundial de hidrocarburos y la débil demanda mundial de crudo.

Según los datos de la SH, en el 2017, el precio promedio anual del crudo del bloque se recuperaría en 31,4% con relación al 2016, al subir a \$ 41,85 por barril. En los años siguientes mantendría una tendencia creciente y para el 2019 llegaría a \$ 48,79 por barril. No obstante, estos precios no lograrían una recuperación de los valores registrados a inicios de la década, y representan valores menores (alrededor del 50%) de las cifras de los años 2011-2014, de conformidad con la tendencia de precios bajos del petróleo crudo hasta fines de la presente década y pronósticos para la siguiente década, que anticipan una continuidad de esta tendencia.

De acuerdo con los valores de precios del crudo en el período 2000-2019, se propone una periodización por niveles de precios (bajos, medios y altos), según se detalla en el cuadro 11 y 12.

Cuadro 11. Precio promedio del crudo del bloque Tarapoa (US\$/bl), por períodos y niveles en el período de análisis del contrato de participación

Período	Nivel	Promedio
2000-2004	Bajo	23,48
2005-2007	Medio	49,79
2008-2010	Alto	74,99

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 12. Precio promedio del crudo del bloque Tarapoa (US\$/bl) por períodos y niveles en el período del contrato de prestación de servicios

Período	Nivel	Promedio
2011-2014	Alto	93,05
2015-2019	Bajo	41,45

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

De acuerdo con los datos de los cuadros 12 y 13, se registran los valores más altos del precio del petróleo crudo en el período 2011-2014, esto es, en el marco del contrato de prestación de servicios, y precios de menor valor, en el período 2000-2004, correspondiente al período del contrato de participación.

Producción de petróleo crudo en el bloque Tarapoa (1995-2019)

Como se muestra en el gráfico 17, en el período 1995-2016, la producción acumulada del bloque Tarapoa fue de 278.407.147 bls y 34.644 mil bls día. Durante el contrato de participación (1995-2010), se registró una producción total de 205.801.848 bls y un promedio de producción diaria de 35.215 bls de crudo. En 2000, la producción fue de 40.669 b/d y alcanzó su máximo en 2004 (59.016 b/d). En los

años posteriores, la producción muestra una tendencia declinante a una tasa promedio de 25,1% anual, hasta ubicarse en 38.404 b/d en 2010. Entre 1995 y 2010, la producción creció 864,6%.

En el período del contrato de prestación de servicios (2011-2016), la contratista privada produjo un promedio de 12.11.883 barriles anuales, es decir 33.123 b/d a partir del 2011, se registró una producción de 35.225 b/d en 2011, lo que representó una reducción de 8,3%, con relación al 2010. En los años siguientes, se observa una tendencia decreciente y para el 2016, la producción desciende a una cifra de 33.367 b/d; es decir, la producción cayó 11,9%, con relación al 2011.

Según proyección de datos para el período 2017-2019, con un coeficiente estimado de declinación de 6% anual, en el 2019, la producción diaria de crudo en el bloque Tarapoa bajaría a 27.871 b/d.

Participación en la producción del petróleo crudo. Estado y contratista privada, en el bloque Tarapoa (2000-2010)

Durante el período de análisis del contrato de participación (2000-2010), la participación de la producción, en promedio, fue de 71,6% para la contratista privada y 28,4% para el Estado. En el gráfico 18 se aprecia la distribución de la producción anual de petróleo crudo. Conforme al contrato de participación, entre 1995 y 2010, a la contratista privada le correspondieron 147.925.581 bls de crudo, mientras que el Estado obtuvo de 57.876.267 bls, a razón de 25.330 b/d para la contratista privada y 9.910 b/d para el Estado, en promedio.

Reservas de petróleo en el bloque Tarapoa

Si se observa el gráfico 19, se puede advertir una tendencia decreciente de las reservas remanentes. Entre 2002 y 2009, las reservas remanentes se redujeron a una tasa promedio anual de 66,57%. En el 2010 se registra una recuperación de las reservas (26% con relación al 2009). En los años siguientes, las reservas cayeron a una tasa promedio anual de 43,9% hasta el 2014. En el 2015 se recuperan 54%, con relación al 2014, al llegar a 47.309.760 bls.

Se proyecta para el período 2016-2019¹¹, una declinación de las reservas a una tasa anual promedio de 11% hasta llegar a 23.333.661 bls en 2019. La razón reservas/producción indica que dada una producción anual de 11,7 millones de bls, como la de 2015, se explotaría el total de las reservas remanentes en cuatro años, a partir de 2016.

Inversiones totales en el bloque Tarapoa

Las inversiones totales están conformadas por inversiones de producción, inversiones de exploración, inversiones en propiedad, planta y equipo e inversiones en transporte y almacenamiento.

En el caso de las inversiones totales, en el período del contrato de participación (2000-2010), se invirtió un acumulado total de \$ 1.120.738.327, lo que implica un promedio anual de \$ 101.885.302. A

¹¹ La proyección del 2016 al 2019 de las reservas remanentes se realizó con la proyección logarítmica y = -6E+7ln(x) + 2E+08, con una bondad de ajuste (R²) de 94,78%.

diferencia en el período del contrato de prestación de servicios (2011-2015.), la contratista privada invirtió en términos acumulados \$ 635.962.539 y en promedio anual \$ 127.192.508.

Según el gráfico 20, en 2000, las inversiones totales alcanzaron una cifra de \$ 148.380.700, para contraerse en los años posteriores, hasta ubicarse en \$ 38.838.641 en 2005 (-69,1%)¹²; sin embargo, en 2006, las inversiones crecieron en 175,2% al llegar a \$ 106.889.190. En los años siguientes, las inversiones entre 2007 y 2010 estuvieron en un valor promedio anual de \$ 94.303.724, con ligeras variaciones anuales.

Cuando entró en vigor el contrato de prestación de servicios (2011), la contratista privada invirtió \$ 89.978.964, lo que reflejó una reducción de 2,4%, con relación al 2010. Hasta el 2014, se dio una tendencia creciente de la inversión, al ubicarse en dicho año en un valor de \$ 158.594.373, lo que representó un incremento anual de 126,3%, respecto de la cifra del 2011. Para el 2015, la inversión llegó a \$ 107.417.159, lo que implicó una contracción en 32% con relación al 2014.

Para el 2016, se estima que las inversiones serían de \$ 95.100.004. De acuerdo con proyecciones, estas se reducirían hasta llegar a \$ 79.434.200 en el 2019¹³.

Entre el 2000 y el 2010, la inversión se contrajo en 32%, mientras que, entre 2011 y 2015, la inversión se contrajo en 45,8%.

La inversión por barril de crudo producido muestra variaciones en el período del contrato de participación como en el del contrato de prestación de servicios. En el período del contrato de participación, se registró un valor de \$ 10 por barril de crudo en 2000, para luego descender en el período 2001-2005, y llegar a su valor más bajo (\$ 2) en 2005, con una tasa de -63,3% en este período. En los años siguientes (2006-2010), la inversión por barril de crudo se recuperó a un valor promedio de \$ 6,2 por barril. Entre el 2000 y el 2010, se redujo la inversión unitaria de la contratista privada en 27,2%.

Con el cambio contractual a prestación de servicios, la inversión unitaria creció significativamente, al pasar de \$ 7 por barril en 2011 a \$ 13,4 por barril en el 2014 (+146,2%); sin embargo, en el 2015, la inversión unitaria se redujo 32,1% con relación al 2014, al ubicarse en \$ 9,1 por barril (Gráfico 21).

Costos y gastos en el bloque Tarapoa

En el contrato de participación, los costos y gastos, que son asumidos por las contratistas privadas, están conformados por el costo operativo, gastos administrativos, costos de transporte y de comercialización. En el contrato de prestación de servicios, la composición de los costos y gastos es la

¹² Para explicar esta caída significativa de las inversiones totales en el período 2000-2005, se intentó contactar con la contratista Andes Petroleum, pero no se obtuvo respuesta.

¹³ La proyección de las inversiones se realizó con la inversión unitaria por barril de crudo producido entre 2005 y 2015 (7,8 US\$/bl), multiplicada por la producción proyectada de cada año del 2016 al 2019.

misma, con la diferencia de que el Estado asume los costos de transporte y comercialización. Para realizar el cálculo del flujo de caja, se eximen los ingresos y costos financieros.

Con el fin de comparar los costos y gastos del contrato de participación con el contrato de prestación de servicios, se considera el costo de operación y gasto administrativo y se excluyen los costos de transporte y comercialización del contrato de participación.

En el período de análisis del contrato de participación (2000-2010), el costo operativo representó en promedio el 76,4% del total de costos y gastos, en tanto que en el período de análisis del contrato de prestación de servicios (2011-2015), el costo operativo representó en promedio 73,5% de los costos y gastos totales. El detalle de la composición anual se encuentra en el gráfico 22.

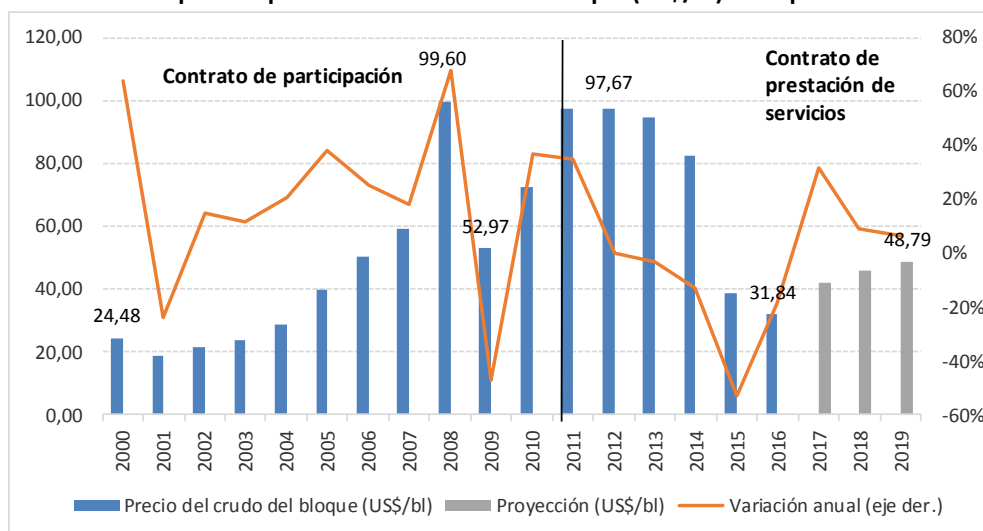
Costo unitario de operación en el bloque Tarapoa

En el período de análisis del contrato de participación (2000-2010), según consta en el gráfico 23, se registró un costo unitario promedio de operación de \$ 4,08 por barril. En 2000 el costo unitario de operación fue de \$ 2,14 por barril y experimentó variaciones mínimas hasta el 2003, año en el que el costo unitario de operación subió a \$ 3,62 por barril. En 2004, el costo unitario de producción se contrajo 24%, con relación al 2003, al llegar a \$ 2,76 por barril. En los años siguientes, el costo unitario promedio experimentó una tendencia creciente, a una tasa de 193%, hasta llegar a \$ 7,01 por barril en 2010. Entre el 2000 y 2010, el costo operativo creció a 258,8%.

En el período del contrato de prestación de servicios (2011-2015), el costo unitario de operación promedio ascendió a \$ 8,20 por barril (-4,1%). En el 2011, el costo unitario de operación fue de \$ 8,13, por barril, con un incremento de 16%, con relación al 2010. Con una tendencia creciente, se ubicó en \$ 9,69 en el 2013. En los años siguientes, el costo unitario de operación se redujo hasta ubicarse en \$ 6,39 por barril en 2015 (-8%, con relación al 2013). En el 2016, el costo unitario sería de \$ 6,6 por barril y crecería hasta llegar a \$ 9,4 en el 2019, de acuerdo con proyecciones¹⁴.

¹⁴ Para la proyección del costo unitario de operación del 2016 al 2019 se utilizó una tasa de crecimiento estimada del 6% anual. Esta tasa se justifica en que, a medida que se explota el yacimiento y con el transcurso de los años, se vuelve más costosa la extracción de crudo.

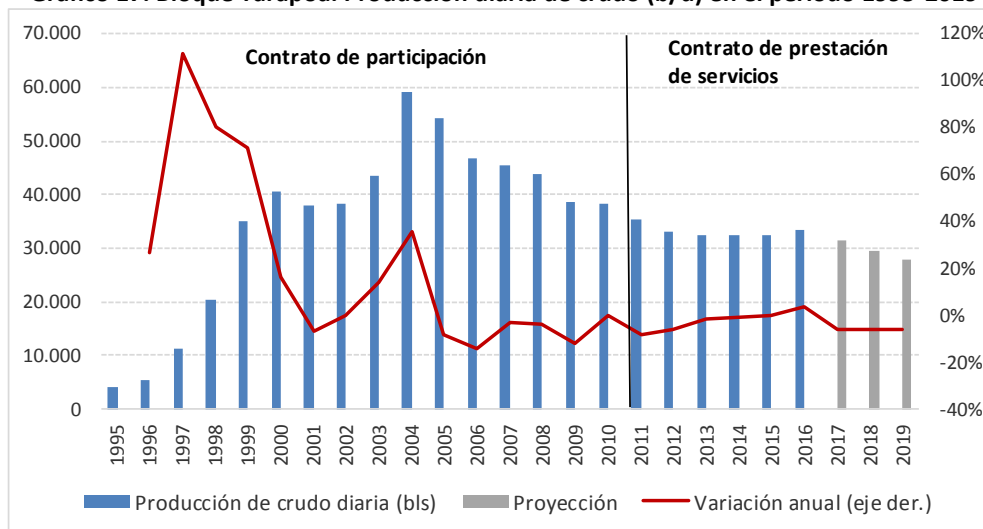
Gráfico 16. Bloque Tarapoa. Precio del crudo del bloque (US\$/bl) en el período 2000-2019



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

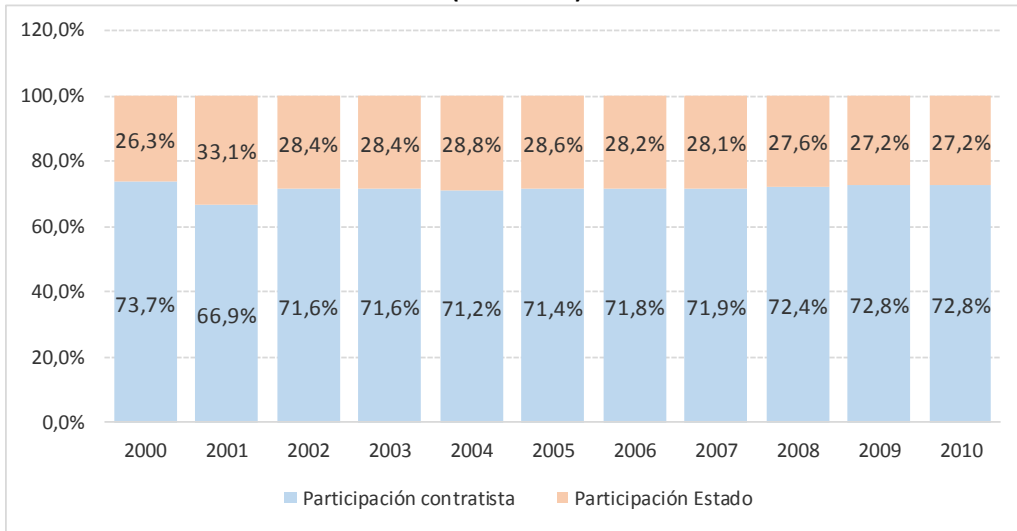
Gráfico 17. Bloque Tarapoa. Producción diaria de crudo (b/d) en el período 1995-2019



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

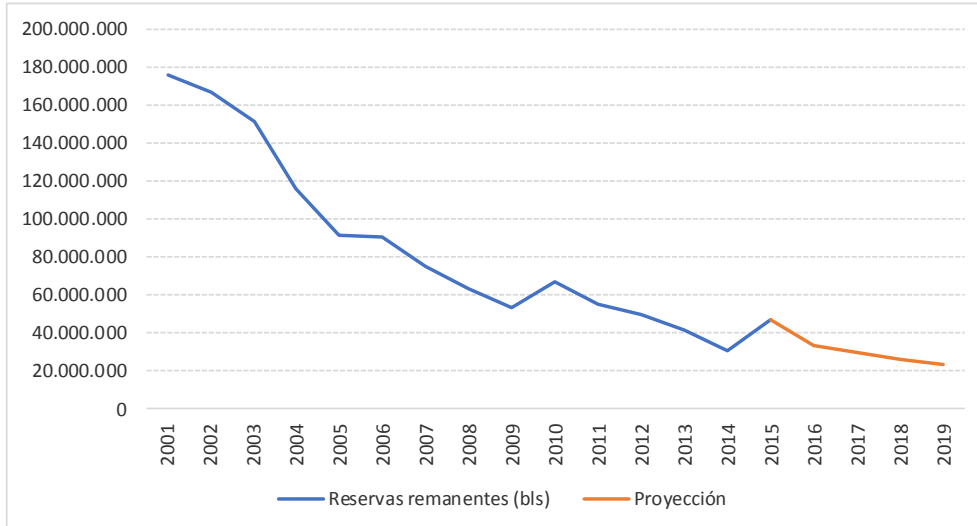
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 18. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de la producción entre el Estado y la contratista privada (2000-2010)



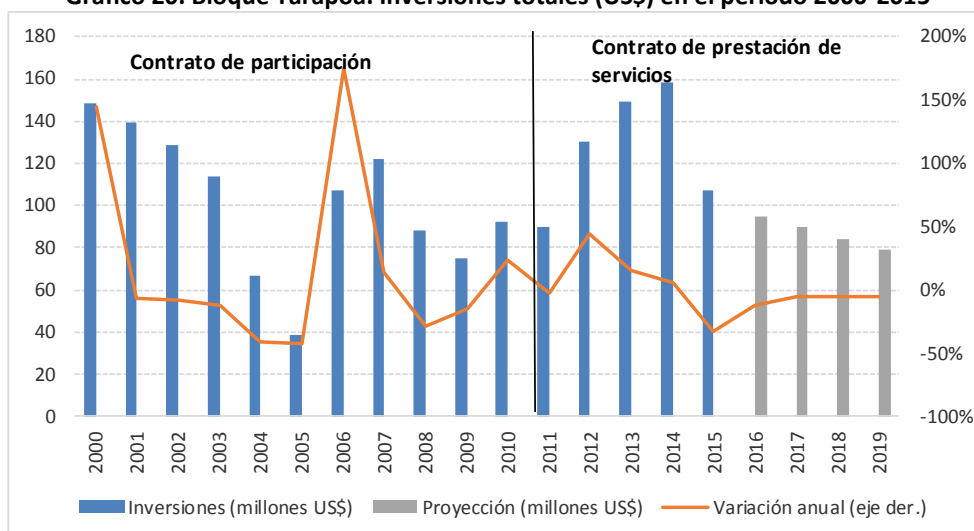
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 19. Bloque Tarapoa. Reservas remanentes de petróleo crudo (bls) en el período 2001-2019



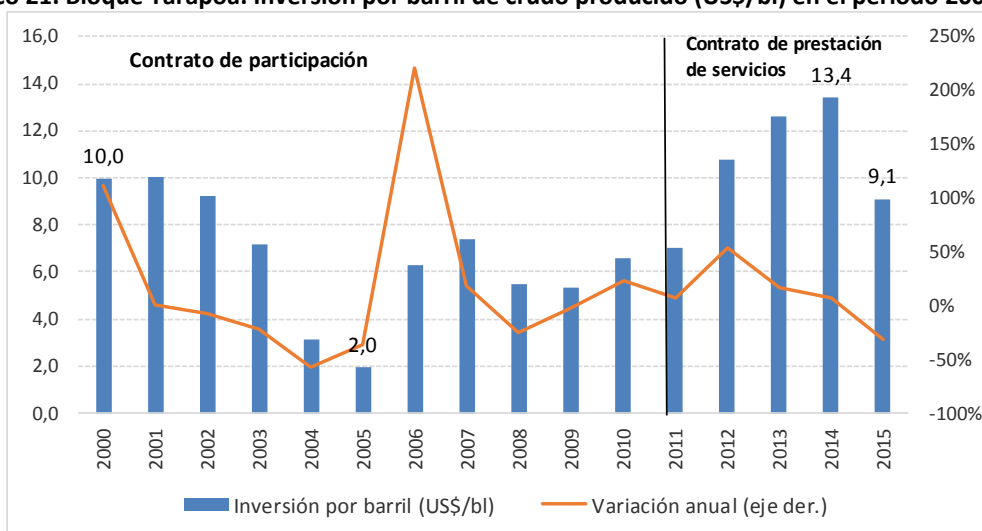
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 20. Bloque Tarapoa. Inversiones totales (US\$) en el período 2000-2015



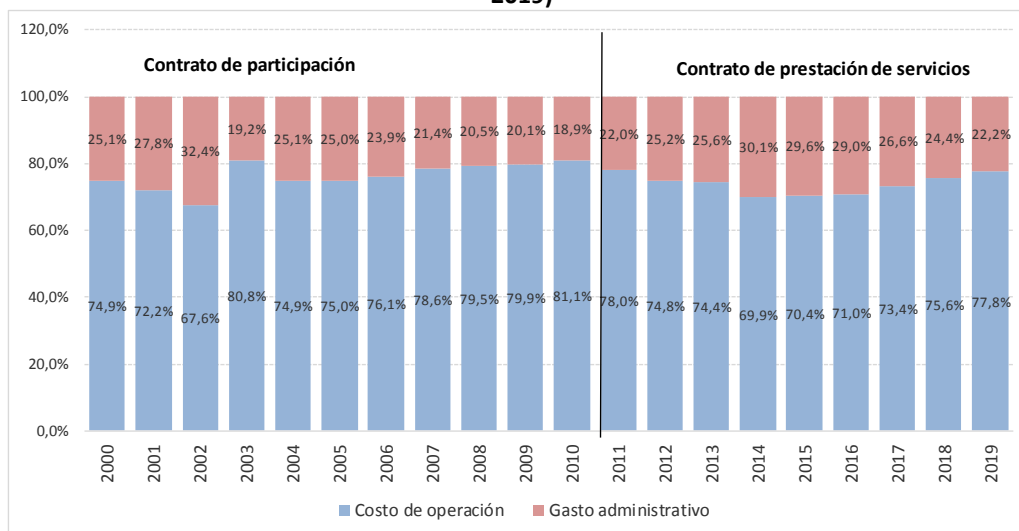
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 21. Bloque Tarapoa. Inversión por barril de crudo producido (US\$/bl) en el período 2000-2015



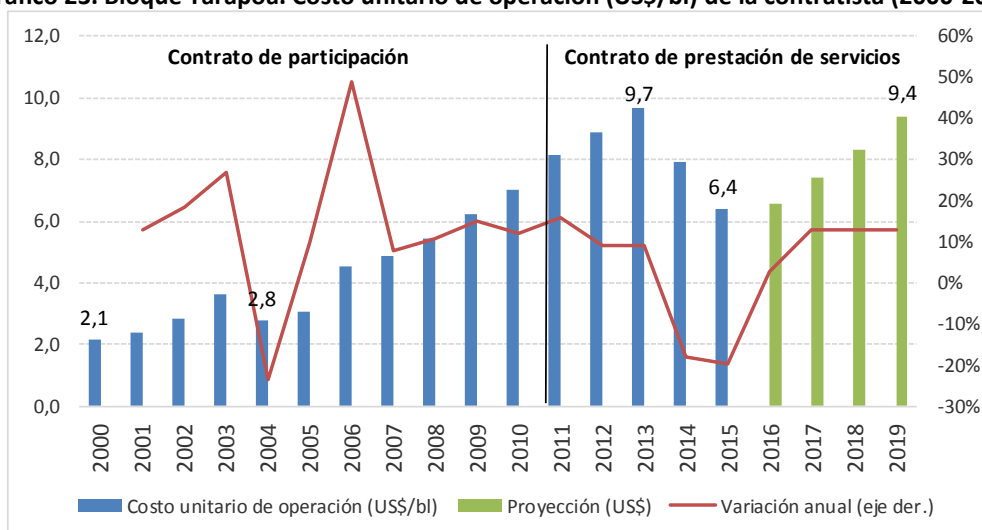
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 22. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de los costos y gastos de la contratista privada (2000-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 23. Bloque Tarapoa. Costo unitario de operación (US\$/bl) de la contratista (2000-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Bloque Tarapoa. Análisis del contrato de Participación (2000-2010)

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada. (2000-2010)

Con relación a los ingresos obtenidos en el bloque Tarapoa, según se observa en el gráfico 24, entre 2000 y 2010 (período de análisis del contrato de participación), la contratista privada recibió \$ 4.153.203.747, una vez descontados los ingresos extraordinarios. El Estado, por su parte, recibió \$ 3.761.554.603, incluidos los ingresos extraordinarios. De acuerdo con estos valores, la contratista privada recibió en promedio 57,1% de los ingresos, mientras que el Estado recibió un 43% entre el 2000 y el 2010.

