



ESCUELA DE DOCTORADO INTERNACIONAL
DE LA USC

Renán Gonzalo
Ruiz Pozo

Tesis doctoral

Petroamazonas EP, Privatización y
Rentabilidad Social en el Ecuador del
Siglo XXI

Santiago de Compostela, 2025

TESIS DOCTORAL

**PETROAMAZONAS EP,
PRIVATIZACIÓN
Y RENTABILIDAD SOCIAL
EN EL ECUADOR DEL SIGLO XXI**

Autor

Renán Gonzalo Ruiz Pozo

Directores: Xoán Ramón Doldán García,
Rosa María Regueiro Ferreira

Tutor: Xoán Ramón Doldán García

PROGRAMA DE DOCTORADO EN ECONOMÍA Y EMPRESA

SANTIAGO DE COMPOSTELA

2025

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar agradecimientos muy sentidos a mis directores de tesis Xoán Ramón Doldán García y Rosa María Regueiro Ferreira, por el tiempo dedicado a revisar los borradores del trabajo de investigación, plantear sus recomendaciones, reiterar en la importancia de buscar otros autores e incluir referencias, recomendar la inclusión de acápites y la exclusión de párrafos innecesarios; es decir por todos sus esfuerzos para orientarme en el mejoramiento de la tesis y moldearme como investigador socioeconómico. A la vez expreso mi sincero agradecimiento a la Universidad de Santiago de Compostela, por haberme acogido en su seno como uno de los suyos, por su compromiso con el bienestar social y su papel en la transferencia de conocimientos y formación de los líderes científicos de España y del Mundo.

Expreso mis agradecimientos a mis compañeros de Petroamazonas, Petroproducción, OXY y Petroecuador, a la Escuela Politécnica Nacional y a los colegas docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental de la UCE, todos los cuales me han permitido sumar experiencias y conocimientos en diferentes aspectos técnicos y administrativos de las empresas petroleras, la geología y el medioambiente.

Agradezco a los familiares y amigos, que con sus sabios consejos me dieron luces en la configuración de este trabajo.

Un sentido agradecimiento y reconocimiento especial a los trabajadores petroleros que desempeñan sus actividades en la Amazonía Ecuatoriana, que sin importar la hora del día o de la noche, con esfuerzo y abnegación desempeñan sus actividades operativas, cuidando el medioambiente y manteniendo la esperanza de que los barriles de crudo que ayudan a extraer se transformen en bienestar para la sociedad en general.

Índice

Agradecimientos	1
Índice	3
Lista de Figuras	8
Lista de Tablas	9
Resumen	10
Abstract	12
1. INTRODUCCIÓN	15
1.1 Antecedentes	16
1.2 Diseño Metodológico	18
1.3 Estructura de la investigación	18
1.4 Hipótesis y Objetivos	20
1.4.1 Hipótesis de Investigación.....	20
1.4.2 Objetivos de la investigación.....	20
2. METODOLOGÍA GENERAL	22
2.1 Enfoque Cualitativo	22
2.2 Enfoque Cuantitativo	24
2.2.1 Desarrollo del diseño de investigación.....	24
2.2.2 Definición y selección de la muestra.....	25
2.2.3 Recolección de datos.....	25
2.2.4 Análisis de datos.....	26
2.2.5 Elaboración del reporte de resultados.....	26
3. MARCO TEÓRICO	27
3.1 La Economía Ecológica	27
3.1.1 Más allá de la Economía Ambiental.....	28
3.1.2 La economía ecológica en América Latina.....	31
3.1.3 Planteamientos ecológicos en el Ecuador.....	32
3.2 Transición Energética y el Mercado Petrolero	34
3.2.1 Transición hacia la energía renovable.....	34
3.2.2 Alternativas a las fuentes de energía fósiles.....	38
3.2.3 Demanda de energía y proyecciones futuras.....	41
3.2.3.1 Proyecciones de demanda.....	41
3.2.3.2 El futuro de las energías alternativas.....	42
3.2.4 El mercado del petróleo.....	43
3.2.4.1 La demanda de petróleo.....	44
3.2.4.2 La oferta de petróleo.....	45

