



Maestría en Administración Pública

Política petrolera y finanzas públicas colombianas 2000 - 2018

Tesis de maestría para optar al título de Magister en Administración Pública

Julio César Gutiérrez Pinares

Maestrante

PhD. Luis Nelson Beltrán Mora

Director de Tesis

Escuela Superior de Administración Pública –ESAP–

Facultad de Posgrados: Maestría en Administración Pública

Línea de Investigación: Economía de lo Público

Grupo Consolidado de Investigación: Globalización y Finanzas Públicas

Semillero: Gestión de la Empresa Pública

Proyecto: Sector público consolidado colombiano: apertura y estrategias de gestión económica y
empresarial para el nuevo milenio

Bogotá D.C., 06 de agosto de 2020

Copyright © 2020 Julio César Gutiérrez Pinares. Todos los derechos reservados.

Dedicatoria

A Dios Omnipotente, que marco mi senda con responsabilidad, entrega y grandes bendiciones, para realizar un trabajo transparente, ético y que aporte a la administración pública un grano de arena para ver de otra forma y mejorar las finanzas públicas de Colombia; a mi esposa, María Rocío, como pilar fundamental de mi hogar por el gran acompañamiento sentimental, moral y físico, que signifique un sacrificio de tiempo familiar, por las altas horas de estudio e investigación; a mis hijas Sarita y Laurita, por cuanto siempre estuvieron pendientes de mis resultados, por sus expresiones de admiración, apoyo y por observar en mí, según sus palabras un ejemplo de superación y entrega; y a mi madre María Emma, por las largas ausencias vividas por mis compromisos académicos, quien siempre se expresó con un “bienvenido hijo” y un gran abrazo.

Agradecimientos

A todos los docentes que con su gran experiencia aportaron en desarrollar destrezas y conocimientos para incentivar la investigación y la búsqueda de la verdad; al profesor Luis Nelson Beltrán por su exigencia, seguimiento y paciencia, al profesor Jaime Alberto Gómez, Co-investigador del proyecto y su excelente conocimiento en modelos de investigación, a los integrantes del Grupo Consolidado de Investigación Globalización y Finanzas Públicas y al Semillero Gestión de la Empresa Pública; a los jurados asignados, los docentes Pedro Elías Galindo y Fernand José Fortich Pacheco, que hicieron que por su estricta academia, conocimiento y experiencia se constituyeran en una nómina de lujo para poder realizar un excelente trabajo de investigación, al Director de la ESAP el Dr. Pedro Medellín Torres, a la Dra. Diana Marcela Bustamante Arango, Decana de la Facultad de Posgrados, demás directivos y a mis compañeros maestrantes quienes pusieron un alto nivel de estudio en todo el desarrollo de la maestría que demandó una alta carga académica y gran dosis de humor.



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

ACTA DE SUSTENTACIÓN

En Bogotá, D.C., 06 de agosto de 2020, se reunieron de manera virtual la Facultad de Posgrados de la ESCUELA SUPERIOR DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA, **JAVIER GACHARNÁ**, responsable académico del Programa de Maestría en Administración Pública de la Facultad de Posgrados; **LUIS NELSON BELTRÁN**, director de tesis; **PEDRO ELIAS GALINDO Y FERNAN FORTICH**, jurados; quienes actuaron como examinadores y calificadores de la sustentación del trabajo de investigación exigido como requisito parcial para optar al título de Magíster en Administración Pública, de parte del estudiante: **JULIO CESAR GUTIERREZ PINARES**, identificado con cédula de ciudadanía 79506260, de conformidad con lo establecido en los Artículos 35 al 38 del Acuerdo 004 de 2014, y previo el cumplimiento de los requisitos académicos exigidos. El aspirante al grado de Magíster en Administración Pública presentó el trabajo titulado: "**Política petrolera y finanzas publicas colombianas 2000 - 2018**", el cual fue examinado por los jurados sobre enfoque, contenido y conclusiones. Evaluadas las respuestas de los postulantes, los Jurados calificaron el trabajo y la sustentación como: **APROBADO**

OBSERVACIONES: Recomiendo, en base a la temática, la calidad del documento presentado y el avance en el estudio económico en la óptica de la administración pública a tesis presentada y sustentada, le sea concedida la distinción de Tesis meritoria.

FERNAN FORTICH PACHECO
Jurado de Tesis

PEDRO ELIAS GALINDO
Jurado de Tesis

Vigilada MinEducación

Proyecto: Yuliana Ramirez-MAP Posgrados
Revisó: Wilton H. Morales P-coord. Maestrías

Sede Nacional - Bogotá - Calle 44 No. 53 - 37 CAN
PBX: 2202790 - Fax: (091) 2202790 Ext. 4111
Correo Electrónico: ventanillaunica@esap.edu.co
www.esap.edu.co



Escuela Superior de
Administración Pública

CONTENIDO

POLÍTICA PETROLERA Y FINANZAS PÚBLICAS COLOMBIANAS 2000 – 2018	1
1. LINEA DE INVESTIGACION	1
2. INTRODUCCION	1
3. JUSTIFICACION	3
4. PROBLEMA	4
4.1. Planteamiento del problema	4
4.2. Delimitación del problema	5
4.3. Formulación del problema y emisión de la pregunta problema	5
5. OBJETIVOS	5
5.1. Objetivo General	5
5.2. Objetivos Específicos	6
6. ESTADO DEL ARTE	6
6.1. El petróleo en la economía	6
6.1.1. Tipos de Compañías petrolera	8
6.1.2. Precios del petróleo	10
6.1.3. Demanda de petróleo mundial	11
6.1.4. Consideraciones de la producción y manejo de petróleo OPEP y No OPEP	12
6.1.5. Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y los fondos de ahorro y estabilización	15
6.1.6. El Presupuesto Nacional	16
6.1.7. Déficit Fiscal	17
6.2. Países y sus políticas petroleras	19
6.2.1. Noruega	19
.....	20
6.2.2. Brasil	24
6.2.3. Venezuela	29

6.2.4.	Arabia Saudita.....	33
6.2.5.	Para Resaltar de Noruega, Brasil, Venezuela y Arabia Saudita	36
7.1.	Marco histórico y legal.....	38
7.1.2.	Los contratos petroleros.....	48
7.1.4.	Sistema General de Regalías.....	56
7.1.5.	El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE).....	61
8.	MARCO TEORICO	68
9.	HIPÓTESIS	73
10.	METODOLOGIA	74
10.1.	Tipo de investigación.....	74
10.2.	Recolección de datos.....	75
10.3.	Delimitación espacial.....	76
10.4.	Delimitación Temporal	76
10.5.	Fuentes de información.....	76
10.6.	Procesamiento de la información	76
10.7.	Modelo.....	76
10.7.1.	Etapas para realizar una regresión Lineal Múltiple	77
10.7.2.	Regresión con Variables Dummy	78
10.7.3.	Problemas de especificación del modelo de regresión múltiple.....	78
10.8.	Modelo producción OPEP	80
10.9.	Modelo FAEP y FAE.....	87
11.	RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	95
11.1.	Del manejo internacional del petróleo y el papel de la OPEP, recursos por petróleo en esta inestabilidad mundial.....	96
11.2.	Del Monopolio estatal a la privatización de Ecopetrol	98
11.3.	Ineficiencia de la política petrolera colombiana.....	99

11.3.1.	Las utilidades de Ecopetrol S.A.....	99
11.3.2.	La inestabilidad de las reservas petroleras y la inversión extranjera	100
11.3.3.	Contratos petroleros.....	101
11.4.	El presupuesto General de la Nación, El Marco Fiscal de Mediano Plazo, la Regla Fiscal y las rentas petroleras	103
11.5.	Fondo de ahorro y estabilización	105
11.6.	Regalías un sistema que trae desarrollo social	106
11.7.	Conclusiones	109
11.8.	Recomendaciones	110
12.	BIBLIOGRAFIA.....	113

POLÍTICA PETROLERA Y FINANZAS PÚBLICAS COLOMBIANAS 2000 – 2018

1. LINEA DE INVESTIGACION

Economía de lo Público.

Grupo Consolidado de Investigación: Globalización y Finanzas Públicas

Semillero: Gestión de la Empresa Pública

Proyecto: Sector público consolidado colombiano: apertura y estrategias de gestión económica y empresarial para el nuevo milenio, ID 145.

2. INTRODUCCION

El petróleo es un recurso natural no renovable que es importante en el desarrollo energético y económico de los países que poseen reservas petroleras y que son exportadores; no obstante, los debates actuales sobre la importancia de comenzar a transitar a energías limpias para lograr el desarrollo sustentable y estabilidad ambiental, el juego de los productores y consumidores de petróleo para incidir en los precios internacionales, el uso de esos precios como referente de los mercados domésticos para proyectar, desde las finanzas corporativas hasta las finanzas estatales lo hacen un sector volátil.

Colombia en las últimas dos décadas, a pesar que su economía no es dependiente del petrolero, realizó exportaciones promedio anuales, cercanas a los 13.000 millones de dólares, llegando a representar el 6.9% del PIB en 2006, y el 24.9% de aporte a las finanzas públicas del Gobierno Nacional Central, cuando tuvo mejor cotización el precio internacional de petróleo de referencia Brent en el año 2013.

Desde 1951, en pro del desarrollo y aseguramiento energético, el Estado nacionalizó a la empresa de petróleo Ecopetrol, asegurando un crecimiento económico bajo el modelo Keynesiano, con la intervención Estatal como bandera; con los cambios en 2003, se denomina a la empresa estatal petrolera “Nueva Ecopetrol S.A.”, con una política petrolera en defensa del medio ambiente, las energías renovables, la importancia del recurso para solventar la crisis fiscal y comienza a cambiar el rumbo de la industria petrolera basada en el modelo neoliberal “desregulador y privatizador”.

Este trabajo sustenta la hipótesis en torno a determinar que la política petrolera en Colombia desde el año 2000 hasta el 2018 es ineficiente, de postura neoliberal, por cuanto le extrajo rentas al país, con la venta de acciones de Ecopetrol al sector privado en 2006, alejó al Estado de la producción de un bien con recursos significativos a las finanzas públicas, no aportó al desarrollo de la industria petrolera al estancar la exploración y explotación lo cual no ha permitido asegurar la estabilidad energética del país, bajo la sombra latente de llegar a ser Colombia un país importador de petróleo.

Este trabajo se divide en tres partes, en la primera a manera de estado del arte se revisa que el petróleo no solo es un recurso energético que genera desarrollo económico y social para las naciones productoras y exportadoras, sino que aporta de manera significativa a las finanzas públicas de esos Estados, factores que han llevado incluso a la nacionalización de las empresas productoras del recurso en la mayoría de las naciones del mundo, en gran parte del siglo XX; de igual manera que la administración de los recursos se hace con claros modelos de intervención, tanto en el contexto internacional que es donde se fijan los precios, y en el contexto local para evitar los fenómenos inflacionarios y revaluacionistas que pueden desembocar en la llamada enfermedad holandesa, que tanto sufren los países exportadores de recursos no renovables, si no se gestiona adecuadamente.

En este mismo capítulo se presenta un recorrido por las políticas petroleras que han desarrollado países, como Noruega, Brasil, Venezuela, Arabia Saudita y por supuesto Colombia, donde se caracteriza que entre 1950 y 1990 el modelo de estatalización mejoró la eficiencia en el sector petrolero no solo por las exploraciones, las explotaciones y las exportaciones, sino porque el mismo les aportó grandes recursos a las finanzas públicas.

En la segunda parte se desarrollan dos modelos econométricos que señalan que los precios del petróleo son determinados en el mercado internacional, y que para apuntar a tener mejores precios, los países productores deben implementar políticas petroleras restrictivas de controles y creación de carteles en el contexto internacional, como son los Países Exportadores de Petróleo y sus amigos (OPEP+) que desembocan en grandes choques de oferta orquestado por una política proteccionista de los Estados. De igual manera se muestra como determinante de la política petrolera la creación de fondos de ahorro y estabilización y fondos soberanos, para mejorar no solo las finanzas, sino contrarrestar los impactos negativos de las épocas de expansión y crisis de los precios internacionales.

Los dos modelos econométricos de regresión arrojan resultados interesantes, pues se demuestra que es menos volátil el déficit fiscal cuando un país productor y exportador de petróleo puede ahorrar y utilizar en

tiempos de crisis los dineros de los fondos de ahorro y estabilización, pero que además de tomar esta medida de política fiscal discrecional interna, se debe complementar con decisiones a nivel internacional de pertenecer a la OPEP, que ayude a través de la restricción de la oferta, regular el precio internacional del petróleo y por ende mejorar las finanzas públicas del Estado.

Finalmente, en la tercera parte que corresponde a los resultados de la investigación, en la que se demuestra que Colombia, no ha tenido en cuenta la lógica de la participación en el mercado petrolero, al no pertenecer a la OPEP; no tuvo respeto a las reglas de funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, es decir, no cumplió con el objeto de su adopción, debido a desahorros innecesarios, que, aunque suavizaron el déficit fiscal (no lo afectaron, por la forma en que se utilizaron); la venta de más del 11% de Ecopetrol S.A, la feria de las regalías, la politización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, razones todas ellas, que no han permitido el aumento de la exploración, la explotación y de las reservas petroleras, que garanticen la seguridad energética y económica del país.

3. JUSTIFICACION

Dado que Colombia es un país que depende de la exportación de productos primarios, principalmente del sector minero e hidrocarburos, el aumento o disminución de los precios del petróleo a nivel internacional, influencia los ingresos fiscales del país, como lo demuestra el peso del sector del 6,4% en 2011¹ y haber llegado al 2,2% del PIB en 2016. Dentro de nuestra postura como estudiantes de Maestría en Administración Pública de la ESAP, es fundamental la defensa de lo público, y hablar de Ecopetrol es hablar de políticas públicas que encierran la hacienda pública (las normas), las finanzas públicas (cifras) y la política fiscal (el impacto).

Ecopetrol S.A. en 2015 reportó pérdidas atribuibles a los accionistas por 3,08 billones de pesos, en 2016 utilidades por 1,56 billones, en 2017 utilidades por 6,62 billones de pesos² y en el 2018 la utilidad neta ascendió³ a 11.6 billones de pesos, la más alta de los últimos cinco años y casi el doble que la registrada en

¹ <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS?locations=CO>, Rentas del petróleo porcentaje del PIB 2016, Banco Mundial.

² Ecopetrol S.A., Estado de ganancias y pérdidas consolidado a Diciembre 31 de 2017, <https://www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/2.%20P&G%20consolidado.pdf>.

³ Ecopetrol S.A., Grupo Ecopetrol logra, al cierre de 2018, utilidad neta más alta de los últimos cinco años, febrero 27 de 2019. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2019/boletines-2018/resultados+grupo+ecopetrol+2018>

2017; por su parte, el Ebitda⁴ del Grupo Empresarial ascendió a 30.8 billones de pesos, el más alto de la historia, lo que la hace una empresa estratégica para las finanzas del Estado Colombiano.

En este orden de ideas buscamos con este trabajo de investigación determinar que la política petrolera adoptada por el país, no garantiza los recursos adecuados para las finanzas públicas de Colombia, al constituirse en una política liberal, poco intervencionista a pesar de los grandes recursos que genera.

El petróleo genera básicamente cuatro grandes problemas: perturbaciones en la economía, no cumplir con sus objetivos legales como empresas monopólicas de un Estado, grandes conflictos de desarrollo, por cuanto entre más se explota, más se afecta el ambiente y desde el punto de vista del Estado, maniobrar de forma que las instituciones creadas tengan las funciones estratégicas para incentivar la explotación y exploración para generar grandes rentas.

4. PROBLEMA

4.1. Planteamiento del problema

El sector petrolero colombiano se encuentra viviendo una serie de acontecimientos, algunos de los cuales se nombran a continuación, a manera de información y que por la profundidad que exige cada uno de ellos, como temas de trabajo de investigación independientes, reflejan la problemática del sector al momento de generar recursos para el Estado; eventos como la venta del 11% de las acciones de Ecopetrol a los privados, con posibilidad de venta de un 9% más; la fluctuación a la baja de los precios internacionales con recuperaciones intermitentes desde 2011 y hasta 2014, la caída de 2015, la recuperación del precio a partir del año 2018, los efectos de la desaceleración mundial provocada por las guerras comerciales y las guerras internas de oferta de los países de la OPEP; la constante participación de los grupos de interés y la ciudadanía en general de las regiones donde se realiza su explotación en la búsqueda de un desarrollo organizado y equitativo; la debilitación de las reservas que alcanzaría unos siete años, por las limitadas exploraciones para la consecución de nuevos yacimientos, auspiciada por la baja capacidad tecnológica; los altos costos operativos del modelo de negocio, que han sido sustancialmente rebajados en los últimos dos años, la no utilización del 100% de la infraestructura de transporte, almacenamiento y refinado; los

⁴ El EBITDA es uno de los indicadores financieros más conocidos, e imprescindible en cualquier análisis fundamental de una empresa. Sus siglas representan, en inglés, las ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization), o lo que es lo mismo, representa el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros. <https://www.pymesyaautonomos.com/administracion-finanzas/que-es-el-ebitda-de-una-empresa-y-como-se-calcula>

sobrecostos exagerados de la modernización de REFICAR y BIOENERGY, las reglas no claras para los inversionistas nacionales y extranjeros al momento de lanzarse en nuevas aventuras de exploración y explotación que hacen que la desconfianza aleje tan importantes recursos del país y los constantes ataques de grupos al margen de la ley a la infraestructura petrolera, refleja un panorama no muy alentador para las finanzas públicas de Colombia.

4.2. Delimitación del problema

Los ingresos del Estado procedentes de la explotación de hidrocarburos, parte de los precios internacionales del petróleo y la conjugación de la política petrolera para su exploración y explotación, cuyo efecto se ve reflejado en las finanzas públicas, lo que hace necesario revisar los fondos de ahorro y estabilización creados, los tipos de contratos utilizados en el sector petrolero, la nacionalización y venta parcial de Ecopetrol S.A., como políticas públicas, adoptadas para asegurar la seguridad energética del país.

4.3. Formulación del problema y emisión de la pregunta problema

Por los acontecimientos mencionados que presuntamente indicarían que están llevando al Gobierno Nacional a la venta a privados de activos estratégicos para el Estado, o de vender otro porcentaje de las acciones de Ecopetrol o cualquiera de sus filiales, en un país que, como lo es Colombia, tiene petrolizadas las cuentas fiscales, con la aplicación de un modelo neoliberal en el que el Estado no participe en las grandes empresas generadoras de grandes recursos, las mismas se dejen al vaivén del libre mercado, no aportando al desarrollo del sector petrolero, nos lleva a la siguiente pregunta de investigación: ¿El modelo de política petrolera adoptado por Colombia, permite optimizar las finanzas públicas originadas por la explotación de hidrocarburos, es adecuada para el desarrollo de la industria petrolera y protege a Ecopetrol S.A. para los colombianos?

5. OBJETIVOS

5.1. Objetivo General

Estudiar la política petrolera colombiana en el periodo 2000 – 2018 y su incidencia en las finanzas públicas.

5.2. Objetivos Específicos

- 5.2.1.** Evaluar la política petrolera en Colombia a partir del desenvolvimiento de Ecopetrol como empresa pública de economía mixta y sus aportes a las finanzas públicas
- 5.2.2.** Aportar a la investigación la comparación de modelos liberales e intervencionistas, de política petrolera exitosas de otros países como son Noruega, Brasil, Venezuela y Arabia Saudita, como punto de referencia para aplicarlo en Colombia para que la adopción de buenas experiencias cambie la situación fiscal del país.
- 5.2.3.** Realizar dos modelos econométricos de regresión, el primero que explique los determinantes del entorno internacional, liderados por la OPEP que han influido en la oferta y por ende en la fijación del precio internacional del petróleo y el segundo observando el gasto del Gobierno Nacional Central (GNC), las exportaciones, los saldos acumulados del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) y el déficit fiscal, demostrar cómo la política fiscal discrecional, debería contrarrestar la resonancia de los vaivenes internacionales en las finanzas públicas.

6. ESTADO DEL ARTE

6.1. El petróleo en la economía

El marco institucional es clave en el ingreso fiscal petrolero por cuanto puede facilitar la gobernabilidad democrática al reducir las presiones y la función redistributiva se invierte en los sectores más necesitados y se de la famosa frase de “sembrar el petróleo”, para activar otros sectores de la economía, de ahí la importancia de términos como el de política pública, finanzas públicas, nueva gestión pública y el de gobernanza petrolera que veremos en esta primera parte.

La política pública tiene que ver con las acciones, decisiones y omisiones por parte de los distintos actores involucrados en los asuntos públicos y la política de las políticas públicas, son relaciones de poder en el proceso de las acciones del gobierno con la sociedad y es aplicable a los diferentes sectores, que para nuestro caso es el petrolero y por ello son el diseño de una acción colectiva intencional, es decir “un curso de acción que sigue un actor o un conjunto de actores al tratar un problema o asunto de interés (Aguilar Astorga, 2017).

El término “finanzas públicas” deben propiciar a través de una adecuada fiscalidad y un nivel mínimo de ingresos para el Estado, financiar el gasto público y los recursos necesarios para realizar las inversiones indispensables para un proceso de expansión del desarrollo (vías de comunicación, puertos, telecomunicaciones) y que debe ser extensiva a la inversión social, es decir al gasto público dirigido a la inversión en la gente (salud básica, educación, recreación) (Restrepo, Introducción a la hacienda pública, 2015). Sin embargo, se ha desarrollado con más fuerza el tema de las privatizaciones y de los contratos de concesión a particulares para construir y gestionar infraestructura y servicios públicos de forma idónea, que sea viable ejecutar bajo estas modalidades jurídicas con el control y la supervisión del Estado.

La gobernanza de los recursos naturales se ejerce a través del conjunto de instituciones formales (como marcos constitucionales, leyes, contexto fiscal y regulación sectorial, entre otras), instituciones informales (reglas implícitas en la práctica de uso común) y decisiones políticas soberanas, cuyo accionar conjunto rige el funcionamiento de los sectores extractivos. Se determinan así los regímenes de propiedad (por ejemplo, leyes de concesiones), marcos tributarios (tratamiento fiscal específico de estos sectores), y mecanismos de ahorro, distribución y uso de las rentas públicas provenientes de estos sectores (fondos de inversión y estabilización), así como otras funciones de ordenamiento de las actividades asociadas a los sectores extractivos de recursos naturales” (CEPAL, 2014, pág. 276 citado por (Altomonte & Sanchez, 2016).

Para la investigación es importante determinar el proceso de estatalización de las empresas petroleras, (Steven, 2008) lo cual se debe a una presentación de ciclos, que van muy influenciados por los costos del barril de petróleo a nivel mundial y la necesidad de disponer de los recursos generados por la explotación petrolera, pero una vez se produce la nacionalización de los recursos se da una disminución considerable de la inversión extranjera para aventuras de exploración y explotación (upstreams⁵); aunque surgieron muchos argumentos para la creación de las empresas estatales petroleras, como las fallas de mercado, la legacía keynesiana, el ejemplo de modelo soviético (estos tres propuestos por la OCDE⁶), los argumentos del socialismo y el nacionalismo, el concepto de soberanía permanente y el rápido incremento de los precios del barril se constituyeron en los más predominantes, dado que el petróleo es centro para el control y propiedad estatal.

⁵ La industria de hidrocarburos se encuentra dividida en tres etapas: Upstream es el sector de exploración y producción, Midstream se refiere a la transportación de los hidrocarburos y Downstream incluye refinamiento de hidrocarburos en productos, así como su venta, Fuente: AMEXHI, <http://petróleoenergia.com/index.php/es/mxe-2/item/237-%C2%BFqu%C3%A9-son-el-upstream-midstream-y-downstream.html>.

⁶ La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) es una organización internacional cuyo objetivo es promover políticas que favorezcan la prosperidad, la igualdad, las oportunidades y el bienestar para todas las personas. <https://www.oecd.org/acerca/>.

El estudio del artículo de Paul Steven⁷, correspondió a los países del medio oriente, Nigeria de África , Venezuela y Bolivia en América Latina, por cuanto dichos lugares han sido siempre líderes en las reservas globales y en años recientes también protagonistas de conflictos lo cual resulta relevante debido a que determina la habilidad y voluntad de la región de convertir su geología en suministro de petróleo para el mercado mundial del crudo y convertir sus recursos en desarrollo, es decir, crecimiento, creación de empleo y el alivio de la pobreza para su propio pueblo.

Lo basado en soberanía y nacionalismo económico (Steven, 2008), como posición política dominante, se constituyó en un mecanismo para poner en el contexto mundial y nacional la política estatal y por ese mayor control requería mayor información lo cual se lograba con una empresa estatal de petróleo, la negociación obsolescente⁸ como decisión unilateral de los gobiernos, obligo a nivel mundial, establecer reglas claras de juegos en las diferentes modalidades de contrato, por cuanto la competencia para la explotación petrolera se realizaba a través de empresas estatales que competían entre sí.

Lo que emerge de este documento es que la “nacionalización del recurso” es un fenómeno cíclico (Steven, 2008), el ciclo es manejado por factores exógenos y endógenos; los factores exógenos implican una de ideología con respecto a la intervención del Estado en la economía, la extensión de la alienación de la población en los países pobres en vías de desarrollo donde el recurso está localizado, así como el nivel y la naturaleza del nacionalismo y la xenofobia. En todos estos casos, estos pueden estar influenciados por el comportamiento y actitudes de poderes dominantes en términos de su capacidad para imponer ideologías y en términos de las reacciones que sus políticas provoquen. Los factores endógenos están en función al número de variables y un punto importante es que el estado de la “negociación obsolescente” está en términos de su propio ciclo natural muy en función del nivel de precios del petróleo en el momento que los acuerdos fueron firmados, el grado de competencia por la concesión cuando los acuerdo fueron suscritos y la sofisticación de los negociadores

6.1.1. Tipos de Compañías petrolera

⁷ Profesor emérito de Economía y Política del Petróleo en el Centro de Energía, Petróleo, y Derecho y Política Mineral en la Universidad de Dundee e Investigador Senior (Energía) en Chatham House.

⁸ La negociación obsolescente es un Modelo que hace referencia al hecho de que un país con recursos naturales permite la explotación de un recurso por parte de una empresa privada hasta que este tenga suficientes activos invertidos en el país, luego de lo cual el poder de negociación del Estado se incrementa significativamente. (p.171, pie de página) Nacionalización de recursos y el rol de las empresas estatales de petróleo en medio oriente: historia y perspectivas, Paul Stevens, Revista, Circulo de Derecho administrativo, pagina 171 a 188, <file:///C:/Users/USER/Downloads/13992-55712-1-PB.pdf>.

Los gobiernos y las empresas privadas desempeñan diversas funciones en el traslado del petróleo crudo de los productores a los consumidores, existen tres tipos de empresas que suministran petróleo crudo al mercado mundial del petróleo y cada una tiene su manejo particular.

6.1.1.1. Compañías petroleras internacionales o multinacionales (IOC)

Son compañías como la ExxonMobil, BP y Royal Dutch Shell, de propiedad exclusiva de los inversores privados y están principalmente interesadas en aumentar el valor para sus accionistas y sus decisiones de inversión están basadas en factores económicos, deben seguir las leyes de los países que poseen los recursos naturales y se mueven rápidamente para desarrollar y producir los recursos petroleros disponibles y vender su producción en el mercado global (US EIA, 2019).

6.1.1.2. Compañías petroleras nacionales (NOC)

Son compañías que operan como extensiones de un gobierno o una agencia gubernamental, como por ejemplo Saudi Aramco (Arabia Saudita), Pemex (México), la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) y Petróleos de Venezuela SA (PDVSA). Las NOC apoyan financieramente los programas gubernamentales y algunas veces brindan apoyo estratégico. Las NOC a menudo subsidian y proporcionan combustibles a sus consumidores nacionales a precio más bajo que los combustibles que proporcionan al mercado internacional. No siempre tienen el incentivo, los medios o la intención de desarrollar sus reservas al mismo ritmo que las multinacionales. Debido a los diversos objetivos de sus gobiernos de turno, las NOC persiguen objetivos que no están necesariamente orientados al mercado, pues incluyen el empleo de ciudadanos, la promoción de las políticas internas o externas de un gobierno, la generación de ingresos a largo plazo para pagar los programas del gobierno y el suministro de energía doméstica de bajo costo. Los miembros de la OPEP, entran en esta categoría de empresas (US EIA, 2019).

6.1.1.3. Compañías petroleras nacionales (NOC) con autonomía estratégica y operativa

Las NOC en esta categoría funcionan como entidades corporativas y no operan como extensiones de los gobiernos de sus países. Esta categoría incluye Petrobras (Brasil) y Equinor (Noruega). Estas compañías a menudo equilibran las preocupaciones orientadas a las ganancias y los objetivos de sus países con el desarrollo de sus estrategias corporativas. Aunque estas empresas están motivadas por preocupaciones

comerciales, también pueden tener en cuenta los objetivos de sus países al hacer inversiones u otras decisiones estratégicas (US EIA, 2019).

6.1.2. Precios del petróleo

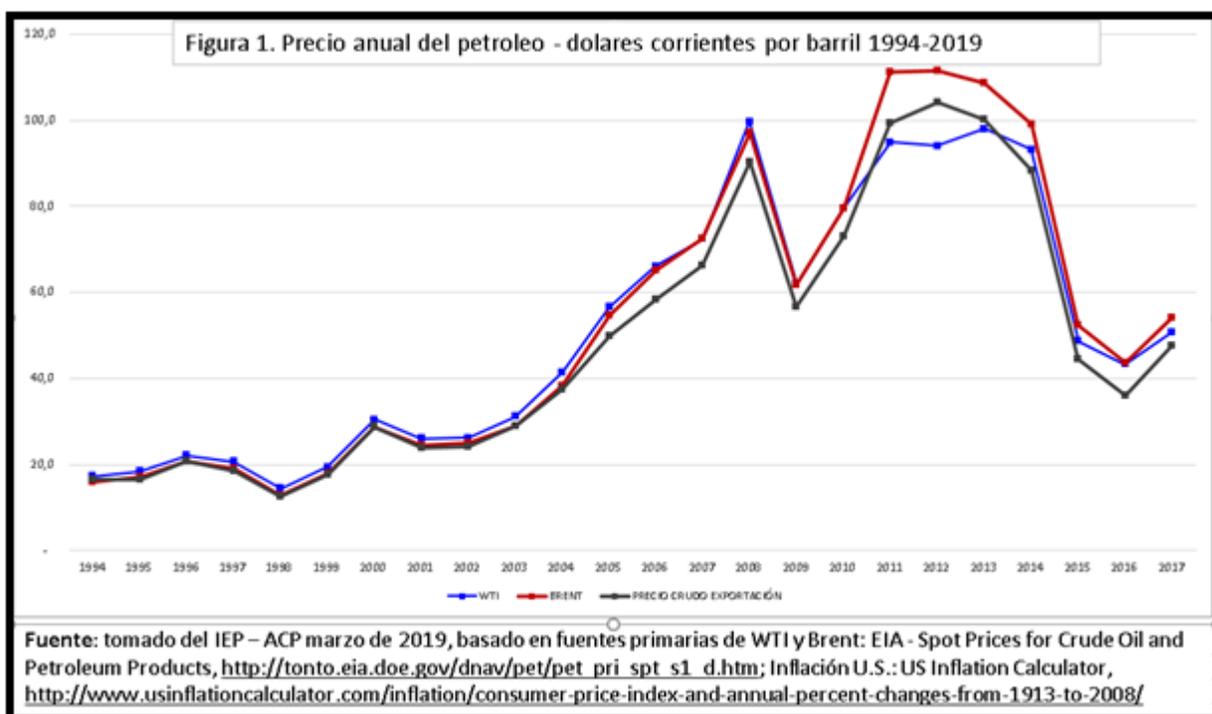
Cada vez es más importante en el ambiente petrolero, atacar la variable precio, por ello, la organización es fundamental como mecanismo de presión sobre el mercado y en este sentido la política que le ha funcionado a los países, como los organizados en la OPEP⁹ (Integrantes y funcionamiento que se verá en el numeral 6.1.4., consideraciones de la producción y manejo de petróleo OPEP y No OPEP), son los acuerdos para restringir la oferta, creer que el petróleo seguirá siendo el principal recurso energético global, basados simplemente en la ley económica de la oferta y la demanda (Economipedia, 2019), principio sobre el que se sustenta una economía de mercado, que refleja la relación que existe entre la demanda de un producto y la cantidad ofrecida de ese producto teniendo en cuenta el precio al que se vende el producto, es decir la ley de la demanda establece que, manteniéndose todo lo demás constante (*ceteris paribus*), la cantidad demandada de un bien disminuye cuando el precio de ese bien aumenta; Por otro lado, la ley de la oferta indica que, manteniéndose todo lo demás constante (*ceteris paribus*), la cantidad ofrecida de un bien aumenta cuando lo hace su precio.

La estrategia de la OPEP para salvaguardar unos precios del petróleo favorables a los intereses de los países productores es mantener el crudo como la fuente de energía más eficiente a través de unos precios competitivos, activar la producción de crudos más costosos y cuidando no debilitar la demanda (Puyana, 2009), controlar la oferta con recortes de producción concertadas con países OPEP y amigos (OPEC, Prefacio, 2018), situación que ha sido difícil con el ingreso de Rusia (amigo OPEP) y Estados Unidos (como líder de los consumidores y productores no OPEP) como productores de vanguardia de hidrocarburos y que pesan al momento de definir precios del petróleo, que también se está viendo afectado por la disminución de la demanda debido a la desaceleración mundial de la economía que se está reflejando en países como China, India y los Estados Unidos; en la figura 1 se observan los altibajos sufridos por los precios Brent¹⁰ y WTI¹¹ internacionales, demostrando la gran volatilidad del mismo.

⁹ OPEP, Organización de Países Exportadores de Petróleo.

¹⁰ El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del mar del Norte que marca la referencia en los mercados europeos y es tomado como referencia de precio de mercado internacional para Colombia. https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo_Brent.

¹¹ El crudo West Texas Intermediate (WTI) o crudo EE. UU. es una mezcla de varios petróleos crudos locales estadounidenses ligeros y dulces. Se extrae y procesa en Estados Unidos, y se refina principalmente en el Medio Oeste y en la costa del golfo de México. El petróleo WTI se utiliza como referencia principal en el mercado petrolero de Estados Unidos. <https://www.ig.com/es/glosario-trading/definicion-de-wti>.



6.1.3. Demanda de petróleo mundial

El petróleo retiene la mayor participación en la oferta energética global en el período comprendido entre 2017 y 2040, con una participación cercana al 28% en 2040, superior al gas y al carbón conforme a estimaciones de la OPEP, así mismo el tamaño de la economía mundial en 2040 (ver tabla 1) será más del doble que en 2017 (OPEP, 2018), con una población global en expansión jalonada por China e India que verán aumentar su peso general en la economía global significativamente y la necesidad de reducir la pobreza energética, con alrededor de mil millones de personas aún sin acceso a la electricidad y tres mil millones sin acceso a combustibles limpios y tecnologías eficientes para cocinar, se anticipa que la demanda de energía aumentará en alrededor del 33% entre 2015 y 2040.

Habrà una variedad de recursos energéticos abundantes para satisfacer este crecimiento de la demanda, se espera que las renovables vean la mayor tasa de crecimiento promedio anual, aunque comienzan desde una base inicial baja. Cabe señalar que muchos países miembros de la OPEP y no OPEP están haciendo importantes Inversiones en energías renovables, dados sus vastos recursos solares y eólicos (OPEP, 2018).

Se espera que la demanda de petróleo a largo plazo aumente desde 2018, en 14.5 millones de barriles diarios (mb / d) para llegar a 111.7 mb / d en 2040 (OPEP, 2018).

Se proyecta que el suministro total de líquidos no pertenecientes a la OPEP se expandirá significativamente, con la mayoría del crecimiento en la próxima década proveniente del crudo de Estados Unidos. El suministro global de petróleo ajustado se proyecta que se expandirá a 16 millones de barriles diarios (mb / d) para fines de la década 2020, lo que representa casi el 25% de los no OPEP. En términos de crudo, se estima que la demanda será de 10.5 mb / d.

Desde la perspectiva descendente (OPEP, 2018), se estiman alrededor de 18 mb / d de adiciones de capacidad para el período 2018-2040. Siguiendo las tendencias en la demanda regional de petróleo, la mayoría de las nuevas incorporaciones se ubicarán en las regiones en desarrollo, predominantemente en Asia-Pacífico y Medio Oriente. Este. También se espera que regiones como África y América Latina vean importantes tendencias de capacidad en sentido descendente.

TABLA 1, DEMANDA DE PETROLEO A LARGO PLAZO en millones de barriles diarios							
Sectores	2017	2020	2025	2030	2035	2040	Crecimiento 2017-2040
OECD	47,3	48,3	46,8	44,2	41,5	38,7	-8,7
PAISES EN DESARROLLO	44,4	47,9	53,1	58,1	62,6	66,6	22,2
EURASIA	5,4	5,8	6,1	6,3	6,4	6,4	1
MUNDO	97,2	101,9	108,6	110,5	110,5	111,7	14,5

Fuente: Perspectivas mundiales del petróleo 2018, OPEP.

6.1.4. Consideraciones de la producción y manejo de petróleo OPEP y No OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019) es una Organización permanente e intergubernamental, creada en la Conferencia de Bagdad del 10 al 14 de septiembre de 1960 por Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela.

Conformada por 14 países como son: República Islámica de Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, Qatar (1961), que manifestó su retiro a partir de enero de 2019, Indonesia (1962), Libia (1962), Emiratos Árabes Unidos (1967), Argelia (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973), Gabón (1975), Angola (2007), Guinea Ecuatorial (2017) y Congo (2018); Ecuador suspendió su membresía en diciembre de 1992, pero se reincorporó a la OPEP en octubre de 2007 y se retiró a partir de enero de 2020. Indonesia suspendió

su membresía en enero de 2009, la reactivó nuevamente en enero de 2016, pero decidió suspender su membresía una vez más el 30 de noviembre de 2016; Gabón finalizó su membresía en enero de 1995. Sin embargo, se reincorporó a la Organización en julio de 2016.

El objetivo de la OPEP (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019) es coordinar y unificar las políticas petroleras entre los Países Miembros, a fin de garantizar precios justos y estables para los productores de petróleo; un suministro eficiente, económico y regular de petróleo a las naciones consumidoras; y un justo retorno del capital para quienes invierten en la industria.

El nacimiento de la OPEP ocurrió en un momento de transición en el panorama económico y político internacional, con una descolonización extensa y el nacimiento de muchos nuevos estados independientes en el mundo. El mercado mundial petrolero estaba dominado por las compañías multinacionales llamadas "Siete Hermanas"¹² y estaba en gran medida separado del mercado de la antigua Unión Soviética y otras economías de planificación centralizada. La OPEP desarrolló su visión colectiva, estableció sus objetivos y adoptó una "sentencia declaratoria de política petrolera en los países miembros" en 1968, que enfatizaba "el derecho inalienable de todos los países a ejercer soberanía permanente sobre sus recursos naturales en interés de su desarrollo nacional" (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019).

En los años setenta los miembros de la OPEP se visibilizaron internacionalmente, por cuanto tomaron el control de sus industrias petroleras nacionales y por ende en la fijación de precios del petróleo crudo en los mercados externos. Haciendo un recuento, los precios del petróleo subieron abruptamente en un mercado volátil, provocado por el embargo petrolero árabe en 1973 tras la guerra de Yom Kippur y el estallido de la Revolución iraní en 1979. La OPEP amplió su mandato con la primera Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno en Argel en 1975, que abordó la difícil situación de las naciones más pobres y pidió una nueva era de cooperación en las relaciones internacionales, en el interés del desarrollo económico mundial y la estabilidad.

¹² Conformadas por Standard Oil of New Jersey (Esso), que al fusionarse con Mobil formó ExxonMobil; Royal Dutch Shell; Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), luego conocida como British Petroleum (BP); Standard Oil of New York, luego conocida como Mobil. Hoy en día se encuentra fusionada y es parte de ExxonMobil; Standard Oil of California, luego conocida como Chevron. Se fusionó posteriormente con Texaco para formar ChevronTexaco. Actualmente su nombre es Chevron Corporation; Gulf Oil Corporation, que en 1985 fue adquirida casi totalmente por Chevron, mientras que la otra parte de las acciones quedó en poder de BP; Texaco, que se fusionó con Chevron en 2001. Esta fusión fue conocida durante algún tiempo como ChevronTexaco, pero en 2005 cambió su nombre nuevamente a Chevron. Texaco es ahora una marca de Chevron Corporation, https://es.wikipedia.org/wiki/Siete_Hermanas.

En los ochentas, tras llegar a niveles récord a principios de la década, los precios comenzaron a debilitarse (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019), antes de colapsar en 1986, debido a un gran exceso de petróleo y un cambio de los consumidores lejos de este hidrocarburo. La oferta OPEP petrolera cayó fuertemente y los ingresos por petróleo cayeron por debajo de un tercio de los picos anteriores, causando graves dificultades económicas para sus miembros. La recuperación de precios se dio al final de la década, a la mitad de los niveles de la primera parte, y la producción OPEP en el contexto mundial comenzó a recuperarse. Esto debido a que la OPEP introdujo un techo de producción grupal dividido entre los Países Miembros y una Canasta de Referencia para la fijación de precios (precios netback introducido), así como acercamientos importantes de diálogo cooperación OPEP / no OPEP, como ingrediente primordial para la estabilidad del mercado y precios razonables, dada la importancia que veían estos últimos en la producción, el alza de los precios y en como influir para obtener un mejor status negociador, introduciendo además temas ambientales en la agenda energética internacional.

