

Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Ecuador
Departamento de Desarrollo, Ambiente y Territorio
Convocatoria 2013-2015

Tesis para obtener el título de maestría en Economía del Desarrollo

Descapitalización de las reservas petroleras y el crecimiento económico de mediano plazo en
el Ecuador (2007-2015)

Daniel Roberto Falconí Heredia

Asesor: María Cristina Vallejo
Lectores: Miguel Acosta y Fernando Martín

Quito, abril de 2018

Dedicatoria

Este trabajo de investigación está dedicado a mi esposa, Ana Francisca, y a mis hijos Pedro José e Ignacio Daniel, motores de mi felicidad y grandes sacrificados al momento de regalarme el tiempo familiar para cumplir con esta meta.

Epígrafe

Quod quisque possit, nisi tentando nesciat.

Pulbilius Syrus

[No se puede saber de lo que cada uno es capaz si no se pone a prueba]

Tabla de contenidos

Resumen	XI
Agradecimientos	XII
Introducción	1
Capítulo 1	5
Teorías del crecimiento y recursos naturales	5
1. Estado de situación del pensamiento económico.....	6
1.1. Efectos negativos de la extracción de recursos naturales.....	6
1.2. Experiencias exitosas entre dotación de recursos naturales y crecimiento.....	8
2. Modelos de crecimiento económico con análisis sobre recursos naturales.....	10
2.1. Modelos iniciales.....	11
2.2. Modelo de Solow y revisiones con recursos limitados.....	13
2.3. Modelo de Kaldor y sus revisiones.....	14
3. Interrelaciones funcionales entre sectores económicos.....	16
Capítulo 2	19
Sector petrolero ecuatoriano, diseño institucional. Periodo de análisis	19
2001-2015	19
1. Institucionalidad del sector petrolero sub-periodo 2001-2007.....	19
1.1. Marco regulatorio aplicable.....	20
1.1.1. Constitución Política de la República.....	20
1.1.2. Ley de Hidrocarburos.....	21
1.1.3. Ley Orgánica de Administración Financiera y Control y Ley de.....	21
Presupuestos.....	21
1.1.4. Ley Especial de la Empresa Estatal de Petr6leos del Ecuador.....	21
(Petroecuador) y sus filiales.....	21
1.1.5. Ley 42-2006.....	23
1.2. Principales resultados operativos.....	24
1.3. Aspectos legales y econ6micos relevantes.....	27
1.3.1. Declaratoria de Caducidad de operadora Occidental – Bloque 15.....	27
1.3.2. Pol3tica comercial de hidrocarburos.....	28
1.3.3. Fondos Petroleros.....	29

2.	Nueva estructura del sector petrolero, cambio de visión y objetivos de corto,.....	29
	mediano y largo plazo sub-periodo 2007-2015.....	32
2.1.	Marco Regulatorio aplicable.....	33
2.1.1.	Constitución de la República.....	33
2.1.2.	Ley de Empresas Públicas.....	34
2.1.3.	Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.....	35
2.2.	Declaratoria de interés nacional de la explotación Petrolera de los Bloques.....	36
	31 y 43 dentro del Parque Nacional Yasuní.....	36
2.3.	Reformas al esquema de operaciones petroleras público y privado.....	36
2.3.1.	Reformas al sistema de empresas petroleras públicas.....	36
2.3.2.	Reformas a la modalidad contractual petrolera con el sector privado.....	46
2.4.	Reformas al sistema de administración financiera de la participación pública del....	50
	ingreso petrolero.....	50
2.5.	Reformas y evolución de la política comercial del sector petrolero público:.....	53
	activos y pasivos comerciales del sector petrolero público.....	53
3.	Conclusiones.....	57
	Capítulo 3.....	59
	Sector petrolero ecuatoriano, vinculación con el crecimiento económico.....	59
1.	Canales de transmisión de los resultados del sector petrolero.....	59
1.1.	Canal de cumplimiento de metas operativas.....	61
1.2.	Canal de los presupuestos públicos para las actividades de extracción petrolera y... prestadores de servicios y proveedores.....	63
1.3.	Canal asignación directa de las rentas del sector petrolero al sector no petrolero.... residente.....	66
1.4.	Canal asignación directa de las rentas del sector petrolero al sector no petrolero.... no residente.....	66
1.5.	Canal de gasto público.....	69
1.6.	Evolución de variables macroeconómicas.....	72
1.6.1.	Sector Fiscal.....	72
1.6.2.	Sector Real.....	83
1.6.3.	Sector Externo.....	87
1.6.4.	Sector Monetario.....	89
2.	Conclusiones.....	91

Capítulo 4	92
Modelo de simulación de resultados petroleros, con metas de producción	92
y con optimización	92
1. Modelos de simulación de resultados de la operación petrolera.....	92
1.1. Descripción del Modelo.....	93
1.2. Aplicación del modelo con ejecución del 100% de las metas operativas.....	100
de producción petrolera.....	100
1.3. Aplicación del modelo con decisión optimización de producción.....	104
1.4. Comparación de resultados de los casos del Modelo.....	107
2. Resultados efectivos del año 2016 y aproximación del Modelo.....	109
Conclusiones	112
Anexos	115
Lista de referencias	127

Ilustraciones

Figuras

Figura 2.1 Contratos de Participación, distribución de rentas promedio del sector público y sector privado: Solo Volúmenes y aplicando volúmenes y Ley 42 – 2006,	24
Figura 2.2. Producción Petrolera por Tipo de Operador,	25
Figura 2.3. Participación en la producción Petrolera por Tipo de Operador,	25
Figura 2.4. Ejecución anual de costos, gastos e inversiones de Petroecuador 2001-2007,	27
Figura 2.5 Evolución del Saldo de los Fondos Petroleros,	31
Figura 2.6. Reformas y cambios implantados en el sector petrolero 2007-2015,	33
Figura 2.7. Tarifas de los contratos específicos año 2012, precios de equilibrio y precios del mercado <i>Spot</i> y Presupuesto,	41
Figura 2.8. Asignaciones unitarias promedio para la producción pública de petróleo crudo,	43
Figura 2.9. Tarifas de los contratos específicos con financiamiento año 2014, precios de equilibrio y precios del mercado <i>Spot</i> y Presupuesto,	44
Figura 2.10. Tarifas de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos año 2011, precios de equilibrio y precios del mercado <i>Spot</i> y Presupuesto,	49
Figura 2.11. Flujo de ingresos petroleros en las cuentas fiscales, ingresos directos al presupuesto y fondos petroleros,	52
Figura 2.12. Impulso fiscal 2001-2008,	52
Figura 2.13. Activos y pasivos comerciales EP PEC por contratos comerciales,	56
Figura 2.14. Resumen análisis diseño institucional,	58
Figura 3.1. Flujo del impacto del canal fiscal en la economía I,	71
Figura 3.2. Flujo del impacto del canal fiscal en la economía II,	72
Figura 3.3. Ingresos Petroleros del Sector Público No Financiero,	73
Figura 3.4. Participación de los Ingresos Petroleros respecto a los Ingresos del Sector Público No Financiero,	74
Figura 3.5. Participación de los Ingresos Tributarios respecto a los Ingresos del SPNF 2001-2015,	74
Figura 3.6. Participación de los Ingresos Petroleros respecto a los Ingresos del Gobierno Central. 2001-2015,	75

Figura 3.7. Cumplimiento del precio de petróleo en los presupuestos públicos 2007-2015, en USD por barril,	76
Figura 3.8. Cumplimiento del precio de petróleo en los presupuestos públicos 2007-2015, en porcentaje,	77
Figura 3.9. Gastos del Sector Público No Financiero,	77
Figura 3.10. Gastos del Gasto e Ingresos Petroleros del Gobierno Central 2001-2015,	78
Figura 3.11. Saldo de la deuda pública agregada y otros financiamientos,	79
Figura 3.12. Evolución de los Subsidios Petroleros por tipo de combustible,	80
Figura 3.13. Evolución de los Subsidios Petroleros y precio de las importaciones de derivados,	81
Figura 3.14. Pasivos corrientes SH y PAM EP,	82
Figura 3.15. Valor agregado petrolero respecto al Producto Interno Bruto –PIB-,	83
Figura 3.16. Valor agregado petrolero respecto al Producto Interno Bruto –PIB-,	84
Figura 3.17. Niveles de producción,	85
Figura 3.18. Metas de producción iniciales,	85
Figura 3.19. Cumplimiento de la meta de producción,	86
Figura 3.20. Resultado de la Balanza de Pagos como % del PIB,	87
Figura 3.21. Exportaciones e importaciones en USD millones,	88
Figura 3.22 Evolución mensual de las importaciones 2007- 2015,	89
Figura 3.23. Porcentaje de participación de las exportaciones petroleras respecto al valor total. 2001-2015,	89
Figura 3.24. Variables monetarias 2007- 2015, M1 y M2,	90
Figura 3.25. Variables monetarias 2007- 2015, Crédito y Depósitos,	90
Figura 4.1 Función de producción petrolera, curva de oferta Ecuador 2016,	98
Figura 4.2. Ingresos y gastos del sector petrolero diferentes niveles de precios de crudo,	101
Figura 4.3. Ingresos del Presupuesto General del Estado,	102
Figura 4.4. Ingresos del Presupuesto General del Estado con y sin subsidios a la venta interna de derivados,	102
Figura 4.5. Ingresos del Presupuesto General del Estado y del SPNF,	103
Figura 4.6. Subsidios Petroleros,	103
Figura 4.7. Ingresos y gastos del sector petrolero diferentes niveles de precios de crudo,	105
Figura 4.8. Ingresos del Presupuesto General del Estado,	106

Figura 4.9. Ingresos del Presupuesto General del Estado con y sin subsidios a la venta interna de derivados,	107
Figura 4.10. Ingresos del Presupuesto General del Estado y del SPNF,	107
Figura 4.11. Ingresos del Presupuesto General del Estado 100% y optimización,	108
Figura 4.12. Ingresos del SPNF 100% y optimización,	109

Tablas

Tabla 2.1 reformas y cambios que afectan al sector petrolero en el ecuador 2007-2015,	32
Tabla 2.2. Comparación esquema de institucionalidad y entidades operativas dentro del sector petrolero, antes y después de las reformas legales,	50
Tabla 2.3 Comparación esquema de administración financiera de los excedentes públicos,	53
Tabla 2.4. Comparación esquema de institucionalidad y entidades operativas,	56
Tabla 3.1 Volúmenes de producción petrolera, Consumo, Exportaciones e Importaciones. Proforma Presupuesto General del Estado año 2016,	62
Tabla 3.2 Resumen de impactos del cumplimiento de las metas operativas, y	63
Tabla 4.1. Cumplimiento metas operativas y resultados financieros Sector Petrolero.	110

Declaración de cesión de derecho de publicación de la tesis

Yo, Daniel Roberto Falconí Heredia, autor de la tesis titulada “Descapitalización de las reservas petroleras y el crecimiento económico de mediano plazo en el Ecuador (2007-2015)” declaro que la obra es de mi exclusiva autoría, que la he elaborado para obtener el título de la maestría en Economía del Desarrollo concedido por la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Ecuador.

Cedo a la FLACSO Ecuador los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación, bajo la licencia Creative Commons 3.0 Ecuador (CC BY-NC-ND 3.0 EC), para que esta universidad la publique en su repositorio institucional, siempre y cuando el objetivo no sea obtener un beneficio económico.

Quito, abril 2018



Daniel Roberto Falconí Heredia

Resumen

Esta investigación plantea indagar, documentar y analizar los aspectos más relevantes del sistema de administración de hidrocarburos del Ecuador, con el objetivo de identificar y comprender los efectos que los resultados de este sector implican sobre el sector fiscal, monetario y financiero, externo y real. Con especial atención en sus efectos sobre las finanzas públicas del gobierno central, las entidades públicas que administran el sector y las hojas de balance del sector privado. Es de particular interés mostrar cómo el resto de sectores económicos son afectados por la programación financiera del sector petrolero. Sector que fue diseñado bajo una escasa consideración sobre la volatilidad del precio del petróleo dentro de sus riesgos a ser mitigados.

En este sentido, se propone una exploración abordando los posibles resultados de la actividad hidrocarburífera ante precios bajos, medios y altos del petróleo considerando un marco temporal de mediano plazo para evitar las interpretaciones de corto plazo que sesguen la visión de los lectores.

La invitación a plantear alternativas al manejo del sistema de administración de hidrocarburos exige una completa comprensión de las bondades y limitaciones de los diferentes instrumentos para la gerencia del sector, por lo cual, su escrutinio debe ser enmarcado en una lógica global que permita armonizar estos instrumentos a los deseos u objetivos colectivos identificados para la economía ecuatoriana.

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a todas las autoridades del sector público que garantizaron el acceso a la información referenciada en esta investigación. Y, en segundo lugar, un enorme agradecimiento para María Cristina por la paciencia mostrada durante este largo camino que culminó con el documento de esta investigación.

Introducción

Desde el inicio de las operaciones petroleras en la Amazonía ecuatoriana, la extracción de este recurso natural tuvo una orientación principalmente exportadora, debido a que su tasa de extracción superó las necesidades energéticas locales, condición que no se ha alterado en más de cuarenta años de desarrollo de la actividad, a pesar del incremento sostenido de la demanda doméstica de energía suministrada por los hidrocarburos. En la actualidad, la exportación de crudo es cercana a 65% de la extracción total de petróleo, dejando el restante 35% para suplir las demandas del sistema nacional de refinación.

Por otra parte, el país no ostenta una capacidad de autoabastecimiento de derivados de petróleo. Inclusive con la utilización del 100% de la capacidad instalada, el sistema de refinación nacional no cubre la totalidad de la demanda interna de hidrocarburos. Actualmente, apenas abastece el 55% de la demanda doméstica de combustibles; para completar la oferta se debe recurrir a la importación de productos derivados de petróleo.

En este contexto, es relevante plantear la siguiente pregunta: ¿Cómo garantizar la reproducción permanente del modelo de crecimiento económico actual considerando los resultados anuales heterogéneos de la descapitalización de las reservas petroleras, resultados cimentados por un inflexible sistema de administración de hidrocarburos?

La presente investigación tiene por objeto analizar cómo el actual sistema de extracción y explotación de las reservas petroleras influye en los aspectos estructurales del crecimiento económico de largo plazo de la economía ecuatoriana. Dichos efectos estructurales provocados por la descapitalización de reservas petroleras se evaluarán en dos ámbitos específicos: el primero, el proceso de definición de las trayectorias de gasto público para la realización de nueva inversión en capital físico y generación de impulso fiscal; y el segundo, la influencia de los resultados de la explotación petrolera sobre el funcionamiento de los sectores monetario y financiero, real y externo.

Se prevé así contar con una visión amplia en cuanto a los esquemas de administración y de explotación petrolera, a los sistemas de costos y a la relación entre los precios del petróleo y los retornos financieros, definiendo a su vez el nivel mínimo que permita generar dichos

retornos, evitar pasivos circulantes, y mantener su funcionalidad como generador de recursos. Se busca asimismo brindar una mirada en cuanto a la dinámica de extracción petrolera, y revisar la forma en que el modelo de gestión actual maneja los riesgos vinculados con la variación en el nivel de precios de este recurso. Otro aspecto importante será contar con una visión respecto a la evolución de la participación relativa del sector petrolero sobre el Producto Interno Bruto, y analizar la forma en las que los resultados del sector petrolero coexisten con el resto de la economía nacional.

Para dar un contexto apropiado a la investigación, se plantea ejecutar una revisión comparativa del esquema petrolero vigente al 31 de diciembre de 2015 con respecto al anterior sistema de administración del sector, con fecha de cierre año 2006. Esto con el objeto de identificar las principales diferencias en la gestión del recurso natural, y validar si las diferencias entre ambos esquemas de administración petrolera generaron cambios en la predictibilidad y volatilidad de las trayectorias de crecimiento de largo plazo.

Para el desarrollo de este trabajo, es importante caracterizar el funcionamiento del sector petrolero ecuatoriano haciendo énfasis en las condiciones estructurales que lo distinguen respecto al resto de sectores económicos. El sector petrolero presenta condiciones funcionales únicas, que son generadas principalmente por la nula velocidad de regeneración del recurso explotado. En razón de lo anterior, se presenta una condición de restricción de la dotación inicial. Esta restricción implica la necesidad funcional de maximizar los resultados financieros de la explotación de crudo en el horizonte finito de planificación. Además, este proceso de maximización se sujeta a las restricciones de su modelo de gestión, mismo que será estudiado de forma comparativa desde los esquemas de administración petrolera, anterior y vigente. Por lo cual, se analizará cómo estos mecanismos de administración permiten generar retornos financieros para el Estado Central y cómo la toma de decisiones de las políticas públicas orienta la administración de los resultados de la explotación en el tiempo. En la aplicación de este principio, se desea evaluar los resultados financieros de la política petrolera actual, la cual promueve la operación directa del sector público ecuatoriano, y la coparticipación con el sector privado, generalmente mediante modalidades contractuales de prestación de servicios.

En la condición vigente a 2015 la operación directa de empresas públicas, así como los diferentes formatos de contratación petrolera entre el Estado y las compañías privadas, el

riesgo del precio es tomado de forma directa y casi en su totalidad por el sector público. En virtud de lo anterior, es importante analizar si este esquema operativo es funcional bajo toda condición o circunstancia, es decir, si es deseable que permanezca inalterado en el tiempo.

Por otra parte, una economía que plantea metas de crecimiento económico en el largo plazo debe proyectar y coordinar sus sistemas de distribución de resultados monetarios del sector petrolero dentro del periodo de análisis. El petróleo es un recurso natural fundamental para definir los patrones y niveles de consumo del sector privado y público debido a su importancia relativa en la generación del ingreso nacional. Desde el punto de vista de los costos de producción, el esquema de explotación no debería ser indiferente ante la volatilidad del precio de petróleo toda vez que el resultado financiero puede tener diferentes niveles de predictibilidad en el tiempo. Por tanto, su trayectoria de explotación debe ser cuidadosamente estudiada.

Esto implica una condición particular para el manejo de la política fiscal y petrolera del país, ya que parte del excedente generado por la exportación de crudo debe ser utilizado para sostener la oferta de productos a precios controlados, subsidiados, en el mercado interno, por lo cual, es indispensable tener coherencia con la estrategia de largo plazo respecto a la utilización de los recursos petroleros. En este sentido, este estudio analiza el esquema petrolero actual para validar si el mismo permite evitar la generación de quiebres estructurales en la participación de la renta petrolera. Con ello, se plantea si el ritmo de explotación petrolera, cuya producción es administrada por un esquema de contratación rígido, generará excedentes de exportación sostenidos y suficientes para financiar la trayectoria del gasto público requerida por las necesidades del modelo de crecimiento económico de mediano plazo del Ecuador.

En concordancia con lo anterior, la planificación del uso del petróleo dentro de un periodo de tiempo específico, implica la necesidad de evaluar los criterios que deben avalar que su utilización actual no se convierta en un factor relevante en el mediano plazo. Así, el ritmo de la descapitalización de las reservas petroleras tiene influencia sobre las trayectorias de crecimiento de la economía del Ecuador, más aún en periodos de tiempo en los cuales se presentan ciclos prolongados de incremento y/o reducción de los precios internacionales del

petróleo. Es de vital importancia investigar cuáles serían los canales de transmisión y los sectores más expuestos a las consecuencias negativas asociadas al proceso de agotamiento.

Por tanto, el análisis del grado de coordinación de las trayectorias fiscales y privadas ante la descapitalización de reservas petroleras es indispensable para evaluar si la capacidad de crecimiento de mediano plazo no se afecta conforme continúa la explotación petrolera. Más aún cuando la trayectoria fiscal actual, que inició con un impulso fiscal alto en el año 2010, se muestra como temporal y con tendencia decreciente en el tiempo.

Capítulo 1

Teorías del crecimiento y recursos naturales

Este capítulo tiene por objeto revisar las concepciones teóricas que estudian las relaciones entre la dotación de recursos naturales, su utilización y el crecimiento económico de los países. En referencia a esta temática, no hay una conclusión definitiva que pueda aglutinar a todos los casos dentro de una experiencia única. En este sentido, se explorarán un grupo de opiniones relevantes que permiten ilustrar cuáles son las condiciones recurrentes que implican resultados negativos o positivos entre el crecimiento económico y los recursos naturales.

La primera sección de este capítulo presenta la revisión del estado de situación del pensamiento económico. Esto con la intención de evidenciar cómo los desarrollos teóricos pueden ayudar a clasificar al comportamiento del Ecuador como una experiencia con oportunidades de éxito o fracaso para impulsar el crecimiento económico. Respecto al esquema de explotación de las reservas petroleras en el país, esquema que será revisado de forma más extensa en los capítulos posteriores, se puede resumir que es un sistema de extracción cuyo fundamento, legal y operativo, se relaciona con la industrialización local del petróleo crudo. Pero pese a este concepto, el principal destino de la producción es la exportación. Con respecto a las relaciones operativas: la relación de propiedad del crudo corresponde al Estado, ejercido por el Estado Central, y su explotación es realizada de forma conjunta entre el sector público y el sector privado.

En el segundo apartado del capítulo se revisarán los principales modelos de crecimiento económico que explicitan la utilización de recursos naturales dentro de sus procesos de construcción y determinación de resultados. Es de interés comprender sus supuestos fundamentales y su capacidad de pronosticar los resultados económicos, en razón de identificar cómo los modelos plantean las relaciones entre recursos naturales, producción y crecimiento económico. Esto con el objeto de extrapolar la validez de los desarrollos de esos modelos en la realidad de la economía local.

En el tercer acápite se revisan las concepciones teóricas con respecto a las interrelaciones funcionales entre sectores económicos, es decir, cómo se vinculan los diversos sectores para estructurar un aparato productivo. Esta nueva arista generará el espacio de discusión para

elaborar las reflexiones comparativas de las condiciones que pueden exhibir distintas economías con sectores extractivos. En definitiva, el correcto entendimiento de cuáles son las concepciones que antepusieron diferentes Estados para la explotación de los recursos naturales es esencial para llegar a definir cuáles son las decisiones de política pública o de extracción que pueden generar resultados económicos sostenibles en el tiempo respecto al crecimiento económico.

1. Estado de situación del pensamiento económico

La ambigüedad respecto a la relación entre recursos naturales y resultados de crecimiento económico permite presentar los desarrollos teóricos y revisiones de experiencias materiales que abordan el éxito o el fracaso de impulsar el crecimiento económico sobre la base de una explotación de recursos naturales. En este sentido, es relevante presentar las posiciones de las experiencias que denotan una relación negativa entre crecimiento y dotación de recursos naturales; así como las prácticas que permitieron dar saltos cualitativos relevantes en el crecimiento económico. En virtud de lo cual esta sección se ha subdividido en dos acápites, mismos que analizan de forma independiente la relación negativa o positiva de los recursos naturales con el crecimiento. Esta variedad de experiencias estudiadas permitirá identificar líneas de exploración para documentar la posición actual del Ecuador en relación a la extracción petrolera.

1.1. Efectos negativos de la extracción de recursos naturales

Respecto a los efectos negativos de la extracción de recursos naturales sobre el crecimiento económico es necesario señalar que es una preocupación relativamente nueva en el contexto del pensamiento económico. Esto en razón de únicamente fue identificado cuando se examinó que no todas las economías alcanzaban semejantes niveles crecimiento. En este sentido, los primeros desarrollos se materializan a inicios de los años de 1950. Como una preocupación de pensadores de los países que no lograban superar la fase de extracción de recursos primarios.

Es así que los postulados de Prebisch presentan una visión respecto a la relación centro y periferia en el marco del comercio internacional. Uno de los ejes de su discusión se relacionó de forma directa con la especialización en productos primarios. Condición que genera desventajas que se acumulan en el tiempo. Mismas que se entrevén en la evolución de los términos de intercambio entre países. Este primer acercamiento permitió la generación de

planteamientos para superar estas desventajas. Es así que a través de medidas de política productiva se impulsaría el cambio en las estructuras de las economías. En este contexto, se puede precisar que desde esta concepción ya se identificaron las necesidades de condiciones adicionales en las políticas públicas para garantizar un mejor aprovechamiento de los resultados de la extracción de recursos primarios.

Uno de los ejemplos icónicos respecto a la influencia negativa o adversa de la explotación de recursos naturales sobre el resto de la economía es el relacionado con Holanda y la extracción de Gas. El estudio presentado por Corden y Neary (1982) identificó la influencia negativa de esta actividad extractiva sobre la industria holandesa. El canal descrito que motivo la desindustrialización correspondió al fuerte incremento de las entradas de divisas por la exportación de este producto primario. Este influjo de divisas modificó el tipo de cambio y motivo un proceso de reducción sostenida de la competitividad del resto de sectores de la economía, sectores que no se correspondían en el mismo sentido respecto a la evolución de la exportación del gas.

En este caso particular la falta de una política monetaria y de tipo de cambio que amortigué los flujos de entrada de divisas permitió la apreciación de la moneda local. Lo cual a su vez contribuyó a generar procesos de reducción del potencial de crecimiento a través de otros sectores de la economía. En resumen, este ejemplo ampliamente estudiado permitió generar un precedente respecto a condiciones necesarias para armonizar la extracción de un recurso natural respecto al crecimiento de otros sectores económicos, permitiendo identificar la variación de los precios relativos de la economía.

Las experiencias de los países que no han consolidado la administración de sus recursos naturales en torno a un nivel de crecimiento económico estable y duradero, como por ejemplo, Bolivia, Jamaica o Perú en Latinoamérica, han permitido acuñar conceptos como "la paradoja de la abundancia" o "la maldición de los recursos naturales" (Auty, 1997; Sachs, 1997; Acosta, 2011) para describir las condiciones que generan menores tasas de crecimiento económico a pesar de tener altos acervos de capital natural. "En esencia lo que esta literatura plantea es que los países ricos en recursos naturales no solo que no se benefician de esa dotación, sino que tienen peores resultados económicos que los países pobres en recursos" (Orozco, 2012).

Lo recogido de forma general por Orozco se presenta como una conclusión resultado de las condiciones específicas pero recurrentes que se presentaron en un grupo de países.

Condiciones que se pueden resumir en: procesos de concentración de exportaciones de un tipo de bien primario; boom de producto primario; industrias extractivas con escasos encadenamientos productivos; alta dependencia tecnológica; y/o alta exposición a ciclos de precios en los mercados internacionales. En este grupo de teorías se puede apreciar que un componente importante de su discusión radica en el grado de permisividad respecto a generar concentración y dependencia en el recurso natural. Por consiguiente un incremento de los riesgos asociados a este tipo de industrias cuando cambian de forma negativa las condiciones internacionales.

Como se definió en los textos presentados anteriormente, la dotación de recursos naturales no es una condición indispensable para alcanzar mejores niveles de crecimiento económico. E inclusive esta bibliografía permite identificar una serie de condiciones que decantaron en resultados incluso peores en crecimiento económico comparado con los países con menos recursos naturales. Pero es necesario reiterar que a pesar de encontrar muchos lugares comunes entre países, estas teorías no se pueden generalizar para todas las naciones.

1.2. Experiencias exitosas entre dotación de recursos naturales y crecimiento

Por otra parte, se tienen a los estados que lograron generar un impulso cualitativo a sus aparatos productivos (Estados Unidos, Noruega, Chile, Malasia o Tailandia) (Stevens, 2003; Mehlum et al., 2005), tomando como base a los recursos naturales. El éxito relativo para alcanzar esos resultados no dependió de una única aplicación de políticas. Por tanto algunos casos se proyectan como evidencia empírica de las teorías de crecimiento económico convencionales. Pero se debe resaltar que dentro de sus diseños de políticas incluyeron decisiones específicas para mitigar los riesgos de la extracción de los recursos naturales.

Un ejemplo interesante respecto al manejo de los excedentes originados en la extracción de hidrocarburos corresponde a Noruega. Este país que inició su explotación petrolera recientemente, es decir no tiene una tradición tan extendida, logró determinar estructuras diferentes de administración de sus resultados de exportación. Esto con el objeto de mitigar el riesgo asociado a la exportación del *commodities*. En primer lugar, estableció la regla de no uso integral del resultado de extracción y exportación. Para operativizar este concepto teórico

instituyó un fondo petrolero. Y únicamente los rendimientos financieros de este fondo pueden ser utilizados para financiar los presupuestos de las agencias públicas.

Por otra parte, para eliminar el riesgo de fluctuaciones cambiarias originadas en la variación de ingresos en la balanza comercial por la exportación de hidrocarburos, Noruega, estableció que las inversiones que debía realizar el fondo petrolero debían ser colocadas en el mercado internacional. Con este precepto se restringió el ingreso directo de capitales en la economía local, preservando la estabilidad de los flujos de fondos de la balanza de pagos. En este punto es necesario mencionar que este esquema no estuvo libre de riesgo, y como resultado de la crisis del año 2008 el fondo petrolero reportó pérdidas que inclusive llegaron a significar una descapitalización del mismo. Pero esta descapitalización no afectó en primera transacción a la economía nacional.

Estados Unidos, por su parte, corresponde a un caso relacionado al uso del recurso natural para su atender sus necesidades de energía de la creciente demanda industrial y demanda interna. Carece de conceptos relacionados a una orientación primordialmente exportadora en el contexto actual. Como un refuerzo a esta condición, desde el boom de precios petroleros iniciado desde el año 2006, detenido de forma temporal en el año 2008, este país incremento su capacidad de producción petrolera. Inclusive diversificando el tipo de extracción ya no solo vinculada a petróleo tradicional o en aguas profundas. En la actualidad el *Shale Oil* y las arenas bituminosas se han constituido en una fuente importante de extracción petrolera que inclusive ha llegado competir de forma importante con el principal grupo exportador (OPEP).

Respecto a Tailandia y Malasia, la estructuración de políticas de orientación de comercio internacional de incrementar su oferta exportable permitieron superar la concentración en un solo producto de exportación altamente dependiente de

En síntesis, la dotación de recursos naturales puede presentarse como una condición que alcanzar mejores niveles de crecimiento económico. En este sentido, es importante comprender como las políticas complementarias al proceso extractivo y de uso de los resultados económicos y financieros permite mitigar el riesgo asociado a la extracción y exportación de recursos naturales. Pero es necesario reiterar que a pesar de encontrar muchos lugares comunes entre países, estas teorías no se pueden generalizar para todos las naciones.

2. Modelos de crecimiento económico con análisis sobre recursos naturales

Para dar una arista complementaria al análisis del crecimiento económico y la dotación de recursos naturales, en esta sección se realizará el estudio de diferentes tipos de modelos de crecimientos económico. Modelos basados en el análisis desde la concepción de la oferta. Esto en relación a que el presente trabajo de investigación plantea la revisión o estudio de cómo arbitra el sector petrolero del Ecuador sobre los resultados de la economía nacional. Por lo cual, es relevante identificar cómo las diferentes líneas de pensamiento económico seleccionadas conciben la influencia de los recursos naturales en la formulación del crecimiento económico.

Considerando que el análisis se centrará en estudiar la forma en que un factor de la producción con carácter finito puede determinar los niveles de crecimiento de los países, se plantea abordar tres ramales de pensamiento: pensamiento originario de crecimiento económico; modelos de crecimiento estructurados y formales; y modelos de crecimiento con mayor grado de complejidad en la representación de la economía en su conjunto. Estos grupos de modelos fueron escogidos con el objetivo de efectuar una comparación respecto a cómo el pensamiento económico incluyó las características de no reproducibilidad indefinida en el crecimiento económico.

En este sentido la revisión del pensamiento originario permitirá validar como la dotación de la tierra, en su concepto de recurso natural finito, permitía explicar la modificación de la producción de los países. Respecto a los modelos estructurados se desea mostrar cómo estos modelos incluyeron el concepto de recursos limitados, para perfeccionar la explicación respecto a la variación en el crecimiento de los países. Finalmente, se abordarán modelos de crecimiento económico que simulan mayor complejidad de sus estructuras para presentar un acercamiento a los conceptos de estructuras productivas no homogéneas. El objeto es identificar el desarrollo de un esquema de modelización que permita validar el principio de diferenciación del sector extractivo con el resto de sectores de la economía.

2.1. Modelos iniciales

En este apartado se revisarán los modelos de crecimiento económico iniciales mismos que tuvieron sus orígenes con la Escuela Fisiocrata (1750-1780) así como algunos postulados de David Ricardo en el contexto de ser uno de los primeros pensadores de la naciente rama de la

macroeconomía. El objetivo central radica en presentar la fundamentación teórica empleada por estos pensadores respecto a la influencia de un recurso natural finito, tierra, sobre la producción de la economía.

El trabajo realizado por François Quesnay respecto al *Tableau Économique* (1758), se sitúa como punto del análisis. Esto en el sentido de que su importancia “radica en ser el primer intento en la historia de dicha disciplina en dar una interpretación, un análisis teórico del mecanismo de reproducción social” (París 2007). En este sentido este desarrollo puede ser interpretado como el predecesor de la modelización económica actual. El *Tableau Économique* es un instrumental construido para exponer las relaciones y actividades sociales en el marco de un esquema económico. En este sentido expresa a la segmentación social que permite efectuar la producción de diferentes bienes y servicios.

Para los fisiócratas, entre ellos Quesnay, en primer lugar se que consideran a través del factor productivo tierra, la agricultura es el único sector económico que permite la creación de producción y por tanto riqueza. Esto desde la visión de que la agricultura es el único sector en el cual los resultados de la producción son mayores a los insumos utilizados. “Sólo la agricultura producía un excedente sobre su coste. Este excedente era llamado Producto Neto (Produit Net)” (Paris 2007)

Bajo la consideración de los fisiócratas, el grupo de trabajadores asociados a la agricultura eran considerados como trabajadores productivos. Por otra parte, los trabajadores estériles correspondían a actividades económicas cuyos resultados finales eran menores a los insumos utilizados. Esto implica que los trabajadores que crean riqueza, por así decirlo, eran únicamente los relacionados al sector de agricultura. Estos preceptos permiten identificar el supuesto de que la reproducción de los resultados requiere de un elemento que permita generar un valor adicional a los insumos utilizados, en este sentido la cantidad de tierra definía la capacidad de creación de la riqueza. Esto centró el análisis en el factor productivo finito y relegó el análisis del resto de resultados de otros sectores.

Para esta investigación, a pesar de no tener una conjetura o una posibilidad de extrapolación directa entre el pensamiento de los fisiócratas y la coyuntura de las actividades extractivas, la importancia radica en la revisión del evento de que el factor con escasez, la tierra, definía

integralmente la capacidad de crecimiento. Es decir la cantidad y el uso de la dotación del recurso natural se presentaban como condiciones fundamentales para explicar la actividad económica única que creaba riqueza. Desde este punto de vista el recurso natural definía absolutamente la condición de crecimiento económico. Condición positiva y directa respecto a la relación entre dotación del recurso natural y el crecimiento económico. ¿Esta definición puede ser una condición homóloga a las reservas petroleras? Como se analizó en el número 1 de este capítulo la respuesta por excelencia corresponde a que: depende de condiciones complementarias para poder alcanzar una relación positiva entre reservas petroleras y crecimiento económico.

Con respecto al pensamiento de David Ricardo, este incluye el razonamiento de rendimiento de la tierra y escasas para definir un esquema de renta diferenciada. En el trabajo presentado por Luigi L. Pasinetti en 1960, *A Mathematical Formulation of the Ricardian System*, se resume este pensamiento conforme siguiente referencia:

Los participantes en el proceso de producción son agrupados por Ricardo en tres clases: los terratenientes proveen tierras, los capitalistas proveen capital y los trabajadores proveen mano de obra. La producción total está totalmente determinada por las condiciones técnicas, pero su división entre las tres clases bajo la forma de rentas, ganancias y salarios está determinada por la interacción de muchos actores técnicos, económicos y demográficos. Todo el análisis de Ricardo sobre este tema se refiere a lo que él llama los precios naturales de la renta, los beneficios y los salarios (Pasinetti 1960, 80).

En este sentido la capacidad de producción ya no solo depende de la dotación del recurso natural. Se inicia entonces la formulación conceptual referente a tratar de identificar las condiciones adicionales que definen el crecimiento económico. Pero se preserva el fundamento de que la tierra mantiene un rol relevante.

2.2. Modelo de Solow y revisiones con recursos limitados

La revisión del modelo de Solow, lectura obligatoria respecto a formulación de modelos económicos, permite discutir desarrollos en los cuales la dotación de recursos naturales presenta menor relevancia en comparación los modelos iniciales. En sus versiones elementales este modelo definió a la producción como la suma de todas las rentas nacionales. Y que la misma era resultado de una función entre capital y trabajo. Para simplificar el

análisis considero que toda la población correspondía la fuerza laboral y presentó su desarrollo en términos per cápita. Estos desarrollos permitieron resumir que el crecimiento dependía del capital. Por tanto, para incrementar el crecimiento se debía incrementar el capital.

Por otra parte, desarrollos posteriores permitieron incluir variantes en el modelo para explicar las diferencias en los niveles de crecimiento económicos. La variante que más importancia presenta para el análisis corresponde al estudio la dotación de recursos limitados, esto con el objeto de identificar las condiciones requeridas por los modelos para exponer sus resultados.

En 1974 Solow presenta la revisión a su modelo de crecimiento en el cual introduce el concepto de recursos naturales limitados. Dentro del desarrollo se plante tres factores dentro de la función de producción, trabajo L , capital K , flujo de recursos naturales N . Se continuó con una función Cobb Douglas con elasticidad constante de sustitución: $Q = AL^a, K^b, N^c$. Adicionalmente este análisis requiero de dos requisitos: el primero, la producción solo es posible en existencia de recursos naturales y el segundo, el producto medio del capital natural no debe tener limitación superior¹. Con esto se puede mencionar que: “uno de los objetivos de Solow (1974) fue observar las condiciones que permitirían que una economía creciera para siempre bajo la presencia de recursos naturales limitados” (Cabezas, 1996).