En 2000, la contratista privada recibió \$ 225.854.186, una vez repartidos los ingresos extraordinarios. En los años siguientes, el ingreso creció hasta llegar a \$ 460.571.873 en 2005 (140,9%, con relación al 2000). En 2006, el ingreso se redujo en 7,2%, con relación al 2005 y retomó una senda de crecimiento en los años siguientes, hasta el 2008, año en el que recibió \$ 609.669.139, con el descuento de los ingresos extraordinarios. En 2009, la contratista privada recibió \$ 390.629.278, lo que representó una reducción de 35,9%, con relación al 2008. La contratista privada cerró el contrato de participación con un ingreso de \$ 502.148.603 en 2010 (28,5% más en comparación al 2009).

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Ingresos del Estado. (2000-2010)

Por su parte, el Estado recibió por concepto de ingresos por venta de crudo e ingresos extraordinarios un valor de \$ 138.562.480 en 2000. En 2001, los ingresos estatales se redujeron 40% con relación al 2001, al llegar a \$ 82.686.121. En 2009, los ingresos cayeron a \$ 353.302.415, lo que representó una caída de 64,2%, con relación al 2008. En el 2010, los ingresos crecieron 45,1%, con relación al 2009, al llegar a \$ 567.259.486 (Gráfico 25).

Distribución porcentual de los ingresos del contrato de participación en el bloque Tarapoa (2000-2010)

Entre los años 2000 y 2004, el precio del crudo promedio del bloque fue de \$ 23,48 y la distribución promedio de los ingresos fue de 65,2% para la contratista privada y 34,8% para el Estado. El precio del crudo promedio en los siguientes años, hasta el 2007, aumentó a \$ 49,79. La participación se movió para el Estado a 46,2% y 53,8% para la contratista privada, entre 2005 y 2007.

En 2008, el precio promedio del crudo del bloque aumentó significativamente a un valor de \$ 99,60; este incremento implicó mayores ingresos extraordinarios y, por lo tanto, al Estado le correspondió 61,8% de los ingresos totales, mientras que la contratista privada recibió 38,2%. En 2009, el precio del crudo cayó a \$ 52,97 (debido a la contracción de la demanda mundial de hidrocarburos ante la crisis financiera internacional) y la participación en los ingresos totales se redujo a 47,5% para el Estado y creció a 52,5% para la contratista privada. En el último año del contrato de participación (2010), el precio del crudo experimentó una ligera recuperación al llegar a \$ 72,39 y el Estado recibió 50,1% de los ingresos totales, mientras que a la contratista privada le correspondió 49,5% (Gráfico 26).

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (2000-2010)

Con relación a la renta en el bloque Tarapoa, según se observa en el gráfico 27, entre 2000 y 2010, la contratista privada recibió \$ 1.445.871.513. El Estado, por su parte, recibió \$ 3.845.530.683

En 2000, la contratista privada recibió \$ 110.208.872. En los años siguientes, el ingreso creció hasta llegar a \$ 167.213.562 en 2005 (79,24%, con relación al 2000). En 2006, la renta se redujo en 6,3%, con relación al 2005 y retomó una senda de crecimiento en los años siguientes hasta el 2008, año en el que recibió \$ 235.135.450. En 2009, la contratista privada recibió \$ 90.571.248, lo que representó una reducción de 61,48%, con relación al 2008. La contratista privada cerró el contrato de participación con una renta de \$ 163.015.369 en 2010 (80% más en comparación al 2009).

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Renta del Estado (2000-2010)

Por su parte, el Estado recibió por concepto de renta un valor de \$ 125.767.250 en 2000. En 2001, la renta estatal se redujo en 29,53% con relación al 2001, al llegar a \$ 88.632.141. En 2009, la renta cayó a \$ 361.346.302, lo que representó una caída de 56,82% con relación al 2008. En 2010, la renta creció 54,28%, con relación al 2009, al llegar a \$ 557.484.323 (Gráfico 28). Si se compara el 2000 con el 2010, se concluye que la renta creció en 385,5%.

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Distribución de la renta entre Estado y contratista privada (2000-2010)

En promedio, entre 2000 y 2010 (período de análisis del contrato de participación), el Estado recibió 69,4% de la renta petrolera total producida en el bloque Tarapoa, mientras que la contratista privada recibió 30,6% de la renta. De acuerdo con la periodización de los precios del crudo (Cuadro 11), en el período de precios bajos del crudo (2000-2004) el Estado recibió 60,7% de la renta y la contratista privada, la diferencia restante (39,3%). En el período de precios medios (2005-2007), al Estado le correspondió el 71,3% de la renta, mientras que, a la contratista privada, 28,7%. En el período de precios altos (2008-2010), la repartición de la renta fue de 78,5% para el Estado y 21,5% para la contratista privada (Gráfico 29).

Como se aprecia en el gráfico 30, la renta del Estado está conformada por el beneficio del Estado (ingresos por participación en la producción de crudo menos costos de transporte y comercialización), el impuesto del ECORAE (Ley 10-20), impuesto a la renta y otros impuestos y contribuciones.

En el período de análisis del contrato de participación (2000-2010), el rubro más representativo de la renta estatal es el beneficio del Estado, con una participación promedio de 89,5%, le sigue el impuesto a la renta, con un promedio de 7,2%, el ECORAE con 2,3% y, finalmente, otros impuestos y contribuciones, con 0,9%.

Bloque Tarapoa. Análisis comparativo del contrato de Prestación de Servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)

Contrato de prestación de servicios en el bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (2011-2019)

Bajo el contrato de prestación de servicios, la contratista privada recibió un total de \$ 2.595.409.570 en el período 2011-2016. El año de mayores ingresos de la contratista privada fue el 2011, con \$ 449.996.192. En los tres años siguientes, los ingresos descendieron, con respecto a 2011, con una reducción de 31,1%. En el 2015, los ingresos de la contratista privada descienden a un valor de \$ 314.187.175, con una reducción de 26,2% con relación al 2014; Esta reducción significativa obedece a la caída de los precios del petróleo en el 2015 (de \$ 82,43 a \$ 39,02), lo que ocasionó una disminución en la corriente de ingresos del contrato, y, por lo tanto, del ingreso disponible, cuyo valor no alcanzó para cubrir el total del pago a la contratista privada. Por esta misma razón, en el 2016 se mantuvo la tendencia descendente de los ingresos al llegar a \$ 258.985.856 (-17,6%, con relación al 2015) (Gráfico 31).

En estos dos años, la diferencia entre el valor del ingreso disponible y el pago a la contratista privada, calculado en función del valor de la tarifa por la producción anual del bloque, se convirtió en una obligación por pagar por parte del Estado. Se cuantifica que el valor de la deuda asciende a \$ 112.174.156 en el 2015 y \$ 182.259.163 en el 2016 (Gráfico 32).

Según los datos de proyección de ingresos para el período 2017-2019, la contratista privada recibiría en 2017 27,4% más que en 2016. Este incremento se explicaría por la proyección de un incremento del precio promedio de crudo del bloque de \$ 31,84 a \$ 41,85 por barril, lo que permitiría que el Estado cuente con un mayor ingreso disponible para cubrir el valor del pago a la contratista privada, aunque no llegaría a cubrirlo en su totalidad. En los años siguientes, el ingreso crecería hasta el 2019, principalmente por la misma razón; sin embargo, el ingreso disponible no cubriría el total del pago a la contratista privada.

Se estima que el Estado acumularía una deuda de \$ 456.143.135 con la contratista privada entre 2015 y 2019 (Gráfico 33 y 34). En promedio, entre 2015 y 2019, el Estado acumularía un porcentaje de 21,6% de la tarifa total. En el gráfico 34 se detalla la proporción de la tarifa que el Estado adeuda y adeudaría a la contratista privada entre 2015 y 2019.

Contrato de prestación de servicios en el bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (2011-2019)

Bajo la modalidad del contrato de prestación de servicios (2011-2016), los ingresos del Estado, como se muestra en el gráfico 35, una vez descontado el pago a la contratista privada, exhiben una tendencia descendente. En efecto, en el 2011 ascendieron a una cifra de \$ 804.595.768, para luego caer a un valor de \$ 699.475.061, en el 2013. Con la caída del precio del crudo a finales del 2014, los ingresos cayeron 21,6%, con relación al 2013, al llegar a \$ 548.209.621, en 2014. La caída más significativa de los ingresos se da en el 2015, año en el que alcanzó un valor de \$ 145.855.948, con una reducción de 73,4%, con relación al 2014. En el 2016 los ingresos caen a una tasa menor de 28,8%, con relación al

2015, al llegar a \$ 128.808.956. Entre el 2011 y 2016, el Estado recibió \$ 3.078.688.680. Según la proyección, en el 2017, el Estado recibiría \$ 150.014.507 (16,5% más que en 2016) y en los años siguientes variaría ligeramente hasta llegar a \$ 150.691.469, en el 2019.

Escenario de continuidad del contrato de participación en el bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (2011-2019)

Bajo el supuesto de vigencia del contrato de participación en el período 2011-2019, los datos del gráfico 36 muestran que en los años 2011-2016, la contratista privada habría recibido \$ 2.691.302.889 por concepto de ingresos, una vez descontados los valores de los ingresos extraordinarios. Se observa además que, en el 2011, la contratista privada habría recibido \$ 580.066.372, cuando el precio promedio del crudo del bloque llegó a \$ 97,58 por barril. En los años siguientes, el ingreso neto habría descendido hasta ubicarse en \$ 476.424.138 en el 2014. En el 2015, los ingresos netos habrían descendido a un valor de \$ 289.527.528, que representa un 39,2% de disminución con relación al 2014.

Esto se explica debido a la caída del precio promedio del crudo del bloque en el 2015 a un valor de \$ 31,63 por barril. Para el 2016, el ingreso neto de la contratista privada se habría reducido a \$ 266.326.415 (-8%, con relación al 2015). En el 2017, la empresa habría recibido \$ 293.949.201, lo que representa 10,4% más que en 2016. Este aumento se explicaría por la proyección de incremento del precio del crudo del bloque en 2017 a \$ 41,85 por barril. En los años siguientes, los ingresos no experimentarían variaciones significativas hasta el 2019.

Escenario de continuidad del contrato de participación en el bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (2011-2019)

Bajo el supuesto de vigencia del contrato de participación en el período 2011-2019, los ingresos del Estado, incluidos los ingresos extraordinarios, en el período 2011 y 2016 habrían llegado a \$ 2.687.843.378 en total y habrían experimentado una tendencia descendente entre 2011 y 2016. En el 2011, el Estado habría recibido \$ 674.525.588. En los años siguientes, los ingresos estatales habrían caído hasta el 2014 al llegar a \$ 497.784.387 (-9,86%). En el 2015, los ingresos estatales habrían caído significativamente ante la reducción de los precios del crudo al llegar a \$ 170.515.549 (-65,7%, con relación al 2014). En el 2016, los ingresos estatales habrían caído 28,8%, con respecto al 2015, al llegar a \$ 121.468.397. Con la proyección de un incremento del precio del crudo en 2017, con relación a 2016, de \$ 31,84 a \$ 41,85 por barril, en ese año, el ingreso estatal crecería 53,2% al llegar a \$ 186.089.401. En los años siguientes, el ingreso crecería a una tasa entre 2017 y 2019 de 53,4%, hasta llegar a \$ 204.537.300 en el 2019 (Gráfico 37).

Análisis comparativo de los ingresos en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019) en el bloque Tarapoa

El gráfico 38 y 39 muestran los ingresos de la contratista privada y del Estado en el período 2011-2019, de forma comparada. Como se aprecia en el gráfico 40, en el período 2011-2019, con el escenario de continuidad del contrato de participación, la contratista privada recibiría un total de ingresos de \$ 3.572.050.007, mientras que, con el contrato de prestación de servicios, se registra un valor de \$ 3.318.656.139, esto es, un valor superior de ingresos de la contratista privada con el escenario de continuidad del contrato de participación en una proporción de 7,6% respecto de los ingresos del contrato de prestación de servicios.

En el caso de los ingresos del Estado, con el escenario de continuidad del contrato de participación recibiría \$ 3.277.860.044, mientras que, con el contrato de prestación de servicios, los ingresos, una vez descontado el pago de la tarifa, alcanzan un valor de \$ 3.531.253.912, es decir, con el contrato de prestación de servicios, el Estado recibiría un valor adicional de \$ 253.393.868 respecto de los ingresos calculados para el escenario de continuidad del contrato de participación (7,2%).

En el período de precios altos del petróleo (2011-2014), el contrato de prestación de servicios proporciona una menor cuantía de ingresos a la contratista privada (\$ 1.727.284.556) que el valor calculado para el escenario de continuidad del contrato de participación (\$ 2.135.448.946). En contraste, en el período de precios bajos (2015-2019), la contratista privada recibiría por concepto de ingresos un valor de \$ 1.591.371.583, con el contrato de prestación de servicios, mientras que, con el con el escenario de continuidad del contrato de participación, llegaría a \$ 1.436.601.061, es decir - 9,7%, con relación al ingreso del contrato de prestación de servicios (Gráfico 41).

Por el lado de los ingresos estatales, en el período de precios altos del petróleo, se calcula un valor de \$ 2.804.023.776 con el contrato de prestación de servicios, cifra que supera en 14,55% al monto calculado (\$ 2.395.859.386) en el escenario de continuidad del contrato de participación. En el período de precios bajos, el Estado recibiría \$ 727.230.136 con el contrato de prestación de servicios, mientras que con el escenario de continuidad del contrato de participación se proyectan ingresos de \$ 882.000.658, cifra que supera en 21,3% a la del contrato de prestación de servicios.

Contrato de prestación de servicios en el bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (2011-2019)

Bajo el contrato de prestación de servicios, en el 2011, la contratista privada recibió el valor más alto de renta en el período 2011-2016 al llegar a \$ 131.719.460. En los años posteriores, la renta experimenta una tendencia decreciente hasta llegar a \$ 90.554.667 en el 2014. En el 2015, la disminución de la renta de la contratista privada muestra una reducción significativa (48,4% con relación al 2014) al recibir \$ 46.745.259 y, en el 2016, la renta de la contratista privada registró una contracción mayor de 63,6%, con relación al 2015. Esto se explica porque la contratista privada no recibió el total de la tarifa por barril producido, dada la caída del precio del petróleo que incidió en una contracción de los valores de los ingresos disponibles para cubrir los pagos a la contratista privada (Gráfico 42).

Según la proyección de la renta de la contratista privada, en el 2017 recibiría 154,5% más que en 2016, al llegar a \$ 43.340.606. Esta mejoría en la renta se explicaría por una ligera recuperación del precio promedio anual del crudo de bloque, al pasar de \$ 31,84 por barril a \$ 41,85 en 2017, según las proyecciones de la SH. En los años siguientes, la renta crecería a una tasa promedio de 16,8% hasta llegar a \$ 59.130.398 en el 2019.

Renta del Estado. Contrato de prestación de servicios (2011-2019).

En el año inicial del contrato de prestación de servicios (2011), el Estado recibió por concepto de renta un valor de \$ 872.562.061. En los años siguientes (2012-2014), la renta del Estado muestra una tendencia decreciente a una tasa promedio anual de 7,8%, hasta que, en el 2015, esta tendencia se profundiza, cuando la renta del Estado experimentó una caída de 71,9%, con relación al 2014, al llegar

a \$ 163.088.551. En el 2016, la tendencia se mantuvo y el Estado recibió \$ 121.795.043 (-25,3%, con relación al 2015). Estos niveles decrecientes de la renta se explican por la caída del precio del crudo en estos años. En los años siguientes, la renta experimentaría crecimientos leves, hasta llegar a \$ 165.955.709, en el 2019, por efecto de la recuperación de precios del petróleo que se proyecta en estos años (Gráfico 43).

Escenario de continuidad del contrato de participación. Renta de la contratista privada (2011-2019)

En el 2011, la contratista privada habría recibido el valor más alto de la renta (\$ 211.661.337) del período 2011-2019, y en los años siguientes la renta habría caído a una tasa promedio de 27,6%, entre 2011 hasta el 2014. En el 2015, la renta habría experimentado su mayor caída, al llegar a \$ 23.006.090 (tasa del -79,05%, con respecto al 2014). En el 2016, la renta de la contratista privada se habría contraído 65,4%, con relación del 2015 al pasar a \$ 7.952.866. En los dos años siguientes, la renta habría recibido rentas por debajo de los \$ 7.000.000 y para el 2019 la renta habría crecido en 78,8%, con relación al 2018, al llegar al \$ 11.308.527 (Gráfico 44).

Escenario de continuidad del contrato de participación. Renta del Estado (2011-2019).

En el 2011, el Estado recibió un valor de \$ 750.148.942. En los años siguientes, la renta estatal habría experimentado una tendencia decreciente a una tasa de 80%, hasta ubicarse en \$ 129.859.125, en el 2016. Esta reducción se explica por la significativa caída del precio del crudo. En los años siguientes, la renta se recuperaría en 90% hasta llegar a \$ 213.851.525, del 2016 al 2019 (Gráfico 45).

Análisis comparativo de la renta en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019), en el bloque Tarapoa

De acuerdo con los datos de los gráficos 46, 47 y 48, en el período 2011-2019, bajo el contrato de participación, la contratista privada habría recibido un valor de \$ 711.696.795 por concepto de renta, mientras que con el contrato de prestación de servicios recibiría \$ 649.642.635 hasta el 2019, esto es, una diferencia de \$ 62.054.160, a favor en el contrato de participación, lo que representa que la contratista privada recibiría 0,71% menos por concepto de renta en el contrato de prestación de servicios, respecto del contrato de participación.

De otra parte, con el escenario de continuidad del contrato de participación, el Estado recibiría un valor de \$ 3.564.061.460. Con el contrato de prestación de servicios, el Estado recibiría un valor de \$ 3.759.845.560, valor que supera en \$ 195.784.100 a la cifra que recibiría con el contrato de participación, equivalente a 5,5%

De acuerdo con las variaciones de los precios del petróleo, entre el 2011 y 2014 se registraron precios altos del crudo, con un valor promedio de \$ 93,05 por barril. En este período de precios altos del crudo, con el contrato de prestación de servicios, se registra una renta para la contratista privada de \$ 433.092.993, mientras que, en el escenario de continuidad del contrato de participación, la contratista privada habría recibido \$ 656.856.161, valor que supera en \$ 223.763.168, al registrado en el contrato de prestación de servicios (equivalente a 51,6%).

En el período de precios bajos del petróleo, comprendido entre 2015 y 2019, con un valor promedio de \$ 41,45 por barril de petróleo, la contratista privada recibiría por concepto de renta \$ 216.549.642

con el contrato de prestación de servicios, mientras que, con el contrato de participación, llegaría a \$ 54.840.634, valor inferior en 74,67% con relación a la renta del contrato de prestación de servicios.

Por el lado de la renta para el Estado, en el período de precios altos del petróleo, recibió \$ 2.990.572.882 con el contrato de prestación de servicios, mientras que, en el escenario de continuidad del contrato de participación, se calcula un valor de \$ 2.635.497.253, cifra inferior en 11,9% al valor calculado para el contrato de prestación de servicios. En el período de precios bajos, el Estado recibiría \$ 769.272.678 con el contrato de prestación de servicios, mientras que con el escenario de continuidad del contrato de participación se calcula una renta de \$ 928.564.208 (+20,7%) (Gráfico 49).

El detalle en los rubros en dólares de los ingresos y renta del contrato de prestación de servicios y el escenario de continuidad del contrato de participación y sus diferencias en los períodos de los niveles de precios altos, bajos y totales, en el bloque Tarapoa, se encuentran en el anexo K.

Contrato de prestación de servicios. Distribución porcentual de la renta (2011-2019)

Si se analiza la distribución de la renta total en el contrato de prestación de servicios, se puede observar que, en promedio, entre 2011 y 2019, el Estado habría recibido 82,6% de la renta, mientras que la contratista privada habría recibido 17,4% de la renta total. Al analizar por períodos, en la época de precios altos del crudo (2011-2014) el Estado recibió 87,3% y la contratista privada 12,7% de la renta total. En el período de precios bajos (2015-2019) la renta se distribuiría en 78,8% para el Estado y 21,2% para la contratista privada (Gráfico 50).

Escenario de continuidad del contrato de participación en el bloque Tarapoa. Distribución porcentual de la renta (2011-2019)

Con relación a la distribución de la renta en la proyección del contrato de participación en 2011 al 2019, en promedio, el Estado habría recibido 88,1%, mientras que la contratista privada habría recibido 11,9% del total. Si se compara por períodos, entre 2011 y 2014 (cuando el precio del crudo bordeaba los \$ 100 por barril) el Estado habría recibido un promedio de 80,3% y la contratista privada, 19,7% de la renta total. Mientras que entre 2015-2019 (período de precios bajos del crudo), el Estado habría recibido 94,4% y la contratista privada, 5,6% de la renta total. Esta caída se explica principalmente por los bajos beneficios por la venta de crudo del Estado y la caída en la recaudación del impuesto a la renta (Gráfico 51).

Contrato de prestación de servicios en el bloque Tarapoa. Composición de la renta del Estado (2011-2019)

En el contrato de prestación de servicios, la renta del Estado se compone por el excedente, el margen de soberanía, contribución para ECORAE (Ley 10-20), impuesto a la renta, contribución comunitaria, contribución a la investigación y otros impuestos y contribuciones¹⁵ (fórmula y detalle del cálculo de la renta del Estado en el contrato de prestación de servicios se encuentra en el cuadro 17 del Anexo B).

¹⁵ Se excluye la participación de los trabajadores del 3%, en virtud de que esta proporción no le pertenece al Estado.

En el período de 2011 al 2019, la contratista privada recibió en promedio 59% de la renta, en términos de margen de soberanía, le sigue el excedente, con 22,8%(considerar que, a partir de 2015, el Estado deja de percibir excedente), impuesto a la renta con 7,2%, la contribución al ECORAE, con 4,9%, contribución comunitaria, con 4,3%, contribución a la investigación, 0,9% y contribuciones y otros impuestos, con 0,9%).

Entre 2011 y 2014, (cuando el ingreso disponible era suficiente para cubrir el pago a la contratista privada y le dejaba un excedente al Estado) el excedente representó en promedio 51,3% de la renta estatal, le sigue el margen de soberanía con 38,2% y el impuesto a la renta con 5% y el resto de componentes que sumaron el 5,5% de la renta estatal (Gráfico 52)

Con la caída del precio del crudo a partir del 2015 el ingreso disponible cubrió únicamente una fracción del pago a la contratista privada y el Estado pasó a acumular deuda con la contratista privada, es decir, dejó de percibir un excedente (0%). Entre 2015 y 2019 se estima que la composición promedio de la renta estatal sería de 75,6% por margen de soberanía, 9% por impuesto a la renta, 5,3% por contribución comunitaria, y el resto representaría 10,1%. En ningunos de estos años, el ingreso disponible sería suficiente para pagar la tarifa y menos aún para dejar un excedente al Estado.

Escenario de continuidad del contrato de participación en el bloque Tarapoa. Composición de la renta del Estado. (2011-2019)

En el caso del escenario de continuidad del contrato de participación, la renta del Estado está conformada por los ingresos netos (ingresos por venta de crudo menos costos de transporte y comercialización), impuesto a la renta, ECORAE, otros impuestos y contribuciones).

Si el contrato de participación se habría prolongado, entre 2011 y 2019, el beneficio por la venta de crudo habría representado en promedio 91,3% en composición de la renta estatal. Si se compara la composición de la renta estatal por períodos, en la época de precios altos del crudo (2011-2014), en promedio, el beneficio del Estado habría representado 90,2%, le seguiría el impuesto a la renta con 8,2% y la compensación al ECORAE con 1,4%. En el período de precios bajos del crudo (2015-2019), en promedio, la composición de la renta se habría conformado en 92,1% por el beneficio por la venta de crudo, le seguiría en proporción el ECORAE con 4,7% y el impuesto a la renta con 2% (Gráfico 53).

Análisis comparativo de la distribución de los ingresos y la renta en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019), en el bloque Tarapoa

En el período de precios altos de petróleo, el Estado recibe un valor de ingresos superior en 9% con el contrato de prestación de servicios, respecto del escenario de continuidad del contrato de participación; en el período de precios bajos recibiría 6,7% menos que con el escenario de continuidad del contrato de participación. En el caso de la renta, en el período de precios altos, el Estado recibe 7,3% más con el contrato de prestación de servicios que con el escenario de continuidad del contrato de participación; sin embargo, en el período de precios bajos recibiría un 16,4% menos con el contrato de prestación de servicios que con el contrato de participación (Cuadro 13). Así mismo, se puede

encontrar los ingresos promedio, en término absolutos, por períodos, según niveles del precio del crudo, y sus diferencias entre contratos, en el total del período 2011-2019, en el Anexo K.