En los noventas con la invasión de Irak a Kuwait (1990-1991), los precios estuvieron más estables que en los setentas y ochentas, y la intervención de la OPEP redujo el impacto en el mercado de las hostilidades. Sin embargo, la volatilidad excesiva y la debilidad general de los precios predominaron en esta década, lo anterior aunado a la recesión económica del sudeste asiático y el leve invierno del hemisferio norte de 1998-99 vieron los precios nuevamente en los niveles del año 1986. Pero se produjo una recuperación sólida en un mercado petrolero más experimentado e integrado, adaptándose a la reforma económica de la Unión Soviética, un mayor regionalismo, la globalización, la revolución de las comunicaciones y otras tendencias de alta tecnología. Los resúmenes históricos de la OPEP, refuerzan que “Los avances en el diálogo productor-consumidor coincidieron con los continuos avances en las relaciones OPEP / no OPEP. A medida que las negociaciones sobre cambio climático patrocinadas por las Naciones Unidas cobraron impulso, después de la Cumbre de la Tierra de 1992, la OPEP buscó justicia, equilibrio y realismo en el tratamiento del suministro de petróleo.” (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019).

Al inicio del nuevo milenio se estableció un mecanismo de la banda de precios del petróleo de la OPEP que coopero en el fortalecimiento y estabilización de los precios. Y mejor para el sector petrolero en esa época, cuando interactúan las fuerzas del mercado, la especulación y otras variables transformaron la situación desde el 2004, elevando los precios y aumentando la volatilidad en un mercado de crudo bien abastecido (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019). Los precios se dispararon a niveles récord a mediados de 2008, antes de caer ante la crisis financiera global emergente y la recesión económica. La OPEP fue protagonista en la recuperación económica y ya en sus segunda y tercera cumbres, en Caracas y Riad, de 2000 y 2007 establecieron mercados de energía estables, desarrollo sostenible y medio ambiente.

En la última década, la economía global representaba el principal riesgo para el mercado petrolero, pues las incertidumbres macroeconómicas globales y los riesgos aumentados que rodeaban el sistema financiero internacional pesaban sobre las economías. Las manifestaciones sociales realizadas globalmente afectaron el mercado petrolero, pero los precios fueron acordes con los intereses de productores y consumidores, estables entre 2011 y mediados de 2014, que al final ante variables de especulación y exceso de oferta hiciera que cayeran en 2014. El mercado continúa cambiando, los países asiáticos piden más petróleo y los miembros de la OCDE controlan su consumo, entra al estatus de gran y principal productor Estados Unidos, pero con una alta demanda de consumo, el medio ambiente empieza a ponerse en primer plano, con objetivos de desarrollo sostenible y acciones frente al cambio climático, liderados por la ONU.

La OPEP continuó buscando un mejor mercado y mejorar su diálogo y cooperación con los consumidores y los productores no pertenecientes a la OPEP (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019). Cada vez las reuniones de sus socios para restringir la oferta son más seguidas y se ve el rezago de economías como la de Venezuela, Libia y Siria y la guerra comercial entre China y Estados Unidos.

6.1.5. Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y los fondos de ahorro y estabilización

Las bonanzas y las crisis de la actividad petrolera (Melo-Becerra, Ramos-Forero, Parrado-Galvis, & Zararte-Solano, 2016), cuando se exportan recursos naturales, especialmente el petróleo, desembocan en situaciones derivadas del aumento o disminución de su riqueza por el incremento de los precios internacionales o por el descubrimiento de nuevos yacimientos (ingresos de inversión para la explotación de los nuevos pozos). Esto genera cambios en la estructura productiva de los países y exige nuevos manejos de la política económica, las finanzas del Estado, la tasa de cambio y la balanza de pagos (Toro, Garavito, López y Montes 2015 citado por Alba Melo).

Las bonanzas de precios del petróleo, se asocian con un fenómeno denominado “Enfermedad Holandesa” (Melo-Becerra, Ramos-Forero, Parrado-Galvis, & Zararte-Solano, 2016), el cual corresponde a un proceso de reasignación de recursos que conduce a la caída de la producción de bienes transables, diferentes al recurso natural, y al aumento de la demanda y la producción de bienes no transables (Sachs y Larraín, 1994, citado por Melo-Becerra). El mecanismo principal a través del cual se induce el proceso es la tasa de cambio real, cuya revaluación reduce la competitividad del país y la rentabilidad de las actividades industriales y agrícolas ligadas al comercio internacional y de aquellas que compiten con bienes y servicios importados (Puyana y Thorp, 1998 citado por Melo-Becerra).

Desde el punto de vista fiscal (Melo-Becerra, Ramos-Forero, Parrado-Galvis, & Zararte-Solano, 2016), las bonanzas de precios o cantidades de recursos naturales originan un aumento tanto en el flujo de impuestos y regalías como en el de utilidades de las empresas públicas que desarrollan actividades en el sector. Algunos países dependen más que otros de este tipo de rentas, lo que los hace más vulnerables a las fluctuaciones de los precios de los “commodities”¹³ y al hallazgo de nuevos recursos. Uno de los problemas fiscales asociados a la bonanza es la financiación de gastos permanentes con ingresos que por su naturaleza se pueden reducir e incluso desaparecer.

Por el contrario, el agotamiento de los recursos o la reducción de su precio incide en las finanzas públicas, la fluctuación negativa de los precios externos del petróleo afecta el flujo de recursos por impuestos y regalías al igual que las utilidades de las empresas públicas que desarrollan actividades en el sector. Esta situación obliga a los gobiernos a buscar alternativas de ingreso o a reducir el gasto público para evitar un aumento continuo del déficit y de la deuda que propicie una situación de insostenibilidad fiscal (Baffes, Kose, Ohnsorge y Stoker, 2015 citado por Melo-Becerra). A nivel de las finanzas territoriales, la reducción de las regalías, compromete la ejecución de proyectos de inversión y debilita los fiscos sub-nacionales especialmente en los casos en los que existe mayor dependencia de este tipo de recursos (Melo-Becerra, Ramos-Forero, Parrado-Galvis, & Zararte-Solano, 2016).

De otro lado, los exportadores de recursos no renovables, tienen la responsabilidad de disponer adecuadamente de estos recursos y para ello se hace necesario mantener fondos de ahorro y estabilización a partir del petróleo (Guamar Jaramillo, 2015) porque: *“permiten acumular recursos en el tiempo aprovechando el auge de los precios de las materias primas y sirven como un colchón de amortiguamiento para paliar la crisis cuando los precios caen. Sus recursos pueden ayudar a reducir la dependencia de las economías en los bienes primarios a través de una adecuada canalización de los recursos hacia la diversificación de las ramas de la economía. A sus recursos no se los consideraría solo como ahorros, sino que se los puede hacer generar rendimientos, mediante una estrategia prudente de inversiones para mantener el ingreso una vez agotado el recurso no renovable”*.

6.1.6. El Presupuesto Nacional

¹³ Se refiere a materias primas o bienes primarios, que tiene valor o utilidad, y un muy bajo nivel de diferenciación o especialización, cuya característica mercado es que los márgenes de ganancias son más exigüos o escasos, <http://www.finanzas.com/%C2%BFque-son-los-commodities>.

La economía pública que se expresa a través de las instituciones presupuestales, moviliza una cantidad importante de recursos y por ello su importancia radica en el recaudo y la inversión de los recursos que rigen la sociedad contemporánea. En torno al presupuesto giran las grandes elecciones y preferencias colectivas que la sociedad moderna realiza sobre la destinación y prioridad del gasto público, de ahí se desprende la importancia de todo el marco legal que cuide, guíe, parametrize y controle ese gasto público y evalué su eficiencia para no gastar más, sino gastar mejor (Restrepo, Introducción a la hacienda pública, 2015).

El proceso presupuestal se enmarca dentro de las variables macroeconómicas, como las políticas monetarias, crediticias, de comercio exterior, etc., donde el aporte de la corriente Keynesiana sirvió para ilustrar las interrelaciones que tiene la política fiscal (que cuantitativamente se expresa con el presupuesto) con el funcionamiento del conjunto de la economía y no tomarlo como una elaboración del presupuesto anual de la nación, sino que regule un conjunto de normas más amplio denominado “Sistema Presupuestal” que está constituido por un plan financiero, un plan operativo anual de inversiones y por un presupuesto anual de inversión (Restrepo, Introducción a la hacienda pública, 2015).

El Presupuesto General de la Nación (PGN) se constituye en el instrumento de planeación financiera más sobresaliente con que cuenta el Gobierno¹⁴, mas no el único¹⁵, es el instrumento para el cumplimiento del PND, para estimar los ingresos futuros que percibirá la nación en la vigencia del año siguiente¹⁶ y para decretar la autorización máxima de gastos permitida a través del llamado presupuesto de gastos o Ley de Apropriaciones (Cruz Vargas, 2020).

Siendo el presupuesto de vital importancia para un país, las rentas petroleras se constituyen en un motor importante para su proyección y elaboración, pues su construcción parte de un tema al cual se le ha dado mucha relevancia, como es la cotización del precio internacional del petróleo.

6.1.7. Déficit Fiscal

Este aparte inicia con el término de balance fiscal, el cual es aquel determinado por el financiamiento neto de caja del gobierno, medida estándar del FMI a nivel internacional para cuantificar la situación fiscal

¹⁴ El presupuesto también comporta las fases de ejecución, seguimiento y evaluación

¹⁵ Existe además el plan financiero, el marco fiscal de mediano plazo, el marco de gasto de mediano plazo, la regla fiscal y el plan operativo anual de inversiones.

¹⁶ Contendida en el presupuesto de rentas y recursos de capital.

de un gobierno o de un país y cuya importancia, desde un punto de vista macroeconómico, reside en que permite medir que tantos recursos de financiamiento (ahorro) absorbe el gobierno de otras instancias del sector público y del sector privado (interno y externo); en otras palabras, que tanto presiona el balance fiscal del gobierno la disponibilidad de recursos de financiamiento de la economía (Rincón , Berthel, & Gomez, 2004).

El déficit fiscal es la situación inversa a la del superávit fiscal, que expresa una diferencia negativa entre los ingresos y los egresos públicos, de acuerdo con el presupuesto que maneja usualmente el Gobierno (República, 2020). Aquí se parte de la premisa de que el comportamiento cíclico del balance fiscal está determinado por las oscilaciones del PIB, y el comportamiento estructural por decisiones de la autoridad fiscal y también por inflexibilidades en el gasto creadas por ley o la Constitución (Rincón , Berthel, & Gomez, 2004).

Con el fin de controlar el balance fiscal por los efectos de los cambios en los precios del crudo sobre las transferencias por “excedentes financieros” de Ecopetrol al Gobierno, es indispensable tener en cuenta que las finanzas del gobierno central dependen de los precios del petróleo internacional, la tasa de cambio y el nivel de producción de petróleo y partiendo para efectos de referencia de este escrito se tomaron en cuenta los gastos del Gobierno Nacional Central (GNC) (Rincón , Berthel, & Gomez, 2004).

Y se toma el gasto del GNC, por el control que tiene la autoridad sobre su balance financiero (ingresos y gastos), por la oportunidad y calidad de las cifras necesarias para la construcción de los indicadores y por cuanto se evita el problema de agregación, como llama la atención, aunque en otro contexto, et al Barreto (2002, p. 622): “... no es conveniente ni adecuado homogenizar entidades del Gobierno con empresas dentro del mismo agregado, porque las primeras son proclives a generar déficit y a financiarlo con deuda, mientras que las segundas, por principio, tienen establecido que la fuente principal de sus recursos proviene de la explotación del bien o el servicio en el cual están especializadas... [Además, las] primeras producen ... bienes públicos, mientras las segundas producen bienes de mercado. Así, la racionalidad económica para unas y otras es muy diferente, como también lo es el método para medir la viabilidad financiera de cada una de ellas” (Rincón , Berthel, & Gomez, 2004).

De la información aquí tratada se desprenden muchas inquietudes y se empieza a esbozar la necesidad que tiene un Estado de manejar adecuadamente sus recursos petroleros partiendo de su participación en los clubes o carteles de definición de los precios y la mejor utilización de los ingresos procedentes de la explotación de recursos no renovables; a través del tiempo los Estados con sus diversas políticas de gestión

petrolera han enmarcado su participación en la creación y conservación de empresas estatales, para capturar todas las rentas, conservar un nacionalismo de los recursos, obtener información, tecnología e innovación, dejando de lado la regulación la cual debe ser tomada en cuenta como una opción de control, que amerita grandes despliegues de evaluaciones pormenorizadas sobre el desempeño del sector en cada uno de los países, participación privada e inversión nacional o extranjera.

La destinación de la renta, que se realiza a través del Presupuesto General de la Nación y a través del Presupuesto Bienal del Sistema General de Regalías, temas en los cuales se ahondará cuando entremos al capítulo de Colombia, que en estricto sentido debería ser para reinvertir en el negocio, evitar la presencia de la “enfermedad holandesa”, actuando para “sembrar el petróleo”, invertir en el desarrollo de los sectores no extractivos de la producción nacional, y asegurar a través de fondos de ahorro, o de estabilización la seguridad económica de las generaciones venideras, como recurso natural no renovable, que debe administrarlo, producirlo y regularlo el Estado, porque genera desarrollo económico y desarrollo social por las transferencias territoriales, que también genera.

6.2. Países y sus políticas petroleras

Las soluciones que se den a los conflictos petroleros (Fontaine & Puyana, 2008) dependen del papel y significado otorgado al petróleo y a la energía en la política y en la economía de cada país. ¿Es el crudo patrimonio de la nación y factor central del desarrollo socioeconómico de los países, como se consagra en América Latina y tiene su máxima expresión en México, Venezuela y Bolivia? ¿o es otra materia prima, como las demás generadoras de divisas e ingresos fiscales, como en Colombia, el Reino Unido o Canadá? ¿es la energía un bien público que satisface una necesidad básica, y que, por lo tanto, no puede ser regulado por el mercado exclusivamente? ¿o es simplemente un negocio como cualquier otro, cuyo desarrollo debe dejarse en las manos y a decisión exclusiva de los inversionistas privados?; preguntas que para el caso de nuestro estudio deben representar una sola respuesta que haga del petróleo un recurso energético que se “siembre en el país” que lo explota para favorecer a las generaciones presentes y futuras.

Es indispensable para nuestra investigación hacer un recorrido por los modelos de gestión petrolera de países como Noruega, Brasil, Venezuela y Arabia Saudita que de una u otra forma representan a los países con mayor desempeño y experiencia petrolera, para determinar de sus experiencias aportes importantes para el caso colombiano.

6.2.1. Noruega

Noruega			
País	Subcontinente	Continente	Mundo
			
<ul style="list-style-type: none"> • Capital: Oslo • Población: 5.295.619 • Superficie: 625.217 km² • Moneda: Coronas noruegas (1 EUR=9,7268 NOK) • Religión: Mayoritariamente Cristianismo • Pertenece a: CoE, EEE, AELC, FMI, OTAN, OCDE, ONU, OSCE 			

Noruega, situada en el norte de Europa, tiene una superficie de 625.217 Km².

Noruega, con una **población** de 5.295.619 personas, se encuentra en la posición 118 de la tabla de población, compuesta por 196 países y mantiene una muy baja densidad de población, 8 habitantes por Km².

Su capital es Oslo y su moneda Coronas noruegas.

Noruega es la **economía número 29** por volumen de PIB. Su **deuda pública** en 2016 fue de 122.915 millones de euros, con una deuda del 36,66% del PIB. Su deuda per cápita es de 23.375€ euros por habitante.

La última tasa de variación anual del IPC publicada en Noruega es de enero de 2019 y fue del 3,1%.

Hay algunas variables que pueden ayudarle a conocer algo más si va a **viajar a Noruega** o simplemente quiere saber más sobre el nivel de vida de sus habitantes.

El PIB per cápita es un muy buen indicador del nivel de vida y en el caso de Noruega, en 2018, fue de 69.400€ euros. Esta cifra supone que **sus habitantes tienen un buen nivel de vida**, ya que ocupa el puesto número 5 en el ranking de 196 países del ranking de PIB per cápita. Es significativo también que el **salario medio de sus habitantes esté entre los más altos del mundo**.

Fuente: Datosmacro

El sector petrolero noruego (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017) nació en medio de una crisis petrolera que incrementó el poder de negociación de los gobiernos de los Estados petroleros; la fórmula noruega se ha basado en la protección de una industria incipiente mediante cuatro instrumentos encaminados hacia la “norueguización”¹⁷ del sector, como son la formación de mano de obra noruega; los privilegios otorgados para la empresa estatal noruega llamada en su momento Statoil como el sliding-scale (asegurar el control de los bloques más prometedores), el carried-interest (eran las empresas extranjeras las que habían de soportarlos y asumir el riesgo inherente al coste de exploración); la valoración positiva del empleo de los bienes y servicios de los proveedores locales a la hora de conceder futuras licencias; y el incentivo a la

¹⁷ Los Sami son indígenas en el extremo norte y han habitado tradicionalmente parte central y norte de Noruega y Suecia, así como áreas en el norte de Finlandia y en Rusia en la península de Kola; Otra minoría nacional son las personas Kven, descendientes de personas de habla finlandesas que emigraron al norte de Noruega desde el 18 hasta el siglo 20. Desde el siglo 19 hasta la década de 1970, el gobierno noruego trató de asimilar tanto los Sami y los Kven, animándoles a adoptar la lengua de la mayoría, la cultura y la religión. Debido a este proceso de “norueguización”, muchas familias de Sami o la ascendencia Kven ahora identifican como Noruega étnica.; en tal sentido nuestro término “norueguización” del sector mencionado es para definir el proceso histórico de adopción de la política petrolera noruega.

cooperación en materia de I+D entre ETN (empresas trasnacionales), la industria noruega e instituciones de investigación a través de los acuerdos tecnológicos. Adicionalmente, fue incentivada por una fiscalidad que permitía deducirla de la base imponible de forma inmediata, lo que era reseñable teniendo en cuenta que el tipo marginal era del 75,8% para las petroleras entre 1975-80 y subió hasta el 85,8% entre 1980-86.

El 14 de junio de 1972 fue fundada Empresa Petrolera Estatal Noruega, conocida como Statoil (Lerøen, 2002 citado por Wirth & Ramírez); en 1978 el Ministerio de Industria dejó de regular el sector y se fundó el Ministerio de Petróleo y Energía responsable de la política, la legislación y la planificación, que junto a Statoil y NPD (Norwegian Petroleum Directorate) que es la autoridad reguladora, formarían el “modelo petrolero noruego” triangular, aspecto fundamental en el singular modelo (Según Thurber, Hults y Heller (2011) citado por Wirth Y Ramírez Cendrero 2017), los cuales (el ministerio, la petrolera estatal y el directorado) se coordinaron entre sí, con otros Ministerios de Noruega que tienen que ver con el sector petrolero, como el Ministerio de Medio Ambiente, el Ministerio de Asuntos Sociales, el Ministerio de Justicia o el Ministerio de Pesca y el objetivo es muy claro: si se tiene una autoridad reguladora, que solo se concentra en asesorar al ministerio y regular el sector, generará confianza y respeto a las compañías petroleras y mejorará el desempeño del sector petrolero (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017).

El carácter 100 % público de Statoil dificultaba su proceso de internacionalización debido a que ponía barreras a la obtención de financiación externa, a la búsqueda de socios foráneos y a la realización de fusiones y adquisiciones en un entorno altamente competitivo. La búsqueda de un socio experimentado en los mercados internacionales que le guiara en su primera aventura en aguas foráneas, se consolidó con la alianza que realizó con la BP (British Petroleum Company) en agosto de 1990 que le permitió ganar acceso al mercado upstream¹⁸ de Kazakstán, Azerbaiyán, Vietnam, China, Angola y Nigeria. La alianza acabó en 1999 cuando BP se fusionó con Amoco¹⁹ y fue claramente ventajosa para Statoil al ganar experiencia en países productores de petróleo como Angola o Azerbaiyán (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017).

La empresa estatal noruega Statoil, desde 2001, cotiza acciones en las bolsas de Oslo y Nueva York y se convirtió en una sociedad anónima (EIA U. E., 2019), con la fusión de Statoil y Norsk Hydro en octubre

¹⁸ La industria de hidrocarburos se encuentra dividida en tres etapas: Upstream es el sector de exploración y producción, Midstream se refiere a la transportación de los hidrocarburos y Downstream incluye refinamiento de hidrocarburos en productos, así como su venta, Fuente: AMEXHI, <http://petróleoenergia.com/index.php/es/mxe-2/item/237-%C2%BFqu%C3%A9-son-el-upstream-midstream-y-downstream.html>.

¹⁹ Amoco Corporation, anteriormente Standard Oil Company of Indiana, fue una empresa petrolera y petroquímica estadounidense fundada en 1889 para operar una refinería situada en Whiting, Indiana. Esta compañía absorbió posteriormente a American Oil Company, fundada en Baltimore en 1910. Amoco fue totalmente adquirida por BP en 2000. <https://es.wikipedia.org/wiki/Amoco>.

de 2007 cambio de nombre a Statoil ASA y el gobierno de Noruega es el mayor accionista con el 67% de la empresa energética internacional, además de sus operaciones en Noruega, tiene intereses en más de 30 países y varias compañías petroleras internacionales tienen presencia considerable en Noruega. Desde mayo de 2018 la empresa se llama Equinor ASA, y el gobierno noruego subsidia a la exploración de petróleo y gas natural, pues reembolsa desde el 2005 el 78% de los costos de exploración a las compañías que se embarcan en las aventuras de exploración.

El dinero del petróleo no es utilizado por el gobierno noruego, a partir del año 1996 se creó el Fondo de Pensiones basado en el petróleo (Diario El País de Montevideo, 2016) y se decidió por parte de la élite política que solo se utilizaría el 4% de ese fondo todos los años, solamente si hubiera un déficit en el presupuesto nacional. En casos excepcionales de crisis, para combatir el desempleo se ha utilizado más del porcentaje fijado y eso permitió amortiguar los coletazos de la crisis económica mundial; Las inversiones del Fondo que desde 2017, no son en el sector petrolero, con el ánimo de salvaguardar las finanzas públicas de la caída de los precios, como la del 2014, por lo tanto, con producción al tope, el fondo se acumula año tras año, con el tiempo habrá momentos en que se perderá dinero, pero el promedio de 35 años va a ser de 8% de ganancia.

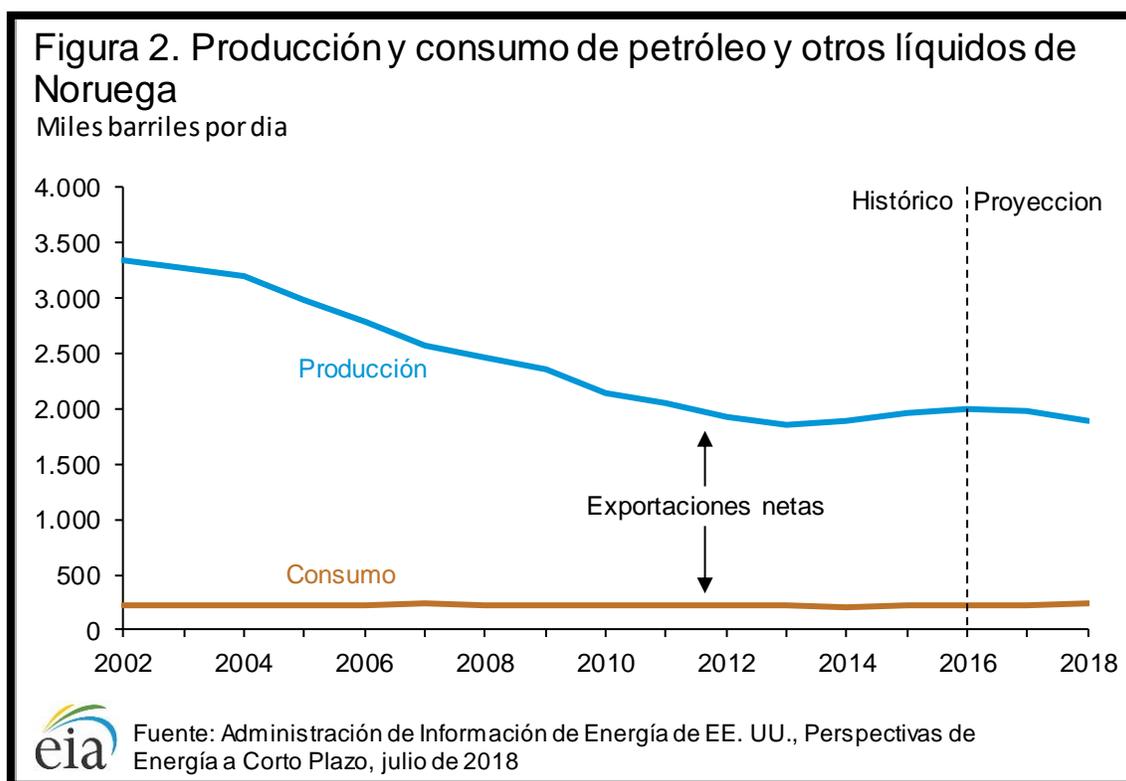
6.2.1.1. Datos energéticos de Noruega

Aunque Noruega no hace parte de la OPEP, si le interesa las decisiones tomadas respecto a la producción y oferta de petróleo de este organismo en el mercado internacional; al hacer parte de la OCDE, de la Agencia Internacional de Energía y del Foro Internacional de Energía, se convierte en un actor importante de los países consumidores de petróleo, para sopesar los altos precios; tiene una calificación de 86 puntos sobre 100, del índice de la gobernanza de los recursos naturales²⁰, es decir, primer puesto a nivel mundial, con puntaje de extracción de valor de 77/100, gestión de ingresos de 84/100 y condiciones generales de gobernabilidad con 97/100²¹, lo que lo hace un país modelo en el manejo de los recursos naturales.

²⁰ El Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales evalúa la calidad de la gobernanza de los recursos naturales en 81 países que en conjunto producen, entre otros commodities, el 82 por ciento del petróleo del mundo, el 78 por ciento de su gas y el 72 por ciento de su cobre, y para mejorar la gobernanza, uno debe diagnosticar detalladamente qué es lo que funciona y qué es lo que no funciona, y eso supone mediciones. La base intelectual del índice es la Carta de los Recursos Naturales; los resultados son producto de la pericia del equipo del Instituto para la Gobernanza de los Recursos Naturales (NRGI, por su sigla en inglés) y de una red externa de académicos y profesionales. El índice es la suma total de 89 evaluaciones. https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/081/original/%C3%8Dndice_de_la_Gobernanza_de_los_Recursos_Naturales_2017.pdf?1498645149.

²¹ Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales 2017, del Natural Resource governance Institute. https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/081/original/%C3%8Dndice_de_la_Gobernanza_de_los_Recursos_Naturales_2017.pdf?1498645149

En 2017, el sector del petróleo y el gas natural de Noruega representaron más del 40% de los ingresos de exportación de Noruega y más del 15% del producto interno bruto (PIB) del país²²; según el Oil & Gas Journal, Noruega tenía 6,37 billones de barriles de reservas probadas de petróleo crudo a partir del 1 de enero de 2018, la mayor reserva de petróleo en Europa occidental²³ y produjo aproximadamente 1,98 millones de barriles por día (b/d) de petróleo y otros líquidos (Figura 2). Finalmente el Government Pension Fund Global (Noruega) cuenta con 1,03 billones de dólares²⁴ en el 2017, siendo uno de los más solventes del mundo.



Aunque las diferencias sociales, culturales, económicas y geopolíticas entre Colombia y Noruega, ambos miembros de la OCDE son muy acentuadas, el manejo de la política petrolera de Noruega se convierte en un ejemplo seguido por países como Brasil y Colombia, y se explica con la dirección triangular encabezada por el Ministerio de Minas y Energía, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como ente administrador y regulador de la política petrolera, Ecopetrol como el símil de la empresa

²² Statistics Norway, National accounts and business cycles, Annual national accounts 2016–2017, consultado en abril 04 de 2018.

²³ Oil & Gas Journal, “Worldwide Look at Reserves and Production,” (abril 4, 2019) p. 20.

²⁴ Informe Fondos Soberanos 2017, <https://www.elboletin.com/noticia/159526/economia/cuales-son-los-mayores-fondos-soberanos-del-mundo.html>, lunes 19 de febrero de 2018, 07:57h, consultado mayo 06 de 2019.

petrolera, que hasta ha sido privatizada parcialmente a través de la venta de acciones. De ahí que Noruega sea, siga siendo, un ejemplo que observan muchas economías petroleras en países de América Latina cuando pretenden impulsar estrategias de potenciación de sus sectores hidrocarburíferos y, particularmente, de sus empresas públicas, la formación de mano de obra nacional, los privilegios dados a la empresa petrolera estatal, la valoración positiva del empleo de los bienes y servicios de los proveedores locales a la hora de conceder futuras licencias, el incentivo a la cooperación en materia de I+D entre el Estado, la industria noruega e instituciones de investigación a través de los acuerdos tecnológicos (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017).

En efecto, a pesar del giro liberal y la imposición de las directivas de competencia y gasísticas europeas, el Estado noruego sigue manteniendo una influencia amplia sobre la actividad hidrocarburífera, la empresa petrolera Equinor ASA sigue siendo estatal, el Estado sigue otorgando licencias de exploración y explotación sobre la plataforma continental nacional, eligiendo a los licenciatarios y operadores sin discriminar según criterios de nacionalidad, solo experiencia y competencias tecnológicas y financieras. Pero hoy en día muchos descubrimientos se producen en aguas profundas y condiciones climáticas y geológicas adversas, por lo que va a elegir a la entidad más capacitada en estas áreas, que la mayoría de las veces es Equinor ASA, máxime en los casos en que no hay más solicitantes (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017).

Finalmente, el Estado sigue capturando rentas petroleras a través de un impuesto marginal del 78 % sobre las actividades hidrocarburíferas, las rentas netas, los dividendos que producen las acciones de Equinor ASA, los impuestos ambientales que en conjunto han representado el 25-35 % de los ingresos públicos entre 2000-2014 y sigue asumiendo riesgo como un emprendedor, pues es responsable de la financiación de las inversiones y ofrece compartir riesgo con los nuevos entrantes a través del reembolso del valor fiscal de los costes de exploración (Wirth & Ramirez Cendrero, 2017).

6.2.2. Brasil

Brasil			
País	Subcontinente	Continente	Mundo
			
<ul style="list-style-type: none"> • Capital: Brasilia • Población: 209.288.278 • Superficie: 8.515.770 km2 • Moneda: Reales brasileños (1 EUR=4,2688 BRL) • Religión: Mayoritariamente Cristianismo • Pertenece a: BRICS, G20, FMI, MERCOSUR, OEA, ONU, UNASUR 			

Brasil, situada en, tiene una superficie de 8.515.770 Km², así pues, es uno de los países más grandes del mundo.

Brasil, con una **población** de 209.288.278 personas, **es uno de los países más poblados del mundo** 25 habitantes por Km².

Su capital es y su moneda.

Brasil es **una de las 10 economías más importantes del mundo** por volumen de PIB. Su **deuda pública** en 2016 fue de 1.271.004 millones de euros, con una deuda del 78,44% del PIB. Su deuda per cápita es de 6.167€ euros por habitante.

La última tasa de variación anual del **IPC** publicada en Brasil es de enero de 2019 y fue del 3,6%.

Brasil destaca por estar **entre los países con mayor tasa de desempleo del mundo**

Hay algunas variables que pueden ayudarle a conocer algo más si va a **viajar a Brasil** o simplemente quiere saber más sobre el nivel de vida de sus habitantes.

El PIB per cápita es un muy buen indicador del nivel de vida y en el caso de Brasil, en 2017, fue de 8.686€ euros, con el que se sitúa en el puesto 70 del ranking y sus habitantes tienen **un bajo nivel de vida** en relación al resto de los 196 países del ranking de PIB per cápita.

Fuente: Datosmacro

Brasil es el noveno mayor productor de líquidos del mundo y el tercer mayor productor de América, detrás de Estados Unidos y Canadá, fue el octavo mayor consumidor de energía del mundo y el tercer mayor consumidor de energía en América, detrás de Estados Unidos y Canadá²⁵, para el año 2017 (Administration U. E., 2019); en 2018, Brasil produjo 3,406 millones de barriles por día (b / d) de petróleo y otros líquidos (aproximadamente 2,691 millones de barriles por día y 114 millones de metros cúbicos por día) (ANP - Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil, 2020) .

Los descubrimientos de petróleo y gas en la costa pre-sal de Brasil traen un nuevo horizonte para la industria petrolera en todo el mundo obligando al país a crear una serie de acciones estratégicas que aseguran el desarrollo de toda la cadena de bienes y servicios, brindando tecnología, capacitación laboral y grandes oportunidades para la industria (Petrobras, 2020).

En 2014, después de 7 años de explotación de la capa pre-sal, se alcanzó la marca de 300,000 barriles de petróleo por día, en 2016 el clúster pre-sal brasileño superó el millón de barriles por día, resultados que

²⁵ BP, [Statistical Review of World Energy 2018](#)

demuestran la viabilidad técnica y económica del presal y su alta productividad, que en el 2018, alcanzó la marca de 1,500,000 barriles de petróleo levantados allí por día (bpd) (Petrobras, 2020).

La producción de petróleo en Brasil batió un récord en noviembre de 2019, pues superó los 3 millones de barriles por día por primera vez: fue de 3.090 millones de barriles por día. La producción total de presal también rompió un nuevo récord: ya representa el 65.5% del total. La información es del Panel de Producción Dinámica de ANP (ANP - Agencia Nacional de Patroleo, Gas Natural y Biocombustibles, 2019).

La empresa Petrobras, fue creada en 1953 con funciones específicas del sector petrolero de Brasil, que funcionó como monopolio estatal desde 1954 y hasta 1997 cuando el gobierno abrió el sector a la competencia, actualmente es una sociedad de economía mixta, que se rige por las normas de derecho privado - en general- específicamente, por la Ley de Sociedades por Acciones y por su Estatuto Social, con participación accionaria mayoritaria de Estado, es el participante dominante en el sector petrolero de Brasil, ocupando importantes cargos en actividades upstream, midstream y downstream²⁶ (U.S. Energy Information Administration, 2019).

La importancia de Petrobras va más allá de los hidrocarburos: la compañía estatal gestiona también la mayoría de las patentes brasileñas registradas, y tiene un rol significativo en la construcción naval y en desarrollo y fabricación de maquinaria pesada. Petrobras no es una empresa común, es un instrumento estratégico para la economía y el desarrollo brasileño (Otoni, 2017).

La adopción de la agenda neoliberal en Brasil a partir de finales de los años ochenta e inicio de los años noventa dilapidó buena parte del patrimonio que había sido levantado, bajo los argumentos de que el Estado había “quebrado”, que su “hipertrofia le causó ineficiencia” y que la salida sería, por lo tanto, la construcción de un “Estado mínimo” (García Ribeiro & Tahan Novaes, 2016).

La producción brasilera en el 2018 fue de 2,63 millones de b/d, con unas ganancias brutas que superaron el 50% con respecto al año anterior, lo que supone un récord histórico, el beneficio operacional ajustado (Ebitda) de la compañía se situó en los US\$ 30.783. Los estados financieros de vigencia 2018, reflejó una mejoría excepcional, al conseguir ingresos por US\$93.755 millones, un 23% más que lo recaudado en 2017;

²⁶ La industria de hidrocarburos se encuentra dividida en tres etapas: Upstream es el sector de exploración y producción, Midstream se refiere a la transportación de los hidrocarburos y Downstream incluye refinamiento de hidrocarburos en productos, así como su venta, Fuente: AMEXHI, <http://petróleoenergia.com/index.php/es/mxe-2/item/237-%C2%BFqu%C3%A9-son-el-upstream-midstream-y-downstream.html>.

así mismo en el plan de negocios 2019-2023 divulgado por la petrolera brasilera, está contemplada la venta de activos por el orden de los US\$21.000 millones, con el fin de disminuir el endeudamiento y los intereses de las deudas adquiridas (EFE, 2019).

La principal agencia gubernamental encargada de regular y monitorear el sector petrolero es Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), creada mediante el decreto 2.455 de 1998, la cual es responsable de emitir la exploración y licencias de producción y cumplimiento de las normativas vigentes. En febrero de 2017, el Ministerio de Energía de Brasil propuso nuevas reglas de contenido local que establecerían el requisito del 50% para proyectos en tierra, y los proyectos de aguas profundas en alta mar verían el requisito de exploración establecido en 18%. Estas reglas fueron vistas como un desincentivo para la inversión debido a la cadena de suministro local limitada y no competitiva (U.S. Energy Information Administration, 2019).

6.2.2.1. Datos energéticos de Brasil

El Oil & Gas Journal estima que, a enero de 2017 (EIA U. E., 2019), Brasil tenía 13 billones de barriles de petróleo probados de reservas, lo que equivale al segundo nivel más grande en América del Sur después de Venezuela y casi el 1% de reservas totales del mundo, esto debido a los descubrimientos presal realizados en 2007, lo que lo hace muy llamativo para tener como amigo en las relaciones internacionales, sobre todo para el juego de los países consumidores y productores de petróleo.

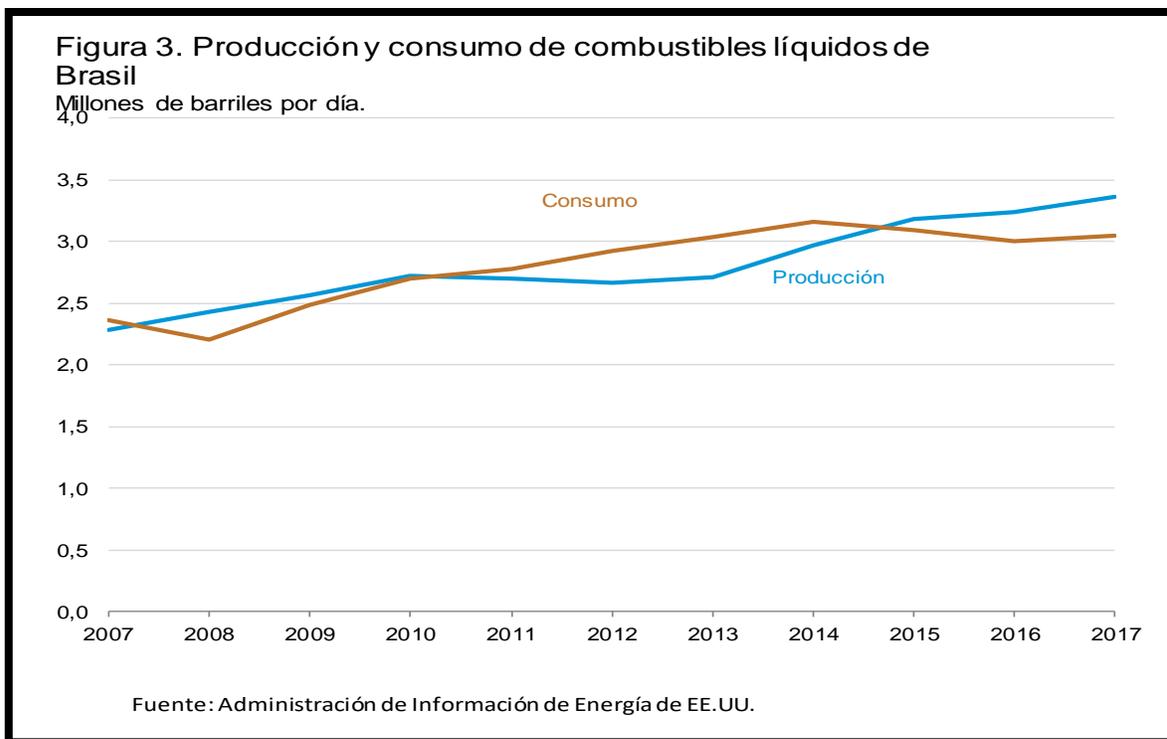
Por lo anterior, Brasil como consumidor de petróleo, por su gran demanda interna, no hace parte de la OPEP, justamente desde 2017, que empezó a realizar exportaciones, principalmente al mercado norteamericano, hace parte de la Agencia Internacional de Energía y ocupa el puesto sexto en el Índice de Gobernanza de los Recursos Naturales 2017, con una calificación de 71 puntos, 62/100 en extracción de valor, 78/100 en gestión de ingresos y 72/100 en condiciones generales de gobernabilidad²⁷, lo que lo cataloga como una ficha válida en el contrapeso a los países de la OPEP desde el lado de los consumidores, aunque su participación del 1% en la producción mundial, no le da mucho poderío en las rondas de negociación de precios, su crecimiento en la producción lo hace importante.

El costo promedio de levantamiento en Brasil fue de US \$ 10.90 por barril²⁸, que en 2018 pudo bajar a USD\$8 por barril. En 2017, la producción de petróleo y otros combustibles líquidos de Brasil (EIA U. E.,

²⁷ Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales 2017, del Natural Resource governance Institute.

²⁸ Relación para el inversionista, <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/financial-results/holding>

2019) fue de 3,36 millones de b/d, el petróleo crudo representó 2.5 millones b/d, y el resto se produjo como biocombustibles, gas natural, y otros líquidos (LGN) (Figura 3).



La mayor parte de los ingresos obtenidos por Brasil con el presal, serán destinados al Fondo Social del Presal, creado en 2010, el cual administra estos recursos para invertir en programas y proyectos de desarrollo social (Educación y salud) y regional y de lucha contra la pobreza (Instituto Lula, 2019). Es una especie de caja de ahorro para el futuro del país que garantiza que hasta que se cumplan las metas establecidas en el Plan Nacional de Educación, el 50% de los recursos recibidos por el Fondo Social se destinará a educación y a salud. Los demás recursos irán a otras áreas estratégicas, como Cultura, Deporte, Ciencia y Tecnología, Medio Ambiente y Mitigación y Adaptación a los Cambios Climáticos.

Brasil es otro país latinoamericano que ha seguido los pasos del modelo noruego, con Ministerio de Minas, con dos Agencias reguladoras, la tradicional y la creada para la administración y regulación de los presal, con Petrobras como empresa estatal petrolera, con su privatización parcial, sin perder el control por parte del Estado, con un fondo de ahorro utilizado para cubrir los compromisos sociales, gran desarrollo tecnológico del sector; a diferencia de Noruega, además de las situaciones económicas, sociales y culturales, la gran población a la cual le debe garantizar la seguridad energética y a raíz de los descubrimientos presal,

solo desde 2017, se convirtió en un exportador de petróleo y por su creciente producción, empieza a ser llamativo su rol en el bloque de los países NO OPEP.