El resultado de esta revisión se expresó en la conclusión de que el incorporar la definición intertemporal de uso del recurso natural en el modelo no alteró significativamente los resultados del mismo, “Según su modelo, considerando que algunos recursos podrían estar disponibles sólo en cantidad limitada no necesariamente cambia la posibilidad de que la producción crezca indefinidamente” (Cabezas, 1996). Es decir se logra alcanzar un nivel de crecimiento infinito específico. Pero para alcanzar esta condición Solow planteo la precondition de que existe un reemplazo de capital natural y reproducible con una elasticidad de sustitución no menor a 1. Por lo cual el recurso natural debe ser reemplazado en igual o mayor medida por el capital reproducible. En este sentido el acervo de capital no debe

¹ “La segunda propiedad se justifica al afirmar que si el producto medio del flujo de recursos naturales estuviera limitado, solo se una cantidad finita de producción podría ser producida con una cantidad finita de recursos, por lo tanto, el único nivel de consumo per cápita sostenible para una cantidad infinita de tiempo sería cero” (Cabezas, 1996).

disminuir. Bajo ese principio, se plantea que el retorno del capital sea analizado como una suma de natural y no natural y que este en principio no se modifique.

El desarrollo de Solow fue posteriormente complementado por la regla de Hartwick, misma que es definida como: “para tener una corriente de nivel constante de consumo per cápita al infinito, la sociedad debe invertir todos los rendimientos actuales obtenidos de la utilización de existencias de recursos agotables. (Cabezas 1996).

Estos últimos desarrollos son en extremo relevante para el caso de Ecuador. Como se verá posteriormente el ordenamiento jurídico en el país exige que el uso de los resultados de los recursos naturales no renovables, para esta investigación el petróleo, sea utilizado para gastos no permanentes, principalmente inversión y formación bruta de capital fijo. Es decir capital reproducible. ¿Pero basta generar la condición de uso para definir como acertado el uso del recurso petrolero? Desde la lógica de los resultados observados nacerá la pregunta de si las inversiones en capital reproducible a través de los presupuestos públicos ostentaron el retorno suficiente para reemplazar las rentas de las reservas petroleras utilizadas. Esto desde el punto de vista del retorno promedio del capital total y la volatilidad de la renta petrolera en el marco de los cambiantes precios de los mercados internacionales.

2.3. Modelo de Kaldor y sus revisiones

Finalmente, se revisarán modelos del pensamiento que incorporan conceptos como: la diferenciación en los factores de producción e insumos o sectorización de las economías. El aporte de este último grupo de modelos permite abrir la discusión de la no homogeneidad de los sectores económicos y a su vez permite plantear la disputa referente a si esas diferencias pueden impulsar o restringir el crecimiento económico. Conceptos de gran importancia considerando el amplio espectro de experiencias respecto a la relación entre recursos naturales y crecimiento económico.

En este sentido, se han desarrollado modelos para explicar el crecimiento considerando más de un sector en la economía, mismos que poseen condiciones diferenciadas. Esta rama de modelos se basa en el desarrollo inicial planteado por Kaldor (1975, 1979). Posteriormente se ampliaron a una serie de adaptaciones e incorporaciones que fueron realizadas por Thirlwall (1986, 1987) y Dutt (1992). Estos modelos, dentro de sus principios generales se siguen

considerando: una economía cerrada con dos sectores; agricultura y manufacturas; competencia perfecta; y plena utilización de la capacidad instalada.

Adicionalmente, se considera que solo en el sector manufacturero existen bienes de inversión. Es decir la producción de los sectores no es homogénea entre sí. Con respecto a la función de producción de la agricultura esta incluye capital, trabajo y tierra. Respecto a la oferta de trabajo esta es ilimitada pero su productividad total no se altera. La dotación de tierra es limitada y, por tanto, no se puede extender y su productividad puede mejorar mediante inversiones que generen ahorros en su utilización. Adicionalmente, los ahorros generados en cada sector son utilizados por sí mismos, es decir no existe posibilidad de financiamiento intersectorial.

Respecto a los resultados, los autores llegan a determinar que el crecimiento de la agricultura depende del ahorro y la inversión en ese sector, y que un mayor crecimiento de la agricultura implica mayor crecimiento en el sector manufacturero. Esto en virtud de que el crecimiento de la agricultura implica una mayor demanda de bienes del sector industrial, por otra parte mayor producción del sector agrícola implica mejora en los términos de intercambio para el sector industrial lo que mejora su posición respecto a los costos de producción.

Este tipo de modelos permite revisar un símil a la utilización de recursos naturales, claro está bajo la lógica de que este recurso, tierra, permiten la generación de una producción renovable de bienes de consumo. Siendo esta la primera aproximación que se revisa sobre modelos económicos de crecimiento con relación intersectorial, se puede apreciar que si bien permite identificar diferentes dinámicas de producción, tanto por los insumos como por los bienes producidos, todavía no permite explicar cómo la dotación del recurso no renovable no permite una producción indefinida de bienes. Pero a su vez permite validar la existencia de interrelaciones entre sectores. Y hace explícita la influencia que tiene los resultados del sector basado en recursos naturales sobre el sector manufacturero.

En resumen, se puede mencionar que durante la evolución de los modelos de crecimiento económico, el estudio del recurso natural tuvo variación en lo que respecta a la importancia en la definición estructural. Los desarrollos más recientes imponen una lógica de incrementar la complejidad de los modelos para alcanzar explicaciones más robustas respecto a sus

resultados. Condición que ha permitido visibilizar la dotación de recursos limitados y su influencia en el crecimiento económico.

3. Interrelaciones funcionales entre sectores económicos

Una de las principales relaciones funcionales que presentan la explotación de recursos naturales es la vinculación con las necesidades de suplir la demanda de energía, misma que para muchos de los países en desarrollo no se encuentra vinculada de forma mayoritaria a su consumo interno, debido a la alta concentración del recurso natural y la baja demanda local.

De esta forma, la vinculación del sector extractivo con el comercio internacional es en extremo relevante para el análisis. De acuerdo con el trabajo denominado Trade Structure and Growth, elaborado por Daniel Lederman y William F. Maloney (2007). La evidencia empírica no permite generalizar una única relación entre crecimiento económico y recursos naturales para todos los países extractores. Resultado que fue validado por los autores mediante mediciones econométricas para verificar las relaciones entre: la abundancia de los recursos, la concentración de exportaciones, y el comercio intra-industrial.

Por momentos, la abundancia de recursos también implicó altos niveles de concentración de exportaciones o un bajo nivel de comercio intrasectorial....Manzano y Rigobon (2001) encontraron en un panel de sección cruzada 1980-90 que la correlación negativa Sachs-Wegner² de los recursos naturales con el crecimiento desaparecía cuando ellos controlaban la relación inicial de deuda externa respecto al PIB. (Daniel Lederman y William F. Maloney, 2007, 22).

Este tipo de resultados logró impulsar el desarrollo de pruebas econométricas con el objeto de incluir más variables económicas dentro de los análisis. Esto con el objeto de mejorar la calidad de los resultados econométricos. En este sentido, se incluyeron variables como acumulación de capital físico y humano en relación al PIB, años de escolaridad, así como mediciones de macroestabilidad. En general, este documento permitió validar que sí existe una relación entre la abundancia del recurso, la concentración de exportaciones y el comercio

² De acuerdo al trabajo de Sachs y Warner (1995) se identifica que ante el aumento del 1% en las exportaciones primarias de un país se reduce su crecimiento anual per cápita en un 0,93%. Los fundamentos para esta relación estadística, de acuerdo a los autores, corresponde a la exposición a shocks externos, propensión a adoptar políticas económicas proteccionistas y a crecimiento de la burocracia.

intra sector, pero a su vez logró identificar que existen condiciones complementarias que contradicen las reglas convencionales que revisaron estos conceptos. En este sentido es coherente buscar identificar la mayor cantidad de variables económicas posibles para el análisis de impacto entre la abundancia de recursos y el comercio internacional sobre el crecimiento económico.

Por otra parte, se debe considerar los esquemas de organización industrial del sector extractivo. Esto en razón de que este tipo de actividades económicas no se desarrollan bajo condiciones de competencia perfecta. Como primer componente se tiene que el número de oferentes y demandantes en el sector extractivo es reducido. Tanto por condiciones de barreras naturales o condiciones legales específicas. De acuerdo al trabajo presentado por Josef Steindl en 1976, denominado *Maturity and Stagnation in América Capitalism*:

Estudios empíricos de precios muestran que en industrias con precios regulados los precios son generalmente rígidos. La regulación de precios en el sentido presente no solo incluye acuerdos de cártel, sino también la influencia de líderes en precios. De hecho en prácticamente todo oligopolio industrial, en el que existen pocas firmas existe una influencia dominante en los precios, alcanzando rigidez de precios (Josef Steindl, 1976,14).

En este sentido, el tipo de organización industrial puede generar condiciones complementarias de rigidez en la fijación de precios por servicios o esquemas de contratación dentro de la estructura del sector extractivo del Ecuador. Esto enfocado a la capacidad de generar un abuso de la posición de mercado al tener un comportamiento en extremo uniforme entre los participantes. Este principio también puede aplicar para el sistema de fijación de precios de los derivados internos, condición que establece mayores inflexibilidades al sistema de administración petrolera y por tanto menores grados de libertad para ejecutar cambios en momentos que se alteren las condiciones del sector.

Conclusión

En conclusión, se puede mencionar que la sustentación teórica presentada, permite generar un ámbito de medición de condiciones que incluyen la determinación de los esquemas de extracción, las relaciones intrasectoriales y comerciales para medir como se genera la relación entre explotación petrolera y crecimiento económico.

Capítulo 2

Sector petrolero ecuatoriano, diseño institucional. Periodo 2001-2015

El objeto de este capítulo en primer lugar es dotar al lector de información relevante respecto al esquema de administración del sector petrolero ecuatoriano. Entendiendo como diseño institucional al marco regulatorio, instituciones y entidades que se interrelacionan en la actividad petrolera, que incluyen *upstream*, *downstream* y *middlestream* de la industria. El análisis partirá del estado de situación inicial del periodo 2001-2007, para luego revisar los cambios implementados desde el segundo semestre del año 2007 hasta finales del año 2015. Sobre la base del entendimiento de la situación actual de la administración del recurso petrolero, se expondrá el grado de influencia que posee esta actividad económica sobre el resto de la economía nacional.

En este sentido, el análisis se centrará en determinar cómo la estructura funcional de este sector extractivo modifica el comportamiento de las principales variables macroeconómicas de los Sectores Fiscal, Monetario y Financiero, Externo y Real durante el periodo 2007-2015. Por otra parte, para este estudio las condiciones internacionales serán catalogadas como variables exógenas al sistema de administración petrolero, siempre recordando que los resultados económicos de los hidrocarburos de cada periodo fiscal son afectados por los comportamientos de los mercados internacionales. Razón por la cual se ejecutarán referencias específicas respecto a los mecanismos teóricos de ajuste automático del sector de hidrocarburos ecuatoriano.

En consideración de lo descrito, este capítulo plantea explicar cómo el conjunto de cambios que se han implementado de forma progresiva sobre la estructura del sector petrolero generan modificaciones a los resultados de las previsiones realizadas respecto al comportamiento de la economía en su conjunto.

1. Institucionalidad del sector petrolero sub-periodo 2001-2007

El sub-periodo 2001-2007 muestra clara estabilidad de la estructura funcional o diseño institucional del sector petrolero. En este periodo se registran pocos cambios que modifiquen de forma sustancial las superestructuras del sector. Modificaciones que su mayoría se ejecutaron para expandir la actividad petrolera o para modificar la administración del

excedente del sector público. Por lo cual, no se presentaron reformas que modificaran los mecanismos de explotación, es decir no se alteraron los esquemas de operación petrolera pública así como tampoco los esquemas de contratación petrolera con la empresa privada.

1.1. Marco Regulatorio aplicable

La institucionalidad pública contaba con: la Constitución Política de la República del Ecuador, Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Administración Financiera y Control, Ley de Presupuestos, Ley de Creación de Petroecuador, Ley Orgánica de Responsabilidad y Transparencia Fiscal, Ley de creación del FEISEH y Ley para la Transformación Económica del Ecuador. Todos estos cuerpos legales mandaban, permitían y/o restringían los comportamientos y las interrelaciones dentro del sector petrolero. Tanto desde la constitución orgánica del sector así como el esquema de administración financiera de los resultados económicos.

1.1.1. Constitución Política de la República del Ecuador

La Constitución que estuvo vigente para el sub-periodo 2001-2007 presentaba pocas disposiciones directas relacionadas con el sector hidrocarburífero. Con respecto a las entidades del sector público incluían dentro de sí a las empresas que por mandato legal fueron creadas para desarrollar actividades económicas³. Para petróleos, Petroecuador creada en 1989, entidad que continuó desarrollando sus actividades sin modificaciones sustanciales. Con respecto al ordenamiento económico, en el título adecuado se señalaba que le corresponde al Estado “explotar racionalmente los bienes de su dominio exclusivo, de manera directa o con participación del sector privado”⁴ y que todos los recursos naturales no renovables, entre los que se incluye el petróleo, eran de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado⁵. Por otra, parte la Constitución de 1998 permitía que los recursos sean explotados en función de los intereses nacionales y con la administración de empresas públicas, mixtas o privadas de conformidad con la ley⁶. En este sentido el ordenamiento constitucional permitía la participación pública y privada en el sector ya sea de forma separada o conjunta.

³ Constitución Política de la República del Ecuador 1998, Art 118.

⁴ Constitución Política de la República del Ecuador 1998, Art 244.

⁵ Constitución Política de la República del Ecuador 1998, Art 247.

⁶ Constitución Política de la República del Ecuador 1998, Art 244.

1.1.2. Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos expedida en el año 1971 y codificada en 1978, así como sus posteriores reformas, disponían que las actividades de sector de hidrocarburos debían realizarse a través de Petroecuador o por empresas nacionales o extranjeras⁷, y era la empresa estatal la entidad, el ente público con competencia de delegación de sus actividades. Para la participación del sector privado la ley permitía la suscripción de contratos de asociación, participación, de prestación de servicios, otros, y mediante la constitución de empresas mixtas. A su vez, disponía que las tareas de regulación y control del sector petroleros se debía realizar por intermedio del Ministerio de Minas y Petróleo. Este Ministerio contaba con una unidad administrativa, creada por esta Ley, encargada de realizar todos los procesos de control, fiscalización, misma que se denominada Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH. Finalmente, la explotación de los hidrocarburos debía estar dirigida principalmente para atender las necesidades del mercado interno para su industrialización.

1.1.3. Ley Orgánica de Administración Financiera y Control –LOAFYC- y Ley de Presupuestos

La LOAFYC y la ley de Presupuestos tenían por objeto reglamentar las operaciones de la administración financiera de los recursos públicos. Por tanto se presentaban como normas vinculadas y suplementarias a las disposiciones correspondientes a la Ley de Hidrocarburos y la Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador.

1.1.4. Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus filiales

La entidad pública encargada de realizar la gestión empresarial directa sobre las ramas de la actividad petrolera era la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus filiales. Esta empresa pública fue creada en 1989 mediante la Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador y sus Filiales, siendo la sucesora directa de Corporación Estatal Petrolera -CEPE-⁸. En su creación se dispuso que sea una empresa con “personería

⁷ Ley de Hidrocarburos 1971 1978. Artículo 3

⁸Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus filiales 1989. Artículo 13 Patromonio.

jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa”⁹. Además se instó a la creación de una empresa filial específica para el *Upstream* (Exploración y producción), *Downstream* (Industrialización) y *Middlestream* (Comercialización y transporte).

Esta empresa estatal tenía el mandato de ejecutar las operaciones en todas las ramas de la actividad hidrocarburífera, es decir participar en: exploración y explotación de crudo, en este sentido, le correspondía administrar los contratos con las compañías petroleras privadas, transporte secundario y principal de crudo, almacenamiento, refinación, comercialización externa e interna de petróleo y derivados.

Para su dirección y administración contaba con una cadena de órganos colegiados y autoridades. Misma que iniciaba con El Directorio, seguido por el Consejo de Administración, la Presidencia Ejecutiva y otras dependencias técnicas. El Directorio de la empresa estaba conformado por un total de 8 miembros¹⁰, tenía como principales atribuciones establecer las políticas empresariales y aprobar los planes y presupuestos. Para tomar sus decisiones requería de al menos 5 votos favorables. Por otra parte el Consejo de Administración tenía como objetivo principal ser el órgano de planificación de la Estatal. Mientras que el Presidente Ejecutivo ejercía las funciones de representante legal y era el responsable directo de la gestión técnica, administrativa y financiera de la empresa.

Respecto a la reglamentación de la generación de ingresos, la Ley Especial disponía que los recursos resultantes luego de deducir las regalías y los costos y gastos de Petroecuador y sus filiales deberían ingresar directamente en la cuenta Corriente Única del Ministerio de Finanzas y Crédito Público.

⁹Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus filiales 1989. Artículo 1 Naturaleza.

¹⁰ Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) y sus filiales 1989. Artículo 4 Directorio. Miembros del Directorio. Ministro de Energía y Minas, Delegado del Presidente de la República, Ministro de Finanzas y Crédito Público, Ministro de Comercio Exterior, Industrialización y Pesca, Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, Gerente del Banco Central del Ecuador, Secretario de Planificación de la Presidencia de la República, y un representante de los trabajadores.

Finalmente, el sistema de contratación de Petroecuador no se sujetaba a las leyes de contratación pública, pero debía mantener estricto apego con la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos. En este sentido la empresa privada participó dentro del sector petrolero mediante las diferentes modalidades contractuales con el Estado¹¹, siempre administradas por Petroecuador. Y su gestión se dirigió principalmente hacia el *Upstream* (exploración y extracción de crudo) y el *Middelstream* (transporte por oleoductos principales). Para el resto de ramas de actividad petrolera (refinación, almacenamiento y comercialización en terminales al por mayor) no se registraron operaciones privadas debido a que estas actividades tienen barreras de acceso tanto en las necesidades estructurales de capital así como legales y reglamentarias, fijación precios de los hidrocarburos mediante Decretos Ejecutivos con aplicación ad-hoc.

Con respecto a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos vigentes hasta 2006, todas las modalidades, a excepción de los de Servicios Específicos, estipulaban participaciones en la producción de las áreas sujetas al contrato, libres de aplicación de regalías¹² para el Estado. Estos contratos que en su mayoría fueron suscritos en la década de 1990 al momento de su suscripción incluyeron precios referenciales del petróleo para determinar las condiciones económicas de los mismos.

La taxonomía de esos contratos es: Contratos de Servicios Específicos, Contratos de Participación, Contratos de Campos Marginales, y Contratos de Alianzas Operativas. Estos últimos contratos fijaban la realización de programas de inversión sobre pozos petroleros operados por Petroecuador y cuya cuantía era determinada al momento de su firma y permitía pago anticipado cuando las condiciones del precio del petróleo mejoraban.

1.1.5. Ley 42-2006

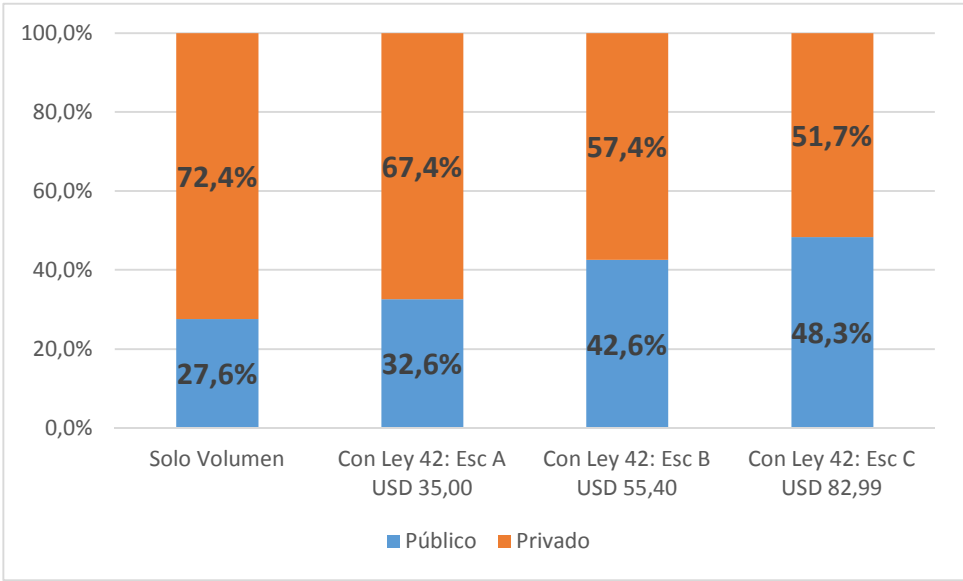
Esta ley fue expedida en el mes de abril del año 2006. El objeto fundamental de la misma era mejorar la participación del Estado en las rentas petroleras originadas por la comercialización del petróleo crudo de propiedad privada de los contratos de participación con precios

¹¹ En esta investigación no se referencia la comercialización de derivados posterior a la entrega en los terminales de despacho de Petroecuador.

¹² De conformidad a los justificativos de ingresos de las Proformas Presupuestarias del Gobierno Central elaboradas por el Ministerio de Finanzas.

superiores a los considerados en el momento de suscripción de cada contrato. El mecanismo consistía en normar los excedentes de los precios de venta del petróleo no pactados o no previstos. En este sentido se dispuso, por la ley, que el Estado participe con no menos del 50% de los ingresos extraordinarios originados por la diferencia de precios¹³. Mediante el reglamento se fijó que el porcentaje correspondía al 50%. La aplicación de esta ley permitió mejorar la participación del Estado del 27% original a cerca del 48%, conforme se muestra en la revisión de los resultados proyectados para los contratos en la siguiente figura:

Figura 2.1. Contratos de Participación, distribución de rentas promedio del sector público y sector privado: Solo Volúmenes y aplicando volúmenes y Ley 42 – 2006



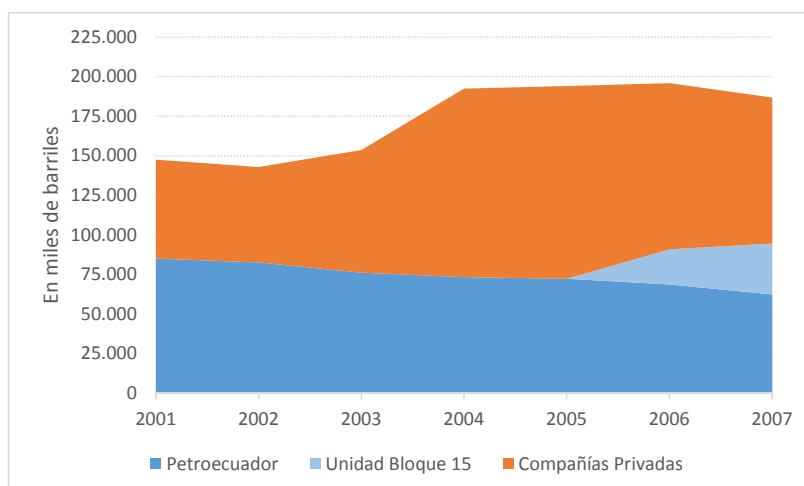
Fuente: Ministerio de Finanzas.

1.2. Principales resultados operativos

Durante este sub-periodo de tiempo, se debe mencionar que la expansión de las actividades petroleras en el país se originó principalmente por el impulso generado por el sector privado. La iniciativa de construcción de un oleoducto principal para realizar el transporte de crudos pesados se produjo como resultado de que las empresas petroleras privadas demostraron al Estado la capacidad de incrementar la extracción petrolera en sus áreas asignadas. La entrada en operación del Oleoducto de Crudos Pesados -OCP- en el año 2004, permitió materializar el incremento en la tasa de explotación de los yacimientos operados por empresas privadas, como se puede visualizar en los figuras 2.2 y 2.3.

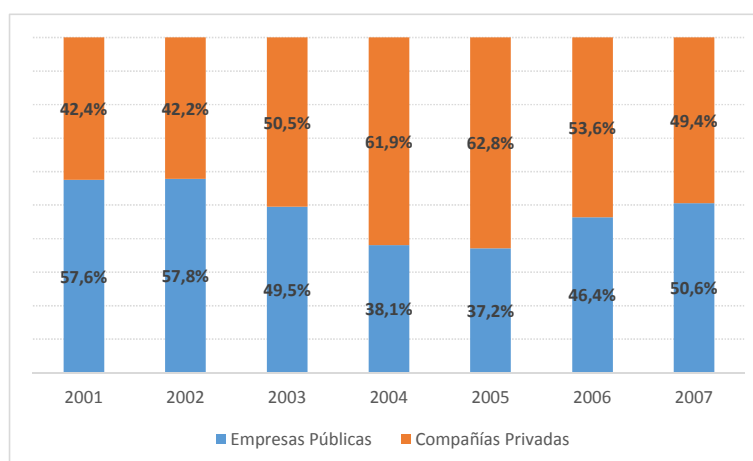
¹³ Ley 42-2006. Art 1 y 2

Figura 2.2. Producción Petrolera por Tipo de Operador



Fuente: EP PETROECUADOR, 40 Años Construyendo el Desarrollo del País.

Figura 2.3. Participación en la producción Petrolera por Tipo de Operador



Fuente: EP PETROECUADOR, 40 Años Construyendo el Desarrollo del País.

Adicionalmente, la entrada en operación de este oleoducto implicó la habilitación de otro terminal de exportación adicional al terminal de Petroecuador. Lo que a su vez obligó al país a exportar dos diferentes tipos de crudo. El transportar un crudo de diferentes características al Crudo Oriente¹⁴, menor calidad, por intermedio del OCP, originó la creación de la variedad de petróleo conocida como Crudo Napo¹⁵. Este evento requirió que la institucionalidad pública realice cambios administrativos para poder gestionar las operaciones petroleras bajo el supuesto de dos variedades de petróleo.

¹⁴ Crudo Oriente grados API mayor a 22

¹⁵ Crudo Napo grados API 18

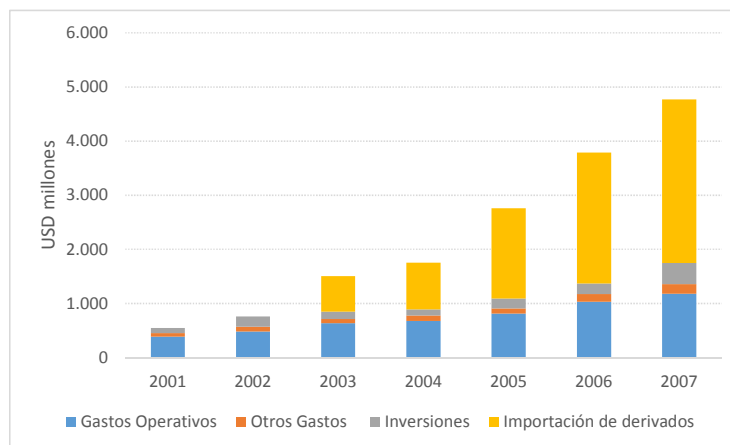
El desempeño de la empresa estatal petrolera Petroecuador en el periodo 2001-2006 tuvo limitaciones asociadas a restricciones fiscales, así como operacionales. En los primeros años del siglo XXI se encontraba vigente una política de austeridad fiscal general que abarcó a todo el sector público, incluyendo a las empresas estatales. El objetivo de la aplicación de esta política era mantener controlado el nivel de gasto público para evitar desequilibrios macroeconómicos. En marco de aplicación de políticas públicas los presupuestos operativos y de inversiones fueron relativamente limitados. Por otra parte, durante ese periodo de tiempo el recurso petrolero era considerado un activo de Petroecuador, por tal razón debían cumplir con el pago de las regalías conforme la Ley de Hidrocarburos (18,5% de la producción total que incluye toda la producción de los contratos de las compañías privadas), lo que implicaba no contar con el valor total de su facturación para servir los presupuestos empresariales. Estas restricciones presupuestarias implicaban mantener escasas oportunidades para incrementar sus operaciones.

En este apartado es necesario precisar que durante la administración de Petroecuador, se sostuvieron sus principales operaciones y no se delegó ninguna operación mayor a compañías privadas. Otro factor que dificultaba la administración financiera de Petroecuador estaba relacionada con el componente de provisión de derivados para el mercado interno. Operación que no presentaba un excedente significativo, esto debido a que el sistema de refinación no abastecía de forma integral la demanda interna por lo cual se requería realizar importaciones de derivados. El manejo de estas importaciones representaba una carga financiera debido a que el sistema de fijación de precios no aseguraba una recuperación de la totalidad de los costos, esto debido a que la actualización de precios no era regular y generalmente presentaba rezagos. Por todos estos conceptos la empresa estatal presentaba una restricción presupuestaria fuerte, ver figura 2.4.

Por otra parte, la institucionalidad para la administración de Petroecuador inicialmente permitía la operación mediante una separación funcional de las ramas de actividades económicas que desarrollaba la corporación pública. La organización se basó en la estructuración de una empresa por tipo de actividad económica, conocidas como filiales, y una empresa matriz que se configuraba como la entidad coordinadora e integradora de la gestión empresarial y el manejo financiero económico. A su vez para determinar las políticas generales contaba con un Directorio, este cuerpo colegiado estaba conformado por siete

integrantes: Ministro de Minas y Petróleo, Ministro de Finanzas, Secretario de Planificación, Gerente General de Petroecuador, Dirigente de los Trabajadores, Ministerio de Defensa y el Representante del Presidente de la República. Este esquema requería de coordinación interna entre las diferentes instancias de administración de la petrolera para alcanzar un manejo operativo eficiente y eficaz.

Figura 2.4. Ejecución anual de costos, gastos e inversiones de Petroecuador 2001-2007



Fuente: Ministerio de Finanzas

1.3. Aspectos legales y económicos relevantes

1.3.1. Declaratoria de Caducidad de operadora Occidental – Bloque 15

La declaratoria de caducidad de la concesión sobre el Bloque 15 administrado por la Operadora Occidental y la promulgación de la Ley 42, fueron elementos que se presentaron el año 2006. Estos dos eventos son representativos de esta etapa, ya que se muestran como fenómenos aislados en la administración del esquema petrolero. En la administración directa del Bloque 15, a través de la Unidad Operativa Bloque 15 dentro de la filial Petroproducción, el Estado accedió al excedente petrolero generado por la operadora privada, para lo cual inclusive llegó a expedirse la Ley de creación del FEISEH. Esta ley instauró un fondo petrolero de acumulación para la ejecución de inversiones en el sector petrolero y eléctrico. Por otro lado la Ley 42 permitió tener una exigencia legal sobre los Contratos de Participación y Campos Marginales para que el sector público participe de al menos el 50% del excedente de los precios. La implantación de estos dos conceptos generó un incremento en las rentas del Estado, ya sea por la operación directa sobre el bloque 15 o por la determinación legal de distribuir los excedentes en los precios de venta de la producción de las petroleras privadas.

1.3.2. Política comercial de hidrocarburos

Otro condicionamiento relevante respecto a la consecución de resultados del sector petrolero está relacionada a la política de comercialización de crudo y derivados. Las ventas al sector externo registran exportaciones de crudo y derivados. El principal producto de exportación es el petróleo crudo, con sus dos tipos de crudo Oriente (ligero) y Napo (pesado). Las ventas externas de derivados incluyen refinados de baja calidad generalmente residuos y eventualmente naftas de bajo octano. Todas las ventas ya sean en contratos a plazos o ventas en el mercado *spot* fueron realizadas en el marco de precios de mercado, mediante procesos de licitación y referenciados con un marcador geográfico, para el petróleo crudo el *WTI*. Con respecto a las ventas interna de derivados en el año 2003 se expide el Decreto Ejecutivo 338¹⁶ mediante el cual se regula la determinación de precios para el mercado interno. Mediante ese decreto se actualizaron los precios de los principales combustibles líquidos de consumo nacional. Esa reforma de reglamento de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos permitió recuperar ingresos para equilibrar los costos de la provisión de los derivados de petróleo a nivel doméstico. Mantuvo la estructura de precios fijos para casi todos los productos y todos los sectores, por lo cual no instauró precios que se adapten a la volatilidad del precio del petróleo o al incremento de los costos de producción de los derivados nacionales. En este sentido la política comercial petrolera en el país exhibió una estructura elemental con la mayoría de las operaciones mediante pago de contado sin estructuraciones financieras, es decir sin acumular eventos que vinculen rentas futuras o impliquen el apalancamiento con proveedores en el corto plazo.

En el mes de junio de 2006, para mejorar el impulso de Petroecuador dentro del sector petrolero se suscribió el Convenio de Intercambio Crudo-Productos entre Petroecuador y Petróleos de Venezuela -PDVSA-. El objetivo fue liberar parcialmente a la empresa estatal ecuatoriana de la presión de los pagos de las importaciones de derivados¹⁷. En su versión inicial en este convenio se estipuló el compromiso de la entrega por parte de hasta cien mil barriles día de crudo ecuatoriano para su procesamiento en las refinerías de PDVSA y el suministro equivalente de productos derivados. Al ser una operación de trueque no se requería la utilización de pagos monetarios. El intercambio estaba calculado con factores relacionados al margen de refinación generado por el crudo ecuatoriano. Este convenio le garantizó el

¹⁶ Decreto Ejecutivo 338, suscrito el 2 de agosto de 2005 publicado en Registro Oficial No. 73

¹⁷ De acuerdo al Acta del Directorio de Petroecuador Diciembre de 2009.

acceso de Petroecuador a los recursos de las exportaciones para recibir importaciones libres de pagos, circunstancia que mejoró la administración financiera de las operaciones de comercio internacional y liberó parcialmente a la gestión de tesorería de Petroecuador.

1.3.3. Fondos Petroleros

Finalmente, para la administración del excedente petrolero público se contaba hasta el año 2006 con una serie de fondos petroleros tanto de ahorro como de provisión de fondos para inversiones específicas, así como con preasignaciones de ingresos petroleros que además permitían la asignación directa de este tipo de ingresos para actividades específicas tanto para entidades públicas y privadas. La atomización de las asignaciones obligatorias del ingreso petrolero del Sector Público No Financiero no permitió consolidar un programa de gasto público coordinado, ya que cada partícipe de las asignaciones petroleras disponía de forma directa de sus recursos asignados. Con respecto a los fondos petroleros el Ecuador al año 2006 llegó a tener un total de 4 fondos, cuya funcionalidad abarcaba eventos de Ahorro, Financiamiento de Contingencias, Financiamiento de la Inversión Social, Financiamiento de la Inversión Petrolera y Energética. En ese sentido a continuación se realiza una breve descripción de los mismos:

- Fondo de Estabilidad Petrolera –FEP-. Este fondo cuya temporalidad estaba acotada a cada ejercicio fiscal, mitigaba la volatilidad del precio del petróleo dentro de cada ejercicio fiscal. Permitía la acumulación de los valores recaudados por concepto de precios superiores a los utilizados en la elaboración del Presupuesto General del Estado. De existir saldos disponibles al final de cada ejercicio debía distribuirse a los partícipes.

- Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social –CEREPS-. Sus fuentes de financiamiento eran las exportaciones petroleras de crudos de más de 24 grados API así como el 27% del FEISEH. Y tenía una distribución de asignaciones conforme al siguiente detalle:
 - 20% para el Fondo de Ahorro y Contingencia
 - 35% para gastos de Reactivación Productiva y Recompra de deuda
 - 30% para Gasto Social

- 15% Educación
 - 15% Salud
 - 15% Otros Gastos
 - 5% Investigación Científica
 - 5% Mejoramiento vial
 - 5% Reparación Ambiental

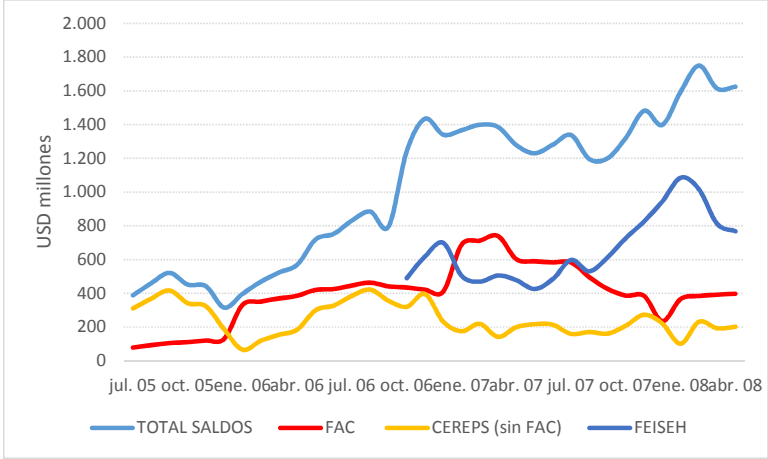
- Fondo de Ahorro y Contingencia –FAC-. Este fondo se financiaba por los recursos provenientes del CEREPS y con el rendimiento financiero generado por la administración fiduciaria desarrollada por el Banco Central del Ecuador. Su uso tenía como fin específico atender las demandas de recursos ante Emergencias decretadas mediante Decreto Ejecutivo.

- Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Eléctrico e Hidrocarburífero - FEISEH-. Este fondo contaba con los ingresos provenientes de la explotación del bloque 15 luego de cubrir los costos e inversiones. Este fondo fue creado posterior a la Declaratoria de Caducidad del Contrato de Participación con Occidental. Esta ley determinó que todo el crudo extraído del bloque 15 debía ser exportado. A continuación, se detalla los usos de estos recursos petroleros:
 - Costos Operativos Bloque 15
 - Otros Costos
 - Transferencia CEREPS
 - Transferencia PGE para inversiones
 - Microfinanzas CFN
 - Para Inversión del Fideicomiso FIN-FEISEH
 - Entrega para capitalizar
 - Petroecuador
 - Proyectos Energéticos
 - Crédito

Debido al alto grado de complejidad para la utilización de estos recursos, los fondos petroleros fueron incrementando sus saldos nominales al final de cada periodo fiscal. A

continuación se puede evidenciar la evolución de los fondos petroleros del Ecuador. El mayor saldo agregado se registró en el año 2008, monto que casi alcanzó los USD 1.800 millones.