3.2.4.3 La geopolítica y el petróleo	46
3.2.4.4 El papel de la OPEP.....	48
3.2.4.5 Las empresas estatales de petróleo	50
a) Europa.....	52
b) Eurasia	52
c) Medio Oriente	53
d) Latinoamérica	54
3.2.4.6 Las empresas petroleras privadas	55
a) ExxonMobil	55
b) Shell	56
c) TotalEnergies	56
d) British Petroleum (BP)	56
e) Chevron.....	57
f) Empresas petroleras privadas en Ecuador	57
3.3 Rentabilidad Social e Indicadores de Gestión.....	58
3.3.1 El concepto de Rentabilidad Social	59
3.3.2 Indicadores de gestión operativa.....	60
3.3.3 Indicadores sociales	61
3.3.4 Indicadores de desempeño ambiental	62
4. CREACIÓN Y DESARROLLO DE PETROAMAZONAS EP	63
.....	63
4.1 Historia Petrolera del Ecuador	63
4.1.1 Primeros pasos de la industria petrolera en el Ecuador	63
4.1.2 El Boom petrolero: segunda mitad del siglo XX.....	64
4.1.3 La historia actual: el siglo XXI.....	69
4.2 La administración pública de la energía en el Ecuador.....	72
4.2.1 La Constitución de la República del Ecuador.....	72
4.2.2 Las instituciones energéticas hidrocarburíferas del Ecuador.....	73
4.2.2.1 Ministerio de Energía y Minas	74
4.2.2.2 Agencia de Regulación y Control.....	74
4.2.2.3 Ministerio del Ambiente.....	75
4.2.3 La Ley de Hidrocarburos y sus sistemas contractuales	75
4.3 Incidencia del petróleo en la economía del Ecuador	76
4.3.1 El Boom petrolero de los setenta	77
4.3.2 La enfermedad holandesa	77
4.3.3 Recursos naturales y desarrollo en el contexto regional	78
4.4 La empresa Petroamazonas EP	79
4.4.1 La salida de la OXY y la creación de Petroamazonas EP.....	79
4.4.2 Desarrollo de la empresa Petroamazonas EP.....	81
4.4.3 La edad productiva de la empresa.....	83
4.4.3.1 Estructura Organizacional	83
4.4.3.2 Reservas y producción de petróleo.....	84
a) Reservas.....	84
b) Producción.....	87
c) Costos por barril	88
4.4.3.3 Gestión Ambiental	89

4.4.4	Gestión empresarial	90
4.4.4.1	Misión.....	91
4.4.4.2	Visión	91
4.4.4.3	Valores Corporativos.....	91
4.4.4.4	Políticas empresariales	92
4.4.4.5	Procesos de la empresa.....	92
4.4.4.6	Indicadores de desempeño	93
4.5	Análisis comparativo entre Petroamazonas y Equinor	95
4.5.1	Un modelo petrolero alternativo.....	96
4.5.1.1	Estructura Institucional	96
4.5.1.2	El Fondo de Pensiones del Gobierno	97
4.5.1.3	La empresa Equinor	97
4.5.2	Análisis comparativo empresarial	98
4.5.2.1	Sistema institucional	98
4.5.2.2	Manejo Financiero.....	99
4.5.2.3	Recursos Humanos	100
4.5.2.4	Control Interno	100
4.5.2.5	Manejo Ambiental y energético	101
4.5.2.6	Manejo de reservas y producción.....	102
4.5.2.7	Negocios Corporativos.....	105
4.5.2.8	Renta Petrolera	105
4.5.2.9	El Fondo Petrolero	106
5.	PRIVATIZACIÓN Y RENTABILIDAD SOCIAL	109
5.1	Empresas Públicas y Privatización.....	109
5.1.1	La privatización de empresas públicas y sus argumentos	110
5.1.2	Empresas públicas y privatización en América Latina	112
5.1.3	La ola privatizadora en Ecuador de finales del siglo XX e inicios del siglo XXI	114
5.1.4	Resultados de la privatización de empresas públicas	118
5.2	Privatización, Gestión Social y Medioambiente	119
5.2.1	Los efectos sociales de la privatización	120
5.2.2	La privatización y la afectación ambiental.....	121
5.3	La Responsabilidad Social Corporativa y la Rentabilidad Social.....	122
5.3.1	La Responsabilidad Social Corporativa	122
5.3.2	La Rentabilidad Social como un concepto alternativo a la RSC.....	123
5.4	Construcción de un índice para medir la Rentabilidad Social	124
5.4.1	Índice Potencial Rentabilidad Social para la industria petrolera.....	125
5.4.2	Dimensiones que aportan al índice compuesto	126
5.4.3	Selección de los indicadores simples	127
5.4.4	Indicadores compuestos para cada dimensión.....	128
5.4.4.1	Indicador de eficiencia empresarial.....	128
a)	Punto de vista empresarial	129
b)	Punto de vista social.....	129
5.4.4.2	Indicador de beneficio social.....	129
a)	Punto de vista empresarial	130
b)	Punto de vista social.....	130