6.2.3. Venezuela

Venezuela			
País	Subcontinente	Continente	Mundo
			
<ul style="list-style-type: none"> • Capital: Caracas • Población: 28.870.195 • Superficie: 912.050 km² • Moneda: Bolívares (1 EUR=282.735,9199 VEF) • Religión: Mayoritariamente Cristianismo • Pertenece a: FMI, MERCOSUR, OEA, ONU, OPEP, UNASUR 			
<p>Venezuela, situada en América del Sur, tiene una superficie de 912.050 Km².</p> <p>Venezuela, con una población de 28.870.195 personas, se encuentra en la posición 48 de la tabla de población, compuesta por 196 países y presenta una moderada densidad de población, 32 habitantes por Km².</p> <p>Su capital es Caracas y su moneda Bolívares.</p> <p>Venezuela es la economía número 58 por volumen de PIB. Su deuda pública en 2017 fue de 42.104 millones de euros, con una deuda del 33,05% del PIB. Su deuda per cápita es de 1.433€ euros por habitante.</p> <p>La última tasa de variación anual del IPC publicada en Venezuela es de abril de 2019 y fue del 282.972,8%.</p> <p>Hay algunas variables que pueden ayudarle a conocer algo más si va a viajar a Venezuela o simplemente quiere saber más sobre el nivel de vida de sus habitantes.</p> <p>El PIB per cápita es un muy buen indicador del nivel de vida y en el caso de Venezuela, en 2017, fue de 4.332€ euros, con lo que ocupa el puesto 105 de la tabla, así pues sus ciudadanos tienen, según este parámetro, un nivel de vida muy bajo en relación al resto de los 196 países del ranking de PIB per cápita.</p> <p>En cuanto al Índice de Desarrollo Humano o IDH, que elabora las Naciones Unidas para medir el progreso de un país y que en definitiva nos muestra el nivel de vida de sus habitantes, indica que los venezolanos se encuentran en el puesto 78.</p>			

Fuente: Datosmacro.

El país ha sido uno de los mayores exportadores de crudo de América, como miembro fundador de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Venezuela es un actor importante en el mercado global del petróleo (EIA U.S., 2015), se encuentra entre los principales exportadores de petróleo crudo a los Estados Unidos y en años recientes, gracias a una importante inversión inicial, una proporción cada vez mayor de las exportaciones de Venezuela se han destinado para China. La reinversión de los ingresos del petróleo por parte del gobierno en programas sociales en lugar de reinvertir en exploración, producción y refinación ha llevado a la disminución en la producción.

Con la creación de Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) en 1976, la Empresa estatal de petróleo y gas natural, diseñada en sus inicios gobernablemente para minimizar intervenciones políticas y rentistas por parte del gobierno, garantizando manejo autónomo financiero y operacional, se constituyó en el mayor empleador de Venezuela, con participación significativa en el producto interno bruto (PIB) del país, cuando

los precios del barril están altos, constituyéndose en la fuente principal de ingresos fiscales, representando alrededor del 50% del presupuesto y alrededor del 90% de las exportaciones. Desde la elección de Hugo Chávez en 1999, Venezuela ha aumentado su participación pública en la industria petrolera pues elevó inicialmente las tasas de impuestos y regalías sobre existentes y nuevos proyectos, con la mayor participación de PDVSA en la propiedad de todos ellos.

En 2002, los conflictos entre los empleados de PDVSA y el gobierno, por la autonomía de la empresa, llevaron a una huelga en protesta contra el gobierno del entonces presidente Chávez, paralizando en buena medida las operaciones de la compañía, lo que conllevó despidos masivos de la mitad de la fuerza laboral y la mayoría de la gerencia, se intervino la organización interna para solidificar el control gubernamental, produciendo pérdidas de capacidades técnicas que afectaron la producción total de la estatal PDVSA.

Venezuela (Monaldi F. , 2010) ilustra la dinámica acerca de cómo los ciclos de expropiación suceden a los ciclos de inversión. Los periodos de renegociación de contratos han coincidido con el fin de ciclos de inversión exitoso, y las nacionalizaciones han ocurrido durante periodos de auge del precio de petróleo. Venezuela como exportador neto toma decisiones a corto plazo, con el objetivo claro de maximizar rentas a corto plazo y de subsidiar al mercado interno de productos petroleros como la gasolina, lo que lo ha llevado a renegociar contratos y a incurrir en ciclos de expropiación más de una vez en su historia petrolera. La evidencia sugiere que estas negociaciones han ocurrido en periodos donde han existido altas rentas y luego de culminado un ciclo de inversiones. Asimismo, en periodos de precios bajos y necesidad de capital, el país se ha abierto a la inversión privada.

La reducción de los gastos de capital (EIA E. I., 2019) de PDVSA está dando lugar a que socios extranjeros continúen recortando actividades en el sector petrolero, haciendo cada vez más generalizadas las pérdidas de producción de crudo. Con la dependencia de Venezuela a la industria petrolera, la economía del país probablemente continuará cayendo, y además la inflación descontrolada seguirá siendo el síntoma más visible, al menos en el corto plazo.

Los ingresos de Venezuela provenientes de las exportaciones de petróleo están severamente restringidos porque solo alrededor de la mitad de las exportaciones generan ingresos en efectivo (EIA E. I., 2019). Las refinerías estadounidenses se encuentran entre los pocos clientes que aún envían efectivo por pagos a las exportaciones de petróleo crudo, las restantes se venden en el país con pérdidas o se envían como reembolso de préstamos a China y Rusia (los reembolsos a Rusia se envían a Nayara Energy, anteriormente Essar), a

refinería Vadinar en India para pagar la deuda que Venezuela le debe a la compañía petrolera rusa Rosneft, copropietario de la refinería Vadinar).

La creación de fondos como el Fondo de Estabilización Macroeconómica (FEM) de Venezuela, con el objeto de lograr la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, estatal y municipal, frente a las fluctuaciones de los ingresos corrientes procedentes del petróleo, fue promulgado tres veces, reformada casi una decena de veces y apenas logró acumular un máximo de 6.277 millones de dólares en 2001, que pronto fueron retirados hasta alcanzar un saldo final de 3 de millones en 2011 (Cermeno, 2019).

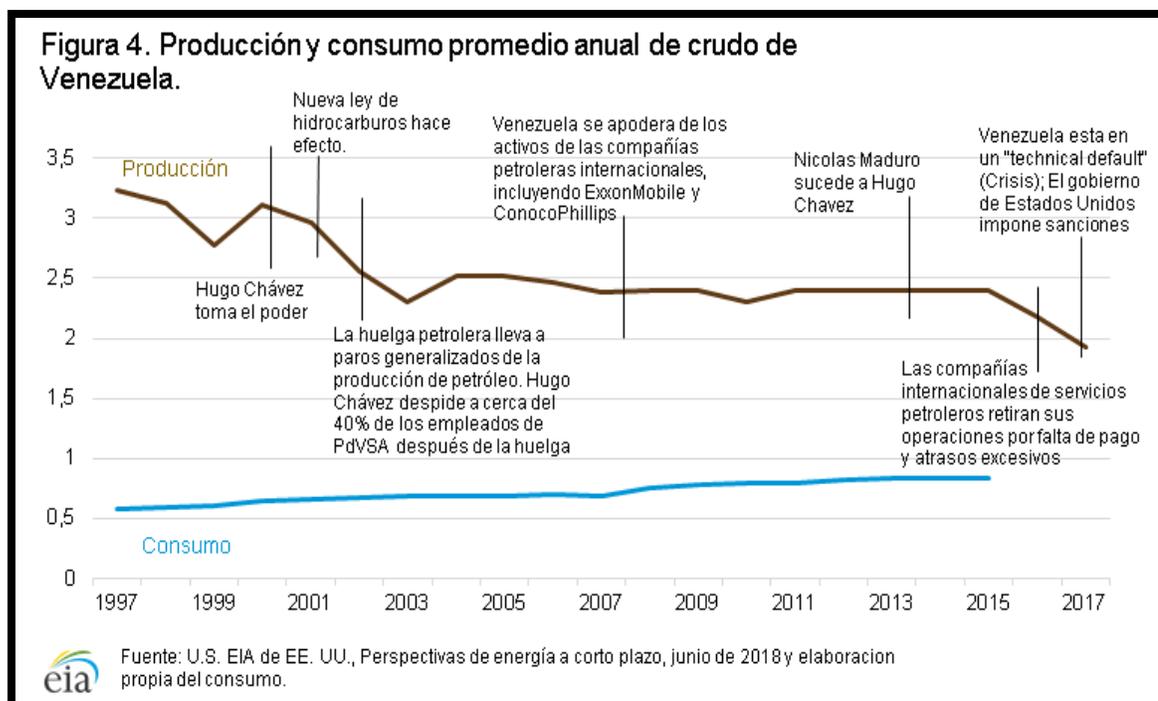
Ante la decadencia del FEM, se crearon otros esquemas que atienden directamente el gasto (Fondo de Desarrollo Económico y Social, Fondespa y el Fondo de Desarrollo Nacional, Fonden), ambos esquemas se crearon para financiar programas especiales para proyectos de infraestructura, defensa, finanzas, vivienda, energía e industrias básicas que fue criticado como una especie de presupuesto paralelo que atiende el gasto no presupuestado (Cermeno, 2019).

El estado del FEM es el resultado de decisiones de política que dieron prioridad a la discrecionalidad, que en democracia resultan admisible a cambio de control sobre el poder político y la renta petrolera y que fueron legitimadas bajo mecanismos electorales populistas (Cermeno, 2019).

6.2.3.1. Datos energéticos de Venezuela

- En enero de 2018, Venezuela tenía 302 billones de barriles de reservas probadas de petróleo, la mayor en el mundo²⁹.
- La producción de petróleo crudo de Venezuela ha disminuido rápidamente y ha caído a un mínimo de 30 años (excluyendo la disminución de la producción durante la huelga de 2002–03, Figura No. 4). A partir de mayo de 2018, la producción de crudo fue de 1.4 millones de barriles por día (b / d), pero a pesar de que su producción disminuye, Venezuela seguía siendo el duodécimo productor mundial de petróleo en 2017 (EIA E. I., 2019).

²⁹ Oil and Gas Journal, “Worldwide Reserves Report,” January 2018.



- El número de plataformas activas se redujo de casi 70 en el primer trimestre de 2016 a 25 en septiembre 2018³⁰.
- Venezuela exportó un promedio de 1.5 millones de barriles diarios (b / d) de petróleo crudo en 2017, un 10% más bajo que el nivel de 2016. En el primer trimestre de 2018, las exportaciones de petróleo crudo de Venezuela cayeron a 1.1 millones de barriles por día, según los datos de carga de los petroleros (EIA E. I., 2019).
- Los Estados Unidos son el destino principal de los envíos de crudo de Venezuela y reciben alrededor del 41% del total de las exportaciones de Venezuela (EIA E. I., 2019).
- Venezuela se encuentra en el puesto 74 en el índice de gobernanza de los recursos energéticos³¹, con una calificación total de 33 como Deficiente, con 48 puntos en extracción de valor, 34 puntos en gestión de ingresos y 17 puntos en condiciones generales de gobernabilidad, lo que se traduce en que el país ha

³⁰ Reuters, "Venezuela's deteriorating oil quality riles major refiners," October 18, 2017.

³¹ El Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales evalúa la calidad de la gobernanza de los recursos naturales en 81 países que en conjunto producen, entre otros commodities, el 82 por ciento del petróleo del mundo, el 78 por ciento de su gas y el 72 por ciento de su cobre, y para mejorar la gobernanza, uno debe diagnosticar detalladamente qué es lo que funciona y qué es lo que no funciona, y eso supone mediciones. La base intelectual del índice es la Carta de los Recursos Naturales; los resultados son producto de la pericia del equipo del Instituto para la Gobernanza de los Recursos Naturales (NRGI, por su sigla en inglés) y de una red externa de académicos y profesionales. El índice es la suma total de 89 evaluaciones. https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/081/original/%C3%8Dndice_de_la_Gobernanza_de_los_Recursos_Naturales_2017.pdf?1498645149.

establecido algunos procedimientos y prácticas mínimos y selectivos para gobernar los recursos, pero falta la mayoría de elementos necesarios para hacer que la riqueza en recursos extractivos beneficie a los ciudadanos³².

Venezuela es un socio fundador de la OPEP, gran actor en el mercado petrolero en la definición de los precios en sus tiempos dorados, con las mayores reservas probadas del mundo, gran defensor de las empresas estatales, pero por constituirse en una débil democracia ha ocasionado que su política petrolera y desarrollo social se encuentre en el piso, con todos los indicadores en rojo, tal como lo demuestran también el índice de gobernabilidad de los recursos naturales, ejemplo que obliga a Colombia a tratar de conservar una democracia estable y al servicio del bienestar de los ciudadanos.

6.2.4. Arabia Saudita



Fuente: Datosmacro.

Arabia Saudita es el segundo mayor poseedor de reservas probadas de petróleo del mundo después de Venezuela, representando un 16%, es el mayor exportador de petróleo y mantiene la capacidad de producción de petróleo crudo más grande del mundo con aproximadamente 12 millones de barriles por día³³ (US EIA, 2017)..

³² Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales 2017, del Natural Resource governance Institute.

³³ U.S. Energy Information Administration estimates.

La economía de Arabia Saudita sigue dependiendo en gran medida de las exportaciones de petróleo, que representaron casi el 75% del valor total de las exportaciones sauditas en 2016³⁴. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), alrededor del 60% de los ingresos del gobierno saudita se basan en el petróleo, y la tasa de crecimiento del PIB real cayó significativamente en 2016, como resultado de la desaceleración del crecimiento impulsado por el petróleo ese año³⁵.

Las operaciones de petróleo y gas natural de Arabia Saudita están dominadas por Saudí Aramco (US EIA, 2017), la compañía nacional de petróleo y gas, que es la segunda compañía petrolera más grande del mundo en términos de producción (detrás de Rosneft de Rusia). El Ministerio de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudita y el Consejo Supremo de Petróleo y Minerales supervisan el sector de petróleo y gas natural y Saudí Aramco (US EIA, 2017).

Saudí Aramco remonta sus comienzos a 1933 cuando se firmó un Acuerdo de Concesión entre Arabia Saudita y la Standard Oil Company of California (SOCAL). Una compañía subsidiaria, California Arabian Standard Oil Company (CASOC), fue creada para administrar el acuerdo en 1973, el gobierno saudí compró una participación del 25% en Aramco, aumentando ese interés al 60% al año siguiente; en 1980, el gobierno saudita aumentó su interés en Aramco al 100% y ocho años después, se estableció oficialmente la Saudí Arabian Oil Company (Saudí Aramco, 2019).

6.2.4.1. Producción

Arabia Saudita produjo, en promedio, 12,4 millones de barriles diarios b / d de líquidos de petróleo en 2016, experimentó aumentos en 2015 y 2016 al adoptar una estrategia de defensa de su cuota de mercado en respuesta al aumento de la producción no perteneciente a la OPEP, particularmente de países de Norte América. La producción de petróleo crudo de Arabia Saudita ha sido menor desde principios de 2017 en comparación con años anteriores como resultado del acuerdo de la OPEP de finales de 2016 que limitó la producción colectiva de petróleo crudo en 32,5 millones de b / d, lo que determinó que el objetivo de producción de Arabia Saudita se estableció en 10.06 millones de b / d (US EIA, 2017).

³⁴ OPEC Annual Statistical Bulletin 2017, Tables 2.4 and 2.5, p. 19-20 (accessed August 2017), http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2017_13062017.pdf

³⁵ International Monetary Fund, 2017 Article IV Consultation with Saudi Arabia, July 21, 2017 <https://www.imf.org/en/News/Articles/2017/07/21/pr17292-imf-executive-board-concludes-2017-article-iv-consultation-with-saudi-arabia>

La producción de petróleo crudo de Arabia Saudita se acercó a un mínimo de cuatro años en mayo de 2019, con un promedio de 9.9 millones de barriles por día (b / d), más de 1 millón de b / d por debajo de su máximo histórico en noviembre de 2018, esto debido a un acuerdo de diciembre de 2018 por miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para reducir la producción de petróleo crudo.

Arabia Saudita anunció una transformación nacional llamada Visión 2030, que abarca aspectos culturales, de gobierno y económicos de la sociedad saudita. En el frente económico, Visión 2030 planea hacer que el reino sea menos dependiente de los ingresos de la producción de petróleo mediante la ampliación de la base económica. El plan describe reformas de gran alcance del sector energético e incluye la privatización parcial de Saudi Aramco, de propiedad estatal y los ingresos de la oferta pública inicial (IPO) de Saudi Aramco se utilizarían para ayudar a financiar la transición económica (US EIA, 2017).

6.2.4.2. Datos energéticos de Arabia Saudita

Según el Oil & Gas Journal (OGJ), Arabia Saudita tenía aproximadamente 266 billones de barriles probados de reservas de petróleo al 1 de enero de 2017, que representan el 16% de las reservas del mundo³⁶.

Arabia Saudita se encuentra en el puesto 69 en el índice de gobernanza de los recursos energéticos³⁷, con una calificación total de 36 como Deficiente, con 23 puntos en extracción de valor, 24 puntos en gestión de ingresos y 60 puntos en condiciones generales de gobernabilidad, lo que se traduce en que el país ha establecido algunos procedimientos y prácticas mínimos y selectivos para gobernar los recursos, pero falta la mayoría de elementos necesarios para hacer que la riqueza en recursos extractivos beneficie a los ciudadanos, empezando por su tipo de gobierno que es una Monarquía Absoluta Islámica.

Arabia Saudita es socio fundador de la OPEP, acérrimo defensor de las cuotas de producción para garantizar un mejor precio del petróleo, posee El Fondo de Inversión Pública con 250.000 millones de dólares en sus arcas (País, 2018); se considera un país rico en recursos naturales no renovables que se

³⁶ Oil & Gas Journal, “Worldwide look at reserves and production” (January 28, 2019).

³⁷ El Índice de la Gobernanza de los Recursos Naturales evalúa la calidad de la gobernanza de los recursos naturales en 81 países que en conjunto producen, entre otros commodities, el 82 por ciento del petróleo del mundo, el 78 por ciento de su gas y el 72 por ciento de su cobre, y para mejorar la gobernanza, uno debe diagnosticar detalladamente qué es lo que funciona y qué es lo que no funciona, y eso supone mediciones. La base intelectual del índice es la Carta de los Recursos Naturales; los resultados son producto de la pericia del equipo del Instituto para la Gobernanza de los Recursos Naturales (NRGI, por su sigla en inglés) y de una red externa de académicos y profesionales. El índice es la suma total de 89 evaluaciones. https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/081/original/C3%8Dndice_de_la_Gobernanza_de_los_Recursos_Naturales_2017.pdf?1498645149.

encuentra iniciando una transición económica importante, con la empresa estatal de petróleo más grande del mundo, con baja calificación en el índice de gobernanza de los recursos naturales, que aunque con toda la renta del petróleo y sus reservas probadas importantes, no iguala los resultados presentados por Noruega en su política petrolera.

6.2.5. Para Resaltar de Noruega, Brasil, Venezuela y Arabia Saudita

Como resumen del análisis de estos cuatro países, partimos de la representatividad que tienen la actividad petrolera, como porcentaje del PIB y observamos que entre más alto es este porcentaje, más importantes son sus rentas en las finanzas públicas, las responsabilidades en su manejo se ven afectados por poca gobernanza de los recursos naturales y se constituyen en gobiernos débiles, o mal calificados por organismos internacionales de medición de índices de gobernanza, tal como se muestra en la figura 5.

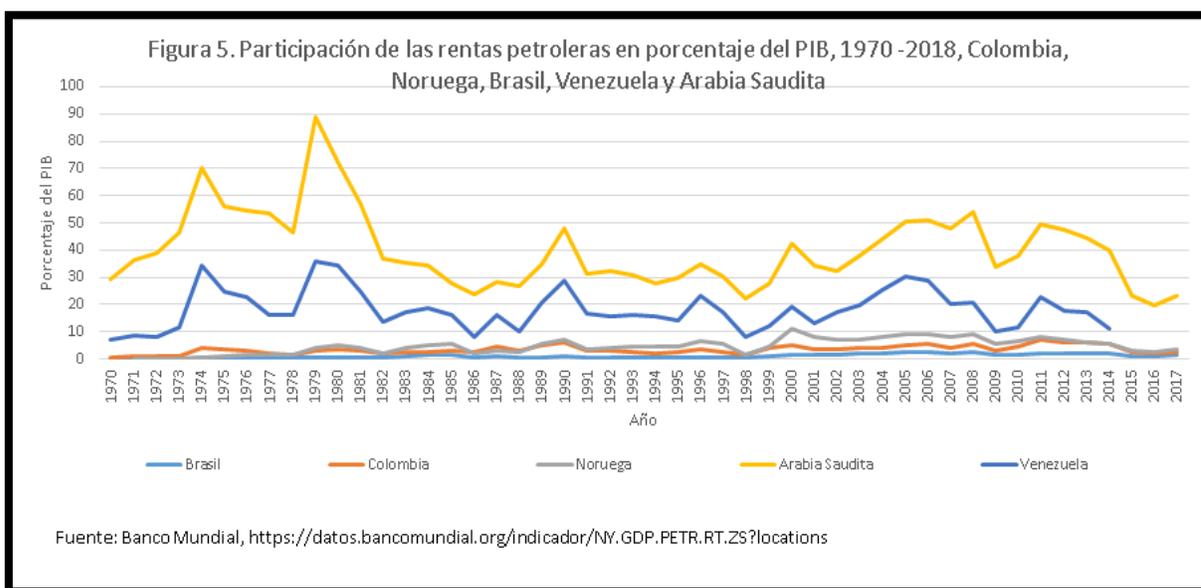
La experiencia lograda por Noruega ha sido copiada por muchos países latinoamericanos como Brasil y Colombia, en cuanto a las entidades encargadas de la política petrolera, como es un ministerio de minas, un agencia administradora y reguladora y una empresa petrolera operadora; a todas las ha tocado las temporadas de privatizaciones, bajo exigencias unas del Consenso de Washington, otras por convicciones de libre mercado y posicionamiento global con experiencias foráneas (Noruega), pero sin perder el control de sus empresas estatales, Brasil, más por decisión gubernamental; todas han vendido acciones a los privados o están en ese camino como Arabia Saudita que hasta ahora está colocando acciones en la bolsa y Venezuela, como excepción, con PDVESA como empresa cien por ciento estatal.

Todas han optado por los fondos de ahorro y estabilización, excepto Noruega que cuenta con un fondo de ahorro pensional, fondos de ahorro y estabilización que están muy a criterio de los gobiernos de turno que desobedecen las reglas de desahorro, como lo que ha pasado en Venezuela (que ha tenido más de cinco fondos) y Colombia con lo ocurrido con el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, que se verá más adelante, que demuestran que esta herramienta mal utilizada no afecta positivamente la buena utilización de los recursos derivados del petróleo.

El sector petrolero ha sido catapultador de la innovación y el desarrollo de las empresas locales, las cuales participaron significativamente en el proceso de adquisición de conocimiento técnico, como ocurrió en Noruega, con gran registro de patentes en el desarrollo de maquinaria para la industria petrolera, como ocurre en Brasil, hoy expertos en OFFSHORE (Exploración y explotación petrolera mar adentro o fuera de las costas) que exigen en sus contratos que las empresas locales participen activamente en la producción.

Como común denominador es la importancia de las rentas estatales en las finanzas públicas, que hacen que el sector petrolero en cada uno de los países, sea tenido muy en cuenta, con ventas parciales de acciones, que conforme lo justifican los diversos países, buscan no dejar de pleno las decisiones de las empresas estatales petroleras en manos de los gobiernos de turno, con un proteccionismo leve y de libre mercado la comercialización de sus productos para mejorar su desempeño, más parecidas a multinacionales estatales que compiten en los mercados globales con otras multinacionales estatales, como ocurre con Equinor ASA de Noruega, Petrobras de Brasil y Ecopetrol S.A. de Colombia.

En conclusión, todos los países coinciden en la defensa de los precios internacionales, solo que cada uno lo toma desde el punto de vista de consumidores o de productores y se resalta que Noruega ha guardado el 96% de sus rentas petroleras, para beneficio de las generaciones presentes y futuras representadas en sus ciudadanos.



7. MARCO REFERENCIAL DE LA POLÍTICA PETROLERA EN COLOMBIA

Para que los ingresos del petróleo afecten positivamente las finanzas públicas, se necesita una política petrolera eficiente, que genere de Ecopetrol utilidades significativas, tal como concluyen los analistas que

conforman el Comité Consultivo para la Regla Fiscal³⁸, en el informe de cumplimiento de la Regla Fiscal³⁹, que esto depende del comportamiento de los precios del petróleo a nivel internacional.

Es fundamental hacer un seguimiento a la política petrolera realizada por Colombia y su incidencia en las finanzas públicas, desde cómo se ha organizado el sector petrolero para poderlo explotar (las instituciones creadas), bajo que paradigmas se han basado las decisiones, la posición frente a la oferta, los precios internacionales, las ventas de acciones de Ecopetrol, la vigencia de las reservas de petróleo, los fondos creados, para que desde una mirada económica dar un enfoque de administración pública que visibilice propuestas de mejora que conduzcan a optimizar las rentas generadas de la explotación de los recursos no renovables.

Partimos de que el Estado, debe garantizar el abastecimiento de combustibles derivados del petróleo a todo el territorio nacional a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el régimen tributario del sector de hidrocarburos está en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público; toda persona que participe en la actividad de hidrocarburos está obligada a cuidar del medio ambiente afectándolo lo menos posible y propender por el desarrollo de la región destinada para la explotación

7.1. Marco histórico y legal

El término hidrocarburo, está definido en la Ley 120 de 1919 y comprende todas las formaciones subterráneas de aceites minerales, como petróleo de cualquier clase, los gases naturales desprendidos de estas mismas formaciones, betunes, asfaltos, ceras y resinas fósiles. En dicha ley se estipula que la industria que explota este bien y la construcción de oleoductos son de utilidad pública, se determina la carga impositiva para estas actividades y en materia de regalías la división del territorio de la República en tres zonas, las cuales pagarían impuestos de explotación del producto bruto, de acuerdo con su distancia de la orilla del mar (Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018).

³⁸ La Ley 1473 de 2011 creó un comité de carácter técnico independiente encargado, entre otras funciones, de pronunciarse sobre la metodología y definición de los parámetros básicos requeridos para la operación de la Regla Fiscal y de elaborar el informe de cumplimiento de la regla fiscal que el Gobierno debe presentar ante las Comisiones Económicas del Congreso de la República. Este Comité está conformado por representantes de los decanos de las facultades de economía de diferentes universidades del país (3), por miembros de centros de investigación (2), por expertos y consultores de reconocida trayectoria e idoneidad (2) y por los presidentes de las comisiones de asuntos económicos del Congreso de la República (2). El Comité Consultivo cuenta con dos grupos técnicos externos de trabajo: Grupo Técnico del Producto Interno Bruto Potencial y Grupo Técnico Minero-Energético, cuyas opiniones no son de obligatorio acatamiento. Se reglamentó mediante el Decreto 1790 de 2012.

³⁹ Acta 11, del Comité Consultivo para la Regla Fiscal, 27 de marzo de 2019, páginas 9 y 10, https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-111624%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased.

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol, 2018); en 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. En 1974 compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol⁴⁰ en 1956. En este periodo Extractivista Estatal comprendido entre 1951-1973, se ajusta con el crecimiento económico Keynesiano⁴¹ planeado y regulado por el Estado, que, a través de sus empresas productivas y su poder soberano para emitir moneda, asume como suya la política social de empleo y tendrá como agente fundamental a la empresa estatal Ecopetrol (Hernandez, 2018).

En 1969 el Congreso colombiano sancionó la Ley 20, en virtud de la cual el régimen de concesiones fue sustituido por los contratos de asociación (Espinasa, Medina, & Tarre, 2016); esta ley nace tras la llegada al poder en 1966 el Dr. Carlos Alberto Lleras Restrepo, quien encuentra en el país problemas profundos de divisas, que venían de 10 años atrás y graves problemas en materia fiscal que no permitían el desarrollo del país y que vio en el sector minero un motor de desarrollo económico e industrial y como generador de divisas, cuya reglamentación la realiza con el Decreto 1275 de 1970 denominado Código Minero (Calderón España, 2010).

Con esta nueva normatividad se buscaba recoger y codificar la numerosa y dispersa legislación vigente expedida con posterioridad al Código de Minas de Antioquia⁴² y poner al país en el ámbito de los cambios generados a nivel nacional e internacional, en el sistema económico y político en que se sustentaba, en casi un siglo de vigencia (Calderón España, 2010).

⁴⁰ Intercol (Internacional Petroleum de Colombia Limited, es una empresa creada en 1951 como filial de Standard Oil de Estados Unidos, que en 1974 le vende a Ecopetrol la refinería de Cartagena y recomienda la zona de El Cerrejón para adelantar un proyecto de producción de carbón a cielo abierto; en 1988 Intercol cambia su nombre a Esso Colombiana Limited, en el año 2000 se fusionan Exxon y Mobil y en Colombia se aprueba la integración de Mobil de Colombia, que absorbió a Esso Colombiana Limited y cambió su nombre por ExxonMobil de Colombia; finalmente en 2004 ExxonMobil de Colombia S.A, junto con Ecopetrol y Petrobras, firmó con la Agencia Nacional de Hidrocarburos el primer contrato para iniciar la exploración costa afuera en Colombia. <https://www.dinero.com/caratula/edicion-impresa/recuadro/hitos/29812>.

⁴¹ La economía keynesiana es una teoría propuesta por el economista John Maynard Keynes en su conocida obra Teoría General del empleo, el interés y el dinero, publicada en 1936, en una época dominada por la Gran Depresión que asolaba la economía desde 1929. <https://blog.selfbank.es/la-economia-keynesiana-como-alternativa-para-el-crecimiento/>.

⁴² El Código de Minas de Antioquia, que rigió con sus normas modificadas y adicionadas durante casi ochenta años, no reportó el debido y lícito aprovechamiento de las riquezas minerales del País, pues el Estado al entregar a un particular un determinado yacimiento mineral lo debía hacer con la exclusiva finalidad de que este lo explotara no solo en su beneficio personal, sino también en beneficio de la economía nacional. Perspectivas sobre la legislación Minera en Colombia, con énfasis en la Ley 1382 de 2010, Calderón España, Luisa Fernanda, pág.29 https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/8102/LuisaFernanda_CalderonEspa%C3%B1a_2010.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Las compañías extranjeras petroleras habían explotado y exportado el hidrocarburo de los campos petroleros y continuaban haciéndolo, en contraprestación de regalías y cánones superficarios ridículos, con pocos beneficios para el País en proporción a las altas ganancias percibidas, con la ineficaz gestión de los gobiernos precedentes que les habían otorgado concesiones injustas, abusivas y peligrosas para el País (Calderón España, 2010).

Un acierto importante de la Ley 20 de 1969 fue la de recuperar para la Nación las minas y los yacimientos de hidrocarburos y que para el caso de los yacimientos de hidrocarburos se materializó en el artículo 13 (Calderón España, 2010).

En 1970, con la expedición del Decreto 062 del 20 de enero, adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal era ejercida por la Contraloría General de la República (Empresa Colombiana de Petroleos, División Legal, 1971). La empresa funcionaba como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994) (Ecopetrol, 2019).

Con el Decreto Legislativo 2310 del 28 de octubre de 1974, se abolió el régimen de concesión en materia de hidrocarburos, quedó en cabeza de Ecopetrol la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad del Estado y la facultó para adelantar estas actividades directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza con particulares nacionales o extranjeros, personas naturales o jurídicas (Martinez Ortiz, 1999).

De esa forma, la asignación de áreas a Ecopetrol, establecida como excepción por la Ley 20 de 1969 se convirtió en la norma y con la expedición del Decreto 0743 de febrero 21 de 1975 que reglamentó el Decreto 2310, determinó que Ecopetrol definiría los términos de los contratos, así como los medios de citación o convocatoria de los posibles interesados en adelantar trabajos de exploración o explotación en el país (Martinez Ortiz, 1999).

A partir de la expedición de las anteriores normas se inicia una contratación Extractivista Asociado entre 1974 y 2002, un periodo de transición para revertir el modelo de desarrollo keynesiano, se ajusta con una mixtura de políticas estatal-privadas, viabilizadas en el subsistema petrolero a través de los contratos de

Asociación (Hernandez, 2018). Bajo este periodo en septiembre de 1983 se produjo el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY⁴³, un yacimiento con reservas estimadas en 1.250 millones de barriles, que vuelve a Colombia en 1986, de nuevo un país exportador de petróleo. Luego el descubrimiento de Cusiana (1989), se proclama la nueva Constitución Política de Colombia en 1991, que establece la viabilidad jurídica de Ecopetrol en los artículos 80, 332, 334 y 360, reglamenta el uso del suelo y el subsuelo por parte del Estado Colombiano y lo faculta para realizar el cobro de una contraprestación económica a título de regalía por la explotación de recursos no renovables, se descubre Cupiagua (1993), en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company, para llegar a un total de 1.260 millones de barriles⁴⁴ de reservas, lo que hizo que en los años noventa Colombia prolongara su autosuficiencia petrolera.

Con la promulgación de la Ley 790 de 2002, se tiene por objeto renovar y modernizar la estructura de la rama ejecutiva del orden nacional, con la finalidad de garantizar, dentro de un marco de sostenibilidad financiera de la Nación, un adecuado cumplimiento de los Fines del Estado con celeridad e inmediación en la atención de las necesidades de los ciudadanos, confirió facultades extraordinarias al Presidente de la República para escindir entidades, modificar la estructura orgánica, determinar los objetivos de las entidades u organismos resultantes de las escisiones y crear las entidades u organismos que se requieran para desarrollar los objetivos que cumplían las entidades escindidas (Secretaría del Senado de la República de Colombia, 2020).

En el marco del Programa anteriormente citado, se determinó la necesidad y conveniencia de separar las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, derivados y productos, de las actividades de administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y de la administración de activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en diferentes sociedades y negocios, y se escinde de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades.

⁴³ Occidental Petroleum (NYSE: OXY) es una compañía internacional de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones en los Estados Unidos, Medio Oriente, América Latina y África. Con sede en Houston, Occidental es una de las compañías de petróleo y gas más grandes de EE. UU., Basada en la capitalización del mercado de valores, fundado en 1920, el éxito se basa en la experiencia técnica, la perspicacia comercial, las asociaciones sólidas y la capacidad para ofrecer resultados duraderos, por ello se prometen a ser Partner of Choice® (socio de elección o socio predilecto) en todos los lugares donde operan. <https://www.oxy.com/aboutOccidental/Pages/default.aspx>.

⁴⁴ Ecopetrol, historia, <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>.

Con estos antecedentes el Gobierno Nacional determina estrategias para el desarrollo económico a través del uso de recursos naturales no renovables, por ello y dada la relevancia que ha tomado la producción de hidrocarburos desde los descubrimientos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua iniciados en los 80s y 90s, la adopción de la regla fiscal, y los cambios estructurales del sector en 2003, es que el Estado colombiano ha direccionado sus esfuerzos por promover este sector de la economía en la búsqueda del aumento de las reservas de petróleo.

De los antecedentes referidos en los párrafos previos, llega el periodo Extractivista neo-concesionario, desde 2003 en adelante (Hernandez, 2018), se basa en el modelo de crecimiento neoliberal “desregulador y privatizador” de las actividades y empresas económicas estatales, a través de la apertura de la economía del país (abrir sus recursos humanos, naturales, financieros, productivos y comerciales) al mercado globalizado liderado por las corporaciones financieras que con el Estado, aseguran incentivos para mantener ganancias –sinónimo de crecimiento económico– seguridad a la propiedad e inversiones, rebaja de los impuestos y subsidios a la inversión y, lo más importante, una política social eficiente y eficaz, sustentada en los bajos salarios por la vía de la flexibilización o tercerización laboral, operando un mercado de productores, propietarios, precios y consumidores transnacionalizados.

Fruto de ello ha sido la emisión del Decreto 1760 del 26 de junio de 2003, que conforme al artículo 16 de la Ley 790 de 2002, en concordancia con el numeral 10 del artículo 150 de la Constitución Política, reviste al Presidente de la República de facultades extraordinarias, para escindir entidades lo cual dio origen a la nueva Ecopetrol S.A., como empresa petrolera estatal, creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como administrador y regulador del recurso hidrocarburífero del Estado, la adopción del nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos (neo concesión), que reemplazó el contrato de asociación (ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019), así como también estudios de planeación que establecen la necesidad de fortalecer, modernizar y ampliar las refinerías existentes y en operación.

Así, en 2003 el gobierno colombiano reestructuró a Ecopetrol, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el contexto mundial de hidrocarburos, al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera, por lo que se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector (ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019). Así mismo pasó a ser una sociedad pública por acciones, del tipo de las sociedades anónimas, conforme a lo dispuesto por el artículo 33 del decreto ley 1760 de

2003, y en tal carácter se encontraba sometida al régimen previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado, de acuerdo con el parágrafo 1° del artículo 38 de la ley 489 de 1998, el Estatuto de la Administración Pública.

La ANH (ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019), tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional. La ANH también es la encargada, desde entonces, de la administración de los recursos petroleros de la nación, de la asignación de las áreas de hidrocarburos para su exploración y explotación, fue facultada para recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y girar esos recursos a las entidades que tengan derechos sobre ellos de acuerdo con las disposiciones legales. Con el decreto 4137 de 2011 cambia la naturaleza jurídica pasando de ser Unidad Administrativa Especial a agencia estatal y con decreto 0714 del 10 de abril de 2012, se establece la nueva estructura de la ANH.

Con la Ley 1118 de 2006, cambio la naturaleza jurídica de Ecopetrol S.A. a Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, regida por estatutos sociales, adscrita al Ministerio de Hacienda, lo que le permitió emitir acciones, puntualizando que la participación de la Nación no puede ser inferior al 80% de las acciones con derecho a voto en la Empresa.

Conforme al Capítulo II, de los Estatutos sociales de Ecopetrol S.A. el objeto social se describe de la siguiente manera (ECOPETROL, 2018)

"...es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales ... relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos."

Con este objeto social y con el artículo 6 de la Ley 1118 de 2006 el Gobierno nacional buscó aumentar las inversiones en la exploración y producción de hidrocarburos (Redacción El Tiempo, 2007), capitalizar la empresa conforme lo establecen los artículos 97 del Estatuto de la Administración Pública (Ley 489 de 1998), para que se encuentre formalmente constituida como una sociedad de economía mixta, y pueda seguir plenamente la normatividad privada, cuyo régimen aplicable se transcribe a: "... Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de ECOPETROL S.A., una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirán exclusivamente por las reglas del

derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa” (Consejo de Estado, 2008), lo que significa una democratización de la propiedad accionaria, cumplir la finalidad de la ley, cual es fortalecer el patrimonio que el Estado tiene en Ecopetrol de tal manera que la ley permite cumplir el postulado del bien común dadas las condiciones “decadentes de la empresa” y la fuerte competencia a la que está sometida, siempre y cuando se actúe de buena fe y con fundamento en los principios generales de la adecuada administración (Corte Constitucional, 2007), para hacerla más viable internacionalmente y más llamativa para la inversión.

Como se mencionó en apartes anteriores, con la escisión de Ecopetrol, con su papel restringido a solo empresa petrolera estatal, dejando ya su funcionamiento a las fuerzas del mercado, sometida a las reglas del derecho privado, con la posibilidad de entrar a las actividades de exploración y explotación en otros países, pero con la entrada a Colombia de competidores internacionales de gran calibre y experiencia a su entorno natural, el comportamiento del sector después del 2008 con la intervención de Pacific Rubiales en el país (Jimenez Aguilar & Guevara Castañeda, 2018), configuró y cerro una dinámica de gobernanza petrolera que había tenido su origen con la creación de la ANH, pues en medio de un inesperado y vertiginoso crecimiento, Pacific lideró la actividad privada de más de 75 empresas entre grandes, medianas y pequeñas, que cambiaron la ecuación del poder petrolero en Colombia y lograron engranarse en una hermética plataforma que históricamente gravitó sobre Ecopetrol como la empresa más grande del país con una capacidad unilateral de negociación con grandes multinacionales petroleras como Oxy, Chevron y BP.

En este nuevo escenario, Ecopetrol compitió directamente por los contratistas y los proveedores nacionales e internacionales que venían de atender un sector que no pasaba de producir 800 mil barriles de crudo y que a partir de 2011 hubo periodos en que alcanzó el millón de barriles, pasando esta cifra promedio diario para los años 2013, 2014 y 2015. De este modo, la competencia fue por el tiempo y la capacidad para retener los costosos servicios petroleros de Halliburton⁴⁵, Schulmberger⁴⁶ y Weatherford⁴⁷ en la inmensa

⁴⁵ Fundada en 1919 en Texas, Estados Unidos, Halliburton con 100 años de servicio como uno de los proveedores de productos y servicios más grandes del mundo para la industria energética, con presencia en más de 80 países, ayuda a sus clientes a maximizar el valor durante todo el ciclo de vida del yacimiento, desde la ubicación de hidrocarburos y la gestión de datos geológicos, hasta la evaluación de perforación y formación, la construcción y terminación de pozos, y la optimización de la producción en toda la vida del activo. Halliburton comprende 14 líneas de servicio de productos (PSL). Los PSL operan en dos divisiones: perforación y evaluación, y finalización y producción. <https://www.halliburton.com/en-US/about-us/corporate-profile/default.html?node-id=hgeyxt5p>.

⁴⁶ Schulmberger como empresa francesa, fundada en 1926 es catalogado como un innovador tecnológico de la industria petrolera, con productos, ventas y servicios en más de 120 países. Se consideran el proveedor líder mundial de tecnología para la caracterización, perforación, producción y procesamiento de yacimientos para una industria energética global. <https://www.slb.com/who-we-are>.

⁴⁷ Weatherford es una de las compañías multinacionales más grandes de servicios petroleros que ofrece soluciones innovadoras, tecnología y servicios a la industria del petróleo y el gas. <https://www.weatherford.com/en/about-us/>

gama de portafolio con la más novedosa tecnología de punta. En medio de una bonanza petrolera nacional dependiente de las mismas grandes empresas de servicios, Pacific al ser una empresa privada con un amplio margen de financiamiento y una audaz visión de negocio, tuvo una serie de ventajas frente a Ecopetrol en los tiempos de contratación y licitación, así como una mayor capacidad financiera para contratar. Así, terminó saturando con sus necesidades y crecimiento a muchos de los contratistas nacionales que anteriormente trabajaban para Ecopetrol, para finalmente terminar cuestionada por conflictos de interés con el Estado Colombiano al manejar con poca transparencia sus estados financieros (Jimenez Aguilar & Guevara Castañeda, 2018).