Contrato de participación en el bloque Tarapoa. Análisis de los indicadores financieros (2000-2010)

El detalle del cálculo de la evaluación financiera del contrato de participación en el bloque Tarapoa en el período 2000 y 2010 se encuentra especificado en el anexo H. La cuantificación de la evaluación económica del escenario de continuidad del contrato de participación en el bloque Tarapoa (2011-2019) está localizada en el anexo I, mientras que la evaluación financiera del contrato de prestación de servicios en el bloque Tarapoa (2011-2019) se encuentra en el anexo J.

De acuerdo con los datos del cuadro 14, se destaca el valor de la tasa de rentabilidad para la contratista privada de 43,17% en el período 2000-2010, correspondiente al contrato de participación. Esta tasa muestra una alta rentabilidad de las inversiones de la contratista privada. Con relación al período de payback, la contratista privada recupera las inversiones iniciales en los primeros cuatro años del período 2000-2010. Con relación al valor presente neto, tanto la contratista privada como el Estado obtuvieron valores positivos, lo que indica que el proyecto es rentable. Por su parte, la relación beneficio-costos indica que por cada dólar de inversión la contratista privada recibe 46 ctvs., con el contrato de participación.

Análisis comparativo de los indicadores financieros del contrato de prestación de servicios vs. el contrato de participación (2011-2019), en el bloque Tarapoa¹⁶

. La información del cuadro 15 muestra una TIR para la contratista privada del 11%, con el contrato de prestación de servicios. En contraste, con el escenario de continuidad del contrato de participación, la contratista privada habría obtenido una TIR de 19,1%. Estos indicadores son menores a los registrados en el período anterior (2000-2010), tanto en el contrato de participación como en el de prestación de servicios. Esto se explica por la coyuntura de precios altos del crudo del 2000 al 2010, correspondiente al contrato de participación vigente en este período, que posibilitó flujos altos de ingresos a favor de la contratista privada, como se puede ver en la división de los precios del crudo ajustados por calidad del bloque Tarapoa, que se encuentra en el cuadro 11, destaca el promedio de los años 2005-2007 (\$ 48,79) y \$ 74,99 en el período 2008-2010.

Con el contrato de prestación de servicios, la contratista privada tardaría 7,8 años en recuperar las inversiones, mientras que, con el contrato de participación, recuperaría en un plazo menor de 3 años.

De acuerdo con los valores de VPN, con el contrato de prestación de servicios, la contratista privada obtendría un VPN positivo de \$ 18.600.865. En contraste, con el escenario de continuidad del contrato de participación, habría obtenido un VPN positivo de mayor valor (\$ 123.260.137). Esta diferencia significativa se explica debido a que en el período 2011-2014, la contratista privada habría recibido un mayor flujo de ingresos (descontados los ingresos extraordinarios), con el contrato de participación; esto es, con un valor que supera en \$ 104.659.237, en términos de VPN, equivalente al 562,7 %, al

¹⁶ Para comprender el análisis de los indicadores financieros, la selección de la tasa de descuento y el límite inferior de la TIR, remitirse a la página 21 del apartado metodológico

obtenido con el contrato de prestación de servicios. (Los datos de los Ingresos promedio, en término absolutos y sus diferencias entre contratos por períodos, según niveles del precio del crudo y en el total del período 2011-2019 se encuentran en el Anexo K y, en términos porcentuales, en el cuadro 13)

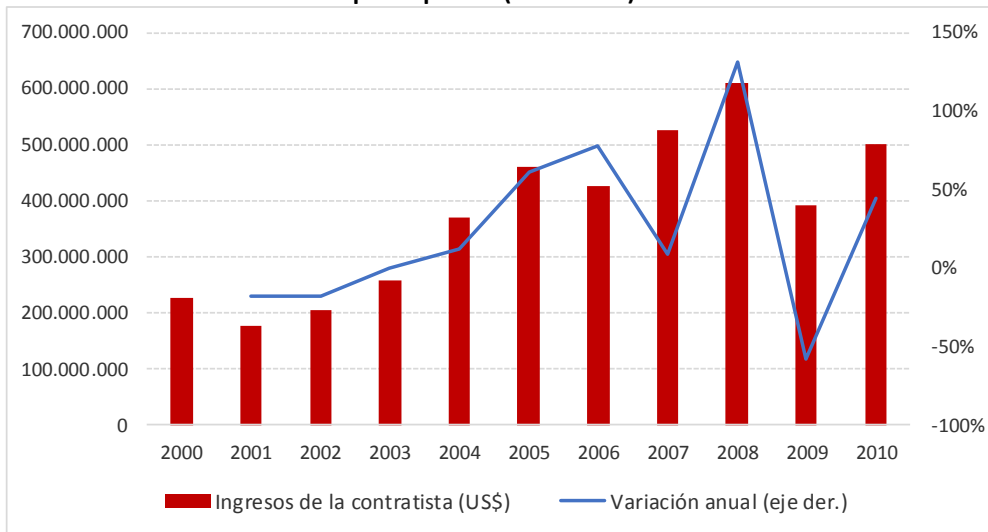
En el caso del Estado, en las dos modalidades contractuales se registran VPN positivos. Sin embargo, el VPN del contrato de prestación de servicios supera en un valor de \$ 234.211.891 al VPN calculado para el escenario de continuidad del contrato de participación, es decir 8,2% más, (con el contrato de prestación de servicios, recibiría \$ 3.081.109.638 de VPN, en tanto que se registra un valor de \$ 2.846.897.746, con el escenario de continuidad del contrato de participación).

De acuerdo con el indicador financiero de relación beneficio-costos, con el contrato de prestación de servicios, la contratista privada logra generar 44 centavos de rentabilidad por cada dólar invertido, mientras que, en el escenario de continuidad del contrato de participación, la contratista privada obtiene 5 centavos. Esta diferencia se explica principalmente por un mayor peso de costos en el contrato de participación, dado que la contratista privada asume los costos de comercialización, costos de transporte y aporte al ECORAE.

Estos costos (comercialización, transporte y ECORAE) se eliminan en el contrato de prestación de servicios y son cubiertos por el Estado. Si se analiza el VPN de los costos + inversiones del escenario de continuidad del contrato de participación, se puede ver una diferencia de 53,8%, al ubicarse en un VPN de \$ 2.323.749.921, para el contrato de participación y \$ 1.520.610.949, para el contrato de prestación de servicios. De hecho, según la información disponible del período del contrato de participación, entre 2000 y 2010, la proporción del costo de transporte, el aporte al ECORAE y el costo de comercialización sobre los costos totales representó 23,7%.

Descontados los ingresos extraordinarios, en el escenario de continuidad del contrato de participación, el VPN de los ingresos de la contratista privada ascienden a \$ 2.447.010.059, mientras que, en el contrato de prestación de servicios, el VPN es de \$ 2.188.844.555; esto es, una diferencia de \$ 258.165.504, a favor del VPN del contrato de participación, equivalente a 11,8%. Por lo tanto, la mayor influencia en el resultado de la relación beneficio-costos, se encuentra en la diferencia de 52,8% en el VPN de los costos + inversiones, entre el escenario de continuidad del contrato de participación y el contrato de prestación de servicios.

Gráfico 24. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *

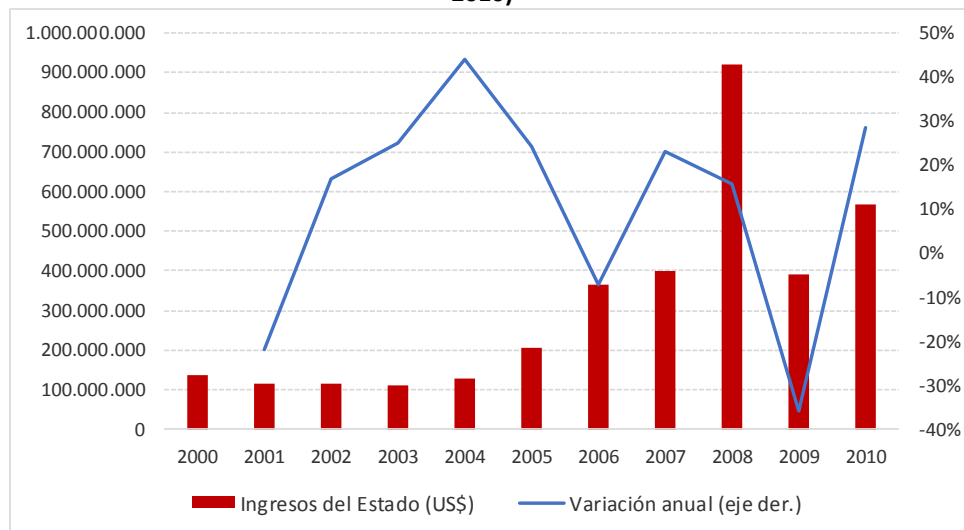


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

*Ingresos una vez repartidos los ingresos extraordinarios.

Gráfico 25. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *

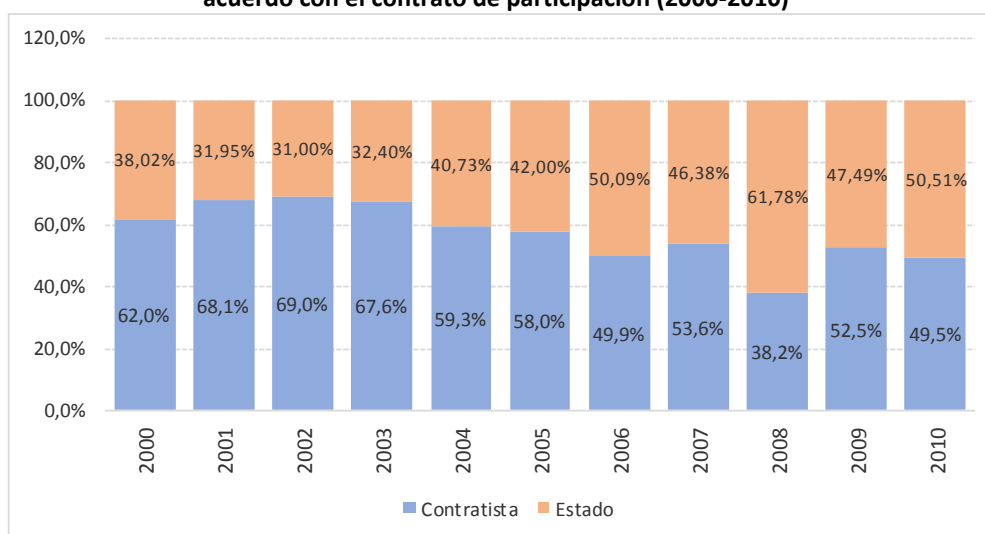


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

*Ingresos una vez repartidos los ingresos extraordinarios.

Gráfico 26. Bloque Tarapoa. Participación del Estado y la contratista privada en los ingresos totales, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010) *

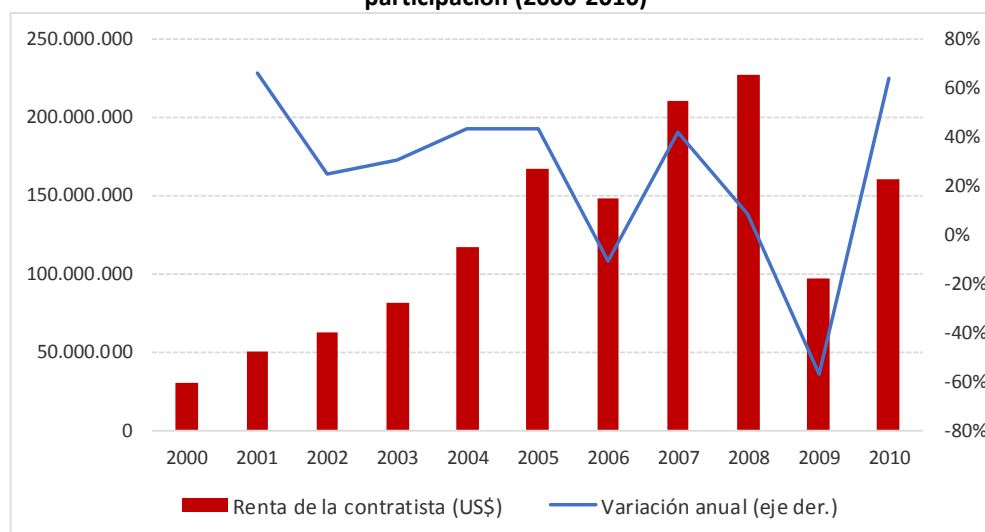


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

*Ingresos una vez repartidos los ingresos extraordinarios.

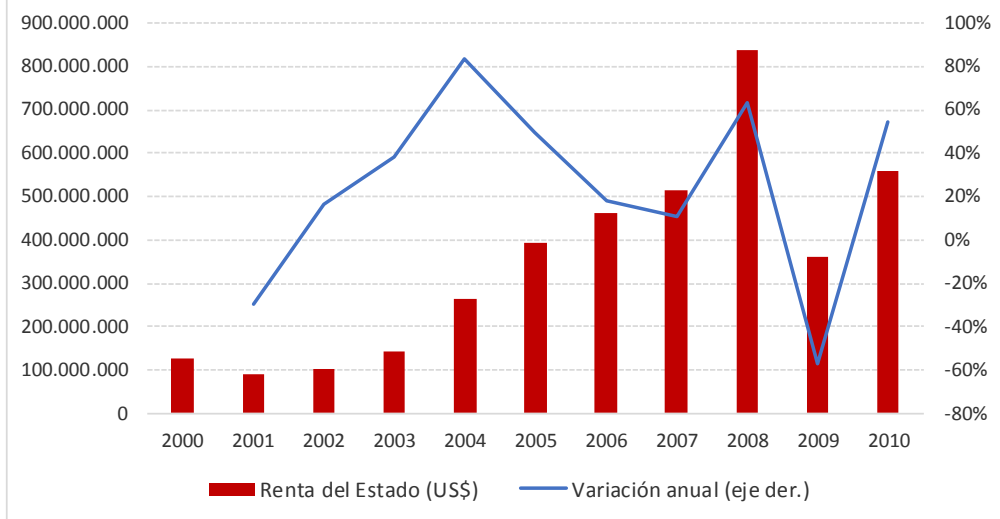
Gráfico 27. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

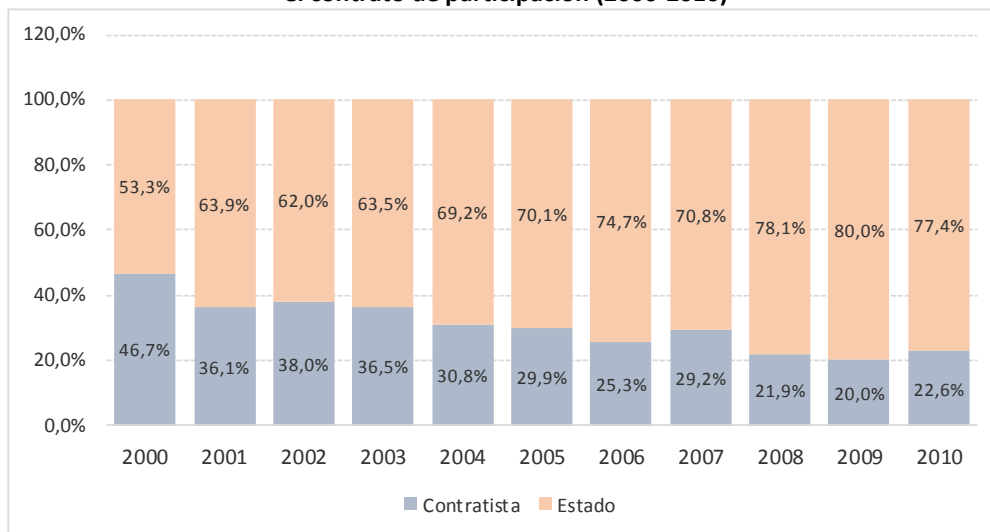
Gráfico 28. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

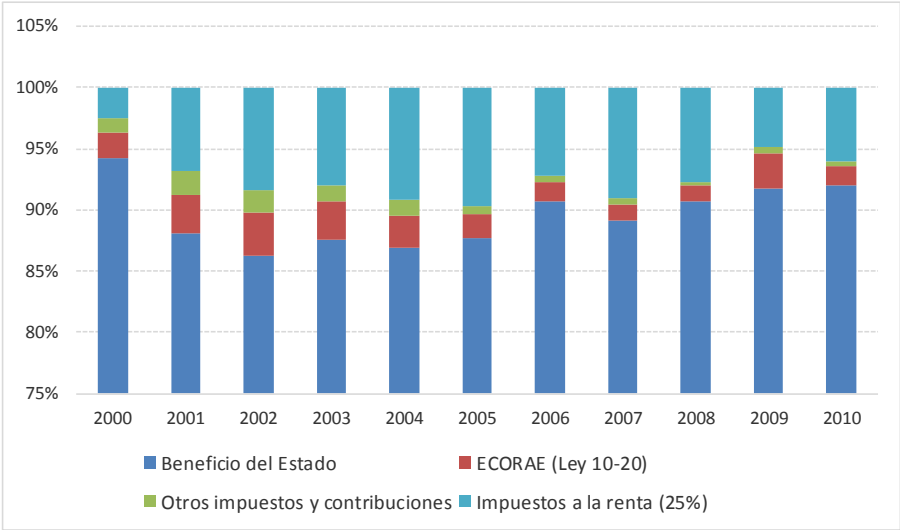
Gráfico 29. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

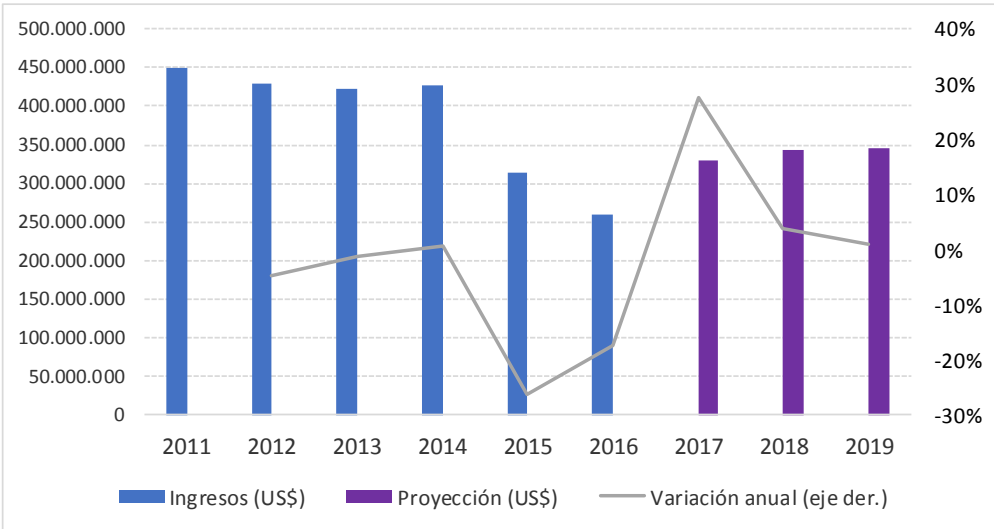
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 30. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)



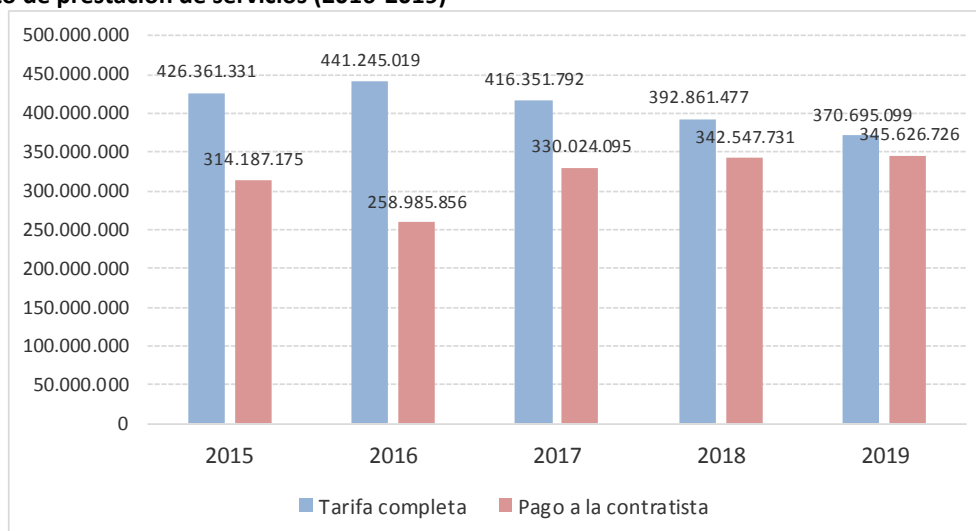
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 31. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.
Elaboración: Jasmine Bilbao.

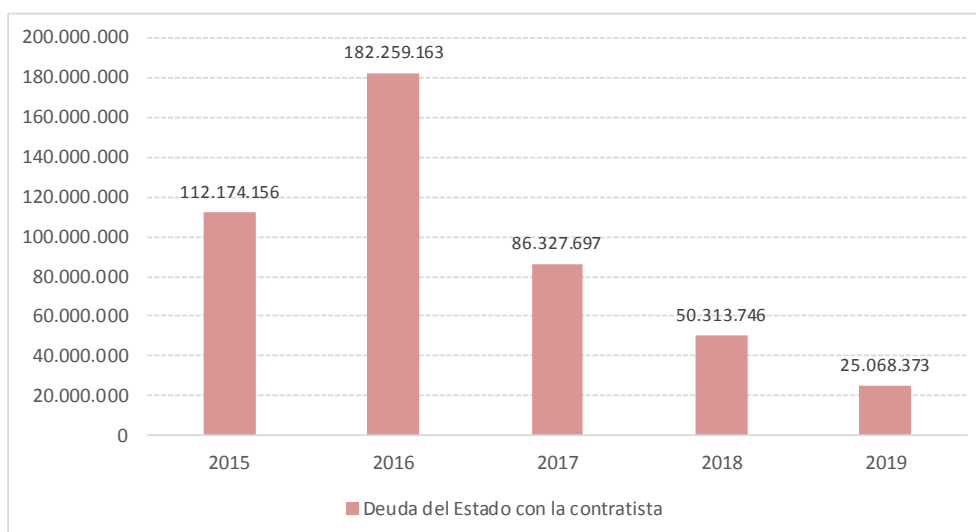
Gráfico 32. Bloque Tarapoa. Pago a la contratista privada vs. valor de la tarifa completa (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2016-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

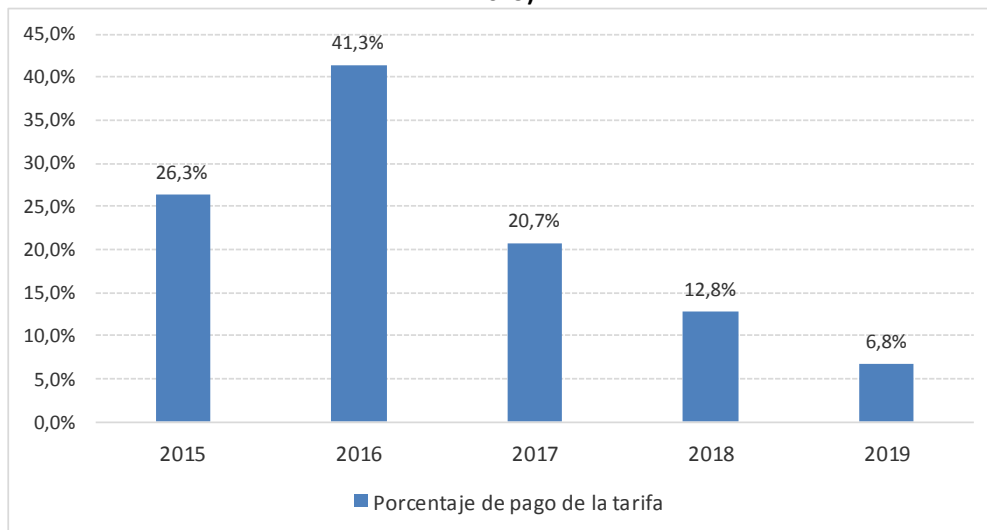
Gráfico 33. Bloque Tarapoa. Deuda del Estado con la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