5.4.4.3	Indicador de gestión ambiental.....	130
a)	Punto de vista empresarial.....	131
b)	Punto de vista social.....	131
5.4.5	Aplicación del Potencial de Rentabilidad Social a empresas petroleras	131
6.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	133
6.1	Selección de empresas para aplicación del PRS	134
6.1.1	Petroamazonas EP y la función social de las empresas estatales	134
6.1.2	Selección de empresas para comparar con Petroamazonas EP.....	135
6.1.2.1	Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador.....	137
6.1.2.2	Enap Sipetrol S.A. – Enap Sipec	138
6.1.2.3	Repsol Ecuador S.A. Sucursal Ecuador.....	139
6.1.2.4	PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador	140
6.1.2.5	Pluspetrol Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador	141
6.2	Cálculo de indicadores simples de las dimensiones del PRS	142
6.2.1	Cálculo de indicadores simples de la dimensión de eficiencia empresarial	143
6.2.2	Cálculo de indicadores simples de la dimensión de beneficio social	144
6.2.3	Cálculo de indicadores simples de la dimensión de gestión ambiental .	149
6.3	Cálculo de indicadores compuestos que aportan al PRS	152
6.3.1	Indicador de Eficiencia Empresarial (IEE)	152
6.3.2	Indicador de Beneficio Social (IBS)	153
6.3.3	Indicador de Gestión Ambiental (IGA)	154
6.4	Cálculo del PRS y comprobación de la Hipótesis de Investigación	156
6.4.1	Cálculo del Potencial de Rentabilidad Social (PRS)	156
6.4.2	Comprobación de la hipótesis de investigación.....	157
6.5	Discusión.....	159
6.5.1	Sobre la Economía Ecológica	159
6.5.2	Sobre la Transición Energética	160
6.5.3	Sobre la Rentabilidad Social y su medición	161
6.5.4	Sobre líneas de investigación relacionadas.....	163
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	165
7.1	Conclusiones.....	165
7.2	Recomendaciones.....	168
BIBLIOGRAFIA		171
A N E X O S.....		199
ANEXO 1: Hitos de la Industria Petrolera Ecuatoriana 2004-2023.....		200
ANEXO 2: Análisis comparativo entre Petroamazonas EP y Equinor		205
ANEXO 3: Propuesta de Mejoramiento Empresarial de la Petrolera Estatal		207
a)	Mejoramiento Institucional	207
b)	Estructura Organizacional	209

c)	Cambios Operativos.....	210
d)	Gestión Administrativa	210
e)	Gestión Financiera	212
f)	Vinculación con la sociedad	212
ANEXO 4: Estados financieros 2015 a 2022 de empresas seleccionadas		215
a)	Petroamazonas EP.....	215
b)	Andes Petroleum Ltd.	216
c)	ENAP Sipetrol S.A.	217
d)	Repsol Ecuador S.A.	218
e)	Petrooriental S.A.....	219
f)	AGIP Oil Ecuador / Pluspetrol	220
ANEXO 5: Matriz de Fuentes de Contaminación Hidrocarburífera de empresas seleccionadas.....		221
a)	Petroamazonas EP.....	221
b)	Andes Petroleum Ltd.	222
c)	ENAP Sipetrol S.A.	223
d)	Repsol Ecuador S.A.	225
e)	PetroOriental S.A.....	227
f)	AGIP Oil Ecuador / Pluspetrol	228
ANEXO 6: Declaraciones de Uso de Figuras.....		229