El análisis del nuevo marco institucional de la política petrolera colombiana permitió identificar el tema complejo que parte de la eficiencia de Ecopetrol y su necesaria o no separación de funciones con el objetivo optimizar su autonomía y funcionamiento. En segundo lugar, la creación de una poderosa agencia administradora de concesiones, en cabeza de la ANH que ha encauzado el crecimiento de los principales indicadores del sector. Finalmente, en las fuerzas de un auge petrolero jalonado por el aumento del precio internacional y la participación ventajosa de Pacific Rubiales, que por la naturaleza especulativa de muchas de las inversiones de esta empresa, su fugaz valoración accionaria y opaca reestructuración coincidió con la caída de los precios internacionales y ha generado profundos cuestionamientos frente a la bonanza (Jimenez Aguilar & Guevara Castañeda, 2018).

La configuración nacional de una novedosa policy network⁴⁸ donde la capacidad para tomar decisiones, formular programas e implementarlos ha estado profundamente distribuida y dispersa a través de actores públicos y privados. Esta nueva dinámica petrolera plantea una serie de vacíos, riesgos y cuestionamientos acerca de la capacidad del Estado para gestionar la bonanza y definir una política petrolera de mediano y largo plazo que no dependa exclusivamente de la suerte de las grandes multinacionales y de una coyuntura de altos precios la cual duró menos de lo previsto (Jimenez Aguilar & Guevara Castañeda, 2018).

En efecto, la ANH ha asumido una serie de funciones que anteriormente desempeñaba el Ministerio Nacional de Minas y Energía (MNME), relegando el rol ministerial y haciéndose más técnica; con dudas si puede cumplir con una efectiva descentralización de su gestión en las regiones productoras. Esta hipertrofia institucional, con muchas dudas, coincidió con algunos informes de la Contraloría General que identificaron inconsistencias sobre la elaboración de los indicadores de gestión, irregularidades contractuales y

⁴⁸ Policy Networks se define como un conjunto de relaciones relativamente estables, de naturaleza no jerárquica e independiente, que vinculan a una variedad de actores que comparten intereses comunes en referencia a una política, y que intercambian recursos para perseguir esos intereses compartidos, admitiendo que la cooperación es la mejor manera de alcanzar las metas comunes. <http://revista-redes.rediris.es/webredes/textos/policynet.pdf>.

problemas de administración fiscal, hallazgos utilizados políticamente que dejaron una estela de cuestionamientos, destituciones polémicas y una serie de irregularidades que han entorpecido la consolidación del nuevo andamiaje institucional y las capacidades de la institucionalidad actual para regular y definir una política petrolera (Jimenez Aguilar & Guevara Castañeda, 2018).

De la literatura precedente se establece la necesidad de adaptación de Ecopetrol al nuevo modelo de negocio, a ser asertivo al cambio, a las nuevas necesidades y exigencias del sector, que estaba enmarcada en la oportunidad de respuesta a los nichos del negocio, pero que resalta algo muy importante y son los escándalos surgidos por una empresa privada, como Pacific Rubiales y no de parte de la estatal nacional (por no mencionar lo ocurrido con REFICAR y BIOENERGY, ampliamente conocidos), aunque sí, escándalos políticos de parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) que completo una racha de cinco años consecutivos sin otorgar ningún tipo de contrato, que empató con una caída vertiginosa de los precios del petróleo y la salida de Pacific Rubiales de la explotación de pozos importantes en el país.

7.1.1. Los precios Internacionales del petróleo y la producción en Colombia

Los precios internacionales del petróleo son exógenos para Colombia (Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018), es decir, no podemos afectar la cotización mundial, por nuestra baja producción; el petróleo es un bien básico, el más tranzado en el mundo y superior (por aspectos no competitivos del mercado y ser un recurso natural no renovable), tiene una renta de escasez⁴⁹, que conduce legítimamente a restringir su utilización, una renta no competitiva (organización de cartel o por el poder del mercado dado por el tamaño) más los costos de producción y los precios de extracción, transporte y refinación; al petróleo lo gravan diferentes impuestos, dentro de los cuales algunos autores argumentan que a esos tributos se debe sumar un impuesto al carbono, debido a las emisiones de gas que implica la utilización de recursos fósiles, que representan un costo social por el efecto que producen sobre el calentamiento global según Arthus et

⁴⁹ La idea de que los recursos petroleros son finitos y que estamos en una etapa final de su disponibilidad afecta los precios actuales y futuros del petróleo, sin embargo, es una idea antigua que se remonta a la declaración de Jevons de 1865 sobre la disminución en la producción de carbón que le parecía a Jevons una fuente de energía definitivamente insustituible. El aumento sostenido de la demanda global, así como la conciencia de la finitud de los recursos petroleros explotables pueden explicar juntos el aumento desmedido en los precios del petróleo, debido a la importancia creciente de la renta de escasez. Este escenario de precios altos podría regresar con disminuciones fuertes en el suministro de la OPEP, pero la crisis global limitaría el aumento desmedido de los precios del petróleo que algunas predicciones consideraban que llegaría a los 200 dólares por barril, antes de que terminara la gran expansión económica global. <http://www.razonypalabra.org.mx/N/n65/varia/abarranon.html>; El crecimiento de las economías emergentes y en desarrollo se recuperará de 4,0 % en 2019 a 4,6 % en 2020; esta expansión económica es vulnerable a perturbaciones financieras y comerciales, según las previsiones, el crecimiento económico mundial se reducirá al 2,6 % en 2019, un porcentaje más bajo de lo previsto, antes de aumentar levemente al 2,7 % en 2020. <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2019/06/04/global-growth-to-weaken-to-26-in-2019-substantial-risks-seen>.

al., 2010 citado por Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018 (Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018). En tal sentido se proponen los siguientes elementos como componentes del precio internacional del petróleo:

$$P_p = CME + RE + RNC + ICYO$$

Dónde:

P_p: Precio del petróleo; CME: Costo Marginal de Extracción; RE: Renta de escasez; RNC: Renta No Competitiva; ICYO: Impuesto al carbono y otros impuestos.

Se puede afirmar (Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018) que la oferta de petróleo de Colombia puede definirse con una ecuación del siguiente tipo que podría estimarse con las técnicas econométricas apropiadas:

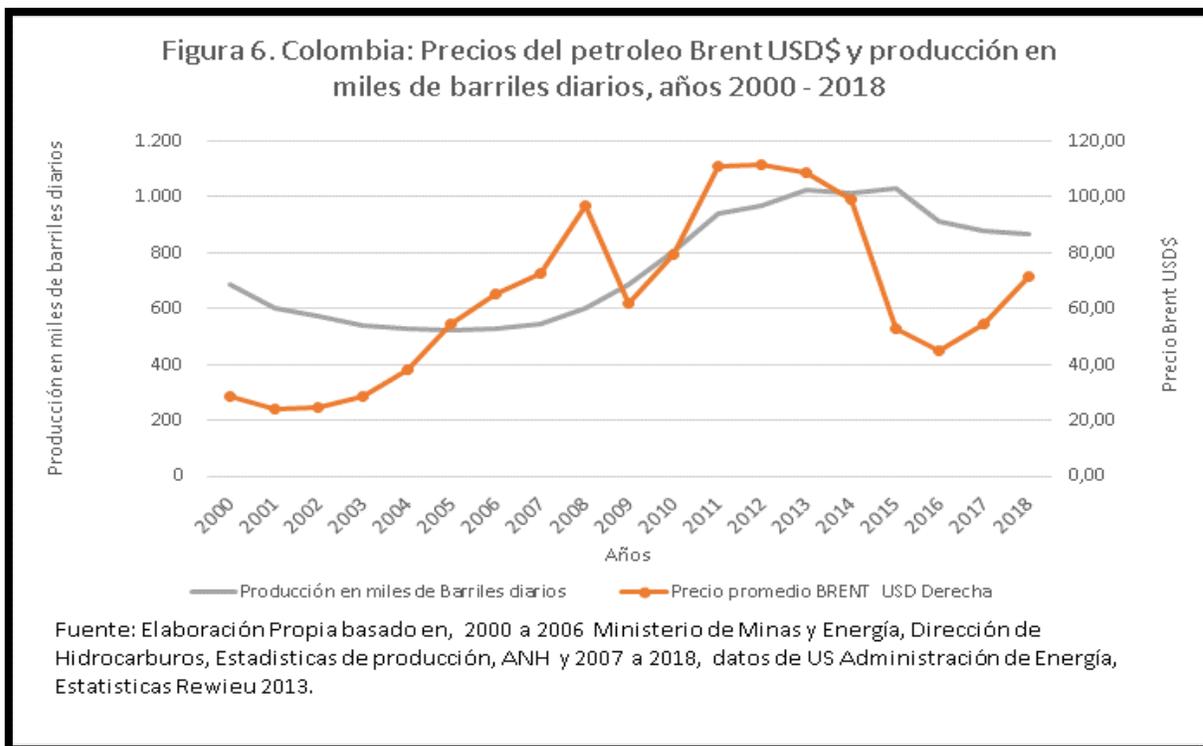
$$\ln q_t = \beta_0 + \beta_1 \ln D_t + \beta_2 \ln P_t + \gamma_0 Z_t + E_t$$

Donde q_t representa la producción de petróleo, D_t es la demanda externa por petróleo, P_t corresponde al precio internacional de petróleo, Z_t recoge la posibilidad de otras variables tales como las variables de tipo político y las reservas de crudo del país, mientras que E_t correspondería al término de error de la regresión.

Los resultados de estimación de un ejercicio con este tipo de forma funcional (Lopez, Montes, Garavito, & Collazos, 2018) muestran que en Colombia la producción de petróleo responde significativamente a los incrementos en la demanda mundial de petróleo, mientras que por el contrario la relación entre los cambios de la producción ante una reducción de la demanda no es significativa. La evolución de la producción de crudo en el país muestra caídas importantes en escenarios de precios altos, y aumentos significativos en presencia de precios bajos, ver figura 6. Colombia: Precios de petróleo Brent USD\$ y producción en miles de barriles diarios 2000 – 2018.

Estas citas traídas cobran relevancia en esta investigación, por cuanto en el desarrollo metodológico, se demuestra la importancia de cada dólar ganado o perdido por el comportamiento del precio, al representar los hidrocarburos uno de los bienes más tranzados del mundo y todo el efecto multiplicador que se genera alrededor de su producción y comercialización, sobre todo de carga impositiva para un país, que justifica el mejor aprovechamiento que se pueda obtener por las exportaciones de petróleo, cuando al aumentar la producción en tiempos de precios altos y restricción de la misma en tiempos de precios bajos, repercute en

la optimización de las finanzas públicas de Colombia, máxime que por sí solos no podemos influir en la cotización internacional, pero que organizados con otros países podríamos lograr mejores resultados de precios.



7.1.2. Los contratos petroleros

La Ley 20 aprobada en 1969, nacionalizó los recursos minerales y delegó en el gobierno declarar reserva nacional todas las zonas petrolera del país (tomado de Ecopetrol, Legislación Petrolera, 2009 para (Puyana, 2009)). Encargó a Ecopetrol adelantar la explotación directamente o en asociación con capital público o privado, nacional o extranjero, y la autorizó negociar los contratos pertinentes con compañías privadas. Como ya se mencionó, la historia de los contratos petroleros en Colombia se ha dividido en tres periodos correspondientes a los contratos de concesión, desde 1905 a 1969, los contratos de asociación (los cuales por los insuficientes resultados fueron modificados en cuatro ocasiones) desde 1970 a 2003 y los nuevos contratos de concesión o neo concesiones desde 2003 hasta la fecha, condiciones de cada uno de los periodos, que podemos apreciar en la Tabla 2 evolución de la contratación petrolera colombiana.

Desde 1970 hasta 2018 se otorgaron 335 contratos entre asociación y neo concesión, la mayoría de los cuales se han terminado por no encontrar petróleo (Puyana, 2009), o por la no rentabilidad debido a las condiciones difíciles de los campos. Ante la experiencia presentada en la década de los setenta en un escenario de poca producción y el aumento del consumo interno, Colombia importó petróleo durante 1977 y 1984 a muy altos precios, para satisfacer hasta el 20% del consumo interno, importaciones que agravaron los desequilibrios externos de un país dependiente de las exportaciones de otros commoditys que, como el café, el banano o las flores sufrían grandes reveses en las cotizaciones externas, tema que ha preocupado a los gobiernos de turno para incentivar la exploración y producción de petróleo suficiente, que permita garantizar una seguridad energética para el País y alejar la sombra latente de volver a importar petróleo, situación que se ha visto reflejada a lo largo de los años, en los cambios que se verán a continuación en los diferentes tipos de contratos para poder encontrar el óptimo.

Tabla 2. Evolución de la contratación petrolera colombiana

CONTRATOS DE CONCESION		CONTRATOS DE ASOCIACION				NEO-CONCESIONES	
		Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Exploración y Producción E&P y Contrato de Evaluación Técnica (TEA), Tipo de Contrato, Sistema de	Años 2004 a la fecha
Años 1905-1969	Prebendas →	Años 1971-1989	Años 1990-1994	Años 1994-1999	Año 1999-2003		
	Reglas →	20%	20%	20%	Producción Diaria <5 kbdpd 125-400 kbdpd 400-600 kbdpd >600 kbdpd	Regalía 3% Línea recta hasta 20%	100% de la producción para el contratista, después de regalías: Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de adquisición (trigger price) de aprox. US\$27/bbl WTI El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista
Exclusividad dentro de los límites establecidos	Duración	28 años	28 años	28 años	28 años		Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
La explotación se declara utilidad pública para todos los efectos legales El petróleo extraído no se gravaba con derechos de exportación ni otros	Obligación Exploratoria	Negociada	Negociada	Negociada	Negociada		Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
Descubrimiento: 1/13 Nula importancia por parte de los organismos estatales en la programación o ejecución de operaciones de concesionarios	Ring fencing	No	No	No	No		Exploración: Programa mínimo por fase ajustable Evaluación a discreción del contratista
	Alianza estratégica	50% ECP-50% Socio	50% ECP-50% Socio	50% ECP-50% Socio	50% ECP-50% Socio		Exploración: plan aceptado por la ANH con programas de trabajo anuales
	Reembolso constante de los costos de exploración	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes		
	Reembolso de los costos de desarrollo	Según la participación en la producción					
	Aplicación del factor R	N/A	N/A	N/A	N/A		
	Transferencia de tecnología	\$100,000 USD Per contrato					

NOTA: La tabla no incluye los términos especiales para gas; el factor R calcula la distribución de la producción teniendo en cuenta los ingresos y los egresos acumulados de la asociada durante el desarrollo del contrato.
Fuente: Elaboración propia basada en el Diagrama 3.2, prebendas del concesionario pág. 23, los cuadros 3.1, Contratos para petróleo, pág. 27 y 3.2, Características básicas del contrato E&P, pág. 31, tomados de Barros 2005 y ANH para La economía petrolera en Colombia (Parte I) Marco legal - contractual y principales eslabones de la cadena de producción (1920-2010)* No. 692, 2012, <http://searpre.gov.co/docum/ftp/hoorrr052.pdf>, Pág. 27, 29 y 31, Enrique López, Enrique Montes, Arcán Garavito y María Mercedes Collazo y Cuadro II del artículo "Que pasa con el petróleo colombiano" de Alicia Puyana, pág. 30.

Los efectos de cada uno de los contratos en la firma de convenios hasta 2007, no mostró el aumento en la exploración, las reservas y el producido promedio, fueron resultados incipientes, pese a su modificación en varias ocasiones (Puyana, 2009):

- Contrato tipo A: 1969-1989. Con TIR promedio del 42.76% y la participación para el Estado del 79.83% del flujo de caja del proyecto; con estos contratos se dieron los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana y las reservas crecieron a 2.000 millones de barriles en 1999.

- Contrato tipo B: Escala deslizante, 1990-1994. Luego de descubrirse Cusiana y Cupiagua, desincentivó a los inversionistas por cuanto la renta del gobierno resultaba superior al 80% y la TIR⁵⁰ promedio disminuyó al 41.35%.

- Contrato tipo C. Factor R. 1994-1999. El factor R⁵¹ se adoptó para equilibrar la distribución de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. La TIR se redujo al 37.9% y elevó el State Take⁵² promedio al 82.5% (Van Meurs et al. 1997:57 tomado por (Puyana, 2009)). Las inversiones no se reactivaron, pese al incremento de número de contratos firmados (Armengol et al., 2000:36-38 tomado por (Puyana, 2009)).

- Contratos tipo D. Factor R al 30%. 1999-2003. La participación de Ecopetrol cayó un 30% en los campos pequeños, se redujo el State Take a un promedio de 66.5% y el incremento de la TIR hasta un 52.9%.

Desde 1970 hasta 2004, tiempo en que rigieron los diferentes tipos de contrato de asociación, no se permitieron las inversiones directas de Ecopetrol, basados en que el Estado no debe asumir riesgos, más por posiciones ideológicas que de eficiencia empresarial, lo cual no permitió superar el riesgo geológico, al mismo tiempo que no fluían las inversiones y las reservas (Puyana, 2009).

Ante estos resultados, los nuevos contratos de concesión (retorno a las concesiones), es la más radical de las reformas a la política petrolera colombiana, desde su abolición en 1969, parcialmente se privatiza el patrimonio público y ubica al sector en línea con el modelo liberal característico de la economía nacional, sosteniendo el gobierno de turno que el objetivo es elevar la competitividad de la industria, para atraer inversión nacional y extranjera, pública o privada y elevar las reservas para así aumentar la autonomía energética nacional (Barrios et al., 2005:35-38 tomado por (Puyana, 2009)).

Con las neoconcesiones se trata de reducir los riesgos que afectan las inversiones, elevar la tasa de retorno y su valor presente neto, para así no incrementar el riesgo asumido por el Estado, tomando una política de asociación y producción compartida, que garantiza la vigencia del contrato hasta el agotamiento del recurso,

⁵⁰ La Tasa Interna de Retorno o TIR nos permite saber si es viable invertir en un determinado negocio, considerando otras opciones de inversión de menor riesgo. La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto o empresa, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión. <https://www.rankia.cl/blog/mejores-opiniones-chile/3391122-tasa-interna-retorno-tir-definicion-calculo-ejemplos>.

⁵¹ El factor R calcula la distribución de la producción teniendo en cuenta los ingresos y los egresos acumulados de la asociada durante el desarrollo del contrato. <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/borra692.pdf>.

⁵² El State Take, (ST) es lo que toma el Estado especificando que incluye cualquier participación directa del Estado en la producción; El Government Take (GT) es definida como la participación del gobierno en el flujo de recursos asociado a un proyecto específico, normalmente el GT se expresa en términos porcentuales. Algunos autores han hecho la distinción entre lo que toma el gobierno que incluye únicamente como resultado de impuestos y regalías. <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/borra692.pdf>.

hay recompensa al riesgo exploratorio en 100% para el inversionista y este no se constituye en socio forzoso al comprobarse el éxito exploratorio, se da una amplia autonomía a los contratistas para el manejo de los contratos y de los programas de evaluación; el inversionista puede disponer de todas las reservas y la producción, luego del pago de las regalías, es decir que se otorga la titularidad por el 100% de las reservas descubiertas, dando fin a la política de participación Estatal en la producción, establecida en 1969 en las diversas modalidades de riesgo compartido; el Estado recibe regalías e impuestos y solo obtiene una renta adicional cuando se generen ganancias extras por precios altos, empresa que lo solicite y pague el canon se le adjudica la concesión sin necesidad de licitación alguna y finalmente la obligación de transferir tecnología hasta por USD\$100.000,00 (Puyana, 2009).

Del recorrido por las diferentes modalidades de contratación, se observa que en todas no se han logrado los objetivos propuestos y que han impulsado sus cambios, cuales son el aumento de las reservas petroleras y de la inversión extranjera, pese a que hemos llegado a producciones mayores del millón de barriles diarios promedio, hay sacrificio de la soberanía nacional sobre los recursos naturales no renovables, se evidencia una sorprendente posición gubernamental de no asumir riesgos, con disminuciones de los State Take y Government Take promedios, de 70% a 50% y de 60% a 52% respectivamente, situación que ha sido “cubierta” por los excelentes precios internacionales, presentados hasta 2014 y las recuperaciones de los mismos a partir de 2017, que indica una política petrolera, que en aras de garantizar una inversión extranjera y un aumento de reservas, ha sacrificado renta al establecer términos de contratos más atractivos para los inversionistas.

7.1.3. Los ingresos petroleros, el Presupuesto Nacional, el Marco Fiscal de Mediano Plazo y la Regla Fiscal.

En Colombia los ingresos por la actividad petrolera son fundamentales para las finanzas públicas y sus recursos hacen parte del Presupuesto General de la Nación, como presupuesto de rentas y del Presupuesto Bienal de Regalías; la construcción del presupuesto nacional y del Marco Fiscal de Mediano Plazo, se elabora basado en estudios y proyecciones meticulosas de equipos técnicos y asesores externos del orden público, empresarial y académico del comportamiento del precio internacional del petróleo, que permita establecer parámetros de recaudo, gasto y endeudamiento lo que hace necesario el desarrollo de este numeral, para así dejar claro que los aportes por impuestos y dividendos ingresan al presupuesto general de la nación a través de la DIAN y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, respectivamente, y que las regalías hacen parte del presupuesto bienal de regalías cuyo recaudo está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, lo cual será abordado detalladamente en los siguientes renglones.

La Ley anual de presupuesto se compone de las siguientes partes: El presupuesto de rentas, el Presupuesto de gastos o ley de apropiaciones y las disposiciones generales. Presenta la estimación de rentas como las autorizaciones máximas de gastos que las entidades deben administrar a lo largo de la vigencia fiscal conservando destino, objeto de gasto y nivel rentístico (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

El Presupuesto de Rentas: Contiene la estimación de los ingresos corrientes, de las contribuciones parafiscales administradas por los órganos del presupuesto, de los fondos especiales, de los recursos de capital y de los ingresos de los establecimientos públicos del orden nacional (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

El Presupuesto de Gastos o Ley de Apropiaciones: Corresponde a las apropiaciones para la Rama Judicial, la Rama Legislativa, la Fiscalía General de la Nación, la Procuraduría General de la Nación, la Defensoría del Pueblo, la Contraloría General de la República, la Registraduría Nacional del Estado Civil que incluye el Consejo Nacional Electoral, los Ministerios, los Departamentos Administrativos, los Establecimientos Públicos y la Policía Nacional, distinguiendo entre gastos de funcionamiento, servicio de la deuda pública y gastos de inversión. Los gastos de inversión clasificados en programas y subprogramas (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Disposiciones generales: Corresponde a las normas tendientes a asegurar la correcta ejecución del Presupuesto General de la Nación, las cuales rigen únicamente para el año fiscal para el cual se expidan (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

El Presupuesto General de la Nación debe estimar un déficit fiscal del GNC equivalente a un porcentaje del PIB. Esto significa que, una vez sumados los ingresos totales de la nación y deducidos los gastos, se evidencia un superávit o un faltante, que será cubierto con mayor endeudamiento. Este déficit sin embargo debe ser consistente con lo expresado por el Comité Consultivo de la Regla Fiscal, que señala en abril de cada año cual será el límite máximo permitido según lo contemplado en la ley (Cruz Vargas, 2020).

Cada año, antes del 15 junio, el Gobierno Nacional, por conducto del Ministro de Hacienda, debe presentar a las Comisiones de Asuntos Económicos del Congreso de la República el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP). Este documento proporciona el contexto macroeconómico y fiscal necesario para abordar el estudio del proyecto de ley de presupuesto.

Su texto enfatiza en los resultados y propósitos de la política fiscal. Hace un recuento general de los hechos más importantes en materia de comportamiento de la actividad económica y fiscal del país en el año anterior. Presenta las estimaciones para el año que cursa y para las diez vigencias siguientes y muestra la consistencia de las cifras presupuestales con la meta de superávit primario⁵³ y endeudamiento público y, en general, con las previsiones macroeconómicas (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Un resumen del MFMP se incluye en el Mensaje Presupuestal, acompañado, además, de un análisis de sostenibilidad de la deuda pública que de acuerdo con la Ley 819 de 2003 debe presentarse anualmente, con lo que también se da cumplimiento al artículo 16 de la Ley 358 de 1997, que obliga al Gobierno Nacional a demostrar su capacidad de pago. En esta misma línea se debe señalar que el Decreto 4730 de 2005 estableció que la demostración de la consistencia entre el proyecto de ley de presupuesto anual con el Plan Financiero, primer año del MFMP, a diez años, debe incluirse como parte del Mensaje Presidencial, documento que constituye la exposición de motivos de dicho proyecto.

De acuerdo con el estatuto compilado en el Decreto 111 de 1996, el sistema presupuestal está constituido por el Plan Financiero (PF) elaborado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y el Departamento Nacional de Planeación (DNP), previo concepto del Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) con horizonte temporal de dos o más años (ART. 28 Ley 38 de 1989); el Plan Operativo Anual de Inversiones (POAI) elaborado por el DNP con fundamento en los Consejos Regionales de Planeación (Consejos Territoriales de Planeación) y aprobado por el CONPES; y el Presupuesto Anual de la Nación. La Ley 819 de 2003 incluyó al PF como parte del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), junto con la fijación de metas de superávit fiscal y de sostenibilidad de la deuda (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Por otra parte, la Ley 1473 de 2011 estableció una regla fiscal para el Gobierno Nacional Central, es decir un déficit calculado y expresado por el Comité Consultivo de la Regla Fiscal en abril de cada año y que señala cual será el límite máximo permitido según lo contemplado en la ley, y que debe ser consistente, con el plan plurianual de inversiones, el PF, el POAI y el proyecto de PGN (Cruz Vargas, 2020). Este desarrollo normativo y la creación del Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP) han contribuido a

⁵³ El superávit primario es la diferencia entre los gastos corrientes de un Estado y su recaudación de impuestos, si los gastos son inferiores a los ingresos públicos (sin contar los pagos de intereses de la deuda pública) se tendrá superávit primario, de lo contrario habrá déficit primario. https://www.google.com/search?q=superavit+primario&rlz=1C1CHZL_esCO738CO738&oq=superavit+primario&aqs=chrome..69i57j0l5.12480j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8.

reforzar el sistema presupuestal, proporcionándole una perspectiva de mediano y largo plazo, introduciendo otros elementos de disciplina y responsabilidad fiscal, en un contexto de transparencia (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

El Plan Financiero (PF) es un instrumento de planificación y gestión financiera del sector público de mediano plazo que permite formular las previsiones de ingresos, gastos, excedentes, requerimientos y alternativas de financiamiento necesarios para el cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y la ejecución presupuestal, en concordancia con la política monetaria y cambiaria. Tiene como base las operaciones efectivas de aquellas entidades cuyo efecto sobre la situación fiscal, cambiaria o monetaria del país haga aconsejable tenerlas en cuenta en el PF (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

El Plan Operativo Anual de Inversiones (POAI) contiene los proyectos de inversión clasificados por sectores, órganos y programas. Su monto depende de la meta de inversión fijada en el PF y su contenido deberá guardar concordancia con el Plan Nacional de Inversiones, uno de los componentes del PND, con el MFMP y el MGMP (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Aunque ni la Regla Fiscal ni el MGMP aparecen en la norma como componentes del sistema presupuestal, son instrumentos mediante los cuales se conecta intertemporalmente el presupuesto anual con las previsiones contenidas en el MFMP. De esta manera, es factible establecer una restricción en el proceso de presupuestación mediante la definición de un tope global o restricción fiscal (déficit en el balance fiscal estructural), en el primer caso, y en el gasto que se define para cada sector o subsector que conforma el PGN (techo presupuestal), en el segundo. Se considera que la fijación de estos límites debe permitir una programación estratégica de recursos (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Las principales fuentes de ingresos que genera la actividad extractiva al Estado colombiano son generadas a partir del pago de impuestos, dividendos y regalías. Los impuestos son recaudados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN); los dividendos con recaudados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por lo tanto, dichos ingresos entran al Presupuesto General de la Nación (PGN). Las regalías, por su parte, son recaudadas por las agencias nacionales de hidrocarburos y minería, según corresponda, y transferidas al presupuesto bienal del Sistema General de Regalías (SGR).

El artículo 97 del decreto 111 de 1996 determina que las utilidades de las sociedades de economía mixta del orden nacional, son de propiedad de la Nación en la cuantía que corresponda a las entidades estatales

nacionales por su participación en el capital de la empresa y que para ello el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) impartirá las instrucciones a los representantes de la Nación y sus entidades en las juntas de socios o asambleas de accionistas sobre las utilidades que se capitalizarán o reservarán y las que se repartirán a los accionistas como dividendos.

Los recursos que genera ECOPETROL S.A., por concepto de pago de impuestos (renta, patrimonio y ventas) hacen parte de los ingresos corrientes de la Nación (exactamente del Gobierno Nacional Central, GNC), que se caracterizan porque se perciben con regularidad, sin intermitencias y son característicamente previsibles y los recursos de capital son aquellos que no responden a tales características, como son los valores girados por dividendos que transfiere al GNC y al sector privado anualmente y que conforman los ingresos (rentas) del PGN. Los recursos de capital están reglados por el artículo 31 del decreto 111 de 1996, y dentro de ellos se cuentan los excedentes financieros de los establecimientos públicos del orden nacional, las empresas comerciales e industriales del Estado y las sociedades de economía mixta, con el régimen de aquellas sin perjuicio de la autonomía que les otorga la constitución y las leyes (Restrepo, Capítulo V, Presupuesto, 2015).

En conclusión, el artículo 31 del Decreto 111 de 1996 toma en cuenta los excedentes financieros que reporta Ecopetrol, que principalmente está compuesto por las exportaciones de petróleo, para hacer parte del Presupuesto General de la Nación y el artículo 97 del mismo Decreto permite al CONPES decidir sobre las acciones producto de los rendimientos de la estatal petrolera, que se capitalizarán o reservarán y las que se repartirán a los accionistas como dividendos, de forma que afecte positivamente el presupuesto nacional como recursos de capital.

7.1.4. Sistema General de Regalías

Con la Ley 1530 de 2012⁵⁴, se puso en marcha el nuevo Sistema General de Regalías, basado en lo dispuesto en el artículo 360 de la Constitución Política, esta ley tiene por objeto determinar la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, fijando las condiciones de participación de sus beneficiarios.

⁵⁴ http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1530_2012.html

Según lo dispuesto por los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, son objetivos y fines del Sistema General de Regalías, entre otros, crear condiciones de equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, en orden a generar ahorros para épocas de escasez, promover el carácter contracíclico de la política económica y mantener estable el gasto público a través del tiempo; propiciar la adopción de mecanismos de inversión de los ingresos minero-energéticos que prioricen su distribución hacia la población más pobre y contribuya a la equidad social; promover el desarrollo y competitividad regional de todos los departamentos, distritos y municipios dado el reconocimiento de los recursos del subsuelo como una propiedad del Estado; fortalecer la equidad regional en la distribución de los ingresos minero-energéticos, a través de la integración de las entidades territoriales en proyectos comunes; promoviendo la coordinación y planeación de la inversión de los recursos y priorización de grandes proyectos de desarrollo, inversión y restauración social; y propiciar la inclusión, equidad, participación y desarrollo integral de las comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, del pueblo Rom o Gitano y de los pueblos y comunidades indígenas, de acuerdo con sus planes de etnodesarrollo y planes de vida respectivos.

El ciclo de generación de regalías y compensaciones, conforme a lo previsto en el inciso segundo del artículo 360 de la Constitución Política, y el artículo 12 de la Ley 1530 de 2012, comprende las actividades de fiscalización, liquidación, recaudo, transferencia, distribución y giros a los beneficiarios de las asignaciones y compensaciones directas. Los conceptos de distribución están determinados en el artículo 20 de la misma Ley 1530 de 2012 y determina que los recursos del Sistema General de Regalías se administrarán a través de un sistema de manejo de cuentas, el cual estará conformado por los siguientes fondos, beneficiarios y conceptos de gasto de acuerdo con los porcentajes definidos por el artículo 361 de la Constitución Política la misma ley (Departamento Nacional de Planeación, 2019):

- Fondo de Ahorro y Estabilización (25% el primer año y posteriormente hasta el 30%).
- Departamentos, municipios y distritos en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los municipios y distritos con puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos (20% del total de las regalías de asignación directa más Fondos de Desarrollo Regional –FDR- más los Fondos de Compensación Regional a partir de 2015).
- Ahorro Pensional de las Entidades Territoriales (7%).
- Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación (10%).
- Fondo de Desarrollo Regional (40% de las regalías asignadas a los fondos a partir de 2015).
- Fondo de Compensación Regional (60% de las regalías asignadas a los fondos a partir de 2015).

- Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo (2%).
- Funcionamiento del Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación del Sistema General de Regalías (1%).
- Funcionamiento del Sistema General de Regalías (2%).
- Asignación para la Paz, bolsa concursable (7%).
- Los rendimientos financieros del SGR serán distribuidos un 70% asignación para la paz y un 30% como incentivo a la producción.

El artículo 15 de la Ley 1530 de 2012, establece los precios base de liquidación de las regalías, cuya responsabilidad está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para el caso de los hidrocarburos, quien, mediante acto administrativo, señalará los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías. Para tal efecto, tendrán en cuenta la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización, según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en borde o boca de pozo. En el caso del gas, el precio base estará asociado al precio de comercialización de dicho producto en boca de pozo, teniendo en cuenta las condiciones generales señaladas sobre el particular en la normativa y regulación vigente (Secretaría del Senado de la República de Colombia, 2020).

Conforme al artículo 1º, definiciones, de la Resolución 164 de marzo 6 de 2015 (extwprlegs1.fao.org, 2020), el precio base de liquidación, sirve de referencia para efectos de determinar, junto con los respectivos volúmenes de producción, porcentajes de regalía aplicable y la tasa representativa del mercado, las sumas de dinero correspondientes a la liquidación de las regalías, pagadas en especie o en dinero, en cada Campo Productor.

El artículo 2º de la resolución 164, establece las modalidades de pago de regalías de crudo y determina que se puede realizar en dinero o en especie; El valor a facturar a la Empresa Comercializadora⁵⁵ por las

⁵⁵ Empresa comercializadora de crudo de regalías pagadas en especie: Es la empresa con la cual la ANH suscribe un contrato de compraventa de crudo de Regalías (en adelante Empresa Comercializadora), quien recibe del Operador de cada Campo Productor, en el Punto de Entrega, las regalías pagadas en especie. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col145297.pdf>.

regalías pagadas en especie en cada Campo Productor⁵⁶, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión o formula:

$$FRE_{cm} = VR_{cm} * PV_{cm} * TRM_m$$

Donde:

FRE_{cm} =	Valor de las regalías pagadas en especie para el campo c, en el mes m, expresado en pesos colombianos.
c =	Es el Campo Productor.
m =	Es el mes calendario para el cual se calcula el precio.
VR_{cm} =	Es el volumen de petróleo crudo procedente de regalías pagadas en especie por el campo c, expresado en barriles, durante el mes m.
PV_{cm} =	Precio de venta del crudo del campo c, en el mes m, en dólares de los Estados Unidos de América, por barril (USD/B), de acuerdo con los términos acordados con la Empresa Comercializadora.
TRM_m =	Promedio diario de la tasa de cambio representativa del mercado entre el dólar y el peso colombiano, certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia, para el mes m.

Del mismo modo Artículo 4° de la misma Resolución 164 de 2015 (extwprlegs1.fao.org, 2020), determina el cálculo de montos de regalías pagadas en dinero y se realizará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FRD_{cm} = VP_{cm} * \% \text{ Regal}_{cm} * PRD_{cm} * TRM_m$$

⁵⁶ Campo productor: Es el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos en los cuales se produce petróleo crudo. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col145297.pdf>.

FRD _{cm} =	Valor de las regalías a pagar en dinero para el campo c, en el mes m, expresado en pesos colombianos.
VP _{cm} =	Es el volumen de petróleo crudo producido al que se aplica el porcentaje de regalías, en el campo c, expresado en barriles, durante el mes m.
%Regal _{cm} =	Es el porcentaje de regalías a aplicar en el mes m, sobre la producción total del campo c, de conformidad con lo establecido en la ley aplicable.
PRD _{cm} =	Valor unitario de las regalías del campo c, en el mes m, en dólares de los Estados Unidos de América, por barril (USD/Bl). Este valor será obtenido de acuerdo con la fórmula establecida en el artículo décimo tercero de la presente resolución.
TRM _m =	Promedio diario de la tasa de cambio representativa del mercado entre el dólar y el peso colombiano, certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia, para el mes m.

Este tema de las regalías, se vuelve álgido cuando, el espíritu de la norma inicial era la intervención de los territorios productores y no productores de petróleo en la utilización responsables de los recursos petroleros para catapultar sus regiones, descentralizar estas rentas, para realizar actividades, proyectos e inversiones en infraestructura que generen desarrollo, a través de empleos, obras que contrarresten las necesidades básicas insatisfechas y por ende la pobreza, sin embargo, hallazgos de la Contraloría General de la República, han puesto en tela de juicio el sistema, proponiendo cambios en el mismo, situación que demuestra las pocas o ningunas acciones de control del Estado, bajo su representación nacional, departamental o municipal en el cuidado y control de las finanzas públicas.

El Sistema General de Regalías (SGR) está afectado en los territorios, donde las condiciones de gobernanza están significativamente afectadas por el narcotráfico, la corrupción y el conflicto armado, que exigía aún más de un diseño institucional que jerarquizara el gasto y estableciera metas y resultados verificables, así como un sistema de incentivos y sanciones efectivas para los que no cumplan o para los infractores (Contraloría General de la República, 2018).

Lejos de ello, el SGR entregó en la práctica una chequera en blanco a las Entidades Territoriales (ET), permitiendo que los recursos deriven fácilmente hacia la esfera del clientelismo y la corrupción. Ni la

instancia de los OCAD⁵⁷, ni el Gobierno nacional, tienen la capacidad para oponerse a una decisión equivocada de una entidad territorial, ni aun en los casos en que los riesgos son evidentes (Contraloría General de la República, 2018).

Así, importantes recursos se han gastado en proyectos que no apuntan al cumplimiento de los objetivos de política de las regalías, o que, a pesar de haber pasado por todo el proceso de verificación, revisiones en mesas técnicas, conceptos sectoriales, no son pertinentes o sostenibles, con serios problemas de calidad y de planeación, o han terminado engrosando las filas de los elefantes blancos, dando lugar a detrimentos patrimoniales. El hecho de haber entregado una chequera en blanco ha conducido a la pérdida y dilapidación de los recursos, situación que según la Contraloría General de la República, debe ser enmendada mediante una reforma, que establezca correctivos de fondo dirigidos a definir una orientación estratégica de los recursos de regalías (Contraloría General de la República, 2018).

7.1.5. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE)

La política Fiscal tiene tres objetivos principales, la asignación, la distribución y la estabilización de los recursos; la primera se refiere a la facultad de Estado de asignar los recursos de manera más eficiente que los mercados, por cuanto produce resultados más sociales; para cumplir con la distribución lo realiza a través de una política tributaria para hacer la adecuada redistribución de los recursos; y el tercer objetivo es la reducción de la volatilidad del ciclo de los negocios para que no afecte negativamente el crecimiento a largo plazo; esta tarea la puede realizar a través de estabilizadores fiscales directos económicos (impuestos y seguros de desempleo), a través también de los estabilizadores fiscales indirectos que se relacionan con el tamaño del gasto que permanece fijo independiente de la etapa del ciclo (Contratación de deuda pública) y finalmente están las medidas de política fiscal discrecionales, lo que dio lugar a la creación en 1995 del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), no siendo este el único instrumento estabilizador (Bottía Crodoba, 2013).

El gobierno nacional creó el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera para garantizar un adecuado manejo de las divisas que generó Cusiana y Cupiagua durante más de una década de bonanza y bajo el

⁵⁷ Los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD) son los responsables de definir los proyectos de inversión sometidos a su consideración que se financiarán con recursos del SGR, así como evaluar, viabilizar, aprobar y priorizar la conveniencia y oportunidad de financiarlos y designará su ejecutor; La participación en estos órganos colegiados será ad honórem y asistirán en calidad de invitados permanentes dos Senadores y dos Representantes a la Cámara, esta representación se rotará cada año.

optimismo de poder encontrar nuevos yacimientos de iguales o mayores condiciones que los mencionados. El objetivo era ahorrar en el exterior una parte de los recursos que ingresarán por la bonanza petrolera (los cuales no constituyen parte de las reservas internacionales) y simultáneamente evitar que el ingreso de dólares y su monetización (convertir en pesos) se constituyan en una nueva presión inflacionaria (El Tiempo, 1994). También la creación del fondo se realizó previendo la posible aparición de nuevos pozos como Cusiana o Cupiagua, situación que en la vigencia del FAEP, no se dio. La regla de ahorro del FAEP se basa en tres variables, el nivel de producción de petróleo, los precios internacionales y la tasa representativa del mercado, variables que afectan el ingreso corriente sobre el cual se define la regla (Bottía Crodoba, 2013).

La Ley 209 de 1995 crea y reglamenta el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, sin personería jurídica y con subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías, por concepto de las retenciones que se hagan a ellos sobre los derechos que en cada unidad de producción les reconoce la legislación vigente, en especial la Ley 141 de 1994 (ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019), para que no se gasten súbitamente los recursos en la medida que vayan llegando, se ahorre y haya consumo estable en el tiempo, se ahorra en cada periodo el total de excesos de ingreso generado por variaciones en precios y volúmenes, que sea superior a un ingreso de referencia y cuando ese ingreso es menor, se desahorará.