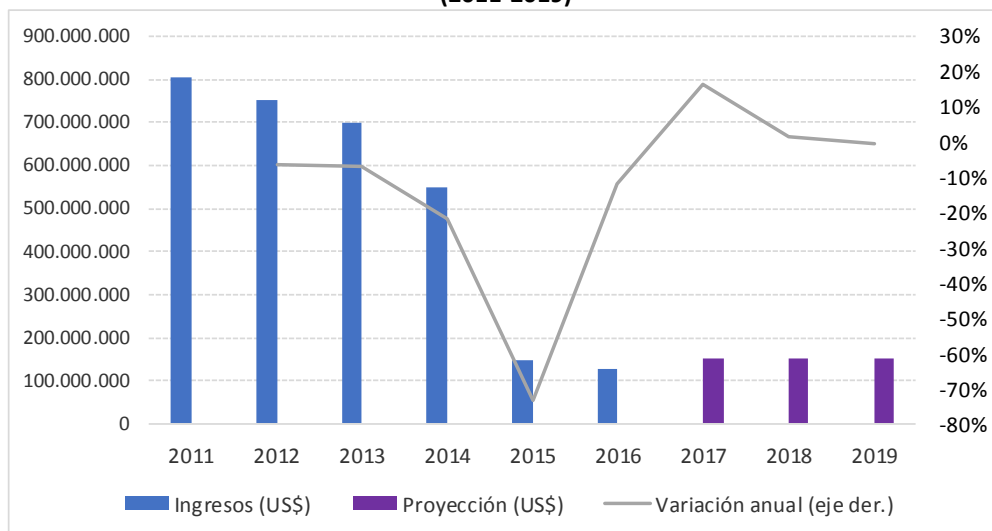
Gráfico 34. Bloque Tarapoa. Porcentaje de deuda de la contratista privada sobre el total de la tarifa (2015-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

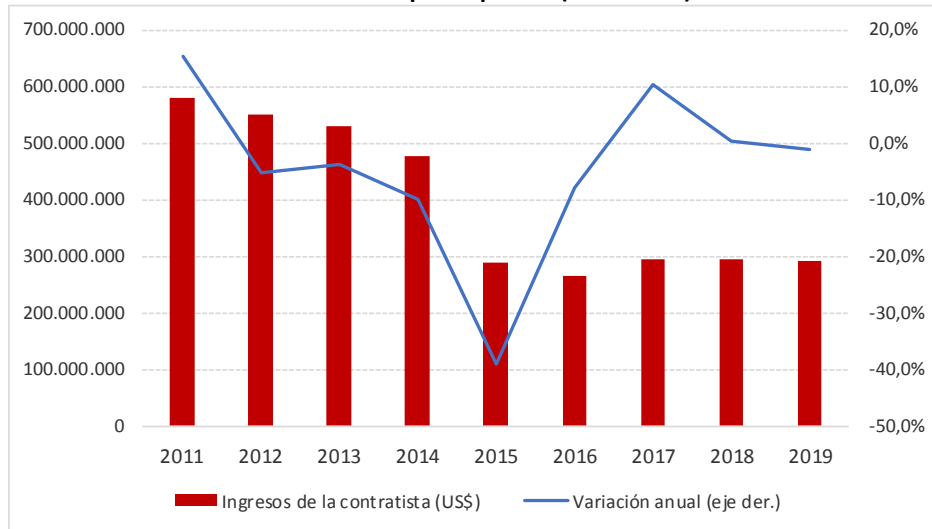
Gráfico 35. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 36. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019) *

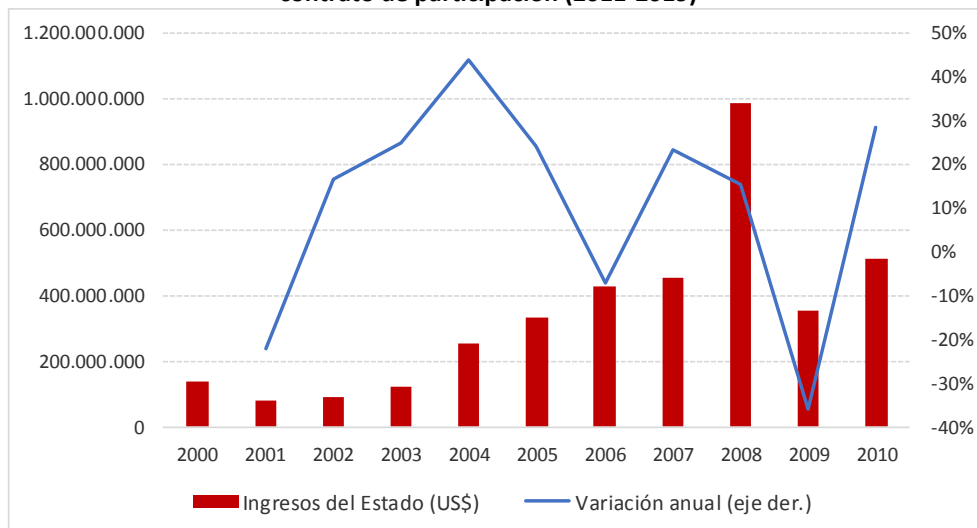


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

*Ingresos una vez repartidos los ingresos extraordinarios.

Gráfico 37. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019) *

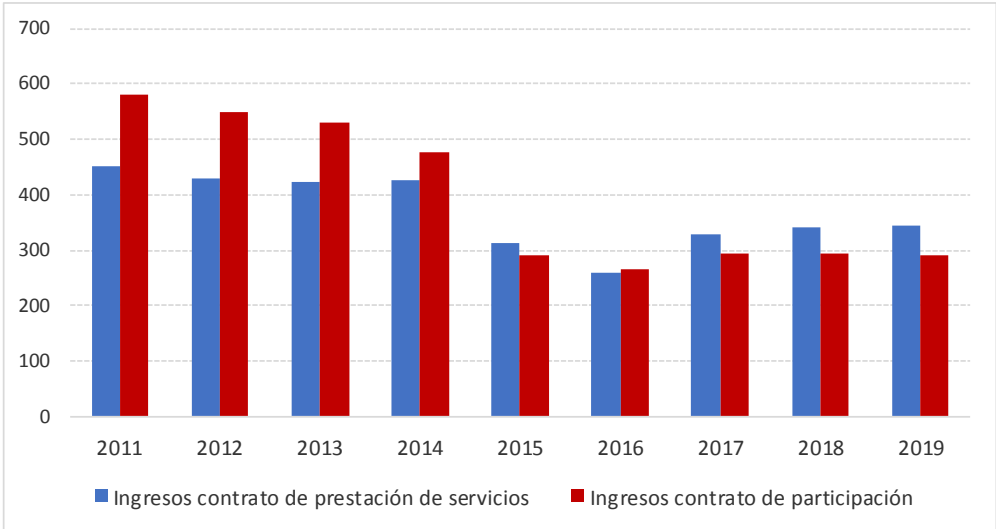


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

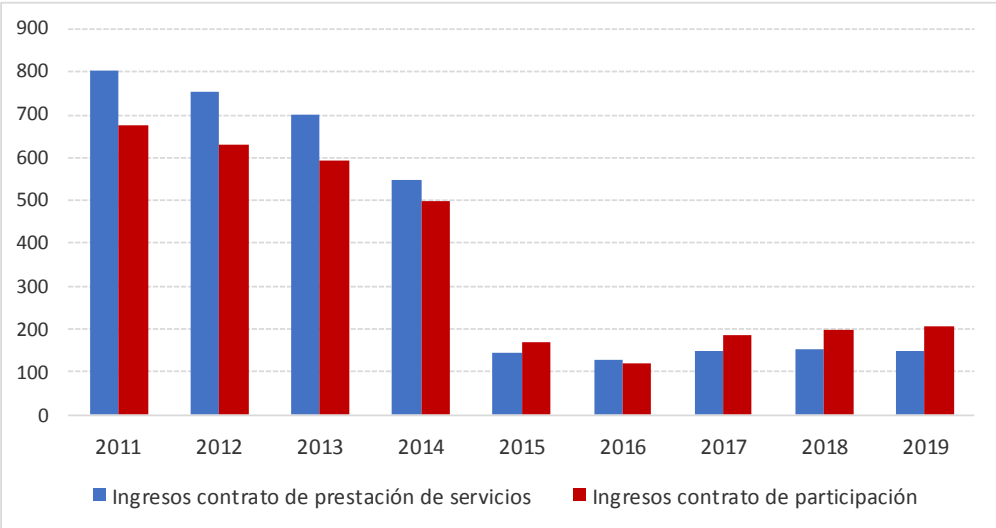
*Ingresos una vez repartidos los ingresos extraordinarios.

Gráfico 38. Bloque Tarapoa. Ingresos de la contratista privada (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



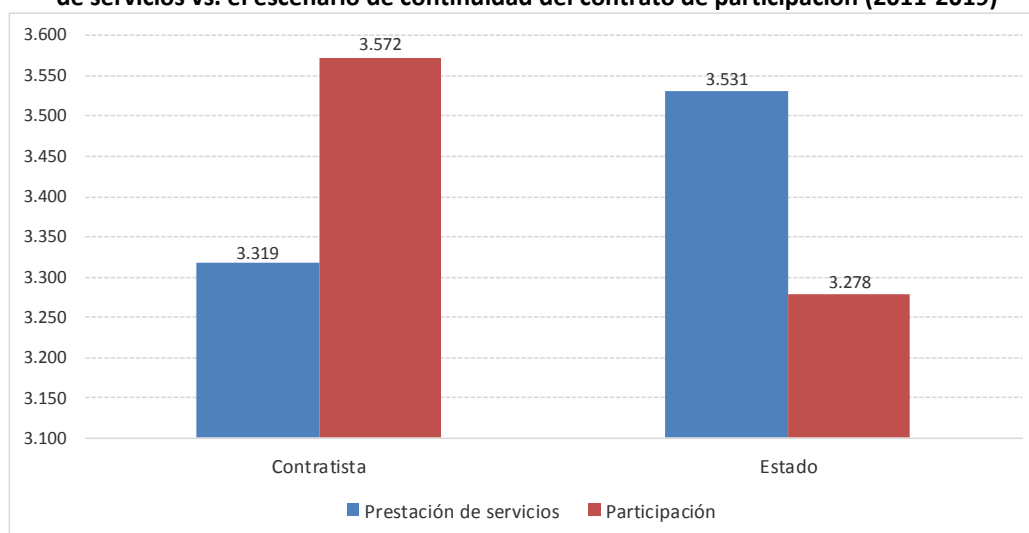
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.
 Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 39. Bloque Tarapoa. Ingresos del Estado (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.
 Elaboración: Jasmine Bilbao.

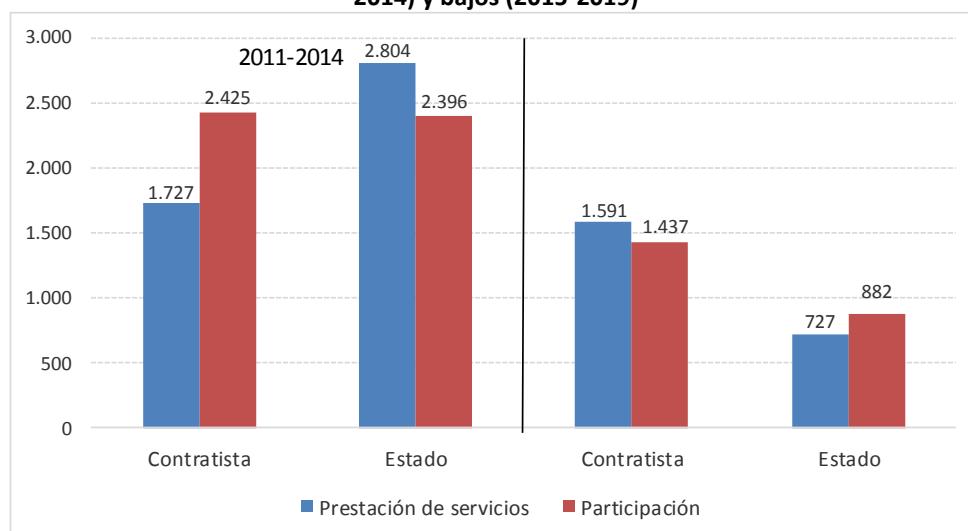
Gráfico 40. Bloque Tarapoa. Distribución de los ingresos totales (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

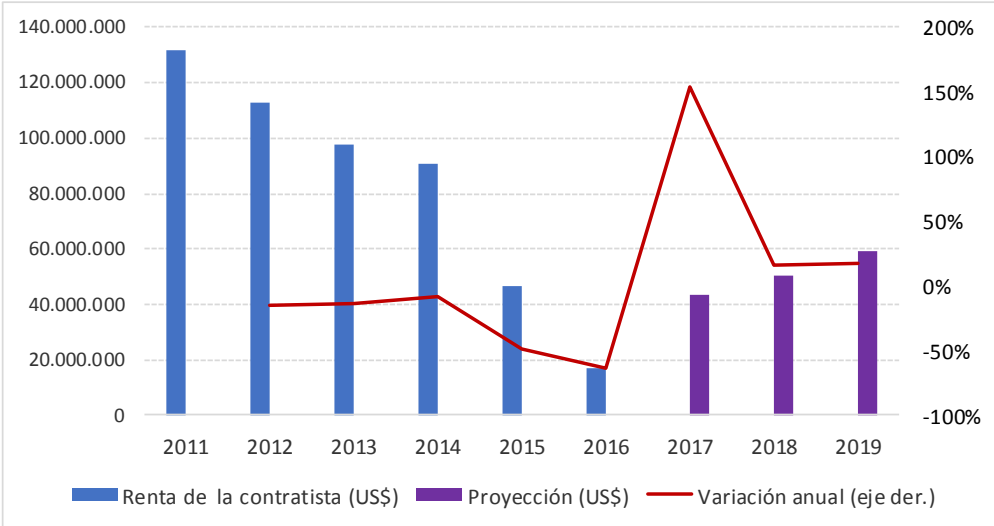
Gráfico 41. Bloque Tarapoa. Distribución de los ingresos (millones US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación en período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

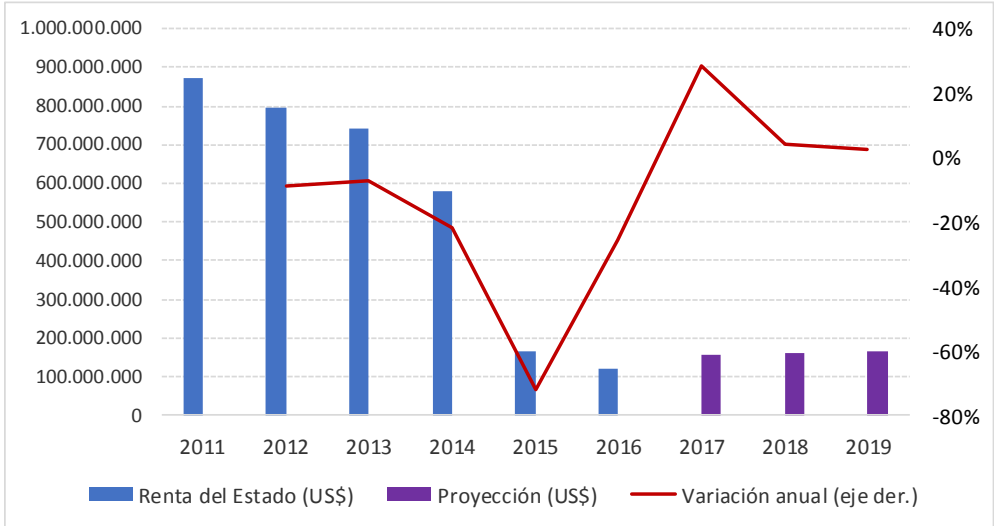
Gráfico 42. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

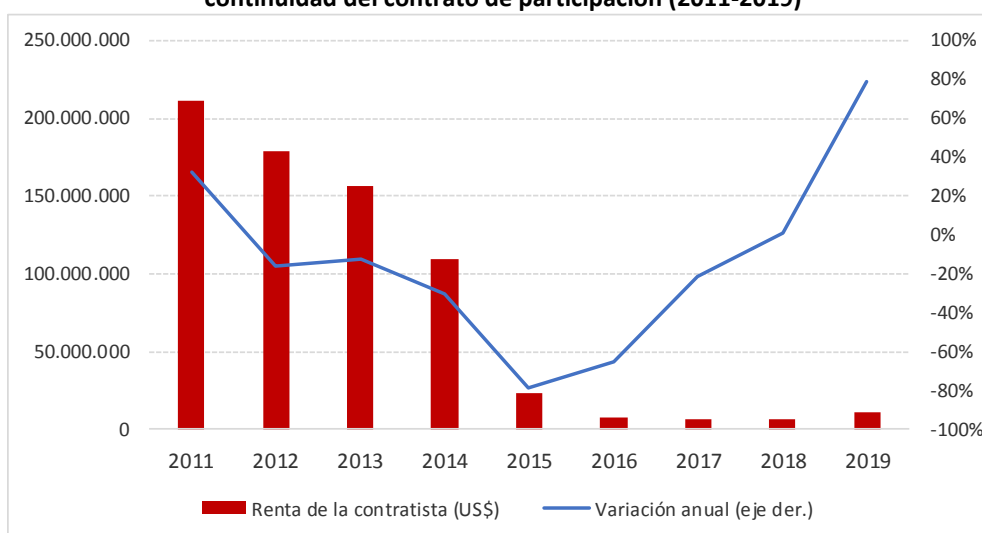
Gráfico 43. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

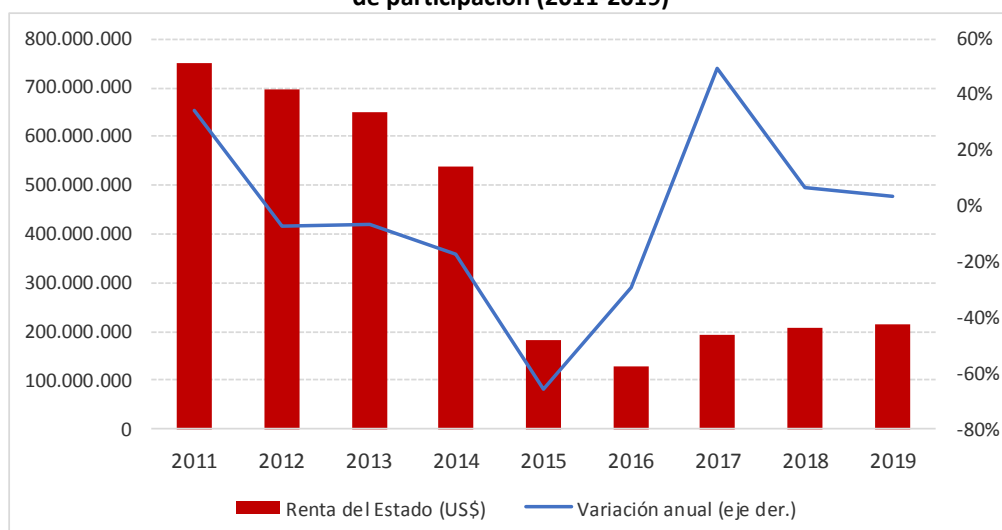
Gráfico 44. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

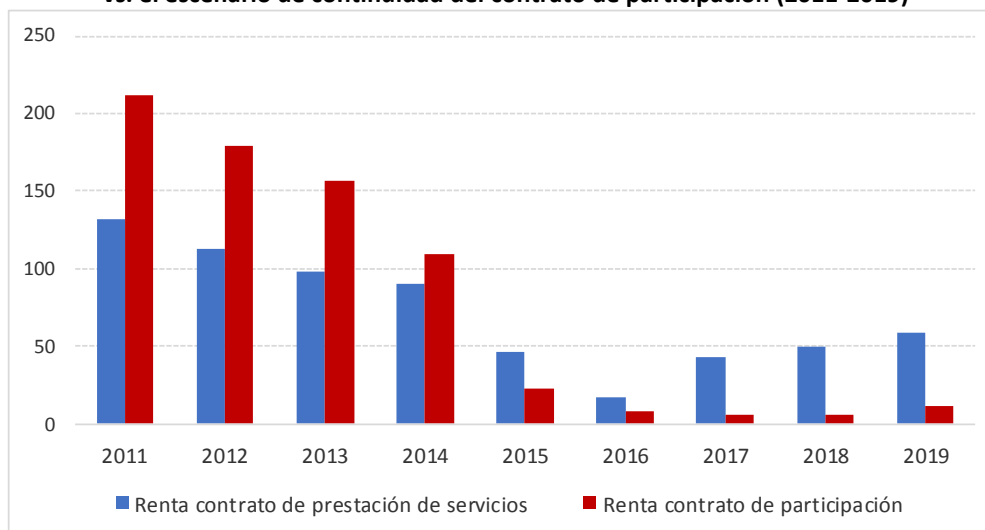
Gráfico 45. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

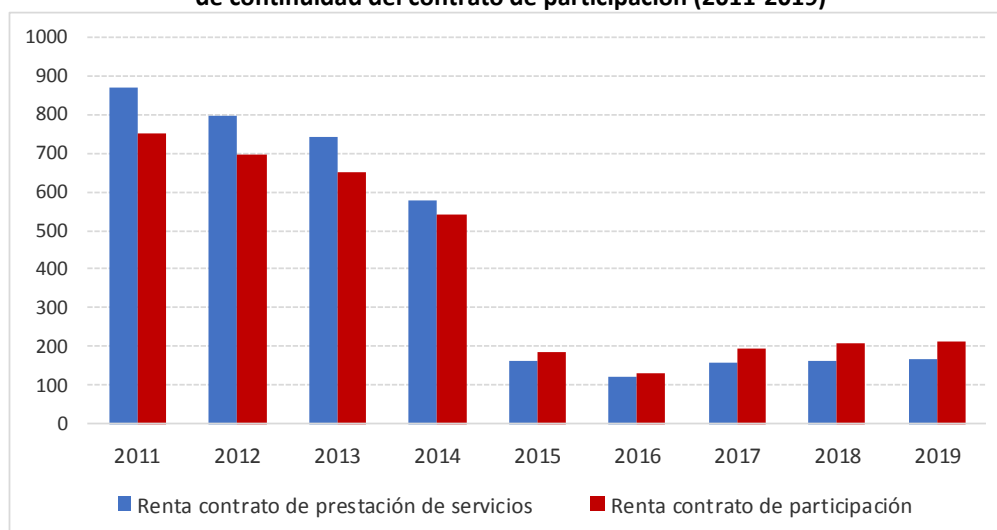
Gráfico 46. Bloque Tarapoa. Renta de la contratista privada (US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao

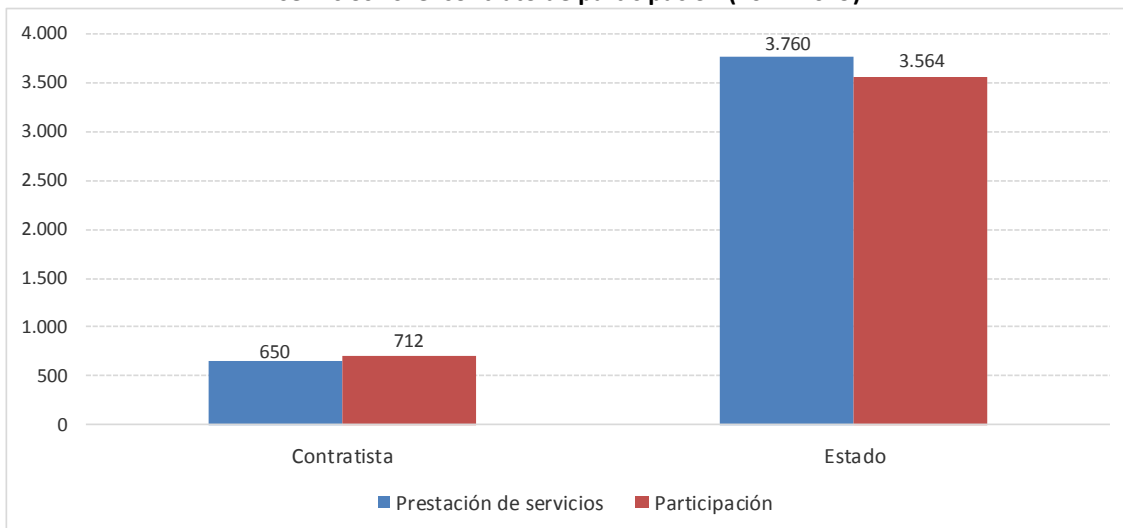
Gráfico 47. Bloque Tarapoa. Renta del Estado (US\$) en el contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

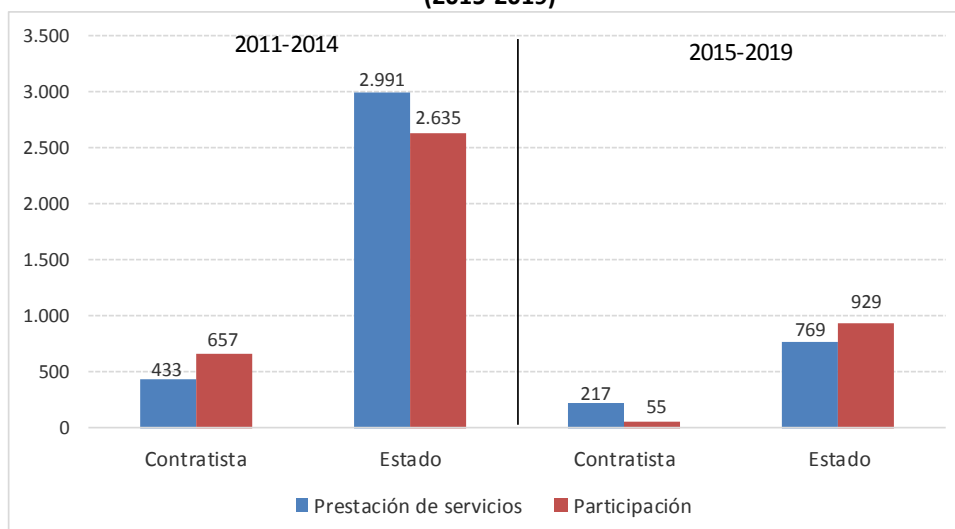
Gráfico 48. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta total (millones US\$) del contrato de prestación de servicios vs. el contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