Figura 2.5. Evolución del Saldo de los Fondos Petroleros



Fuente: Ministerio de Finanzas

En resumen, el sector petrolero ecuatoriano al mes de diciembre de 2006 mostraba una coparticipación entre el sector público y la empresa privada. En la cual la intervención privada guiaba el incremento de la actividad petrolera en la exploración, explotación y transporte de crudo. A su vez la actividad petrolera pública se hallaba concentrada en una sola entidad operativa la empresa estatal petrolera Petroecuador. Misma que no presentaba muchas perspectivas de crecimiento en el corto y mediano debido a la restricción presupuestaria que se sostenía sobre las finanzas públicas. Este precepto sobre las finanzas públicas fue aplicado en el marco de un programa económico que no buscaba impulsar el incremento de las actividades del sector público en la actividad económica.

Por otra parte, la política de comercialización externa e interna de crudo y productos mostró un esquema de fácil administración. Los precios de los combustibles internos se hallaban recientemente actualizados, pero seguían manteniendo precios fijos. La gestión de los recursos excedentes de las operaciones petroleras no se consolidaba en la gestión de un único instrumento presupuestario y a su vez el manejo de la liquidez del sector público no pudo ser administrado de forma centralizada. Ambos eventos limitaron la capacidad de las finanzas públicas de tener políticas fiscales expansivas. Dentro de la política fiscal el sistema de administración petrolera vigente a 2006 permitía la generación de espacios fiscales de ahorro financiero, con reglas específicas para la utilización de los recursos acumulados. Este

esquema permitía asegurar que, a cualquier nivel de precios del petróleo a nivel internacional, el Estado participaría de un nivel de ingresos predecible, pero que a su vez compartía con el sector privado los beneficios de los posibles incrementos del precio del petróleo.

2. Nueva estructura del sector petrolero, cambio de visión y objetivos de corto, mediano y largo plazo (2007-2015)

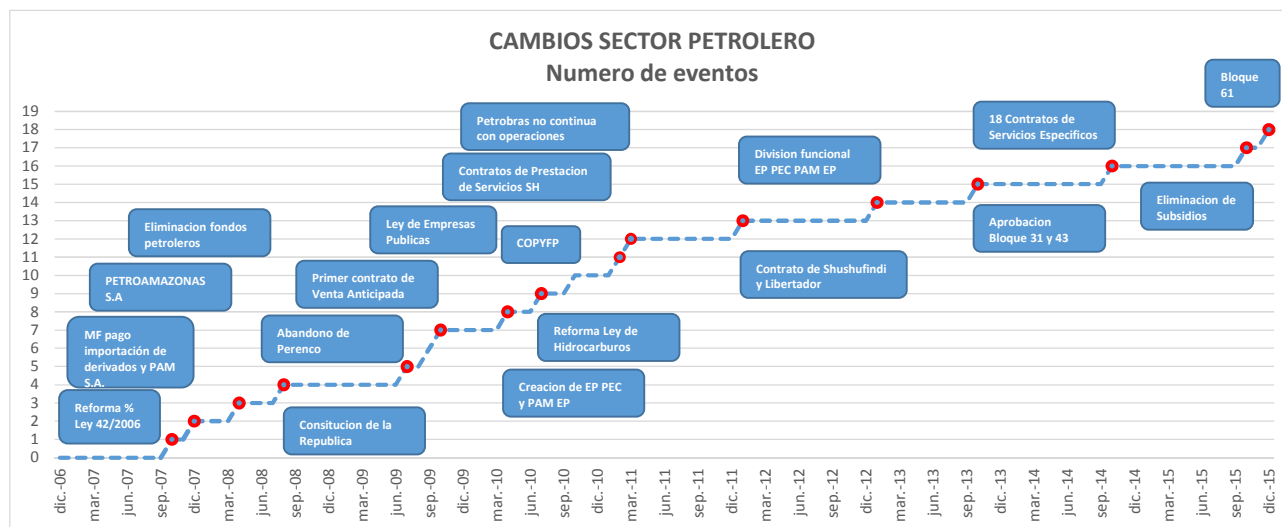
La actual estructura institucional del sector petrolero ecuatoriano es resultado de una larga reforma institucional iniciada en el segundo semestre del año 2007. Misma que se presentó como respuesta a la necesidad de incrementar la renta disponible del Estado sobre las operaciones petroleras, para financiar la política fiscal expansiva propuesta por el Gobierno. El incremento en el gasto público es la representación financiera de los requerimientos planteados por el plan de Gobierno y posteriormente por los Planes Nacionales de Desarrollo. En este sentido, el realizar reformas estructurales que permiten absorber el excedente petrolero presentado por el incremento en el precio del petróleo genera un cambio de las condiciones esenciales de la administración del sector petrolero. El cambio de las condiciones a su vez implicará modificaciones en los efectos sobre la economía en general. A continuación, se presentan las principales reformas institucionales en el sector petrolero de acuerdo a su cronología de ocurrencia:

Tabla 2.1. Reformas y cambios que afectan al sector petrolero en el Ecuador 2007-2015

Fecha	Concepto
diciembre 2006	Situación Inicial Sector Petrolero
octubre 2007	Reforma a la participación de la Ley 42-2006
diciembre 2007	Ministerio de Finanzas se hace cargo del pago de la importación de derivados
diciembre 2007	Creación Petroamazonas S.A.
abril 2008	Eliminación de preasignaciones petroleras y fondos petroleros
agosto 2008	Constitución de la República
julio 2009	Perenco abandona los Bloque 7 y 21
septiembre 2009	Primer contrato de venta de crudo con pago anticipado
octubre 2009	Ley de Empresas Públicas
abril 2010	Creación de EP Petroecuador y Petroamazonas EP
julio 2010	Ley Reformatoria de Hidrocarburos
octubre 2010	Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas
febrero 2011	Inicio de operaciones de Contratos de Prestación de Servicios
marzo 2011	Petrobras no continúa como operadora de los Bloque 18 y 31
enero 2012	Contratos de Servicios Específicos Shushufidi y Libertador
enero 2013	División funcional entre EP PEC Y PAMEP
octubre 2013	Aprobación explotación Bloque 31 y 43 (ITT)
octubre 2014	Firma de 18 contratos de Servicios Específicos PAMEP (no operativos)
octubre 2015	Reforma al Decreto Ejecutivo 338, eliminación de subsidios petroleros
diciembre 2015	Contrato Bloque 61 Auca Schlumberger-Shaya

Fuente: Ministerio de Finanzas

Figura 2.6. Reformas y cambios implantados en el sector petrolero en el Ecuador 2007-2015



Fuente: Ministerio de Finanzas, Dirección Nacional de Programación Fiscal.

2.1. Marco regulatorio aplicable

En este sub-periodo 2007-2015 el reordenamiento de la institucionalidad de la República inicio desde la formulación de una nueva constitución. La cual incluyó definiciones y disposiciones directas y explícitas respecto a las principales condiciones que debían manejar las instituciones del Estado para administrar el sistema de recursos naturales no renovables, por tanto el sector petrolero incluido. En ese sentido posteriormente a la aprobación de la Constitución en el año 2008, le sucedieron una serie de cambios legales, reglamentarios e orgánicos para implementar el nuevo esquema para el sector petrolero, a continuación se detalla los cambios más relevantes.

2.1.1. Constitución de la República

En agosto de 2008 se aprueba la Constitución de la República. Al ser el elemento central del ordenamiento jurídico de la República, este instrumento recoge una serie de posiciones orgánicas que definen la nueva estructura de la administración de los recursos naturales no renovables entre los que se incluye al petróleo. En primer lugar en su artículo 1 inciso tercero dispone “Los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible” esto implica que la propiedad de los hidrocarburos es de forma exclusiva del Estado, es decir no existe posibilidad de mantener propiedad privada sobre estos recursos. Este concepto es la motivación para la posterior renegociación de los contratos petroleros con empresas privadas.

Adicionalmente, la Constitución determina en su el artículo 315 establece que:

“El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley, funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera económica, administrativa y de gestión,..... Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado”

Estos cambios en las determinaciones constitucionales demandaron cambios legales y estructurales para poder certificar su cumplimiento en el tiempo.

2.1.2. Ley de Empresas Públicas

Mediante esta ley que fue expedida en el mes de octubre del año 2009, se procuró armonizar el tratamiento para todas las empresas públicas dentro de un solo marco normativo. Por tanto, tiene como ámbito de aplicación “regular la constitución, organización, funcionamiento, fusión, escisión y liquidación de las empresas públicas que no pertenezcan al sector financiero y que actúen en el ámbito internacional, nacional, regional, provincial, o local”¹⁸. A su vez instauró para las empresas públicas:

....son entidades que pertenecen al Estado en los términos que establece la Constitución de la República, con patrimonio propio, dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y en general al desarrollo de actividades económicas que corresponden al Estado.¹⁹

En este sentido determinó un trato igualitario para todas las empresas públicas nacionales. Para el sector petrolero determinó la derogatoria de la Ley Especial de Petroecuador. Por otra parte, esta Ley a su vez dispuso que las Empresas Públicas Nacionales se crearán mediante

¹⁸ Ley de Empresas Públicas octubre 2009, ROS 48

¹⁹ Ley de Empresas Públicas octubre 2009, ROS 48. Artículo 4

Decreto Ejecutivo. Y estableció a los órganos directivos de las empresas: El Directorio y La Gerente General. El Directorio estará integrado por 3 miembros²⁰, en los cuales no está incluido de forma directa ninguna institución del sector económico. Dentro de las funciones del Directorio se encuentran establecer las políticas y metas de la empresa, aprobar los presupuestos y planes operativos, aprobar inversiones y desinversiones, aprobar créditos, aprobar la creación de filiales o subsidiarias. En lo que respecta al Gerente General este será el representante legal, judicial y extrajudicial y por tanto es responsable de la “gestión empresarial, administrativa, financiera, comercial, técnica y operativa”²¹ de la empresa. Finalmente, en lo que respecta al régimen económico se dispone que los excedentes²² de las actividades empresariales nacionales sean transferidos al Presupuesto General del Estado una vez que se haya cubiertos los costos, gastos, inversiones y reinversiones que fueran necesarios para su actividad empresarial.

2.1.3. Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos

Mediante la Ley Reformativa de Hidrocarburos del año 2010, cuyo objetivo era modernizar la normativa petrolera para ajustarse a las necesidades actuales del sector, se creó un nuevo tipo de contrato petrolero²³, denominado Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, y a su vez modificó la estructura institucional y orgánica de las agencias públicas encargadas de administrar y gestión el sector petrolero. Se dividió a la Dirección Nacional de Hidrocarburos en la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos y en la Secretaría de Hidrocarburos. La primera tiene por objeto regular y controlar el sector mientras que la segunda tiene por objeto principal administrar los nuevos contratos petroleros. En atención a este último concepto todos los anteriores contratos con compañías privadas suscritos antes de la reformativa tuvieron que ser renegociados y pasar de una relación comercial con Petroecuador EP o Petroproducción a una relación contractual con la Secretaría de Hidrocarburos.

²⁰ Ministro del Ramo, Titular de Senplades y un miembro designado por el Presidente de la República.

²¹ Ley de Empresas Públicas octubre 2009, ROS 48, Artículo 10

²² Ley de Empresas Públicas octubre 2009, ROS 48, Artículo 39

²³ Ley de Hidrocarburos Codificada. Art 16

2.2. Declaratoria de interés nacional de la explotación Petrolera de los Bloques 31 y 43 dentro del Parque Nacional Yasuní

Con la aprobación de la Asamblea Nacional para la Explotación del 31 y 43²⁴ (ITT, Obe, Nashiño – Minta) el 22 de octubre de 2013, se da inicio a una nueva fase en la explotación petrolera. Esto en relación a que las reservas petroleras vinculadas a esas locaciones representan un incremento significativo en la capacidad de mantener la actual producción petrolera. Ya que el nivel de reservas estimadas representa un valor importante a ser incluido en la dotación de este recurso natural. Este proyecto extractivo se encuentra en fase de preinversión²⁵ y su estudio de factibilidad fue aprobado tomando en consideración un precio del petróleo de USD 70 por barril. La operación será gestionada por Petroamazonas EP -PAM EP-, lo que implica que el modelo de gestión de esa empresa podrá ser replicado en estos nuevos proyectos extractivos. Este particular genera una incertidumbre considerando el alto grado de inflexibilidad del manejo de PAM EP como se analizará posteriormente.

2.3. Reformas al esquema de operaciones petroleras público y privado

2.3.1. Reformas al sistema de empresas petroleras públicas

Continuando con las reformas para optimizar la salud financiera de Petroecuador. A finales del año 2007, se decide de forma definitiva que la Estatal deje de asumir la carga financiera de las compras de derivados en la modalidad comercial regular. Se firma el Convenio de Administración de Importación de Derivados –CADID-. Mediante este convenio el Ministerio de Finanzas asume el pago directo de las importaciones de derivados, dejando el manejo operativo y contractual en la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador. Dentro del convenio se incluyeron como fuentes de financiamiento de los pagos: ingresos de la venta interna de derivados netos de costos, ingresos por exportaciones de crudo, ingresos por exportaciones de derivados, y los recursos de la Cuenta Única del Tesoro Nacional. Es necesario recordar que al estar vigente el convenio de intercambio de crudo – productos entre Petroecuador y PDVSA, los pagos que debía servir el Ministerio de Finanzas incorporaba únicamente la fracción de las importaciones con pago monetario. Con el Convenio CADID,

²⁴ Correo legal / Martes 22 de octubre del 2013, SEGUNDO SUPLEMENTO DEL REGISTRO OFICIAL

Nº 106

²⁵ Plan operativo de Petroamazonas EP ejercicio fiscal 2015 y 2016

Petroecuador retiró de su presupuesto operativo los costos por los productos importados. Posteriormente, este convenio de administración de derivados ha sufrido múltiples reformas para poder incorporar los cambios institucionales que continuó presentando el sector petrolero. Al 31 de diciembre de 2015 se encontraba vigente el Convenio Sustitutivo Interinstitucional para el Manejo del Financiamiento de las Importaciones de Derivados, el Intercambio de Crudo-Productos con Empresas Petroleras Estatales de otros países, las Compras Locales de Hidrocarburos y de Productos o Materias Primas producidas en el país carburantes, suscrito el 8 de abril de 2015.

En el año 2007, se rescata el nombre de Petroamazonas²⁶ para la creación de una segunda empresa petrolera de propiedad estatal. Esta empresa fue creada como una Sociedad Anónima. Su misión era administrar las operaciones petroleras del Bloque 15, aunque no se le concedió la capacidad de controlar los ingresos generados por su explotación ya que el sistema de ventas externas de crudo se mantuvo como monopolio público en la Gerencia de Comercio Exterior de Petroecuador. En estricto sentido se procedió a independizar administrativamente a la Unidad Operativa Bloque 15 de la filial Petroproducción. La propiedad societaria de Petroamazonas correspondía al siguiente detalle: 80% Petroproducción y 20% Petroecuador, Matriz. Esta empresa contaba con un Directorio diferente al de Petroecuador. Si bien Petroamazonas S.A. no generó competencia directa con ninguna empresa del sector, posteriormente va a ser relevante en el diseño estructural. Esta empresa desde sus inicios se administró sobre la base de un Modelo de Gestión por resultados considerando únicamente el cumplimiento de las metas operativas, nunca logró incluir un sistema de evaluación de costo beneficio de sus operaciones tanto a nivel general o a nivel de activo productivo.

En julio de 2009, la empresa francesa petrolera PERENCO abandona los campos petroleros de los Bloque 7 y 21. Con lo cual las operaciones en el marco de los contratos de participación quedan suspendidas. Para continuar con la operación, las autoridades correspondientes decidieron delegar la operación a Petroamazonas S.A. para lo cual se realizaron los ajustes presupuestarios y operativos correspondientes. Debido a este hecho el Estado recupera el excedente del cual se beneficiaba la empresa privada. Este hecho generó

²⁶ Nombre inicialmente creado en 1974 para realizar operaciones petroleras en el Oriente Ecuatoriano. No llegó a operar sino hasta el año 2009.

un incremento en las rentas del Estado así como en el porcentaje de participación público de la extracción de crudo. Pero dejó abierta una contingencia legal en los tribunales internacionales. Este cambio también generó una diferencia administrativa significativa respecto a las rentas generadas.

El Estado dejó de contar con una participación segura sobre las rentas petroleras de ambos bloques y el resultado operativo financiero pasó a depender del modelo de operación de Petroamazonas S.A. A la fecha, este modelo de operación no ha presentado públicamente la determinación de los resultados por estos bloques petroleros. De acuerdo a la información reportada hacia el Ministerio de Finanzas se evidencian dos deficiencias estructurales para la determinación de la renta generada por estos bloques: la primera la diferenciación de egresos por centro de costos de la empresa Petroamazonas no es suficientemente clara; y los cupos de exportación de estos bloques no han sido correctamente verificados en los balances petroleros de crudo.

Bajo la supervisión de la Secretaría Nacional de Planificación el proceso de reforma democrática del Estado demostró tener amplio interés en modernizar y estandarizar los aspectos funcionales de las empresas públicas o de propiedad pública en el país. En este sentido en el mes de octubre de 2009 se aprueba la Ley de Empresas Públicas²⁷. Esta ley abarca a todas las empresas públicas tanto nacionales como subnacionales.

Complementariamente, para eliminar controversias por la aplicación de otras leyes, este cuerpo normativo incluyó un capítulo de derogatorias, entre las principales se encuentra la eliminación la Ley de Creación de Petroecuador. Adicionalmente, estipuló que los Directorios de las Empresas únicamente debían estar conformadas por tres miembros: para las empresas petroleras se excluye al Ministerio de Finanzas de los cuerpos colegiados encargados de determinar las políticas generales empresariales. Estó provocó un vacío en cuanto a la coordinación de la política fiscal con las empresas públicas.

Esta Ley dota a su vez de independencia administrativa, financiera y de gestión a cada corporación pública. Un tema relevante incluido en esta ley es la creación del concepto de Excedentes de las Empresas Públicas. Estos Excedentes que son catalogados como los

²⁷ Publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

ingresos disponibles luego de descontar todos los costos, gastos, inversiones y reinversiones deben ser transferidos a los presupuestos de las entidades públicas que son sus propietarios, en este sentido las empresas nacionales deben transferir sus excedentes al Presupuesto General del Estado mientras que las empresas subnacionales deben transferir sus excedentes a los Gobiernos Autónomos Descentralizados. Esta ley buscó dar agilidad de gestión a las empresas públicas sacrificando la unicidad de la política fiscal, este es otro factor relevante dentro del ordenamiento actual y que puede definir de forma sustancial el estado de situación del sector petrolero.

Como segunda intervención para diversificar la participación pública en la exploración y explotación de petróleo en noviembre de 2009 se crea la Empresa Mixta Operaciones Río Napo. Esta empresa fue constituida con la participación de Petroecuador y Petróleos de Venezuela S.A. PDVSA. La propiedad de Petroecuador correspondía al 51% del paquete accionario mientras que PDVSA participa con el restante 49%. El área a ser operada por esta empresa fue el Bloque 60 Sacha, una de los activos petroleros de mayor relevancia para el Ecuador, tanto por su historia como por su participación en la producción nacional hasta 2015. El esquema funcional correspondía a un contrato de prestación de servicios, esta modalidad contractual excluye el pago de regalías en favor del Estado. Se determinó que por la prestación de los servicios de exploración y explotación la empresa Rio Napo tendría derecho al cobro de una tarifa fija por toda la producción de USD 7,90 por barril, adicionalmente estaba excluida del pago de regalías. El contrato se firmó directamente entre Petroecuador y Rio Napo. Si bien Petroproducción cedió la operación directa del campo todavía conservó participación en la toma de decisiones en la administración del Bloque Petrolero No. 60 Sacha.

Parte de los acuerdos marco entre Ecuador y Venezuela contemplaba la cooperación en el Sector Petrolero. La creación y entrada en operación de Rio Napo, noviembre de 2009, fue otro hito en la relación entre ambos países. Con este esquema de participación compartida el Ecuador esperó incrementar la inversión petrolera directa, PDVSA, así como mejorar los procesos de extracción y la tecnología petrolera. Hasta diciembre de 2015, este contrato no sufrió alteraciones funcionales mayores desde su inicio de operaciones, la reforma más relevante se llevó a correspondió a la actualización a la tarifa por prestación de servicios dejándola en USD 16,63 por barril. Este contrato no cuenta con un esquema de pignoración

de rentas para el pago de la tarifa así como tampoco con colateral para garantizar el pago. Este tipo de contrato adiciona un componente de inflexibilidad al esquema petrolero ecuatoriano, ya que la tarifa es obligatoria en su evento de pago, ya que no tiene ninguna cláusula que retrase o elimine su pago ante condiciones de precios de petróleo menores, en enero y febrero de 2016 el crudo Oriente tuvo cotizaciones inferiores a los USD 20 por barril, lo que materializó el riesgo de subvención a la producción petrolera para la exportación de este contrato.

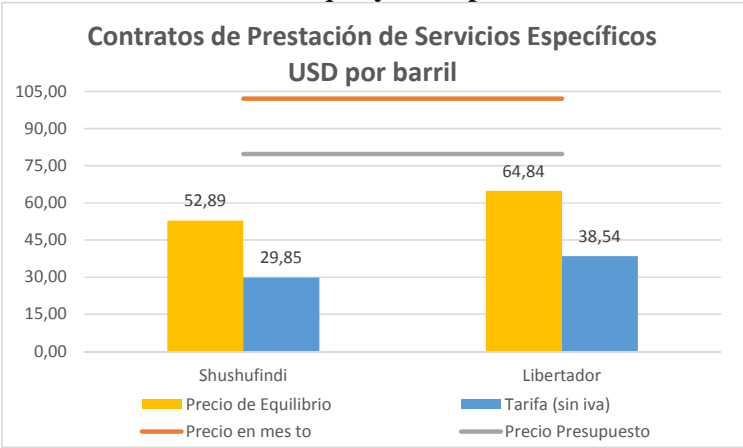
En el mes de abril de 2010, mediante decretos ejecutivos 314 y 315 se procede con la creación de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP –PAM EP- y Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR –EP PEC-. Con esos decretos se extinguen las anteriores Empresa Estatal de Petróleos Petroecuador y Petroamazonas S.A. lo que implica que de forma definitiva ambas empresas deben pasar a cumplir de forma obligatoria con todas las disposiciones de la Ley de Empresas Públicas. Ambas empresas conservan sus activos, pasivos y patrimonio. Esto desvinculó del proceso de elaboración presupuestario al Ministerio de Finanzas y eliminó el espacio de coordinación fiscal con los presupuestos de las empresas públicas de hidrocarburos, mismos que podían ser aprobados sin garantizar consistencia con el Presupuesto General del Estado – PGE-. A partir de este ejercicio fiscal se registran un crecimiento sostenido de los presupuestos de operaciones y de inversiones de las corporaciones petroleras públicas.

Durante el año 2012, se desarrolló una nueva iniciativa para la gestión de contratos petroleros entre EP PEC y compañías privadas. Esta modalidad buscaba que empresas internacionales se interesen en realizar los procesos de inversión (*CAPEX*) en las áreas petroleras del Estado de mayor antigüedad de extracción. La iniciativa consideró que se gestione la inversión de los campos maduros en un formato contractual en el cual la remuneración de la contratista se expresa en una tarifa por unidad de producción alcanzada por sobre una Línea Referencial de producción de petróleo. Dentro de ese proceso se suscribieron dos contratos entre EP PEC y Consorcio Shushufindi y EP PEC y Pardaliservise S.A. Estos contratos no incluyeron cláusulas de pago diferido y en el marco de las normativas de contratación de EP PEC, aún no armonizadas con la Ley de Empresas Públicas, se determinó la pignoración de las exportaciones petroleras para proceder a ejecutar los pagos a la contratista. Estos contratos no entregaron la condición de operador a las compañías privadas por lo cual la aplicación de las

regalías continúa vigente, es decir el Estado continúa percibiendo el 18,5% de la producción total de cada bloque petrolero. Complementariamente, de no existir ingreso petrolero por las exportaciones de crudo EP PEC debía cubrir los pagos de otros ingresos empresariales incluidos los relacionados a la venta interna de derivados.

Las tarifas por producción incremental son: Shushufindi USD 29,85 por barril; y Pardaliservice USD 38,54 por barril. Por otra parte, el costo de operaciones (*OPEX*) debían seguir siendo administrados en el presupuesto de la Gerencia de Producción (Antigua filial Petroproducción), con lo cual el costo total de producción de estos contratos fue de alrededor de USD 43,43 y 53,16 dólares por barril, dependiendo de cada ejercicio fiscal. El punto de equilibrio de estos contratos de alrededor de USD 52,89 y 64,84 por barril, Shushufindi y Pardaliservice respectivamente. Lo que implica que se requieren precios de petróleo elevados para poder cumplir con todas las obligaciones legales y contractuales. Desde noviembre de 2014 se materializa el riesgo de ejecutar exportaciones cuyos precios de venta son menores a los requeridos para cubrir el pago de la tarifa.

Figura 2.7. Tarifas de los contratos específicos año 2012, precios de equilibrio y precios del mercado Spot y Presupuesto



Fuente: Ministerio de Finanzas

Para el año 2015 la producción sujeta al pago de esta tarifa representó el 13% con respecto a la producción nacional de petróleo. En el contrato de Shushufindi la producción incremental representó el 55% con respecto a la producción de esta área. Por su parte la producción incremental de Libertador representó el 30% de la producción fiscalizada total de ese bloque. Por construcción del esquema de contratación, durante el periodo de vigencia del contrato la producción incremental aumenta su participación relativa sobre el total de la producción. Este

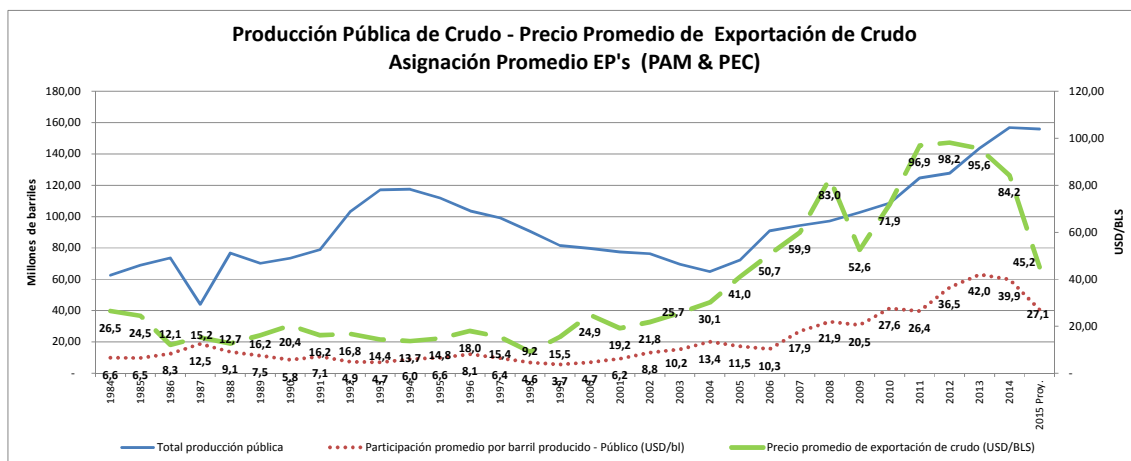
particular implica que el costo promedio de extracción de los dos contratos tiende a incrementarse en el tiempo.

Al momento de suscribir estos contratos el precio de crudo vigente para el PGE fue de USD 79,70. Lo que implicó que el Estado conocía que el pago a las contratistas representaría en promedio el 48% del ingreso programado. Además el precio requerido para no generar pasivos por aplicación del contrato en promedio debía alcanzar USD 58,87 por barril, lo que implica que el precio del PGE, al menos debería tener un cumplimiento del 70% para no tener atrasos en pagos de estos contratos.

Para completar el esquema de separación de funciones de las empresas petroleras públicas, mediante el decreto ejecutivo 1351-A suscrito el 2 de enero de 2013 se reforma los Decretos de Creación de EP PETROECUADOR Y PETROAMAZONAS EP. Y se establece que PAM EP, es la única empresa pública que gestionará la exploración y explotación de petróleo. Para cumplir con este precepto se determinó que la Gerencia de Producción sea absorbida por PAM EP, dentro de la absorción se consideró además la sesión de derechos y obligaciones de EP PEC, sobre los contratos con Rio Napo, Shushufindi y Pardaliservice. Por otra parte EP PEC, gestiona el resto de actividades de la cadena petrolera, dentro de las que se incluye la gestión de comercialización.

La separación funcional de las empresas petroleras públicas, Es decir la fusión por absorción de la Gerencia de Producción por parte de PETROAMAZONAS EP, restituye el monopolio público de explotación petrolera, pero bajo otro esquema y lógica empresarial. Misma que genera consecuencias en la estructura de costos de extracción de la producción petrolera pública, al cabo de dos años de gestión la asignación unitaria para cubrir los gastos operativos y de inversión casi se duplicaron y muestran un alto grado de rigidez, como se muestra en la figura 2.8.

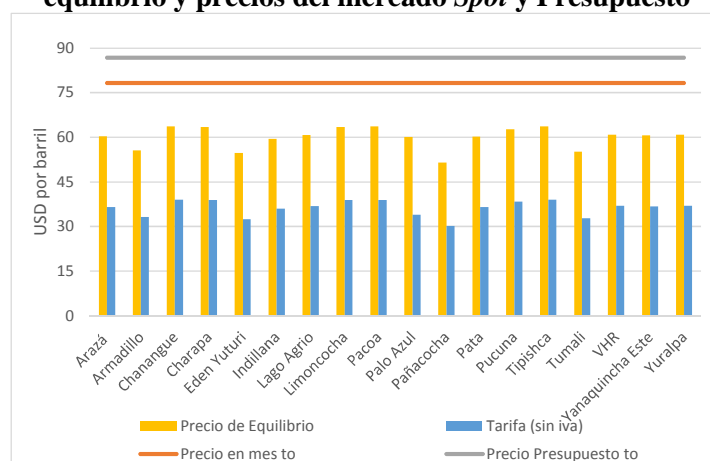
Figura 2.8. Asignaciones unitarias promedio para la producción pública de petróleo crudo



Fuente y elaboración: Ministerio de Finanzas

Como penúltimo cambio que se hará referencia al evento de suscripción de contratos de Prestación de Servicios Específicos con Financiamiento de la Contratista, octubre de 2014. Ronda de adjudicación contractual realizada directamente por PAM EP. En total incluyó la firma 18 contratos que de forma general deberían gestionarse de la misma manera que los contratos de campos maduros del año 2012. Pero existen diferencias funcionales y legales respecto a Shushufindi y Libertador. Complementariamente, no solo se negociaron áreas catalogadas como campos maduros sino también locaciones petroleras que no han iniciado operaciones al momento de la ejecución de los contratos. Estos contratos tienen tarifas promedio de USD 36,25 por barril y su precio de equilibrio corresponde a USD 60,06 en promedio. Durante el año 2015 estos contratos no entraron a operar de forma efectiva debido a la caída de los precios del petróleo que se inició en el segundo semestre del año 2014. Circunstancia que para la mayoría de los contratos ya permitía estimar pérdidas inclusive antes de iniciar las operaciones. En la actualidad estos contratos han sido catalogados como suspendidos y se encuentran en proceso de renegociación. Es decir no se logró implementar la gestión de estos contratos por ser inflexibles a los niveles bajos del precio del petróleo.

Figura 2.9. Tarifas de los contratos específicos con financiamiento año 2014, precios de equilibrio y precios del mercado *Spot* y Presupuesto



Fuente: Ministerio de Finanzas

Para el año 2015 no se registra producción fiscalizada reportada por la ARCH sujeta al pago de estas tarifas por lo cual no existe participación con respecto a la producción total. Al igual que los contratos de Shushufindi y Libertador durante el periodo de vigencia de los 18 contratos la producción incremental aumenta su participación relativa sobre el total de la producción. Este particular implica que el costo promedio de extracción de los dos contratos tiende a incrementarse en el tiempo.

Al momento de suscribir estos contratos el precio de crudo vigente para el Presupuesto General del Estado fue de USD 86,80. Lo que implicó que el Estado conocía que el pago a las contratistas representaría en promedio el 46,8% del ingreso programado. Además el precio requerido para no generar pasivos por aplicación del contrato en promedio debía alcanzar USD 60,06 por barril. Lo que implica que el precio del PGE, al menos debería tener un cumplimiento del 70% para no tener atrasos en pagos de estos contratos.

Contrato Bloque 61 Auca. (Diciembre 2015) es la última innovación en los modelos de contratación petrolera de PAM EP. Este modelo de contrato considera la remuneración mediante una tarifa única por toda la producción para la contratista por la gestión de inversión, ciertos costos operativos y por el derecho contractual intangible sobre el bloque petrolero No. 61. PAM EP continúa siendo el operador del bloque, por tanto es la empresa pública quien conserva la responsabilidad relacionada a pasivos ambientales así como al resto de regulaciones complementarias al sector petrolero.

El Bloque 61 presenta una importancia muy marcada para el sistema de refinación nacional, un volumen relevante de su producción debe ser destinado a la Refinería Esmeraldas. Por tanto, para el pago a la contratista no solo se debe utilizar las rentas de las exportaciones petroleras sino también los ingresos generados por las ventas internas de derivados. Este contrato no tiene cláusula de pago diferido durante los primeros años de ejecución y por otra parte cuenta con la emisión de un pasivo contingente por parte del Ministerio de Finanzas para garantizar el pago del 100% de la tarifa.

Esto quiere decir que si de los ingresos petroleros tanto de la exportación de crudo, así como de la venta interna de derivados no alcanza para pagar los servicios a la contratista, el Presupuesto General del Estado deberá aportar la diferencia para cumplir con las obligaciones contractuales. La tarifa promedio de este contrato es de USD 26 por barril, se aplica el concepto de regalías y el punto de equilibrio es de USD 35 aproximadamente, cuando se dispone de las regalías para cumplir con los pagos y de USD 42 cuando se excluyen las regalías como fuente de financiamiento para el pago de los servicios prestados. Nuevamente, se denota que el grado de flexibilidad para el manejo de las operaciones petroleras en el país se reduce. Adicionalmente, en esta ocasión se compromete rentas del Gobierno Central para el pago de la tarifa, siendo esta la primera vez que las rentas del PGE garantizan de forma directa una operación petrolera de prestación de servicios para la exploración y explotación petrolera.

Este contrato inició operaciones en el mes de enero de 2016, razón por la cual para el año 2015 no se registra producción fiscalizada reportada por la ARCH sujeta al pago de esta tarifa. Este contrato impone la inflexibilidad de tener un costo de producción fijo durante el periodo de vigencia del contrato, 20 años.

Al momento de suscribir estos contratos el precio de crudo vigente para el Presupuesto General del Estado fue de USD 35,0. Lo que implicó que el Estado conocía que el pago a las contratistas representaría en promedio el 83,2% del ingreso programado. Además el precio requerido para no generar pasivos por aplicación del contrato en promedio debía alcanzar aproximadamente USD 35,0 por barril. Lo que implica que el precio del PGE, debería tener un cumplimiento del 100% para no tener atrasos en pagos de estos contratos.

2.3.2. Reformas a la modalidad contractual petrolera con el sector privado

Además de haber realizado todas las reformas anteriores, el Estado profundizó el proceso de cambio en el sector petrolero. En el mes de julio de 2010 se promulga la Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Régimen Tributario Interno²⁸. Esta ley reformativa implica una serie de cambios institucionales para el sector petrolero, entre los cuales mencionamos: creación de modalidad contractual de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos; eliminación de competencia de administración de contratos petroleros de Petroecuador; disolución de la Dirección Nacional de Hidrocarburos –DNH-, creación de la Secretaría de Hidrocarburos –SH-; creación de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos -ARCH-; conformación del Comité de Licitación Hidrocarburífera –COLH-; determinación de plazo para la renegociación de los contratos petroleros vigentes; creación del Impuesto a las Ganancias Excepcionales; y estandarización de normas tributarias para el impuesto a la renta para empresas petroleras. Esta reforma excluye al Ministerio de Finanzas del comité de licitación petrolera. Resultado de este último aspecto de la reforma se evidencia otro espacio de falta de coordinación de las finanzas públicas. Ahora es la SH la entidad pública encargada de administrar los contratos petroleros con las agencias privadas.

La nueva modalidad de Contrato de Prestación de Servicios creada por la ley reformativa tuvo como objetivo central permitir que el Estado absorba el 100% del incremento del precio del petróleo. En tal sentido, esta modalidad contractual establece que las empresas que en calidad de operadores de los bloques petroleros opten por este modelo deberán recibir a cambio de sus prestaciones una única tarifa por cada unidad de barril de petróleo producido. Por otra parte, la Ley en su artículo 16, dispuso que únicamente con los recursos de la explotación petrolera de cada área se debería pagar la tarifa a la contratista. También se instauró el concepto del Margen de Soberanía, el cual dispone que el 25% del total de los recursos resultado de la operación de extracción deben ser propiedad del Estado, sin importar el nivel del precio de petróleo. Si de los ingresos petroleros quedase un saldo luego de transferir el margen de soberanía, pagar los costos de transporte y comercialización a Petroecuador, pagar el tributo creado por la Ley 10 Ecodesarrollo, este debe ser transferido al PGE dentro del compendio de partidas presupuestarias “Saldo Estado Contratos de Prestación de Servicios”. Esta modalidad contractual funciona de forma adecuada cuando los niveles de precio de venta del petróleo son mayores a todas las asignaciones que tienen que cumplirse

²⁸ Publicada el 27 de Julio de 2010 mediante R. O. No. 244 Suplemento.

previo a la determinación de un saldo a favor del Estado. Cuando los precios disminuyen por debajo del punto de equilibrio exhiben una mediana flexibilidad y comienza a generar pasivos para la Secretaría de Hidrocarburos. Mismos que solo pueden ser cubiertos por los incrementos futuros del precio del petróleo en cada contrato petrolero.