El FAEP tuvo propósitos exclusivos de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica, la administración está a cargo del Banco de la República, mediante contrato número O 1919600⁵⁸ denominado "Contrato para la administración del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera" de fecha 25 de mayo de 1996 y suscrito por La Nación - Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía - y el Banco de la República; el banco tenedor de la cuenta número P5071 O a nombre del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera es el JPMorgan Chase Bank New York. Cabe resaltar que los ahorros son ordenados y girados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y los desahorros son ordenados y realizados por la esa misma entidad.

⁵⁸ CIRCULAR EXTERNA OPERATIVA Y DE SERVICIOS DCIN, DCO, DGD, DG-T, DII, DRCPI-336

Fecha: 8 NOV 2019, ASUNTO: 72: Gestión del contrato suscrito entre LA NACIÓN - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - Y EL BANCO DE LA REPÚBLICA para la administración del FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA, https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/reglamentacion/archivos/ceos%20DCIN-DCO-DGD-DG-T-DII-DRCPI-336_NOV_8_2019.pdf.

A principios de 2000 el FAEP, ya contenía un ahorro importante que representaba el 1.4% del PIB, correspondiente a USD\$488 millones y en ese mismo año se ahorran USD\$788 millones, cifras que inquietaron al gobierno nacional sobre una acumulación de recursos, razón por la cual se expide la ley 633 del mismo año, para desahorrar recursos con el fin de sanear las finanzas públicas de las entidades públicas después de superar la crisis de 1999. A partir del 2001 el FAEP empieza a desahorrar USD\$264 millones y en 2002, USD\$317 millones, que en ningún momento obedece a la regla de desahorro y que contradice la esencia de la política fiscal cual era el de estabilización (Bottía Crodoba, 2013).

Sin cálculos previos de los de las necesidades de los beneficiarios (Bottía Crodoba, 2013), se hizo necesaria la normatividad que instruyera la utilización de los remanentes y el saldo de los recursos se maneja de acuerdo a los recursos de la ley 781 de 2002:

“(…) El saldo de los recursos que resultare después de cancelar la totalidad de las deudas (…) podrá ser destinado a los proyectos de inversión que determine la entidad territorial correspondiente… (…).

El artículo 131 de la Ley 1151 de 2007 afecto la estructura del FAEP y con el Decreto 3238 agosto 27 de 2007 dispuso que Ecopetrol S. A. no estaba ya obligada a efectuar ahorros en el Fondo de Estabilización Petrolera, FAEP, de que trata la Ley 209 de 1995 y los ahorros que a la fecha de la entrada en vigencia de la Ley haya efectuado Ecopetrol S.A. en el FAEP, son de propiedad de la Nación y el Banco de la República, quien es su administrador, transferirá a la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público el saldo de capital de dichas cuentas y los giros efectuados en virtud de esta disposición serán considerados como desahorro a favor de la Nación y no constituyen operación presupuestal, razón que hizo que en 2008 el FAEP desahorraré USD\$1.313 millones para estabilizar el gasto público, pero no porque así lo haya dictado la regla, una vez más el tamaño del FAEP, era grande pues representaba el 1.5% del PIB frente al promedio del 1.2% afectando totalmente los ahorros, reconociendo un alivio fiscal del gobierno en 2.3 billones de pesos que equivaldría a un 0.6% del PIB (Bottía Crodoba, 2013).

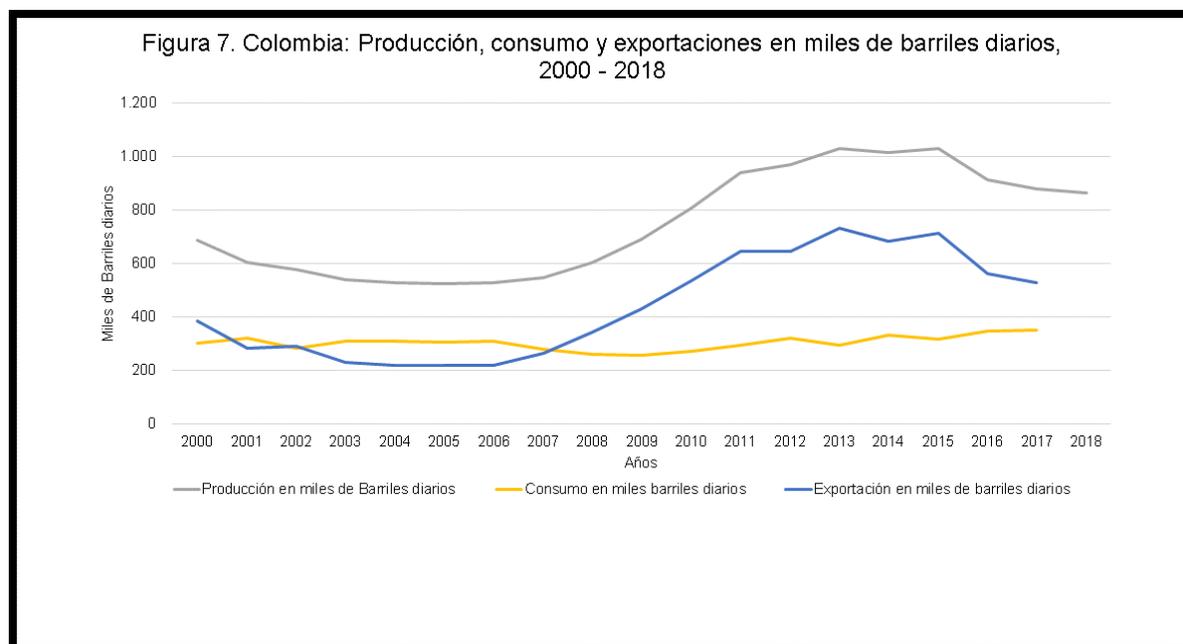
Estos tres episodios del FAEP, contribuyeron a suavizar el gasto del Gobierno Nacional Central beneficiando el presupuesto, junto con la privatización parcial de Ecopetrol realizada en 2007, demuestra que en menos de 12 años se afectaron significativamente los recursos del FAEP, medidas que desobedecían el funcionamiento del fondo, que refleja la discrecionalidad y pone en duda la institucionalidad con que actúa la política fiscal colombiana con los recursos del petróleo (Bottía Crodoba, 2013).

Así mismo el artículo 20 de la Ley 1530 de 2012 (Ley general que regula la organización y funcionamiento del sistema general de regalías), ordenó el desahorro del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), que culminó en el año 2019, y creó, además de otros, el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) administrado por el Banco de la República, fondo que promueve la estabilidad fiscal y macroeconómica a través de los principios de ahorro y estabilización, contribuyendo con la distribución equitativa de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables (Minhacienda Colombia, 2020).

El FAE estabilizará (componente de estabilización) la inversión cuando los recursos sean más escasos y mantendrá estable el gasto público a través del tiempo (componente de ahorro) como contribución al principio de equidad intergeneracional, promoviendo el carácter contra cíclico de la política económica logrando que proyectos regionales amparados por los ingresos por regalías no sean sometidos a ajustes bruscos. El FAE desahorra en el evento en que en un año fiscal los ingresos por regalías y compensaciones del Sistema General de Regalías sean inferiores a la suma de los montos que corresponden a los demás órganos del Sistema General de Regalías (Fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación, Fondo de Desarrollo Regional, Fondo de Compensación Regional, de ahorro pensional territorial y de asignaciones directas), el FAE, desahorrará hasta 10% de su saldo al último día del año inmediatamente anterior para cubrir la diferencia.

El FAE obtuvo la mayor calificación a nivel mundial por la gobernanza y transparencia como fondo soberano, otorgada por el Natural Resource Governance Institute (NRGI) en 2017. Lo anterior, gracias a la emisión de informes trimestrales sobre su balance, depósitos, y retiros, basando su administración en reglas claras y donde sus informes anuales son auditados por el contralor general. La más alta calificación de Colombia en el índice es la de gobernanza de su fondo soberano, que obtiene 100 puntos y es clasificada como la primera en el mundo, explica el NRGI en su último informe (Presidencia de la República de Colombia, 2017). Este galardón cobra importancia cuando en cabeza de la administración del FAE está el Banco de la República, pero no menos importante la cohesión entre este, la ANH y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, para mostrar un manejo transparente de las cuentas, ingrediente de una estabilidad política que se traduce en fortaleza de país y tranquilidad para la ciudadanía, los inversionistas y el acceso a la información de los entes de control, en medio de todos los escándalos que han envuelto la disposición de los recursos generados por el sector petrolero en Colombia.

7.1.6. Datos energéticos de Colombia



Fuente: Elaboración Propia basado en, 2000 a 2006 Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Estadísticas de producción, ANH y 2007 a 2018, datos de US Administración de Energía, Estadísticas Rewieu 2013.

Como la tarea de esta investigación es mostrar la incidencia de todos los recursos que genera Ecopetrol a través de dividendos, regalías e impuestos en las finanzas del Estado colombiano, como evidencia de la política realizada por los gobiernos y continuar con la dirección del negocio en cabeza del Estado, por todos los recursos que genera, es necesario referirnos a Alicia Puyana (Puyana, 2009) quien afirma que “La privatización de Ecopetrol no era necesaria financieramente y hay sacrificio de renta a favor de los inversionistas, sin mayores aumentos en inversión y reservas”; luego de la privatización, se observa el avance de los dividendos y el retroceso de las regalías, los impuestos y las inversiones, lo cual permite una aproximación a los efectos de proceso en la distribución de la renta petrolera entre el gobierno y los inversionistas privados en las finanzas de la empresa”.

Ecopetrol jamás ha estado quebrada (Puyana, 2009), excepto, por los descalabros presentados en 2015 cuando se dieron pérdidas por 3.08 billones de pesos, debido al descenso de los precios internacionales presentados en 2014, siempre ha generado los recursos para expandirse y adquirir reservas vigentes, las utilidades antes de impuestos han sido siempre elevadas, para invertir en la búsqueda de nuevos yacimientos y garantizar la estabilidad de las reservas de crudo, sin embargo la renta petrolera siempre ha absorbido las utilidades, lo que ha disminuido la inversión en nuevas exploraciones y así recuperar las reservas extraídas y menos para ampliar la capacidad productiva, por cuanto no permitieron las inversiones directas de

Ecopetrol más por razones ideológicas (posiciones que defienden que el Estado jamás debe asumir riesgos) que de eficiencia empresarial lo cual no permitió abatir el riesgo geológico.

Colombia depende de los resultados de Ecopetrol, aunque es un país exportador de petróleo, cuyas ingresos son fundamentales para las finanzas públicas del Estado, no es un país exportador petrolero de peso a nivel mundial, pues su participación no llega ni siquiera al 1% de la producción global, con todos los factores que influye en los precios del crudo y las dificultades ampliamente divulgadas, por las políticas tomadas por el gobierno Nacional sobre la empresa, aunque se ha comercializado internacionalmente petróleo a precios muy bajos, Ecopetrol ha salido adelante, pese a que no se ha podido aumentar la producción, ni embarcarse en nuevas exploraciones, que garanticen mejores reservas y den seguridad energética al país.

Sin embargo, hay que tener en cuenta un contexto, por las ventajas que ha dado la empresa, por las concesiones a los privados⁶³, las ganancias se las están llevando los buscadores de renta y en las circunstancias internacionales, con la intervención de Estados Unidos con la venta de la mitad de sus reservas nacionales de petróleo y gas, que ha puesto en dificultades a los miembros de la OPEP en su tarea de mejorar los precios internacionales, pues utilizando el método de fracking, obtienen petróleo barato con más ganancias, lo que ocasiona precios a la baja, situación que impacta directamente las finanzas públicas de Colombia al tener que vender el petróleo a precios bajos.

Ecopetrol hizo una promesa de valor incumplido, pues prometió a sus accionistas la producción de un millón de barriles equivalentes diarios basados en el incremento de inversiones en exploración, hasta llegar en 2020 a un millón doscientos cincuenta mil barriles diarios, y así lograr mantener la vida útil de las reservas petroleras nacionales, pero ahí se está incluyendo el gas, que no se vende ni se mide lo mismo que el petróleo, la producción promedio diaria de 2019 llegó a 916 mil barriles⁶⁴, sin embargo, aún sigue pasando lo que vaticino en 2009 Alicia Puyana (Puyana, 2009), que los ingresos fiscales y de divisas han hecho que los objetivos sean cambiados y en la actualidad siga pensando en concesiones y contrataciones privadas para solventar la crisis petrolera en el país. Y la solución, también la expone Alicia Puyana al expresar que para ello se requiere arriesgarse a invertir en exploración con un capital de riesgo disponible

⁶³ http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/acciones/composicion-accionaria/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28LRxNjQwcPX0CzDydzA0NPM31C7IdFQEWYAL4/

⁶⁴ Revisión estadística de BP de la energía mundial 2019, 68a edición, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-oil.pdf>

que debe tener la empresa y desarrollar la capacidad técnica llamada el MAN POWER (es decir la tecnología necesaria y la gente que sepa hacer la exploración), pues sin estos elementos tendremos precios poco competitivos por los altos costos de producción.

Finalmente, en el fondo de las reformas de la política petrolera Nacional (Puyana, 2009) detectadas en 2009 por Alicia Puyana, aún persiste pues “ésta ocultó el tema de en quien debe recaer la autoridad de decidir cuánto se invierte en exploración y producción; cuanto crudo se extrae; cuanto se asigna al mercado interno y a las exportaciones; cómo y en qué proporción se distribuye la renta petrolera; quien decide cómo se monetiza esta renta y en qué forma se filtra a la economía nacional”. Parece que la característica decisoria liberal y ortodoxa predominó en la política económica nacional inclinando la balanza para permitir la mayor participación de los intereses privados, argumentando incentivar las inversiones y elevar la producción de crudo, la vida útil de las reservas y el ingreso fiscal, situación que no ha ocurrido.

8. MARCO TEORICO

Los modelos económicos (Beltran, 2018), son “representaciones teóricas y técnicas que realizan los economistas para estudiar la realidad de los mercados”; se componen de supuestos, variables, relaciones lógicas de causalidad y desarrollos de lenguaje exacto, de observación de procesos económicos, que para el presente trabajo se centrará en un modelo diagramático, que con la presentación de datos numéricos mediante recursos gráficos se manifiesten las relaciones de los elementos o factores entre sí (es.wikipedia.org, 2020) y que con el uso de métodos cuantitativos, que parecen ser de los más idóneos para interpretar la realidad económica y hacer predicciones a través de instrumentos indicados para ejecutarlo como es la econometría (Posso Ordóñez, 2014), basados en la posición teórica del neoliberalismo que incluye a la globalización, como eje central de las economías mundo.

Posteriormente a la segunda guerra mundial (Stevens, 2008), la intervención del Estado era bien vista para solucionar problemas económicos y sociales, y hay algunas causas identificadas en los países de la OCDE, para dicha intervención dentro de las que se cuentan: las fallas del mercado y la legacia keynesiana; y transcribo textualmente (p. 172):

*“la existencia de las “fallas del mercado”, la existencia de competencia imperfecta a partir de la presencia de **poder monopolico** e información asimétrica; la presencia de externalidades; y, finalmente la existencia de bienes públicos donde el consumo es no rival y no es posible excluir a*

nadie del acceso. Las soluciones a estos problemas debido a fallas del mercado radican en la intervención estatal en forma de impuestos o subsidios correctivos, regulación, (...) y la estatalización.” (El resaltado es mío).

Es fundamental mostrar los modelos por los que transitan las empresas estatales petroleras la búsqueda de su posición óptima para cumplir con las funciones que le encomienda el Estado (Perez, Loyola Díaz, & Martínez Pérez, s.f.): el primero, de industria de servicio destinada a sustentar el desarrollo económico con la consigna fundamental de atender el mercado doméstico y ocasionalmente los mercados internacionales; el segundo, agrega responsabilidades, como la de ser proveedora importante de divisas por la vía de la venta del petróleo y sus derivados a los mercados externos. El tercero consiste en una entidad, que, para ser rentable y eficiente, privatiza sectores productivos y liberaliza áreas operativas que habían estado monopolizadas, lo que produce una reducción de su estructura. Estos esquemas corresponden a los dos tipos de modelo de política económica instaurados por el sector público desde 1940: el primero, el del Estado promotor del desarrollo económico, subsidiador por excelencia de las actividades productivas y agente económico con espacios reservados por ley como los energéticos, las comunicaciones y la minería; el segundo, el de Estado ajustado que transfiere a la sociedad civil la responsabilidad del desarrollo económico y que sólo se reserva algunos sectores considerados estratégicos, comprendiendo además la búsqueda de rentabilidad y, por lo mismo, de eficiencia.

En 1960, se crea la OPEP, que se constituye en el primer cartel petrolero en el mundo, al inicio de los 70 se produce la emisión de moneda sin respaldo del oro, que desató una inflación en la economía norteamericana, en 1973 la OPEP decidió no exportar más petróleo a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental por haber apoyado a Israel durante su conflicto con Siria y Egipto, hechos que provocaron una espiral inflacionaria en las economías desarrolladas (Aparicio Cabrera, 2014). A inicios de los 80 se evidencia un excesivo déficit fiscal de los países latinoamericanos, hay una expansión de la lógica de la demanda, desequilibrios macroeconómicos, crisis de inversión pues no hay ahorro para invertir, por tales motivos el neoliberalismo exige que el Estado vuelva a sus funciones básicas, asignar derechos de propiedad, en un mercado competitivo (Rodríguez, 2018), para contrarrestar las ineficiencias producidas por él en el circuito económico mundial, por cuanto se estaba transfiriendo demasiada plusvalía al trabajador.

El Estado es una organización que, a través de políticas, pretende aumentar el bienestar social y añadir valor económico a la sociedad (Albi Ibañez, 1999), ahora bien, el funcionamiento del Estado y la definición de las políticas públicas correspondientes, ¿pueden lograr eficientemente ese objetivo?; no todos

coincidimos en lo que se debe maximizar; los instrumentos de intervención limitados; el conocimiento y la información escasos y los procesos políticos imperfectos, que conllevan al problema que ponen en peligro la eficiencia y la equidad necesaria para el bienestar social.

No siempre la actividad estatal mejora el bienestar de los ciudadanos (Albi Ibañez, 1999), pues tras atender los fallos del mercado, la intervención pública tiene sus propias dificultades y fallos, siendo imperfecta. Para mejorar su administración, se busca combatir burocracias de costes altos, funcionando como unidades gestionables y utilizando la medición y evaluación de sus resultados para incrementar su eficiencia, para estar al servicio del ciudadano, pero sin caer en el error de creer que las organizaciones públicas y una organización empresarial son la misma cosa.

La OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) ha promovido reformas importantes a la gestión pública, el ciudadano toma el papel de cliente y obligan a políticos y administradores a contestar: ¿Qué desean los ciudadanos?, ¿lo consiguen?, ¿con qué nivel de satisfacción?; y tienden hacia una gestión más descentralizada, apoyada en mecanismos cuasi-competitivos y de mercado (MCM)⁶⁵, dando la transformación con:

- Reformas organizativas y presupuestarias.
- El uso de los MCM y de las privatizaciones.
- Mecanismos de motivación del funcionario.
- Un nuevo modelo de fiscalización y control.

Así mismo cuando se busca entender los proceso que conducen a la elaboración y a la puesta en marcha de la política pública, es indispensable identificar los actores de su elaboración (Muller, 2010), para identificar sus estrategias y entender las explicaciones de sus comportamientos, por ello es importante tener en cuenta tres puntos fundamentales, como son la cuestión de la racionalidad de los actores, basados en la teoría de la elección racional, para llegar al concepto de racionalidad limitada, ya que es parcial y fragmentada, es decir una decisión tomada de arriba que se aplicará mecánicamente en los niveles inferiores; las administraciones y las políticas públicas, pues se constituye en el marco principal de acción

⁶⁵ MCM: Según Emilio Albi Ibañez, es la contratación externa, con el sector privado, de la producción de bienes y servicios públicos, para suministrarlos a los usuarios con financiación (provisión) pública, para gestionar menos burocráticamente las políticas públicas, es decir la provisión pública, pero la producción privada. [file:///C:/Users/USER/Downloads/Dialnet-NuevosEsquemasDeGestionPublicaMecanismosCuasicompe-201196%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/USER/Downloads/Dialnet-NuevosEsquemasDeGestionPublicaMecanismosCuasicompe-201196%20(2).pdf)

de los participantes, como medios decisorios; y finalmente las redes, foros y comunidades de políticas públicas (policy network), lo cual consiste en tomar en cuenta un sinnúmero de fenómenos que cuestionan las visiones clásicas de la acción pública.

Los fenómenos (Muller, 2010), se constituyen en la multiplicación y diversificación de los actores que participan en las políticas públicas, la sectorización, la fragmentación y la descentralización del Estado, el debilitamiento de las fronteras entre lo público y lo privado, la importancia creciente de los actores transnacionales y la interdependencia a los sistemas de información.

Estos modelos priorizan (Riaño, 2018) la absoluta necesidad de las actividades del sector petrolero como estrategia para dinamizar economías locales y obtener recursos fiscales para cumplir responsabilidades sociales, brindar mayores garantías jurídicas e incentivos tributarios a la inversión privada en las aventuras de exploración, explotación, especialmente la de grandes empresas transnacionales. Y ratifica Riaño en su escrito “...*Se trata de un pacto de élites que ha probado baja capacidad de redistribución de la riqueza generada...*”. En la génesis de este modelo, la nación decide sobre el subsuelo, sin tener en cuenta actores y gobiernos locales en el proceso y es así que el desarrollo termina siendo una imposición –de un grupo de tecnócratas que toman decisiones con información técnico/científica– y no un proyecto construido colectivamente.

De todo lo anterior inferimos que “La defensa de lo público” direccionada a una escuela de pensamiento, que orienta como se ha manejado la política petrolera en Colombia, ha estado ausente, por cuanto ha predominado en la empresa estatal Ecopetrol S.A. una corriente que está basada en la escuela fuerte de los Estados Unidos que permite que estas empresas las manejen los privados quienes se amparan en la teoría de libre mercado, en los que al ofrecer bienes de consumo masivo, debe ser el mercado el que tiene que determinar el precio, es decir la libre oferta demanda es el modelo preponderante; en cambio los intervencionistas determina que hay que intervenir el mercado por parte del Estado porque muchas veces la demanda queda rezagada a la oferta.

Ahora bien, tomando posturas de estudios y estudiosos colombianos, como los Doctores Guillermo Perry y Mauricio Olivera quienes realizan un trabajo sobre el impacto de la explotación de hidrocarburos y minerales sobre el desarrollo regional y local reciente en Colombia (año 2010), que aunque se esperaría que estas actividades, sus encadenamientos productivos y los recursos fiscales que generan conduzcan a un desarrollo económico más rápido, la literatura económica sugiere que, en ocasiones, los países o regiones

productoras de recursos naturales no renovables sufren una “maldición” y terminan creciendo menos que los que no disponen de éstos recursos (Perry & Olivera, 2010).

Las teorías sobre “maldición de los recursos naturales” incluyen las de corte económico, relacionadas con la denominada “enfermedad holandesa” ya tratada en apartes anteriores, y aquellas de corte político que sugieren que la disponibilidad de cuantiosas “rentas” puede conducir a su captura y uso ineficiente, a enfrentamientos violentos, a niveles generalizados de corrupción y a la presencia de instituciones débiles, afectando negativamente, por éstas vías, el crecimiento económico a largo plazo (Perry & Olivera, 2010).

El trabajo explora, además, la interacción entre explotación minera, regalías y transferencias con la calidad de las instituciones regionales y locales, análisis empírico que resulta de particular importancia por cuanto, de una parte, algunas teorías tradicionales sobre “maldición de los recursos” sugieren que la abundancia de recursos tiende a deteriorar la calidad institucional y, de otra, la literatura económica más reciente sugiere que la abundancia de recursos naturales produce efectos positivos o negativos sobre el desarrollo económico precisamente dependiendo de la calidad de las instituciones políticas, fiscales y administrativas. Por otro, resume las teorías vinculadas con el posible efecto de “pereza fiscal”⁶⁶ y provisión de bienes públicos originados en la presencia de regalías o transferencias de recursos fiscales (Perry & Olivera, 2010).

La importancia de esta teoría traída, es la de determinar que para nuestro estudio la calidad de las instituciones es relevantes al momento de tomar decisiones en el recaudo y uso eficiente de los recursos naturales no renovables, que además de ser cuantiosos, se agotaran con el tiempo y que, para el caso de Colombia, son basadas en posiciones neoliberales que extraen renta a favor de grupos de interés poderosos y quitan protagonismo hegemónico del Estado en el sector petrolero, al mismo tiempo que son penetrados por intereses políticos y por la misma corrupción, que al final se vuelven verdugos de las finanzas públicas del País.

Los países de la OPEP han controlado la oferta de petróleo, y han ganado experiencia en ello, lo que les ha permitido obtener mejores precios por los barriles exportados y por ende mejores rentas estatales, lo que hace pensar que en estos último 20 años, Ecopetrol pudo haber generado más recursos, si hubiera vendido

⁶⁶ efecto sobre el crecimiento, de la dependencia regional de los recursos naturales recibidos del gobierno central, frente a otras fuentes de ingresos, tales como los ingresos tributarios locales. A mayor ingreso por transferencias o por explotación de los recursos naturales, mayor dependencia. Este efecto se denomina “pereza fiscal”. https://www.researchgate.net/publication/241754326_El_impacto_del_petroleo_y_la_mineria_en_el_desarrollo_regional_y_local_en_Colombia/link/5489dcfd0cf225bf669c75af/download

su petróleo a mejores precios, en el marco de las disposiciones de restricción de oferta de la OPEP, además que en 2006 se inició la venta del patrimonio estatal al sector privado y hoy en día se contempla seguir vendiendo, lo cual representa compartir dividendos, disminuir las regalías y fundamentalmente sacar al sector público del mercado petrolero.

Cuando mejor le ha ido a los países que producen petróleo, como Colombia que produjo no más de 865 mil barriles promedio diario en 2018, es cuando se controla el precio, si Chávez en el 2004, no hubiera liderado el control de la producción ante la OPEP, cuando en el año 2001, la cotización llegó hasta los 24.46 dólares, el precio seguramente habría llegado alrededor de los 10 dólares, razón por la cual los miembros de dicha organización acordaron bajar la oferta e inclusive convencieron a países no OPEP, como Rusia y México llegando en 2011 el precio 111,67 dólares el barril, demostrando que es así como se debe proceder para que los precios sean altos, lo cual catapultó y fortalece las finanzas públicas.

Y en este caso Colombia ha sido más liberal porque está vendiendo por partes a ECOPETROL y con la creación en 2003 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, le pasó las funciones que tenía Ecopetrol de regular el mercado nacional, convirtiéndola en una empresa más del mercado petrolero mundial, compitiendo a igual con las grandes multinacionales y otras empresas estatales de otros países, cumpliéndose lo que vaticinó Alicia Puyana, de que esa decisión iba a alejar al Estado de regular un mercado que peligrosamente deja los recursos naturales no renovables al vaivén del libre mercado y en el cual se iba a perder dinero (Ingresos públicos).

9. HIPÓTESIS

Por todo lo anterior se procede a plantear la hipótesis que parte de afirmar que el modelo de política petrolera no es adecuado para garantizar mejores rentas y su uso a Colombia, que no basta con poner a Ecopetrol S.A. llámatala para el sector privado, internacionalmente viable, desempeñándose en un libre mercado (modelo neoliberal, bajo oferta y demanda), al vaivén de los precios internacionales lo cual ocasiona que cada vez que baje el precio, se deba ajustar la política petrolera para venderla o privatizarla parcialmente o inclusive acabarla, una empresa claramente monopólica y estratégica del Estado, sino aplicar un modelo intervencionista que exija a Colombia hacer parte de la OPEP, que cuente con un fondo de ahorro y estabilización cumpliendo las reglas de ahorro y desahorro, alejado de discrecionalidades, y que dichos recursos se inviertan sembrando el petróleo.

Por lo anterior la hipótesis se define así: En los último veinte años, la política petrolera colombiana, ha sido perjudicial para el desarrollo de la industria petrolera, para ECOPETROL y el Estado, pues las instituciones responsables de su manejo, han ejecutado políticas públicas de interés neoliberal, que, al buscar inversiones para ampliar la exploración, la explotación y asegurar la estabilidad energética y las finanzas públicas del país sin hasta ahora lograrlo, le extrajeron rentas y participación en el sector petrolero al Estado.

10. METODOLOGIA

10.1. Tipo de investigación

En este escrito se desarrolló una investigación descriptiva que trabaja sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una interpretación cercana a la realidad que busca demostrar la influencia de la política petrolera en las finanzas públicas; con una investigación no experimental o ex post facto (por cuantos los hechos y variables ya ocurrieron), las inferencias sobre las relaciones entre variables se realizan sin intervención o influencia directa del investigador y dichas relaciones se observan tal y como se han dado en su contexto natural (Agudelo, Aignerren, & Ruiz, 2010).

La investigación no experimental es más natural y cercana a la realidad cotidiana (Agudelo, Aignerren, & Ruiz, 2010), que permite para esta investigación, al emplear variables cuantitativas y cualitativas, en dos modelos econométricos, con análisis cualitativo (White, 2013), enfoque interpretativo y crítico en la indagación, interesando la prueba cuantitativa de la hipótesis, lograr una comprensión completa del papel de la restricción de la oferta por parte de los países miembros de la OPEP sobre la definición de los precios internacionales del petróleo, lo que impacta las finanzas públicas de los países productores y exportadores de petróleo, los cuales, para que estas rentas no se constituyan en una caja de resonancia adversa para las economías nacionales, crean fondos de ahorro y estabilización que amortigüe los efectos que genera la explotación de recursos no renovables.

Se busca exaltar el significado que las personas dan a la toma de decisiones en política petrolera que los afectan y así desarrollar competencias de investigación, ampliación de conocimientos para formular y solucionar problemas disciplinares, interdisciplinares o profesionales mediante la argumentación

académica, el manejo de instrumentos y los procesos de investigación y creación⁶⁷, que al combinarlo con el trabajo realizado en grupos y semilleros de investigación, contribuya a formar ciudadanos y ciudadanas en los conocimientos, valores y competencias del saber administrativo público, para así materializar la misión investigativa de la ESAP⁶⁸.

En este orden de ideas, es fundamental demostrar la incidencia de los ingresos petroleros representados para el ejercicio en las exportaciones en dólares en el gasto del Gobierno Nacional Central, lo cual conllevaría que es menos volátil el déficit fiscal cuando un país productor y exportador de petróleo puede ahorrar y utilizar en tiempos de crisis los dineros de los fondos de ahorro y estabilización, pero que además de tomar esta medida de política fiscal discrecional, como medida interna, se deben tomar decisiones a nivel internacional, como la de pertenecer a la OPEP que ayuden a través de la restricción de la oferta, regular el precio internacional del petróleo con las ventajas para el país, que ello trae.

10.2. Recolección de datos

Planteado el tipo de investigación, con una metodología propuesta coherente y una revisión del marco teórico que nos da una base conceptual sólida, se inició el proceso de recolección de datos e información necesaria para poder responder las preguntas de investigación, las fuentes de donde vamos a obtener los datos y a través de qué medios o métodos se recolectan los datos (Users, 2019).

Las condiciones para que un dato se constituya en información útil para la investigación, es que esté definido y caracterizado, es decir que sepamos con exactitud que es, que sea posible observar externamente, que sea posible medir cuantitativa o cualitativamente y que sea variable (es decir que eventualmente pueda fluctuar) (Users, 2019). En este sentido los datos recolectados corresponden a información anual de la producción de petróleo desde 1965 hasta 2018 de los países de la OPEP, el valor promedio de barril de petróleo anual, convertido a pesos reales en Colombia. Información trimestral del Gasto del Gobierno Nacional Central en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, las exportaciones y del saldo acumulado en dólares del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) desde 1996 hasta 2012 y del Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), desde 2012 hasta el tercer trimestre de año 2019 y la información trimestral del déficit fiscal del gobierno central, desde 1996 hasta el tercer trimestre de 2019.

⁶⁷ Acuerdo 004, de marzo 04 de 2014, artículo 41, Tesis de Maestría.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=68675>

⁶⁸ Misión de la ESAP. <https://www.esap.edu.co/portal/index.php/que-es-la-esap/>

10.3. Delimitación espacial

Como nuestro tema se refiera a la política petrolera y finanzas públicas 2000 – 2018, en el territorio colombiano, tomando referencia los precios internacionales del petróleo USD\$, la producción mundial de petróleo de países OPEP; el déficit fiscal desde 1996, hasta 2019, los saldos acumulados en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera y del Fondo de Ahorro y Estabilización desde el año 1996, hasta el 2019, el gasto del Gobierno Nacional Central y las exportaciones realizadas desde 1996 hasta 2019.

10.4. Delimitación Temporal

Los datos a analizados están comprendidos entre el año 1996 y 2018, trimestrales y anuales, aunque algunos datos se tomaran hasta 2017, para tratar de reducir al mínimo trabajar con datos provisionales, y para el caso de los precios internacionales del petróleo se tomaron datos anuales desde 1960, así mismo conforme a los reflejos estadísticos, se han surtido una serie de cambios en la legislación petrolera colombiana, que se visualizan en los últimos 18 años, que ameritan un enfoque interpretativo y crítico.

10.5. Fuentes de información

La utilización intensiva de información básica de las bases de datos fueron las fuentes del Departamento Nacional de Estadística (DANE), Ecopetrol, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), El Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), informes de la Contraloría General de la República (CGR) y del Banco de la República; de instituciones internacionales especializadas en petróleo y energía, como la Administración de Información Energética del gobierno de los Estados Unidos, Energy Información Administration (EIA), International Energy Agency (IEA), Annual Energy Outlook (AEO), Oil Market Report (OMR), la Organización de Países exportadores de petróleo (OPEP), la British Petroleum Company (BP) y el Banco Mundial.

10.6. Procesamiento de la información

La información recopilada se procesó en el programa Excel 2016, Eviews 10 y Gretl.

10.7. Modelo

Para esta investigación resulta adecuado y conveniente la aplicación de los modelos de regresión (Moral Pelaez, 2006), los cuales permiten evaluar la relación entre una variable (dependiente) respecto a otras variables en conjunto (independientes). Los modelos de regresión se expresan de la siguiente forma: $Y = f(x_1, x_2, \dots) + \varepsilon$

El objetivo principal de construir un modelo de regresión puede ser, por ejemplo, evaluar cómo afecta el cambio en unas características determinadas (variables independientes) sobre otra característica en concreto (variable dependiente), denominado modelo con fines explicativos; existen varias opciones para estimar un modelo de regresión, de entre los que destacan por su facilidad de aplicación e interpretación, el modelo de regresión lineal y el modelo de regresión logística. Teniendo en cuenta el tipo de variable que deseamos estimar (variable dependiente o respuesta) aplicaremos un modelo de regresión u otro. Simplificando, cuando la variable dependiente es una variable continua, el modelo de regresión más frecuentemente utilizado es la regresión lineal, mientras que cuando la variable de interés es dicotómica (es decir, toma dos valores como sí/no, hombre/mujer) se utiliza la regresión logística, (Moral Pelaez, 2006).

El modelo de regresión lineal múltiple busca una función de regresión poblacional a partir de una función de regresión muestral. La idea de la regresión es mostrar un análisis cuantitativo los fenómenos financieros y económicos combinados con inferencia de la variable explicada (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.).

Este modelo une a la teoría económica, la estadística, y la matemática para establecer relaciones entre una variable dependiente llamada “y” y una o varias variables explicativas llamadas “x”, con el fin de establecer una predicción o en su defecto el impacto que tienen las variables explicativas sobre la variable explicada (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.).

La razón por la cual se aplica la regresión múltiple es de naturaleza explicativa, pues a través de este modelo la variable explicada “y” se pueden medir los impactos que tienen sus variables explicativas, es decir que los betas que acompañan la regresión pueden ser positivos o negativos los cuales nos dicen si una variable explicativa ayuda a crecer o disminuir la variable dependiente.

10.7.1. Etapas para realizar una regresión Lineal Múltiple

- Plantear una hipótesis: Es importante encontrar un problema que se quiere estudiar el cual debe ser basado en la teoría financiera o económica.

- Especificar modelo matemático de la teoría económica: Se debe buscar en teoría y a través de experimentos anteriores cual ha sido los resultados, en caso de que la hipótesis nunca ha sido medida se debe buscar un modelo similar para hacer la comparación respectiva.
- Especificar modelo econométrico de la teoría económica: se busca el modelo teórico y sus variables iniciales.
- Obtención de datos: se obtienen los datos que a través de las encuestas o en su defecto se busca la base datos. En este punto se hace una aclaración referente a la estructura de datos que podemos encontrar. Los datos pueden ser:
 - Sección Cruzada: cuando los datos se toman en un momento en el tiempo, como una fotografía en el tiempo.
 - Series de Tiempo: Cuando los datos se toman en diferentes momentos del tiempo de una misma unidad.
 - Combinaciones datos sección Cruzada: Se refiere cuando los datos tienen unidades diferentes y en diferentes momentos en el tiempo.
- Estimación del modelo: Se calcula el modelo en el paquete estadísticos, entre los más usados se encuentran, Excel, Stata, SPSS windows, Eviews, Gretl, SAS, R, etc.
- Prueba de hipótesis: se verifican si los “betas” de la regresión, son adecuados.
- Pronóstico o predicción: Con la ecuación ajustada a los betas consistentes y confiables se reemplazan los valores a las variables explicativas y se obtiene el pronóstico de la variable explicada.
- Uso de modelos para recomendación: se hacen los ajustes dados por los investigadores.

10.7.2. Regresión con Variables Dummy

Al realizar análisis de regresión, la variable dependiente y las independientes no solamente pueden estar dadas por variables cuantitativas, existen otros tipos de variables de carácter cualitativo que se conocen comúnmente como dummies, categóricas, dicótomas, binarias, ficticias o cualitativas (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.).

10.7.3. Problemas de especificación del modelo de regresión múltiple

10.7.3.1. Multicolinealidad

El décimo supuesto del modelo clásico de regresión lineal (MCRL) (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.), plantea que no existe multicolinealidad entre las variables explicativas del modelo, es decir, que no debe existir relación perfecta o exacta entre algunas o todas las variables explicativas de un modelo de regresión⁶⁹.

10.7.3.2. Heterocedasticidad

El modelo de regresión lineal múltiple exige que la varianza condicional de las perturbaciones aleatorias a los valores de la variable explicativas “X” sea constante (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.):

Homocedasticidad: $E(U_i^2) = \sigma^2$

Heterocedasticidad: $E(U_i^2) \neq \sigma^2$

Las fuentes de la Heterocedasticidad se pueden atribuir a:

- Factores exclusivos de la regresión.
- Errores de explicación del modelo.
- Irregularidad en la distribución de las variables.
- Errónea transformación de la forma funcional del modelo.

Como detectar la Heterocedasticidad: Es imposible encontrar la presencia de heterocedasticidad ya que, en la mayoría de los análisis regresiones múltiples, sólo dispondremos de un valor de “Y” para cada valor de “X” por lo que se obtiene que resulta imposible observar si la varianza de las “U” para cada valor de “X” es la misma (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.).

10.7.3.3. Autocorrelación

La autocorrelación se puede definir como la correlación entre miembros de series de observaciones ordenadas en el tiempo (información de series de tiempo) o en el espacio (información de corte de transversal). El modelo de regresión lineal supone que no debe existir autocorrelación en los errores (u_i), es decir, el término de perturbación relacionado con una observación cualquiera no debería estar

⁶⁹ Se habla de multicolinealidad cuando hay existencia de más de una relación lineal exacta, y colinealidad se refiere a la existencia de una sola relación lineal. Pág. 33 del Manual de aplicación del modelo de regresión lineal múltiple, https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=modelo+de+regresi%C3%B3n++y+eviews&btnG=

influenciado por el término de perturbación relacionado con cualquier otra observación (Escalante Cortina, Mayorga Mogollon, & Vergara Schmalbach, s.f.).

10.8. Modelo producción OPEP

El primer modelo econométrico se trata de una regresión simple que busca explicar la variable dependiente producción de petróleo OPEP en millones de barriles anuales y las variables independientes precio internacional del petróleo, expresados en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (USD\$) y convertido a pesos colombianos en término reales con el índice de deflactor del PIB, del Banco Mundial 2015⁷⁰, producción de petróleo de la OPEP en millones de barriles anuales rezagada un periodo; así mismo se toma una variable independiente Dummy o ficticia utilizada para explicar valores cualitativos en el modelo de regresión, la cual representa los eventos geopolíticos internacionales que han influidos en el precio internacional del petróleo, que inclusive puede ser la misma restricción de la oferta planteada como estrategia por los países de la OPEP desde 1984, esto con el ánimo demostrar que la política actual de no pertenecer a la OPEP no ha permitido sacar el mejor provecho a la cotización internacional alta de los precios del petróleo, para que mejoren las finanzas públicas del país.

Las series usadas son anuales desde 1965 y hasta 2018, las cuales fueron tomadas de series estadísticas de la BRITISH PETROLEUM COMPANY, del Banco de la República de Colombia y del Banco Mundial.

El modelo tuvo las pruebas de rigor: autocorrelación, heterocedasticidad, normalidad, colinealidad, cambio estructural y de cointegración. Se aplicó una variable Dummy, encontrando que había autocorrelación para lo cual se introdujo la variable de los residuos rezagados un período. Finalmente se estimó, encontrándose que pasó las pruebas que exige el modelo MCO. La operacionalización de las variables se visualiza en la tabla 3 variables 1965 – 2018.

⁷⁰ El deflactor del PIB es un índice de precios que calcula la variación de los precios de una economía en un periodo determinado, que regularmente es anual, utilizando para ello el producto interior bruto (PIB). El deflactor del PIB se utiliza para conocer la parte del crecimiento de una economía que se debe al aumento de precios. https://www.google.com/search?q=deflactor+del+piib&rlz=1C1CHZL_esCO738CO738&oq=deflactor+del+piib&aq_s=chrome..69i57j0l5.4364j1j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8.