Lista de Figuras

Figura 1. Principales exportaciones del Ecuador 2021-2023 (MM USD FOB).....	17
Figura 2. Interrelación del investigador histórico con las fuentes primarias y secundarias	23
Figura 3. Esquema de la metodología cuantitativa de la investigación	25
Figura 4. Precios históricos del petróleo	44
Figura 5. Esquema de las instituciones energéticas hidrocarburíferas del Ecuador	74
Figura 6. Estructura Organizacional de Petroamazonas EP.....	83
Figura 7. Sistema de reservas y recursos de la PRMS	85
Figura 8. Reservas Probadas de Petróleo de Campos en Producción 2008-2021 (MMBl).....	86
Figura 9. Producción diaria de Petróleo de Petroamazonas EP 2008-2023 (MBppd).....	88
Figura 10. Costos por barril producido de Petroamazonas EP (USD/Bl).....	89
Figura 11. Mapa de procesos de Petroamazonas EP.....	93
Figura 12. Estructura institucional del sistema petrolero noruego.....	97
Figura 13. Reservas de petróleo de Ecuador y Noruega (MMBl).....	102
Figura 14. Producción de petróleo de Ecuador y Noruega (MBppd)	103
Figura 15. Ingresos totales de las empresas públicas del Ecuador en MMUSD (Año 2022).....	116
Figura 16. Bloques de operación de las empresas petroleras en el Ecuador.....	136
Figura 17. Ubicación del bloque de operación de Andes Petroleum Ecuador Ltd.	137
Figura 18. Ubicación del bloque de operación de Enap Sipetrol S.A.....	138
Figura 19. Ubicación del bloque de operación de Repsol Ecuador S.A.	139
Figura 20. Ubicación del bloque de operación de PetroOriental S.A.	141
Figura 21. Ubicación del bloque de operación de Pluspetrol Ecuador B.V.....	141
Figura 22. Esquema del procedimiento de cálculo de índice PRS.....	142
Figura 23. Indicadores de Eficiencia Empresarial (IEE) de las empresas petroleras seleccionadas	153
Figura 24. Indicadores de Beneficio Social (IBS) de las empresas petroleras seleccionadas	154
Figura 25. Indicadores de Gestión Ambiental (IGA) de las empresas petroleras seleccionadas.....	156
Figura 26. Potencial de Rentabilidad Social (PRS)	157

Lista de Tablas

Tabla 1. Demanda mundial de energía por tipo de combustible (mboe/d).....	42
Tabla 2. Oferta mundial de hidrocarburos líquidos 2022 y proyecciones hasta 2045 (MMBpd)	46
Tabla 3. Países miembros de la OPEP y su producción promedio de petróleo 2022- 2023 (Bppd)	49
Tabla 4. Año de creación de empresas petroleras estatales	51
Tabla 5. Indicadores Corporativos de Petroamazonas EP incluidos en BSC	94
Tabla 6. Distribución sectorial de las privatizaciones, 1989-1992 (Porcentajes de los ingresos por ventas)	113
Tabla 7. Contratos de prestación de servicios con financiamiento firmados por Petroamazonas EP.....	117
Tabla 8. Tipos de indicadores que guardan relación con las dimensiones de estudio.....	127
Tabla 9. Esquema de Tarifas de Enap Sipetrol S.A. – Enap Sipec (USD/Bl).....	139
Tabla 10. Rentabilidad sobre Activos de empresas seleccionadas (Fracción) y cálculo del IROA	143
Tabla 11. Costos operativos de empresas petroleras periodo 2015-2022 (USD/Bl) y cálculo del ICOB.....	144
Tabla 12. Beneficios sociales a empleados con espeto a costos totales (Fracción) y cálculo del IBSE.....	145
Tabla 13. Precio promedio de venta de crudo periodo 2015-2022 (USD/Bl)	146
Tabla 14. Costos de transporte promedio periodo 2015-2022 (USD/Bl).....	147
Tabla 15. Costos de comercialización periodo 2015-2022 (USD/Bl)	147
Tabla 16. Tarifas por barril producido y fiscalizado 2015-2022 (USD/Bl)	148
Tabla 17. Ingresos fiscales por barril producido 2015-2022 (USD/Bl).....	148
Tabla 18. Indicador de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB).....	149
Tabla 19. Producción anual de petróleo de las empresas seleccionadas (MMBl)	149
Tabla 20. Producción total de petróleo 2015-2022 (MMBl) FCH, RFCH e IFCH	150
Tabla 21. Hectareaje de cobertura de bosque natural 2015-2022 en cada parroquia seleccionada	151
Tabla 22. Porcentaje de cambios en el uso del suelo de bosque natural	152
Tabla 23. Diferencia en los valores obtenidos del PRS utilizando promedios aritméticos y geométricos	163