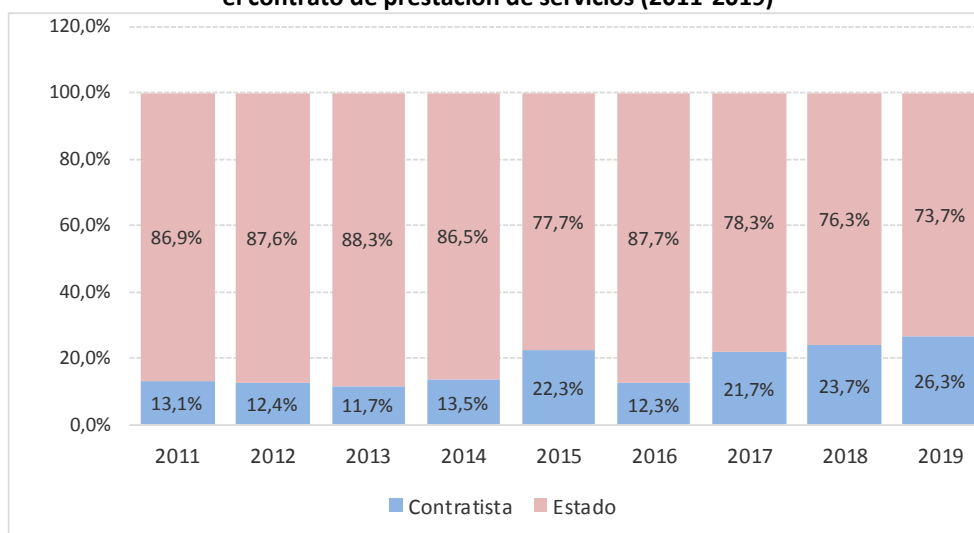
Gráfico 49. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta (millones US\$) del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación, en período de precios altos (2011-2014) y bajos (2015-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

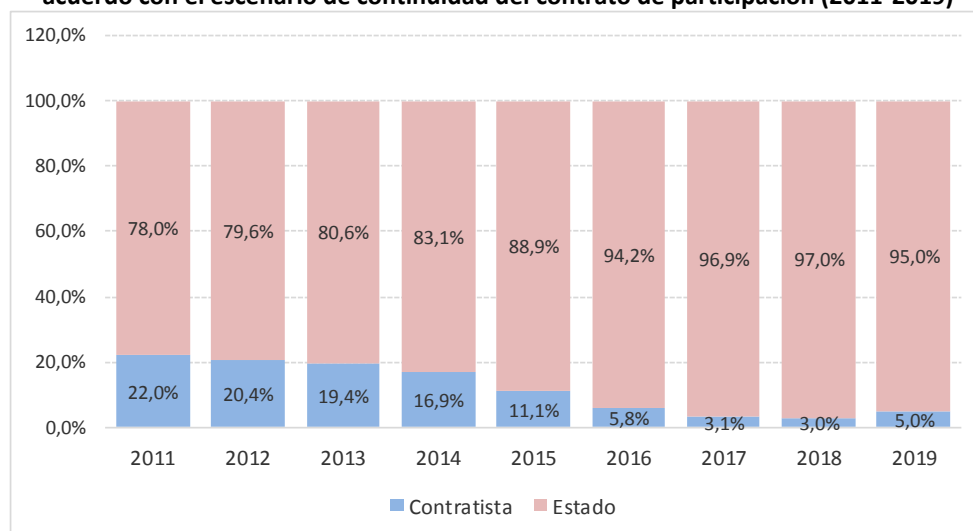
Gráfico 50. Bloque Tarapoa. Distribución de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

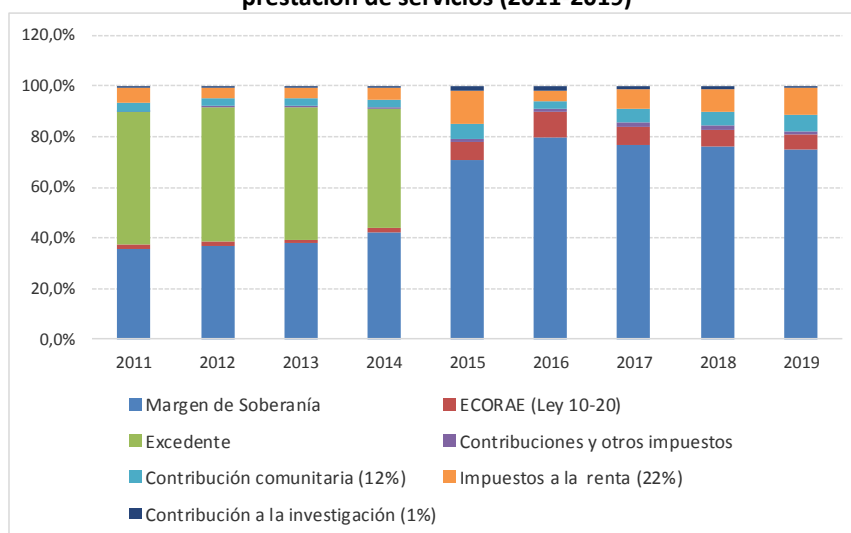
Gráfico 51. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de la renta entre el Estado y la contratista privada, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

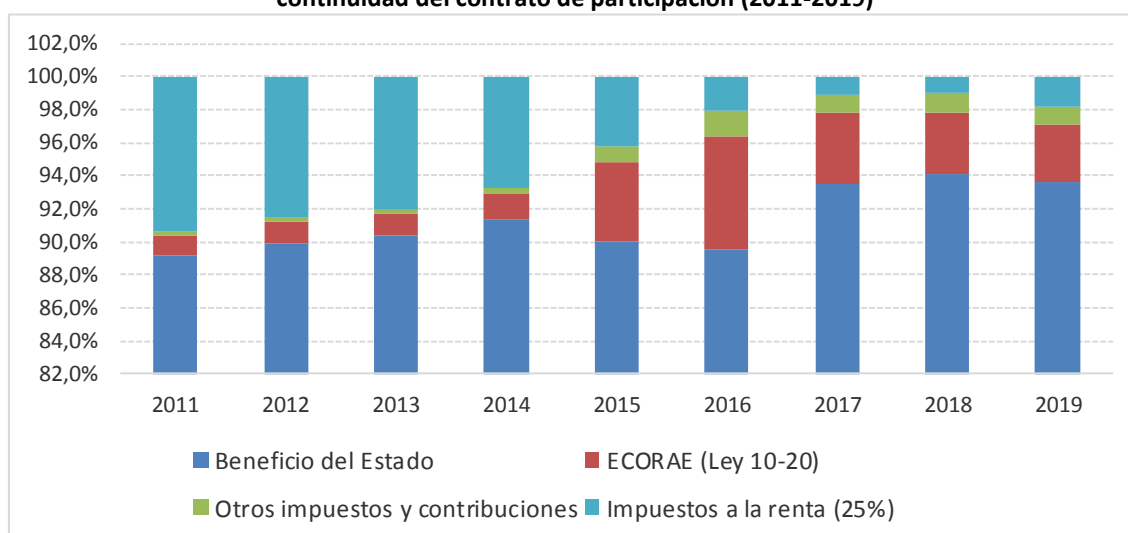
Gráfico 52. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Gráfico 53. Bloque Tarapoa. Composición porcentual de la renta del Estado, de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 13. Bloque Tarapoa. Distribución porcentual de los ingresos y la renta en nivel de precios altos (2011-2014) y precios bajos (2015-2019) y total (2011-2019), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación

Período	Nivel de precios del crudo	Contrato	Participación en los ingresos totales		Participación en la renta total	
			Contratista	Estado	Contratista	Estado
2011-2014	Altos	Prestación de servicios (a)	38.1%	61.9%	12.6%	87.4%
		Participación (b)	47.1%	52.9%	20.0%	80.0%
		Diferencia (a-b)	-9.0%	9.0%	-7.3%	7.3%
2015-2019	Bajos	Prestación de servicios (a)	68.6%	31.4%	22.0%	78.0%
		Participación (b)	62.0%	38.0%	5.6%	94.4%
		Diferencia (a-b)	6.7%	-6.7%	16.4%	-16.4%
Total		Prestación de servicios (a)	48.4%	51.6%	14.7%	85.3%
		Participación (b)	52.1%	47.9%	16.6%	83.4%
		Diferencia (a-b)	-3.7%	3.7%	-1.9%	1.9%

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 14. Bloque Tarapoa. Indicadores financieros, de acuerdo con el contrato de participación (2000-2010)

TIR Contratista privada	Payback Contratista privada (años)	VPN (US\$)		R _{B/C}
		Contratista privada	Estado	
43,17%	4	313.410.319	2.038.669.771	1,46

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 15. Bloque Tarapoa. Indicadores financieros del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)

Modelo contractual	TIR Contratista privada	Payback Contratista privada (años)	VPN (US\$)		R _{B/C}
			Contratista privada	Estado	
Prestación de Servicios (a)	11,02%	7,25	18.600.865	3.081.109.638	1,44
Participación (b)	19,12%	3,0	123.260.137	2.846.897.746	1,05
Diferencia (a-b)	-8,11%	4,29	-104.659.273	234.211.891	0,39

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Superintendencia de Compañías y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Para cerrar el Capítulo III, se plantean las siguientes conclusiones:

- El bloque 62 o Tarapoa fue escogido como estudio de caso por su representatividad en la producción ecuatoriana (6,2%), así como en la producción a nivel privado (28%), en el 2015.
- El bloque Tarapoa se ubica al noreste de la Cuenca Oriente, entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo Guayanés al oriente. El bloque Tarapoa está conformado por 13 campos de producción: Alice, Chorongo, Dorine, Esperanza, Fanny-18B, Mahogany, Mariann-4^a,

Shirley, Sonia y en el 2012 se incorporaron Chorongó Este, Colibrí y Mariann Norte (Gráfico 15). Este bloque tiene una superficie de aproximadamente 36.227 ha y la producción de petróleo crudo tiene una calidad media de 22,06° API.

- El bloque Tarapoa fue operado desde 1973 por la empresa Cayman Corporation, una asociación con City Investing Company y Southern Unios Production Company, bajo el contrato de asociación. En 1996 se suscribió la modificación del contrato de asociación al contrato de participación y la explotación quedó únicamente en manos de City.
- En 2002, el bloque pasó a Pacalta Resources Ltd., empresa que, poco después, sería comprada por Alberta Energy Company (AEC) y ésta, a su vez, por la empresa EnCana. Finalmente, Andes Petroleum Company Ltd. adquirió los activos de EnCana Ecuador Ltd. e inició sus operaciones el 28 de febrero de 2006 y opera en los campos del bloque Tarapoa hasta la fecha (julio de 2017). En 2010, Andes Petroleum firmó el contrato de prestación de servicios.
- En este capítulo se realizó un análisis comparativo del comportamiento y evolución de variables relevantes del bloque Tarapoa (producción de crudo, inversiones, costos y gastos, precio del petróleo crudo, ingresos y renta de la contratista privada y del Estado), así como de varios indicadores financieros (VPN, payback, TIR y relación beneficio-costos), según los modelos económicos de los contratos petroleros de prestación de servicios y participación, en el período 2000-2010 y en el de 2011 a 2019.
- Durante el período del contrato de participación (2000-2010), el precio promedio anual del crudo del bloque fue de \$ 44,70 por barril. En los tres primeros años del contrato de prestación de servicios (2011-2014), el precio promedio del crudo del bloque fue de \$ 96,58 por barril. Posteriormente, en el 2015, se produjo una caída significativa a un valor de \$ 39,02 por barril (-52,7%, con relación al 2014). En las proyecciones de la SH, el precio del crudo crecería hasta 2019, hasta ubicarse en \$ 48,79 por barril.
- Con relación a la producción, en el período 1995-2016, la producción acumulada del bloque Tarapoa fue de 278.407.147 barriles y 34.644 mil barriles. Durante el contrato de participación (1995-2010), se registró una producción total de 205.801.848 barriles y un promedio de producción diaria de 35.215 barriles de crudo. En el período del contrato de prestación de servicios (2011-2016), la contratista privada produjo un promedio de 12.11.883 barriles anuales, es decir 33.123 b/d en promedio. Según proyección de datos para el período 2007-2019, con un coeficiente de declinación de 6% anual, en el 2019, la producción diaria de crudo en el bloque Tarapoa bajaría a 27.871 barriles por día.
- En el caso de las inversiones totales, en el período del contrato de participación (2000-2010), se invirtió un acumulado total de \$ 1.120.738.327, lo que implica un promedio anual de \$ 101.885.302. A diferencia, en el período del contrato de prestación de servicios (2011-2015), la contratista privada invirtió en términos acumulados, \$ 635.962.539 y en promedio anual, \$ 127.192.508
- A nivel del estudio de caso del bloque Tarapoa, se corrobora la conclusión del estudio de la distribución de los ingresos de todos los bloques, desarrollado en el Capítulo II. En el período

de precios altos del crudo, el Estado recibe mayores ingresos con el contrato de prestación de servicios: sin embargo, en el período de precios bajos, el Estado habría recibido mayores ingresos con la continuación del contrato de participación. Es importante señalar, que, en el período de precios bajos, con el contrato de prestación de servicios, el Estado acumula deuda con la contratista privada Andes Petroleum Ltd.

- La contratista privada Andes Petroleum Ltd., en los dos tipos de contratos obtiene un VPN positivo (proyecto rentable); sin embargo, existe una diferencia significativa entre el VPN del flujo de caja del escenario de continuidad del contrato de participación es mayor en 562,6%, con relación al escenario de continuidad del contrato de participación. Así, mismo, el Estado experimentaría un VPN positivo con los dos contratos; sin embargo, el VPN del contrato de prestación de servicios le ofrece 8,2% más que el escenario de continuidad del contrato de participación.
- La contratista privada presentaría una menor TIR con el contrato de prestación de servicios que con el contrato de participación hasta el 2019. Esta TIR es inferior a la tasa de 15%, porcentaje que es considerado el piso de rentabilidad aceptable para seguir invirtiendo y operando en el campo, según estándares internacionales. Esta conclusión implicaría que, posiblemente, la contratista privada decida terminar unilateralmente con el contrato y abandonar el campo o buscar renegociar el contrato.
- La diferencia entre la relación beneficio-costo, entre el contrato de prestación de servicios (1,44 ctvs.) y el escenario de continuidad del contrato de participación (1,05 ctvs.), se explica porque el VPN de los costos + inversiones del escenario de continuidad del contrato de participación es más alto que el del contrato de prestación de servicios, en 53,8%. Esto se explica porque, en los costos del contrato de participación, se incluyen los costos de transporte, comercialización y aporte al ECORAE.

Conclusiones

- Las modificaciones de los modelos contractuales en la historia petrolera del Ecuador han respondido a requerimientos e intereses de los actores, Estado y contratistas, conforme a lineamientos de políticas de los diferentes gobiernos de turno.
- El contrato de participación (1993-2010), obedece a una lógica de política petrolera de incentivos a la inversión petrolera privada, por lo que, en el modelo económico del contrato, la contratista recibe la mayor participación en la producción del petróleo. El cambio del contrato de participación al modelo contractual de prestación de servicios, propiciado por el gobierno de Rafael Correa, se inscribe en el marco de un discurso de política direccionada a recuperar la soberanía sobre los recursos petroleros y aumentar la participación del Estado en la renta petrolera. De acuerdo con estas políticas, el modelo económico del contrato de prestación de servicios concede al Estado la participación total en la producción del petróleo, en tanto que la contratista recibe por sus servicios una tarifa fija (únicamente ajustada por inflación) por barril producido, en reconocimiento de los costos, gastos, amortizaciones de inversiones incurridos por las contratistas, a lo que se suma una utilidad razonable.
- En el caso del contrato de participación, el Estado y la contratista asumen conjuntamente el riesgo de mercado (variación de precios) y la contratista asume el riesgo geológico y de inversión, mientras que, con el contrato de prestación de servicios, la contratista asume el riesgo de la actividad (geológico y de inversión) y el Estado asume el riesgo de mercado (variación de precios). Por ello, el modelo económico del contrato de prestación de servicios permite que las contratistas tengan corrientes estables de ingresos por la tarifa fija, de acuerdo con el volumen de petróleo producido, en tanto que los ingresos del Estado tienen un alto grado de inestabilidad, dado que están determinados por los volúmenes de petróleo producidos, valorados de acuerdo con los precios internacionales del crudo, que experimentan variaciones a lo largo del tiempo.
- En el diseño del modelo económico del contrato de prestación de servicios y en el proceso de la negociación de las tarifas, no se consideró la afectación de las variaciones del precio internacional del crudo en la economía del contrato. El contrato de prestación de servicios permite recaudaciones significativas de ingresos para el Estado en el período de precios altos del crudo, superiores a las cifras que se obtendrían bajo la modalidad del contrato de participación. En contraste, en coyuntura de precios bajos del crudo (caída del precio del petróleo a partir del segundo semestre del 2014) se puso en evidencia esta debilidad del contrato, cuando los ingresos petroleros de los contratos sufren una significativa reducción, con una acumulación de deudas del Estado con las contratistas, por la insuficiencia de ingresos disponibles para cubrir los pagos de las tarifas por barriles producidos.
- Con el contrato de prestación de servicios, se logra el cumplimiento de las expectativas de incremento de las inversiones exploratorias y de explotación, cuyos valores superan las cifras previstas, en el período 2011-2015. Sin embargo, entre 2015 y 2014, la inversión privada

muestra valores descendentes. Por su parte, con el contrato de prestación de servicios, la producción petrolera muestra una tendencia declinante, conservando la tendencia de los años anteriores.

- Las proyecciones de la AIE de los precios del crudo en el mediano plazo indican que el precio del crudo referencial del crudo ecuatoriano (WTI) se recuperará lentamente y no rebasaría los \$ 70 hasta 2020, por lo que es posible anticipar una continuidad del período de precios bajos del crudo de los contratos petroleros en los próximos años. Bajo esta proyección de los precios del crudo en los mercados internacionales, se prevén cifras de ingresos disponibles, insuficientes para cubrir el total de los pagos a las contratistas por concepto de tarifa por barril producido, con una acumulación de valores por deudas del Estado con las contratistas, adicionales a las que ya se registran desde el 2015, y disponibilidad de ingresos para el Estado, reducida a los valores por concepto de “Margen de Soberanía” de los ingresos brutos del contrato. En el caso de una recuperación de los niveles de precios del petróleo, el Estado tendría que destinar estos recursos a cubrir la deuda con las contratistas de los años anteriores. Los valores de las deudas del Estado con las contratistas serían extinguidos en el caso de que los precios del crudo no suban del margen necesario para cubrir la tarifa a la fecha de terminación del contrato (Art. 31 de la Ley de Hidrocarburos).
- El contrato de prestación de servicios posibilita la obtención de mayores niveles de ingresos para el Estado en el período 2011-2014, con relación al escenario de continuidad del contrato de participación, dado el aporte significativo de ingresos registrado en el período de precios altos del petróleo (2011-2014). Se destacan las reducciones importantes de los niveles de ingresos, en los dos contratos, en la coyuntura de precios bajos del petróleo. El contrato de participación muestra mayores rendimientos de ingresos para las contratistas privadas, respecto del contrato de prestación de servicios, en el período 2011-2014. Al igual que los ingresos del Estado, los ingresos de las contratistas privadas experimentan reducciones significativas en los períodos de precios bajos del petróleo, tanto en el contrato de prestación de servicios como en el del escenario de continuidad del contrato de participación.
- El contrato de prestación de servicios muestra una alta sensibilidad a las variaciones del precio del petróleo, dado que posibilita mayores niveles de ingresos para el Estado en la coyuntura de precios altos del petróleo, en tanto que, en períodos de precios bajos, los ingresos del Estado se contraen significativamente, y, a la par, se acumulan deudas con las contratistas privadas por insuficiencia de ingresos para cubrir los valores de pago de las tarifas por bls de petróleo producido. Por efecto de las variaciones en los precios del petróleo, la participación del Estado y contratistas privadas en los ingresos totales, con el contrato de prestación de servicios, se modifica dependiendo de la coyuntura de precios bajos o de precios altos del petróleo, por lo que se registran proporciones mayores para el Estado en los períodos de precios altos, y proporciones menores en los períodos de precios bajos. En oposición, las contratistas privadas reciben las mayores proporciones de los totales de ingresos en los períodos de precios bajos del crudo.
- Las cifras de la distribución de ingresos del bloque Tarapoa corroboran los resultados de la distribución de los ingresos de todos los bloques que muestran la variabilidad de los ingresos,

conforme a las fluctuaciones de los precios del petróleo, y su afectación en mayor o menor medida, dependiendo de la modalidad contractual (prestación de servicios o participación). En el período de precios altos del crudo, el Estado recibe mayores ingresos con el contrato de prestación de servicios, en tanto que, en el período de precios bajos, el Estado habría recibido mayores ingresos con el contrato de participación. En el período de precios bajos del crudo, a partir del 2015, con el contrato de prestación de servicios, el Estado acumula deuda con la contratista del bloque. En contraste, la contratista habría recibido una mayor cifra de ingresos en el contrato de participación que en el contrato de prestación de servicios en el periodo 2011-2019, como en el período de precios altos del crudo, en tanto que, en el período de precios bajos del crudo, el contrato de prestación de servicios le proporciona una mayor participación en los ingresos.

- Los indicadores financieros del bloque Tarapoa muestran un TIR para la contratista del 11,2%, con el contrato de prestación de servicios, menor a la registrada con el contrato de participación. Esta TIR es inferior a 15%, tasa que es considerada el piso de rentabilidad aceptable en las inversiones petroleras, según estándares internacionales. Adicionalmente, existe una diferencia en la relación costo-beneficio. En el escenario de continuidad del contrato de participación, este indicador arroja una rentabilidad de 5 ctvs. por dólar invertido, mientras que, en el contrato de prestación de servicios, es de 45 ctvs. Esto se explica porque el VPN de los costos + inversiones del contrato de participación es significativamente mayor, debido a que en esta modalidad contractual se incluyen costos de transporte, comercialización y aporte al ECORAE.

Recomendaciones

- Las conclusiones obtenidas en el estudio del bloque Tarapoa son exclusivamente válidas para este caso por las particularidades del contrato y condiciones geológicas únicas del bloque. Por tal motivo, es necesario realizar estudios de caso de los demás bloques para estimar las diferencias en sus resultados económicos.
- Con el fin de contar con resultados de mayor afinamiento para estudios prospectivos de los modelos económicos de los contratos, se recomienda se realicen proyecciones de las diferentes variables hasta la fecha de terminación de los contratos vigentes, con información mensual, que permitan proyecciones más finas de las diferentes variables (producción, inversiones, reservas, impuestos y contribuciones, costos y gastos), mediante la aplicación de herramientas econométricas modernas (Vectores Autorregresivos, Modelos ARMA y ARIMA, entre otros).
- En razón del impacto significativo de los precios del petróleo en la economía del contrato de prestación de servicios, que determinan una reducción significativa de ingresos para el Estado en la coyuntura de precios bajos del petróleo, se considera conveniente una renegociación de los contratos de prestación de servicios, con base de estudios técnicos que permitan la reformulación del modelo económico, a partir de la determinación de tarifas variables que se ajusten en el tiempo en función de las variaciones del precio del crudo, inversiones, costos gastos y producción efectivamente realizada, con fines de asegurar resultados económicos favorables para las partes, en todo el período de vigencia de los contratos.
- Para la renegociación de los contratos, se recomienda además se realicen estudios de los cálculos de las tarifas fijadas para cada bloque, para verificar la validez de los datos de base y determinar su consistencia, rigurosidad de cálculo y fijación de utilidades razonables.
- Las particularidades del contrato de participación permiten efectuar una propuesta para una modalidad contractual más beneficiosa para el Estado ecuatoriano. Una alternativa sería aumentar las participaciones del Estado en la producción de petróleo de los bloques y aplicar la Ley Reformatoria 2006-42 con la repartición del 50/50 de los ingresos extraordinarios. De esta forma, ambas partes asumen el riesgo de mercado, pero la contratista lo asume en mayor medida.
- En los procesos de renegociación de contratos petroleros, se debe asegurar condiciones de transparencia de la información técnica y económica de los diferentes campos petroleros, así como la participación de veeduría pública en las diferentes fases de dichos procesos y que, posteriormente, den paso a la conformación de observatorios de la política petrolera y las actividades petroleras en el país.
- Los contratos petroleros deben incluir cláusulas que permitan procesos de transferencia e innovación tecnológica de las diferentes actividades de la explotación petrolera, con la

participación de universidades, centros de investigación e instituciones especializadas, para favorecer el desarrollo tecnológico nacional de la industria petrolera, con la generación de empleos para profesionales y técnicos ecuatorianos.