Considerando que la ley reformativa impuso dentro de sus disposiciones finales plazos para la renegociación de los contratos petroleros anteriores. El Comité de Licitación dio inicio a la renegociaciones correspondientes, en dos grupos, en primer lugar los Contratos de Participación y posteriormente los Contratos de Campos Marginales. En el periodo junio 2010 – febrero de 2011 se desarrollaron los procesos de renegociación de los contratos petroleros con las compañías privadas. Durante el periodo de renegociación para garantizar la continuidad de las operaciones petroleras de extracción se firmaron Contratos de Participación Provisionales. Estos contratos permitieron extender por el plazo máximo de un año la modalidad de participación, actualizaron los precios referenciales del crudo y a su vez sustituyeron la aplicación de la Ley 42-2006 (porcentaje de 99% para el Estado) por el impuesto a la Ganancias Excepcionales 70% del precio excedente.

La empresa petrolera Petrobras fue el único operador privado que no suscribió los contratos definitivos de prestación de servicios. En este sentido la concesión sobre los Bloques Petroleros 18, Palo Azul y 31 fueron reversadas al Estado. Ante lo cual, los organismos públicos regentes del sector petrolero decidieron asignar como operador de estos bloques a Petroamazonas. En este sentido al igual que lo sucedido con Perenco, el Estado dejó de contar con una participación segura sobre las rentas petroleras de los bloques y el resultado operativo financiero pasó a depender del modelo de operación de Petroamazonas. Al igual que para los bloques 7 y 21, a la fecha este modelo de operación no ha permitido realizar una determinación acertada de los resultados, debido a las condiciones mencionadas anteriormente.

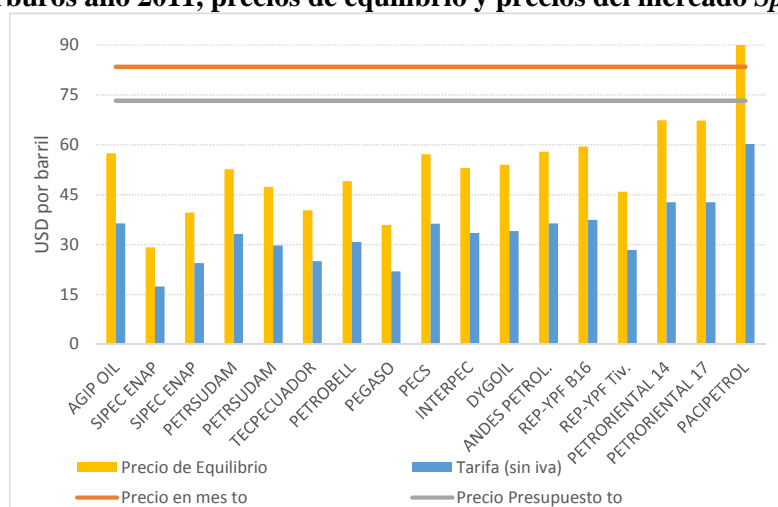
Dentro del contrato de Prestación de Servicios además de dar cumplimiento con el mandato de asegurar el Margen de Soberanía (25% de los ingresos de la explotación petrolera) se incluyeron cláusulas como: determinación de la tarifa; determinación de la modalidad de pago, en efectivo o en especies; acumulación de tarifa *Carry Forward*; Convenios de transporte por OCP; pago de la Ley 10 Ecodesarrollo. Con lo cual, a partir del primer

bimestre del año 2011 están en pleno funcionamiento los Contratos de Servicios. La tarifa promedio de estos contratos al 31 de diciembre de 2015 fue de USD 33,56 por barril. Estos contratos confieren las condiciones de operadores a los contratistas. Lo que les obliga a los operadores tomen en consideración las demás regulaciones complementarias al sector petrolero.

El precio de equilibrio en promedio para estos contratos para el año 2015 es de USD 53,18 por barril. Desde el mes de noviembre del año 2014 se han reportado precios de exportación menores a los necesarios para cubrir el pago del 100% de la tarifa. Esto ha implicado que la SH acumule saldos pendientes de pago. Es necesario recalcar que el mecanismo de pago de esas cuentas pendientes se activa cuando el precio de petróleo se incrementa. En ese sentido no existiría saldo para el Estado hasta que las obligaciones hayan sido extintas. Si bien esta modalidad contractual tiene mayor flexibilidad cuando el precio de petróleo baja, compromete para el pago de la tarifa los ingresos futuros por el incremento del precio del petróleo.

Complementariamente, se establece que cada contrato tiene sus obligaciones y que no podrán realizarse cruces de cuentas entre diferentes bloques petroleros. En la siguiente figura se puede apreciar que durante el mes de suscripción de los contratos el precio del crudo ecuatoriano era cercano a los USD 82 por barril mientras que el precio del PGE era de USD 73,30 por barril. Lo que implicaba que el Estado conocía que para cumplir con el pago integral de las tarifas se demandaría un cumplimiento de cerca del 65% del precio efectivo a la fecha. Lo que implica que el precio del PGE, al menos debería tener un cumplimiento del 73% para no tener atrasos en pagos de estos contratos.

Figura 2.10. Tarifas de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos año 2011, precios de equilibrio y precios del mercado *Spot* y Presupuesto



Fuente: Ministerio de Finanzas

Para el año 2015 la producción sujeta al pago de esta tarifa representó el 20% con respecto a la producción total nacional. Al finalizar el año 2015 estos contratos cumplieron con su quinto año de operación. Posterior a este año las inversiones contractuales presentan un descenso importante. Razón por la cual la participación de estos contratos sobre la producción total de crudo tiende a disminuir en el tiempo.

En razón de los cambios institucionales implementados desde la segunda mitad del año 2017 se puede resumir que: los esquemas de contratación petrolera para la extracción de crudo incrementaron las modalidades vigentes, existe mayor cantidad de agencias públicas que regentan el esquema de extracción petrolera, no existieron cambios significativos en la refinación de petróleo, transporte y comercialización al por mayor de derivados, se crearon más cuerpos colegiados para administrar a las empresas petroleras públicas, y la coordinación con el del sector petrolero con la política fiscal no está dispuesta explícitamente por ley.

Tabla 2.2. Comparación esquema de institucionalidad y entidades operativas dentro del sector petrolero, antes y después de las reformas legales

	INSTITUCIONALIDAD 2006	INSTITUCIONALIDAD 2015
ESQUEMA DE INSTITUCIONALIDAD Y ENTIDADES OPERATIVAS	Upstream, Exploración y Explotación de Petróleo Empresa Estatal de Petróleo Petroecuador Petroproducción Ex Consorcio Contratos de Servicios Específicos Contratos de Participación Unidad Bloque 15 UB15	Upstream, Exploración y Explotación de Petróleo PETROAMAZONAS EP Operaciones Río Napo (Empresa Mixta) Contratos Servicios Específicos Shushufindi y Libertador Contratos Servicios Específicos 18 no en operación Bloque 61 Operaciones directas de PAM EP Secretaría de Hidrocarburos Contratos de Prestación de servicios
	Downstream, Refinación de Petróleo Empresa Estatal de Petróleo Petroecuador Petroindustrial	Downstream, Refinación de Petróleo EP PETROECUADOR Gerencia de Refinación
	Middleground, Transporte Transporte y almacenamiento Petroecuador Oleoductos de Crudos Pesados (Privado)	Middleground, Transporte Transporte y almacenamiento EP PEC Oleoductos de Crudos Pesados (Privado)
	Comercialización Petroecuador Petrocomercial Subgerencia de Comercio Internacional	Comercialización EP PEC Gerencia de Comercialización Gerencia de Comercio Internacional
	Administración Central Directorio Petroecuador Matriz Petroecuador	Administración Central Directorio EP PEC Gerencia General de EP PEC Directorio PAM EP Gerencia General de PAM EP

Fuente: Ministerio de Finanzas

2.4. Reformas al sistema de administración financiera de la participación pública del ingreso petrolero

La primera reforma correspondió a la modificación del Reglamento de aplicación de la Ley 42-2006²⁹. Este cambio implicó que se incremente el porcentaje de participación del Estado con respecto a los Contratos de Participación y Campos Marginales. Pasó del 50% al 99% el porcentaje de distribución para el Sector Público de la diferencia entre el precio pactado contractualmente y los precios efectivos de comercialización del crudo de propiedad privada. La recaudación de este concepto encontró resistencia por parte de las operadoras privadas, llegando inclusive a no cumplir con los pagos correspondientes. Lo cual en su momento generó Cuentas por Cobrar en los balances de Petroecuador, entidad que ejercía la posición de ser juez de coactivas.

En abril de 2008 se remite a la Asamblea Constituyente un proyecto denominado Ley Orgánica para la Recuperación de Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento. Esta ley dispuso que “las preasignaciones a todos los ingresos petroleros se eliminarán desde la aplicación de esta Ley y todas las entidades públicas que se vean afectadas recibirán una compensación en el año 2008 de por

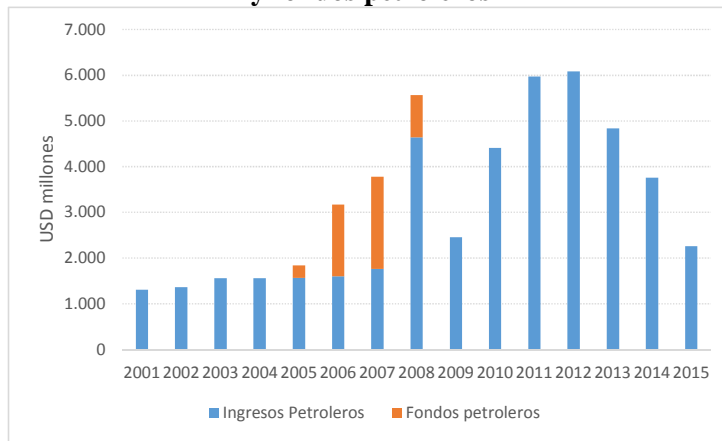
²⁹ 4 octubre 2007 DE 662, RO 18 de octubre 2007.

los menos igual valor a lo recibido en el ejercicio anterior”³⁰ se excluye de esta disposición a la Ley 10 de Ecodesarrollo, que es la única preasignación de ingresos que continúa vigente. A su vez también derogó las leyes de creación de los fondos petroleros FEP, FAC, CEREPS, FEISEH, y determinó que los saldos existentes a la fecha de promulgación de la Ley debían ser transferidos a la Tesorería de la Nación. El saldo transferido fue cercano a los USD 1.500 millones. Este valor fue incorporado en los ingresos del Presupuesto General del Estado – PGE- y sirvió para financiar las operaciones del Gobierno Central durante ese año, y a su vez los ingresos petroleros se depositaron desde ese mes de forma directa en las partidas de ingresos petroleros en el Ministerio de Finanzas. Este cambio mejoró la movilidad de recursos para el PGE, eliminó las restricciones en sus usos y los mecanismos de estabilización del ingreso petrolero ante variaciones del precio internacional. De forma conjunta estos eventos le agregaron grados de libertad a la política fiscal para mejorar su capacidad de modificar las trayectorias fiscales cuando las condiciones eran favorables, pero no mitigó el riesgo de la volatilidad del precio internacional. En este sentido el año 2008 es el primer año en el cual se evidencia un incremento sostenido del ingreso y del gasto de Gobierno Central, el gasto concentrado especialmente en el gasto de capital.

Esta mejora en los grados de libertad, observada para el año 2008, para el sector fiscal tiene una alta correlación en tres conceptos generales. En primer lugar, altos precios de petróleo, en segundo lugar, una trayectoria volátil pero creciente del nivel de precios internacionales y finalmente en el amplio margen entre el precio de exportación y los costos y gastos promedio del sector petrolero. En este sentido a medida que se redujeron los precios o se incrementaron los costos del sector, como se puede observar en la figura 2.11, la importancia de los ingresos petroleros disminuyó de forma acelerada, lo cual se explica por el alto grado de inflexibilidad del esquema de extracción petrolera en base a tarifas fijas. Es decir, la falta de elementos contractuales y estructurales para mitigar el riesgo de la caída del precio de petróleo se configuró de forma directa en esta caída de los ingresos por hidrocarburos.

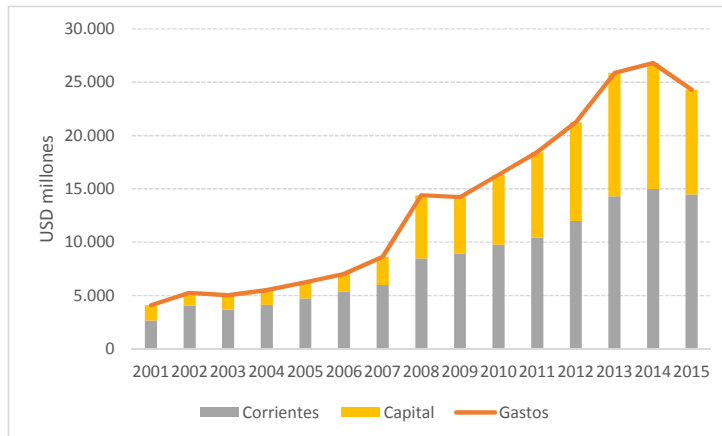
³⁰ Disposición transitoria octava de la Ley Orgánica para la Recuperación de Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento.

Figura 2.11. Flujo de ingresos petroleros en las cuentas fiscales, ingresos directos al presupuesto y fondos petroleros



Fuente: Ministerio de Finanzas

Figura 2.12. Impulso fiscal 2001-2008



Fuente: Ministerio de Finanzas

Por otra parte, la aprobación del Código Orgánico de Panificación y Finanzas Públicas en octubre de 2010, permitió readecuar los espacios de coordinación con las empresas públicas. En este sentido el Ministerio de Finanzas recuperó la competencia para participar de forma consultiva en la elaboración y aprobación de los presupuestos de EP PEC y PAM EP, así como en la determinación de los procedimientos para la recuperación de los excedentes empresariales. Además se determinó que los presupuestos de las empresas públicas deben ser aprobados con posterioridad a la aprobación del PGE.

Al 31 de diciembre de 2015 se cuenta con un sistema de administración financiera de los excedentes públicos de menor complejidad, tanto por el sistema de registro de los ingresos así como para las reglas de utilización, tal como se muestra en la tabla 2.3. La menor cantidad de

reglas para el manejo de excedentes petroleros permite tener mayor transparencia en la administración de los recursos netos de costos, gastos e inversiones. Esto en razón de que todo debe estar registrado en el PGE, es decir en un único balance del Ministerio de Finanzas.

Tabla 2.3 Comparación del esquema de administración financiera de los excedentes públicos

	INSTITUCIONALIDAD 2006	INSTITUCIONALIDAD 2015
SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERO DE LOS EXCEDENTES PÚBLICOS	Ministerio de Finanzas -PGE- Cuenta Única del Tesoro Nacional Ley 10 Ecodesarrollo Preasignaciones petroleras Fondos Petroleros Fondo de Estabilidad Petrolera FEP Fondo de Ahorro y Contingencias FAC Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social –CEREPS- Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Eléctrico e Hidrocarburífero FEISEH	Ministerio de Finanzas -PGE- Cuenta Única del Tesoro Nacional Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios Ley 10 Ecodesarrollo

Fuente: Ministerio de Finanzas

2.5. Reformas y evolución de la política comercial del sector petrolero público: activos y pasivos comerciales del sector petrolero público

Política Comercial hasta 2006

Como se mencionó anteriormente, la política comercial del sector petrolero ecuatoriano al finales del año 2006 era administrada de forma integral por Petroecuador y presentaba un formato de gestión no complejo. Tanto las ventas locales como las ventas al sector externo no requerían de la aplicación de estructuras financieras elaboradas. Para las ventas internas la fijación de precios se realizó mediante el Decreto Ejecutivo No. 338 en XX de 2003 según lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos (precios fijos y definición de márgenes de comercialización). Con respecto a las ventas externas así como la importación de derivados deficitarios la gestión correspondía a ser tomadores de precio en los mercados internacionales y la fijación de precios se la realizaba considerando un promedio de días, tomando como eje el día de embarque de los hidrocarburos. Para las ventas internas, a excepción de los despachos a ciertas agencias públicas, se ejecutaba una política de pago de contado e inclusive de pago anticipado. Para el sector externo las modalidades de pago por norma general correspondían a pagos de contado, a 30 o 45 días como máximo, en pocas ocasiones y solo para productos específicos se realizaban operaciones con pagos diferidos con emisión de una carta de crédito para asegurar el pago.

Cambios en la Política Comercial: Derivados internos desde 2007

Los cambios legales más significativos que modificaron de forma sustancial la administración de la política comercial del sector petrolero corresponden a las reformas al Decreto Ejecutivo No. 338. En el periodo 2007-2014, se realizaron múltiples cambios, los cuales tuvieron como objetivo central la fijación de subsidios para operaciones económicas específicas, como: pesca artesanal, rutas aéreas comerciales, sector turismo Galápagos, entre otras. Esto en el marco de que los precios internacionales crecían de forma sostenida. Posterior el periodo de precios internacionales crecientes de crudo, a partir de junio de 2014, se inicia en el Estado un proceso de revisión de la determinación de los precios de los hidrocarburos. En octubre de 2015 se emite el Decreto Ejecutivo No. 799 que determina que los combustibles a ser comercializados por EP PEC para el sector industrial³¹ así como para el sector naviero internacional deben ser calculados por la empresa sobre la base del costo promedio de la producción nacional y las importaciones. Esta reforma elimina los subsidios para esos sectores. Actualmente continúan subsidiados los productos para: el sector automotriz, el sector eléctrico, sector camaronero, sector pesquero nacional, gas licuado de petróleo sector hogares, gas natural, aéreo combustibles y otros productos menores.

Cambios en la Política Comercial: Comercio internacional desde 2007

Para las operaciones internacionales no se ha presentado reformas legales que impliquen un cambio de gestión en la determinación de la política comercial. El Directorio de PEC EP, es el órgano institucional encargado de aprobar, modificar o eliminar condiciones referentes a la política comercial petrolera. Desde el año 2007 se han realizado cambios a la gestión de las ventas y compras externas que han hecho complejo el esquema de administración actual. En este sentido se pueden mencionar las siguientes modalidades comerciales vigentes:

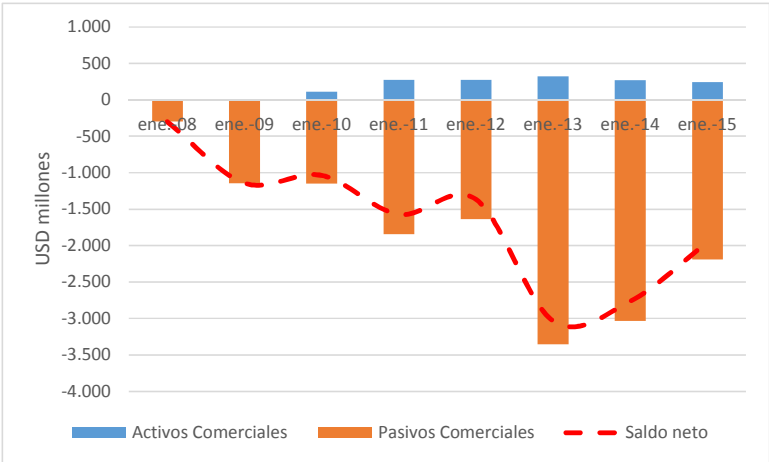
- Contratos comerciales de largo plazo sin pago anticipado, condición Free On Board –FOB-. En el marco de firma de convenios de multipartes y con empresas públicas internacionales. EP PEC se compromete a efectuar ventas de petróleo crudo a plazos superiores a un año. El contexto general implica un compromiso de venta con un socio comercial que a su vez pueda tener partes relacionadas que generen mejoras de acceso a financiamiento del Gobierno Central en transacciones independientes.

³¹ Definición que corresponde a todas las personas naturales o jurídicas, ya sean públicas o privadas, que por el desempeño de su actividad económica realizan compras de combustibles directamente en las terminales de EP PEC.

- Contratos comerciales de largo plazo sin pago anticipado, condición Free On Board –FOB-. EP PEC se compromete a efectuar ventas de petróleo crudo a plazos superiores a un año.
- Contratos comerciales de corto, mediano y largo plazo con pago anticipado, condición Free On Board –FOB-. Estos contratos inician con la venta de crudo por un plazo de 24 meses a Petrochina en el año 2009. Al 31 de diciembre de 2015 continúan vigentes tres operaciones, cuya fecha de remisión del último embarque corresponde al año 2021. EP PEC se compromete a efectuar ventas de petróleo crudo a plazos superiores a un año. El contexto general implica un compromiso de venta con un socio comercial que realice o ejecute un pago inicial con cargo a toda la transacción. Mismo que debe ser devengado mensualmente durante todo el periodo de vigencia del contrato.
- Contratos comerciales modalidad spot, condición *Free On Board* –FOB-. EP PEC se compromete a efectuar ventas de petróleo crudo en concursos abiertos.
- Importación de derivados con pago de contado, condición *Cost, insurance and freight* –CIF-. EP PEC se compromete a efectuar compras de derivados de petróleo crudo. La propiedad del producto se origina a la salida del terminal de embarque.
-
- Importación de derivados con pago de contado, condición *Delivery at Terminal* –DAT-. EP PEC se compromete a efectuar compras de derivados de petróleo crudo. La propiedad del producto se origina a la llegada del terminal de desembarque.
- Importación de derivados con pago diferido y emisión de carta de crédito *Cost, insurance and freight* –CIF- Incluye el financiamiento, generalmente, de hasta 90 días para el pago del producto.
- Importación de derivados con pago diferido y emisión de carta de crédito, condición *Delivery at Terminal* –DAT- Incluye el financiamiento, generalmente, de hasta 90 días para el pago del producto.
- Asignación de cupos de importación de derivados en convenio por la operación Noble Energy. EP PEC se compromete a efectuar compras de derivados de petróleo crudo a plazos superiores a un año. El contexto general implica un compromiso de compra con un socio comercial que a su vez generó de acceso a financiamiento para la empresa pública.

Tanto las ventas de crudo con pago anticipado o por contratos comerciales multipartes, generan al Estado activos y pasivos comerciales que han permitido incrementar el apalancamiento financiero sobre las operaciones petroleras. Situación que se repite sobre las operaciones de compra de hidrocarburos mediante la emisión de cartas de crédito.

Figura 2.13. Activos y pasivos comerciales EP PEC por contratos comerciales



Fuente: EP PETROECUADOR, Ministerio de Finanzas y Banco Central del Ecuador

Al 31 de diciembre de 2015 se cuenta con comercialización de productos hidrocarbúferos de mayor complejidad, tanto por el sistema ventas internacionales así como compras de derivados, tal como se muestra en la tabla 2.4. La mayor cantidad de reglas para el manejo de comercio internacional genera mayor complejidad en la administración de los eventos comerciales. Esto en razón de que cada transacción posee normas específicas para su gestión

Tabla 2.4. Comparación esquema de institucionalidad y entidades operativas

	INSTITUCIONALIDAD 2006	INSTITUCIONALIDAD 2015
ESQUEMA DE INSTITUCIONALIDAD Y ENTIDADES OPERATIVAS	Comercialización Petroecuador Petrocomercial Ventas internas a residentes Ventas internas a no residentes Subgerencia de Comercio Internacional Exportaciones de crudo y derivados Contratos Spot Compromisos mediano plazo	Comercialización EP PEC Gerencia de Comercialización Ventas internas a residentes Ventas internas a no residentes Gerencia de Comercio Internacional Exportaciones de crudo y derivados Contratos Spot Compromisos mediano plazo Contratos con pago anticipado Compromisos mediano plazo convenios multipartes
	Importación de derivados Contratos Spot Compromisos mediano plazo	Importación de derivados Contratos Spot Compromisos mediano plazo Compromisos operación Noble Energy

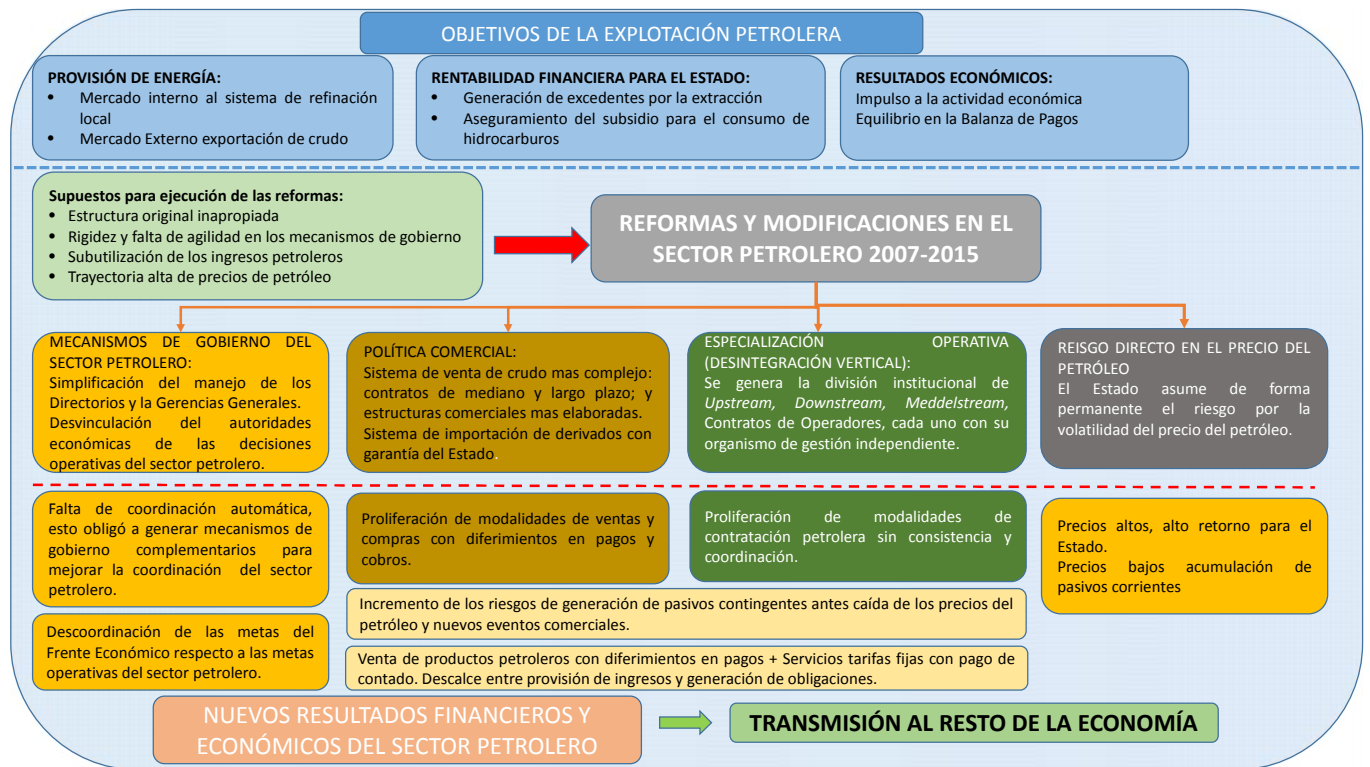
Fuente: Ministerio de Finanzas

3. Conclusiones

Considerando todos los cambios ejecutados desde el año 2007 hasta la fecha, se puede concluir que el actual sistema de administración del sector petrolero ecuatoriano ha optado por un modelo de gestión altamente desconcentrado en la toma de decisiones y que requiere un alto grado de coordinación para mantener un adecuado manejo tanto operativo como financiero-económico. Este último punto es relevante para este análisis en virtud de cómo los resultados financieros del sector petrolero se transfieren a impactos en la economía ecuatoriana principalmente por el sector fiscal.

El actual esquema de administración petrolera es menos flexible que el vigente en el año 2006. Debido a la estructura contractual, costos operativos, inversiones, política comercial, pasivos corrientes y de largo plazo del sector petrolero. Por lo cual, para asegurar un margen de ingresos petroleros altos, este esquema requiere que exista un amplio margen positivo entre el precio de venta de los hidrocarburos y los costes reconocidos por cada rama de la actividad petrolera. Inclusive alcanzando resultados positivos este esquema sigue presentando altos niveles de riesgos a las variaciones del precio del petróleo. De no existir esta condición se requiere financiamiento complementario, temporal o permanente, para mantener las operaciones petroleras en los niveles corrientes. Esta condición será analizada en el capítulo siguiente, a través del análisis específico de la evolución de los resultados del sector petrolero ecuatoriano para el periodo correspondiente.

Figura 2.14. Resumen análisis diseño institucional



Fuente: Ministerio de Finanzas

Capítulo 3

Sector petrolero ecuatoriano, vinculación con la economía

En este apartado, la primera sección abordará de manera expeditiva la vinculación del sector petrolero con la economía del Ecuador, para validar como la estructura institucional del sector petrolero ejerce influencia en la economía local. Para lo cual se analizarán los principales canales de transmisión de los resultados físicos, financieros y económicos de ese sector. Para la descripción de agentes económicos se utilizará la clasificación de sectores y unidades institucionales del Sistema de Cuentas Nacionales de las Naciones Unidas de 1993. Por otra parte, se utilizará la división tradicional de sectores en la economía: Sector Real, Sector Fiscal, Sector Externo, Sector Monetario y Financiero. Esto con el objetivo de identificar los diferentes niveles de impacto que genera la actividad petrolera en los agentes y en el resto de sectores económicos.

En la sección segunda se presenta un modelo numérico de estimación de resultados del sector petrolero. Mismo que permite identificar los efectos generados por la explotación anual de hidrocarburos a diferentes niveles de precio internacional del crudo. De este desarrollo se aplicarán dos casos prácticos: el primero considera el cumplimiento de la totalidad de las metas de producción de petróleo, sin restricciones; mientras que el segundo caso permite la opción de ajustar la producción considerando al costo marginal como la variable de decisión. Ambos casos simulan la programación del sector de hidrocarburos con el objeto de tener un acercamiento a los resultados probables con diferentes decisiones de niveles de producción ante los precios efectivamente alcanzados. Finalmente se presentará una comparación de los resultados de los modelos y los datos efectivos reportados por el sector petrolero para el año 2016.

1. Canales de transmisión de los resultados del sector petrolero

Considerando que todos los agentes mantienen interrelaciones económicas entre sí, ya sea directa o indirectamente, el identificar de forma correcta estas conexiones permitirá expresar claramente como el sector petrolero influye sobre la economía. El principio de interrelación es recogido por la metodología del Sistema de Cuentas Nacionales 1993, misma que menciona que “cada transacción económica representa una interacción entre unidades institucionales mediante la cual se crea, transforma, intercambia o extingue un valor económico” (Fondo

Monetario Internacional 2002, 187). Es decir que cuando un agente efectúa una transacción económica ejerce una relación con terceros. Influencia que se materializa por flujos que pueden ser de dos tipos: “El suministro de bienes y servicios y el pago por medio de activos financieros” (Fondo Monetario Internacional 2002, 187). Flujos que también pueden trascender a otros sectores de la economía como por ejemplo: el ahorro nacional, que representa la diferencia entre el ahorro y la inversión en las cuentas nacionales, implica una afectación en la balanza de pagos en los movimientos de la cuenta financiera y de capitales.

Para este análisis se entenderá el término Canal de Transmisión como el conjunto de conceptos que explican la mecánica de transferencia de los resultados hidrocarburíferos hacia el resto de agentes de la economía. Cada Canal de Transmisión será estudiado desde la estructura de las interrelaciones económicas generadas a partir del esquema de interacción permitido para el sector petrolero ecuatoriano. Es decir como los esquemas de contratación o las reglas de distribución de recursos e ingresos afecta a los sectores económicos vinculados a la extracción petrolera. Dentro del análisis se tratará de identificar los principales canales de transmisión sobre la base un componente del sistema de administración de hidrocarburos, debidamente acotado.

Previo a iniciar la revisión de los principales canales de transmisión corresponde identificar el fin por el cual se produce la extracción de petróleo. Como se mencionó en el capítulo precedente, el mandato de la Ley de Hidrocarburos determina que el objeto primordial de la explotación corresponde a realizar el proceso de industrialización en el país. Pero no se restringe a este concepto, razón por la cual la exportación del petróleo crudo es también aceptada. Es decir que la razón fundamental de mantener un sector petrolero radica en poder generar la cantidad requerida de petróleo crudo para la refinación y poder atender la demanda de derivados, ya sea nacional o internacional. Pero la realidad operativa del sector, excedente de producción y limitada capacidad de refinación, impone un amplio sesgo hacia la exportación de petróleo crudo y un comercio internacional deficitario de derivados.

Adicionalmente, al ser el Estado el propietario de los hidrocarburos, el resultado financiero y económico debe ser gestionado a través del Presupuesto General del Estado y otros presupuestos de agencias públicas. Con lo cual, ya sea que se genere superávit o déficit en las

operaciones, el resultado de la actividad extractiva debe ser asignado a los agentes residentes, es decir domiciliados en el Ecuador, y no residentes a través de las finanzas públicas.

1.1. Canal de cumplimiento de metas operativas

Respecto al cumplimiento de las metas operativas este Canal es bastante corto. Porque se analizará el componente de las transferencia de bienes y no los impactos financieros asociados. En este sentido la condición del sector petrolero ecuatoriano de poseer un limitado portafolio de productos intermedios y finales, mismos que son bienes bastante homogéneos, no permite ampliar el análisis. En este sentido el principal producto del sector es petróleo crudo seguido de los derivados de petróleo como: combustibles limpios, residuos y derivados intermedios.

En lo que se refiere a la producción de petróleo, esta puede asignarse a dos destinos específicos. El primero el sistema de refinación nacional y el segundo el mercado internacional. El proveer los niveles volumétricos para el sistema de refinación local permite generar derivados de hidrocarburos para suplir la demanda de energía local. Este primer concepto impacta en el Producto Interno Bruto tanto por la rama de extracción de petróleo así como por la refinación. Con respecto a la exportación de los saldos volumétricos, esta operación además de registrar su impacto en la oferta agregada permite impulsar las entradas de divisas en la Balanza Comercial. Por otra parte, para los derivados de petróleo se debe mencionar que la demanda local es superior a la capacidad de producción local. Por lo cual, el déficit de productos es completado por las importaciones correspondientes. Adicionalmente se registra exportaciones de derivados, pero son productos no competitivos en el mercado por ser en su mayoría residuos de la refinación: Residual, *Fuel Oil # 6*, *Fuel Oil # 4*.

Siempre y cuando el precio internacional del crudo sea mayor que el costo de producción, las exportaciones petroleras permitirán generar ingresos para el sector fiscal. Circunstancia contraria para la comercialización de los derivados de petróleo, en razón de que mientras los costos de provisión, medidos por el promedio entre los costos de la producción local y los precios de importación, sean mayores a los precios de comercialización implicarán una necesidad mayor de gastos para el fisco.

**Tabla 3.1 Volúmenes de producción petrolera, Consumo, Exportaciones e Importaciones.
Proforma Presupuesto General del Estado año 2016 En miles de barriles**

	2016 Anual	2016 Diarios	2016 % de participación
Petróleo crudo			
Oferta de Crudo	193.522,91	530,20	100,0%
Producción fiscalizada	193.522,91	530,20	100,0%
PETROAMAZONAS EP	159.684,43	437,49	82,5%
Secretaría de Hidrocarburos	33.838,48	92,71	17,5%
Demanda de crudo	193.522,91	530,20	100,0%
Consumos Mercado Interno	62.918,32	172,38	32,5%
Refinería de Esmeraldas	39.454,80	108,10	20,4%
Refinería La Libertad	15.710,53	43,04	8,1%
Refinería Amazonas	6.997,20	19,17	3,6%
Otro consumo público	755,79	2,07	0,4%
Exportaciones	130.604,59	357,82	67,5%
Productos derivados de Petróleo			
Oferta Derivados	107.613,59	294,83	100,0%
Producción (implícita)	60.281,83	165,16	56,0%
Importaciones	47.331,76	129,68	44,0%
Demanda Derivados	107.613,59	294,83	100,0%
Ventas domésticas	88.837,97	243,39	82,6%
Exportaciones	18.775,62	51,44	17,4%
Resultados Hidrocarburos	102.048,45	279,58	100,0%
Superavit Petróleo	130.604,59	357,82	128,0%
Déficit Derivados	(28.556,14)	(78,24)	-28,0%
Eficiencia en la refinación		95,81%	

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio de Finanzas

En resumen el sector petrolero actual tiene capacidad de generar superávit volumétrico en la extracción de crudo pero no cubre de manera integral la demanda de derivados. Esto implica la existencia de posiciones antagónicas dentro del mismo sector, como se muestra en la tabla 3.1. Lo que se traduce en un juego de compensación respecto a los resultados de este sector para con el PIB, la Balanza de Pagos y el Sector Fiscal. Por lo cual, solo por temas volumétricos, entre más grande sea el resultado superavitario de crudo, mayor oportunidad de tener un impacto positivo en el nivel del producto, balanza de pagos y sector fiscal.