Resumen

La investigación analiza el origen, desarrollo y consolidación de la empresa petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas EP, en el siglo XXI, en un contexto de tendencias privatizadoras de la economía apoyadas por gobiernos de carácter neoliberal que reemplazaron al gobierno izquierdista de Rafael Correa. Como un aporte para la toma de decisiones sobre el futuro de la empresa estatal petrolera se propone un procedimiento para evaluar el desempeño operativo, social y ambiental de empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana,

Se realizó el análisis histórico-descriptivo de la industria petrolera ecuatoriana, de las circunstancias que dieron origen a la empresa Petroamazonas EP luego de la terminación unilateral del contrato con la empresa multinacional OXY. Se analizó el camino seguido por Petroamazonas EP hasta convertirse en la mayor empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador. Se incluyó en el análisis descriptivo a la administración pública de la energía en el Ecuador y a la estructura organizacional, gestión empresarial y procesos de Petroamazonas EP. Adicionalmente se realizó un análisis comparativo entre Petroamazonas EP y la empresa noruega Equinor, fruto del cual se planteó una propuesta de mejoramiento de la empresa petrolera estatal ecuatoriana.

Si bien Petroamazonas EP se fue consolidando en los gobiernos presididos por Rafael Correa (2007-2017), en los gobiernos posteriores el panorama cambió para la empresa estatal por las posiciones neoliberales predominantes en dichos gobiernos. En consideración de la tendencia privatizadora de los gobiernos que sucedieron a Rafael Correa, se analizaron los procesos de privatización y los resultados obtenidos en América Latina según la visión de diferentes investigadores. Con el fin de aportar con datos a los tomadores de decisiones sobre los resultados esperados en la privatización de empresas públicas, se definió el concepto de rentabilidad social y se construyó un índice compuesto que permite valorar el Potencial de Rentabilidad Social (PRS) de las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana.

Luego de aplicar el procedimiento para determinar el índice PRS de Petroamazonas EP y de otras cinco empresas petroleras seleccionadas que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana, se concluye que la petrolera estatal ecuatoriana se desempeñó mejor desde el punto de vista de rentabilidad social que las otras empresas petroleras analizadas y por tanto no necesariamente será ventajoso para la sociedad ecuatoriana la privatización de la petrolera estatal.

Palabras clave: Petroamazonas EP, privatización, indicadores compuestos, rentabilidad social.

Abstract

This research analyzes the origin, development, and consolidation of the Ecuadorian state-owned oil company Petroamazonas EP in the 21st century, within a context of privatization trends in the economy supported by neoliberal governments that replaced the leftist government of Rafael Correa. As a contribution to decision-making regarding the future of the state-owned oil company, a procedure is proposed to evaluate the operational, social, and environmental performance of oil companies operating in the Ecuadorian Amazon region.

A historical-descriptive analysis of the Ecuadorian oil industry was conducted, examining the circumstances that led to the creation of Petroamazonas EP after the unilateral termination of the contract with the multinational company OXY. The path taken by Petroamazonas EP to become Ecuador's largest oil exploration and production company was analyzed. The descriptive analysis included public energy administration in Ecuador and the organizational structure, business management, and processes of Petroamazonas EP. Additionally, a comparative analysis was conducted between Petroamazonas EP and the Norwegian company Equinor, resulting in a proposal for improvements to the Ecuadorian state oil company.

While Petroamazonas EP was consolidated during the administrations led by Rafael Correa (2007-2017), the outlook for the state-owned company changed under subsequent administrations due to the neoliberal positions prevailing in these governments. Considering the privatization trend of the governments that succeeded Rafael Correa, the privatization processes and results obtained in Latin America were analyzed from the perspective of various researchers. To provide decision-makers with data on the expected outcomes of the privatization of public companies, the concept of social profitability was defined, and a composite index was constructed to assess the Social Profit Potential (PRS) of oil companies operating in the Ecuadorian Amazon region.

After applying the procedure to determine the PRS index of Petroamazonas EP and five other selected oil companies operating in the Ecuadorian Amazon region, it is concluded that the Ecuadorian state oil company performed better from the perspective of social profitability than the other oil companies analyzed and therefore the privatization of the state oil company will not necessarily be advantageous for Ecuadorian society.

Keywords: Petroamazonas EP, privatization, composite indicators, social profitability.