Tabla 3. Variables Modelo OPEP, en millones de barriles, 1965 - 2018								
Serie	Producción OPEP en millones de barriles anuales	Producción No OPEP en millones de barriles anuales	Dólares por barril promedio anual	Dum my	Tasa de Cambio Representativa del mercado promedio anual	Pesos por barril promedio anual	Deflactor del PIB a 2015	Pesos Reales por barril promedio anual
Año	POPEPmb	PNOOPEPmb	Dolaresbarril	Dumi	TRM	Pesos barril	DPIB	Pesosreal Barril
1965	5.089	6.515	1,80	0	10,50	19	0,00057	33.158
1966	5.624	6.990	1,80	0	13,50	24	0,00066	36.818
1967	6.001	7.542	1,80	0	14,50	26	0,00073	35.753
1968	6.691	8.061	1,80	0	16,30	29	0,00079	37.139
1969	7.433	8.498	1,80	0	17,32	31	0,00086	36.251
1970	8.355	9.192	1,80	0	18,44	33	0,00096	34.575
1971	9.039	9.497	2,24	0	19,33	43	0,00106	40.855
1972	9.643	9.905	2,48	0	21,87	54	0,0012	45.191
1973	11.030	10.342	3,29	1	23,57	78	0,00145	53.483
1974	10.941	10.474	11,58	0	26,06	302	0,00181	166.737
1975	9.648	10.723	11,53	0	30,93	357	0,00223	159.908
1976	10.909	11.152	12,80	0	34,70	444	0,00279	159.174
1977	11.047	11.853	13,92	0	36,77	512	0,00361	141.800
1978	10.556	12.557	14,02	0	39,10	548	0,00422	129.884
1979	11.048	13.067	31,61	1	42,55	1.345	0,00524	256.670
1980	9.582	13.392	36,83	0	47,28	1.741	0,00668	260.668
1981	8.070	13.658	35,93	0	54,49	1.958	0,00821	238.464
1982	6.920	13.984	32,97	0	64,09	2.113	0,01024	206.339
1983	6.271	14.384	29,55	0	78,86	2.330	0,01233	188.989
1984	6.123	14.916	28,78	1	100,82	2.902	0,01506	192.665
1985	5.857	15.073	27,56	1	142,31	3.922	0,01881	208.512
1986	6.769	15.195	14,43	1	194,26	2.803	0,0243	115.357
1987	6.678	15.370	18,53	1	242,61	4.494	0,02998	149.916
1988	7.565	15.371	14,91	1	299,17	4.459	0,0383	116.431
1989	8.151	15.132	18,23	1	382,57	6.974	0,04775	146.042
1990	8.731	15.001	23,76	1	502,26	11.934	0,07274	164.070
1991	8.765	14.908	20,04	1	627,15	12.569	0,09239	136.041
1992	9.444	14.536	19,32	1	680,39	13.145	0,11332	115.998
1993	9.705	14.345	17,01	1	786,35	13.378	0,14148	94.561
1994	9.900	14.510	15,86	1	826,54	13.106	0,17274	75.871
1995	10.041	14.720	17,02	1	912,90	15.534	0,2053	75.663
1996	10.312	15.046	20,64	1	1.036,62	21.396	0,23993	89.175
1997	10.703	15.303	19,11	1	1.141,12	21.805	0,28033	77.783
1998	11.311	15.334	12,76	1	1.426,42	18.198	0,32175	56.561
1999	10.806	15.290	17,90	1	1.756,69	31.447	0,36236	86.785
2000	11.460	15.740	28,66	1	2.087,92	59.841	0,48439	123.539
2001	11.319	15.969	24,46	1	2.299,89	56.246	0,51596	109.011
2002	10.626	16.381	24,99	1	2.504,68	62.600	0,54675	114.495
2003	11.541	16.623	28,85	1	2.877,54	83.019	0,58409	142.135
2004	12.698	16.802	38,26	1	2.628,37	100.561	0,62663	160.478
2005	13.092	16.763	54,57	1	2.321,13	126.675	0,6552	193.337
2006	13.305	16.814	65,16	1	2.358,59	153.690	0,6931	221.743
2007	13.191	16.882	72,44	1	2.077,81	150.519	0,72866	206.570
2008	13.611	16.709	96,94	1	1.965,14	190.509	0,78506	242.668
2009	12.774	16.940	61,74	1	2.157,60	133.207	0,81839	162.768
2010	13.101	17.287	79,61	1	1.899,00	151.178	0,84901	178.064
2011	13.404	17.259	111,33	1	1.848,02	205.734	0,89987	228.626
2012	13.977	17.497	111,63	1	1.798,01	200.707	0,93299	215.122
2013	13.612	18.014	108,53	1	1.868,90	202.830	0,95622	212.116
2014	13.588	18.800	98,97	0	2.001,11	198.049	0,97609	202.900
2015	14.089	19.325	52,32	1	2.741,78	143.439	1	143.439
2016	14.504	19.011	43,70	1	3.055,26	133.515	1,05148	126.978
2017	14.481	19.282	54,20	1	2.951,27	159.959	1,10522	144.730
2018	14.358	20.214	71,30	1	2.956,43	210.793	1,14578	183.974

Fuente: Britih Petroleum Company, Banco de la República, Banco Mundial.

Variable dependiente

POPEPMB= Producción de países de la OPEP (Millones de barriles anuales).

Variables independientes

PESOSREAL = Precio del barril de petróleo a nivel internacional expresados o valorados en pesos reales de Colombia del año 2015.

POPEPMB (-1) = Producción de países de la OPEP (Millones de barriles anuales) rezagado un periodo.

DUMI= Variable dicotómica, uno 1973, 1979, 1984 a 2013, 2015 a 2018; cero los demás años.

La ecuación presentada es:

Comandos Estimados:

=====

LS LOG(POPEPMB) C LOG(PESOSREAL) LOG(POPEPMB(-1)) DUMI

Ecuación Estimada:

=====

LOG(POPEPMB) = C(1) + C(2)*LOG(PESOSREAL) + C(3)*LOG(POPEPMB(-1)) + C(4)*DUMI

Sustitución de Coeficientes:

=====

LOG(POPEPMB) = 1.08280224941 - 0.0726191547778*LOG(PESOSREAL) + 0.972538921531*LOG(POPEPMB (-1)) + 0.0583517026935*DUMI

El modelo se calculó en el programa Eviews 10, con el siguiente resultado:

Dependent Variable: LOG(POPEPMB)
Method: Least Squares
Date: 05/06/20 Time: 16:22
Sample (adjusted): 1966 2018
Included observations: 53 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.082802	0.278148	3.892906	0.0003
LOG(PESOSREAL)	-0.072619	0.015959	-4.550255	0.0000
LOG(POPEPMB(-1))	0.972539	0.033621	28.92639	0.0000
DUMI	0.058352	0.018338	3.181949	0.0025
R-squared	0.957027	Mean dependent var		9.209999
Adjusted R-squared	0.954396	S.D. dependent var		0.272065
S.E. of regression	0.058100	Akaike info criterion		-2.780839
Sum squared resid	0.165403	Schwarz criterion		-2.632138
Log likelihood	77.69224	Hannan-Quinn criter.		-2.723656
F-statistic	363.7493	Durbin-Watson stat		1.766061

Prob(F-statistic)

0.000000

Como se puede observar a través de la regresión lineal, existe una relación positiva entre el logaritmo (LOG) de la variable POPEPMB (Producción petróleo de países de la OPEP en millones de barriles anuales), el logaritmo de la variable POPEPMB (-1) (Producción de países de la OPEP en millones de barriles anuales rezagado un periodo) e igualmente con la variable DUMI, que busca recoger las decisiones tomada por la OPEP de establecer las cuotas de producción y otras decisiones de índole geopolítica para influir en el aumento del precio del barril; mientras que existe una relación negativa en el logaritmo de la variable PESOSREAL (Precio del barril de petróleo a nivel internacional expresados o valorados en pesos reales de Colombia del año 2015).

Lo anterior nos indica que la oferta petrolera responde muy bien a las expectativas de producción de la OPEP, más que a los precios, es decir, la oferta rezagada lo que está explicando es que el presente está condicionado al periodo pasado (la oferta del año pasado esta explicando la oferta del año presente).

Las variables independientes explican al nivel del 1% a la variable dependiente, permaneciendo las demás constantes y que las variables de manera conjunta también explican a la variable dependiente, con un grado de confiabilidad del modelo del 95%, representada en el R2 y el R2 ajustado.

Para lograr un aumento del 1% en el precio del barril de petróleo a nivel internacional expresados o valorados en pesos reales de Colombia del año 2015, se debe disminuir en 0.0726% la producción en la OPEP, en cambio un aumento del 1% de la producción del año anterior incrementa la producción actual en 0.97%. Según estos resultados es más elástico la producción del año anterior por el incremento, que los precios en el período actual, situación que se puede presentar por los efectos de la negociación de los contratos petroleros, que tienden ser a futuro, por el tamaño de las negociaciones.

La producción de la OPEP representa el 40% del mercado mundial de petróleo, por lo tanto cuando ella realiza recortes de producción, influye en el precio internacional del petróleo, con otros factores como los geopolíticos, climáticos, sociales, ambientales, económicos, lo que ha ocasionado el aumento de volúmenes de venta del petróleo colombiano, cuando los precios están más bajos y los países de la OPEP optan por no vender, lo que ha afectado las finanzas públicas del Estado, pues no hay una instrucción que indique que en los momentos de precios bajos se detenga la explotación y exportación, o una opción de almacenamiento, sino que se siga comercializando como una llave abierta.

Por lo anterior cada vez que bajan los precios, el país a través del Banco de la República, regula el mercado interno aumentando la TRM, que aunque afecta positivamente el comercio del café, el banano, el sector minero energético, también afecta el valor de las importaciones, la deuda externa privada y pública, esto tratando de recibir más pesos por los bajos precios internacionales del barril de petróleo, o afectar positivamente el presupuesto general de la nación, hoy que estamos importando inclusive alimentos que anteriormente producíamos en Colombia y que buscamos un adecuado crecimiento incentivando el sector industrial, agroindustrial y manufacturero, que de una u otra forma requieren de bienes de capital no producidos en el país.

Un estudio trae revisiones bibliográficas (Ospina V. & Salazar L., 2017) que atribuye las caídas en el precio del petróleo desde 1970 hasta el 2007 a shocks de demanda, shocks de oferta y lo que llaman demanda por precaución, que se definen como las preocupaciones que presenta el mercado por posibles aumentos del precio del crudo como respuesta a un déficit en la oferta, posición que comparte el Fondo Monetario Internacional.

En el mismo estudio (Ospina V. & Salazar L., 2017) las autoras afirman que otros asocian el aumento de la demanda a una expansión inesperada de la economía y demandas crecientes de países emergentes, especialmente de aquellos ubicados en el continente asiático; también mencionan que las nuevas formas de explotación de petróleo influyen en el cambio de los precios, tomando como ejemplo la crisis vivida con la oferta mundial de crudo, la cual aumentó un 2.1% en el 2014, en contraste con un crecimiento en la demanda de solo 0.7%; y las autoras refuerzan dicha posición haciendo referencia a Merino y Ortiz (2005) quien identifica entre otros determinantes de las fluctuaciones del precio del petróleo, la diferencia entre los precios futuro y spot, las especulaciones de largo plazo de los sustitutos del petróleo, la capacidad no utilizada de la OPEP, el nivel relativo de las reservas comerciales estadounidenses y la diferencia en el corto y largo plazo de las tasas de interés.

En concordancia con lo anterior y como se ha citado, el objetivo de la OPEP (OPEC, Breve historia de la OPEP, 2019) es coordinar y unificar las políticas petroleras entre los Países Miembros, a fin de garantizar precios justos y estables para los productores de petróleo; un suministro eficiente, económico y regular de petróleo a las naciones consumidoras; y un justo retorno del capital para quienes invierten en la industria.

Ahora bien, esta búsqueda por un dólar más en la cotización internacional de petróleo cobra real importancia cuando en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), explica que el mecanismo del ciclo

petrolero de la Regla Fiscal colombiana tiene dos componentes principales: en primer lugar, el diferencial entre el precio spot y el precio de largo plazo; en segundo lugar, el ingreso marginal, que representa el efecto de 1 dólar adicional en los precios del petróleo sobre los ingresos petroleros del GNC, dicho estudio analiza el ingreso marginal desde un enfoque de hoja de balance y una metodología de vectores autoregresivos (Público, 2019).

El enfoque de hoja de balance, en el que se usaron datos observados desde 2002 a 2018, reveló que un incremento de 1 dólar en el precio del petróleo, en ese periodo, generó un ingreso marginal promedio de \$331 mm, de los cuales, \$175 mm fueron ingresos tributarios, y \$156 mm fueron dividendos de Ecopetrol. Adicionalmente, se encuentra que la magnitud de este efecto no es simétrica, dado que fue mayor durante periodos de caídas en los precios del petróleo (lo que genera una mayor caída en el recaudo petrolero), que en épocas de auge en los precios (Público, 2019).

El enfoque de vectores auto regresivos mostró que, entre 2002 y 2018, un choque inesperado en los precios del petróleo incrementó el recaudo mensual del sector petrolero en 6,12%, en promedio. Este impacto representa un ingreso marginal anual petrolero de \$129 mm, lo que coincide en magnitud con el resultado obtenido a través de la metodología de hoja de balance (\$175 mm). El estudio indica que los impactos de los choques en los precios del petróleo son mayores cuando la volatilidad de los precios es mayor (a menores niveles de precios) que cuando es menor (en niveles de precios altos) (Público, 2019).

Lo anterior nos indica, que el definir dentro de la legislación colombiana, cuando debemos disminuir nuestra oferta es fundamental, pese a los inconvenientes presentados en la OPEP por el cumplimiento de los tratos de cuotas de exportación de crudo, por parte de su países miembros, toma total relevancia pertenecer a la mencionada organización por cuanto auspicia el aumento de las exportaciones en tiempos de buenos precios y establecer recortes de exportación en tiempos de bajos precios, lo cual beneficiaría, como se demostró con el modelo de mínimos cuadrados ordinarios de la producción de los países de la OPEP, con los cálculos traídos en el Marco Fiscal de Mediano Plazo, del año 2019, soporte del Presupuesto General de la Nación para el año 2020, las finanzas públicas del Estado.

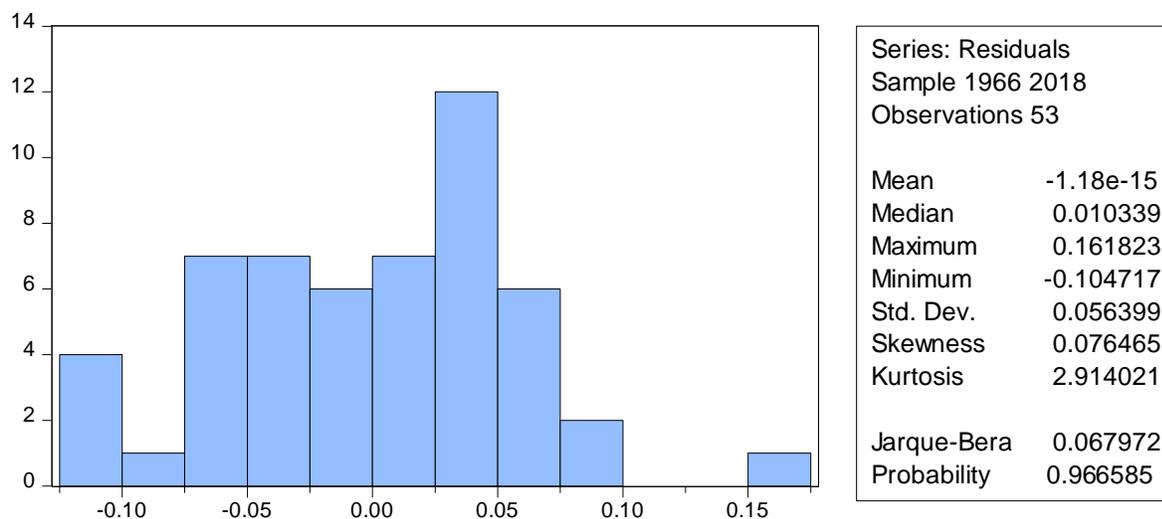
Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

F-statistic	1.305158	Prob. F(2,47)	0.2808
Obs*R-squared	2.788670	Prob. Chi-Square(2)	0.2480

No hay autocorrelación en los errores, el pvalue es mayor que 0.05.

Prueba de Normalidad de residuos



Los residuos son normales, la pvalue es mayor que 0.05 ($0.966585 > 0.05$).

Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	1.600688	Prob. F(1,50)	0.2117
Obs*R-squared	1.613075	Prob. Chi-Square(1)	0.2041

No hay heterocedasticidad, los errores son homocedásticos según la prueba ARCH, el pvalue es mayor que 0.05.

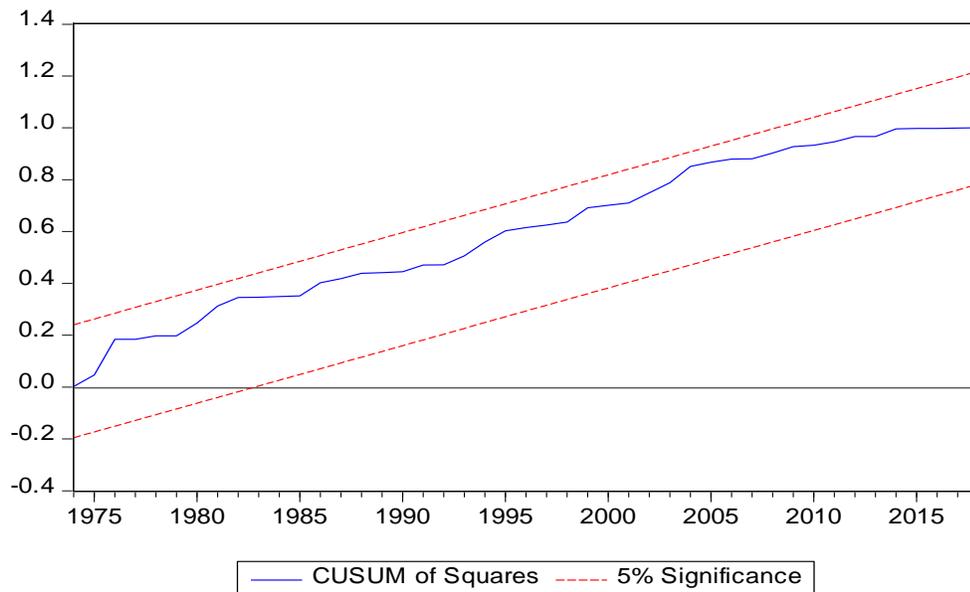
Prueba de Multicolinealidad

Variance Inflation Factors
Date: 05/06/20 Time: 16:25
Sample: 1965 2018
Included observations: 53

Variable	Coefficient Variance	Uncentere d VIF	Centered VIF
C	0.077366	1214.724	NA
LOG(PESOSREAL)	0.000255	549.8733	1.355807
LOG(POPEPMB(-1))	0.001130	1500.469	1.390887
DUMI	0.000336	3.586532	1.150397

No hay multicolinealidad, dado que los datos del VIF centrado son menores que 10.

Prueba de Cambio Estructural



Una vez introducida la variable Dummy, se muestra que los residuos al cuadrado están dentro de la banda de confianza, lo cual indica que los parámetros estimados serán estables.

Prueba de Raíz Unitaria

Null Hypothesis: RESID1 has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-7.157276	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.562669	
5% level	-2.918778	
10% level	-2.597285	

No hay raíz unitaria el pvalue es menor que 0.05, se rechaza la hipótesis nula, por lo tanto, hay relación estable de largo plazo entre las variables.

10.9. Modelo FAEP y FAE

Las funciones de un fondo de ahorro y estabilización es generar eso, estabilización y ahorro con un adecuado manejo de las divisas para un país que depende de los ingresos de los recursos naturales no renovables y así sanear las finanzas públicas de las entidades públicas, un alivio fiscal al gobierno a través de la estabilización del gasto público, suavizando el gasto del Gobierno Nacional Central.

En Colombia las finanzas del Gobierno Nacional Central están supeditadas a los precios internacionales del petróleo, la tasa representativa del mercado (TRM) y el nivel de producción de petróleo; como se mencionó en la historia del arte, partiendo de la premisa de que el comportamiento cíclico del balance fiscal está determinado por oscilaciones del PIB (Producto Interno bruto) y el comportamiento estructural, por decisiones tanto de la autoridad fiscal como por las inflexibilidades en el gasto establecidas por la legislación colombiana, la metodología pretende demostrar la relación o no del logaritmo de la variable dependiente gasto público del Gobierno Nacional Central y el logaritmo de las exportaciones como variable independiente, como un determinante que influye (controla) el balance fiscal, por los efectos de los cambios del precio internacional del crudo, sobre las transferencias “por excedentes financieros” de Ecopetrol, que serán tomados como componente cíclico.

Como de lo que se trata es de determinar el protagonismo, la incidencia de los fondos de ahorro y estabilización sobre el gasto público, es indispensable desglosar la parte que el sistema general de regalías destina al rubro de ahorro en los fondos de ahorro y estabilización petroleras creados en Colombia desde 1996, centrando la atención en el saldo acumulado del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera y el Fondo de Ahorro y Estabilización, desde el tercer trimestre de 1996, hasta el tercer trimestre de 2019.

Para medir tanto el efecto de las exportaciones petroleras (en juego de la libre oferta y demanda), el saldo acumulado del fondo de estabilización petrolera y el déficit del Gobierno Nacional Central en el gasto público del Gobierno Nacional Central (estos supeditados a lo estructural, es decir a las decisiones de la autoridad fiscal y las normas), se recurrió a estimar un modelo por el método de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) en logaritmos, que permite medir elasticidades en el largo plazo; para el caso del déficit, no se le aplicó logaritmos por tener valores negativos.

La serie usada es trimestral y arranca del tercer trimestre de 1996 (1996Q3) hasta el tercer trimestre de 2019 (2019Q3), debido a que su valor inicial coincide con la creación del Fondo de Estabilización Petrolera. Las series estadísticas fueron tomadas del Banco de la República de Colombia y del Ministerio de Minas y Energía.

Se realizó un proceso de desestacionalización por tratarse de series menores a un año y se efectuaron las pruebas de rigor: autocorrelación, heterocedasticidad, normalidad, colinealidad, cambio estructural y de cointegración.

Además, se desestacionalizó la serie y al estimar el modelo se encontró cambio estructural en el segundo trimestre de 2011, por lo tanto, se aplicó una variable Dummy y se identificó que el cambio estructural era ocasionado por el déficit fiscal; nuevamente se estimó el modelo, encontrando que había autocorrelación para lo cual se introdujo la variable de los residuos rezagados un período. Finalmente se estimó, encontrándose que pasó las pruebas que exige el modelo MCO.

Las variables utilizadas se pueden apreciar en la Tabla 4. Modelo Gasto del Gobierno Nacional Central GNC 1996Q3 2019Q3:

Tabla 4. Variables Modelo Gasto del Gobierno Central GNC, 1996Q3 a 2019Q3									
Trimestre	GASTO GNC	EXPORT	AHORROS FAEP+FAE	DESAHORROS FAEP+FAE	SALDO_ACUM	FAEP	FAE	DEFICIT GNC	TRM
1996 III	3.883.595.597	708.070.335	31.146.327	1.847.041	29.299.286			-1.130.378.640	1049,81
1996 IV	4.010.808.015	858.107.585	7.452.385	3.639.571	33.112.100			-1.070.237.882	1005,32
1997 I	4.432.233.919	671.813.832	31.841.528	4.675.539	60.278.089			-1.409.339.441	1052,42
1997 II	4.362.468.518	645.530.044	5.347.767	19.691.003	45.934.853			-918.211.628	1072,36
1997 III	4.569.993.207	596.541.472	10.079.246	4.032.629	51.981.470			-834.698.192	1152,22
1997 IV	4.048.159.526	793.255.159	32.072.872	1.959.121	82.095.221			-852.328.225	1284,15
1998 I	4.449.514.522	574.464.537	46.286.862	6.525.615	121.856.468			-1.543.459.676	1341,46
1998 II	4.538.413.376	548.168.237	39.188.419	18.027.872	143.017.015			-1.466.823.147	1376,69
1998 III	4.049.939.066	563.094.476	22.055.502	15.338.940	149.733.577			-1.147.726.214	1427,59
1998 IV	3.739.875.207	643.123.649	46.303.055	1.240.591	194.796.041			-778.781.046	1556,83
1999 I	4.121.513.628	635.599.114	41.072.118	18.800.132	217.068.027			-780.703.938	1561,16
1999 II	4.389.866.580	811.876.494	8.253.429	17.176.475	208.144.981			-1.457.041.886	1634,89
1999 III	3.563.018.802	1.098.543.944	120.963.805	3.967.649	325.141.137			-825.666.728	1888,93
1999 IV	4.486.676.688	1.208.724.719	161.045.983	6.755.521	479.431.599			-1.914.140.300	1937,06
2000 I	4.108.144.429	1.194.118.147	215.760.516	3.303.319	691.888.796			-833.186.757	1942,53
2000 II	3.859.667.535	1.175.685.920	153.441.365	2.973.341	842.356.820			-1.126.829.605	2054,42
2000 III	3.435.294.185	1.215.317.022	177.720.387	102.768	1.019.974.439			-562.650.585	2186,92
2000 IV	4.670.281.192	1.190.366.891	240.398.329	3.831.114	1.256.541.654			-2.391.125.729	2166,74
2001 I	4.142.665.739	880.097.275	128.722.671	5.116.264	1.380.148.061			-584.822.936	2255,49
2001 II	4.308.750.933	807.113.954	89.048.798	54.106.318	1.415.090.541			-1.124.688.740	2325,57
2001 III	3.703.510.992	960.575.944	52.542.357	17.255.740	1.450.377.158			-538.975.804	2306,49
2001 IV	5.278.675.303	637.277.079	54.900.421	187.803.891	1.317.473.688			-2.591.414.277	2312,18
2002 I	3.620.153.596	702.488.055	22.791.636	103.953.514	1.236.311.810			-226.993.087	2280,89
2002 II	5.305.089.185	845.849.589	30.876.177	27.716.345	1.239.471.642			-2.024.818.306	2311,09
2002 III	3.812.162.660	835.068.445	39.436.948	17.946.158	1.260.962.432			-829.033.766	2634,64
2002 IV	4.308.914.003	891.798.614	30.790.248	167.355.564	1.124.397.116			-1.344.172.688	2792,53
2003 I	3.999.402.672	873.352.540	10.107.816	9.759.075	1.124.745.857			-671.836.886	2937,82
2003 II	3.934.256.876	801.735.377	19.010.186	25.854.897	1.117.901.146			-792.585.621	2869,60
2003 III	3.741.874.894	865.856.824	32.316.858	47.307.970	1.102.910.034			-553.396.019	2855,19
2003 IV	4.645.560.275	842.294.756	25.944.151	28.483.879	1.100.370.306			-1.864.719.597	2842,30
2004 I	4.466.588.629	887.299.780	9.457.796	36.451.183	1.073.376.919			-891.868.811	2713,22
2004 II	4.491.315.276	1.019.407.740	48.156.468	11.010.189	1.110.523.198			-326.425.481	2692,81
2004 III	4.829.157.252	1.141.423.339	59.009.894	14.389.572	1.155.143.520			-793.619.635	2601,83
2004 IV	6.114.786.207	1.179.290.524	100.039.609	8.018.413	1.247.164.716			-2.439.986.249	2507,65
2005 I	5.720.253.901	1.100.562.262	79.837.886	996.344	1.326.006.258			-1.280.109.114	2354,12
2005 II	6.117.611.178	1.279.198.631	34.673.940	25.322.112	1.335.358.086			-552.266.578	2340,59
2005 III	6.502.682.105	1.658.113.041	78.070.398	11.109.899	1.402.318.585			-1.223.316.180	2308,48
2005 IV	7.758.010.569	1.521.509.303	181.569.325	12.633.483	1.571.254.427			-3.121.084.800	2283,71
2006 I	6.641.450.679	1.447.515.541	90.100.609	26.775.779	1.634.579.257			-1.022.408.333	2264,07
2006 II	6.639.612.504	1.766.682.154	166.235.390	6.184.223	1.794.630.424			-400.140.231	2431,86
2006 III	7.225.484.959	1.718.855.492	185.747.189	847.661	1.979.529.952			-417.820.686	2434,18
2006 IV	8.729.174.520	1.400.073.408	125.720.958	2.188.930	2.103.061.980			-3.232.119.822	2304,46
2007 I	7.713.082.054	1.324.159.829	82.785.019	25.839.158	2.160.007.841			-528.657.201	2222,03
2007 II	8.621.784.685	1.587.719.346	88.385.380	3.043.660	2.245.349.561			966.054.386	2025,77
2007 III	9.789.615.854	2.039.445.481	170.851.389	11.280.280	2.404.920.670			-1.561.209.568	2039,64
2007 IV	11.492.250.162	2.371.608.717	64.849.201	381.275	2.469.388.596			-4.718.605.434	2020,14
2008 I	10.564.053.289	2.686.578.528	74.672.550	1.311.425.138	1.232.636.008			584.719.585	1910,78
2008 II	10.991.415.021	3.671.912.569	78.880.612	1.238.039	1.310.278.581			210.795.867	1767,60
2008 III	10.882.684.691	3.818.793.605	125.879.406	301.175	1.435.856.812			-1.344.260.185	1896,41
2008 IV	10.702.569.249	2.033.216.902	117.739.042	214.012	1.553.381.842			-3.164.266.571	2290,88
2009 I	9.086.039.655	1.528.747.738	6.076.902	422.431.242	1.137.027.502			-1.549.250.640	2408,48
2009 II	10.763.130.123	2.319.719.999	5.794.977	25.773.756	1.117.048.723			-457.724.841	2230,43
2009 III	12.119.353.030	2.915.535.095	29.744.475	16.801.787	1.129.991.411			-1.882.451.714	2015,37
2009 IV	13.510.458.474	3.503.499.131	33.725.878	7.718.832	1.155.998.457			-5.273.258.349	1965,31
2010 I	11.210.160.580	3.653.262.314	34.634.481	237.958.887	952.674.051			-1.190.915.985	1947,93
2010 II	12.422.942.700	3.973.613.360	31.085.663	4.879.430	978.880.284			-2.366.146.318	1949,67
2010 III	11.758.830.279	4.235.140.878	22.485.682	22.863.700	978.502.266			-1.037.191.977	1834,10
2010 IV	14.256.973.577	4.639.608.446	14.210.978	29.524.427	963.188.817			-5.595.076.714	1864,66
2011 I	10.503.209.208	5.964.222.597	24.643.084	5.672.505	982.159.396			460.230.842	1876,91
2011 II	14.946.063.705	7.372.458.289	32.730.070	17.206.909	997.682.557			1.736.836.441	1797,86
2011 III	14.658.352.814	7.070.890.106	89.516.457	52.005.264	1.035.193.750			-1.199.124.509	1793,06
2011 IV	17.711.930.097	8.013.093.794	38.587.227	14.269.319	1.059.511.658			-7.542.784.422	1920,15
2012 I	13.491.234.223	8.297.707.552	13.796.780	35.184.235	1.038.124.203			-1.227.805.173	1801,19
2012 II	15.902.130.778	7.863.197.945	0	24.083.571	1.014.040.632			7.092.431.090	1786,76
2012 III	16.252.167.800	7.513.098.168	569.845.092	0	1.583.885.724			-1.975.915.121	1797,30
2012 IV	20.765.260.777	7.884.929.452	250.484.509	41.216.698	1.793.153.535			-10.667.884.344	1805,81
2013 I	15.227.766.204	8.041.643.032	141.375.619	43.824.366	1.890.704.788			511.634.398	1791,35
2013 II	17.713.185.751	8.003.236.371	81.405.395	0	1.972.110.183			2.756.808.520	1862,51
2013 III	17.011.510.674	8.105.162.941	218.767.431	123.355	2.190.754.259			-2.750.063.184	1907,59
2013 IV	22.311.492.883	8.335.812.291	386.865.286	78.634.275	2.498.985.270			-8.587.846.266	1913,19
2014 I	16.402.721.594	7.853.199.102	257.767.529	7.958.814	2.748.793.985			-1.360.489.722	2004,05
2014 II	19.818.702.186	7.849.291.062	204.088.039	5.736.917	2.947.145.107			-1.252.858.661	1913,61
2014 III	18.604.489.458	7.810.881.912	210.544.588	75.401.242	3.082.288.453			-2.048.807.117	1909,13
2014 IV	18.139.114.310	5.474.803.687	179.322.664	208.468.602	3.053.142.515			-4.972.866.943	2173,65
2015 I	13.916.535.761	4.013.310.095	0	41.785.670	3.011.356.845			-2.321.636.025	2469,33
2015 II	14.890.250.058	4.355.045.146	323.189.081	54.928.554	3.279.617.372			569.865.880	2501,05
2015 III	13.685.615.387	3.295.045.519	135.137.238	14.859.948	3.399.894.662			-2.214.562.101	2935,60
2015 IV	13.828.421.009	2.902.728.760	112.282.860	1.158.942	3.511.018.580			-4.551.173.900	3058,97
2016 I	11.349.455.797	2.046.628.799	175.415.098	40.253.717	3.646.179.961			-1.909.192.994	3249,04
2016 II	13.554.630.015	2.767.340.631	91.550.210	8.286.081	3.729.444.090			-1.189.666.831	2994,68
2016 III	14.110.807.126	2.888.555.731	101.971.554	59.863.837	3.771.551.807			-4.115.273.228	2946,25
2016 IV	14.016.321.713	3.093.054.133	95.420.906	120.147.561	3.746.825.152			-4.727.452.078	3015,48
2017 I	14.014.777.483	3.143.167.591	119.386.863	61.358.940	3.804.853.075			-3.559.480.052	2922,47
2017 II	14.615.438.393	3.217.637.862	30.426.408	731.536	3.834.547.947			-97.273.109	2919,56
2017 III	15.220.610.997	3.140.816.750	29.114.367	1.618.785	3.862.043.529			-1.271.817.361	2976,26
2017 IV	15.110.091.819	3.806.393.009	3.378.739	49.597.820	3.815.824.448			-5.195.490.842	2986,03
2018 I	14.564.659.894	3.565.759.392	2.036.633	13.451.749	3.804.409.332			-2.476.477.750	2858,87
2018 II	16.235.612.763	4.284.112.401	15.327.316	3.904.979	3.815.831.669			-1.746.317.714	2839,51
2018 III	16.584.954.638	4.692.157.658	590.296	48.864.363	3.767.557.602			-4.193.400.919	2958,44
2018 IV	13.597.716.772	4.300.657.457	0	660.856.086	3.106.701.516			-1.930.873.567	3165,50
2019									

$$Gasto = f(export, saldo, deficitgnc)$$

Gasto= Gasto público del gobierno central.

Export= Exportaciones petroleras.

Saldo= Saldo neto del fondo de estabilización petrolera.

Deficitgnc: Déficit público del Gobierno Nacional Central.

Dumi= variable dicotómica, cero de 1996Q3 - 2011Q1, Uno de 2012Q2 - 2019Q3.

Resid1(-1) = residuos rezagados un período.

Dependent Variable: LOG(GASTO)
 Method: Least Squares
 Date: 04/09/20 Time: 18:54
 Sample (adjusted): 1996Q4 2019Q3
 Included observations: 92 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	11.39459	0.531705	21.43031	0.0000
LOG(EXPORT)	0.468032	0.025620	18.26817	0.0000
LOG(SALDO)	0.058741	0.015444	3.803525	0.0003
DEFICITGNC	-7.07E-11	1.36E-11	-5.178451	0.0000
DUMI	0.327280	0.051703	6.329945	0.0000
DUMI*DEFICITGNC	5.96E-11	1.52E-11	3.906299	0.0002
RESID1(-1)	0.711004	0.078310	9.079404	0.0000
R-squared	0.956577	Mean dependent var	22.86307	
Adjusted R-squared	0.953512	S.D. dependent var	0.583584	
S.E. of regression	0.125827	Akaike info criterion	-1.234775	
Sum squared resid	1.345764	Schwarz criterion	-1.042900	
Log likelihood	63.79967	Hannan-Quinn criter.	-1.157333	
F-statistic	312.0806	Durbin-Watson stat	2.519918	
Prob(F-statistic)	0.000000			

La ecuación presentada es:

$$LOG(GASTO) = 11.39 + 0.47*LOG(EXPORT) + 0.06*LOG(SALDO) - 7.07e-11*DEFICITGNC + 0.3*DUMI + 0.7*RESID1(-1) + 5.96e-11*DUMI*DEFICITGNC$$

Como se puede observar a través de la regresión lineal, existe una relación positiva entre el gasto del Gobierno Nacional Central y las exportaciones de petróleo e igualmente con el fondo de ahorro de estabilización petrolera, mientras que resulta inversa con el déficit fiscal del gobierno central.

Un incremento del 1% en las exportaciones petroleras, permaneciendo las demás variables constantes, aumenta el gasto público del Gobierno Nacional Central en 0.47%; un incremento del 1% en los saldos del fondo de estabilización petrolera, permaneciendo las demás variables constantes, incrementa el gasto público del gobierno central en 0.06%; el déficit fiscal afecta negativamente el gasto público, aunque en una fracción pequeña.

De acuerdo a estos resultados, las exportaciones de petróleo han sido fundamentales dentro de los gastos del gobierno y el papel del fondo de estabilización ha soportado en alguna medida el gasto del gobierno. En este sentido, el déficit fiscal afecta el gasto del gobierno de manera negativa, por lo que un aumento del déficit fiscal, disminuye el gasto del gobierno central.

Aunque la creación del FAEP y del FAE se realizaron para mantener estable el gasto público en inversiones de las entidades territoriales y del GNC a través del tiempo, no para gastos de funcionamiento (indemnizaciones, pasivos laborales, pasivo prestacional, servicios públicos, inversiones en vías, deudas del régimen subsidiado de salud), los datos parecen indicar que la creación de estas figuras no afectó la relación entre los ingresos procedentes de las exportaciones de petróleo y el gasto público, pues como ya se vio, las disposición de sus recursos no acataron la regla de desahorro, y los recursos extraídos posiblemente se volvieron gastos corrientes o innecesarios, generando una pregunta, que se han realizado otros autores y es que si los fondos petroleros son solución o problema para un país y si los mismos dan buenos resultados cuando expresamente no se necesitan, o no se tocan como ocurre en Noruega (Davis, Ossowsky, Daniel, & Barnet, 2001).

Ahora bien, cabe preguntarnos si con una tasa de ahorro entre el 25% o el 30% en el FAE, de los recursos procedentes del sector petrolero, son insuficientes para generar resultados positivos de su impacto, bien sea para contrarrestar la enfermedad holandesa, por la reducción de entradas de capital, la acumulación de reservas internacionales, o compra de deuda externa (la menor financiación externa del sector público se traduce en un menor nivel de inversión pública), prepagos de deuda de las regiones, menor consumo público que se traduce en mayor ahorro por parte del sector público o no incidir, como se ha demostrado significativamente en el gasto de GNC, y se deban tomar decisiones de ahorrar entre un 80% o 90% de esos recursos para sembrar el petróleo, pregunta y solución que fue planteada a comienzos del funcionamiento del FAEP (Cardenas Santamaría, 1997).

Al utilizar la variable Dummy que establece un corte en 2011, se puede visualizar la importancia de las medidas tomadas por el gobierno nacional al establecer la regla fiscal, un nuevo Sistema General de

Regalías que ordena la Liquidación del FAEP, el nacimiento del FAE, con menos sucesos de desahorros, un presupuesto bienal de las regalías y la cobertura de la distribución de los recursos petroleros, porcentualmente a todos los municipios del país.

Por el análisis realizado considero que la política petrolera adoptada de ahorrar en los fondos de ahorro y estabilización, no ha sido la adecuada, por la poca cantidad de ahorros que se destinan a ellos y por las disposiciones discrecional de los desahorros, con intereses de partidos de gobiernos que no están pensando en sembrar el petróleo, es decir como una herramienta económica, sino en ganar adeptos para propósitos meramente políticos.

Prueba de autocorrelación

Date: 04/09/20 Time: 18:09
Sample: 1996Q3 2019Q3
Included observations: 92

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PA C	Q- Stat	Pro b	
. *	. *	1	0.17 6	0.17 6	2.940 6	0.08 6
. .	. .	2	0.03 3	0.00 3	3.047 9	0.21 8
. *	. *	3	0.16 1	0.15 9	5.554 0	0.13 5
. *	. *	4	0.16 0	0.11 0	8.055 0	0.09 0
. .	. * .	5	- 0.022	- 0.072	8.101 5	0.15 1
. .	. .	6	0.04 6	0.04 1	8.318 0	0.21 6
. .	. .	7	0.00 9	- 0.048	8.326 9	0.30 5
. *	. *	8	0.11 7	0.12 8	9.731 7	0.28 4
. *	. .	9	0.09 3	0.06 1	10.64 1	0.30 1
. .	. .	1	0.05 8	0.02 8	10.99 6	0.35 8
. .	. .	0	0.05 8	0.02 8	10.99 6	0.35 8

Según el correlograma de residuales al cuadrado, la probabilidad es mayor que 0.05, por lo tanto, no hay autocorrelación entre los errores.

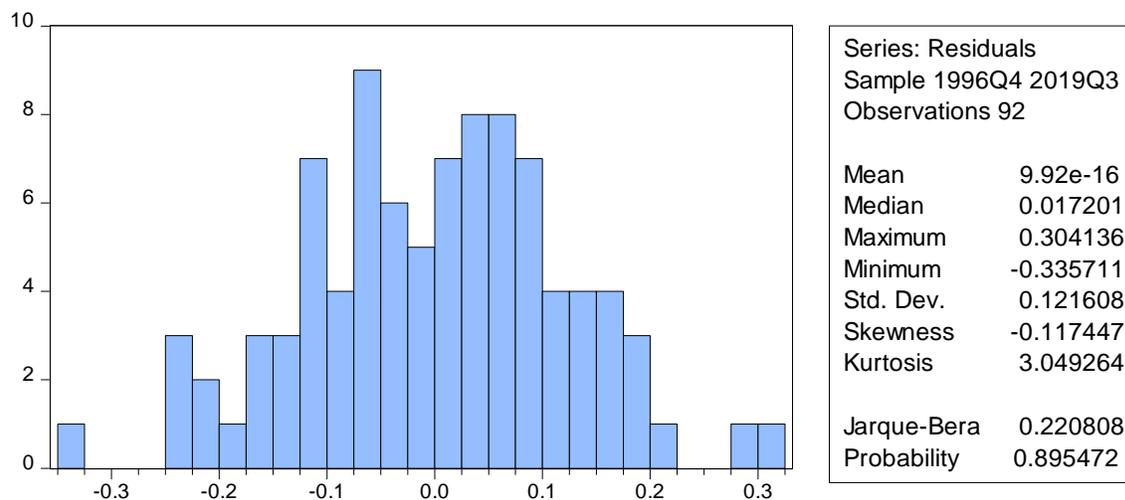
Prueba de heterocedasticidad con el test de White

Heteroskedasticity Test: White

F-statistic	1.126424	Prob. F(23,68)	0.3422
Obs*R-squared	25.38144	Prob. Chi-Square(23)	0.3309
Scaled explained SS	22.19967	Prob. Chi-Square(23)	0.5082

La prueba de heterocedasticidad señala que los errores son homocedásticos, es decir tienen igual dispersión.