Referencia Bibliográfica

- Acosta, Alberto (2010, julio, 23) *Complicaciones de la reforma a la Ley de Hidrocarburos: una lectura urgente.* **Rebelión.** Ecuador. Recuperado de <http://www.rebelion.org/noticia.php?id=110204>
- Acosta, Alberto (2011, abril) Ecuador: Unas reformas petroleras con muy poca reforma. **Ecuador Debate**, 82, (45-60).
- Ayala, José (1999) *Instituciones y economía. Una introducción al neoinstitucionalismo económico.* México: Fondo de Cultura Económica.
- Aráuz, Luis Alberto (2009) **Derecho Petrolero Ecuatoriano.** Quito: Comité de Empresa de los Trabajadores de Petroproducción.
- Arezki, Rabah y Blanchard, Oliver (2014, diciembre). **Seven Questions about the Recent Oil Price Slump.** FMI. Recuperado de <https://blog-imfdirect.imf.org/2014/12/22/seven-questions-about-the-recent-oil-price-slump/>
- Backhaus, Jürgen. G y Wagner, Richard E. (2004) **Handbook of Public Finance.** Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Baffes, John, Kose, Ayhan M., Ohnsorge, Franziska y Stocker, Mark (2015, marzo) **The great plunge in oil prices: Causes, consequences, and policy responses.** Banco Mundial. Recuperado de <http://www.worldbank.org/en/research/brief/policy-research-note-01>
- Banco Central del Ecuador (2014) Evolución de la Balanza Comercial Enero-Julio 2014.
- Banco Central del Ecuador (2017) Evolución del Volumen de Crédito y Tasas de Interés del Sistema Financiero Nacional mayo 2017.
- Bina, Cyrus (1992) The Laws of Economic Rent and Property: Application to the Oil Industry. **The American Journal of Economics and Sociology**, 51 (2), (187–204).
- Bindemann, Kirsten (1999) **Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis.** Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Bolaños, Eduardo (1999) David Ricardo. **Ensayos de Economía**, 10 (16), (61-87).
- Buchanan, James (1987) **The Constitution of Economic Policy.** Texas: Texas University Press.
- Bustamante, Teodoro y Zapata, Oscar (2007) Detrás de la cortina de humo Dinámicas sociales y petróleo en el Ecuador. Quito: Flacso.
- British Petroleum (2016) **BP Statistical Review of World Energy.** Londres: Autor. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- Bryan, Dick (1990) "Natural" and "Improved" land in Marx's theory of rent. **Land Economics**, 66(2), (176-181).
- Cabezas, Rodrigo (1974) Política petrolera ecuatoriana. **Nueva Sociedad**. 14, (30-33).
- Cahuc, Pierre (2001, agosto) La nueva Microeconomía. **Cuadernos de Economía**, 35, (309-313).

- Canadian Society for Unconventional Gas (s.f) **Understanding Hydraulic Fracturing**. Calgary: Autor.
Recuperado de http://www.csur.com/images/CSUG_publications/CSUG_HydraulicFrac_Brochure.pdf
- Campodónico, Humberto (2008) **Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina**. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Constanza, Robert, D'Arge, Ralph, De Groot, Rudolf, et al. (1997) The value of the world's ecosystem services and natural capital. **Nature**, 387.
- Cio, Alberto (2013) **Oil Economics and Policy**. Bolonia: Springer Science & Business Media.
- Dugger, William M. (1995) Douglass C. North's New Institutionalism. **Journal of Economic Issues**, 29 (2), (453-458).
- Escobar, Juan (2017, marzo,13) El petróleo de esquisto contrataca. **El Colombiano**, Colombia. Recuperado de <http://www.elcolombiano.com/opinion/columnistas/el-petroleo-de-esquisto-contrataca-BD6137883>
- Fagiolo, Mario (2009) La influencia de la renta petrolera en el desarrollo de la Economía Social en Venezuela, 1998 – 2009. **Revista Venezolana de Economía Social**, 9 (18), (93-118).
- Farina, Joaquín (2006, abril) El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y Marxista. ¿Son aplicables a la Argentina actual? Alicante: Universidad de Alicante.
- Fischer, Hana (2015, junio) Por qué la reforma educativa en Chile no va a dar los resultados proclamados. **El Cato**. Recuperado de <https://www.elcato.org/por-que-la-reforma-educativa-en-chile-no-va-dar-los-resultados-proclamados>
- Fontaine, Guillaume (2002) Sobre bonanzas y dependencia Petróleo y enfermedad holandesa en el Ecuador. **Iconos**, 13, (102-110).
- Fontaine, Juan Andrés (1983) El rol macroeconómico del Estado. **Estudios Públicos**, 9, (1-23). Recuperado de https://tmacroeconomica.files.wordpress.com/2010/09/el_rol_ma.pdf
- Fusco, Leah (2006) **Peak Oil Theory**. St. John's: Memorial University of Newfoundland Recuperado de <http://www.ucs.mun.ca/~oilpower/documents/Peakoil2-1.doc.pdf>
- Garrido, Héctor (2016, enero, 1) Las 5 causas y 10 efectos de la crisis del petróleo: ¿quién gana, quién pierde y cómo nos afecta? **20 Minutos**, España. Recuperado de <http://www.20minutos.es/noticia/2653191/0/causas-efectos/crisis-petroleo-barato/perjudicados-beneficiados/>
- Ghandi, Abbas y Lin, Cinthia (2014) **Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review**. Davis: Institute of Transportation Studies.
- González, Claudio (2011) Adam Smith y la escuela de Economía Clásica inglesa. **Revista de Filosofía UCR**, 9 (28), (63-67).
- Guaranda, Wilton (2011) **Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador**. Quito: Fundación Regional de Asesoría en Derechos Humanos (INREDH) http://www.inredh.org/index.php?option=com_content&id=288:explotacion-petrolera-en-el-ecuador&Itemid=126+
- Gruchy, Allan (1985) Neo Institutionalism, Neo-Marxism, and Neo-Keynesianism: An Evaluation. **Journal of Economic Issues**, 18 (2) (547-556).
- Grunstein, Miriam (2010) De la caverna al mercado: Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras. México D.F: Felou.

- Harvey, David (2013) *Ciudades rebeldes: del derecho de la ciudad a la revolución urbana*. Madrid: Akal.
- Hill, P. J. (1999) Public Choice: A review. *Faith & Economics*, 34, (1-10).
- Hodgson, Geoffrey (1998, marzo) La propuesta de la Economía Institucional. *Journal of Economic Literature*, 36 (49-88).
- Hogan, William, Sturzenegger, Federico, y Tai, Laurence (2010) *The Natural Resources Trap: Private Investment Without Public Commitment*. Cambridge: The MIT Press.
- Instituto Internacional de Gobernabilidad de Barcelona (1998) *La teoría económica neo-institucionalista y el desarrollo latinoamericano*. Barcelona: Proyecto PNUD-Red para la Gobernabilidad y el Desarrollo en Desarrollo en América Latina.
- Jäger, Johannes (1999) El rol de la renta de la tierra en la economía urbana e implicaciones para las políticas locales en Montevideo. Viena: Instituto de Estudios Urbanos y Desarrollo Regional.
- Johnston, Daniel (1994) *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Tusla: PennWell Books.
- Johnston, Daniel (2003) *International exploration economics, risk, and contract analysis*. Tusla: PennWell Books.
- Kapp, William (1968) In Defense of Institutional Economics. *The Swedish Journal of Economics*, 70 (1), (1-18).
- Kalmanovitz, Salomón (2003) El neo-institucionalismo como escuela. *Revista de Economía Institucional*, 5 (9), (189-212).
- Kraus, Hans (2011) Del Cameralismo a la economía nacional. La tradición alemana de las ciencias políticas hasta el comienzo del siglo XX. *Historia*, 396 (1), (103-125).
- Lackman, Conway (1976) The Classical Base of Modern Rent Theory. *The American Journal of Economics and Sociology*, 35 (3) (287-300)
- Llanes, Henry (2004) *Estado y Política Petrolera en el Ecuador*. Quito: Artes Gráficas Silva.
- Lotero, Rafael (2005). Teoría de los Contratos: un enfoque económico. *Cuadernos Latinoamericanos de Administración*, 1(1), (11-24).
- Macario, Santiago (1952) El institucionalismo como crítica de la teoría económica clásica. *El Trimestre Económico*, 19 (73), (73-112).
- Masten, Scott y Saussier, Stéphane (2000) Econometrics of contracts: an assessment of developments in the empirical literature on contracting. *Revue d'économie industrielle*, 92, (215-236).
- Mazeel, Muhammed (2010) *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*. Hamburg: Diplomica Verlag
- Medinacelli, Mauricio (2010) *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Morales, Fabio (1997) Eficiencia e intercambio. Corriente neoclásica, institucionalismo y neoinstitucionalismo. *Cuadernos de Economía*, 16(26), (69-82).
- North, Douglas (1990) *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press.
- O'Hara, Phillip (2002) The contemporary relevance of Thorstein Veblen's institutional-evolutionary political economy. *History of Economics Review*, 35(1), (78-103).

- Organización de Países Exportadores de Petróleo (2016, noviembre, 30) **Agreement**. Viena: Autor.
Recuperado de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf
- Pástor, Wilson (2011) Conveniencia para el Estado de la Renegociación de los Contratos Marginales. Quito: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.
- Pesenti, Antonio (1979). **Manual de economía política**. Madrid: Akal.
- Petroecuador (2013) EP Petroecuador: Construyendo el desarrollo del país. Quito: Autor.
- Prats, Joan Oriol (2007) Revisión crítica de los aportes del Institucionalismo a la teoría y la práctica del desarrollo. **Revista de Economía Institucional**, 9 (16), (121-148).
- Quiroz, Rafael (s.f.a) La Opep y los recortes de producción. **El Mundo**, Venezuela. Recuperado de <http://www.elmundo.com.ve/firmas/rafael-quiros-s-/la-opec-y-los-recortes-de-produccion.aspx#ixzz4WhVs4VIC>
- Quiroz, Rafael (s.f.b) Precios y mercado petroleros. **El Mundo**, Venezuela. Recuperado de <http://www.elmundo.com.ve/firmas/rafael-quiros-s-/precios-y-mercado-petroleros.aspx#ixzz4WhcuoYTO>
- Quiroz, Rafael (s.f.c) Trump, petróleo y Opep. **El Mundo**, Venezuela. Recuperado de <http://www.elmundo.com.ve/firmas/rafael-quiros-s-/trump--petroleo-y-opec.aspx>
- Radon, Jenik (2005) The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-Sharing Agreements. Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development. New York: Open Society Initiative.**
- Ricardo, David (1817) **Principios de Economía Política y Tributación**. México D.F: Fondo de Cultura Económica.
- Rodríguez, Carlos E. (2013) **Las fallas del mercado**. Mendoza: Facultad de Ciencias Económicas San Francisco de la Universidad Católica Argentina.
- Romero, Verónica y Bechimol, Pablo (2007) **El concepto de renta de la tierra en Ricardo y Marx**. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. Recuperado de <http://www.econ.uba.ar/www/institutos/economia/Ceplad/ARTICULOS%20PAGINA/EL%20CONCEPTO%20DE%20RENTA%20DE%20LA%20TIERRA%20EN%20RICARDO%20Y%20MARX.htm>
- Scheimberg, Sebastián (2007) **Industria Petrolera: Motor de la Economía y Fuente de Recursos**. Buenos Aires: ESEADE-ITBA. Recuperado de <http://www.eseade.edu.ar/files/docs/Scheimberg.pdf>
- Smith, Adam (1776) An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations. Londres: W. Strahan & T. Cadell.
- Smith, Ernest E. (1993) International Petroleum Development Agreements. **Natural Resources & Environment**, 8, (37).
- Snowdon, Brian y Stiglitz, Joseph (2001, julio) Redefining the Role of the State. **World Economics**, 2 (3), (45-86).
- Stevens, Paul (1995) Understanding the Oil Industry: Economics as a Help or a Hindrance. **The Energy Journal**, 16 (3), (125-139).

- Stiglitz, Joseph (2010) Regulación y fallas. *Economía Institucional*, 12(23), (13-28). Recuperado de www.economiainstitucional.com/pdf/No23/jstiglitz23.pdf
- Stumpf, Andrés (2016, marzo, 16) La mitad del petróleo de EE. UU. viene ya del “fracking”. *El País*, España. Recuperado de http://cincodias.elpais.com/cincodias/2016/03/16/mercados/1458125612_771962.html
- Sunley, Emil, Baunsgaard, Thomas y Simard, Dominique (2003, agosto). Revenue from the oil and gas sector: Issues and country experience. En Jeffrey Davis, Annalisa Fedelino y Rolando Ossowski (Eds.) (2003) *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*. Washington D.C.: Fondo Monetario Internacional.
- Vargas, José (2008) Perspectivas del Institucionalismo y Neoinstitucionalismo. *Perspectivas*, 1, (47-58). Recuperado de <http://www.uv.mx/iiesca/files/2012/12/perspectivas2008-1.pdf>
- Veblen, Thorstein (1899) *The Theory of the Leisure Class: An Economic Study of Institutions*. London: Unwin Books.
- Vela, María de la Paz (2010) Todos a renegociar. Y a toda velocidad. Y si no, se van. *Revista Gestión, Economía y Sociedad*, 195, (16-25).
- Villagómez, Gabriel (2008) Análisis jurídico de la caducidad en las modalidades contractuales de exploración y explotación de hidrocarburos vigentes en el Ecuador (disertación de grado), Universidad SEK, Ecuador.

Marco Normativo

- Ley No. 44 Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos (1993). Quito: R.O. No. 326, de 29 de noviembre de 1993
- Ley No. 42-2006, Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos (2006). Quito: R.O. No. 257 de 25 de abril del 2006.
- Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno (2010). Quito: Suplemento del R.O. No. 244 de 27 de julio del 2010.
- Reglamento de Contabilidad de Costos para los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (1994). Quito: Decreto Ejecutivo. No. 1418, publicado en el R.O. No. 364 de 21 de enero de 1994.
- Reglamento del Sistema Especial de Licitación para los Contratos de Participación (1994). Quito: Decreto Ejecutivo No. 1415, R.O. No. 364 de 21 de enero de 1994. (Derogado)
- Reglamento para la Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos No. 44, (1994). Quito: Decreto Ejecutivo No. 1417, publicado en el R.O. No. 364, de 21 de enero de 1994.

Anexo B. Base Legal. Matriz comparativa del contrato de participación y prestación de servicios

Cuadro 16. Base Legal. Cuadro comparativo del contrato de participación y prestación de servicios (Parte 1)

Variable	Contrato de participación		Contrato de prestación de servicios	
	Contratista	Estado	Contratista	Estado
Participación en la producción	$PC = X \cdot Q \quad X = \frac{X_1q_1 + X_2q_2 + X_3q_3}{q} + Y$	$PE = (1 - X)Q$	-	-
	PC: Participación de la contratista Q: Producción anual fiscalizada en el área del contrato X: Factor promedio, en porcentaje, correspondiente a la participación de la contratista q: es la producción diaria promedio anual q1: es la parte q inferior a L1 q2: es la parte de q comprometida entre L1 y L2 q3: es la parte de q superior a L2	PE: Participación del Estado	-	-
Ingreso bruto	$IC_p = PC * PR$	$IE_p = PE * PR$	-	$IB = PR * Q$
	ICp: Ingreso bruto de la contratista en el contrato de participación PC: Participación de la contratista en barriles de petróleo crudo P: Precio de referencia de venta FOB del petróleo efectuado por la contratista, ajustado por la calidad del petróleo crudo producido en el área del contrato	IEp: Ingreso bruto del Estado en el contrato de participación PE: Participación del Estado en barriles de petróleo crudo P: Precio de referencia de venta FOB del petróleo efectuado por la contratista, ajustado por la calidad del petróleo crudo producido en el área del contrato	-	IB: ingreso bruto del contrato Q: Producción fiscalizada, medida en barriles de crudo P: precio de referencia de venta FOB del petróleo efectuado por la contratista, ajustado por la calidad del petróleo crudo producido en el área del contrato
Ingresos extraordinarios	$Iex = (Pc - PS) * Q * PC$		-	-
	Iex: Ingresos extraordinarios. Pc: precio de referencia de venta FOB del petróleo efectuado por la contratista, ajustado por la calidad del petróleo crudo producido en el área del contrato. PS: precio de referencia de \$ 17 por barril de petróleo crudo ajustado considerando la variación del Índice de Precios al Consumidor de los EE. UU. Q: Producción fiscalizada del área del contrato. PC: Porcentaje de participación de la contratista, calculado conforme a la cláusula 8.1 del contrato de participación del bloque Tarapoa		-	-
Ingreso disponible	-	-	$ID = IB - MS - CT - CC - E$ ID: Ingreso disponible IB: Ingreso bruto del contrato MS: Margen de soberanía (25% del ingreso bruto) CT: Costos de transporte en el OCP (\$ 1,436 por barril de crudo transportado) CC: Costo de comercialización (\$ 0,18 por barril de crudo comercializado) E: Impuesto ECORAE (\$ 1,00 por barril de crudo producido)	

Fuente: Ley de Hidrocarburos y Reglamento para la Aplicación De Ley Reformatoria a la Ley Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 17. Base Legal. Cuadro comparativo del contrato de participación y prestación de servicios (Parte 2)

Variable	Contrato de participación		Contrato de prestación de servicios	
	Contratista	Estado	Contratista	Estado
Pago a la contratista mediante tarifa	-	-	$PT = TAR * Q$ PT: Pago de la tarifa a la contratista TAR: tarifa por barril de producción de petróleo crudo, ajustada por inflación Q: Producción fiscalizada, medida en barriles de crudo Las partes acordaron que, a partir de la fecha de inicio del contrato de prestación de servicios (Anexo J), el pago a la contratista se efectuaría en especie (petróleo crudo)	-
Distribución de los ingresos incluyendo los ingresos extraordinarios	$IC_p^* = IC_p - Iex * 50\%$	$IE_p^* = IE_p + Iex * 50\%$	$Si ID > PT; IC_{PS} = PT$ $Si ID < PT; IC_{PS} = ID$	$Si ID > PT; IE_{PS} = IB - PT$ $Si ID < PT; IE_{PS} = IB - ID$
	ICP*: Ingresos de la contratista incluida la repartición de los ingresos extraordinarios ICP: Ingreso bruto de la contratista en el contrato de participación Iex: Ingresos extraordinarios	IEP*: Ingreso del Estado incluida la repartición de los ingresos extraordinarios IEp: Ingreso bruto del Estado en el contrato de participación Iex: Ingresos extraordinarios	ID: Ingreso disponible PT: Pago de la tarifa a la contratista ICPS: Ingreso de la contratista en el contrato de prestación de servicios ID: Ingreso disponible PT: Pago de la tarifa a la contratista IEPS: Ingreso del Estado en el contrato de prestación de servicios IB: Ingreso bruto del contrato	ID: Ingreso disponible PT: Pago de la tarifa a la contratista IEPS: Ingreso del Estado en el contrato de prestación de servicios IB: Ingreso bruto del contrato
Renta	$RC_p = IC_p^* - CT - CC - CO - GF - GA - CI - IR - IT - A$	$RE_p = IE_p^* - CT - CC + CI + IR$	$RC_p = IC_p^* - CT - CC - CO - GA - CI - IT - IR - A$	$RE_p = IE_p^* - CT - CC + CI + IR$
	RCP: Renta de la contratista en el contrato de participación ICP*: Ingresos de la contratista incluida la repartición de los ingresos extraordinarios CT: Costos de transporte CC: Costos de comercialización CO: Costos de operación GA: Gastos administrativos CI: Contribuciones y otros impuestos IT: Contribución a los trabajadores IR: Impuesto a la renta A: Amortizaciones y depreciaciones	REP: Renta del Estado en el contrato de participación IEP*: Ingreso del Estado incluida la repartición de los ingresos extraordinarios CT: Costos de transporte CC: Costos de comercialización CI: Contribuciones y otros impuestos IR: Impuesto a la renta	RCPS: Renta de la contratista en el contrato de prestación de servicios ICPS: Ingresos de la contratista en el contrato de prestación de servicios CO: Costos de operación GA: Gastos administrativos CI: Contribuciones y otros impuestos PL: Participación laboral IR: Impuesto a la renta Inv: Contribución a la investigación científica A: Amortizaciones y depreciaciones	REPS: Renta del Estado en el contrato de prestación de servicios MS: Margen de soberanía (25% del ingreso bruto) E: Impuesto ECORAE CI: Contribuciones y otros impuestos CC: Contribución comunitaria IR: Impuesto a la renta Inv: Contribución a la investigación científica Exc: Excedente obtenido del ingreso disponible, una vez descontado el pago de la tarifa, si el ingreso disponible es mayor al pago de la tarifa

Fuente: Ley de Hidrocarburos y Reglamento para la Aplicación De Ley Reformatoria a la Ley Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Notas al Anexo B

1. Participación en la producción

En el contrato de participación, los parámetros $L1$, $L2$, $X1$, $X2$, $X3$ son ofertados por la contratista privada y convenidos en el contrato. $L1$ y $L2$ se expresan en las mismas unidades que q , esto es en barriles (bls) por día (b/d); $L1$ y $L2$ sirven para delimitar tres intervalos de producción.

Los parámetros $X1$, $X2$ y $X3$ están asociados con los tres intervalos de producción; son porcentajes y, por lo tanto, deben estar comprendidos entre 0 y 100, debiendo ser $X3$ menos o igual que $X2$; $X2$ menor o igual que $X1$.

Y es un parámetro de corrección con relación a la calidad © del crudo producido, expresado en porcentaje. Si el crudo es de calidad inferior a 25° pero superior a 15° hay una compensación a favor de la contratista privada, y a favor del Estado en caso de que el crudo producido sea de calidad superior a 25° pero inferior a 35° API.

El parámetro Y se calcula de siguiente manera:

- a) Si $15^\circ \text{ API} < C < 25^\circ \text{ API}$, entonces $Y = 2,0 * (25 - C)$
- b) Si $25^\circ \text{ API} < C < 35^\circ \text{ API}$, entonces $Y = 1,0 * (25 - C)$
- c) Si $C \geq 35^\circ \text{ API}$, $Y = -10,0$

Siendo C la calidad (gravedad) promedio anual del crudo, medida en grado API.

En este caso, la participación en el volumen de crudo producido que corresponde a la contratista privada constituye el ingreso por la actividad de la contratista privada que le permite amortizar sus inversiones, cubrir costos y gastos de producción, así como generar utilidad.

2. Precio de referencia

Es el precio promedio ponderado por volumen del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por Petroecuador, de calidad equivalente. Si Petroecuador no realiza ventas externas en el mes inmediatamente anterior, el precio de referencia se establecerá en base de una canasta de crudos de reconocido prestigio, previo acuerdo de las partes (Reglamento para aplicación de Ley reformativa a Ley de Hidrocarburos, 1994).

El precio del crudo del área del contrato se ajusta por el diferencial de calidad con respecto al precio de referencia, a través de la siguiente fórmula:

$$P_c = PM \left(1 + \frac{K}{100} DC \right)$$

Donde:

P_c: Precio de referencia del petróleo crudo del área del contrato, ajustado por calidad

PM: Precio de referencia

DC: Diferencia entre la calidad del petróleo crudo del área del contrato (*CC*) y la calidad promedio correspondiente al petróleo crudo en base al cual se calculó el precio de referencia (*CM*)

DC se mide en grados API y se calcula con la siguiente fórmula:

$$DC = CC - CM$$

K: Coeficiente de corrección del precio de referencia por calidad

$$K = 1,3 \text{ si } 15^\circ \text{ API} < CC < 25^\circ \text{ API}$$

$$K = 1,1 \text{ si } 25^\circ \text{ API} < CC < 35^\circ \text{ API}$$

$$K = 1,1 \text{ y } DC = 10 \text{ si } CC \geq 35^\circ \text{ API}$$

Este coeficiente *K* puede ser revisado por acuerdo entre las partes, si, durante un período continuo de al menos 12 meses, no refleja la realidad del mercado, para lo cual se someterá el caso a un consultor para la resolución.

Esta fórmula de cálculo para el precio ajustado del bloque según la calidad y la diferencia con el precio de referencia es la misma para el contrato de participación y para el contrato de prestación de servicios.