Tabla 3.2. Resumen de impactos del cumplimiento de las metas operativas

	Sector Real		Sector Externo		Sector Fiscal	
	PIB	Impacto	Balanza Comercial	Impacto	Resultado Fiscal	Impacto
Resultado de Hidrocarburos	Valor Agregado	Positivo siempre que la extracción y refinación superen a los derivados	Saldo Neto Exportador	Positivo siempre que la extracción supere a los derivados	Rentas petroleras netas	Positivo si los ingresos superan a los costos
Extracción de crudo	Valor Agregado	Positivo	Exportaciones	Positivo	Ingresos por exportaciones	Positivo, si Precio es mayor al Costo
Refinación de derivados	Valor Agregado	Positivo	No aplica	No aplica	Subsidio	Negativo, Subsidios
Importación de derivados	Valor Agregado	Negativo	Importaciones	Negativo	Gastos por importaciones	Negativo Subsidios

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio de Finanzas

1.2. Canal de los presupuestos públicos para las actividades de extracción petrolera y prestadores de servicios y proveedores

La ejecución de los costos, gastos e inversiones del sector petrolero ecuatoriano debe tener registro en los presupuestos y la contabilidad pública en su totalidad. Esto en relación al concepto de 100% de propiedad pública del crudo. Además basados en los mecanismos de contratación por servicios con el sector privado, no existe la posibilidad de registrar en primera transacción ninguna operación como gestión privada primaria. En este sentido se debe analizar cómo se gestiona la interrelación del Estado con los agentes privados proveedores de bienes y servicios. Para lo cual se analizará la gestión con los principales gestores privados que participan en el sector petrolero.

La extracción petrolera en el país tiene un sistema tarifario por unidad de producción, con múltiples variaciones, que permite tener operaciones petroleras con una amplia banda de puntos de equilibrio. Los más bajos son cercanos a los USD 20 por barril y mientras que los más elevados requieren precios cercanos a los USD 50, USD 60 y hasta USD 70 por barril. Al aplicar del costo marginal de la última unidad producida, cuando el precio esté por sobre los USD 70 por barril toda la oferta de producción posible en el país permite un repago integral de los costos de extracción y demás costos de la cadena del periodo corriente, lo que a su vez significa que los operadores del sector petrolero reciben los retornos estimados para las inversiones. A partir de esos precios todas las áreas de extracción presentan un resultado positivo por lo cual toda la oferta es comercialmente favorable en ese momento en el tiempo. Bajo ese nivel de precios puede existir generación de cuentas por pagar, subsidio de producción y/o pérdidas por tramos de producción.

Tomando en consideración la recurrente volatilidad del precio del petróleo en los mercados internacionales, el tener un mecanismo de tarifas fijas eleva el riesgo de acumulación de pasivos circulantes de la actividad petrolera. Esta posible acumulación de pasivos generados durante los periodos de precios bajos significaría comprometer las rentas petroleras futuras y, en casos específicos, de la operación de PAM EP, comprometer asignaciones del Presupuesto General del Estado. Teniendo en este último caso que los recursos que repagan las obligaciones petroleras no necesariamente se generan en el mismo sector. Lo que implica una transferencia del resto de la economía para sostener las operaciones petroleras. Lo que por concepto general modifica el sentido económico del sector petrolero, debido a que deja su posición de generador de ingresos netos.

Al iniciar el año 2017, se tiene la expectativa de trayectorias de precios de petróleo inferiores a los USD 70 por barril, para el corto y mediano plazo. En este sentido varios operadores petroleros deberán soportar atrasos en sus pagos por los servicios y bienes prestados. Independientemente de cómo se deba cumplir con los pasivos acumulados, en el corto plazo el Estado obtiene un apalancamiento sobre sus proveedores impagos, circunstancia que afecta las hojas de balance de las corporaciones privadas.

Para los contratos de la Secretaría de Hidrocarburos existe una cláusula contractual que le permite al Estado acumular saldos impagos exigibles solo hasta el final de cada contrato, sin recargo de intereses, cuando el precio sea bajo, pero a su vez menciona que al incrementarse nuevamente el precio este aumento debe ser dirigido en su totalidad a pagar las obligaciones anteriores, *Carry Forward*. El resto de los contratos petroleros no tienen esta exclusión, por lo cual Petroamazonas registra de forma irrevocable pasivos circulantes. El apalancamiento por acumulación de pasivos corrientes no se puede sostener de forma indefinida sin afectar las metas de producción. Con lo cual puede presionar la gestión de soluciones alternativas de financiamiento, que puede llegar a alterar la trayectoria del sector fiscal, es decir buscar transferencias mayores del resto de la economía al sector petrolero.

En virtud de lo anterior, se puede resumir que al interior del sector petrolero existe una dinámica de transmisión originada en el evento de pago o no pago de las obligaciones del Estado para con las empresas prestadoras de servicios y contratistas. En el evento de precios bajos, por debajo de los puntos de equilibrio, en el corto plazo puede existir la opción de

financiar temporalmente un shock transitorio, pero esto no puede extenderse por un periodo prolongado de tiempo desde el punto de vista de las contratistas.

Considerando la función de beneficios de las contratistas, se puede llegar a visualizar alternativas de ajuste para poder mantener su nivel de beneficios:

$$\pi_t^{Pr} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, PD, P_t^*, PCC_t, PC_{t-1})$$

π_t^{Pr} Ganancia de las contratistas

C_{t-1} Costo de producción de petróleo en el periodo anterior (-)

I_{t-1} Inversión en t-1 (+)

PD Precios locales (+)

P_t^* Precio internacional del petróleo (+)

PCC_t Producción de cada área petrolera en t (+)

PC_{t-1} Pasivo circulante de t-1 (-)

Si el pasivo circulante supera las proyecciones originales de las contratistas, las ganancias efectivas de serán afectadas no solo por el flujo de caja sino también por la estructura propia del negocio. Esto puede implicar menor capacidad o voluntad para cumplir las metas operativas y por tanto una reducción de la actividad económica del sector. Esto implica que la actividad económica de ese sector se hace sensible al nivel de precios bajos y por tanto de forma indirecta se vuelve dependiente de esta variable. Este canal es analizado desde las vinculaciones propias del proceso de extracción y venta de crudo con pago de contado.

El actual sistema de contratación petrolera entre el sector público y el sector privado, posiciona a las contratistas como prestador de servicios, este sector no posee la propiedad del crudo y por tanto no podría reportar como activo propio las reservas petroleras de las áreas que operan. Este principio hace menos atractivas a las empresas petroleras en el Ecuador en el marco internacional, lo que provoca que no atraigan más inversión extranjera a sus operaciones. Por otra parte la mayoría de contratistas de estas modalidades son empresas subsidiarias de una matriz internacional. Por lo cual no presentan un mayor incentivo a generar un alto nivel de encadenamiento productivo. Con respecto a su influencia en la Balanza de Pagos, las ganancias obtenidas por estas empresas generalmente son repatriadas a la casa matriz correspondiente. Por tanto, el canal Privado de transmisión en la economía es

muy acotado. Por otra parte, con respecto al momento de fecha de corte 31 de diciembre de 2015, en el cual el Estado posee un alto nivel de atrasos con estas compañías, además existe una afectación en las economías locales bastante severa y la continuidad de los contratos está bajo análisis.

1.3. Canal asignación directa de las rentas del sector petrolero al sector no petrolero no residente

En el marco de una industria que produce un producto altamente homogéneo y en el cual la fijación de precios internacionales es determinada principalmente por percepción del equilibrio de corto y mediano plazo entre la oferta y demanda de crudo. El Ecuador se posiciona como un tomador de precios, en este sentido deberá comercializar su crudo a nivel internacional con el precio referencial correspondiente. Si el precio internacional del crudo es superior al costo marginal de la producción exportada, se genera un flujo neto de divisas al país que incluye dentro de sí la recuperación de los costos e inversiones para la extracción y un margen positivo de ganancias. Caso contrario, si el precio internacional es menor a los costos e inversiones, el país generaría un flujo neto de divisas que no alcanza a cubrir los presupuestos de extracción con lo cual se produciría un subsidio cruzado a la exportación de petróleo.

1.4. Canal asignación directa de las rentas del sector petrolero al sector no petrolero residente

En consideración de que el resultado entre los ingresos petroleros brutos menos los costos, gastos, inversiones y reinversiones del sector petrolero deben ser administrados a través del Presupuesto General del Estado y a que a su vez tanto la fijación de precios de los derivados son competencia exclusiva del Ejecutivo³² así como también, que el pago de la importación de los derivados deficitarios del país son parte de este presupuesto, para el caso del Ecuador, el Estado en representación de la sociedad es la entidad que define cual es la participación que es entregada a los hogares y empresas. Existen dos tipos de entregas de recursos, las entregas directas a través de subsidios energéticos y las entregas indirectas relacionadas al gasto del Estado en bienes, servicios y obras que son entregados a la sociedad. En esta subsección se analizará el Canal de las asignaciones directas, subsidios, de las rentas petroleras a los hogares y corporaciones no financieras.

³² Decreto Ejecutivo 338 y sus reformas posteriores.

Para la determinación de subsidios, el Estado cuenta con la herramienta directa de la capacidad de fijación de los precios de los derivados (ver en el Anexo 5 la lista de productos con su formato de definición de precio). Esto permite generar subsidios específicos sobre cada tipo de producto. Al 31 de diciembre de 2015, los precios fijos que están por debajo del costo de provisión corresponden a los siguientes segmentos: GLP doméstico, gasolina y diésel para el sector automotriz, combustibles para el sector eléctrico, y cuantías domésticas. Por otra parte para el sector industrial, generalmente identificado con el sector productivo, desde octubre de 2015 este debe pagar los precios variables que se determinan de acuerdo al costo de provisión de los combustibles. Este sector no presenta un subsidio directo en la compras en directas realizadas en las terminales de despacho en los depósitos de EP PETROECUADOR u otros depósitos privados.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el sector petrolero ecuatoriano es deficitario en la producción de derivados de petróleo lo que implica que debe realizar compras en el mercado internacional para poder cubrir la demanda interna. En este sentido la determinación del valor del subsidio generado debe ser el promedio ponderado entre costos de los bienes producidos localmente y la importación de derivados. Por lo cual el subsidio puede ser expresado por la siguiente función:

$$\text{Subsidio}_t = f(C_{t-1}, ID_{t-1}, CL_t, PD)$$

C_{t-1} Costo de producción de petróleo en el periodo anterior

ID_{t-1} Costo de importación de derivados

CL_t Consumo local

PD Precios locales

A su vez el valor en dólares correspondiente a las importaciones de derivados tiene una relación directa con el precio internacional del petróleo y la cantidad demanda por lo cual:

$$ID_t = f(M, P_t^*)$$

M Cantidad volumétrica de importaciones de productos limpios y derivados intermedios para mezclas

P_t^* Precio internacional del petróleo

La cantidad volumétrica de importaciones es la diferencia entre la capacidad de refinación utilizada y el consumo local y exportaciones de derivados. La exportación derivados para nuestro caso país corresponde a productos que no tienen demanda nacional y que pueden ser colocados en ventas externas.

$$M_t = f(Ref_t, CL_t)$$

CL_t Consumo local

Ref_t Capacidad de refinación utilizada

Tomando estas ecuaciones se puede reescribir la función de los subsidios de la siguiente manera:

$$Subsidio_t = f(C_{t-1}, Ref, P_t^*, CL_t, PD)$$

El incremento en la capacidad máxima de refinación requiere de un periodo largo de inversión y presupuestos financieros importantes, esto en razón de que la tecnología de refinación actualmente demanda mayor capacidad de conversión para poder mejorar el margen de refinación ante crudos más pesados, lo cual encarece la inversión y extiende el tiempo de maduración de los proyectos. Por otra parte, la utilización de la capacidad de producción nacional de crudo a su máximo potencial genera el incentivo a trabajar al máximo de la capacidad instalada. Esto en consideración de que la economía local absorbe el margen de refinación. En resumen con poca probabilidad de expandir la capacidad de refinación y con el incentivo a no perder margen de refinación, para simplificar el análisis se considerará a la capacidad de refinación como una constante.

$$Subsidio_t = f(C_{t-1}, P_t^*, CL_t, PD); Ref \text{ es constante en el tiempo}$$

Considerando que la demanda de derivados se incrementa en el tiempo y que la capacidad instalada se mantiene constante en el tiempo, la participación de esta asignación directa de los hogares y las corporaciones tiende a incrementarse, por el factor volumen en razón de precios domésticos controlados. Pero respecto al efecto de los precios, cuando el precio del petróleo es alto, especialmente las familias y en menor medida las corporaciones reciben una mayor participación en el excedente de explotación en virtud del incremento del subsidio de combustibles lo que implica una menor disponibilidad en el Gobierno para ejecutar gasto en el Presupuesto General del Estado. Todo lo contrario ocurre cuando disminuye el precio del crudo.

1.5. Canal de gasto público

Como se mencionó anteriormente el Estado, a través del Gobierno Central (Estado Central), tiene como competencia dentro de su gestión, el administrar los recursos petroleros. Por consiguiente tutela todos los ingresos y gastos del Sector Público con respecto a este sector, ya sea a través de los Directorios de las Empresas Públicas, de la Secretaría de Hidrocarburos o transferencias del Presupuesto General del Estado según corresponda. En este sentido los movimientos de los costos y gastos operativos de la actividad extractiva son registrados en los presupuestos del Sector Público No Financiero, dejando que los excedentes sean administrados en el Presupuesto General del Estado a través de la Cuenta Corriente Única del Tesoro Nacional. Es decir, que los ingresos provenientes de las operaciones petroleras, luego de cumplir con los pagos de costos, gastos, importaciones de derivados, inversiones y reinversiones del sector hidrocarburífero, son registrados en ese presupuesto público.

Los ingresos petroleros por exportación de crudo tienen la clasificación de Transferencias y Donaciones de Capital e Inversión dentro del Clasificador presupuestario del Ministerio de Finanzas del Ecuador y por tanto son catalogados como ingresos de capital o ingresos no permanentes. Y están disponibles para financiar los gastos no permanentes del Estado. En este sentido, si la decisión del uso del ingreso petrolero está enfocado al gasto, este deberá ser por norma general utilizado en gasto de capital o inversión, este principio es una de las reglas fiscales que elimina la capacidad de financiar gastos corrientes, permanentes, con ingresos que tienen un acotado periodo de recaudación.

Es por eso que para la programación fiscal del Sector Público No Financiero, la determinación de las metas anual y plurianual del gasto de capital e inversión debe tener como un elemento relevante la estimación del nivel de renta petrolera esperada. Sobre la base de esta información se deben planificar escenarios fiscales sostenibles con trayectorias de gastos de capital realizables, para el caso puntual del Gobierno Central, se debe presentar una Programación Presupuestaria Cuatrianual. Estas trayectorias de gasto implican efectos sobre la demanda agregada de la economía, lo que a su vez implica encadenamientos hacia el producto interno bruto o influencia en las importaciones.

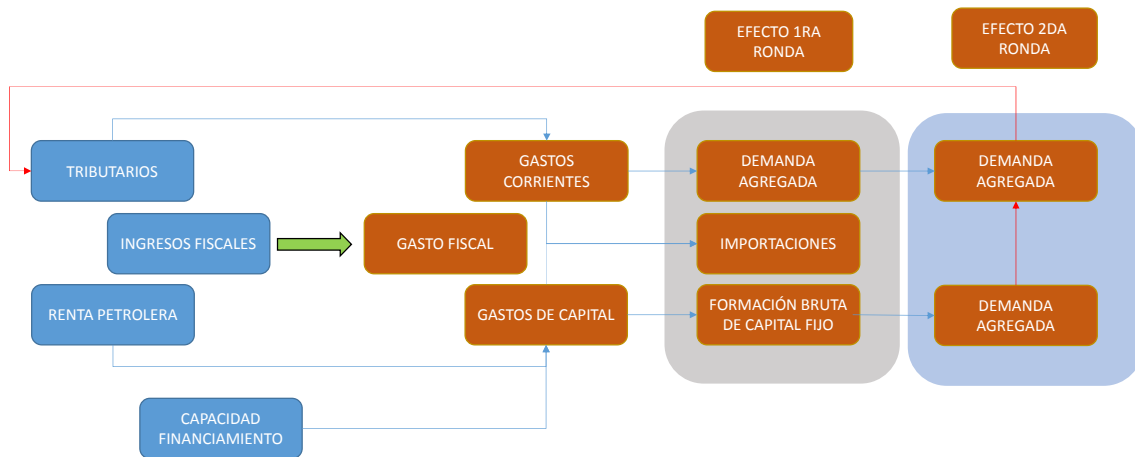
Por otra parte, el efecto multiplicador del gasto de capital trae consigo efectos de segunda ronda, como por ejemplo el incremento de la actividad económica subyacente a los procesos

de gasto público y, por consiguiente, en los niveles de tributación que puede alcanzar a absorber el Gobierno Central. Este último precepto implica que los ingresos permanentes pueden tener correlación con el programa de inversiones del sector público; en este sentido los resultados de niveles de gasto de capital y recaudación de impuestos de 2015 y 2016 demuestran un grado de movimiento similar.

Estos dos conceptos son importantes en razón de que al proyectar una expectativa del nivel de rentas del Estado originadas en el Sector Petrolero, se pueden derivar las trayectorias de gasto de capital del sector público, mismo que trae consigo una expectativa de actividad económica y, por tanto, mayor certeza en el comportamiento de las variables económicas, siendo este último concepto el que posibilita mantener los gastos de operación del Estado (gastos corrientes) coherentes en un ambiente de menor volatilidad. En dicho contexto, planificar trayectorias integrales de gasto tanto corriente como de capital del sector público resulta importante para anticipar y coordinar el comportamiento de la economía en su conjunto. Se debe recalcar que la volatilidad del precio del petróleo puede generar trayectorias poco creíbles de ingresos o rentas petroleras e incrementa la posibilidad de generar pasivos corrientes en el sector público.

Finalmente, la expectativa de la renta petrolera futura también trae consigo implicaciones al acceso al financiamiento para el sector público. En este estudio no se hará un análisis exhaustivo respecto a este precepto en razón de no dispersar el estudio específico planificado. Por tanto, simplemente se hará una corta referencia respecto a que el acceso a financiamiento puede alargar los periodos de expansión del gasto fiscal, temporalmente, lo que simplemente significa la aplicación de la decisión de consumir más hoy que en el futuro. Esto debido a la obligación de repago posterior de esa deuda desembolsada. Por otra parte, se considerará al Estado como un participante menor en el mercado internacional de capitales, por lo cual será un tomar de precio y deberá restringir su cantidad de endeudamiento al financiamiento que el mercado internacional desee entregarle, es decir no se podrá realizar un proceso de endeudamiento externo incremental infinito, se tomará en consideración el límite natural de la deuda LND. “Este límite determina el valor de la deuda como proporción del PIB que es coherente con un compromiso por parte del gobierno de mantenerse solvente en caso de que experimente de forma permanente una serie de eventos que provoque que los ingresos y gastos se ajusten a niveles mínimos históricos” (Chaverri 2016, 1).

Figura 3.1. Flujo del impacto del canal fiscal en la economía I



Fuente: Ministerio de Finanzas

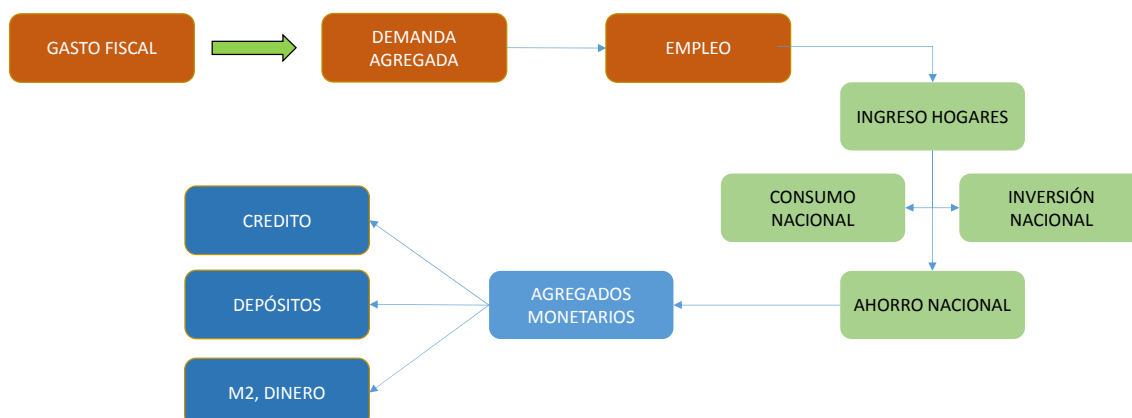
En este sentido el gasto público efectivo puede ser expresado como la siguiente función:

$$G_t = f(\text{Ingresos}_t, \text{Capacidad de endeudamiento}_t)$$

El nivel de gasto público afecta de forma directa la determinación de la demanda agregada de la economía. En este sentido puede afectar el nivel del producto en virtud de la cantidad de la demanda del sector público que puede ser provista por la producción local, dejando la demanda no atendida hacia las importaciones. Al impulsar las ventas de productos locales el gasto fiscal afecta la utilización de los factores productivos nacionales, tanto: bienes de capital, materias primas y empleo.

Al afectar el empleo se tiene influencia en el ingreso disponible de los hogares, por tanto pueden afectarse tanto las decisiones de consumo/ahorro y consecuentemente los niveles de ambas variables. Con lo que las trayectorias de consumo y ahorro se ven también influenciadas por el sector público. Y en razón de que la mayoría del flujo monetario de las transacciones económicas pasan a través del sector monetario financiero, los niveles de: depósitos, crédito, activos financieros nacionales y activos financieros internacionales tiene variaciones asociadas al gasto público.

Figura 3.2. Flujo del impacto del canal fiscal en la economía II



Fuente: Ministerio de Finanzas

1.6. Evolución de variables macroeconómicas

Esta sección tiene por objeto resumir la evolución de las principales variables macroeconómicas y su relación con los canales de transmisión de los resultados del sector petrolero presentados en el apartado precedente. Para lo cual se presenta un análisis comparativo de las siguientes variables: ingresos petroleros públicos, gasto público, subsidios, financiamiento público, crecimiento económico, producción petrolera, costos petroleros, precios del petróleo, crédito, depósitos, M1, M2, consumo y ahorro. Esto con el interés de identificar como se transmiten los impactos en la economía ante diferentes niveles y trayectorias del precio de petróleo.

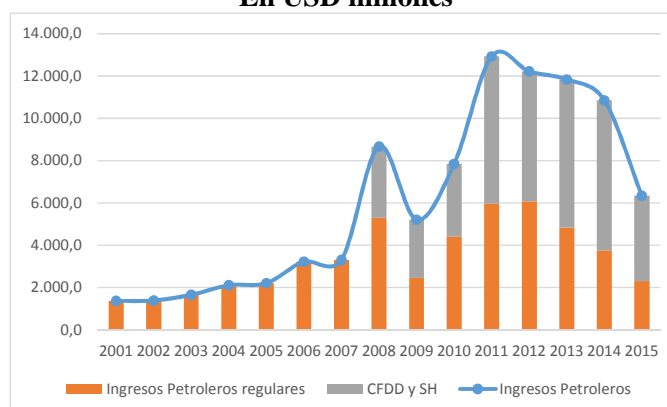
1.6.1. Sector Fiscal

Para el análisis de los resultados en el sector fiscal es necesario dividir la gestión de las finanzas públicas entre: ingresos, gastos y financiamiento. Esto con motivo de presentar las dinámicas específicas de cada componente. En este sentido se abordará en primer lugar los ingresos petroleros, por ser la primera afectación que se identifica en las cuentas públicas. Posteriormente, se revisarán las trayectorias de gasto público para determinar el comportamiento de los egresos del Estado en los diferentes momentos de los ciclos de precios de petróleo y validar su comportamiento ante la volatilidad de estos. Adicionalmente, se revisará cómo se ejecutó el financiamiento público en respuesta a los resultados de la evolución de los ingresos y gastos. Por otra parte se presentarán temas complementarios como la evolución de los subsidios de productos derivados del petróleo y acumulación de pasivos circulantes petroleros desde el año 2014.

Ingresos petroleros del Sector Público No Financiero y Gobierno Central

De acuerdo a información de Ministerio de Finanzas y del Banco Central del Ecuador los ingresos petroleros del SPNF³³ para el periodo 2001-2015 muestran una trayectoria inestable, ver figura 3.3, con un alto nivel de correlación con el precio de petróleo. Es así que en los años de precios elevados 2008, 2011, 2012, 2013 y 2014 se presentan los niveles más altos de participación respecto a los ingresos totales del Estado, mientras que los años 2002 y 2015 presentan las participaciones más bajas, que coinciden con precios bajos del petróleo.

**Figura 3.3. Ingresos Petroleros del Sector Público No Financiero
En USD millones**

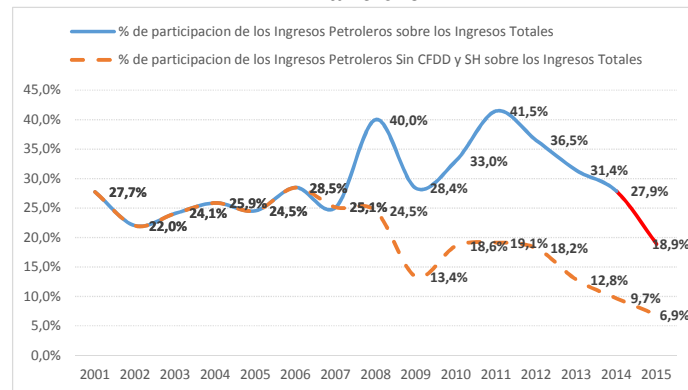


Fuente: Ministerio de Finanzas

Si se excluye de los ingresos petroleros los registros correspondientes a la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios y Secretaría de Hidrocarburos, se puede inferir que el nivel de participación de las rentas petroleras con respecto al total de ingresos públicos es mucho menor, ver figura 3.4, con la nueva estructura petrolera cuando existen precios bajos de petróleo.

³³Previo a continuar con el análisis de los ingresos a este nivel de gobierno, se debe mencionar que la serie de datos ha tenido cambios metodológicos representativos es así que: i) Desde el año 2008 se incluyen en los ingresos los recursos petroleros que financian la compra de derivados de petróleo ; ii) En el año 2011 se incluye el registro de los ingresos generados por los contratos de Prestación de Servicios suscritos por la Secretaría de Hidrocarburos que no constituyen excedentes de explotación petrolera. Antes de la suscripción de los contratos de Prestación de Servicios, el registro de los ingresos generados por los contratos de Participación, Servicios Específicos, Campos Marginales y otras modalidades solo correspondía a los excedentes de explotación. La remuneración de esos contratos se registraba como una operación directa de las empresas privadas.

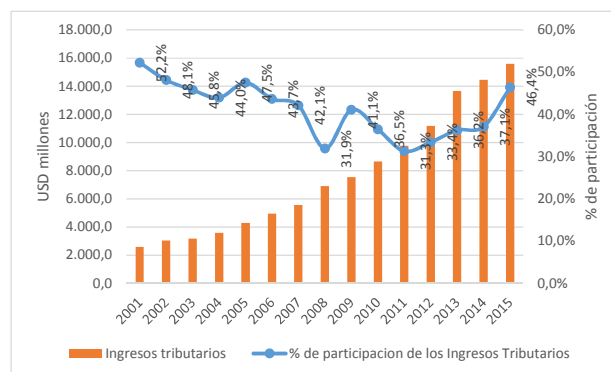
Figura 3.4. Participación de los Ingresos Petroleros respecto a los Ingresos del Sector Público No Financiero



Fuente: Ministerio de Finanzas

La pérdida de la participación de los ingresos petroleros también debe ser contextualizada bajo la revisión del crecimiento de los ingresos tributarios en el mismo periodo. Como se puede apreciar en la figura 3.5. los ingresos tributarios hasta el año 2015 mostraron siempre un incremento nominal interanual. Aunque su participación porcentual presenta una trayectoria variada. Misma que se vuelve incremental y sostenida a partir de 2011. En 2015 este índice de participación muestra un incremento fuerte. Lo que demuestra mayor resiliencia de estos ingresos ante la caída de los precios del petróleo, condición de debería ser convalidada con la información del año 2016, cifras que se analizarán en el siguiente capítulo.

Figura 3.5. Participación de los Ingresos Tributarios respecto a los Ingresos del SPNF 2001-2015

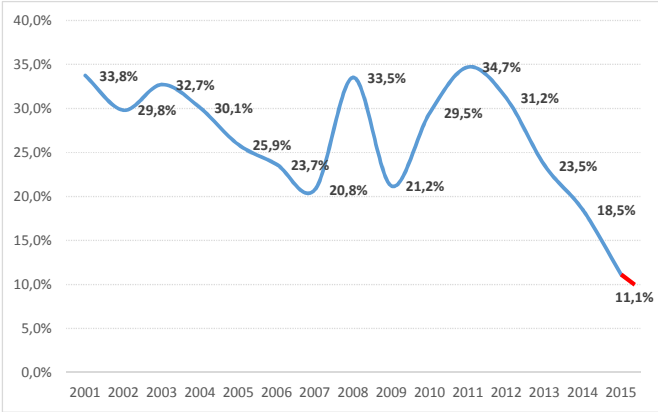


Fuente: Ministerio de Finanzas

Respecto al Gobierno Central, se debe mencionar que hasta el año 2007 se evidencia una clara disminución de la participación de los ingresos petroleros respecto al total, a pesar de tener precios en una trayectoria creciente. Esto tiene origen en la creación y funcionamiento de los fondos petroleros durante el periodo 2003-2006, ver gráfico 2.8. Posteriormente en el año

2008 la participación de los ingresos petroleros crece 12,7%, para alcanzar un 33,5%, es decir uno de cada tres dólares de ingresos del Presupuesto Gobierno Central corresponde a petróleo. Esto tuvo un componente doble, en primer lugar la reforma legal que eliminó los fondos petroleros y en segundo lugar el incremento sostenido de los precios del petróleo previo a la crisis financiera internacional. A pesar del inicio de las operaciones de las reformas a los contratos petroleros suscitada en el año 2011, así como la firma de nuevos formatos de contratos de extracción petrolera, el ingreso petrolero del Gobierno Central no logró sostener su participación. Para el año 2015 (11,5%) apenas representa un tercio de la participación que ostentaba en el año 2001, ver gráfico 3.6.

Figura 3.6. Participación de los Ingresos Petroleros respecto a los Ingresos del Gobierno Central. 2001-2015



Fuente: Ministerio de Finanzas

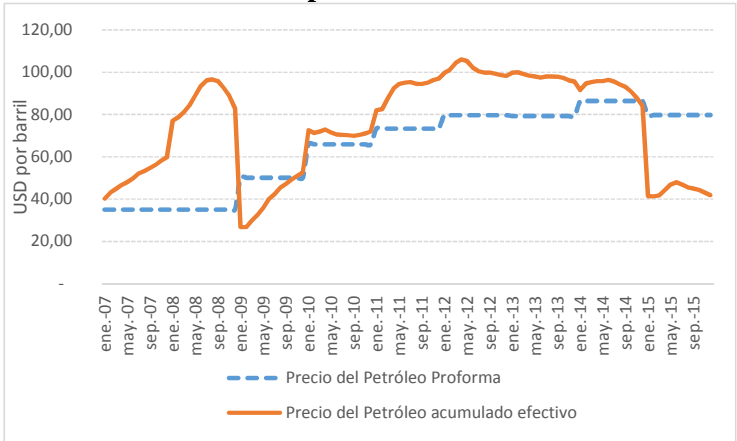
La condición de tener menos participación de los ingresos petroleros expone de forma directa la significativa sensibilidad del actual esquema petrolero al canal fiscal en precios bajos de petróleo y con alta volatilidad interanual. En el sentido de que genera menor cantidad de recursos disponibles tanto de forma absoluta como de forma relativa para impulsar el gasto público o garantizar la sostenibilidad fiscal, es decir los ingresos petroleros son muy sensibles al nivel de precios.

Bajo el esquema actual de producción petrolera en la cual un porcentaje representativo se administra bajo un sistema tarifario fijo, la caída abrupta y sostenida del precio del petróleo significa enfrentar una parada repentina del financiamiento en la inversión pública. Esta parada repentina puede ser amplificada por los eventos comerciales que promovieron el adelantar rentas petroleras futuras, inclusive por este último precepto las transacciones

comerciales del sector petrolero puede llegar a necesitar recursos económicos de otros sectores para poder cumplir con sus obligaciones.

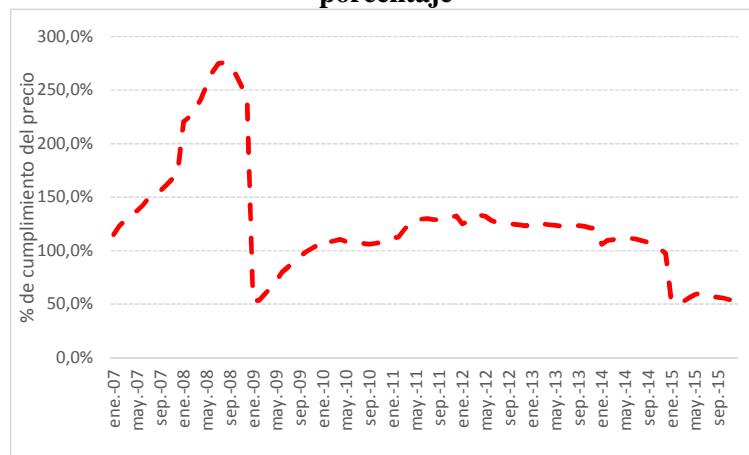
Con respecto al cumplimiento de la expectativa del precio del petróleo los presupuestos públicos para el periodo 2001-2009 presentaban precios relativamente bajos nunca superiores a USD 35 por barril. Desde el año 2010, las proformas de los Presupuestos Generales del Estado incluyeron en sus proyecciones precios de petróleo siempre mayores, lo que coincide con la evolución de los precios en los mercados internacionales. Durante el sub-periodo 2007-2014 la meta del precio del petróleo se sobre cumplió de forma sistemática, ver figura 3.6, aunque con porcentajes progresivamente menores, ver figuras 3.7. y 3.8. Solo los años 2008, 2009 y 2015 las condiciones internacionales implicaron una reducción fuerte en los precios de petróleo. En el año 2009 a diferencia del año 2015, la caída del precio fue compensada por las acciones coordinadas por la OPEP, este ejercicio fiscal se mostró como un evento atípico y de corto plazo. El año 2015 es el único año en el cual el pronóstico del precio del petróleo no se cumplió y apenas registró un 50% respecto a la estimación inicial. Y en comparación con el año 2009, este evento de precios bajos de petróleo se agravó en diciembre de 2014 cuando la OPEP decidió no realizar recortes de producción para permitir la recuperación del precio internacional. Esta condición ha implicado que el evento sea pronosticado de una duración más prolongada.

Figura 3.7. Cumplimiento del precio de petróleo en los presupuestos públicos 2007-2015, en USD por barril



Fuente: Ministerio de Finanzas.

Figura 3.8. Cumplimiento del precio de petróleo en los presupuestos públicos 2007-2015, en porcentaje

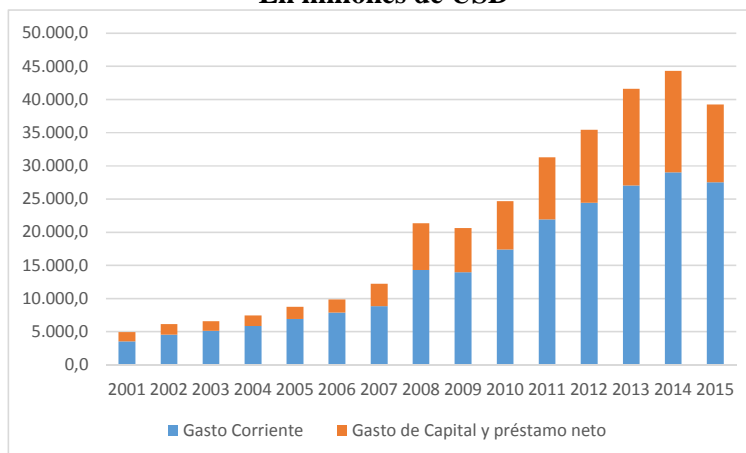


Fuente: Ministerio de Finanzas.

Trayectoria del gasto fiscal

Con respecto al gasto del SPNF se puede visualizar en la figura 3.9 que hasta el año 2007 el gasto tiene un ritmo bajo de crecimiento nominal interanual. Además se puede evidenciar que el gasto de capital tiene escasa participación dentro de los egresos públicos. En el periodo 2001-2007 se tiene que los gastos corrientes: sueldos y salarios, bienes y servicios, intereses de la deuda, prestaciones sociales, y otros gastos corrientes son consistentemente mucho más elevados. Esta estructura de gasto público, en la cual el gasto corriente representa una proporción importante, se mantiene para el resto del periodo de análisis, pero a su vez se suma una condición adicional, esto es un fuerte incremento del gasto de capital.

**Figura 3.9. Gastos del Sector Público No Financiero
En millones de USD**

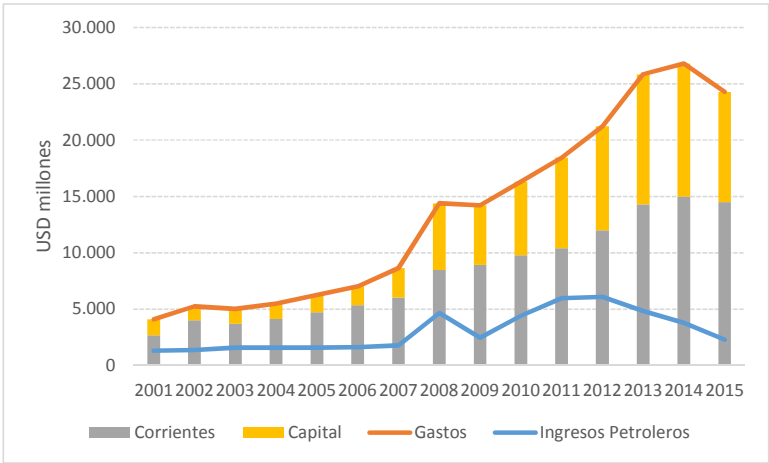


Fuente: Ministerio de Finanzas

El ciclo del gasto público observado en el periodo 2007-2014 fue posible en gran medida por el respaldo de precios altos de petróleo, así como cambios en las reglas de operación y distribución de la renta petrolera, ambos preceptos permitieron incrementar el ingreso disponible del sector público. Para el año 2015, a pesar de ya experimentar una fuerte y sostenida caída del precio del petróleo, el SPNF no redujo sus gastos totales en igual magnitud. Lo que evidencia un rezago entre la variación de los ingresos y el programa de gastos, mismo que fue cubierto con financiamiento de deuda externa y otros flujos de financiamiento como por ejemplo el Contrato de PAM EP y Shaya por el Bloque 61 USD 500 millones en diciembre de 2015.