Prueba de normalidad de los residuos



Se observa que los residuos tienen distribución normal, ya que su pvalue es mayor que 0,05.

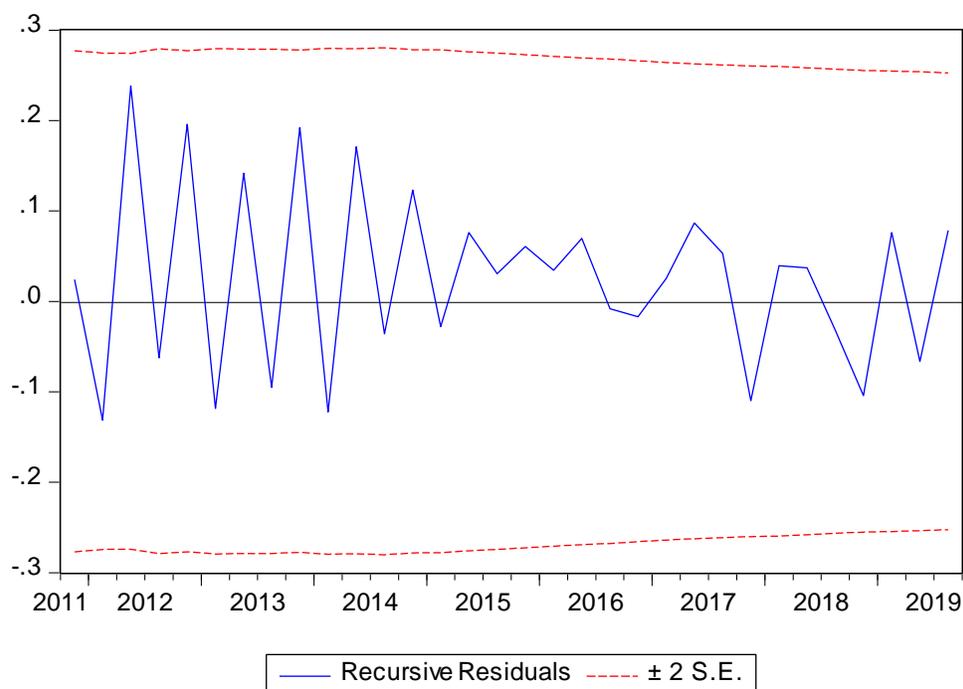
Prueba de colinealidad

Variance Inflation Factors
Date: 04/09/20 Time: 18:40
Sample: 1996Q3 2019Q3
Included observations: 92

Variable	Coefficient Variance	Uncentere d VIF	Centered VIF
C	0.282710	1642.776	NA
LOG(EXPORT)	0.000656	1762.119	2.743990
LOG(SALDO)	0.000239	607.3374	1.600566
DEFICITGNC	1.86E-22	8.173350	5.286248
DUMI	0.002673	5.740728	3.619155
DUMI*DEFICITGNC	2.33E-22	7.401119	6.548173
RESID1(-1)	0.006132	1.024509	1.024477

Se encontró que no hay colinealidad entre las variables independientes, pues el VIF es menor que 10.

Prueba de cambio estructural



Una vez introducida la variable Dummy, se muestra que los residuos al cuadrado están dentro de la banda de confianza, lo cual indica que los parámetros estimados serán estables.

Prueba de raíz unitaria

Según la prueba de Phillips-Perron, no se tiene raíz unitaria, pues el pvalue es menor que 0.05. Por lo tanto, las variables están cointegradas y el modelo tiene capacidad para predecir.

Null Hypothesis: RESID1 has a unit root
 Exogenous: Constant
 Bandwidth: 0 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-4.025143	0.0020
Test critical values:		
1% level	-3.503049	
5% level	-2.893230	
10% level	-2.583740	

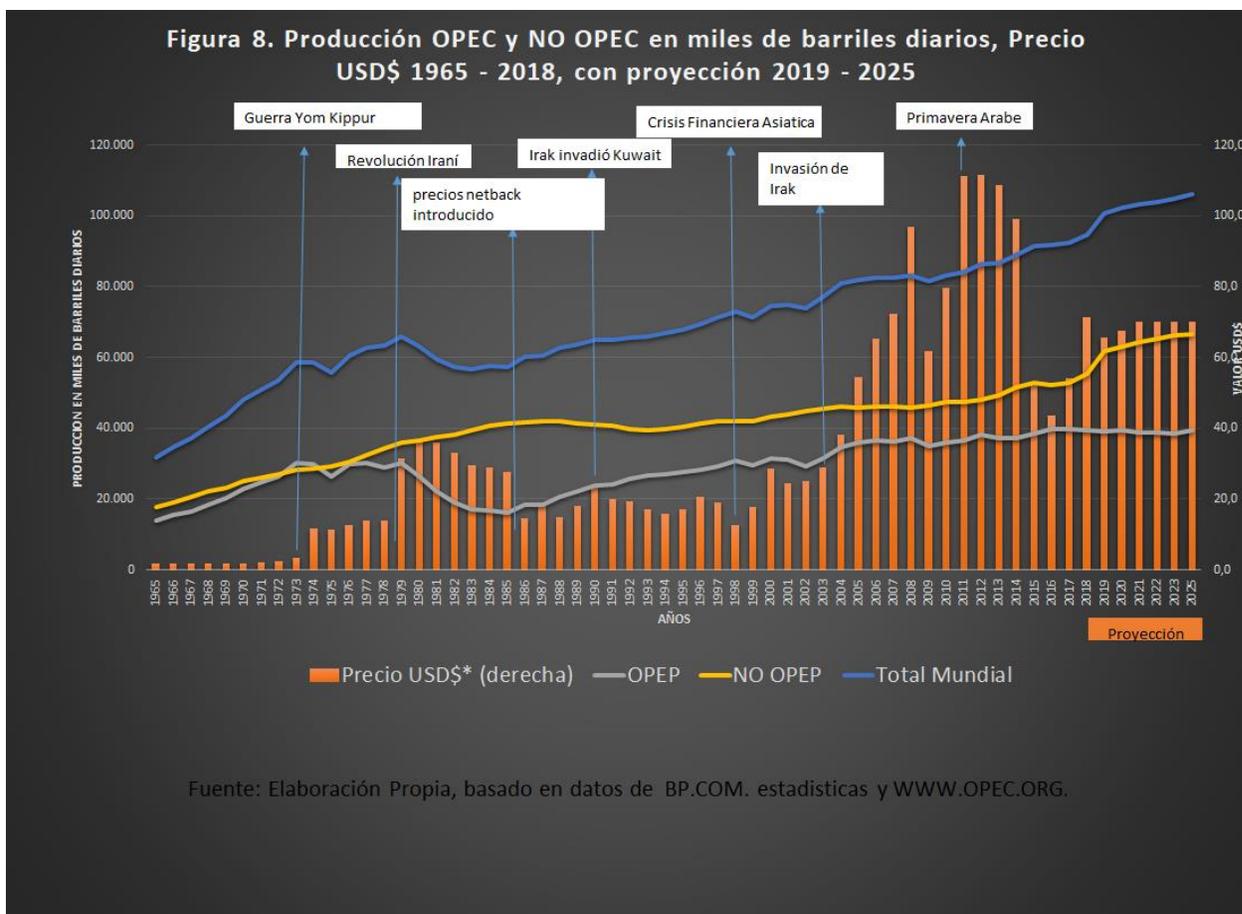
11. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

Con la investigación, al introducir a las argumentaciones una teoría narrativa, se evidencia la incidencia de los precios internacionales del petróleo en los recursos que genera Ecopetrol para las finanzas del Estado colombiano y se identifica el modelo económico petrolero utilizado por Colombia, el cual es neoliberal para poner en el escenario académico, las condiciones políticas, sociales y organizacionales determinantes de la forma de obtención de los recursos de la empresa y la disposición de los mismos, por la petrolización de las cuentas fiscales, como evidencias para determinar que no es pertinente la política petrolera del país, asumiendo una posición interpretativa y crítica, por cuanto no es acorde a las tendencias económicas internacionales de política petrolera, como se mostrará a continuación.

11.1. Del manejo internacional del petróleo y el papel de la OPEP, recursos por petróleo en esta inestabilidad mundial.

Del recorrido histórico, realizado en el numeral 6 de este escrito y referido a la producción OPEP y No OPEP se evidencia varias circunstancias, la primera es que el petróleo es un recurso energético esencial para el desarrollo del capitalismo, que desata toda suerte de acciones adecuadas y no adecuadas, que miden las fuerzas de productores y consumidores en búsqueda de una seguridad energética que mueva sus economías, todo en nombre de mejores precios. Las acciones encaminadas de la OPEP han sido todas en aras de buscar salvaguardar las economías de los países que tienen los recursos naturales no renovables, agotándose día a día, restringiendo la oferta, medidas que a diario han sido catalogadas de choque y extorsivas.

En esa búsqueda de precios adecuados, se puede decir que la OPEP, favoreció la producción de petróleo más costoso, como el fracking, el cual al volverse rentable su explotación permitió que entrara de nuevo al mercado petrolero con gran fuerza los Estados Unidos, afectando con su producción y oferta el precio del mismo. De la figura 8. Producción OPEC y NO-OPEC en miles de barriles diarios, precio USD\$ 1965 – 2018, se puede evidenciar, que ante las posiciones de los países OPEP de restringir la oferta, los demás países se han organizado, para salvaguardar su aseguramiento energético, buscando un precio competitivo para sus economías, de aquí podemos decir que surge el cartel de los productores (OPEP) y de los consumidores asociados en varias agencias, de la cual la más relevante es la Agencia Internacional de Energía (AIE), respaldada por los países no OPEP y principalmente miembros de la OCDE.



Aterrizando todo este discurso en Colombia, pone en evidencia que estos temas que se ven netamente económicos de oferta y demanda, de carteles, de mercados, son centro para el desarrollo de la política petrolera y que, a través del liderazgo, la alta gerencia en administración (como Magister en Administración Pública), deben aportar un grano de arena al desarrollo económico del país y a sus ciudadanos en la generación óptima de recursos para el Estado.

Y es mostrar desde el punto de vista de la economía, que el modelo de política petrolera no es acorde a como lo están desarrollando a nivel internacional los países de la OPEP, por cuanto el determinante número uno del precio del petróleo, como característica particular, es que es un bien primario, es decir hay que aportar mucho (en agotamiento de recursos no renovables, en importaciones de bienes de capital, mano de obra calificada y POWER MAN) para extraerlo y llevarlo a los mercados internacionales.

En la economía internacional del petróleo lo que ha dado resultado para conservar precios altos es el control de la producción y por eso la consigna de la OPEP, se enmarca en restringir la oferta de cada país miembro (estableciendo unas cuotas de producción) para que se mantenga por debajo de la demanda, pero

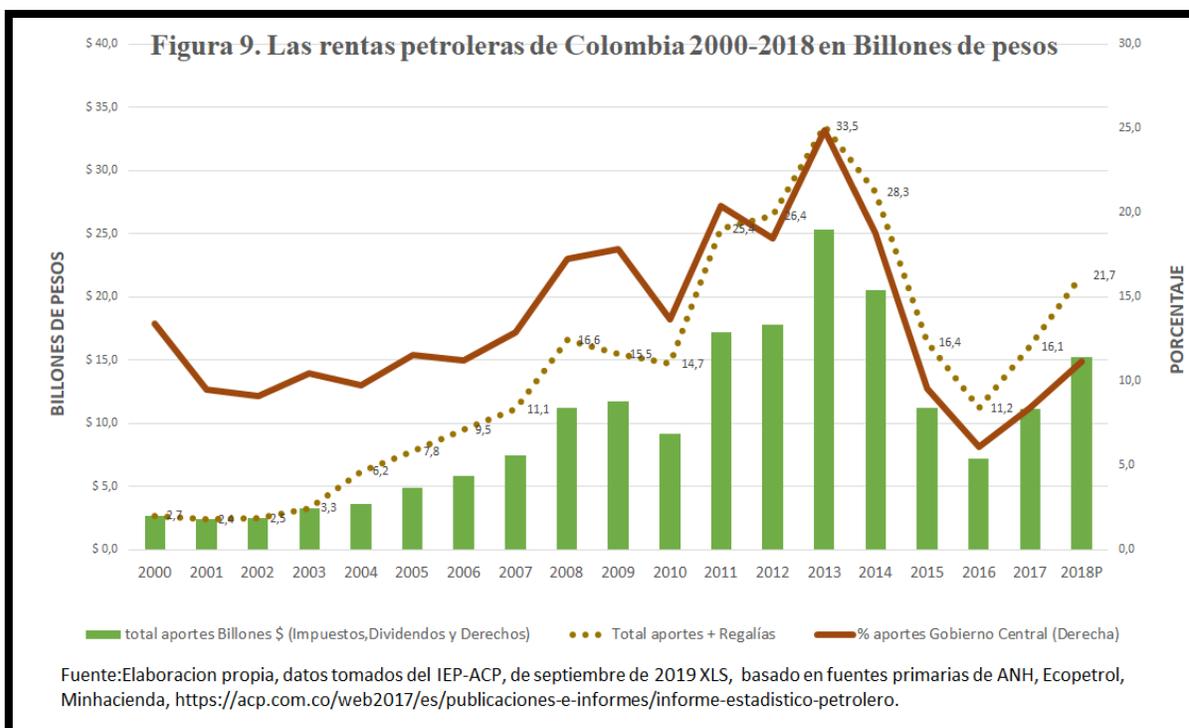
en Colombia estamos haciendo las cosas al contrario, dejando que la empresa Ecopetrol, se mueva en el contexto del libre mercado y se aleje de la posibilidad de pertenecer a un modelo de gestión, ya no solo de regulación sino de más participación del Estado en este tipo de producción.

Lo que se observa a lo largo de la investigación es que Ecopetrol queda a merced de los criterios de mercado, y menos a lo que se está imponiendo a nivel mundial, pues vendemos más de nuestras existencias petroleras, cuando los precios caen, no existe una instrucción de restricción de oferta que permita almacenar barriles de petróleo o parar la producción, o reducir las exportaciones, en cambio sí, se observa en los informes anuales de Ecopetrol que se aumentó el volumen de ventas, por las restricciones de oferta de los países OPEP, lo que afecta las finanzas públicas y máxime cuando, no siendo un país petrolero, todos nuestros indicadores giran en torno al precio internacional del petróleo.

11.2. Del Monopolio estatal a la privatización de Ecopetrol

Al indagar en la investigación para mostrar la incidencia de todos los recursos que genera la actividad petrolera a través de dividendos, regalías e impuestos en las finanzas del Estado colombiano, como evidencia de las políticas realizadas por los gobiernos y continuar con la dirección del negocio en cabeza del Estado, por todos los recursos que genera, se reafirma que la venta de acciones de Ecopetrol S.A. no era necesaria y el Estado colombiano está perdiendo renta, la cual se las están llevando los privados (buscadores de renta), sin mayores aumentos en inversión y reservas; hay un avance de los dividendos que se comparten que en 2013 (el mejor escenario del periodo analizado), alcanzó los 13 billones de pesos, el aumento de las regalías a 8.2 billones de pesos, los impuestos llegaron a 11.2 billones, para un total de aportes al GNC de 33.5 billones, representando el 24.9% de los ingresos, que afectaron significativamente las finanzas públicas del Estado (ver Figura 9. Las rentas petroleras de Colombia 2000 - 2018).

Y sobre el tema de los dividendos, se observa que para el año 2019 con el 88,5 % de propiedad la Nación, el Estado ha recibido \$11,4 billones, pero si tuviera el 100 % de las acciones habría recibido \$12,8 billones, lo que equivale a 1,8 veces la reforma tributaria (Ley de crecimiento económico) (Palma Egea, 2019); esto indicaría que el Estado ha dejado de percibir aproximadamente unos 8.3 billones de pesos, desde el año 2008 que se pusieron en venta las acciones a los privados.



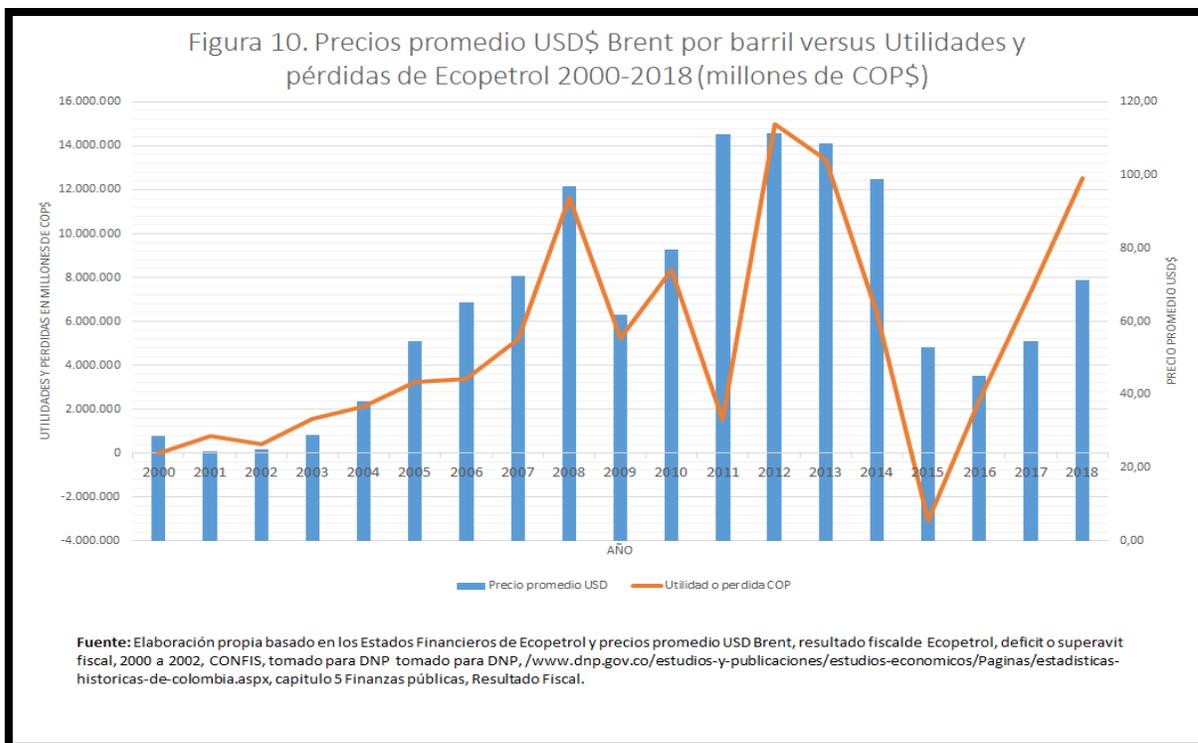
11.3. Ineficiencia de la política petrolera colombiana

11.3.1. Las utilidades de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol es la joya de la corona en la emisión de rentas, siempre ha generado los recursos para expandirse y adquirir reservas vigentes, las utilidades antes de impuestos han sido siempre elevadas, para invertir en la búsqueda de nuevos yacimientos y garantizar la estabilidad de las reservas de crudo (ver Figura 10, precios promedio USD Brent versus COP utilidades y pérdidas de Ecopetrol 2000 - 2018), sin embargo la renta petrolera siempre ha absorbido las utilidades, lo que ha disminuido la inversión en nuevas exploraciones y así recuperar las reservas extraídas y menos para ampliar la capacidad productiva, por cuanto no permitieron las inversiones directas de Ecopetrol más por razones ideológicas que de eficiencia empresarial lo cual no permitió abatir el riesgo geológico.

En los últimos 20 años, Ecopetrol ha generado utilidades record en cuatro oportunidades, de la mano de los buenos precios internacionales, en 2008 con 11.6 billones, en 2012 con 14.9 billones, 2013 con 13.3 billones y 2018 con la extraordinaria suma de 12.5 billones de pesos teniendo en cuenta que el barril de petróleo Brent cerró en 2018 en USD\$71.34, el precio más bajo de los periodos relacionados, muy en

intonía con la expansión de Ecopetrol en los mercados internacionales en aventuras de exploración y explotación, el recobro de los pozos maduros y el plan de disminución de costos.



11.3.2. La inestabilidad de las reservas petroleras y la inversión extranjera

La política de hidrocarburos ha consistido en ceder renta del Estado para aumentar las inversiones en exploración y en reservas probadas, con mayor vigencia; en la figura 11. Colombia: Vida útil de las reservas, inversión extranjera y producción diaria de petróleo años 2000 a 2018, se determina que este objetivo no se ha cumplido, siempre estamos en déficit de reservas o provisiones para 5 o 7 años, con excepciones como la de Orito, Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, máxime si están surgiendo participantes muy importantes, como Estados Unidos (con su fracking), Rusia y Brasil con grandes reservas de crudo, que hacen que la importancia de Colombia sea insignificante, con pocas inversiones y poca capacidad productiva, que denota una utopía de riqueza petrolera, limitada competitividad y dando al petróleo un significado para el país, que verdaderamente no se merece, aun con las grandes rentas que genera. Desde 2003, Ecopetrol pasó a competir con pares extranjeros, públicos y privados quienes no garantizan que las ganancias se conviertan o inviertan en exploración en el país, y aunque las inversiones aumentaron a partir de 2007 en exploración, el número de pozos explorados, la vida útil de los recursos no supera los seis o siete años en extensión,

como un trabajo de día a día, una media de producción no superior al millón de barriles, que garantiza la demanda interna e ingreso fiscal, las exportaciones y la entrada de divisas.

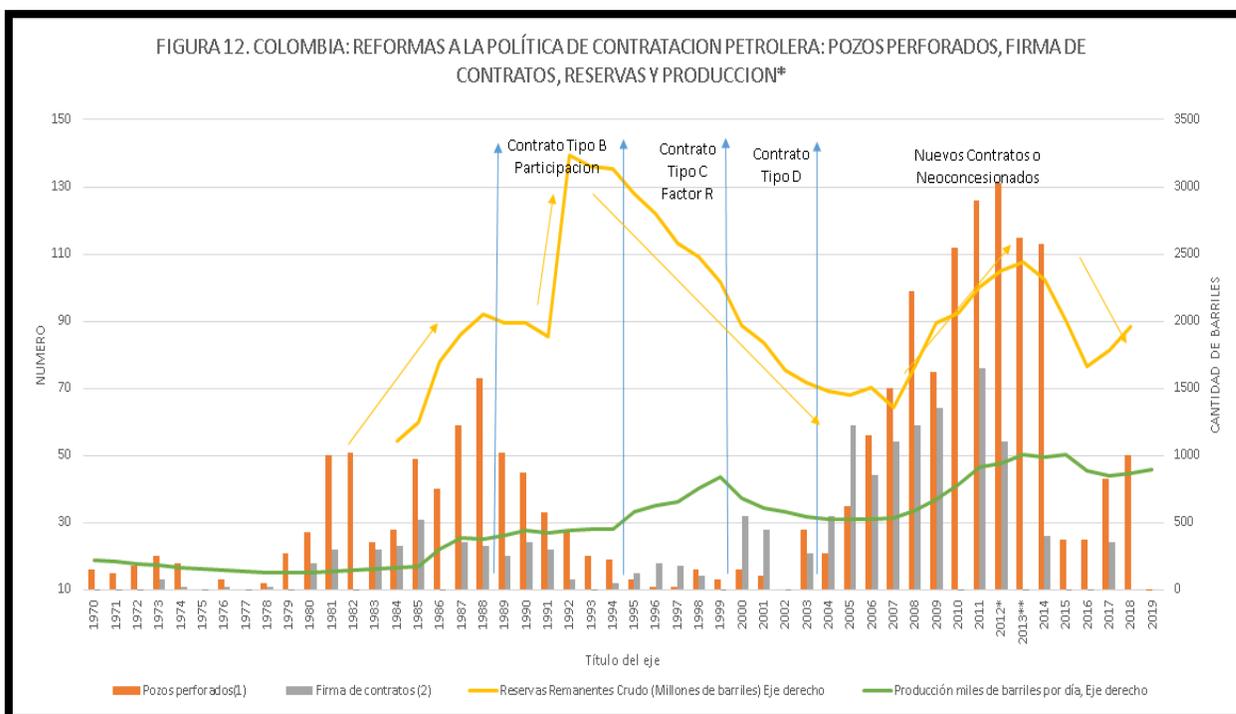


A 31 de diciembre de 2018, cerro con 1.958 millones de barriles de reserva, que corresponde a un poco más de 6 años, los mayores años de inversión en el sector petrolero correspondieron al año 2012 con USD\$5.471 millones, que coincide con el año del punto culminante del mayor precio del barril de petróleo promedio anual de USD\$111,57.

11.3.3. Contratos petroleros

Con Caño Limón, Cusiana y Cupiagua (años 1985 a 1999), Colombia expande su producción (ver Figura 12. Colombia: Reformas a la política de contratación petrolera: pozos perforados, firma de contratos, reservas y producción*), recupera la capacidad exportadora, por el ascenso en la explotación en los pozos perforados, justo cuando los precios internacionales descendían, se llegaron a reservas remanentes de más de tres mil millones de barriles (20 años), el júbilo se apoderó del sector petrolero llegando a una producción de 750.000 B/D (barriles diarios) nivel que se mantuvo durante casi un año, hasta que se reconoció que los

campos no contaban con la capacidad que prometían. Para ese periodo la producción se estabilizó en 550.000 B/D, dividida su disposición en partes iguales entre el consumo interno y las exportaciones entre 1999 y 2007. A partir de 2008, se establece un promedio de 590.000 B/D; la desaceleración del consumo interno, por la crisis de finales de los noventa y su no muy fuerte ni sostenida recuperación posterior, ha permitido compensar el descenso de la producción y mantener los ingresos por exportaciones, que se incrementaron por la escalada de los precios (Puyana, 2009).



Fuente: Basado y actualizado en cuadro elaborado por Alicia Puyana en 2008, con base en IEP-ACP y fuentes primarias del ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, ANH y ACP. Las flechas indican la trayectoria de las reservas en el periodo de cada tipo de contrato.

Pero ante estos constantes cambios en la contratación no se lograban los objetivos propuestos, por cuanto no había fluidez de inversiones ni aumento de reservas, pozos perforados en los niveles más bajo (en 2002) desde 1980 y un agotamiento rápido de las reservas (ver Figura 12. Colombia: Reformas a la política de contratacion petrolera: pozos perforados, firma de contratos, reservas y produccion*), configurando la política petrolera de que el Estado no debe asumir riesgos, no elevar las inversiones de Ecopetrol y volvieron las concesiones o neoconcesiones, mediante la expedición del Decreto 1760 de 2003. Estos cambios, aunque aumentan el número de contratos firmados y el número de pozos desde 2008 hasta la fecha, no aumentan las reservas con proyección mayores a 7 años y la producción escasamente pasa en tres años el millón de barriles promedio diario (2012, 2013 y 2014), contrario al objetivo de elevar la competitividad

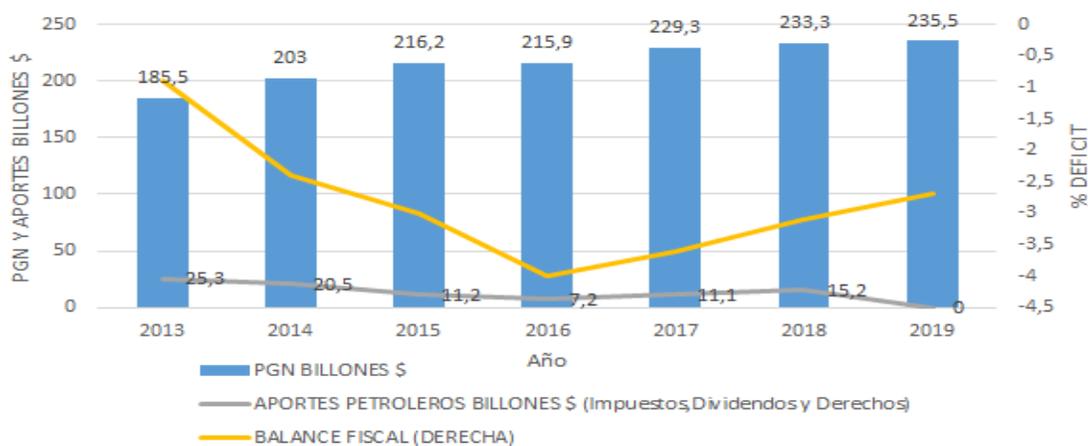
de la industria, atraer inversión nacional o extranjera, pública o privada y elevar las reservas para así aumentar la autonomía energética nacional.

Lo anterior nos ubica en el mismo panorama que previo Alicia Puyana en 2009, un aumento de contratos, exploración de pozos, muy de la mano con los aumentos de los precios internacionales del petróleo, pero no aumentamos significativamente nuestras reservas y nuestra producción, que de nuevo y efectivamente ante los bajos precios del petróleo disminuyen las inversiones y el número de pozos, y por ende las rentas estatales, que hacen que Ecopetrol sea considerada de nuevo una empresa para la venta al mejor postor, o a gremios que convenza al gobierno de turno de su venta, para canjearlo por vías 4G, o como justifican actualmente la venta de las empresas del Estado, cambios activos por otros activos, como es el caso de FASECOLDA, a través de su presidente, entre otros sectores.

11.4. El presupuesto General de la Nación, El Marco Fiscal de Mediano Plazo, la Regla Fiscal y las rentas petroleras

Aunque cuando se tienen fondos de ahorro y estabilización la idea es buscar que los ingresos petroleros se mantengan fuera del presupuesto, durante los periodos de bonanzas, pero como estos han ocurrido solamente con Cusiana, Cupiagua y Caño Limón, hace ya mucho tiempo, las rentas petroleras son muy importantes en la construcción del presupuesto General de la Nación, el cual debe estar enmarcado dentro de lo establecido en el Marco Fiscal de Mediano plazo y dentro de los parámetros de la Regla Fiscal (ver Figura 13. El presupuesto General de la Nación, los aportes petroleros en billones \$ y la Regla Fiscal 2013-2019); ninguno de estos tres controles de las finanzas públicas se proyecta si no se consulta la variable de los precios internacionales del petróleo y su comportamiento a 10 años, el ciclo económico expresado en el PIB, el desenvolvimiento del sector minero energético, la tasa representativa del mercado (TRM) (ver figura 14. Comportamiento de la TRM y el Precio Brent en presupuestos de los años 2013 – 2019) y desde la crisis venezolana el impacto fiscal de la migración.

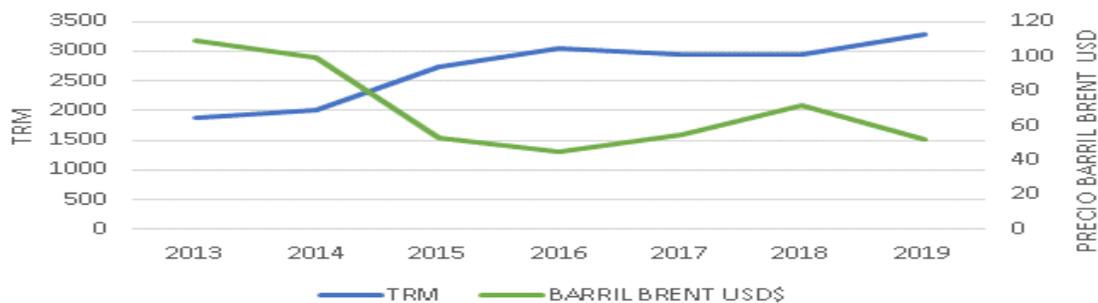
Figura 13. El Presupuesto General de la Nación, los aportes petroleros (Billones \$) y la regla fiscal 2013-2019



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del IEP-ACP, basado en fuentes primarias del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico->

Figura 14. Comportamiento de la TRM y el Precio Brent en presupuestos de los años 2013 - 2019



Fuente: Elaboración propia basado en datos tomados del IEP-ACP, basado en fuentes primarias de Ecopetrol y el Banco de la República <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>.

Ahora bien como ya lo hemos mencionado, Colombia no es un país petrolero, aun cuando los ingresos de este sector hayan llegado a representar el 25% de las rentas del Gobierno Nacional Central, en los mejores momentos del precio internacional, creo que es fundamental desligar la construcción del PGN del precio internacional del petróleo, el cual es proyectado conforme al desempeño de cada uno de los periodos analizados, por ejemplo para el año 2020 el PGN se proyectó con un precio BRENT de USD\$67, sin

embargo por las guerras internas de los países miembros de la OPEP y sus amigos, encabezados por Rusia y Arabia Saudita, la desaceleración mundial que venía previo a la pandemia y ahora el COVID19, muestran un panorama desalentador para países productores de petróleo como Colombia, al llegar a precios de 20 dólares por barril en abril de 2020, que desembocó en una presión fiscal, que obligó al Comité Consultivo para la regla fiscal que tenía una proyección de la regla fiscal de 2.2% del PIB para 2020, a autorizar al gobierno nacional llegar a una cifra del 6.1%⁷¹ del PIB, que equivaldría a unos \$40 billones de pesos adicionales para este año, dada la decisión del Comité de respaldar la activación de la cláusula de gasto contracíclico, contenida en la Ley 1473 de 2011 (Fiscal, 2020).

11.5. Fondo de ahorro y estabilización

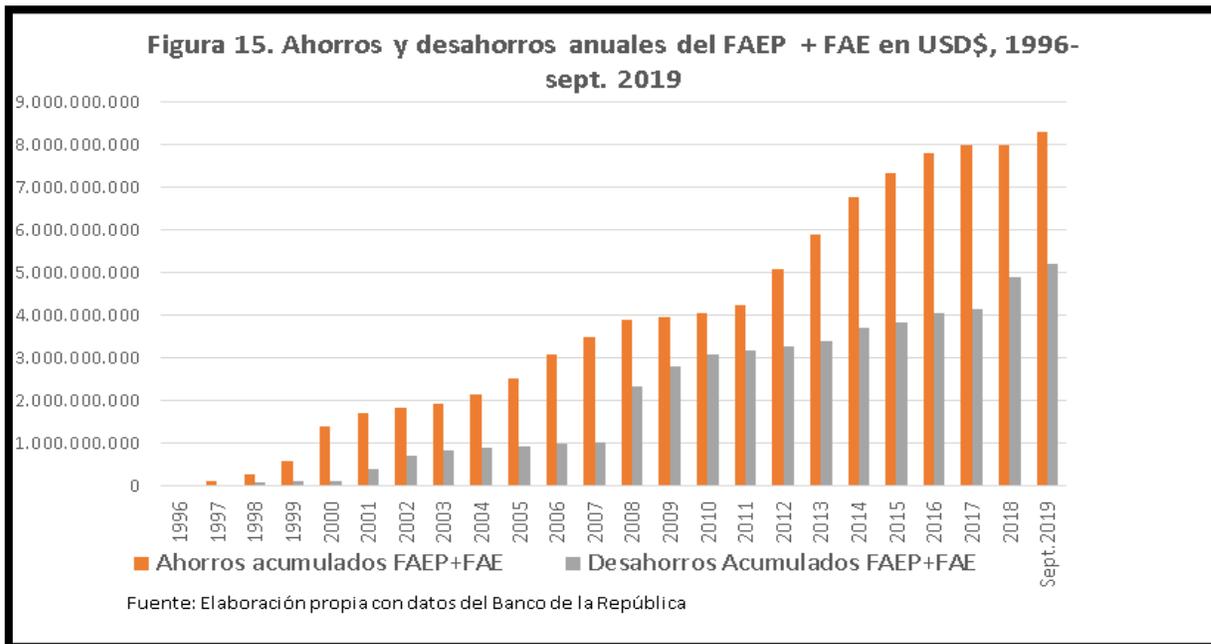
Como se mencionó en apartes anteriores, el artículo 20 de la Ley 1530 de 2012 creó el Fondo de Ahorro y Estabilización (Energía, 2018) y ordenó el desahorro del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, que culminaría en el año 2019, ambos administrados por el Banco de la República, que se alimentó y alimenta de los ingresos por regalías para garantizar que excedan la senda de largo plazo de manera que cuando estos ingresos caigan por debajo de dicha senda, el fondo desahorrrará recursos para financiar proyectos públicos y mantener a través del tiempo una senda estable de gasto, el cual cuenta a noviembre 30 de 2019 con USD\$3.536,7 millones⁷², en la Figura 15 (Ahorros y desahorros anuales del FAEP + FAE 1996 – 2019), se muestran los ahorros y desahorros del FAEP + FAE, con significativos recaudos que fueron desahorrados para el gasto corriente de la nación.

Como medida fundamental para salvaguardar los recursos del FAE es el cumplimiento de las reglas de juego de desahorro y establecer un tope máximo de desahorro, que al igual que el Fondo de Pensiones de Noruega no puede superar el 4% de los recursos y que, a diferencia de este, que ahorra todos sus recursos petroleros, en Colombia se destina solo un 30% de estos recursos para el ahorro, situación que debe ser considerada a que llegue a un 80 o 90%, para que el fondo cumpla su función de sembrar el petróleo para el beneficio de generaciones presentes y futuras, cumplir su función estabilizadora del gasto público, situaciones que cobran más fuerza máxime cuando no hemos tenido bonanzas iguales o mayores de las de

⁷¹ La determinación de ese nivel de déficit se explica por: (1) Ciclo económico de -1,8% del PIB; (2) Ciclo petrolero de 0,1% del PIB; (3) el efecto temporal de la migración venezolana (0,4% del PIB); (4) Gasto contracíclico de -2,4% del PIB y (5) El déficit estructural estimado en 1,5% del PIB. https://imgcdn.larepublica.co/cms/2020/05/04203907/4_mayo_2020_Comunicado_Oficial_CCRFv3.pdf.

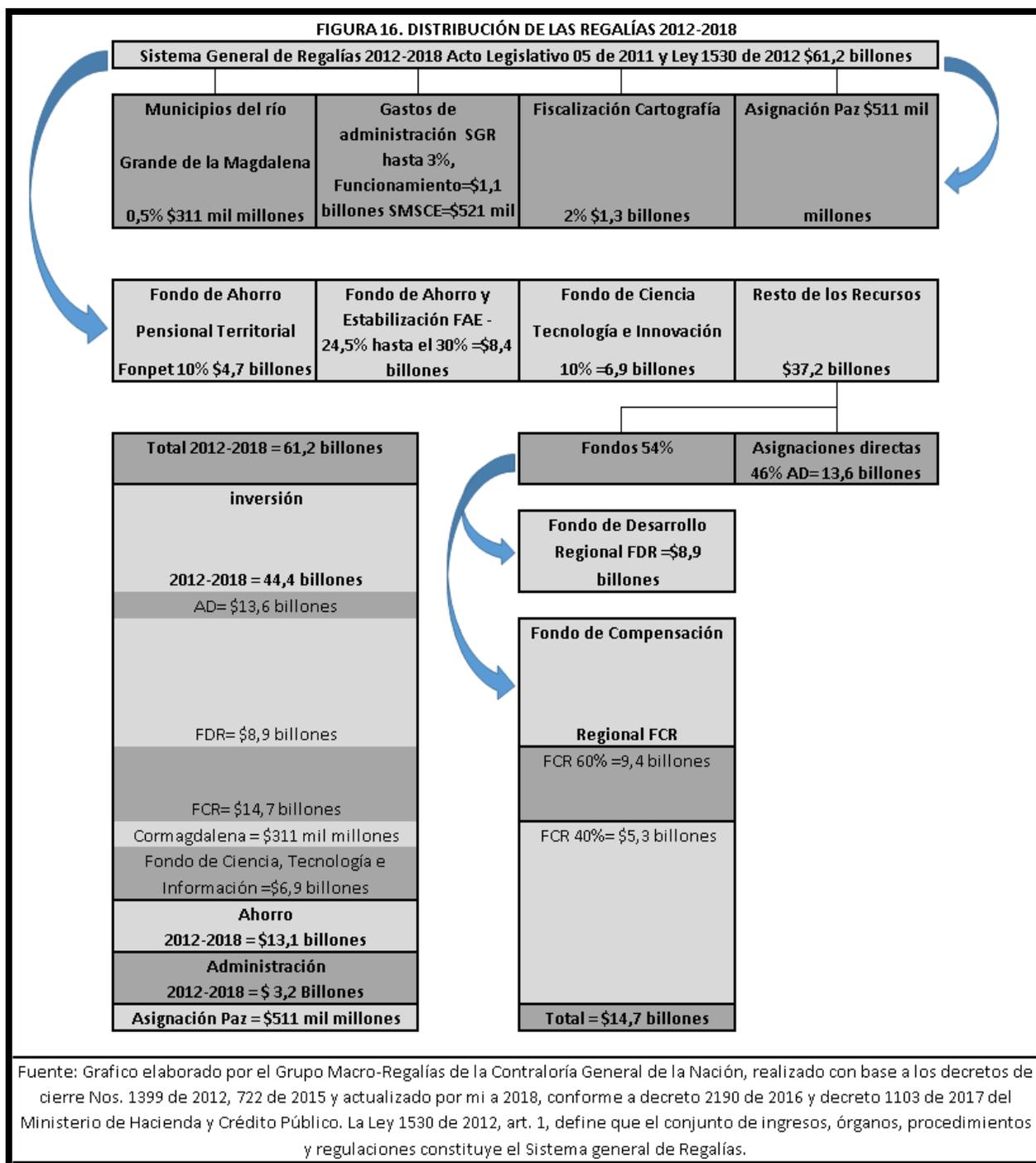
⁷² Fondo de Ahorro y Estabilización FAE, Informe del Ministerio de Hacienda y Crédito Público a noviembre 30 de 2019, https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-125182%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased.