Anexo C. Tarifas de cada bloque ajustadas por inflación (US\$/bl), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2016)

Contratista privada	Bloque/Campo	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	35,00	35,53	35,75	36,07	36,14	36,06
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	35,00	35,55	35,77	36,09	36,16	36,08
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno	27,25	27,67	27,84	28,09	28,14	28,08
	16. Amo, Bogi Capiron, Dabo, Daimi, Ginta, Iro	35,95	36,53	36,76	37,09	37,16	37,08
PetroOriental S.A.	14. Kupi, Nantu, Shiripuno Norte, Wanke	41,00	41,73	41,99	42,37	42,45	42,36
	17. Hormiguero, Hormiguero Sur, Tapir, Tapir Norte	41,00	41,72	41,98	42,36	42,44	42,35
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	16,72	17,01	17,12	17,28	17,31	17,27
	47. PBHI*	20,77	21,12	21,25	24,23	24,20	24,15
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	31,90	32,39	32,59	32,89	32,95	32,88
	64. Sami	-	-	-	42,00	41,86	41,77
Consorcio Petrosud Petroriga	65. Pindo	28,50	28,94	29,12	29,38	29,44	29,38
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	24,00	24,37	24,52	24,74	24,79	24,74
	49. Bermejo Este	-	-	-	38,98	38,84	38,76
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	29,60	30,05	30,24	30,51	30,57	30,51
Asociación SMC Ecuador Inc. – Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	58,00	58,89	59,25	59,79	59,91	59,78
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A.	45. Puma	21,10	21,42	21,55	21,75	21,79	21,74
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	-	33,50	33,48	33,78	33,85	33,78
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A.	52. Ocano Peña Blanca	-	32,90	32,88	33,18	33,24	33,17
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	-	35,60	35,58	35,90	35,97	35,89

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

*En el 2014, se modifica la tarifa del Bloque PBHI conforme contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios del Bloque PBHI, celebrado el 17 de mayo de 2014.

Anexo D. Distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011-2016)

Cuadro 18. Distribución de los ingresos de las contratistas privadas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2011 y 2012)

Contratista	Bloque/Campo	2011					
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Ingreso contratista (US\$)	Ingreso Estado (US\$)
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	97,2	35,00	5.888.460	572.279.260,21	206.096.100	366.183.160,21
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	97,2	35,00	12.857.034	1.249.531.100,84	449.996.190	799.534.910,84
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno	97,2	27,25	193.502	18.805.796,66	5.272.930	13.532.867,16
	16	97,2	35,95	15.511.721	1.507.531.038,42	557.646.370	949.884.668,42
Petro Oriental S.A.	14	97,2	41,00	1.777.033	172.703.751,17	72.858.353	99.845.398,17
	17	97,2	41,00	3.001.932	291.747.489,86	123.079.212	168.668.277,86
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	97,2	16,72	3.769.615	366.355.971,42	63.027.963	303.328.008,62
	47. PBHI	97,2	20,77	787.604	76.544.535,32	16.358.535	60.186.000,24
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	97,2	31,90	732.671	71.205.785,19	23.372.205	47.833.580,29
	64. Sami						
Consorcio Petrosud Petroviva	65. Pindo	97,2	28,50	1.838.070	178.635.728,16	52.384.995	126.250.733,16
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	97,2	24,00	1.429.451	138.923.447,01	34.306.824	104.616.623,01
	49. Bermejo Este						
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	97,2	29,60	1.521.964	147.914.468,64	45.050.134	102.864.334,24
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	97,2	58,00	412.758	40.114.536,38	23.939.964	16.174.572,38
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	97,2	21,10	368.130	35.777.293,90	7.767.543	28.009.750,90
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue						
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña Blanca						
Orionoil S.A.	54. Eno Ron						
Total		-	-	50.089.945	4.868.070.203	1.681.157.318	3.186.912.886
Contratista	Bloque/Campo	2012					
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Ingreso contratista (US\$)	Ingreso Estado (US\$)
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	97,7	35,53	5.199.052	508.036.285,09	184.722.317,56	323.313.967,53
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	97,7	35,55	12.083.877	1.180.801.419,30	429.581.827,35	751.219.591,95
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno						
	16	97,7	36,53	14.774.099	1.443.682.111,96	539.697.836,47	903.984.275,49
Petro Oriental S.A.	14	97,7	41,73	2.030.060	198.371.576,38	84.714.403,80	113.657.172,58
	17	97,7	41,72	2.882.187	281.638.955,80	120.244.841,64	161.394.114,16
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	97,7	17,01	4.326.039	422.727.986,32	73.585.923,39	349.142.062,93
	47. PBHI	97,7	21,12	783.278	76.539.654,79	16.542.831,36	59.996.823,43
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	97,7	32,39	797.267	77.906.619,30	25.823.478,13	52.083.141,17
	64. Sami						
Consorcio Petrosud Petroviva	65. Pindo	97,7	28,94	2.058.743	201.174.395,96	59.580.022,42	141.594.373,54
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	97,7					
	49. Bermejo Este						
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	97,7	30,05	1.341.803	131.117.098,16	40.321.180,15	90.795.918,01
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	97,7	58,89	455.103	44.471.345,44	26.801.015,67	17.670.329,77
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	97,7	21,42	666.748	65.152.681,11	14.281.742,16	50.870.938,95
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue						
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña Blanca						
Orionoil S.A.	54. Eno Ron						
Total		-	-	47.398.256	4.631.620.130	1.615.897.420	3.015.722.710

Fuente: Banco Central del Ecuador, EP Petroecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 19. Distribución de los ingresos de las contratistas y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2013 y 2014)

Contratista	Bloque/Campo	2013					
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Ingreso contratista (US\$)	Ingreso Estado (US\$)
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	95,2	35,75	4.587.701	436.642.820,39	164.010.310,75	272.632.509,64
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	95,2	35,77	11.875.687	1.130.290.196,71	424.793.323,99	705.496.872,72
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno						
	16	95,2	37,09	12.589.040	1.198.184.871,16	466.927.493,60	731.257.377,56
PetroOriental S.A.	14	95,2	41,99	1.996.945	190.062.887,05	83.851.720,55	106.211.166,50
	17	95,2	41,98	2.765.968	263.256.055,40	116.115.336,64	147.140.718,76
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	95,2	17,12	3.826.202	364.165.762,47	65.504.578,24	298.661.184,23
	47. PBHI	95,2	21,25	836.371	79.603.137,24	17.772.883,75	61.830.253,49
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	95,2	32,59	1.031.035	98.130.638,92	33.601.430,65	64.529.208,27
	64. Sami	95,2			0,00		0,00
Consorcio Petrosud Petroriva	65. Pindo	95,2	29,12	2.025.294	192.761.054,89	58.976.561,28	133.784.493,61
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo						
	49. Bermejo Este						
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	95,2	30,24	1.195.853	113.817.493,05	36.162.594,72	77.654.898,33
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	95,2	59,25	433.111	41.222.130,34	25.661.826,75	15.560.303,59
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	95,2	21,55	512.038	48.734.151,70	11.034.418,90	37.699.732,80
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	95,2	33,48	186.701	17.769.608,61	6.250.749,48	11.518.859,13
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña Blanca	95,2	32,88	16.698	1.589.262,64	549.030,24	1.040.232,40
Orionoil S.A.	54. Eno Ron						
Total		-	-	43.878.644	4.176.230.071	1.511.212.260	2.665.017.811
Contratista	Bloque/Campo	2014					
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Ingreso contratista (US\$)	Ingreso Estado (US\$)
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	84,4	36,07	4.147.428	350.039.940,12	149.597.727,96	200.442.212,16
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	84,4	36,09	11.818.739	997.493.070,85	426.538.290,51	570.954.780,34
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno						
	16	84,4	37,09	10.604.838	895.040.699,56	393.333.441,42	501.707.258,14
PetroOriental S.A.	14	84,4	42,37	1.677.865	141.610.599,18	71.091.140,05	70.519.459,13
	17	84,4	42,36	2.746.717	231.820.939,19	116.350.932,12	115.470.007,07
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	84,4	17,28	3.467.027	292.614.585,10	59.910.226,56	232.704.358,54
	47. PBHI	84,4	24,23	991.888	83.714.633,77	24.033.446,24	59.681.187,53
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	84,4	32,89	796.475	67.221.917,13	26.196.062,75	41.025.854,38
	64. Sami	84,4	42,00	11.725	989.581,57	492.450,00	497.131,57
Consorcio Petrosud Petroriva	65. Pindo	84,4	29,38	1.945.146	164.168.923,33	57.148.389,48	107.020.533,85
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	84,4	24,74	1.092.974	92.246.219,47	27.040.176,76	65.206.042,71
	49. Bermejo Este						
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	84,4	30,51	1.056.176	89.140.494,73	32.223.929,76	56.916.564,97
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	84,4	59,79	442.178	37.319.505,16	26.437.822,62	10.881.682,54
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	84,4	21,75	329.013	27.768.460,55	7.156.032,75	20.612.427,80
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	84,4	33,78	1.357.402	114.563.752,47	45.853.039,56	68.710.712,91
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña Blanca	84,4	33,18	230.807	19.479.944,79	7.658.176,26	11.821.768,53
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	84,4	35,90	112.955	9.533.320,76	4.055.084,50	5.478.236,26
Total		-	-	42.829.353	3.614.766.588	1.475.116.369	2.139.650.218

Fuente: Banco Central del Ecuador, EP Petroecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero.

Elaboración: Jasmine Bilbao

Cuadro 20. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios (2015-2016) y total del período 2011-2016

Contratista	Bloque/Campo	2015									
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Tarifa * producción (US\$)	Ingreso disponible (US\$/bl)	Ingresos de la contratista (US\$)	Ingresos Estado (US\$)	Acumulación de deuda (US\$)	
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	41,3	36,14	3.832.967	158.116.821,62	138.523.427	29,20	111.916.547,96	46.200.273,65	26.606.879,42	
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	41,3	36,16	11.790.966	486.398.674,37	426.361.331	28,40	334.866.942,92	151.531.731,45	91.494.387,64	
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno										
	16	41,3	37,16	9.175.255	378.495.864,46	340.952.476	28,40	260.579.972,19	117.915.892,27	80.372.503,61	
PetroOriental S.A.	14	41,3	42,45	1.329.007	54.823.942,59	56.416.347	28,40	37.744.194,26	17.079.748,33	18.672.152,89	
	17	41,3	42,44	2.546.197	105.035.231,68	108.060.601	28,40	72.312.752,45	32.722.479,23	35.747.848,23	
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	41,3	17,31	3.145.837	129.771.466,27	54.454.438	29,20	54.454.438,47	75.317.027,80	0,00	
	47. PBHI	41,3	24,20	1.471.960	60.721.012,40	35.621.432	29,20	35.621.432,00	25.099.580,40	0,00	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	41,3	32,95	813.094	33.541.598,18	26.791.447	29,20	23.741.053,25	9.800.544,93	3.050.394,05	
	64. Sami	41,3	41,86	155.368	6.409.211,02	6.503.704	29,20	4.536.498,81	1.872.712,21	1.967.205,67	
Consorcio Petrosud Petroriña	65. Pindo	41,3	29,44	1.656.390	68.329.083,49	48.764.122	29,20	48.363.956,92	19.965.126,57	400.164,68	
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	41,3	24,79	965.800	39.840.996,89	23.942.182	29,20	23.942.182,00	15.898.814,89	0,00	
	49. Bermejo Este	41,3	38,84	7.697	317.515,17	298.951	30,20	232.437,17	85.078,00	66.514,31	
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	41,3	30,57	890.978	36.754.454,05	27.237.197	29,20	26.015.142,33	10.739.311,72	1.222.055,13	
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetro	2. Gustavo Galindo	41,3	59,91	411.769	16.986.216,04	24.669.081	30,94	12.739.662,03	4.246.554,01	11.929.418,76	
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente	45. Puma	41,3	21,79	288.797	11.913.398,61	6.292.887	29,20	6.292.886,63	5.620.511,98	0,00	
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	41,3	33,85	2.164.879	89.305.174,47	73.281.154	29,20	63.211.028,02	26.094.146,45	10.070.126,13	
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña	41,3	33,24	362.742	14.963.763,61	12.057.544	29,20	10.591.490,21	4.372.273,40	1.466.053,87	
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	41,3	35,97	901.787	37.200.344,85	32.437.278	29,20	26.330.747,97	10.869.596,89	6.106.530,42	
Total		-		41.911.490	1.728.924.770	1.442.665.600	-	1.153.493.366	575.431.404	289.172.235	

Contratista	Bloque/Campo	2016										Ingresos totales (US\$)	
		Precio (US\$/bl)	Tarifa (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Tarifa * producción (US\$)	Ingreso disponible (US\$/bl)	Ingresos de la contratista (US\$)	Ingresos del Estado (US\$)	Acumulación de deuda (US\$)	Producción fiscalizada total (bls)	Estado	Contratista
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano	34,2	36,06	3.558.167	121.844.694,93	128.307.509	23,94	85.190.726,92	36.653.968,01	43.116.781,59	27.213.775	1.245.426.091	901.533.731,16
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	34,2	36,08	12.178.996	417.053.487,84	439.418.170	23,14	281.873.016,38	135.180.471,46	157.545.153,53	72.605.299	3.078.688.680	2.300.457.587,13
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno												
	16	34,2	37,08	7.973.938	273.056.874,44	295.673.611	23,14	184.550.344,47	88.506.529,98	111.123.266,19	70.628.891	3.293.256.002	2.402.735.458,10
PetroOriental S.A.	14	34,2	42,36				23,14				8.810.910	407.312.945	350.259.811,66
	17	34,2	42,35	3.444.992	117.969.154,48	145.895.402	23,14	79.731.550,94	38.237.603,53	66.163.851,36	17.387.993	663.633.201	627.834.625,79
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC	34,2	17,27	3.771.430	129.147.593,23	65.132.595	23,94	65.132.594,65	64.014.998,58	0,00	22.306.150	1.323.167.641	381.615.724,11
	47. PBHI	34,2	24,15	990.477	33.917.549,74	23.920.009	23,94	23.714.292,36	10.203.257,38	205.716,17	5.861.578	276.997.102	134.043.420,79
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	34,2	32,88	660.713	22.625.228,57	21.724.236	23,94	15.818.987,20	6.806.241,38	5.905.248,64	4.831.255	222.078.570	148.553.216,88
	64. Sami	34,2	41,77	125.850	4.309.567,35	5.256.757	23,94	3.013.140,42	1.296.426,93	2.243.616,22	292.943	3.666.271	8.042.089,23
Consorcio Petrosud Petroriña	65. Pindo	34,2	29,38	1.436.881	49.204.067,77	42.215.557	23,94	34.402.238,88	14.801.828,90	7.813.318,14	10.960.524	543.417.090	310.856.163,98
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	34,2	24,74	882.698	30.226.803,72	21.837.939	23,94	21.133.816,15	9.092.987,57	704.122,71	4.370.923	194.814.468	106.422.998,91
	49. Bermejo Este	34,2	38,76	7.035	240.894,29	272.665	24,94	175.461,90	65.432,39	97.203,48	14.732	150.510	407.899,08
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	34,2	30,51	832.176	28.496.763,30	25.389.694	23,94	19.924.215,67	8.572.547,63	5.465.478,36	6.838.950	347.543.575	199.697.197,04
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetro	2. Gustavo Galindo	34,2	59,78	385.143	13.188.704,16	23.023.840	25,68	9.891.528,12	3.297.176,04	13.132.312,05	2.540.062	67.830.618	125.471.819,19
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente	45. Puma	34,2	21,74	241.256	8.261.475,94	5.244.896	23,94	5.244.896,31	3.016.579,63	0,00	2.405.982	145.829.942	51.777.519,75
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	34,2	33,78	1.690.418	57.886.106,98	57.102.315	23,94	40.472.500,96	17.413.606,02	16.629.813,68	5.399.400	123.737.325	155.787.318,02
Orión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña	34,2	33,17	1.607.931	55.061.470,10	53.335.086	23,94	38.497.586,34	16.563.883,76	14.837.499,53	2.218.178	33.798.158	57.296.283,04
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	34,2	35,89	772.591	26.456.350,93	27.728.292	23,94	18.497.610,98	7.958.739,94	9.230.681,44	1.787.333	24.306.573	48.883.443,45
Total		-		40.560.690	1.388.946.788	1.381.478.572	-	927.264.509	461.682.279	454.214.063	266.474.876	12.009.187.629	8.316.949.237

Fuente: Banco Central del Ecuador, EP Petroecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Anexo E. Cálculo de la diferencia entre el precio base actualizado y el precio del crudo (US\$), para cuantificar los ingresos extraordinarios

Año	IPC	Inflación anual	Precio base (US\$/bl)	Precio base act. (US\$/bl)	Precio del crudo (US\$/bl)	Diferencia (US\$/bl)
2011	225	3,2%	35,75	36,88	97,2	60,30
2012	230	2,1%	36,88	37,65	97,7	60,07
2013	233	1,5%	37,65	38,20	95,2	56,98
2014	236,7	1,6%	38,20	38,82	84,4	45,58
2015	237	0,1%	38,82	38,86	41,3	2,39
2016	240	1,3%	38,86	39,35	34,2	-5,11

Fuente: National Bureau of Labor Statistics y Banco Central del Ecuador.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Con la finalidad de evaluar el contrato de participación, se realizó el cálculo de los ingresos extraordinarios según la Ley 2006-42. Para homologar el cálculo, se estableció el precio base en \$ 24,30 por barril, que corresponde al precio de referencia promedio anual de 1995, que es el año en el que una parte de las contratistas privadas iniciaron operaciones. Para el cálculo, se actualizó el valor del precio base según el Índice de Precios al Consumidor, tomado del National Bureau of Labor Statistics y publicado por el BCE y se calculó la diferencia con el precio del crudo promedio anual de exportación de la SH, siempre que el precio sea mayor al precio base. En el Anexo E se detalla la fórmula de cálculo.

Cuadro 23. Distribución de los ingresos de la contratista y el Estado (US\$), de acuerdo con el escenario de continuidad del contrato de participación (2015-2016) y total en el período 2011-2016

Contratista	Bloque/Campo	Porcentajes de participación		Tarifa (US\$/bl)	2015															
		Estado	Contratista		Precio (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Distribución de la producción (bls)		Ingresos (US\$)		Diferencia (US\$/bl)	Ingresos extraordinarios (US\$)	Ingresos netos (US\$)						
								Estado	Contratista	Estado	Contratista			Estado	Contratista	Estado	Contratista			
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano			29.91	41.3	3.832.967	158.116.822													
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	29,0%	71,0%		41,3	11.790.966	486.398.674	3.419.380	8.371.586			158.116.822	114.644.043					43.472.779	114.644.043	
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno			20,86																
	16	22,0%	78,0%		41,3	9.175.255	378.495.864	2.018.556	7.156.699			83.269.090	295.226.774	2,4	17.095.188			91.816.684	286.679.180	
PetroOriental S.A.	14	25,0%	75,0%		41,3	1.329.007	54.823.943	332.252	996.755			13.705.986	41.117.957	2,4	2.380.947			14.896.459	39.927.484	
	17	25,0%	75,0%		41,3	2.546.197	105.035.232	636.549	1.909.648			26.258.808	78.776.424	2,4	4.561.571			28.539.593	76.495.638	
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC			16,69	41,3	3.145.837	129.771.466					129.771.466	52.504.020					77.267.447	52.504.020	
	47. PBH*			16,69	41,3	1.471.960	60.721.012					60.721.012	24.567.012					36.154.000	24.567.012	
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	51,0%	49,0%		41,3	813.094	33.541.598	414.678	398.416			17.106.215	16.435.383	2,4	951.695			17.582.063	15.959.535	
	64. Sami	51,0%	49,0%		41,3	155.368	6.409.211	79.238	76.130			3.268.698	3.140.513	2,4	181.852			3.359.624	3.049.587	
Consorcio Petrosud Petroriva	65. Pindo	64,0%	36,0%		41,3	1.656.390	68.329.083	1.060.090	596.300			43.730.613	24.598.470	2,4	1.424.381			44.442.804	23.886.279	
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	72,0%	28,0%		41,3	965.800	39.840.997	695.376	270.424			28.685.518	11.155.479	2,4	645.961			29.008.498	10.832.499	
	49. Bermejo Este	72,0%	28,0%		41,3	7.697	317.515	5.542	2.155			228.611	88.904	2,4	5.148			231.185	86.330	
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	57,0%	43,0%		41,3	890.978	36.754.454	507.857	383.121			20.950.039	15.804.415	2,4	915.159			21.407.618	15.346.836	
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	18,5%	81,5%		41,3	411.769	16.986.216	76.177	335.592			3.142.450	13.843.766	2,4	801.627			3.543.264	13.442.953	
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	72,0%	28,0%		41,3	288.797	11.913.399	207.934	80.863			8.577.647	3.335.752	2,4	193.158			8.674.226	3.239.173	
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	72,0%	28,0%		41,3	2.164.879	89.305.174	1.558.713	606.166			64.299.726	25.005.449	2,4	1.447.947			65.023.699	24.281.475	
Onión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña	72,0%	28,0%		41,3	362.742	14.963.764	261.174	101.568			10.773.910	4.189.854	2,4	242.615			10.895.217	4.068.546	
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	72,0%	28,0%		41,3	901.787	37.200.345	649.287	252.500			26.784.248	10.416.097	2,4	603.147			27.085.822	10.114.523	
Total						41.911.490	1.728.924.770	11.922.803	21.537.923			840.446.474	1.080.193.371					51.447.582	674.455.190	1.054.469.580

Contratista	Bloque/Campo	Porcentajes de participación		Tarifa (US\$/bl)	2016										Producción fiscalizada total (bls)	Ingresos totales (US\$)				
		Estado	Contratista		Precio (US\$/bl)	Producción fiscalizada (bls)	Ingresos brutos (US\$)	Distribución de la producción (bls)		Ingresos (US\$)		Ingresos netos (US\$)		Estado		Contratista				
								Estado	Contratista	Estado	Contratista	Estado	Contratista							
Agip Oil Ecuador B.V.	10. Villano			29.91	34,2	3.558.167	121.844.695													
Andes Petroleum Ecuador Ltd.	62. Tarapoa	29,0%	71,0%		34,2	12.178.996	417.053.488	3.531.909	8.647.087			120.945.511	296.107.976			120.945.511	296.107.976	72.605.299	2.687.843.378	2.691.302.889
Repsol Ecuador S.A.	67. Tivacuno			20,86																
	16	22,0%	78,0%		34,2	7.973.938	273.056.874	1.754.266	6.219.671			60.072.512	212.984.362			60.072.512	212.984.362	70.628.891	2.440.878.279	3.255.113.181
PetroOriental S.A.	14	25,0%	75,0%															8.810.910	347.849.499	409.723.258
	17	25,0%	75,0%		34,2	3.444.992	117.969.154	861.248	2.583.744			29.492.289	88.476.866			29.492.289	88.476.866	17.387.993	564.011.151	727.456.676
Sociedad Internacional Petrolera S.A.	46. MDC			16,69	34,2	3.771.430	129.147.593					129.147.593	62.945.165			62.945.165	66.202.428	62.945.165	1.392.526.832	312.256.533
	47. PBH*			16,69	34,2	990.477	33.917.550					33.917.550	16.531.054			16.531.054	17.386.496	16.531.054	5.861.578	84.707.068
Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur	64. Palanda Yuca Sur	51,0%	49,0%		34,2	660.713	22.625.229	336.964	323.749			11.538.867	11.086.362			11.538.867	11.086.362	4.831.255	235.344.545	135.287.243
	64. Sami	51,0%	49,0%		34,2	125.850	4.309.567	64.184	61.667			2.197.879	2.111.688			2.197.879	2.111.688	292.943	6.193.130	5.515.230
Consorcio Petrosud Petroriva	65. Pindo	64,0%	36,0%		34,2	1.436.881	49.204.068	919.604	517.277			31.490.603	17.713.464			31.490.603	17.713.464	10.960.524	626.391.100	227.882.154
Tecpecuador S.A.	49. Bermejo	72,0%	28,0%		34,2	882.698	30.226.804	635.542	247.155			21.763.299	8.463.505			21.763.299	8.463.505	4.370.923	236.256.985	64.980.482
	49. Bermejo Este	72,0%	28,0%		34,2	7.035	240.894	5.065	1.970			173.444	67.450			173.444	14.732	67.450	404.629	153.781
Petrobell Inc. - Grantmining S.A.	66. Tigüino	57,0%	43,0%		34,2	832.176	28.496.763	474.340	357.836			16.243.155	12.253.608			16.243.155	12.253.608	6.838.950	374.447.968	172.792.804
Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol	2. Gustavo Galindo	18,5%	81,5%		34,2	385.143	13.188.704	71.251	313.891			2.439.910	10.748.794			2.439.910	10.748.794	2.540.062	75.715.072	117.587.366
Consorcio Pegaso - Campo Puma Oriente S.A	45. Puma	72,0%	28,0%		34,2	241.256	8.261.476	173.704	67.552			5.948.263	2.313.213			5.948.263	2.313.213	2.405.982	157.273.415	40.334.047
Gente Oil Ecuador PTE. Ltd.	53. Singue	72,0%	28,0%		34,2	1.690.418	57.886.107	1.217.101	473.317			41.677.997	16.208.110			41.677.997	16.208.110	5.399.400	212.133.333	67.391.310
Onión Energy Ocano Peña Blanca S.A	52. Ocano Peña	72,0%	28,0%		34,2	1.607.931	55.061.470	1.157.711	450.221			39.644.258	15.417.212			39.644.258	15.417.212	2.218.178	67.315.405	23.779.036
Orionoil S.A.	54. Eno Ron	72,0%	28,0%		34,2	772.591	26.456.351	556.266	216.325			19.048.573	7.407.778			19.048.573	7.407.778	1.787.333	53.719.209	19.470.807
Total						40.560.690	1.388.946.788	11.759.154	20.481.462			687.586.398	887.261.389			501.685.399	887.261.389	266.474.876	11.152.402.535	9.173.734.330