Respecto al Gobierno Central, se presenta una trayectoria en el gasto semejante al SPNF, tanto para el subperiodo 2001-2007 como para el subperiodo 2008-2014. Para el año 2015 se muestra un ajuste fiscal, que incluye afectación a los gastos corrientes y de capital. Este evento evidencia un comportamiento procíclico respecto a la evolución de los precios del petróleo, inclusive mostrando una pendiente más acentuada para la reducción de los gastos en comparación con la reducción del ingreso petrolero, ver figura 3.10.

Figura 3.10. Gastos del Gasto e Ingresos Petroleros del Gobierno Central 2001-2015
En USD millones



Fuente: Ministerio de Finanzas

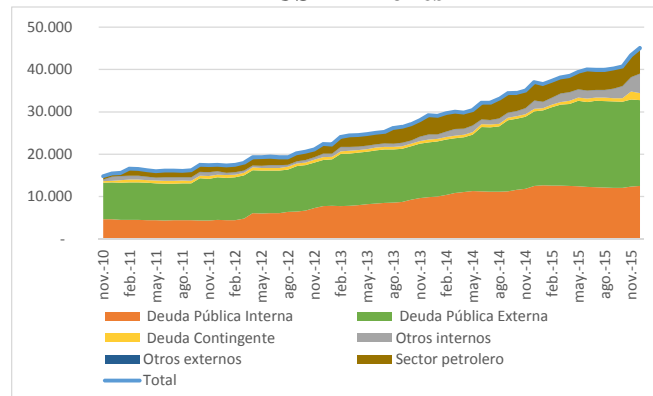
La variación de las rentas petroleras del Gobierno Central muestra de forma directa la capacidad de modificar el gasto público. Como se puede visualizar en los gráficos precedentes, 3.9 y 3.10, a partir de 2007 ambos gráficos tienen comportamiento muy similar.

La diferencia entre gasto público proyectado y el gasto público posible es muy similar a cumplimiento de renta petrolera efectiva en comparación valores de renta petrolera deseada. Lo que sugiere un grado de correlación y posible interdependencia. Este ramal del canal fiscal, el del gasto fiscal es más extendido y dinámico para impulsar la demanda agregada y el mismo sentido al crecimiento económico. Claro está cuando existen excedentes disponibles. Por consiguiente, al tener una expectativa de ingresos petroleros bajos (o negativos) implica comprimir la demanda agregada y por tanto el potencial de crecimiento económico. Esta parada súbita y pro cíclica del gasto público (principalmente inversión pública) puede ser amplificada por los eventos comerciales que promovieron el adelantar rentas petroleras futuras.

Financiamiento

La evolución del financiamiento del SPNF se puede mostrar como una magnitud de signo contrario al resultado fiscal. Durante el periodo 2003-2010 existía un mandato legal que obligaba a reducir y mantener el saldo de la deuda pública hasta alcanzar el 40% del PIB. Con la promulgación del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas se ratifica el límite de la deuda pública, esto debido a que este cuerpo legal incluyó en su articulado el límite del 40%. En el periodo 2001-2010 se puede apreciar, de acuerdo a la siguiente figura, que existió una trayectoria descendiente sostenida. Posterior a este año se puede ver incrementos sostenidos de la relación deuda pública/PIB que se acentúa a partir del año 2014. De forma complementaria se debe mencionar que el Estado, además de la Deuda Interna y la Deuda Externa, consiguió financiamientos complementarios como: ventas de petróleo con pago anticipado, CETES, contratos petroleros, y pasivos circulantes. Ver figura 3.11.

**Figura 3.11. Saldo de la Deuda Pública Agregada y Otros financiamientos del Sector Público
En USD millones**

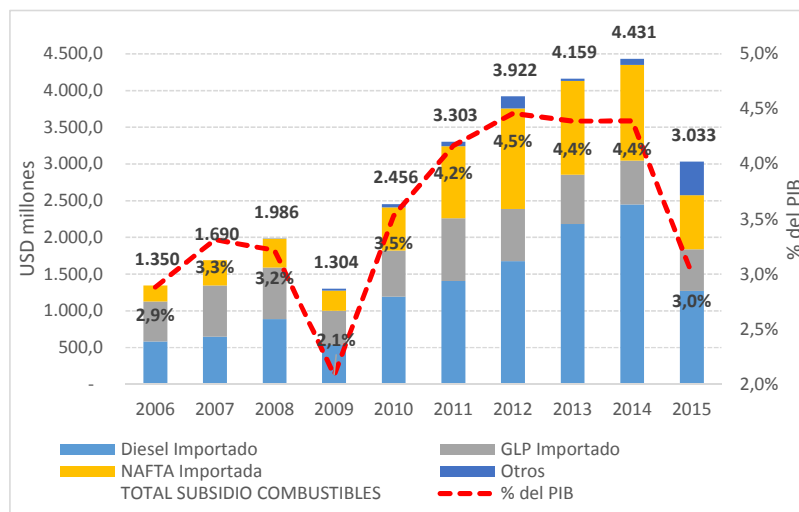


Fuente: Ministerio de Finanzas

Subsidios por la comercialización interna de derivados de petróleo

El total de productos listados en el Anexo 5, que corresponde a productos cuyo precio fijo es menor al costo de provisión de los mismos, representan el 77,1% del volumen total de las ventas internas de derivados. Teniendo que: gasolinas y diésel para el sector automotriz; y el gas licuado de petróleo para uso doméstico, representan el 60% de las ventas volumétricas. El restante 17,1% de los volúmenes totales y que presentan subsidio está asignado a otros sectores de la economía, entre los más importantes: sector eléctrico, transporte y construcción. Es decir, por la definición de los conceptos de ventas realizada por EP PETROECUADOR en sus terminales y depósitos se puede identificar que el sector hogares recibe de forma directa cerca de las dos terceras partes del volumen subsidiado. Ver figura 3.12.

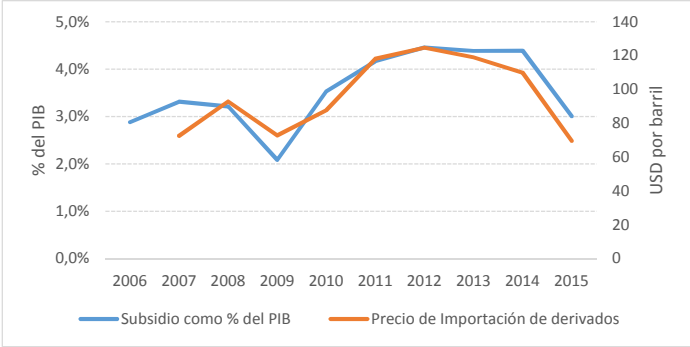
Figura 3.12. Evolución de los Subsidios Petroleros por tipo de combustible



Fuente: Ministerio de Finanzas y EP PETROECUADOR

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la transferencia directa para el sector petrolero que se origina en los subsidios de combustibles tuvo un incremento sostenido en el periodo, 2009-2014, tanto de su valor en dólares así como de su participación con respecto al PIB. Esto se explica por factores tanto volumétricos como de precios, siendo este último concepto el que mayor influencia presenta, ver figura 3.13. Para el año 2015 se registra una marcada disminución de este concepto debido a la reducción de los precios internacionales en el mercado petrolero. Entre los años 2014 y 2015 el subsidio petrolero se reduce un 30%. Si bien esta reducción no significó mejora en la posición financiera relativa entre los sectores petrolero y no petrolero con respecto a la compra venta de productos de precio fijo subsidiado, implica una menor transferencia de superávit operacional desde la extracción.

Figura 3.13. Evolución de los Subsidios Petroleros y precio de las importaciones de derivados En millones de USD y % del PIB



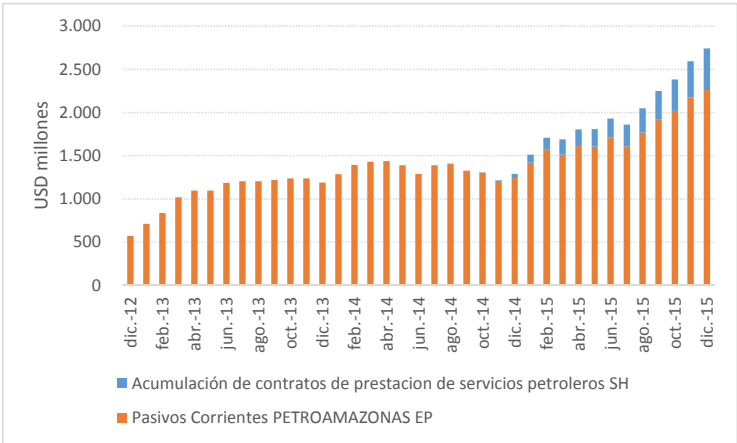
Fuente: Ministerio de Finanzas, EP PETROECUADOR, BCE.

Resultados en los pasivos de Petroamazonas EP y Secretaría de Hidrocarburos ante precios bajos de hidrocarburos

Con la caída sostenida de precios de petróleo que inició en el mes de diciembre de 2014, muchas de las áreas extractivas se encuentran trabajando por debajo de su punto de equilibrio, a pesar de lo cual los niveles globales de producción no han presentado una disminución. Para el año 2014 el volumen de producción fiscalizada alcanzó 203,1 millones de barriles, que significa un incremento del 5,7% respecto al año 2013, a su vez el año 2015 mostró un nivel de producción de 198,2 millones de barriles, caída del 2,4% respecto al 2014. El poder mantener esos niveles de producción considerando un esquema de producción rígido respecto a los costos unitarios ha implicado una dinámica de acumulación de obligaciones vencidas en el sector petrolero, esto considerando una evolución no favorable de los precios de petróleo durante ese periodo de tiempo.

Al 31 de diciembre de 2015, la Secretaría de Hidrocarburos mantenía un valor pendiente de pago cercano a los USD 481,3 millones, mientras que PETROAMAZONAS EP muestra en sus balances un valor por pasivos circulantes de USD 2.260 millones. Es decir, entre las dos agencias públicas encargadas de administrar la extracción petrolera se presentan atrasos equivalentes a 2,7% del PIB y cercanos al 63% de su ejecución presupuestaria de gastos anuales. Estos valores no corresponden a índices regulares si existiesen precios del petróleo más elevados. Estos pasivos del sector público no financiero surgieron en magnitud a partir de la caída de los precios del petróleo a mediados del año 2014, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 3.14. Pasivos corrientes SH y PAM EP
En millones de USD



Fuente: Ministerio de Finanzas

Conclusión

En conclusión, con el actual sistema de contratación petrolera, tarifas fijas y empresa pública con alto nivel de gasto, se muestra una estructura inflexible para el Estado en lo que respecta a los costos de extracción. Razón por la cual el sector petrolero tiene menos capacidad de adaptación a shocks negativos prologados del precio de petróleo. Lo que implica que ante este tipo de condiciones, este sector en lugar de ser una fuente fresca de ingresos externos, debe inclusive requerir recursos del sector no petrolero de la economía para mantener su nivel operativo.

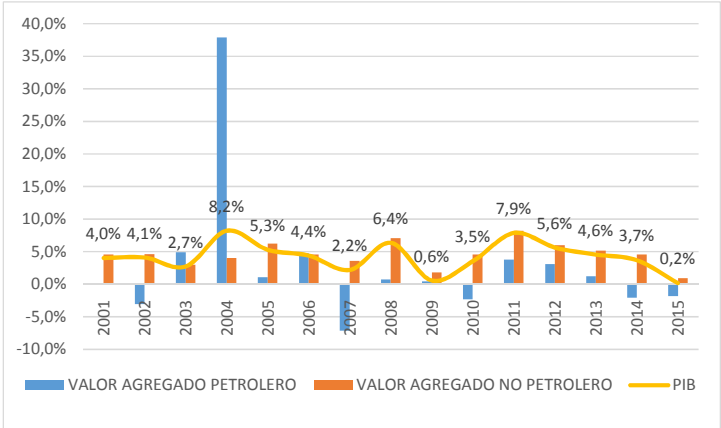
El alto grado de exposición de las trayectorias del gasto fiscal respecto a las rentas petroleras, se evidenció en el momento en que el precio de petróleo se redujo de forma significativa. El sistema de administración del sector petrolero demostró tener ajustes lineales e inmediatos

sobre la renta del Estado y la acumulación de pasivos circulantes del Sector Público No Financiero. Esto implica un elevado riesgo respecto a la sostenibilidad financiera del Estado en el mediano plazo, toda vez que la trayectoria fiscal 2011-2015 se calculó con precios de petróleo elevados (USD 73,30, USD 79,70, USD 79,30, USD 86,40 y USD 79,75, respectivamente). A pesar del rezago en la respuesta, este efecto de exposición obligó al sector fiscal a ejecutar una serie de políticas enmarcadas a reorientar la trayectoria fiscal, principalmente en la búsqueda de ingresos sustitutos y reducción de gastos. Estos cambios implicaron impactos significativos en la economía.

1.6.2. Sector Real

Para el periodo 2001-2015 todos los años muestran crecimiento positivo. A pesar de lo cual no se puede definir una tendencia clara o estable para todo el periodo. El año 2004 se muestra como el ejercicio fiscal de mayor crecimiento, el cual fue obtenido por el impacto del crecimiento de la extracción petrolera. Siendo ese el único año en el cual el valor agregado petrolero influyó más que el valor agregado no petrolero. En este sentido se puede apreciar en la figura 3.15. que el nivel de crecimiento del PIB presenta una alta correlación con la evolución del valor agregado no petrolero. Mismo que tuvo picos de crecimiento en los años 2005, 2008 y 2011. Después del año 2011 se registra una reducción sostenida sobre el ritmo de crecimiento del valor agregado no petrolero, para el año 2015 apenas se registra un valor de 0,9%, siendo el porcentaje más bajo reportado en el periodo.

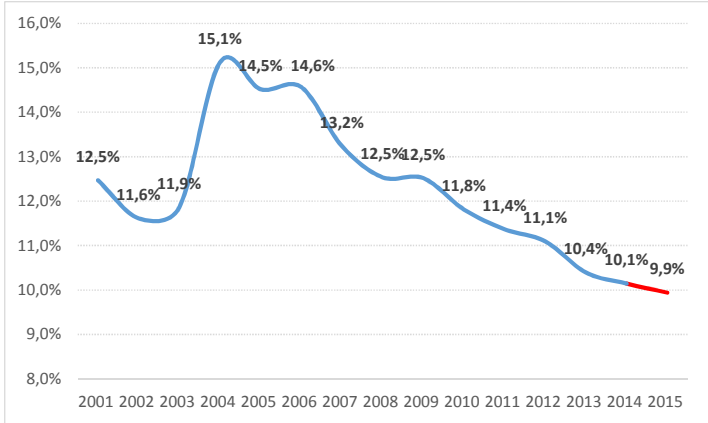
Figura 3.15. Valor agregado petrolero respecto al Producto Interno Bruto –PIB-



Fuente: Banco Central del Ecuador

Con respecto al desempeño del sector real, en lo referente al Producto Interno Bruto, el sector petrolero es una actividad económica de importancia relevante. Contando con toda la cadena, tanto extracción, refinación y comercialización en promedio, los hidrocarburos participan con el 12,2% del valor agregado nacional, como se puede apreciar en la figura 3.16. En el periodo 2001-2003 mostró una reducción en su participación en la economía. Para el año 2004 con la incorporación del Oleoducto de Crudos Pesados –OCP- la extracción petrolera se incrementa de forma sostenida en ese año. Este impulso permitió al sector alcanzar un 15,1% del valor agregado total. Posterior a ese año de forma consistente este sector ha ido reduciendo su participación económica a pesar de no haber cambiado de forma abrupta sus niveles de extracción.

Figura 3.16. Valor agregado petrolero respecto al Producto Interno Bruto –PIB-

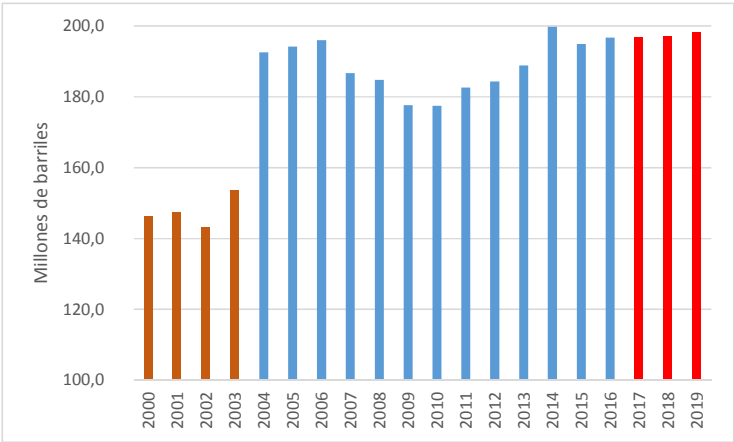


Fuente: Banco Central del Ecuador

La trayectoria de extracción petrolera durante el periodo 2001-2015 muestra quiebres estructurales que marcan de forma determinante los resultados operativos en el corto y mediano plazo, ver gráfico 3.14. Es así que para los años anteriores a 2004 la extracción de petróleo no superó los 153,5 millones de barriles. A partir del año 2004 con la incorporación del OCP se incrementa el nivel de extracción hasta alcanzar un total de 192,5, es necesario mencionar que todo el crudo transportado por ese oleoducto tiene como destino final la exportación. En comparación con el año 2004 la producción anual se incrementó marginalmente en el año 2015. Durante el periodo 2007-2010 se registra una caída sostenida de los niveles de extracción. El año 2011, coincidentemente con la firma de los nuevos contratos de prestación de servicios, se incrementa la producción nacional de crudo. Esta trayectoria se mantiene hasta el año 2014, año en el cual la producción muestra su nivel anual

más elevado (203,1 millones de barriles) desde el inicio de la explotación petrolera (desde 1972). Desde el año 2015 se observan producciones menores, que tienen su correlativo con la caída del precio del petróleo en los mercados internacionales.

Figura 3.17. Niveles de producción

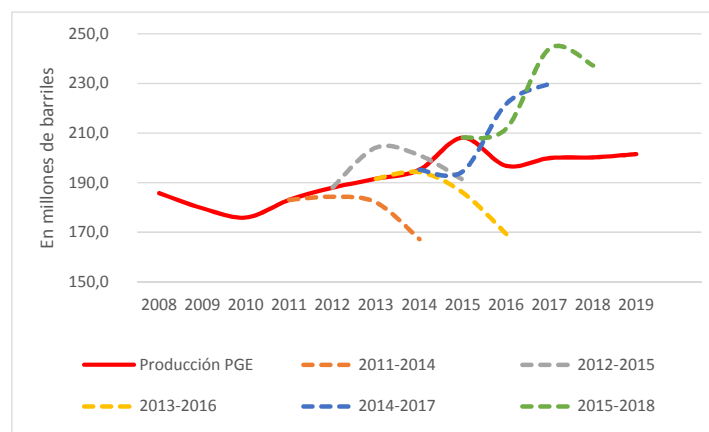


Fuente: Ministerio de Finanzas

Como se puede apreciar en la siguiente figura, las metas de iniciales de producción petrolera utilizadas para la elaboración anual del Presupuesto General del Estado³⁴ (línea roja) tienen de forma general una trayectoria creciente desde el año 2008, lo que implica que en todos los años durante la elaboración de la proforma del presupuesto del Estado se planificaban producciones mayores de crudo. Claro está presentan ajustes esporádicos a la baja, que concuerdan con los periodos en los cuales los precios internacionales disminuyeron, 2009, 2010 y 2016.

³⁴ De acuerdo al Art. 295 de la Constitución de la República del Ecuador, la proforma presupuestaria anual así como la programación presupuestaria cuatrienal deberá presentarse durante los primeros 90 días de gestión de cada gobierno y en los años siguientes hasta 60 días antes del inicio del cada ejercicio fiscal.

Figura 3.18. Metas de producción iniciales

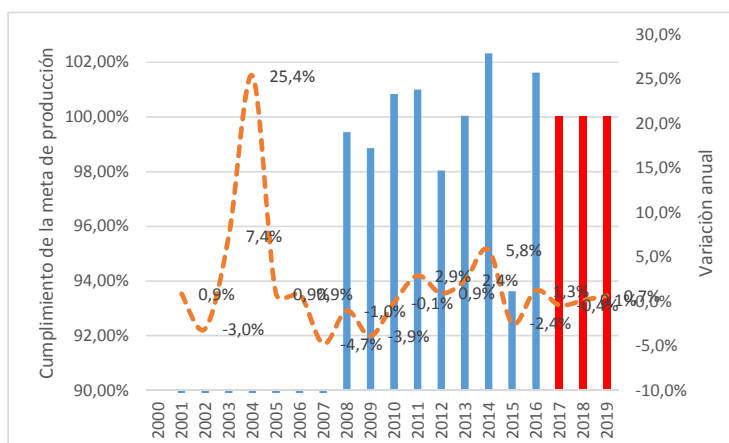


Fuente: Ministerio de Finanzas

Por otra parte, las líneas entre cortadas representan las metas cuatrienales de producción de petróleo presentadas desde el año 2010. Como se puede apreciar en los periodos 2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, las curvas determinaban caídas fuertes de la producción en los últimos años del cuatrienio, esta condición, resumen la expectativa de rendimientos marginales decrecientes en la explotación petrolera. Condición que cambió para los periodos 2014-2017 y 2015-2018, periodos en los cuales se llegó a pronosticar producciones de hasta 240 millones de barriles por año. Este cambio de condición es concordante con la expectativa de mayores producciones originadas en los contratos de servicios específicos con financiamiento de PAM EP así como por la autorización para la ejecución del proyecto ITT.

Respecto al cumplimiento de las metas anuales de producción de petróleo se puede evidenciar que desde el año 2008 el nivel fue relativamente alto, siempre superior al 98% incluso llegando en varios años a tener sobrecumplimiento de las metas de extracción. Solo el año 2015 muestra un cumplimiento del 93,63%, lo que se presenta como el año de menor cumplimiento de la meta propuesta.

Figura 3.19. Cumplimiento de la meta de producción



Fuente: Ministerio de Finanzas

Conclusión

En conclusión, a pesar de mantener los niveles de explotación similares a los posibles desde la entrada en operación del OCP, el sector petrolero ha disminuido su participación relativa sobre el Producto Interno Bruto. Por otra parte, la programación de las metas operativas de extracción muestra tener una alta correlación con el precio del petróleo, por lo cual se evidencia que, en presencia de precios bajos de petróleo, el sistema petrolero ecuatoriano ha logrado únicamente sostener los niveles de explotación.

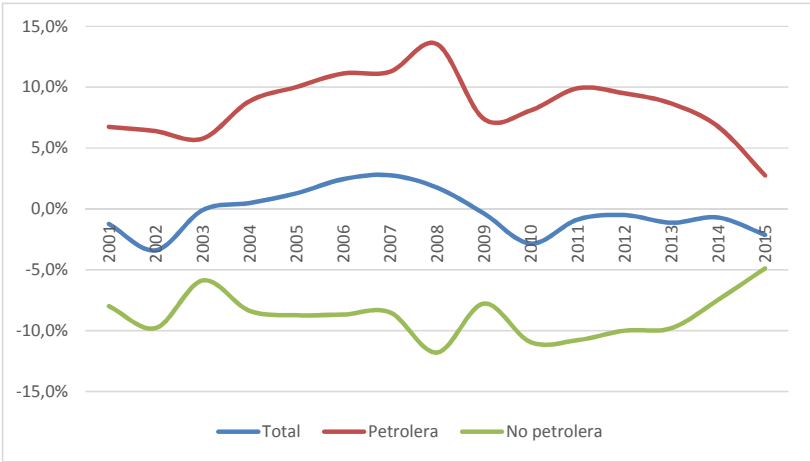
1.6.3. Sector Externo

En este apartado se realizará un breve análisis de la evolución de la balanza comercial del periodo 2001-2015. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la balanza comercial para los años 2001 y 2002 mostró valores deficitarios, condición que cambió para el periodo 2003-2008. En ese sub periodo se presentan condiciones como bajo niveles de gasto público, actualización de precios de combustibles, fondos petroleros. A partir del año 2009 de forma constante se pueden apreciar saldos negativos en la balanza comercial, evolución que coincide con la eliminación de fondos petroleros y resultados fiscales más deficitarios.

Con respecto a la Balanza Comercial no petrolera, se registra un déficit sostenido durante todo el periodo de revisión, teniendo siempre valores superiores al 4,9% del PIB. El año 2008 representó el 11,8% del PIB, siendo el resultado más elevado. El año siguiente el resultado fue menos deficitario en razón de la aplicación de la Salvaguardia de Balanza de Pagos

aprobada por la Organización Mundial de Comercio –OMC-. A partir del año 2011 se puede notar una trayectoria sostenida decreciente que llega al 2015 a presentar un -4,9% del PIB en esta relación. En el año 2015 también registra aplicación de medidas de Salvaguardias tanto Cambiarias como de Balanza de Pagos.

Figura 3.20. Resultado de la Balanza de Pagos como % del PIB



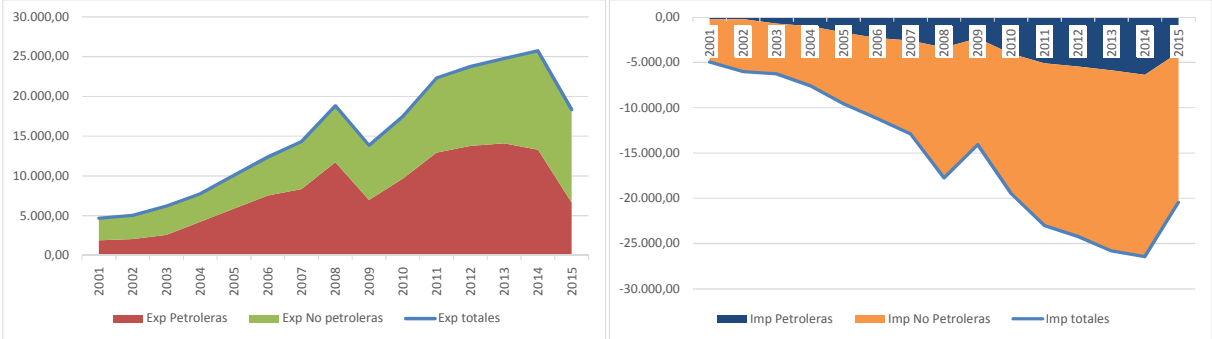
Fuente: Banco Central del Ecuador

Respecto a la balanza comercial petrolera, esta presenta valores superavitarios siempre superiores al 5% del PIB, salvo para el año 2015. El año 2008 muestra el mejor resultado de esta variable, representando el 13,5% del PIB. Con la caída del precio del petróleo en 2009 se reduce el resultado superavitario que rápidamente se recupera en el año 2010, en razón del incremento del precio del crudo en los mercados internacionales. Desde el año 2011 en adelante a pesar de los altos precios del petróleo, al menos hasta el año 2014, el resultado de esta balanza comienza a reducir su participación respecto al PIB. En el año 2015 muestra su nivel más bajo con el 2,8% respecto al PIB, esto se explica por la reducción grande y sostenida del precio del petróleo y una mayor sensibilidad en las exportaciones petroleras.

Respecto a la evolución de las exportaciones totales, es necesario mencionar que durante el periodo se muestra una trayectoria creciente, salvo los años 2009 y 2015, en ambos casos el origen de la reducción está vinculada al precio del petróleo. Las exportaciones no petroleras muestran para todos los años incrementos, salvo tres años: 2004, 2009 y 2015, ver figura 3.18. Como se puede apreciar las exportaciones petroleras y no petroleras registran análogo comportamiento en cuanto a los años de reducción. Por otra parte, las importaciones tienen

reducciones en los años 2009 y 2015, como se mencionó anteriormente durante esos años se aplicaron medidas comerciales para comprimir las importaciones.

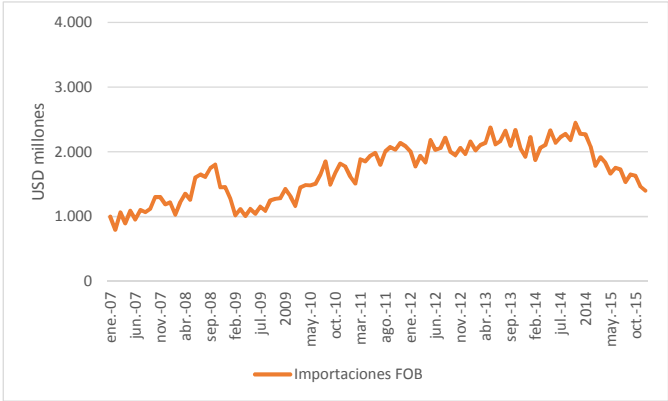
Figura 3.21. Exportaciones e importaciones en USD millones



Fuente: Banco Central del Ecuador

En las importaciones, además del comportamiento propio de las importaciones de derivados, se aprecia que durante los periodos de precios bajos (2009 y diciembre 2014 en adelante) el agregado mensual de este concepto muestra un comportamiento decreciente. Pero es de particular interés mostrar como desde el primer mes del año 2015 las importaciones presentan una marcada pendiente negativa en su trayectoria incluso llegando a situarse en niveles de importaciones semejantes a las mostradas en el año 2009, es decir hace 6 años.

Figura 3.22 Evolución mensual de las importaciones 2007- 2015

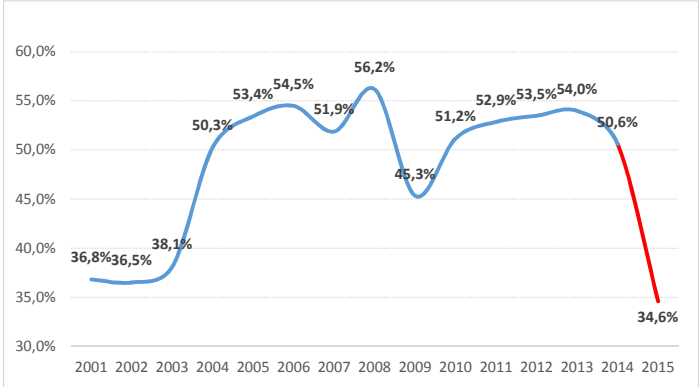


Fuente: Banco Central del Ecuador

Finalmente, la participación de las exportaciones petroleras sobre el total de exportaciones depende del nivel de precios de petróleo, es así que cuando existen episodios de reducción del precio la participación relativa se reduce de forma proporcional. El año 2015 alcanzó una

participación apenas del 34,6%, siendo la participación más baja del periodo de estudio, como se puede visualizar en la figura 3.23.

Figura 3.23. Porcentaje de participación de las exportaciones petroleras respecto al valor total. 2001-2015

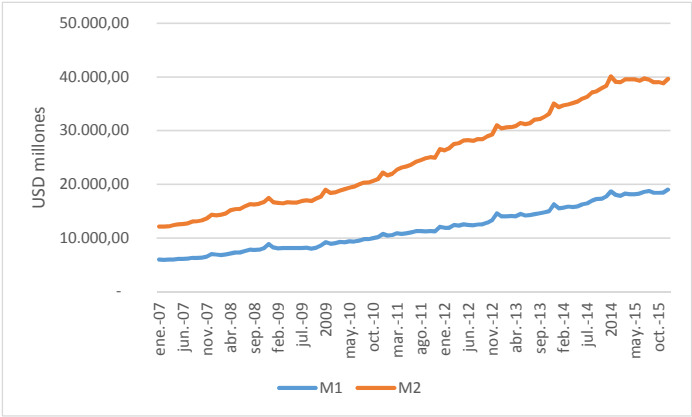


Fuente: Banco Central del Ecuador

1.6.4. Sector Monetario

Respecto a las variables del sector monetario el análisis se concentrará en la evolución de M1, M2, depósitos y crédito. Respecto a M1, la trayectoria de esta variable para el periodo 2007-2015 un crecimiento constante que llegó a duplicar su saldo entre el año 2007 y 2015. Durante los años 2009 y 2015 se puede observar en la figura que la pendiente de la gráfica se reduce. Estos años coinciden con los periodos de precios bajos de petróleo.

Figura 3.24. Variables monetarias 2007- 2015, M1 y M2



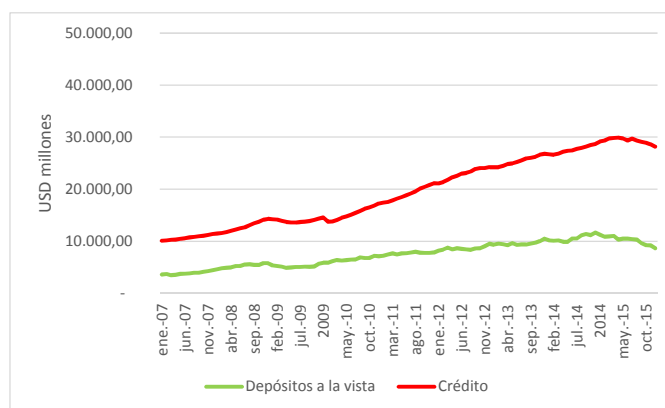
Fuente: Banco Central del Ecuador

En lo que se refiere a la M2, también presentan una trayectoria creciente, a excepción del año 2015, año en el cual incluso registra reducción en sus saldos mensuales. A diferencia de la

M1, la M2 creció con mayor ritmo dentro del periodo graficado, razón por la cual casi llegó a cuadruplicar su saldo comparando los años 2007 y 2015.

Tanto depósitos y créditos muestran similar comportamiento que M1 y M2 respectivamente, es decir que en los periodos de precios bajos de petróleo se reduce el crecimiento e incluso llegando a presentar reducción en los saldos. Figura 3.25.

Figura 3.25. Variables monetarias 2007- 2015, Crédito y Depósitos



Fuente: Banco Central del Ecuador

En este sentido para el periodo 2007-2015, con respecto a las variables monetarias, en el marco de un esquema monetario que considera al dólar como moneda, sin emisiones locales de dólares, los resultados de la evolución de las trayectorias de M1, M2, Depósitos a la Vista y Crédito al sector privado se presentan altamente sincronizados con la balanza comercial. Complementariamente al ser el petróleo un componente principal del desempeño del sector externo, es de esperar que cambios en las condiciones o resultados del sector petrolero tengan un impacto sobre los agregados monetarios.

2. Conclusiones

El presente capítulo abordó temas conceptuales relacionados a los canales de transmisión de los resultados del sector petrolero al resto de la economía y ejecutó para el periodo 2001-2015 un breve análisis de la evolución de un grupo de variables económicas seleccionadas de los sectores real, externo, monetario y fiscal. Esto con el objeto de contextualizar como los resultados del sector petrolero coexisten con el resto de la economía nacional, sin referenciar hechos de causalidad formal entre variables.

En este sentido, un esquema de administración petrolera menos flexible implica riesgos importantes respecto a la generación efectiva de resultados cuando existen episodios de fuerte reducción de los precios de petróleo. Circunstancia que se evidenció en los resultados del ejercicio fiscal 2015. Año en el cual se nota como la acumulación de decisiones de los periodos anteriores referentes a la programación, cumplimiento y el uso del recurso petrolero ejecutados por el sector público promovieron un comportamiento procíclico de las trayectorias de las principales variables de la economía ecuatoriana, con lo cual en muchos de los casos en el año 2015 presentaron los niveles más negativos del periodo.

En resumen, cuando los precios de petróleo comenzaron a disminuir de forma sostenida (2014 y 2015), las trayectorias de gasto público comenzaron a tener menor representatividad de forma absoluta y en relación al PIB, se generó menor demanda agregada y por tanto menos PIB, implicando a su vez una contracción en el comercio internacional tanto por las exportaciones como por las importaciones. Finalmente el sector monetario resumió los impactos del resto de sectores mediante la reducción de sus agregados monetarios. Es decir, el cambio en el comportamiento del gasto público coincide con una reversión de casi todas las trayectorias de las variables de estudio.

Capítulo 4

Modelo de simulación de resultados petroleros, con metas de producción y con optimización

1. Modelos de simulación de resultados de la operación petrolera

Introducción

Considerando que en los capítulos precedentes se realizó la presentación de la evolución del diseño institucional del sector petrolero así como la vinculación de sus resultados operativos y financieros sobre los sectores de la economía, el presente capítulo plantea la elaboración de un modelo de simulación de resultados financieros. Este modelo determinístico fue construido sobre la base de la normativa vigente que regula las condiciones de extracción de crudo, refinación de derivados, comercialización de productos y las reglas de asignación del ingreso bruto generado. En este sentido, el modelo incluye las reglas de cadena de valor referente a los flujos físicos del sector petrolero así como las condiciones contractuales que regulan la prelación de pagos y la determinación de pasivos corrientes. Adicionalmente, el modelo considera las restricciones propias de los esquemas comerciales de productos internos y externos vigentes al 31 de diciembre de 2015.

En virtud de lo anterior, este capítulo presenta un ejercicio de simulación de resultados petroleros para diferentes decisiones de extracción y niveles de precios internacionales, con el objeto de verificar si las decisiones de producción, exportación y comercialización corresponden a las mejores decisiones económicas posibles bajo el actual régimen de administración del sector petrolero.

En lo que respecta a la estructura del capítulo, este se encuentra organizado en dos secciones. La primera contiene la descripción del modelo de simulación aplicado, así como los escenarios planteados y la comparación de resultados de ambos. Para los escenarios se tomarán dos esquemas de decisión de explotación: 1) metas fijas de extracción; y, 2) optimización de los niveles de extracción. Por su parte, la segunda sección presenta una breve comparación entre los resultados del modelo de simulación y los resultados efectivos del año 2016.