Cusiana, Cupiagua y Coveñas, reservas que fueron las que originaron la necesidad de crear el FAEP.



11.6. Regalías un sistema que trae desarrollo social

Las regalías desde el 2012 han aportado \$61.2 billones a las finanzas públicas del Estado, para inversión se han destinado \$44.4 billones, para ahorro \$13.1 billones, su administración le ha costado al Estado \$3.2 billones y para la paz se han destinado \$511 mil millones. Ver figura 16. Distribución de las regalías 2012-2018.



La disposición de las regalías trae consigo un sin número de problemas que ya fueron expuestos y que han llevado a dilapidar importantes recursos de las finanzas públicas, lo cual conforme a informe de la Contraloría General de la República “Una mirada a las políticas públicas 2014-2018”, sugiere las siguientes acciones:

- Integrar las regalías con otras fuentes de financiación, en particular, con los recursos del SGP, lo que permitiría avanzar hacia un presupuesto por programas (Contraloría General de la República, 2018).
- Asignar prioridades de gasto que corrijan la dispersión de los recursos, de común acuerdo con las entidades territoriales, a partir de la identificación y cuantificación de las necesidades a cubrir; establecer metas y resultados verificables en el tiempo; y un sistema de incentivos y sanciones. Las experiencias internacionales demuestran la efectividad de estos mecanismos (Contraloría General de la República, 2018).
- Revisar el mecanismo de los OCAD⁷³ como espacio de toma de decisiones. En el caso de los seis OCAD regionales, no hay ninguna razón que justifique mantener esta instancia, la cual supone un desgaste administrativo y de cuantiosos recursos para reunir varios departamentos, además de sostener seis secretarías técnicas que no discuten ni aprueban proyectos de interés mutuo, sino iniciativas de alcance estrictamente departamental. Es claro que los OCAD no priorizan las inversiones, por lo cual su función principal está desvirtuada. Además, en la práctica, la eliminación de los OCAD ya se adoptó para la inmensa mayoría de los OCAD municipales, a partir del Acto Legislativo 04 de septiembre de 2017, que modificó la distribución del SGR para apoyar la implementación del Acuerdo Final de Paz, Evaluación del Sistema General de Regalías: Balance de política 271 al aprobar la eliminación de esta instancia en el caso de municipios que reciban regalías por un valor inferior a 4.000 salarios mínimos, cuando se trate de proyectos directamente relacionados con la implementación del Acuerdo (Contraloría General de la República, 2018).
- Finalmente, establecer como medida que los recursos se mantengan exclusivamente en el Tesoro Nacional - Cuenta Única del Tesoro que administra el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), dadas las tasas de interés tan bajas que pactan las entidades territoriales (ET) con los bancos en el manejo de las cuentas maestras de regalías. Si bien el Gobierno nacional ha hecho más exigentes las condiciones de giro a las entidades territoriales al adoptar la medida

⁷³ El Órgano Colegiado de Administración y Decisión (OCAD) evalúa, viabiliza, aprueba y prioriza los programas y proyectos que serán financiados con recursos del FCTeI del Sistema General de Regalías. <https://minciencias.gov.co/node/1088>.

de girarlos directamente a los terceros para el caso de los fondos, esta disposición debería ampliarse también a las asignaciones directas (Contraloría General de la República, 2018)

11.7. Conclusiones

Colombia basa sus rentas en los recursos generados por la explotación petrolera, lo cual hace que la defensa del precio internacional para generar y mejorar dichas rentas, se consigue con la restricción de la producción que se logra perteneciendo a la OPEP; el modelo de política de gestión asumido por parte de las entidades gubernamentales es el de mercado de corriente neoliberal, con sesión de renta a privados, sujeto a los vaivenes de los precios internacionales, lo cual genera desequilibrios en las finanzas públicas.

Adicionalmente se puntualiza en las siguientes conclusiones:

- Ecopetrol es la principal empresa del Estado, por las rentas que genera, por el tipo de negocio que representa, totalmente viable si no se continúa su venta a través de acciones, si no se realizan las concesiones tal como están planteadas, se inicia la transición hacia otras formas de explotación y si muta hacia la búsqueda de energías alternativas.
- La privatización de Ecopetrol no fue necesaria financieramente y hay sacrificio de renta por parte del Estado a favor de los inversionistas privados, no se evidencia, pese a todos los esfuerzos realizados, mayores aumentos en inversión, producción y reservas, que garanticen la seguridad energética petrolera nacional en cambio sí, por las concesiones a los privados⁷⁴, las ganancias se las están llevando los buscadores de renta.
- Las decisiones de ¿cuándo?, ¿dónde? y ¿cuánto? invertir depende de la evaluación del riesgo geológico de un país, la estabilidad política del mismo, el respeto a los términos del contrato, a los precios internacionales, las tasas de interés, la consideración de la tasa de agotamiento de las reservas y garantizando que entre mayor riesgo mayor debe ser la tasa interna de retorno (TIR) esperada por los inversionistas.
- Las neo-concesiones están entregando renta del gobierno a terceros privados, esta transnacionalizando las ganancias, que finalmente, no se quedan en el país para seguir con la inversión en exploración y explotación, están generando inestabilidad al sector laboral petrolero, en

⁷⁴ http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/acciones/composicion-accionaria/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28LRxNjQwcPX0CzDydzA0NPM31C7IdFQEWYAL4/

cuanto a sueldo y condiciones, como continuidad del paradigma neoliberal que conduce al detrimento de la soberanía energética del país.

- El estudio determina la necesidad de pertenecer a la OPEP, para poder, organizada y programáticamente maniobrar la producción y gozar de mejores condiciones de negociación basadas en el precio internacional.
- Colombia no es una potencia petrolera, pero depende de las rentas que generan sus ventas a los mercados externos y aun así se niega a entrar en el juego de las condiciones internacionales del precio del petróleo.
- Las utilidades de la empresa no fueron adecuadamente utilizadas para desarrollar su objeto social, buscando equiparar la cantidad de reservas extraídas y la capacidad productiva, en cambio sí para volverlas gastos fijos del gobierno.
- Tal como lo pronosticó Alicia Puyana en 2009, las medidas de los gobiernos de turno no han sido las adecuadas, sin inversión, sin renovación significativa de reservas y si una empresa con participación de privados, que siempre sale en la lista de los activos disponibles susceptibles de ser privatizados.

11.8. Recomendaciones

Las investigaciones en políticas públicas referidas al sector petrolero, deben ser más recurrentes en la búsqueda de la mejora de las finanzas públicas del Estado, de forma que no se conviertan en una maldición de los recursos naturales en cambio sí, un soporte económico para que los ciudadanos sientan la posición benefactora de un Estado Social de Derecho, como lo dicta la Constitución Política.

Aunque el sector petrolero colombiano, como el de cualquier país que cuenta con recursos naturales no renovables, encierra cantidad de problemas y posiciones políticas, económicas, sociales, ambientales, legales, etc., que lo hacen un tema difícil de investigar y estudiar, debe invitar a la ESAP, en el marco de su misión investigativa a crear grupos y semilleros de investigación para el sector energético nacional, dada la importancia de los recursos que el sector genera a las finanzas públicas del País.

En concordancia con lo anterior, esos grupos de investigación deben profundizar en los fundamentos legales, económicos y procedimentales que permitan la nacionalización del total de las acciones de Ecopetrol y volverla una empresa cien por ciento estatal, respondiendo a las grandes ventajas y necesidad de tener una empresa petrolera por las rentas que genera.

En ese mismo orden de ideas, tal como se demostró en la parte metodológica de este escrito, es fundamental hacer parte de la OPEP, para poder entrar en el juego de la oferta del petróleo, sobre todo por cuanto estamos produciendo y vendiendo sin ninguna instrucción de aprovechamiento del precio internacional, lo que debe ir acompañado de una normatividad que debe incluir claramente, cuanto producir, que producir y cuanto exportar, basados en el comportamiento de los precios internacionales, para poder exportar con precios altos y contener la oferta con precios bajos y así proveernos de buena cantidad de divisas.

Temas como el del Fondo de Ahorro y Estabilización, deben ser tratados singularmente en trabajos de investigación de los alumnos e investigadores de la ESAP, partiendo de que deben cumplir con su premisa de salvaguardar los intereses de las generaciones presentes y futuras, para sembrar el petróleo y no convertirse en gasto corriente del gobierno, ya que para este fondo se destinan actualmente hasta un 30% de las regalías, máxime si se cuenta con otros fondos regionales y departamentales que están previstos para proyectos de inversión en las regiones, satisfacción de necesidades básicas, la innovación y tecnología, y no convertir estos recursos en botines de carácter político en épocas electorales y posible reflejo de la corrupción y clientelismo, razón por la cual las investigaciones deben proponer un aumento del porcentaje de ahorros en el FAE de por lo menos el 80% de los recursos petroleros, claro profundizando en el porqué de dicho porcentaje.

Las neo-concesiones deben cambiar la concepción de generar grandes rentas a los inversionistas y la disminución de rentas para el Estado, que cuando se reduce la renta del gobierno y eleva la TIR del inversionista, aumenta la inversión, esto supeditado a factores como el de las expectativas de los precios y las tasas de interés; además en los contratos debe estipularse y garantizarse la transferencia tecnológica y de conocimiento, respeto por los derechos laborales de los trabajadores colombianos del sector, la participación de las comunidades locales y la obligación de llegar a resultados eficientes de desarrollo para los territorios petrolíferos del país, para así asegurar la demanda interna, aumentar las reservas de petróleo y por ende la estabilidad energética y fiscal del país.

Es importante la creación de un ente supranacional, que centralice las necesidades y establezca código de buen gobierno energético para la administración de los recursos no renovables, sembrar el petróleo, con poder de negociación de precios, contrataciones, inversiones, innovación y tecnología, con los pares latinoamericanos productores de petróleo.

Es fundamental un estricto control social a los recursos generados por el petróleo, para que no se vuelva presa de aves de rapiña de la corrupción y evitar los escándalos presentados en REFICAR y BIOENERGY, que asaltaron las arcas estatales y la fuga de recursos para los sectores sociales del país, debemos evitar casos de corrupción como los de PETROBRAS en Brasil y el extremo del socialismo del Siglo XXI, que está golpeando a PDVESA en Venezuela, donde la falta de democracia está vaciando los recursos energéticos de los ciudadanos sin ningún aporte económico del país.

Seguir los pasos de economías como la de Noruega, que da un ejemplo sorprendente de apropiación de los recursos naturales no renovables y el extraordinario cuidado de las rentas generadas por el sector petrolero, que muta a la utilización y explotación de energías alternativas, un fondo soberano sólido y una estabilidad de las reglas de juego para todos los actores del proceso, con total cuidado de los recursos naturales, participación activa de los sectores nacionales alrededor de la industria del petróleo y el aprendizaje en ciencia y tecnología, que hace que todos quieran imitar los logros alcanzados.

Se debe permitir, con un seguimiento pormenorizado y riguroso de las autoridades ambientales, las comunidades locales y regionales, el desarrollo de los pilotos de la explotación no convencional (Fracking) de petróleo, que, conforme a experiencias de otros países, permite que a menores costos se pueda producir petróleo.

No es adecuado poner a girar las finanzas públicas alrededor del precio del barril de petróleo, cuando no somos considerados en el mercado mundial una potencia significativa, ni en reservas ni en inversiones, en cambio sí, generamos bastantes desatinos macroeconómicos cuando tomamos como punto de referencia este indicador internacional de una forma optimista y las rentas recaudadas al final del periodo no cumplen las expectativas proyectadas.

Finalmente recalcar que la política más importante de gestión, para que las finanzas públicas procedentes del sector petrolero colombiano aumenten, es el control de la oferta y para eso se hace necesaria asociarse con los productores del petróleo, respetar las reglas de ahorro y desahorro del Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) aumentando su porcentaje de ahorro; el establecimiento de unos contratos de concesión que hagan llamativa la inversión privada en exploración y explotación (irnos a riesgo compartido en la exploración), garanticen la transferencia de tecnología, como base y materia de aprendizaje en innovación y desarrollo; e incentivar a Ecopetrol a embarcarse en aventuras solitarias de exploración, que aumente la explotación offshore, las reservas, los excedentes exportables, la seguridad energética y capacidad de negociación ante inversionistas multinacionales.

12. BIBLIOGRAFIA

- Administration, U. E. (01 de noviembre de 2019). <https://www.eia.gov>. Obtenido de <https://www.eia.gov:https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=BRA>
- Administration, U. E. (01 de noviembre de 2019). <https://www.eia.gov/>. Obtenido de <https://www.eia.gov:https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=BRA>
- Administration, U. I. (01 de noviembre de 2019). <https://www.iea.org>. Obtenido de <https://www.iea.org:https://www.iea.org/countries/Brazil/>
- Agudelo, G., Aigner, M., & Ruiz, J. (25 de agosto de 2010). *revistas.udea.edu.co*. Recuperado el 26 de agosto de 2020, de [revistas.udea.edu.co:https://revistas.udea.edu.co/index.php/ceo/article/view/6545/5996](https://revistas.udea.edu.co)
- Aguilar Astorga, C. R. (2017). *Evaluación de políticas públicas. Una aproximación*. Ciudad de Mexico: Casa abierta al tiempo Universidad Autónoma Metropolitana.
- Aguilar Villanueva, L. F. (2015). *marcelagonzalezduarte.files.wordpress.com*, Primera edición electrónica 2015. (F. d. Económica, Editor, & F. d. Económica, Productor) Recuperado el 4 de mayo de 2019, de [marcelagonzalezduarte.files.wordpress.com:https://marcelagonzalezduarte.files.wordpress.com/2018/01/aguilar-villanueva-gobernanza-y-gestion-publica.pdf](https://marcelagonzalezduarte.files.wordpress.com)
- Albi Ibañez, E. (1999). *Users/USER/Downloads*. Obtenido de [Users/USER/Downloads:file:///C:/Users/USER/Downloads/Dialnet-NuevosEsquemasDeGestionPublicaMecanismosCuasicompe-201196%20\(2\).pdf](Users/USER/Downloads:file:///C:/Users/USER/Downloads/Dialnet-NuevosEsquemasDeGestionPublicaMecanismosCuasicompe-201196%20(2).pdf)
- Altomonte, H., & Sanchez, R. (2016). *repositorio.cepal.org*. (CEPAL, Ed.) Santiago de Chile, Chile: Impreso en Naciones Unidas, Santiago. Recuperado el 07 de 04 de 2019, de [repositorio.cepal.org:https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40157/1/S1600308_es.pdf](https://repositorio.cepal.org)
- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (15 de noviembre de 2019). www.anh.gov. Obtenido de www.anh.gov: <http://www.anh.gov.co/lists/faq/allitems.aspx?Paged=TRUE&p%25FID=54&PageFirstRow=331&View=%7BFBC57%2D4D68%2D43CB%2D9C25%2D09B495A2FAD8%7D>
- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (05 de noviembre de 2019). www.anh.gov.co. Obtenido de www.anh.gov.co: <http://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/historia>
- ANP - Agencia Nacional de Patroleo, Gas Natural y Biocombustibles. (20 de diciembre de 2019). <https://mailchi.mp/6553099cb30a/notcias-da-semanaanp-16-a->

- 20dezembro2019&usg=ALkJrhgcKQu3veOqsZjO9jEh-_VGNJM8zA. Obtenido de
[https://mailchi.mp/6553099cb30a/notcias-da-semanaanp-16-a-20dezembro2019&usg=ALkJrhgcKQu3veOqsZjO9jEh-_VGNJM8zA:](https://mailchi.mp/6553099cb30a/notcias-da-semanaanp-16-a-20dezembro2019&usg=ALkJrhgcKQu3veOqsZjO9jEh-_VGNJM8zA)
https://mailchi.mp/6553099cb30a/notcias-da-semanaanp-16-a-20dezembro2019&usg=ALkJrhgcKQu3veOqsZjO9jEh-_VGNJM8zA
- ANP - Agencia Nacional de Petroleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil. (09 de julio de 2020).
www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim-dezembro-2018.pdf. Obtenido de
www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim-dezembro-2018.pdf:
http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim-dezembro-2018.pdf
- Aparicio Cabrera, A. (marzo de 2014). *www.sciencedirect.com*. Recuperado el 19 de julio de 2020, de
[www.sciencedirect.com: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0185084914704207](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0185084914704207)
- Barron, J. (24 de julio de 2019). *https://www.eia.go*. Recuperado el 10 de noviembre de 2019, de
[https://www.eia.gov: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40172](https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40172)
- Beltran, L. N. (29 de 04 de 2018). *www.esap.edu.co*. Obtenido de www.esap.edu.co:
<http://www.esap.edu.co/portal/wp-content/uploads/2017/10/5-Politica-Economica.pdf>
- Bottía Crodoba, L. C. (13 de julio de 2013). *repositorio.uniandes.edu.co*. Recuperado el 15 de noviembre de 2019, de repositorio.uniandes.edu.co:
<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/16622/u371529.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Calderón España, L. F. (2010). Perspectivas sobre la legislación Minera en Colombia, con énfasis en la Ley 1382 de 2010. *Trabajo de grado para optar al título de Abogado*. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, Escuela de derecho. Recuperado el 12 de julio de 2020, de
https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/8102/LuisaFernanda_CalderonEspa%C3%B1a_2010.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Cardenas Santamaría, M. (octubre de 1997). *Cuadernos de Fedesarrollo*. Obtenido de [file:///D:/Users/OK/Downloads:file:///D:/Users/OK/Downloads/CDF_No_1_Septiembre_1997%20\(1\).pdf](file:///D:/Users/OK/Downloads:file:///D:/Users/OK/Downloads/CDF_No_1_Septiembre_1997%20(1).pdf)
- Cendrero, E. W. (Marzo de 2017). Aspectos históricos del modelo petrolero Noruego y el Protagonismo del Estado en el periodo 1960-2015. (U. C. Madrid, Ed.) *Colección Economía Internacional y desarrollo*, 194-248. Recuperado el 01 de 05 de 2018, de <file:///C:/Users/USER/Downloads/Cap6-Modelonoruego.pdf>

- Cepal. (2016). *Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en America Latina y el Caribe*. División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Naciones Unidas. Recuperado el 23 de abril de 2019, de https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/recomendaciones-mesa_ministerial_gobernanza_cepal.pdf
- Cermeno, L. (15 de mayo de 2019). *proeconomia.net*. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de proeconomia.net: <https://proeconomia.net/el-fondo-de-estabilizacion-macroeconomica-cronica-de-una-crisis-que-tuvo-alternativa-ii/>
- Consejo de Estado. (21 de febrero de 2008). *www.consejodeestado.gov.co*. Obtenido de www.consejodeestado.gov.co: <http://www.consejodeestado.gov.co/documentos/boletines/21/SC/1.873.pdf>
- Contraloría General de la República. (30 de junio de 2018). *www.contraloria.gov.co*. Recuperado el 26 de noviembre de 2019, de www.contraloria.gov.co: <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/472298/UnaMiradaALasPoliticPublicas2014-2018.pdf/76183ff5-9242-4bca-b8da-0c154b4832b7>
- Corte Constitucional. (18 de julio de 2007). <http://legal.legis.com.co>. Obtenido de <http://legal.legis.com.co>: http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=jurcol&document=jurcol_759920423768f034e0430a010151f034
- Cruz Vargas, M. F. (9 de abril de 2020). *revista.fasecolda.com*. Obtenido de revista.fasecolda.com: <https://revista.fasecolda.com/index.php/revfasecolda/article/view/460/426>
- Davis, J., Ossowsky, R., Daniel, J., & Barnet, S. (diciembre de 2001). *www.imf.org*. Obtenido de www.imf.org: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2001/12/pdf/davis.pdf>
- Defonline. (01 de noviembre de 2019). <https://defonline.com.ar>. Obtenido de <https://defonline.com.ar>: <https://defonline.com.ar/brasil-el-nuevo-marco-regulatorio-del-pre-sal/>
- Departamento Nacional de Planeación. (2019). *colaboracion.dnp.gov.co*. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de colaboracion.dnp.gov.co: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/DNP/SR-G01%20Gu%C3%ADa%20de%20distribuci%C3%B3n%20del%20sistema%20general%20de%20regal%C3%ADas%20entre%20fondos%20y%20beneficiarios.Pu.pdf?>
- Diario El País de Montevideo. (30 de mayo de 2016). El modelo que puso a Noruega en el mapa petrolero. *Economía y mercado, El modelo que puso a Noruega en el mapa petrolero*. Recuperado el 01 de noviembre de 2019, de <https://www.elpais.com.uy/economia-y-mercado/modelo-puso-noruega-mapa-petrolero.html>
- Dinero. (2020). Déficit fiscal de Colombia saltaría a 4,9% del PIB en 2020. *Dinero*. Recuperado el 19 de abril de 2020, de <https://www.dinero.com/economia/articulo/decision-del-comite-de-la-regla-fiscal-en-2020/284362>

- DNP. (08 de 02 de 2019). *colaboracion.dnp.gov.co*. Recuperado el 2019 de FEBRERO de 08, de *colaboracion.dnp.gov.co*:
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PlanNacionaldeDesarrollo20182022.pdf>
- Economipedia. (01 de noviembre de 2019). *economipedia.com*. Obtenido de *economipedia.com*:
<https://economipedia.com/definiciones/ley-de-oferta-y-demanda.html>
- Ecopetrol. (29 de abril de 2018). *www.ecopetrol.com.co*. Obtenido de *www.ecopetrol.com.co*:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- ECOPETROL. (29 de abril de 2018). *www.ecopetrol.com.co*. Obtenido de *www.ecopetrol.com.co*:
<https://www.ecopetrol.com.co/documentos/Estatutos-Sociales-26-marzo-2015.pdf>
- Ecopetrol. (01 de noviembre de 2019). *www.ecopetrol.com.co*. Obtenido de *www.ecopetrol.com.co*:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- Ecopetrol S.A. (04 de noviembre de 2019). *ecopetrol.com.co*. Obtenido de *ecopetrol.com.co*:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- EFE. (27 de febrero de 2019). Petrobras acaba con cuatro años en rojo y gana US\$ 6.915 millones en 2018. *LA TERCERA*. Recuperado el 11 de julio de 2020, de *https://www.latercera.com/pulso/noticia/petrobras-acaba-cuatro-anos-rojo-gana-us-6-915-millones-2018/547507/*
- EIA U.S., E. I. (25 de noviembre de 2015). *www.eia.gov*. Recuperado el 17 de junio de 2019, de *www.eia.gov*:
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Venezuela/archive/pdf/enezuela_2015.pdf
- EIA US, A. I. (5 de octubre de 2017). *www.eia.gov*. Recuperado el 18 de junio de 2019, de *www.eia.gov*:
<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=ECU>
- EIA, E. I. (7 de enero de 2019). *www.eia.gov*. Obtenido de *www.eia.gov*:
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Venezuela/enezuela_exe.pdf
- EIA, U. E. (28 de abril de 2019). *www.eia.gov*. Obtenido de *www.eia.gov*:
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Norway/norway.pdf
- EIA, U. E. (28 de abril de 2019). *www.eia.gov*. Obtenido de *www.eia.gov*:
<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=BRA>

- El Tiempo. (06 de septiembre de 1994). Nace el Fondo de Estabilización Petrolera. *El Tiempo*. Recuperado el 15 de noviembre de 2019, de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-200702>
- Empresa Colombiana de Petroleos, División Legal. (1971). *Empresa Colombiana de Petroleos, Disposiciones legales que regalamentan su funcionamiento*. Bogotá: Imprenta Nacional. Recuperado el 12 de julio de 2020, de <https://biblioteca.minminas.gov.co/pdf/DISPOSICIONES%20LEGALES%20QUE%20REGLAN%20SU%20FUNCIONAMIENTO%20EMPRESA%20COL.%20PETROLEOS%201971.pdf>
- Energía, M. d. (13 de 05 de 2018). *www.minminas.gov.co*. Obtenido de *www.minminas.gov.co*: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23400/02-REGALIAS2010-2011.pdf/e0e8f100-45f8-4792-9568-204a5981fd52>
- es.wikipedia.org*. (18 de julio de 2020). Obtenido de *es.wikipedia.org*: https://es.wikipedia.org/wiki/Modelo_econ%C3%B3mico
- Escalante Cortina, R. D., Mayorga Mogollon, W., & Vergara Schmalbach, J. C. (s.f.). <https://scholar.google.es>. Recuperado el 27 de diciembre de 2019, de https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=modelo+de+regresi%C3%B3n++y+eviews&btnG=
- Espinasa, R., Medina, R., & Tarre, G. (2016). *La ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado el 12 de julio de 2020, de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-ley-y-los-hidrocarburos-Comparaci%C3%B3n-de-marcos-legales-de-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- Espinosa, Á. (03 de noviembre de 2019). La petrolera Aramco salta a Bolsa y desafía a las grandes tecnológicas. *El País*. Recuperado el 09 de noviembre de 2019, de https://elpais.com/economia/2019/11/03/actualidad/1572776243_521440.html
- Etzkowitz, H. (2002). *www.sivu.edu.mx*. (I. d. Políticas, Editor) Recuperado el 20 de febrero de 2019, de *www.sivu.edu.mx*: <http://www.sivu.edu.mx/portal/noticias/2009/VinculacionLatriplehelice.pdf>
- extwprlegs1.fao.org*. (15 de julio de 2020). *extwprlegs1.fao.org*. Obtenido de *extwprlegs1.fao.org*: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col145297.pdf>
- Fiscal, C. C. (4 de mayo de 2020). <https://imgcdn.larepublica.co>. Obtenido de <https://imgcdn.larepublica.co>: https://imgcdn.larepublica.co/cms/2020/05/04203907/4_mayo_2020_Comunicado_Oficial_CCR_Fv3.pdf

- Fontaine, A. P. (2008). *La guerra del fuego, políticas petroleras y crisis energética en América Latina*. (Crearimagen, Ed.) Quito: Flacso - Ecuador. Recuperado el 07 de febrero de 2019, de file:///C:/Users/rocio/Downloads/GuerraDelFuego%20(1).pdf
- Fontaine, G., & Puyana, A. (2008). *La guerra del fuego, políticas petroleras y crisis energética en América Latina*. (Crearimagen, Ed.) Quito: Flacso - Ecuador. Recuperado el 07 de febrero de 2019, de file:///C:/Users/rocio/Downloads/GuerraDelFuego%20(1).pdf
- Frosson, F. (29 de 04 de 2018). *www.kas.de*. Obtenido de *www.kas.de*: <http://www.kas.de/kolumbien/es/publications/47326/#>
- García Ribeiro, C., & Tahan Novaes, H. (2016). PETROBRAS 60 AÑOS: AVANCES Y RETROCESOS EN EL DESARROLLISMO BRASILEÑO. (E. U. España, Ed.) *América Latina Hoy*, 72, 41-58. Recuperado el 5 de marzo de 2019, de <https://www.redalyc.org/https://www.redalyc.org/pdf/308/30845990004.pdf>
- Gonzalez, E. T. (Septiembre de 2017). Auge Minero y desindustrialización en América Latina. (U. E. Colombia, Ed.) *Revista de Economía Institucional*, 19(37), 133-146. Recuperado el 04 de 05 de 2018, de <http://revistas.uexternado.edu.co/index.php/ecoins/article/view/5079/6136>
- Guamar Jaramillo, L. (Marzo de 2015). *repositorio.flacsoandes.edu.ec*. Recuperado el 30 de abril de 2019, de *repositorio.flacsoandes.edu.ec*: <http://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/8643/2/TFLACSO-2015LAGJ.pdf>
- Hernandez, L. H. (27 de agosto de 2018). *www.desdeabajo.info*, Digital. Recuperado el 28 de abril de 2019, de *www.desdeabajo.info*: <https://www.desdeabajo.info/colombia/item/34957-politica-petrolera-en-un-regimen-y-gobierno-de-seguridad.html>
- Instituto Lula. (01 de noviembre de 2019). <http://www.obrasildamudanca.net.br>. Obtenido de <http://www.obrasildamudanca.net.br>: <http://www.obrasildamudanca.net.br/es/pre-sal/ahorro-para-areas-sociales-y-combate-la-pobreza>
- Jimenez Aguilar, M., & Guevara Castañeda, D. A. (2018). Entre la gobernanza y la gobernabilidad, una encrucijada de la política petrolera colombiana. *Espacios*, 39(14), 18.
- Ligia Alba Melo-Becerra, J. E. (2016). Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana. *Borradores de Economía del Banco de la República*, 32. Obtenido de http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura_finanzas/pdf/be_961.pdf
- Lopez, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. M. (13 de mayo de 2018). *www.banrep.gov.co*. Obtenido de *www.banrep.gov.co*: <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/borra692.pdf>

- Martinez Ortiz, A. (29 de octubre de 1999). HACE 25 AÑOS SE ABOLIÓ LA CONCESIÓN PETROLERA. *El Tiempo*. Recuperado el 12 de julio de 2020, de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-952628>
- Martinez, A. (10 de 05 de 2018). *www.co.undp.org*. Obtenido de *www.co.undp.org*: <http://www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-Impacto%20de%20un%20nuevo%20panorama%20de%20los%20precios%20del%20petr%C3%B3leo%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf>
- Melo-Becerra, L. A., Ramos-Forero, J. E., Parrado-Galvis, L. M., & Zararte-Solano, H. M. (2016). Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana. *Borradores de Economía del Banco de la República*, 10, 11, 12 y 32. Obtenido de http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura_finanzas/pdf/be_961.pdf
- Minería, A. N. (13 de 05 de 2018). *www.anm.gov.co*. Obtenido de *www.anm.gov.co*: <https://www.anm.gov.co/?q=PreguntasFrecuentes>
- Minhacienda Colombia. (15 de julio de 2020). *www.minhacienda.gov.co*. Obtenido de *www.minhacienda.gov.co*: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/oracle/webcenter/page/scopedMD/s2460dcb6_c443_41e7_a415_9df3deb009e9/Pagea97d26bf_5c3c_48ee_bc29_759dd31a05d4.jsp?wc.contextURL=%2Fspaces%2FSGR
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (9 de abril de 2020). *www.minhacienda.gov.co*. Recuperado el 9 de abril de 2020, de *www.minhacienda.gov.co*: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/oracle/webcenter/page/scopedMD/s60dcc383_4743_4600_bff6_17f8e4ba4d1a/Page96f134b9_1ec9_43e9_a098_2d3942c35b0e.jsp?wc.contextURL=%2Fspaces%2FEntOrdenNacional
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (10 de 04 de 2020). *www.minhacienda.gov.co*. Obtenido de *www.minhacienda.gov.co*: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/oracle/webcenter/page/scopedMD/s6f23bd65_c2b3_4743_931d_82cd9ae97e11/Page7d62ee72_49f0_4de7_96c4_3d7de337f401.jsp?wc.contextURL=%2Fspaces%2FIRCEs
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (10 de abril de 2020). *www.urf.gov.co*. Obtenido de *www.urf.gov.co*: http://www.urf.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-125258%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased
- Monaldi, F. (9 de julio de 2010). *www.plataformaenergetica.org*. Recuperado el 03 de junio de 2019, de *www.plataformaenergetica.org*:

- <http://aww.plataformaenergetica.org/sites/default/files/La%20Economia%20Politica%20Del%20Petroleo%20y%20El%20Gas%20En%20America%20Latina.pdf>
- Monaldi, F. J. (28 de 04 de 2018). *gumilla.org*. Obtenido de *gumilla.org*: http://gumilla.org/biblioteca/bases/biblo/texto/SIC2007700_474-477.pdf
- Moral Pelaez, I. (2006 de diciembre de 2006). <https://www.revistaseden.org>. Recuperado el 17 de noviembre de 2019, de <https://www.revistaseden.org>: <https://www.revistaseden.org/files/14-cap%2014.pdf>
- Muller, P. (2010). Capitulo segundo, las políticas públicas como configuración de actores. En P. Muller, *Las políticas Públicas* (págs. 67 - 77). Bogotá: Universidad Externado de Colombia.
- OPEC. (2018). *World Oil Outlook 2040*. Viena.
- OPEC. (09 de agosto de 2019). www.opec.org. Recuperado el 09 de 08 de 2019, de www.opec.org: https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm
- OPEP. (2018). *Perspectivas mundiales del petroleo 2018*. Bagdad: OPEP. Obtenido de <https://asb.opec.org/index.php/pdf-download>
- Ospina V., M. A., & Salazar L., V. (2017). <https://repository.eafit.edu.co>. Obtenido de <https://repository.eafit.edu.co>: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/12123/MariaAdelaida_OspinaVargas_Valentina_SalazarLopera_2017.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Otoni, P. (2017). Petrobras, las reservas del Presal... y EE.UU. *Nodal, Noticias de America Latina y el Caribe*, sin. Obtenido de <https://www.nodal.am/2017/07/petrobras-las-reservas-del-presal-ee-uu/>
- País, E. (28 de agosto de 2018). *cincodias.elpais.com*. Recuperado el 19 de noviembre de 2019, de cincodias.elpais.com: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/08/27/companias/1535377725_066807.html
- Palma Egea, E. (24 de diciembre de 2019). <https://www.las2orillas.co>. Recuperado el 28 de diciembre de 2019, de <https://www.las2orillas.co>: <https://www.las2orillas.co/si-es-un-buen-negocio-que-ecopetrol-sea-100-estatal/>
- Perez, R. L., Loyola Díaz, R., & Martinez Perez, L. (s.f.). *estudiossociologicos.colmex.mx*. Recuperado el 17 de febrero de 2019, de estudiossociologicos.colmex.mx: <https://estudiossociologicos.colmex.mx/index.php/es/article/view/746/746>
- Perry, G., & Olivera, M. (2010). *El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local de Colombia*. Bogotá: Fedesarrollo. Recuperado el 20 de julio de 2020, de https://www.researchgate.net/publication/241754326_El_impacto_del_petroleo_y_la_mineria_en_el_desarrollo_regional_y_local_en_Colombia/link/5489dcfd0cf225bf669c75af/download

- Petrobras. (09 de julio de 2020). *petrobras.com.br*. Obtenido de petrobras.com.br: <https://petrobras.com.br/en/about-us/our-history/>
- Posso Ordóñez, R. (2014). CONCEPTOS Y PRINCIPIOS DE ECONOMÍA Y METODOLOGÍAS. *TENDENCIAS, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Universidad de Nariño*, XV(1), 239. Obtenido de <https://www.google.com/search?q=CONCEPTOS+Y+PRINCIPIOS+DE+ECONOM%C3%8DA+Y+METODOLOG%C3%8DAS&oq=CONCEPTOS+Y+PRINCIPIOS+DE+ECONOM%C3%8DA+Y+METODOLOG%C3%8DAS&aqs=chrome..69i57j0.1437j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8>
- Presidencia de la República de Colombia. (15 de agosto de 2017). *es.presidencia.gov.co*. Recuperado el 2019 de noviembre de 19, de es.presidencia.gov.co: <http://es.presidencia.gov.co/noticia/170815-A-11-billones-asciende-el-saldo-del-Fondo-de-Ahorro-y-Estabilizacion>
- Prieto, G. C. (30 de 09 de 2018). *www.kas.de*. Obtenido de *www.kas.de*: <http://www.kas.de/kolumbien/es/publications/47326/#>
- Público, M. d. (9 de agosto de 2019). *www.minhacienda.gov.co*. Obtenido de *www.minhacienda.gov.co*: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-111638%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased
- Puyana, A. (2009). ¿Que pasa con el petroleo Colombiano? (U. d. Salamanca, Ed.) *America Latina Hoy*(53), 15-42.
- Quiroz, J. L. (2018 de 05 de 2018). <http://repositorio.unicartagena.edu.co>. Recuperado el 19 de 05 de 2018, de <http://repositorio.unicartagena.edu.co>: <http://repositorio.unicartagena.edu.co:8080/jspui/bitstream/11227/5843/1/METODOLOGIA%20DEL%20ANALISIS%20DE%20CORRELACION%20%20Y%20REGRESION%20LINEAL%20SIMPLE%20APLICADOS%20AL%20CASO%20DE%20ACCI%C3%93N%20DE%20ECOPETROL%20Y%20LOS%20PRECIOS%20INTERNACIONALES>
- Redacción El Tiempo. (24 de julio de 2007). La venta del 20% dio el primer paso en la Corte. *El tiempo*. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-2585912>
- República, B. d. (25 de febrero de 2020). <https://www.banrep.gov.co>. Obtenido de <https://www.banrep.gov.co>: <https://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-d-ficit-fiscal>
- Restrepo, J. C. (2015). Capitulo V, Presupuesto. En J. C. Restrepo, *Hacienda Pública* (págs. 400-470). Bogotá D.C.: Universidad Externado de Colombia.
- Restrepo, J. C. (2015). Introducción a la hacienda pública. En J. C. Restrepo, *Hacienda Pública* (Vol. 10, págs. 40-44). Bogotá: Universidad Externado de Colombia. Recuperado el 28 de abril de 2019

- Riaño, A. (26 de marzo de 2018). *pares.com.co*. (F. P. Reconciliación, Editor) Recuperado el 20 de marzo de 2019, de pares.com.co: <https://pares.com.co/2018/03/26/los-discursos-del-desarrollo-i-gobernanza-del-sector-minero-energetico/>
- Rincón, H., Berthel, J., & Gomez, M. (Diciembre de 2004). Balance fiscal estructural y cíclico del gobierno nacional central de Colombia 1980 - 2000. (B. d. República, Ed.) *Ensayos sobre política económica ESPE*(44), 12-62.
- Rincón, H., Berthel, J., & Gomez, M. (06 de junio de 2003). *www.banrep.gov.co*. Obtenido de www.banrep.gov.co:
<https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/pdfs/borra246.pdf>
- Rodriguez, J. E. (27 de 04 de 2018). *Programa del Curso de formulación de políticas públicas de la Maestría de Administración Pública de la Esap*. Bogotá, Bogotá, Colombia.
- Rodriguez, J. E. (18 de 04 de 2018). *www.esap.edu.co*. Obtenido de www.esap.edu.co:
www.esap.edu.co/portal/index.php/Descargas/636/jeny-elisa-lopez/.../texto-10.pdf
- S.A., E. (29 de 04 de 2018). *www.ecopetrol.com.co*. Obtenido de www.ecopetrol.com.co:
<https://www.ecopetrol.com.co/documentos/Estatutos-Sociales-26-marzo-2015.pdf>
- Saudí Aramco. (09 de noviembre de 2019). <https://www.saudiaramco.com>. Recuperado el 09 de noviembre de 2019, de <https://www.saudiaramco.com>: <https://www.saudiaramco.com/en/who-we-are/overview/our-history>
- Secretaría del Senado de la República de Colombia. (12 de julio de 2020). *www.secretariasenado.gov.co*. Obtenido de www.secretariasenado.gov.co:
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0790_2002.html
- Secretaría del Senado de la República de Colombia. (15 de julio de 2020). *www.secretariasenado.gov.co*. Obtenido de www.secretariasenado.gov.co:
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1530_2012.html
- SELFBANK. (03 de noviembre de 2019). *blog.selfbank.es*. Obtenido de blog.selfbank.es:
<https://blog.selfbank.es/la-economia-keynesiana-como-alternativa-para-el-crecimiento/>
- Steven, P. (2008). Nacionalización de recursos y el rol de las empresas estatales de petróleo en medio oriente: historia y perspectivas. *Circulo de Derecho administrativo, pagina 171 a 188*, <file:///C:/Users/USER/Downloads/13992-55712-1-PB.pdf>;, 171 a 188. Obtenido de <file:///C:/Users/USER/Downloads/13992-55712-1-PB.pdf>;
- Stevens, P. (2008). Nacionalización de recursos y el rol de las empresas estatales de petróleo en medio oriente, Historia y perspectivas. *Circulo de derecho administrativo*, 171-188.

- Stevens, P. (2008). Nacionalización de recursos y el rol de las empresas estatales de petróleo en medio oriente: Historia y perspectivas. (U. d. Dundee, Ed.) *Circulo de Derecho Administrativo*, 171-188. Recuperado el 01 de 05 de 2018, de file:///C:/Users/USER/Downloads/13992-55712-1-PB.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (01 de noviembre de 2019). <https://www.eia.gov>. Obtenido de <https://www.eia.gov>: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Brazil/brazil.pdf
- US EIA. (20 de octubre de 2017). <https://www.eia.gov>, Beta. Recuperado el 02 de noviembre de 2019, de <https://www.eia.gov>: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=SAU>
- US EIA. (02 de noviembre de 2019). <https://www.eia.gov>. Obtenido de <https://www.eia.gov>: <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/where-our-oil-comes-from.php>
- Users. (26 de diciembre de 2019). file:///D:/Users/OK/Downloads/Pautas_Recoleccion_Datos.pdf. Obtenido de file:///D:/Users/OK/Downloads/Pautas_Recoleccion_Datos.pdf: file:///D:/Users/OK/Downloads/Pautas_Recoleccion_Datos.pdf
- Villanueva, L. F. (2000). Estudio Introductorio. En D. y. Laswell, *El estudio de la política públicas* (págs. 15-74). Mexico: Grupo Editorial.
- Villanueva, L. F. (2000). Estudio Introductorio. En C. y. Elder, *Problemas públicos y agenda de gobierno* (págs. 15-71). Mexico: Grupo Editorial.
- White, J. D. (2013). *Tomar en serio el lenguaje. Los fundamentos narrativos de la investigación en la administración pública* (2 ed.). (R. R. Mazzoni, Trad.) Mexico: Fondo de Cultura Económica.
- Wikipedia. (27 de 04 de 2018). <es.wikipedia.org>. Obtenido de <es.wikipedia.org>: https://es.wikipedia.org/wiki/Stephen_Hawking
- Wirth, E., & Ramirez Cendrero, J. M. (2017). Aspectos históricos del modelo petrolero noruego y el protagonismo del Estado en el periodo 1960 - 2015. *Departamento de Economía Aplicada (Economía Internacional y Desarrollo*, 194 -248. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/315669947_Aspectos_historicos_del_modelo_petrolero_noruego_y_el_protagonismo_del_Estado_en_el_periodo_1960-2015/link/58da33e245851578dfb14aaa/download