Fuente: Banco Central del Ecuador, EP Petroecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao

Anexo G. Variables, períodos y fuentes de información utilizadas para el análisis comparativo del contrato de prestación de servicios vs. el escenario de continuidad del contrato de participación del Capítulo II

Cuadro 24. Bloque Tarapoa. Variables, período y fuentes de información (contrato de participación)

Variable	Período	Fuente / procesamiento de la información
Producción fiscalizada	2000-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015-2016	Historial de producción mensual de petróleo de la ARCH
	2017-2019	Proyección de la producción con un coeficiente de declinación de 6%
Reservas remanentes	2016-2019	Proyección en función de la información histórica
Precio del crudo de referencia	2000-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015-2016	Precio promedio anual del crudo Napo publicado en el BCE
	2017-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Precio del crudo del bloque	2000-2019	Cálculo en función de la normativa vigente
Grados API del crudo de referencia	2000-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015	Promedio del grado API del crudo de referencia (2000-2014) (elaboración propia)
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Grados API del crudo del bloque Tarapoa	2000-2010	Informes de auditoría de la ARCH
	2011-2015	Información proporcionada por la SH
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Distribución de la producción entre contratista privada y Estado	2000-2010	Informes de Auditoría de la ARCH
	2011-2015	Cálculo en función de la cláusula 8.1 del contrato de participación
	2016-2019	Cálculo de distribución en función de la distribución promedio entre 2011 y 2015
Inversiones totales	2000-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2016-2019	Proyección en función de la inversión por barril de producción promedio (2005-2015)
Ingresos extraordinarios	2000-2010	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2011-2019	Cálculo en función de la cláusula 8.1 del contrato de Participación
	2000-2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC

Costos de operación y gastos administrativos	2016-2019	Cálculo en función de la proyección de los costos y gastos unitarios
Costos de transporte	2000-2010	Informes de auditoría de la ARCH
	2011-2019	Cálculo en función de costos históricos
Costo de comercialización	2000-2010	Informes de auditoría de la ARCH
	2011-2019	Cálculo en función de costos históricos
ECORAE (Ley 10-20)	2000-2010	Informes de auditoría de la ARCH
	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Otros impuestos y contribuciones	2000-2010	Informes de auditoría de la ARCH
	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Amortizaciones	2000-2014	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2015	Informes de auditoría de la ARCH
	2016-2019	Cálculo en función de la normativa
Otros ingresos (gastos)	2000-2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC
Impuesto a la participación laboral	2000-2010	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Impuesto a la renta	2000-2010	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2011-2019	Cálculo en función de la normativa

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Cuadro 25. Bloque Tarapoa. Variables, período y fuentes de información (contrato de prestación de servicios)

Variable	Período	Fuente
Producción fiscalizada	2011-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015-2016	Historial de producción mensual de petróleo de la ARCH
	2017-2019	Proyección en función del coeficiente de declinación de la producción de 6%
Reservas remanentes	2016-2019	Proyección en función de la información histórica
Precio del crudo de referencia	2011-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015	Precio promedio anual del crudo Napo publicado en el BCE
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Grados API del crudo de referencia	2011-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015	Promedio del grado API del crudo de referencia (200-2014)
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Grados API del crudo del bloque Tarapoa	2011-2015	Información proporcionada por la SH
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Margen de soberanía	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Costo de transporte	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Costo de comercialización	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
ECORAE (Ley 10-20)	2011-2019	Cálculo en función de la normativa
Tarifa	2011-2015	Notas a los estados financieros de los informes de auditoría publicados por la SC
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH
Inversiones	2011-2015	Informes de auditoría de la ARCH

	2016-2019	Proyección en función de la inversión unitaria promedio (2005-2015)
Costos de operación y gastos administrativos	2011-2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2016-2019	Cálculo en función de la proyección de los costos y gastos unitarios.
Otros impuestos y contribuciones	2011-2015	Informes de auditoría de la ARCH
	2016-2019	Cálculo en función de la normativa
Amortizaciones	2011-2014	Informes de auditoría de la ARCH
	2015	Informe de auditoría externa publicado por la SC
	2016-2019	Cálculo en función de la normativa
Otros ingresos (gastos)	2011-2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC
Impuesto a la participación laboral	2011-2015	Información proporcionada por la SH
	2016-2019	Cálculo en función de la normativa
Impuesto a la renta	2011-2015	Informes de auditoría externa publicados por la SC
	2016-2019	Cálculo en función de la normativa
Contribución a la investigación	2011-2015	Información proporcionada por la SH
	2016-2019	Estimados hidrocarbúricos (2016-2019) de la SH

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Anexo H. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del contrato de participación (2000-2010)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL	Unidad
Distribución anual de la producción													
Contratista	10.963.968	9.304.294	9.978.246	11.388.282	15.387.647	14.186.764	12.252.976	11.928.390	11.591.696	10.218.794	10.208.831	127.409.888	BLS.
Estado	3.920.788	4.599.550	3.950.904	4.521.694	6.212.154	5.673.558	4.821.792	4.663.732	4.426.076	3.825.474	3.808.646	50.424.368	BLS.
Total producción fiscalizada	14.884.756	13.903.844	13.929.150	15.909.976	21.599.801	19.860.323	17.074.768	16.592.122	16.017.772	14.044.267	14.017.477	177.834.256	BLS.
Precio del crudo del bloque	24,48	18,62	21,42	23,91	28,96	39,98	50,16	59,23	99,60	52,97	72,39		US\$/bl
Total inversiones	148.380.700	139.334.825	128.995.001	114.201.404	66.883.670	38.838.641	106.889.190	122.261.642	87.799.526	74.964.448	92.189.280	1.120.738.327	US\$
Flujo de la contratista													
Total ingresos	257.093.433	178.925.813	219.232.343	284.244.133	432.366.976	590.475.824	616.120.824	718.356.607	937.417.141	528.258.096	747.895.718	5.510.386.908	US\$
Ingresos extraordinarios	31.239.247	2.780.164	13.394.836	27.075.697	61.642.064	129.903.951	188.648.941	191.374.326	327.748.002	137.628.818	245.747.115	1.357.183.161	US\$
Total ingresos-ingresos extraordinarios	225.854.186	176.145.649	205.837.507	257.168.436	370.724.912	460.571.873	427.471.883	526.982.281	609.669.139	390.629.278	502.148.603	4.153.203.747	US\$
Costos de operación	31.852.100	33.563.090	39.756.760	57.592.376	59.667.556	60.408.773	77.362.499	81.014.523	86.821.254	87.714.507	98.266.970	714.020.407	US\$
Gastos administrativos	10.650.279	12.944.516	19.014.813	13.644.139	20.042.675	20.172.914	24.290.998	22.025.650	22.453.783	22.064.625	22.964.695	210.269.087	US\$
Costos de transporte	35.327.532	21.436.029	21.039.314	24.378.709	33.590.420	33.256.598	19.253.119	25.103.012	23.331.587	25.680.772	21.438.545	283.835.636	US\$
Costo de comercialización	54.820	46.521	75.370	40.038	70.170	93.555	75.599	46.255	36.309	71.172	51.044	660.854	US\$
ECORAE (Ley 10-20)	2.614.532	2.718.983	3.557.999	4.519.210	6.954.384	7.934.921	7.318.062	6.698.675	11.419.374	10.365.235	9.234.965	73.336.340	US\$
Otros impuestos y contribuciones*	1.538.691	1.781.712	2.001.601	1.731.164	3.385.414	2.475.849	2.480.251	2.266.673	2.056.578	1.951.447	1.999.228	23.668.608	US\$
Amortizaciones y depreciaciones	28.252.981	42.278.248	42.394.986	53.713.000	89.351.236	103.977.575	83.099.791	99.423.113	117.644.675	122.272.601	127.936.858	910.345.064	US\$
Utilidad en operación	115.563.251	61.376.550	77.996.665	101.549.799	157.663.058	232.251.688	213.591.564	290.404.379	345.905.580	120.508.919	220.256.298	1.937.067.751	US\$
Otros ingresos		160.398			129.084					6.836.226		7.125.708	US\$
Otros gastos	80.046.349		603.517	332.763		49.791	8.072.466	780.317	7.451.022		2.938.614		
Base imponible	35.516.902	61.536.948	77.393.148	101.217.036	157.792.142	232.201.897	205.519.098	289.624.062	338.454.558	127.345.145	217.317.684	1.843.918.620	US\$
Participación laboral (15%)	2.223.000	5.344.086	6.090.893	8.102.189	16.924.139	26.912.862	23.579.049	32.814.827	45.835.916	12.388.002	23.686.632	203.901.595	US\$
Impuestos a la renta (25%)	3.131.379	6.040.220	8.628.765	11.478.101	23.966.424	38.125.264	33.399.415	46.486.895	64.934.214	17.549.669	33.554.297	287.294.643	US\$
Beneficio neto contratista	30.162.523	50.152.642	62.673.490	81.636.746	116.901.579	167.163.771	148.540.634	210.322.340	227.684.428	97.407.474	160.076.755	1.352.722.382	US\$
Flujo de caja	-89.965.196	-46.903.935	-23.926.526	21.148.342	139.369.144	232.302.705	124.751.235	187.483.812	257.529.577	144.715.627	195.824.333	1.142.329.118	US\$
Flujo de caja acumulado	-89.965.196	-136.869.131	-160.795.657	-139.647.314	-278.170	232.024.535	356.775.770	544.259.582	801.789.158	946.504.785	1.142.329.118		US\$
VPN contratista @10%	313.410.319												US\$
TIR	43,17%												
Payback						4,0							años
Ingresos totales	225.854.186	176.306.047	205.837.507	257.168.436	370.853.996	460.571.873	427.471.883	526.982.281	609.669.139	397.465.504	502.148.603	4.830.166.357	US\$
VPN Ingresos @10%	2.447.038.991												US\$
Costos + inversiones	195.691.663	126.153.405	143.164.018	175.531.690	253.952.417	293.408.102	278.931.249	316.659.941	381.984.711	300.058.030	342.071.848	2.807.607.073	US\$
VPN Egresos @10%	1.673.491.894												US\$
RB/C	1,46												
Flujo del Estado													
Ingresos Estado	95.990.858	85.624.498	84.620.918	108.122.432	179.881.242	226.834.120	241.863.204	276.246.246	440.817.482	202.637.201	275.712.668	2.218.350.869	US\$
Ingreso Estado + ingresos extraordinarios	127.230.105	88.404.662	98.015.754	135.198.129	241.523.306	356.738.071	430.512.145	467.620.572	768.565.484	340.266.019	521.459.783	3.575.534.030	US\$
Costos de transporte	8.727.853	10.290.438	8.832.813	10.170.029	14.019.070	12.825.631	10.943.189	10.626.114	10.103.833	8.766.941	8.744.906	114.050.817	US\$
Costos de comercialización	19.604	22.998	19.755	22.608	31.061	28.368	24.109	23.319	22.130	19.127	19.043	252.122	US\$
Flujo de caja estado (con impuestos)	125.767.250	88.632.141	103.351.552	142.733.967	261.779.398	392.420.107	462.742.575	512.423.383	836.849.686	361.346.302	557.484.323	3.461.231.091	US\$
VPN Estado @ 10%	2.038.669.771												US\$

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao

Anexo I. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del escenario de continuidad del contrato de participación (2011-2019)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	Unidad
Distribución de la producción fiscalizada												
Contratista		9.402.701	8.868.372	8.729.095	8.695.054	8.746.426	8.958.282	8.436.592	7.945.283	7.482.586	77.264.392	BLS.
Estado		3.454.333	3.215.505	3.146.591	3.123.685	3.044.540	3.220.714	3.033.154	2.856.517	2.690.166	27.785.206	BLS.
Total producción fiscalizada		12.857.034	12.083.877	11.875.687	11.818.739	11.790.966	12.178.996	11.469.746	10.801.800	10.172.752	105.049.598	BLS.
Precio del crudo del bloque		97,58	97,67	94,50	82,43	39,02	31,84	41,85	45,77	48,79		US\$/bl
Inversiones*		89.978.964	130.305.625	149.666.417	158.594.373	107.417.159	95.100.004	89.561.811	84.346.137	79.434.200	984.404.690	US\$
Flujo de la contratista												
Ingresos según SC												
Total ingresos		917.517.481	866.207.118	824.883.236	716.725.819	341.255.604	285.243.163	353.093.247	363.661.938	365.067.730	5.033.655.337	US\$
Ingresos extraordinarios		337.451.109	316.321.764	295.810.156	240.301.681	51.728.076	18.916.748	59.144.046	68.644.916	73.286.835	1.461.605.330	US\$
Total ingresos-ingresos extraordinarios		580.066.372	549.885.355	529.073.080	476.424.138	289.527.528	266.326.415	293.949.201	295.017.023	291.780.894	3.572.050.007	US\$
Costos de operación		104.580.348	107.132.694	115.024.637	93.861.785	75.306.370	79.963.056	84.907.696	90.158.094	95.733.159	846.667.839	US\$
Gastos administrativos		29.564.594	36.029.688	39.477.239	40.461.859	31.692.368	32.735.335	30.828.978	29.033.638	27.342.850	297.166.549	US\$
Costos de transporte		13.502.279	12.734.982	12.534.981	12.486.097	12.559.868	12.864.093	12.114.947	11.409.427	10.744.994	110.951.667	US\$
Costo de comercialización		1.692.486	1.596.307	1.571.237	1.565.110	1.574.357	1.612.491	1.518.587	1.430.151	1.346.866	13.907.591	US\$
ECORAE (Ley 10-20)		9.402.701	8.868.372	8.729.095	8.695.054	8.746.426	8.958.282	8.436.592	7.945.283	7.482.586	77.264.392	US\$
Otros impuestos y contribuciones		1.249.075	1.456.484	1.655.969	1.540.288	1.912.631	1.986.164	2.127.255	2.268.347	2.409.438	16.605.651	US\$
Amortizaciones y depreciaciones		88.057.106	101.804.275	104.292.901	145.518.698	121.647.524	115.731.910	144.210.091	142.854.549	128.982.136	1.093.099.187	US\$
Base imponible		332.017.783	280.262.553	245.787.021	172.295.248	36.087.984	12.475.084	9.805.057	9.917.534	17.738.865	1.116.387.130	US\$
Participación laboral (15%) SC											0	US\$
Participación laboral (15%)		49.802.667	42.039.383	36.868.053	25.844.287	5.413.198	1.871.263	1.470.758	1.487.630	2.660.830	167.458.069	US\$
Impuestos a la renta (25%)		70.553.779	59.555.793	52.229.742	36.612.740	7.668.697	2.650.955	2.083.575	2.107.476	3.769.509	237.232.265	US\$
Beneficio neto contratista		211.661.337	178.667.378	156.689.226	109.838.221	23.006.090	7.952.866	6.250.724	6.322.428	11.308.527	711.696.795	US\$
Flujo de caja	-467.799.762	209.739.478	150.166.027	111.315.709	96.762.545	37.236.455	28.584.772	60.899.004	64.830.840	60.856.462	352.591.531	US\$
Flujo de caja acumulado		-258.060.284	-107.894.257	3.421.453	100.183.998	137.420.452	166.005.225	226.904.229	291.735.068	352.591.531		US\$
VPN contratista @10%	123.260.137											US\$
TIR	19,12%											
Payback					3,0							
Costos + inversiones	467.799.762	370.326.894	399.719.327	417.757.371	379.661.594	252.291.073	237.741.643	233.050.197	230.186.183	230.924.432		US\$
Ingresos VPN	2.447.010.059											US\$
Costo VPN	2.323.749.921											US\$
RB/C	1,05											
Flujo del Estado												
Ingresos Estado		337.074.479	314.070.468	297.347.024	257.482.707	118.787.519	102.551.649	126.945.355	130.745.049	131.250.465	1.816.254.714	US\$
Ingreso Estado + ingresos extraordinarios		674.525.588	630.392.231	593.157.179	497.784.387	170.515.594	121.468.397	186.089.401	199.389.965	204.537.300	3.277.860.044	US\$
Costos de transporte		4.960.422	4.617.466	4.518.505	4.485.612	4.371.959	4.624.945	4.355.609	4.101.958	3.863.079	39.899.556	US\$
Costos de comercialización		621.780	578.791	566.386	562.263	548.017	579.728	545.968	514.173	484.230	5.001.337	US\$
Beneficio por venta de crudo		668.943.386	625.195.975	588.072.288	492.736.512	165.595.618	116.263.724	181.187.824	194.773.834	200.189.991	3.232.959.152	US\$
Flujo de caja Estado (con impuestos)		750.148.942	695.076.623	650.687.094	539.584.594	183.923.371	129.859.125	193.835.246	207.094.940	213.851.525	3.564.061.460	US\$
VPN Estado @ 10%	2.846.897.746											US\$

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos.

Elaboración: Jasmine Bilbao.

Anexo J. Bloque Tarapoa. Evaluación financiera del contrato de prestación de servicios (2011-2019)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	Unidad
Producción fiscalizada		12.857.034	12.083.877	11.875.687	11.818.739	11.790.966	12.178.996	11.469.746	10.801.800	10.172.752	105.049.598	BIs
Precio del crudo del bloque		97,58	97,67	94,50	82,43	39,02	31,84	41,85	45,77	48,79		US\$/bl
Inversiones*	467.799.762	89.978.964	130.305.625	149.666.417	158.594.373	107.417.159	95.100.004	89.561.811	84.346.137	79.434.200	984.404.690	US\$
Ingreso Bruto		1.254.591.960	1.180.277.586	1.122.230.260	974.208.526	460.043.122	387.794.813	480.038.602	494.406.988	496.318.195	6.849.910.051	US\$
Margen de Soberanía (25%)		313.647.990	295.069.396	280.557.565	243.552.131	115.010.781	96.948.703	120.009.651	123.601.747	124.079.549	1.712.477.513	US\$
ECORAE (Ley 10-20)		12.857.034	12.083.877	11.875.687	11.818.739	11.790.966	12.178.996	11.469.746	10.801.800	10.172.752	105.049.598	US\$
Costos de transporte		18.462.701	17.352.448	17.053.486	16.971.709	16.931.827	17.489.038	16.470.556	15.511.385	14.608.072	150.851.223	US\$
Costo de comercialización		2.314.266	2.175.098	2.137.624	2.127.373	2.122.374	2.192.219	2.064.554	1.944.324	1.831.095	18.908.928	US\$
Ingreso Disponible		907.309.969	853.596.767	810.605.898	699.738.573	314.187.175	258.985.856	330.024.095	342.547.731	345.626.726	4.862.622.790	US\$
Excedente		457.313.777	425.062.507	387.850.699	273.739.668	0	0	0	0	0	1.543.966.651	US\$
Acumulación		0	0	0	0	-112.174.156	-182.259.163	-86.327.697	-50.313.746	-25.068.373	-456.143.135	US\$
Tarifa		35,0	35,5	35,6	36,1	36,2	36,2	36,3	36,4	36,4		
Tarifa * Producción fiscalizada		449.996.192	428.494.285	422.774.446	426.538.296	426.361.331	441.245.019	416.351.792	392.861.477	370.695.099	3.775.317.937	
Flujo de la Contratista												
Ingreso por tarifa		449.996.192	428.534.260	422.755.199	425.998.905	314.187.175	258.985.856	330.024.095	342.547.731	345.626.726	3.318.656.139	US\$
Costos de operación		104.580.348	107.132.694	115.024.637	93.861.785	75.306.370	79.963.056	84.907.696	90.158.094	95.733.159	846.667.839	US\$
Gastos administrativos		29.564.594	36.029.688	39.477.239	40.461.859	31.692.368	32.735.335	30.828.978	29.033.638	27.342.850	297.166.549	
Contribuciones y otros impuestos		1.249.075	1.456.484	1.655.969	1.540.288	1.912.631	1.986.164	2.127.255	2.268.347	2.409.438	16.605.651	US\$
Amortizaciones		88.057.106	101.804.275	104.292.901	145.518.698	121.647.524	115.731.910	144.210.091	142.854.549	128.982.136	1.093.099.187	US\$
Base impositiva		226.545.069	182.111.119	162.304.453	144.616.275	83.628.281	28.569.391	67.950.076	78.233.104	91.159.142		
Contribución comunitaria (12%)		29.325.711	23.884.327	21.934.133	17.863.356	10.035.394	3.428.327	8.154.009	9.387.972	10.939.097	134.952.326	US\$
Participación laboral (3%)		7.331.426	5.961.131	5.483.533	4.465.839	2.508.848	857.082	2.038.502	2.346.993	2.734.774	33.728.129	US\$
Impuestos a la renta (22%)		54.533.618	35.784.010	33.292.062	28.131.340	21.318.066	5.342.476	12.706.664	14.629.590	17.046.760	222.784.587	US\$
Contribución a la investigación (1%)		3.634.855	3.598.868	3.658.641	3.601.074	3.020.714	1.910.377	1.710.295	1.566.298	1.308.113	24.009.234	US\$
Beneficio neto contratista		131.719.460	112.882.783	97.936.084	90.554.667	46.745.259	17.031.129	43.340.606	50.302.250	59.130.398	649.642.635	US\$
Flujo de caja	-467.799.762	129.797.601	84.381.433	52.562.567	77.478.991	60.975.624	37.663.035	97.988.886	108.810.662	108.678.334	758.337.133	US\$
Flujo de caja acumulado		-338.002.161	-253.620.728	-201.058.161	-123.579.170	-62.603.546	-24.940.511	73.048.375	181.859.037	290.537.371		US\$
VPN Contratista @ 10%	18.600.865											US\$
TIR	11,0%											
Payback								7,25				años
Costos + inversiones	467.799.761,96	230.219.627	213.847.202	220.526.215	189.925.541	145.794.392	126.222.817	142.473.399	149.390.932	157.514.192		US\$
VPN Egresos	1.520.610.949											US\$
VPN Ingresos	2.188.844.555											US\$
RB/C	1,44											
Flujo del Estado		872.562.061	796.939.470	740.824.756	580.246.596	163.088.551	121.795.043	156.177.621	162.255.755	165.955.709	3.759.845.560	US\$
VPN Estado @ 10%	3.081.109.638											US\$

Fuente: Banco Central del Ecuador, EP Petroecuador, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaboración: Jasmine Bilbao

Anexo K. Bloque Tarapoa. Comparación de la distribución del ingreso y renta (US\$), de acuerdo con el contrato de prestación de servicios y al escenario de continuidad del contrato de participación, en nivel de precios altos (2011-2014), bajos (2015-2019) y total (2011-2019)

Período	Nivel de precios del crudo	Contrato	Ingresos (US\$)			Renta (US\$)		
			Contratista	Estado	Total	Contratista	Estado	Total
2011-2014	Altos	Prestación de servicios (a)	1,727,284,556	2,804,023,776	4,531,308,332	433,092,993	2,990,572,882	3,423,665,875
		Participación (b)	2,135,448,946	2,395,859,386	4,531,308,332	656,856,161	2,635,497,253	3,292,353,414
		Diferencia (a-b)	-408,164,390	408,164,390		-223,763,168	355,075,630	131,312,462
2015-2019	Bajos	Prestación de servicios (a)	1,591,371,583	727,230,136	2,318,601,719	216,549,642	769,272,678	985,822,320
		Participación (b)	1,436,601,061	882,000,658	2,318,601,719	54,840,634	928,564,208	983,404,842
		Diferencia (a-b)	154,770,522	-154,770,522		161,709,008	-159,291,530	2,417,479
Total		Prestación de servicios (a)	3,318,656,139	3,531,253,912	6,849,910,051	649,642,635	3,759,845,560	4,409,488,196
		Participación (b)	3,572,050,007	3,277,860,044	6,849,910,051	711,696,795	3,564,061,460	4,275,758,256
		Diferencia (a-b)	-253,393,868	253,393,868		-62,054,160	195,784,100	133,729,940

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretaría de Hidrocarburos y Superintendencia de Compañías.

Elaboración: Jasmine Bilbao.