1.1. Descripción del Modelo

El ejercicio de simulación de resultados petroleros plantea la modelización de las relaciones contractuales petroleras y sus esquemas de asignación de recursos y remuneración a los participantes.

Como se enunció en la introducción este modelo de simulación de resultados intenta replicar las reglas de determinación de los resultados operativos y la correspondiente generación de ingresos brutos y su distribución. El modelo de simulación no utiliza métodos de aproximación econométrica ya que el mismo describe todas las reglas contables de volúmenes y recursos financieros.

Para iniciar el modelo permite la identificación de las fuentes de extracción del recurso petrolero. Posteriormente define los usos de petróleo crudo, confirma las metas de extracción y refinación, y asigna los volúmenes correspondientes a cada mercado en el cual va a ser transado el producto correspondiente. Para el mercado externo únicamente se incluye la opción de exportación, mientras que para el mercado interno incorpora las opciones de destino de productos de acuerdo a la matriz de definición de sector atendido por los terminales de EP PEC.

Para lo cual se iniciará con la formulación de la función de producción petrolera:

$$\text{Producción Petrolera}_t = f(H_{t-1}, I_{t-1}, CE_t, CL_t, P_t^*, PD)$$

H_{t-1} Dotación del recurso en t-1, que incluye dotación inicial, descubrimiento de reservas y explotación de reservas en periodos anteriores

I_{t-1} Inversión del sector petrolero

CE_t Costos operativos de extracción

CL_t Consumo local de petróleo, expresado como la cantidad de crudo demandado por el sistema de refinación local

P_t^* Precio internacional del petróleo

PD Precios domésticos de derivados de petróleo

Para el caso ecuatoriano, en el cual el hidrocarburo es propiedad del Estado y cuya gestión extractiva es responsabilidad de dos agencias públicas, es necesario realizar una

diferenciación de los modelos de gestión de la Secretaría de Hidrocarburos y PETROAMAZONAS EP, conforme las funciones de producción de cada agencia pública que a continuación se presentan:

Para la SH, entidad pública que administra los contratos de prestación de servicios con empresas privadas petroleras, se debe tomar como referencia el sistema tarifario vigente para este subsector petrolero, por lo cual, la función de producción puede resumirse como:

$$\text{Producción SH} = f(H_{t-1}, TRSH_t, P_0^*, P_t^*)$$

H_{t-1} Dotación del recurso en t-1, que incluye dotación inicial, descubrimiento de reservas y explotación de reservas en periodos anteriores

$TRSH_t$ Tarifas por cada contrato

P_0^* Precio internacional del petróleo previo a la extracción petrolera

P_t^* Precio internacional del petróleo

A su vez la extracción de crudo de cada contrato de prestación de servicios, administrado por la SH, tiene una función de producción particular, que tiene relación con el plan de actividades, las reservas de cada bloque petrolero y el deseo de utilidad de la contratista.

$$TRSH = f(C_{t-1}, I_{t-1}, P_t^*, PCC, PC_{t-1}, \pi_t^{PrE})$$

$TRSH_t$ Tarifas por cada contrato, que están en función de la inversión propia así como de las reservas de cada área y su perfil esperado de producción

π_t^{Pr} Ganancia de las contratistas

C_{t-1} Costo de producción de petróleo en el periodo anterior

I_{t-1} Inversión ¿del sector petrolero? en t-1

P_t^* Precio internacional del petróleo

PCC_t Producción de cada área petrolera en t

PC_{t-1} Pasivo circulante de t-1, corresponde a los valores en USD que por aplicación de la cláusula contractual de *carry forward* son contabilizados como tarifa pendiente de pago. Fracción que no implica generación de intereses sobre el

valor no cancelado, y que a su vez no es exigible al término del plazo contractual.

Dentro de este ejercicio se considerarán solo contratos vigentes y bajo el supuesto de no renegociación o extensión de las condiciones contractuales. Por lo cual, para los contratos ya suscritos y operativos se conoce la tarifa correspondiente, por tanto las tarifas pasan a ser una constante en el modelo. La función de producción de la SH, considerará la dotación de recursos de las áreas en producción, los precios internacionales y el pasivo circulante generado. Se considera a la dotación de recursos en virtud de que permite identificar el volumen posible a ser explotado y que por tanto se convierte en base imponible para la multiplicación por la tarifa unitaria para estimar el ingreso de cada contrato, la determinación de esta variable se sustenta en la base de estudios de reservas. Por otra parte, se incluye al pasivo circulante dentro de esta función en razón de que su valor implica un riesgo de no cobro de los haberes y por tanto reduce la probabilidad de retorno.

$$\text{Producción SH} = TRSH_t * f(H_{t-1}, P_t^*, PC_{t-1})$$

Si el precio de petróleo es mayor al punto de equilibrio, estudiado en el capítulo 2 y el Anexo 4 de esta tesis, implica que la tarifa es cubierta en su totalidad, por lo cual, las empresas tenderán a explotar el máximo posible. Pero si el precio es menor al punto de equilibrio, las empresas deberán ejecutar una decisión de nivel de producción para minimizar su exposición ante incrementos sostenidos del pasivo circulante, tanto para el periodo corriente como para periodos subsecuentes. Considerando que la mayoría de los contratos ya superaron la fase inicial de inversiones quinquenales 2011-2015, no tienen obligación de gestionar nuevas inversiones sin solicitar una renegociación de las tarifas. En razón de que el modelo no incorpora posibles renegociaciones de valores contractuales, únicamente se plantea a las empresas prestadoras de servicios como agentes de minimización de los costos operativos dentro de sus áreas petroleras.

Con respecto a la producción de PETROAMAZONAS EP, se presenta un mayor grado de complejidad en los esquemas de contratación y operación. En la operación directa no existe un tarifario explícito que se pueda identificar. Pero se cuenta con la información de la

ejecución presupuestaria, mediante la cual se puede determinar de forma indirecta los costos, gastos e inversiones necesarias para generar un nivel de producción específico.

$$\text{Producción PAM EP} = f(H_{t-1}, I_{t-1}, TRPAM_t, CE_t, CL_t, P_t^*, PD)$$

H_{t-1}	Dotación del recurso en t-1, que incluye dotación inicial, descubrimiento de reservas y explotación de reservas actuales
I_{t-1}	Inversión del sector petrolero en operaciones directas
CE_t	Costos operativos de extracción PAM EP
P_t^*	Precio internacional del petróleo
CL_t	Consumo local de petróleo, expresado como la cantidad de crudo demandado por el sistema de refinación local
PD	Precios domésticos de derivados de hidrocarburos
$TRPAM_t$	Tarifas por cada contrato, que están en función de la inversión propia así como de las reservas de cada área y su perfil esperado de producción

Al igual que para la SH, en PAM EP para los contratos suscritos y la recuperación de costos e inversión de cada presupuesto anual, los valores por barril son fijos. Por lo cual son consideradas como constantes, para cada ejercicio fiscal, dentro del modelo. No obstante, los contratos, costos operativos e inversiones de PAM, hasta el 31 de diciembre de 2015 no cuentan con cláusulas de acumulación de deuda, por lo tanto, cuando el precio de petróleo es bajo, cada unidad de producción genera un pasivo en firme. Este pasivo debe ser cancelado independientemente del nivel de precios futuros. Esta condición hace más exigente el cumplimiento de las obligaciones generadas durante el proceso de extracción si la comparamos con los contratos de la SH. Como se mencionó en capítulos precedentes, existen contratos de la PAM EP que inclusive llegan a requerir financiamiento del PGE para poder cumplir con las obligaciones corrientes.

Con estos elementos se tiene que cuando el Estado asegura el financiamiento del presupuesto de la empresa pública, el precio de petróleo no debería influir en la decisión de producción de PAM. Por otra parte para estos tramos de producción en los cuales existe cofinanciamiento del PGE, el espacio presupuestario disponible en ese presupuesto puede llegar a representar una restricción presupuestaria para la producción. Para los casos en los que el Estado no

asegure el presupuesto de la EP, los atrasos generados por la brecha de financiamiento pueden afectar las decisiones de extracción, con una relación directa, es decir menores niveles de precio menores niveles de producción en el mediano y largo plazo. Por tanto, esta condición debe seguir formando parte de la función de producción porque puede ser un elemento que defina el incremento de la producción por tramos específicos.

Si el precio de petróleo es mayor al requerido para completar el presupuesto anual, se tenderá a explotar el máximo posible. Pero si el precio es menor, PAM EP debería ejecutar una decisión de nivel de producción para minimizar su exposición a incrementar el pasivo circulante de forma sostenida.

Por tanto, la producción petrolera que incluye la gestión extractiva de las dos agencias públicas a cargo, puede ser representada de la siguiente manera:

$$Producción\ Petrolera_t = (TRSH_t, CE_t, TRPAM_t) * f(H_{t-1}, I_{t-1}, CL_t, P_t^*, PD)$$

Por otra parte, si las reservas de petróleo son mayores al consumo local del periodo, en un escenario de programación anual, esta última variable puede considerarse como una restricción propia del sistema de extracción, es decir debería al menos producirse la cantidad de crudo requerida por el sistema de refinación nacional. Adicionalmente, los compromisos de ventas de petróleo, por concepto comercial de entrega de crudo, para cada periodo también se muestran como restricción que impediría que la producción petrolera presente valores inferiores a los montos comprometidos para la exportación:

$$Producción\ Petrolera_t = (TRSH_t, CE_t, TRPAM_t) * f(H_{t-1}, I_{t-1}, P_t^*, PD)$$

s.a.

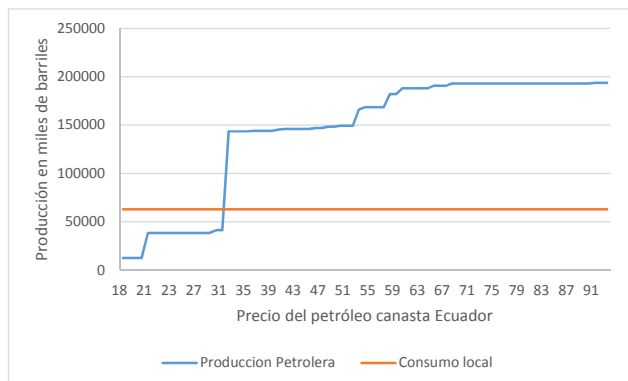
$$Producción\ Petrolera_t \geq CL_t + XLP_t$$

XLP_t Compromisos de ventas externas de largo plazo, contratos comprometidos del periodo

Considerando la información petrolera al cierre del año 2015, la función de producción petrolera posee la forma presentada en la figura 4.1. Existe un salto importante en la cantidad de producción en la gráfica debido a la entrada en operación como un solo bloque de todas las

operaciones directas de PAM EP, esto debido a la falta de información diferenciada³⁵ por cada activo petrolero (102,2 millones de barriles):

Figura 4.1. Función de producción petrolera, curva de oferta Ecuador 2016



Fuente: PAM EP, SH, Ministerio de Finanzas

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, con un precio de petróleo de USD 31 o mayor, el sector petrolero no tiene inconvenientes para suplir crudo al mercado interno, ya que sí existe oferta posible con puntos de equilibrio menores. Por otra parte, como el precio promedio de la venta interna de los derivados de petróleo es cercano a los USD 45 por barril³⁶, la materia prima (crudo en las refinerías) puede ser valorada en aproximadamente USD 30 por barril³⁷. Este resultado implica que los combustibles producidos localmente con el actual sistema de producción y refinación no presentan pérdidas³⁸ en su conjunto cuando el precio es igual o mayor a USD 31 por barril. Pero la al tener un precio promedio de venta de derivados internos de USD 45 por barril todas las importaciones de derivados que superen ese valor unitario, generarán un déficit comercial en ese tramo de la comercialización.

³⁵ La empresa pública Petroamazonas no ha presentado públicamente la determinación de los resultados por bloques petroleros. De acuerdo a la información reportada hacia el Ministerio de Finanzas se evidencian dos deficiencias estructurales para la determinación de la renta generada por cada activo petrolero: la primera la diferenciación de egresos por centro de costos de la empresa Petroamazonas no es suficientemente clara; y la segunda los balances de crudo no permiten validar el uso del mismo por activo petrolero. Los cupos de exportación de por bloques no han sido correctamente verificados en los balances petroleros de crudo. Por tanto, no se puede concluir que el cambio en el sistema de administración contractual, operativa y financiera significó una mejora sostenida y de mediano plazo en las rentas del Estado.

³⁶ Conforme a Decreto Ejecutivo 338 y sus modificaciones posteriores.

³⁷ Descontado del precio de venta: impuestos, costos de refinación, transporte y comercialización de los derivados internos.

³⁸ El excedente generado en este subcomponente del sector petrolero debe ser dispuesto para el pago de las importaciones de derivados, tramo en el cual las operaciones son deficitarias.

La producción excedentaria posterior a la utilización en el sistema de refinación internacional deberá ser colocada en el mercado internacional al precio que disponga el Mercado. De esa forma se determinará el excedente de explotación de esa producción. El precio requerido para que cerca del 90% de la oferta exportable sea rentable y/o no implique la acumulación de atrasos debería ser superior a los USD 71 por barril.

Una condición adicional para el Modelo está relacionada con el nivel de rentas petroleras mínimas esperadas por el sector público. Condición que se incluye para generar un proceso de maximización que además de la producción petrolera ostente un nivel de retornos económicos posibles. Estas rentas esperadas pueden incluir la aplicación de regalías petroleras, aplicación del margen de soberanía o hasta preventas petroleras.

$$\pi_t^{Pu} = \pi_t^{Pus} + \pi_t^{Pud}$$

π_t^{Pu} Ganancia del Estado

π_t^{Pus} Ganancia del Estado en operaciones de mercado internacional

π_t^{Pud} Ganancias del Estado en operaciones de mercado local

$$\pi_t^{Pus} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, P_t^*, Ex_t, PC_{t-1})$$

$$\pi_t^{Pud} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, PD, CL_t, PC_{t-1})$$

Por tanto:

$$\pi_t^{Pu} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, PD, P_t^*, CL_t, Ex_t, PC_{t-1})$$

C_{t-1} Costo de producción de petróleo en el periodo anterior

I_{t-1} Costo de importación de derivados

Ex_t Exportaciones petroleras

CL_t Consumo local de petróleo, expresado como la cantidad de crudo demandado por el sistema de refinación local

PD Precios locales de derivados de hidrocarburos

P_t^* Precio internacional del petróleo

PC_{t-1} Pasivo circulante de t-1

Con estos elementos, el proceso de optimización se puede resumir en:

$$\text{Producción Petrolera}_t = (\text{TRSH}_t, \text{CE}_t, \text{TRPAM}_t) * f(H_{t-1}, I_{t-1}, P_t^*, PD)$$

s.a.

$$\text{Producción Petrolera}_t \geq CL_t + XLP_t$$

$$\pi_t^{Pu} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, PD, P_t^*, CL_t, Ex_t, PC_{t-1})$$

En resumen, a pesar de tener un esquema de producción petrolera basada principalmente en tarifas fijas y costos anuales, que en el análisis inicial no deberían incorporar al precio internacional dentro de su función de producción. Todos los tramos de producción requieren de un precio internacional mínimo que permita sustentar la extracción. Bajo este nivel de precio la condición de operación de mediano y largo plazo implica incertidumbre en la consecución de las metas de producción. Esto en relación directa con la acumulación del pasivo circulante.

Considerando las dificultades metodológicas para poder modelar las decisiones producción ante precios bajos, originadas a los escasos meses observados mismos que no muestran una reducción abrupta de la producción. El análisis continúa con el planteamiento de dos escenarios. El primero tomar la decisión de producción del 100% de la meta inicialmente planteada, y el segundo escenario ajustar la producción a los tramos en los cuales el ingreso marginal, precio del petróleo es superior al punto de equilibrio de extracción.

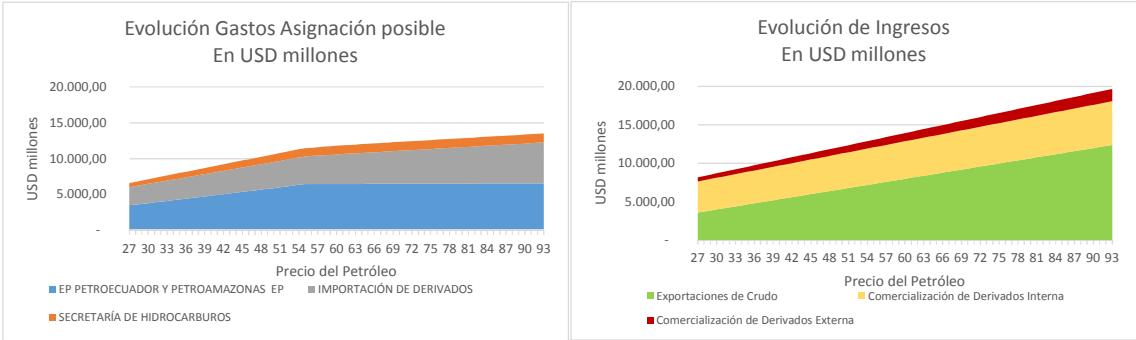
1.2. Aplicación del modelo con ejecución del 100% de las metas operativas de producción petrolera

Bajo el supuesto de la completa ejecución de las metas operativas predeterminadas, es decir, tomar la decisión de producción máxima sin restricciones o la aplicación de la maximización en la función de producción, se presentan los siguientes resultados financieros:

El nivel de precios internacionales define de forma directa el resultado del sector petrolero. Esto debido a que el actual esquema de producción petrolera, administrado básicamente por una modalidad de pago de tarifas por servicios prestados, es poco flexible. Es decir que el nivel de gastos e inversiones para un determinado nivel operacional (extracción, procesamiento y comercialización de hidrocarburos) es un monto fijo con pocas opciones de ser modificado en el corto plazo.

Con respecto a los ingresos se puede observar que las exportaciones petroleras presentan mayor influencia por los precios internacionales, mientras que las ventas internas presentan apenas un 25% de afectación por las variaciones de los precios, esto debido a que el 75% de las ventas totales tienen precios fijos.

Figura 4.2. Ingresos y gastos del sector petrolero ante diferentes niveles de precios de crudo



Fuente: Ministerio de Finanzas

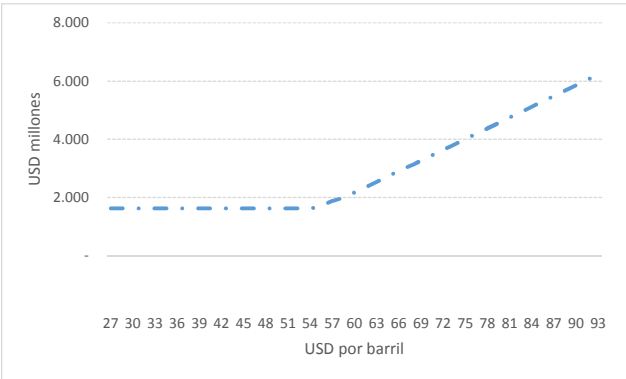
La asignación de costos posibles para los costos, gastos e inversiones cuando los precios son bajos demuestra tener una gran cercanía con los ingresos brutos generados. Circunstancia que implica un bajo nivel de retornos financieros generados por el sector. Conforme el precio del petróleo incrementa su valor se puede apreciar que se incrementan las asignaciones posibles, aunque con menor pendiente que el ingreso. Esto implica que los costos y tarifas fijas permiten el aumento del retorno financiero con el incremento del precio de petróleo.

Es necesario precisar que en los tramos de precios de petróleo bajos la pendiente de asignación de costos es más pronunciada (ver figura 4.2), lo que significa que los gastos no han alcanzado su punto de equilibrio, únicamente cuando se ha alcanzado el punto de equilibrio promedio la pendiente de esta variable disminuye. Esto implica que en los tramos de precios bajos la variación de los recursos necesarios para cubrir los costos por cada dólar adicional en precios bajos del petróleo es más grande. Condición que ratifica que el actual esquema de explotación presenta resultados más favorables ante niveles altos de precios.

El nivel de renta petrolera π_c^{Pu} que se refleja en la serie Presupuesto General del Estado muestra un valor mínimo de USD 1.628 millones de dólares. Este valor corresponde al monto

mínimo que debe recibir el Estado como renta petrolera en función de las ventas con pago anticipado, regalías y/o margen de soberanía en conjunto. Ya que este valor le permite amortizar el flujo correspondiente de los anticipos recibidos y recuperar los ingresos dispuesto por ley. Este valor debe ser asignado independientemente del nivel de precio del petróleo. Como se puede apreciar en el gráfico siguiente, únicamente a partir de los USD 56 por barril el Estado debería captar mayores rentas petroleras.

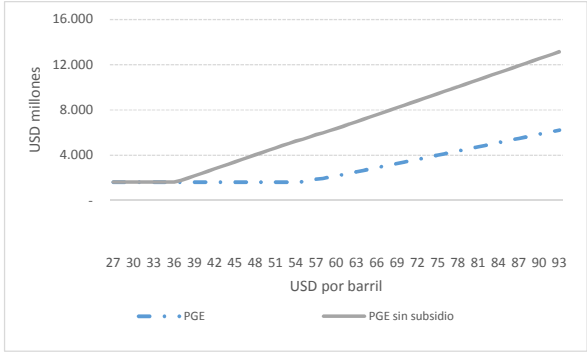
Figura 4.3. Ingresos del Presupuesto General del Estado



Fuente: Ministerio de Finanzas

Si el Estado implementase de forma inmediata y completa la eliminación de los subsidios de los derivados comercializados domésticamente, el nivel de renta petrolera π_t^{Pu} comenzaría a incrementarse desde los USD 37 por barril. Y con componente adicional que la pendiente de incremento de la renta petrolera se incrementaría, esto en relación a que las ventas internas se ajustan de forma inmediata a cada nivel de precios. Es decir, un *pass through* cercano a 1.

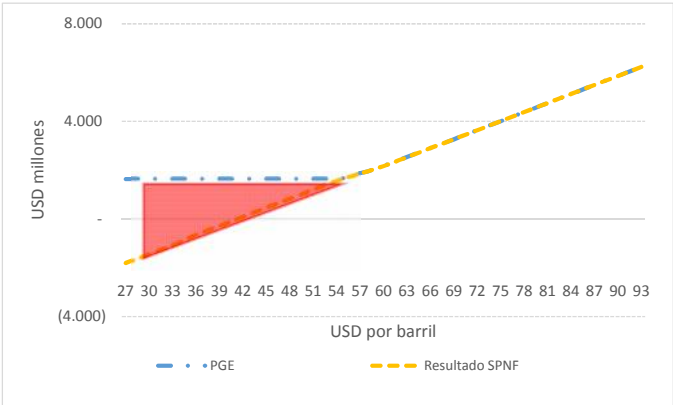
Figura 4.4. Ingresos del Presupuesto General del Estado con y sin subsidios a la venta interna de derivados



Fuente: Ministerio de Finanzas

En el escenario central cada punto de la serie PGE que están por debajo de los USD 56 dólares por barril implica la existencia de un resultado negativo de la extracción petrolera para el Sector Público No Financiero. Por tanto a pesar de que el Gobierno Central reciba una renta fija de USD 1.628 millones, en las operaciones del SPNF el resultado es menor por la generación de un déficit en PETROAMAZONAS, PETROECUADOR y los contratos de la SH. En este sentido se debe mencionar que el SPNF a partir de USD 42 por barril presenta un resultado superavitario.

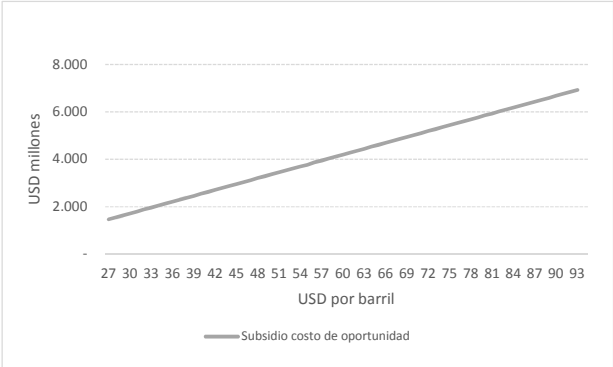
Figura 4.5. Ingresos del Presupuesto General del Estado y del SPNF



Fuente: Ministerio de Finanzas

Por otra parte, la participación directa del sector no petrolero residente sobre los recursos petroleros que se identifica por la generación de subsidios pasa de USD 1.469 millones (USD 39 precio del crudo) a USD 6.920 millones (USD 93 precio del crudo). En este cálculo no se miden variaciones en el consumo por la elasticidad del precio de los derivados.

Figura 4.6. Subsidios Petroleros



Fuente: Ministerio de Finanzas

En base a los resultados obtenidos, se puede precisar que el nivel de precios pronosticado será la variable resolutive más importante sobre las rentas esperadas. Por lo cual, una adecuada programación fiscal, tomando en consideración la volatilidad del precio de petróleo, puede mitigar el riesgo de generar trayectorias fiscales que no sean consistentes con la evolución efectiva de los precios del petróleo.

1.3. Aplicación del modelo con decisión optimización de producción

El ejercicio precedente, permitió estimar la renta petrolera generada al ejecutar el máximo de producción posible independientemente del precio del crudo. Este acápite es incluido con el objetivo de buscar alternativas a solo estimar el precio del petróleo como variable definitoria del sector petrolero. En esta variación del modelo se plantea ejecutar decisiones de extracción dentro del proceso de optimización. Añadiendo la condición de no generación de pasivos circulantes corrientes, mediante la reducción de la producción. Esto con el objeto de poder identificar la diferencia entre la renta esperada y la renta optimizada.

Con lo cual el proceso de optimización se puede resumir en:

$$\text{Producción Petrolera}_t = (TRSH_t, CE_t, TRPAM_t) * f(H_{t-1}, I_{t-1}, P_t^*, PD)$$

s.a.

$$\text{Producción Petrolera}_t \geq CL_t + XLP_t$$

$$\pi_t^{P^u} = f(C_{t-1}, I_{t-1}, PD, P_t^*, CL_t, Ex_t, PC_{t-1})$$

No generación de pasivo circulante

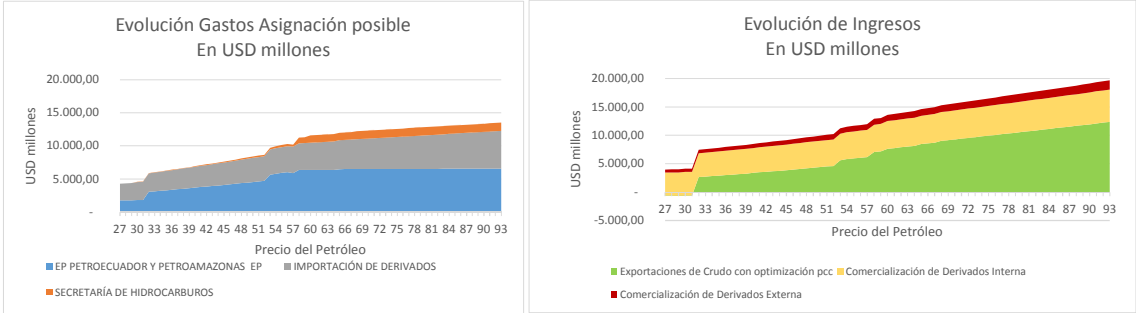
El procedimiento consiste en retirar tramos de producción específica a partir del nivel de precios en los que inicia a generar obligaciones pendientes de pago. En este sentido, ante diferentes niveles de precios se incluirá únicamente la producción que no genere saldos pendientes de pagar. Con este procedimiento busca reducir la exposición a la generación de pasivos circulantes del sector público y a su vez del sector petrolero privado.

Al realizar el proceso de decisión de producción propuesto anteriormente, que supone la ejecución las metas operativas al conforme a la curva de oferta de crudo, es decir sin tomar la decisión de producción máxima con restricciones o la aplicación de la optimización en la función de producción se presentan los siguientes resultados financieros:

El nivel de precios internacionales continúa definiendo de forma directa el resultado del sector petrolero. Esto debido a que, con el actual esquema de producción petrolera, administrado básicamente por una modalidad de pago de tarifas por servicios prestados, es poco flexible. Aunque se puede referenciar algunos aspectos diferenciados respecto a los resultados anteriores, los cuales son exhibidos a continuación:

Con respecto a los ingresos se puede observar que las exportaciones petroleras presentan mayor influencia cuando los precios internacionales son superiores a USD 50 por barril. Por debajo de ese valor, su importancia para la generación del ingreso total se menor al 50%. En este sentido las ventas internas se presentan como un ingreso con mejor estabilidad a diferentes niveles de precios, lo que implica una mejora en su participación relativa.

Figura 4.7. Ingresos y gastos del sector petrolero ante diferentes niveles de precios de crudo



Fuente: Ministerio de Finanzas

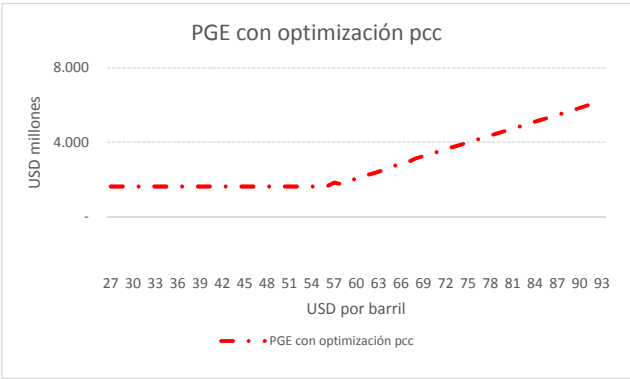
Con respecto a la asignación de recursos para los costos, gastos e inversiones, esta muestra menores necesidades en virtud de que existen menores operaciones petroleras debido a que la producción es variable y depende del precio del petróleo.

Es necesario precisar que en los tramos de precios mayores a USD 57 por barril la pendiente de la curva de asignación es relativamente estable. Por otra parte en precios inferiores se puede identificar un escalonamiento progresivo de los costos originado en los tramos de producción que dejan de ser extraídos. Por parte de la importación de derivados este ítem no sufre modificaciones en razón de que no se modifican las cantidades demandas porque no se alteró el consumo de petróleo para refinación y por tanto la oferta doméstica de combustibles, figura 4.7.

Además, se ratifica la condición de que el actual esquema de explotación presenta condiciones más favorables ante niveles altos, independientemente de la optimización en los tramos de producción.

El nivel de renta petrolera π_{τ}^{Pu} que se refleja en la serie PGE muestra un valor mínimo de USD 1.628 millones de dólares. Este valor corresponde al monto mínimo que debe recibir el Estado como renta petrolera en función de las ventas con pago anticipado, regalías petroleras y/o margen de soberanía. A pesar de los cambios de niveles de producción se puede apreciar que en este esquema propuesto la trayectoria de ingresos disponibles para el PGE continúa siendo la misma. Lo que implica que el nivel de asignaciones por ingresos petroleros mínimos, vigente para el año 2016, es un componente relevante en el canal de transmisión fiscal.

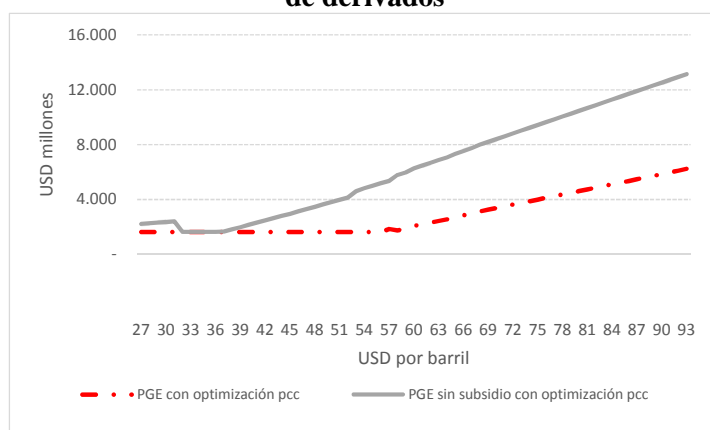
Figura 4.8. Ingresos del Presupuesto General del Estado



Fuente: Ministerio de Finanzas

Con la eliminación de los subsidios de los derivados comercializados domésticamente, en esta modelización el nivel de renta petrolera π_{τ}^{Pu} se comporta ligeramente diferente. Ya que para los primeros precios desde USD 27 a USD 30 por barril presenta un nivel de renta más elevado que el mínimo. Pero al igual en el modelo de 100% de producción la renta petrolera comenzaría a incrementarse desde los USD 37 por barril.

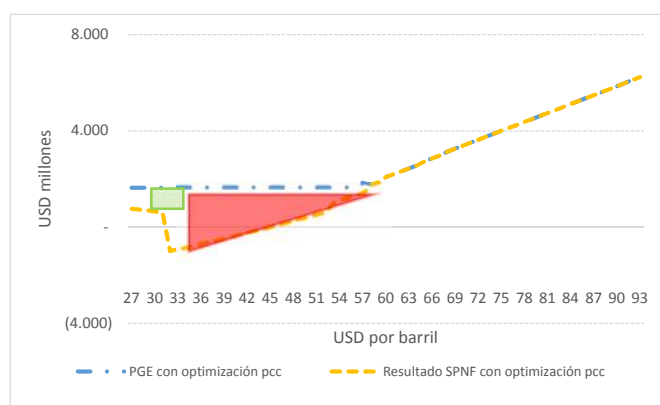
Figura 4.9. Ingresos del Presupuesto General del Estado con y sin subsidios a la venta interna de derivados



Fuente: Ministerio de Finanzas

El cambio relevante para las finanzas públicas se materializa en las operaciones consolidadas del SPNF. Bajo este escenario de aplicación de decisiones de producción, únicamente en la franja de precios entre USD 32 y USD 42 por barril el SPNF muestra valores negativos de las operaciones petroleras, figura 4.10. Que comparados a los resultados del primer modelo implican una amplia reducción de la generación de pasivos circulantes en el 76,3%. Es así que el monto máximo de pasivo circulante no supera el 1% del PIB y se concentra totalmente en PAM EP.

Figura 4.10. Ingresos del Presupuesto General del Estado y del SPNF



Fuente: Ministerio de Finanzas

Es necesario mencionar que, en el caso de la existencia de los subsidios, cada punto de la serie entre que están por debajo de los USD 56 dólares por barril implica la acumulación de un pasivo para el Sector Público No Financiero. Por tanto a pesar de que el Gobierno Central reciba una renta fija de USD 1.628 millones, en las operaciones del SPNF el resultado es

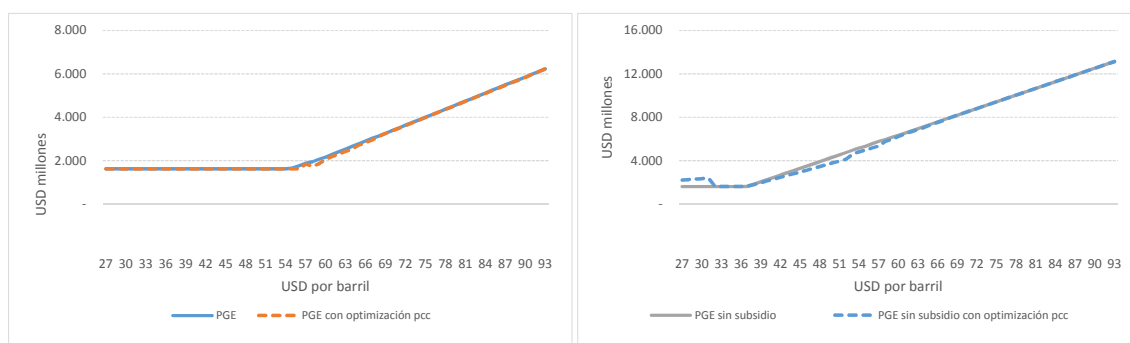
menor por la generación de un déficit en PETROAMAZONAS y PETROECUADOR, no así para los contratos de la SH.

Finalmente, en los tramos de precios bajos, se puede observar una fuerte corrección del resultado llevando inclusive a manejar valores superavitarios.

1.4. Comparación de resultados de los casos del Modelo

Los resultados de las dos metodologías no presentan mayores diferencias para el Presupuesto General del Estado, por lo cual se podría mencionar que los remanentes para el Estado como resultado de la operación petrolera en este sistema actual de administración dependen mayoritariamente del precio del petróleo y el nivel de renta mínimo exigido, ya que cambios en los niveles de producción petrolera respecto a diferentes niveles de precios no permite modificar la posición de retornos financieros del Gobierno Central. Esto en resumen, permite confirmar el concepto de que el actual diseño estructural del sector petrolero amplifica los efectos de la materialización del riesgo de la alta volatilidad del precio de petróleo sobre el equilibrio de las finanzas públicas, vía incremento de la incertidumbre del ingreso por hidrocarburos.

Figura 4.11. Ingresos del Presupuesto General del Estado 100% y optimización

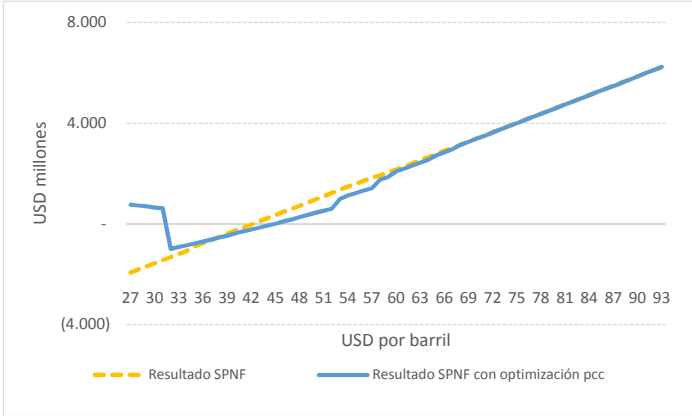


Fuente: Ministerio de Finanzas

Respecto a los resultados para las cuentas del Sector Público No Financiero, se puede identificar un cambio de comportamiento en la segunda metodología, misma que consiente cambiar el comportamiento lineal del resultado y permite disminuir la exposición a precios bajos mediante la menor generación de pasivos circulantes en tramos de precios bajos, es decir este proceso de ajuste de la producción permite identificar una herramienta para mitigar la volatilidad del precio del petróleo. En tramos de precios entre USD 37 por barril y USD 60

por barril, la primera metodología presenta mejores resultados solo para el ingreso. Este evento es generado por los contratos de la SH, los cuales a cualquier nivel de precio generan el Margen de Soberanía, 25% de los ingresos generados.

Figura 4.12. Ingresos del SPNF 100% y optimización



Fuente: Ministerio de Finanzas

En resumen, se debe mencionar que con el actual sistema de administración del sector petrolero, la evolución del precio es la variable más relevante que puede modificar los resultados financieros. La decisión de producción a su vez puede mitigar de forma importante la generación de pasivos circulantes, con lo cual genera mayor sostenibilidad intertemporal. Adicionalmente, se puede concluir que a cualquier nivel de precios, en el corto plazo, los contratos de la SH deben permanecer activos, esto para los tramos de precios que producen que el Margen de Soberanía sea igual o mayor que la deuda generada.

Al analizar estos resultados en un marco anual se puede inducir a un cierto grado de indiferencia entre los dos modelos. Inclusive pensando que con el objeto de mantener mayor actividad económica es mejor la aplicación de la primera metodología, a pesar de la posible generación de pasivos circulantes. Pero esta decisión es solo beneficiosa en el evento de caídas temporales del precio del petróleo, ya que todo el pasivo que se genere debería ser repagado en los ejercicios fiscales posteriores desde la misma renta petrolera. Lo que significa que las rentas futuras deben atender el pago de costos y gastos de periodos anteriores.

En un análisis de largo plazo, si los precios son bajos se debería propender a ajustar la producción con el objeto de evitar grandes acumulaciones de pasivos circulantes, esto en el supuesto de no realizar cambios en el esquema de administración petrolera.

2. Resultados efectivos del año 2016 y aproximación del Modelo

A continuación se presenta un cuadro resumen con los resultados del sector petrolero para el año 2016, tanto volumétricamente como por sus agregados financieros:

Tabla 4.1. Cumplimiento metas operativas y resultados financieros del Sector Petrolero

AÑO 2016			
Producción petrolera		Ejecución Financiera	
En Millones de Barriles		En millones de USD	
Producción Estimada en 2014	219,14	Ingresos Brutos	8.514,32
Producción Estimada en 2015	208,54	Exportaciones de Petróleo(**)	4.752,86
Producción Estimada en 2016	193,52	Exportaciones de Derivados(***)	411,59
Producción efectiva 2016	200,71	Venta Interna de Derivados (****)	3.349,86
Cumplimiento de Meta 2014	91,6%	Ingresos del PGE	2.075,05
Cumplimiento de Meta 2015	96,2%	Ingresos del SPNF	4.737,60
Cumplimiento de Meta 2016	103,7%	Pasivo Circulante PAM 2015	2.331,50
Exportación de petróleo		Pasivo Circulante PAM 2016	3.636,25
Exportación de Crudo Estimada 2016	130,60	Variación del Pasivo Circulante PAM	1.304,75
Exportación efectiva 2016	144,56	Pasivo Shaya 2016	907,00
Cumplimiento de Exportaciones	110,7%	Velocidad de Crecimiento pasivos PAM	94,9%
Precio del Petróleo		Atrasos SH 2015	480,56
USD por barril		Atrasos SH 2016	983,96
Precio proyectado en 2014	82,10	Variación de atrasos SH	503,40
Precio Proyectado en 2015	78,56	Velocidad de Crecimiento atrasos SH	104,8%
Precio Proyectado en 2016	35,00	Ejecución Presupuestos EP y SH	
Precio Efectivo 2016	34,96	TOTAL	5.967,66
Cumplimiento de Meta 2014	42,6%	EP PETROECUADOR	1.334,67
Cumplimiento de Meta 2015	44,5%	PETROAMAZONAS EP	3.181,59
Cumplimiento de Meta 2016	99,9%	SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS	1.451,40

Fuente: Ministerio de Finanzas

En el año 2016, el sector petrolero del país mostró un cumplimiento del 103,7% de la meta de producción y del 110% en las exportaciones petroleras. Condición que implicó la decisión de mantener la meta de producción independientemente del precio de petróleo observado, USD 34,96 para los crudos ecuatorianos.

Como resultado de esa decisión de producción se tiene los resultados financieros del sector. Tal como el modelo predijo el ingreso del Gobierno Central registró un valor a pesar de tener un precio de petróleo por debajo del punto de equilibrio general del sistema. Respecto a los costos de operar e inversiones en el sistema petrolero estos registraron un valor de USD 5.967,7 millones, lo que implica una absorción calculada cercana al 70% del ingreso bruto. Valores que no pudieron ser cubiertos en su totalidad, básicamente por el ingreso mínimo requerido, lo que generó un incremento agresivo en los pasivos circulantes, 94,9% en PAM EP y 104,8% para la SH.

Para el caso de PAM EP: USD 1.304,75 millones en los pasivos circulantes; y Obligación de largo plazo por USD 907,0 millones (Derecho Intangible SHAYA-Bloque 61), que totalizan USD 2.211,8 millones de incremento en un solo ejercicio fiscal. Por parte de la SH, el incremento en los atrasos con las compañías privadas se incrementó en USD 503,4 millones, condición que implicó duplicar sus pagos pendientes en un solo año.

Con este nivel de resultados observados por el sector petrolero se evidencia la necesidad de reformar el esquema de administración del recurso petrolero para salvaguardar su funcionamiento en largo plazo. Y a su vez generar mejores condiciones para la sostenibilidad fiscal intertemporal y disminuir el efecto procíclico del sector sobre el resto de la economía.

Conclusiones

Ante el interés específico de esta investigación que se resume en la pregunta: ¿Cómo garantizar la reproducción permanente del modelo de crecimiento económico actual considerando los resultados anuales heterogéneos de la descapitalización de las reservas petroleras, resultados cimentados por un inflexible sistema de administración de hidrocarburos? Los resultados del análisis validan el concepto de que la existencia abundante de un recurso natural no es la única condición precedente y decisiva para garantizar un nivel de crecimiento económico deseado. Así también, se evidencia cómo las políticas públicas, la percepción del precio de petróleo de mediano plazo y el esquema de administración del recurso petrolero son decisivos en los resultados de la economía ecuatoriana.

Los principales hallazgos son:

- El esquema de administración petrolera posee, por construcción propia, un alto componente de rigidez, mismo que se sustentó en las previsiones de precios altos de petróleo. En este sentido, el objeto de implementar un sistema de contratación petrolera con tarifas fijas para la extracción de petróleo correspondía directamente con el deseo de capturar el 100% del incremento de los precios internacionales. Incremento utilizado por el canal fiscal para impulsar la demanda agregada y como efecto de segunda iteración producir crecimiento económico.
- La falta de flexibilidad del esquema de extracción petrolera, es una condición beneficiosa para el propietario de las reservas petroleras siempre y cuando el precio tenga trayectoria creciente posterior a la fijación de tarifas. Pero incluye un componente de alto riesgo si los precios cambian y se reducen de forma fuerte y sostenida.
- La falta de mecanismos de mitigación de riesgos de precios bajos de petróleo constituye la mayor debilidad del actual esquema de administración de hidrocarburos. Y se evidencia en los contratos petroleros al tener pocas condiciones contractuales que normen los eventos de precios bajos y sostenidos de petróleo. Lo que implica que el Estado debe atender de forma directa el déficit generado en las operaciones petroleras.

- El esquema de explotación de petróleo actual posee altas probabilidades de continuidad, siempre y cuando el margen entre: el precio de comercialización y los costos promedio del sistema; sea alto.
- Con los costos y gastos los actuales, el sector petrolero requiere de precios superiores a USD 70 por barril de crudo ecuatoriano para presentar retornos financieros importantes y no generar pasivos circulantes por sus operaciones. Bajo ese nivel de precios, este sector no se presenta como un motor robusto para la generación de recursos que impulsen la economía nacional mediante el canal fiscal.
- Como consecuencia de lo anterior, para que el sector petrolero genere impulso en el sector externo y en el sector fiscal, los precios no deben bajar de forma sostenida del nivel de precios mencionado. De suceder lo contrario, la dinámica de extracción petrolera dejará de presentarse como un elemento dinamizador de la economía nacional.
- Con el canal fiscal actual, basado en una política de impulso máximo posible sobre el gasto de capital, se amplifican los efectos del nivel de precios del petróleo sobre la economía ecuatoriana. Con precios elevados se incrementa significativamente, en ausencia de niveles altos de pasivos circulantes petroleros, las posibilidades de tasas de crecimiento elevadas y sostenidas. Por otra parte, si el precio de petróleo se mantiene bajo, se reducen las posibilidades de crecimiento económico sostenido por sobre el potencial.
- Considerando la construcción funcional de los sectores petrolero y fiscal, las variables monetarias y financieras se muestran procíclicas respecto a la evolución del precio del petróleo. Fenómeno que amplifica los efectos sobre la economía ante cambios fuertes de esa variable.
- Cuando los precios del petróleo se redujeron, en ausencia de otro sector exportador que releve en importancia al sector petrolero para la entrada de divisas y la liquidez interna de la economía, la reserva internacional y los agregados monetarios se contrajeron de forma importante. Esta contracción implicó una menor capacidad de cumplir con pagos internacionales, así como una reducción en la cantidad de recursos internos para sostener el nivel de actividad en la economía.
- Si los precios permanecen por un periodo prolongado debajo de los puntos de equilibrio, el sector petrolero invierte su funcionalidad de generador de recursos, y requiere financiamiento del resto de actividades de la economía. Lo que implica que,

en ausencia de otras medidas de política económica, se presente menores capacidades de generar: impulso fiscal, crecimiento de agregados monetarios, incrementos en la reserva internacional, crecimiento económico.

- Y sobre el sector fiscal en especial se puede evidencia que la acumulación de pasivos circulantes por sobre los niveles históricos, previo a la caída del precio del petróleo, bloquea la pronta reanudación del impulso fiscal sobre el resto de actividades de la economía.

Con la trayectoria prevista para los precios de petróleo en el mediano plazo, no superior a los USD 50 por barril, es indispensable un cambio en el modelo de gestión para mitigar los riesgos de precios bajos. Estos cambios deben ser más profundos que la simple modificación de las tarifas a valores menores. Razón por la cual el diseño de nuevos modelos contractuales que permitan compartir el riesgo en el precio del petróleo entre el Estado y los operadores es un tema importante para dar continuidad a la extracción petrolera. Debido a la volatilidad del precio del petróleo, es conveniente revisar los esquemas de remuneración a la empresa privada y el modelo de gestión de las empresas públicas para incluir dentro de su administración esquemas de ajuste automático en sus balances.

Finalmente, en respuesta a la pregunta sobre cómo continuar con el modelo de crecimiento económico actual ante la descapitalización de las reservas petroleras, en primer lugar, se debería redefinir una trayectoria de precios con menos entusiasmo optimista de corto plazo y mecanismos de ajuste automático que permitan eliminar una amplificación de los eventos externos sobre la economía doméstica; en segundo lugar, se podría realizar una redefinición del esquema de administración del sector petrolero; asimismo, habría que mejorar los espacios fiscales de ahorro para amortiguar la variación del precio del petróleo en las trayectorias de las principales variables económicas.

Anexo 1

Determinación del precio de equilibrio para los Contratos de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista año 2012, Consorcio Shushufindi S.A. y Consorcio Libertador-Atacapi S.A.

Para cada contrato, el precio de equilibrio se considera al ingreso por barril mínimo requerido a partir del cual los recursos originados en la comercialización del crudo permiten cubrir con todos los costos, gastos e impuestos incurridos durante la extracción, transporte y comercialización del petróleo. Es decir que al comercializar el crudo en los valores unitarios correspondientes el Estado en su conjunto no acumula pasivos corrientes relacionados a cada contrato. Estos valores son considerados como un símil de punto de equilibrio en razón de que, para el Estado, el gasto total aplicado a esta producción corresponde únicamente a costos variables dependientes del nivel de producción. También podría considerarse como un punto de cierre en razón de que la EP PETROAMAZONAS no presenta costos fijos mayores que sean imputados a la aplicación de los contratos.

Estos contratos fueron suscritos entre la EP PETROECUADOR y las contratistas privadas aplicando la Ley de Hidrocarburos³⁹, la Ley de Empresas Públicas y el Reglamento de Contratación para Obras, Bienes y Servicios de la EP PETROECUADOR. El objeto consiste en la “ejecución de actividades⁴⁰ de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada, actividades de exploración y actividades de asistencia en la optimización de costos operativos variables”⁴¹. Por la ejecución de esas actividades la empresa privada tiene derecho al cobro de una tarifa unitaria con cargo a la producción de petróleo crudo nuevo.

³⁹ Ley de Hidrocarburos, Artículos 2 y 17.

⁴⁰ Actividades que inclusive incluyen la generación de activos para las compañías privadas que son amortizadas y descontadas como gasto deducible de impuestos. En este sentido el operador público no registra inversiones mayores en estas áreas.

⁴¹ Acuerdo Ministerial 025, 27 de enero de 2012, Ministerio de Finanzas

El gasto total en que se incurre por la extracción de crudo de estos contratos además de la tarifa de las contratistas considera: IVA tarifa⁴² compañía privada, costos y gastos operativos de PETROAMAZONAS EP⁴³, Ley para el Ecodesarrollo (Ley 10), Ley de Rentas Sustitutivas⁴⁴ (Ley 40) según corresponda, costos por transporte⁴⁵ y comercialización. Por tanto, el valor unitario requerido para cubrir todas las obligaciones corresponde a USD 42,6 por barril y USD 52,35 por barril para Shushufindi y Libertador respectivamente.

Tabla 1.1 Costos complementarios de los contratos de servicios específicos año 2012

Concepto	Unidades	Valor
COSTO TRANSPORTE SOTE	US\$/BL	1,08
COSTO TRANSPORTE OCP	US\$/BL	1,44
COSTO DE COMERCIALIZACION	US\$/BL	0,20
COSTO DE OPERACIÓN PETROAMAZONAS	US\$/BL	7,00
LEY 10/104	US\$/BL	1,00
LEY 40	US\$/BL	0,05

Fuente: Ministerio de Finanzas, Petroecuador, PETROAMAZONAS EP

Al ser PETROAMAZONAS EP el operador del campo, se debe aplicar el pago de regalías⁴⁶ en favor del Estado. Este pago corresponde al 18,5% de la producción incremental por cada contrato. Aquellos volúmenes comercializados no son imputables al pago para la contratista. Por tanto de la producción remanente (81,5%) corresponde realizar todos los pagos. Al descontar las regalías, el valor unitario requerido para cubrir todas las obligaciones corresponde es de USD 52,9 por barril para Shushufindi y USD 64,8 por barril para Libertador.

⁴² Ley de fomento ambiental y optimización de los ingresos del Estado. Eliminó la devolución del IVA para entidades públicas. Por tanto el IVA generado por el contrato es imputado directamente al gasto de la EP.

⁴³ Desde enero de 2013 el operador de ambas áreas es PETROAMAZONAS EP de conformidad con el Decreto Ejecutivo 1451-A de 2 de enero de 2013.

⁴⁴ Aplica únicamente al crudo transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano –SOTE-.

⁴⁵ El crudo debe transportarse por una de las opciones entre SOTE y Oleoducto de Crudos Pesados –OCP-.

⁴⁶ Ley de Hidrocarburos, Artículos 49, aplica 18,5% de regalías debido a que PETROAMAZONAS EP extrae más de 70.000 barriles por día.

Anexo 2

Determinación del precio de equilibrio para los contratos de Servicios Específicos con Financiamiento de la Contratista, año 2014

Para cada contrato, el precio de equilibrio se considera al ingreso por barril mínimo requerido a partir del cual los recursos originados en la comercialización del crudo permiten cubrir con todos los costos, gastos e impuestos incurridos durante la extracción, transporte y comercialización del petróleo. Es decir que al comercializar el crudo en los valores unitarios correspondientes el Estado en su conjunto no acumula pasivos corrientes relacionados a cada contrato. Estos valores son considerados como un símil de punto de equilibrio en razón de que, para el Estado, el gasto total aplicado a esta producción corresponde únicamente a costos variables dependientes del nivel de producción. También podría considerarse como un punto de cierre en razón de que la EP PETROAMAZONAS no presenta costos fijos mayores que sean imputados a la aplicación de los contratos.

Estos contratos fueron suscritos entre la PETROAMAZONAS EP y las contratistas privadas aplicando la Ley de Empresas Públicas y el Reglamento de Contratación PETROAMAZONAS EP. El objeto consiste en la “ejecución de actividades⁴⁷ de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración”⁴⁸. Por la ejecución de esas actividades la empresa privada tiene derecho al cobro de una tarifa unitaria con cargo al volumen de crudo considerado producción por actividades comprometidas.

El gasto total en que se incurre por la extracción de crudo de estos contratos además de la tarifa de las contratistas considera: IVA tarifa⁴⁹ compañía privada, costos y gastos operativos

⁴⁷ Actividades que inclusive incluyen la generación de activos para las compañías privadas que son amortizadas y descontadas como gasto deducible de impuestos. En este sentido el operador público no registra inversiones mayores en estas áreas.

⁴⁸ Acuerdo Ministerial 239 13 de julio de 2015 Ministerio de Finanzas

⁴⁹ Ley de fomento ambiental y optimización de los ingresos del Estado. Eliminó la devolución del IVA para entidades públicas. Por tanto el IVA generado por el contrato es imputado directamente al gasto de la EP.

de PETROAMAZONAS EP⁵⁰, Ley para el Ecodesarrollo (Ley 10), Ley de Rentas Sustitutivas⁵¹ (Ley 40) según corresponda, y costos y gastos por transporte⁵² y comercialización. Por tanto, los valores unitarios requeridos por contrato para cubrir todas las obligaciones se ubican entre USD 51,56 por barril y USD 63,65 por barril.

Tabla 2.1 Costos complementarios de los contratos específicos año 2014

Concepto	Unidades	Valor
COSTO TRANSPORTE SOTE	US\$/BL	1,08
COSTO TRANSPORTE OCP	US\$/BL	1,44
COSTO DE COMERCIALIZACION	US\$/BL	0,20
COSTO DE OPERACIÓN PETROAMAZONAS	US\$/BL	7,00
LEY 10/104	US\$/BL	1,00
LEY 40	US\$/BL	0,05

Fuente: Ministerio de Finanzas, Petroecuador, PETROAMAZONAS EP

Al ser PETROAMAZONAS EP el operador del campo, se debe aplicar el pago de regalías⁵³ en favor del Estado. Este pago corresponde al 18,5% de la producción incremental por cada contrato. Aquellos volúmenes comercializados no son imputables al pago para la contratista de forma directa, pero se autorizó la generación de una provisión unitaria anual para inversiones⁵⁴. Por tanto de la producción remanente (81,5%) corresponde realizar los pagos directos. Al descontar las regalías, el gasto total unitario aplicable para la comercialización del crudo remanente esta entre USD 63,26 por barril y USD 78,10 por barril.

⁵⁰ Desde enero de 2013 el operador de ambas áreas es PETROAMAZONAS EP de conformidad con el Decreto Ejecutivo 1451-A de 2 de enero de 2013.

⁵¹ Aplica únicamente al crudo transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano –SOTE-.

⁵² El crudo debe transportarse por una de las opciones entre SOTE y Oleoducto de Crudos Pesados –OCP-.

⁵³ Ley de Hidrocarburos, Artículos 49, aplica 18,5% de regalías debido a que PETROAMAZONAS EP extrae más de 70.000 barriles por día.

⁵⁴ Acuerdos Ministeriales 239 y 255, 13 de julio de 2015 y 6 de agosto de 2015, Ministerio de Finanzas

Anexo 3

Determinación del precio de equilibrio para el Contrato de Servicios Específicos con Financiamiento de la Contratista y pago de Derecho Intangible Bloque 61, año 2015

Para este contrato, el precio de equilibrio se considera al ingreso por barril mínimo requerido a partir del cual los recursos originados en la comercialización del crudo permiten cubrir con todos los costos, gastos e impuestos incurridos durante la extracción, transporte y comercialización del petróleo. Es decir que al comercializar el crudo en los valores unitarios correspondientes el Estado en su conjunto no acumula pasivos corrientes relacionados a cada contrato. Estos valores son considerados como un símil de punto de equilibrio en razón de que, para el Estado, el gasto total aplicado a esta producción corresponde únicamente a costos variables dependientes del nivel de producción. También podría considerarse como un punto de cierre en razón de que la EP PETROAMAZONAS no presenta costos fijos mayores que sean imputados a la aplicación de los contratos.

Este contrato fue suscrito entre la PETROAMAZONAS EP y las contratista privadas SHAYA Ecuador aplicando la Ley de Empresas Públicas, el Reglamento de Contratación PETROAMAZONAS EP y el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas. El objeto consiste en la “provisión de servicios específicos integrados”⁵⁵, ejecución de actividades de operativos e inversión⁵⁶. Por la ejecución de esas actividades la empresa privada tiene derecho al cobro de una tarifa unitaria por toda la producción de petróleo del área⁵⁷. Este contrato además incluyó el pago de un derecho contractual intangible por USD 1.000 millones en favor de PETROAMAZONAS EP.

El gasto total en que se incurre la por extracción de crudo de estos contratos además de la tarifa de las contratistas considera: IVA tarifa⁵⁸ compañía privada, costos y gastos operativos

⁵⁵ Acuerdos Ministeriales 337 y 338, 11 de diciembre de 2016, Ministerio de Finanzas.

⁵⁶ Actividades que inclusive incluyen la generación de activos para las compañías privadas que son amortizadas y descontadas como gasto deducible de impuestos. En este sentido el operador público no registra inversiones mayores en estas áreas.

⁵⁷ Corresponde al Bloque 61 Auca y excluye el área Armadillo.

⁵⁸ Ley de fomento ambiental y optimización de los ingresos del Estado. Eliminó la devolución del IVA para entidades públicas. Por tanto el IVA generado por el contrato es imputado directamente al gasto de la EP.

de PETROAMAZONAS EP⁵⁹, Ley para el Ecodesarrollo (Ley 10), Ley de Rentas Sustitutivas⁶⁰ (Ley 40) según corresponda, y costos y gastos por transporte⁶¹ y comercialización. Por tanto, el valor unitario requerido por contrato para cubrir todas las obligaciones se ubica en USD 33,45 por barril.

Tabla 3.1 Costos complementarios de los contratos específicos año 2012

Concepto	Unidades	Valor
COSTO TRANSPORTE SOTE	US\$/BL	1,08
COSTO TRANSPORTE OCP	US\$/BL	1,44
COSTO DE COMERCIALIZACION	US\$/BL	0,20
COSTO DE OPERACIÓN PETROAMAZONAS	US\$/BL	2,00
LEY 10/104	US\$/BL	1,00
LEY 40	US\$/BL	0,05

Fuente: Ministerio de Finanzas, Petroecuador, PETROAMAZONAS EP

Al ser PETROAMAZONAS EP el operador del campo, se debe aplicar el pago de regalías⁶² en favor del Estado. Este pago corresponde al 18,5% de la producción total del contrato. Aquellos volúmenes comercializados no son imputables al pago para la contratista de forma directa, pero se autorizó la generación de una provisión unitaria para inversiones desde las regalías hasta por el valor de la tarifa por barril. Por tanto de la producción remanente (81,5%) corresponde realizar los pagos directos. Al descontar las regalías, el gasto total unitario aplicable para la comercialización del crudo remanente esta sería de USD 40,43 por barril. Esta área de explotación petrolera presenta la particularidad de que el crudo extraído no solo se destina a la exportación sino que su producción es demandada también por el sistema de refinación nacional, particularidad que obliga a que la fijación de precios de los derivados internos incluya en su formulación el costo de este tramo de producción. Por otra parte al no tener este contrato una cláusula que permita la acumulación de atrasos, todo saldo pendiente de pago deberá ser cubierto por el Presupuesto General del Estado.

⁵⁹ Desde enero de 2013 el operador de ambas áreas es PETROAMAZONAS EP de conformidad con el Decreto Ejecutivo 1451-A de 2 de enero de 2013.

⁶⁰ Aplica únicamente al crudo transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano –SOTE-.

⁶¹ El crudo debe transportarse por una de las opciones entre SOTE y Oleoducto de Crudos Pesados –OCP-.

⁶² Ley de Hidrocarburos, Artículos 49, aplica 18,5% de regalías debido a que PETROAMAZONAS EP extrae más de 70.000 barriles por día.

Es decir, al comercializar el crudo el valor unitario anteriormente citado el PETROAMAZONAS EP en su conjunto no requeriría de asignaciones del Presupuesto General del Estado para cancelar la totalidad del servicio prestado.

Anexo 4

Determinación del precio de equilibrio para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos año 2011

Para estos contratos, el precio de equilibrio se considera al ingreso por barril mínimo requerido a partir del cual los recursos originados en la comercialización del crudo permiten cubrir con todos los costos, gastos e impuestos incurridos durante la extracción, transporte y comercialización del petróleo. Es decir que al comercializar el crudo en los valores unitarios correspondientes el Estado en su conjunto no acumula pasivos corrientes relacionados a cada contrato. Estos valores son considerados como un símil de punto de equilibrio en razón de que, para el Estado, el gasto total aplicado a esta producción corresponde únicamente a costos variables dependientes del nivel de producción. También podría considerarse como un punto de cierre en razón de que la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador no registra costos fijos que sean imputados a la aplicación de los contratos.

Estos contratos fueron suscritos entre la Secretaría de Hidrocarburos y las contratistas privadas aplicando la Ley de Hidrocarburos. El objeto consiste en la prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos⁶³. Por la prestación de esos servicios la empresa privada “tendrá derecho al pago de una tarifa de petróleo neto producido y entregado al estado”⁶⁴.

De los ingresos provenientes de la producción de cada área del contrato se debe reservar el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía para ser registrado como un ingreso petrolero en el Presupuesto General del Estado, esta condición se aplica de forma general independientemente del nivel de producción o precios del petróleo. Luego de descontar este porcentaje se deberá cubrir los costos de transporte, comercialización y las Leyes 10 y Ley 40, del valor resultante se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

⁶³ Ley de Hidrocarburos Art. 16

⁶⁴ Corresponde los contratos mediante los cuales las empresas privadas ostentan la condición de operadoras del área del contrato.

El gasto total en que se incurre por extracción de crudo de estos contratos además de la tarifa de las contratistas considera: IVA tarifa⁶⁵ compañía privada, Ley para el Ecodesarrollo (Ley 10), Ley de Rentas Sustitutivas⁶⁶ (Ley 40) según corresponda, y costos por transporte⁶⁷ y comercialización. Por tanto, el valor unitario requerido por contrato para cubrir todas las obligaciones se ubican entre USD 29,13 por barril y USD 67,40 por barril, no se incluye el contrato de Pacipetrol ya que su valor unitario requerido es de USD 90,34 por barril, en razón de que esta área ubicada en la Costa Ecuatoriana posee especificaciones operativas diferentes a las áreas de la región amazónica.

Tabla 4.1 Costos complementarios de los contratos específicos año 2012

Concepto	Unidades	Valor
COSTO TRANSPORTE SOTE	US\$/BL	1,08
COSTO TRANSPORTE OCP	US\$/BL	1,44
COSTO DE COMERCIALIZACION	US\$/BL	0,20
LEY 10/104	US\$/BL	1,00
LEY 40	US\$/BL	0,05

Fuente: Ministerio de Finanzas, Secretaría de Hidrocarburos

⁶⁵ Reforma tributaria 2011, eliminó la devolución del IVA para entidades públicas. Por tanto el IVA generado por el contrato es imputado directamente al gasto de la EP.

⁶⁶ Aplica únicamente al crudo transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano –SOTE-.

⁶⁷ El crudo debe transportarse por una de las opciones entre SOTE y Oleoducto de Crudos Pesados –OCP-.

Anexo 5

Productos derivados de petróleo, precio fijo y precio variable calculado por el costo de provisión

PRODUCTOS	
GASOLINA SUPER (RON 90)	
NACIONAL	
AUTOMOTRIZ	Precio Fijo menor al costo de provisión
INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión
INTERNACIONAL	
NAVIERO INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
PETROLERO MINERO	Precio variable considerando el costo de provisión
GASOLINA EXTRA TOTAL	
GASOLINA EXTRA CON ETHANOL (ECOPAIS)	Precio Fijo menor al costo de provisión
GASOLINA EXTRA	
NACIONAL	
AUTOMOTRIZ	Precio Fijo menor al costo de provisión
INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión
PESQUERO NACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
INTERNACIONAL	
PETROLERO MINERO	Precio variable considerando el costo de provisión
NAVIERO INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
PESCA ARTESANAL	Precio Fijo menor al costo de provisión
ABSORVER OIL	Precio Fijo menor al costo de provisión
DIESEL 1	
NACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
DIESEL 2	
INDUSTRIAL - OTROS (NACIONAL)	
INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión
NAVIERO NACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
PESQUERO NACIONAL	Precio Fijo menor al costo de provisión
ELÉCTRICO	Precio Fijo menor al costo de provisión
INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
DIESEL PREMIUM	
NACIONAL	
AUTOMOTRIZ	Precio Fijo menor al costo de provisión
INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión
ELÉCTRICO	Precio Fijo menor al costo de provisión
NAVIERO NACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
CARGA P. INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
FUEL OIL N°. 4	Precio variable considerando el costo de provisión
NACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
ELÉCTRICO	Precio Fijo menor al costo de provisión
INTERNACIONAL	Precio variable considerando el costo de provisión
FUEL OIL PESADO NACIONAL No.6	Precio variable considerando el costo de provisión
JET FUEL	
Nacional (Etapa 4)	Precio Fijo menor al costo de provisión
Internacional	Precio variable considerando el costo de provisión
AVGAS	
Nacional	Precio Fijo menor al costo de provisión
Internacional	Precio variable considerando el costo de provisión
ASFALTOS	
OBRA PUBLICA	Precio Fijo menor al costo de provisión
INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión
SOLVENTES	Precio Fijo menor al costo de provisión
SPRAY OIL	Precio Fijo menor al costo de provisión
GAS LICUADO PETRÓLEO	
GPL Doméstico 92,5%	Precio Fijo menor al costo de provisión
GPL Industrial 0,7%	Precio variable considerando el costo de provisión
GPL Transporte Taxi 3,4%	Precio Fijo menor al costo de provisión
GPL Sector Agrícola 3,4%	Precio Fijo menor al costo de provisión
RESIDUO SECTOR ELECTRICO - INDUSTRIAL	
SECTOR ELECTRICO	Precio Fijo menor al costo de provisión
SECTOR INDUSTRIAL	Precio variable considerando el costo de provisión

Fuente: Ministerio de Finanzas.

Anexo 6

Descripción formal del Canal Fiscal: ingresos, gastos y financiamiento.

Se continuará con la definición del canal fiscal para identificar los impactos en el resto de la economía.

En este sentido el gasto público efectivo puede ser expresado como la siguiente función:

$$G_t = f(\text{Ingresos}_t, \text{Capacidad de endeudamiento}_t)$$

Trayectorias programadas de Gasto del Gobierno Central en cada programación plurianual y los niveles de precios de petróleo.

$$GE_t = f(\text{Expectativa de Ingresos}_t, \text{Programa de endeudamiento}_t)$$

En este sentido el gasto público efectivo puede ser expresado como la siguiente función:

$$G_t = f(\text{Ingresos}_t, \text{Capacidad de endeudamiento}_t)$$

Ambos componentes tanto ingresos como capacidad de endeudamiento también tienen relaciones y determinantes en otras variables que permiten estimar su nivel ejecutado.

$$\text{Ingresos}_t = f(\text{Tributos}_t, \text{Renta Petrolera}_t)$$

$$\text{Capacidad de endeudamiento}_t = f(\text{Ingresos}_t, \text{Ingresos}_{t+1}, \text{Deuda}_{t-1})$$

En este sentido los ingresos tributarios generan una endogeneidad respecto al gasto público y una discusión respecto a la causalidad entre las variables. Si los ingresos permiten generar gastos o si los gastos permiten generar nuevos ingresos.

$$\text{Tributarios}_t = f(\text{PIB}_t, \text{Importaciones}_t, G_t)$$

Anexo 7

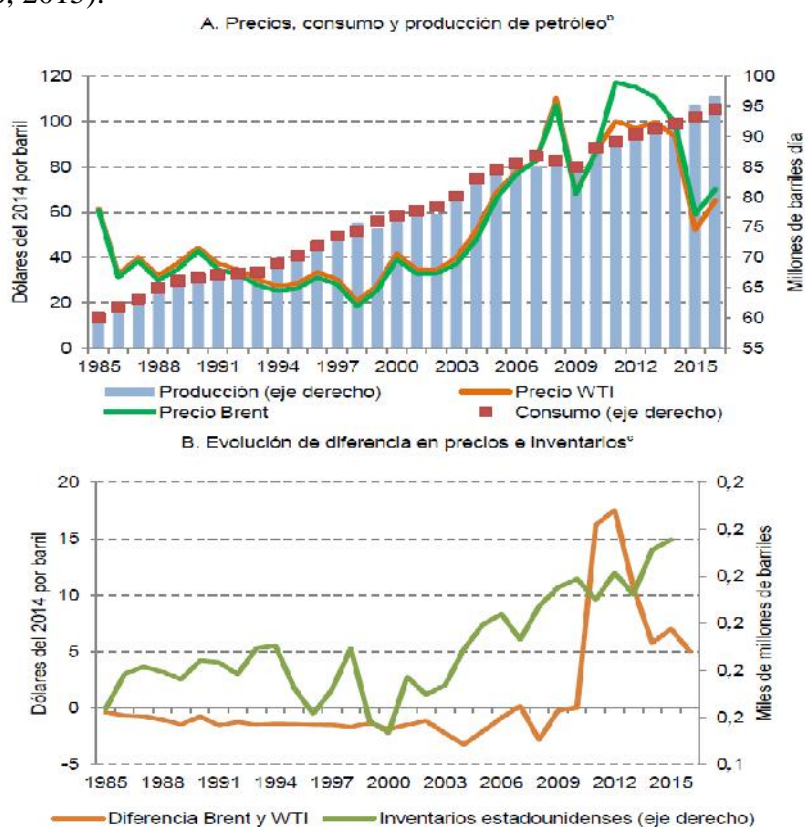
Volatilidad de los precios del petróleo

De acuerdo con Sánchez-Albavera y Vargas (2005), el análisis de las medias, máximos y mínimos anuales del precio del petróleo en las últimas décadas, da cuenta de su volatilidad, pues por ejemplo, los ascensos en los precios han ido acompañados por incrementos en la volatilidad medida a través de la desviación estándar, y esto repercute en la incertidumbre para la toma de decisiones económicas.

Por su parte, el denominado “superciclo” del precio del petróleo oficialmente finalizó el segundo semestre de 2014, pasando de más de 100 dólares por barril en junio de 2014 a cerca la mitad a inicios del año 2015 (Arroyo y Cossío, 2015).

Los principales factores que explican aquello se relacionan con temas geopolíticos, económicos, tecnológicos y de consumo, que abrieron la posibilidad de que se dé una sobreoferta petrolera mundial en los últimos años.

Así, “la historia ha demostrado que la industria del petróleo ha sido capaz de adaptarse relativamente bien a una elevada volatilidad en los precios del petróleo, y de hecho en algunos episodios los productores han sido actores principales en influenciar dicha volatilidad. En el último siglo han existido pocos periodos cuando los precios del petróleo fueron estables, sin embargo en las últimas cuatro décadas la volatilidad se ha incrementado; siendo que en la última década el precio cayó a la mitad y duplicó en dos oportunidades” (Arroyo y Cossío, 2015).



Lista de referencias

- Arroyo A. y Cossío F. 2015. Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe. CEPAL.
- Daniel Lederman y William F. Maloney. 2007. Natural Resources Neither Curse nor Destiny, The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Washington, DC
- Chaverri, C. “Límite natural de deuda para la economía costarricense”, Economía & Sociedad
- Corden M. y Neary P. Diciembre 1982, “Booming Sector and De-Industrialisation in a Small Open Economy” The Economic Journal, Vol. 92, No. 368, pp. 825-848
- Kaldor, N. 1975. "What is wrong with economic theory", Quarterly Journal of Economics, August.
- Kaldor, N. 1979. "Equilibrium Theory and Growth Theory", in M. J. Boskin (ed.), Economics and Human Welfare. Essays in Honor of Tibor Scitovsky, New York, Academic Press.
- Luigi L. Pasinetti 1960. A Mathematical Formulation of the Ricardian System* 1960
- Manzano O. y Rigobon R. Julio 2001. “Resource Curse or Debt Overhang?” NBER Working Paper No. 8390.
- Mehlum, H. et al. 2005. “Cursed by resources or institutions?”, Norwegian University of Science and Technology, Department of Economics, Working Paper Series No. 10/2005, 23p.
- Sánchez-Albavera F. y Vargas A. 2005. La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina. CEPAL, Chile.
- Solow, R. Mayo 1974, “The Economics of Resources or the Resources of Economics”, The American Economic Review, 1-14.
- Steindl, J. 1976. Maturity and Stagnation in América Capitalism Monthly Review Press Primera edición, New York y Londres
- Stevens P. Junio 2003, “Resource impact: curse or blessing?”, A literature survey. Journal of Energy Literature, 9(1):3-42.
- Thirlwall, A. P. 1986. "A General Model of Growth and Development on Kaldorian Lines", Oxford Economic Papers, 38, 199-219.
- Uzawa y Hirofumi, Febrero 1961. “Neutral Inventions and the Stability of Growth Equilibrium,” Review of Economic Studies, 28 (2), 117–124.