1. INTRODUCCIÓN

“Entonces el petróleo, convertido en energía y riqueza comunes, se encarga de curar los ojos lacerados”

Jaime Galarza Zavala (1971)

Con el descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo en la Región Amazónica Ecuatoriana, desde el año 1972 Ecuador pasó a ser un país que fundamenta su economía en la exportación de petróleo, dejando en segundo plano la exportación de productos agrícolas como cacao y banano (Correa Delgado, 2009). En este contexto, se creó la empresa petrolera estatal integrada, que pasó a ser la principal empresa ecuatoriana, tanto por el volumen de ventas como por su rentabilidad, y se ha mantenido en manos estatales hasta la actualidad, a pesar de los intentos de privatización en consideración de su gran potencial de generación de riqueza.

La privatización de las empresas públicas en Latinoamérica es un tema que está en debate desde el siglo pasado, pero en la actualidad se ha puesto a la orden del día, a raíz del triunfo de gobiernos de corte neoliberal en algunos países latinoamericanos en el segundo decenio del siglo XXI (Paz y Miño, 2021). Así, en el Ecuador, con el advenimiento de los gobiernos de Lenin Moreno (2017-2021), Guillermo Lasso (2021-2023) y Daniel Noboa (2023-continúa), se promovieron procesos tendientes a la privatización de las empresas públicas, de manera particular de las empresas energéticas (Revista Crisis, 2021).

Los argumentos utilizados para iniciar los procesos de privatización son la falta de eficiencia de las empresas públicas, la ausencia de rentabilidad para el Estado y la corrupción (Ojeda Segovia, 1992), lo cual es contrastado, en el caso del Ecuador, con indicadores de eficiente desempeño y rentabilidad de ciertas empresas públicas (Revista Líderes, 2015), precisamente pertenecientes a los sectores financiero y energético, como son el caso del Banco del Pacífico (El Comercio, 2024) y de Petroamazonas EP (Actualmente integrada a EP Petroecuador).

En vista de la actualidad del debate sobre la privatización de empresas públicas en el Ecuador, se realiza esta investigación con el fin de aportar con datos y evaluaciones de desempeño, más allá de los criterios ideológicos con los cuales generalmente se aborda este tema. Para ello la investigación analiza la creación, desarrollo y consolidación de la petrolera estatal Petroamazonas EP en los gobiernos liderados por Rafael Correa y su desempeño posterior en medio de un ambiente político y económico propenso a la privatización de las empresas públicas petroleras del Ecuador en el periodo post-Correa. Se pretende determinar si los procesos privatizadores y particularmente la privatización de la empresa estatal petrolera ecuatoriana tiene sustentos económicos y de beneficio social, o se basan en criterios ideológicos orientados al traspaso de los sectores estratégicos de la economía a manos privadas. Se toma

como caso de estudio a la empresa petrolera estatal Petroamazonas EP en consideración de su relevancia económica para el Ecuador, como principal generadora de recursos para las arcas fiscales.

1.1 ANTECEDENTES

A principios del siglo XXI Ecuador vivía un periodo de inestabilidad política y económica (Larrea & Sánchez, 2003), que se manifestó por la subida al poder de cuatro presidentes de gobiernos diferentes en un periodo de seis años: Yamil Mahuad, Gustavo Novoa, Lucio Gutiérrez y Alfredo Palacio. Este último tomó las riendas estatales, como un gobierno de transición, luego de la caída del presidente Lucio Gutiérrez tras la revuelta popular de los denominados “forajidos” (El Universo, 2005).

La tarde del lunes 15 de mayo del 2006, el ministro de Energía del Gobierno de Alfredo Palacio hizo pública la declaración de caducidad del contrato con la compañía petrolera Occidental Exploration and Production Company. Esta compañía era subsidiaria de la norteamericana Occidental Petroleum Corporation, conocida internacionalmente como OXY (Término con el que se denominará a la subsidiaria de aquí en adelante), que operaba el Bloque Petrolero 15 en la Amazonía Ecuatoriana (Araujo, 2015). El motivo para la decisión de caducidad fue que OXY realizó una transacción de derechos del contrato a otra empresa, sin esperar la aprobación del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, incumpliendo una de las cláusulas expresas del contrato firmado entre el Gobierno Ecuatoriano y la subsidiaria petrolera (Caicedo Salcán, 2012, p. 62).

Este hecho jurídico dio inicio a una serie de eventos administrativos y legales, que culminaron con la formación de la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleo del Ecuador, Petroamazonas EP.

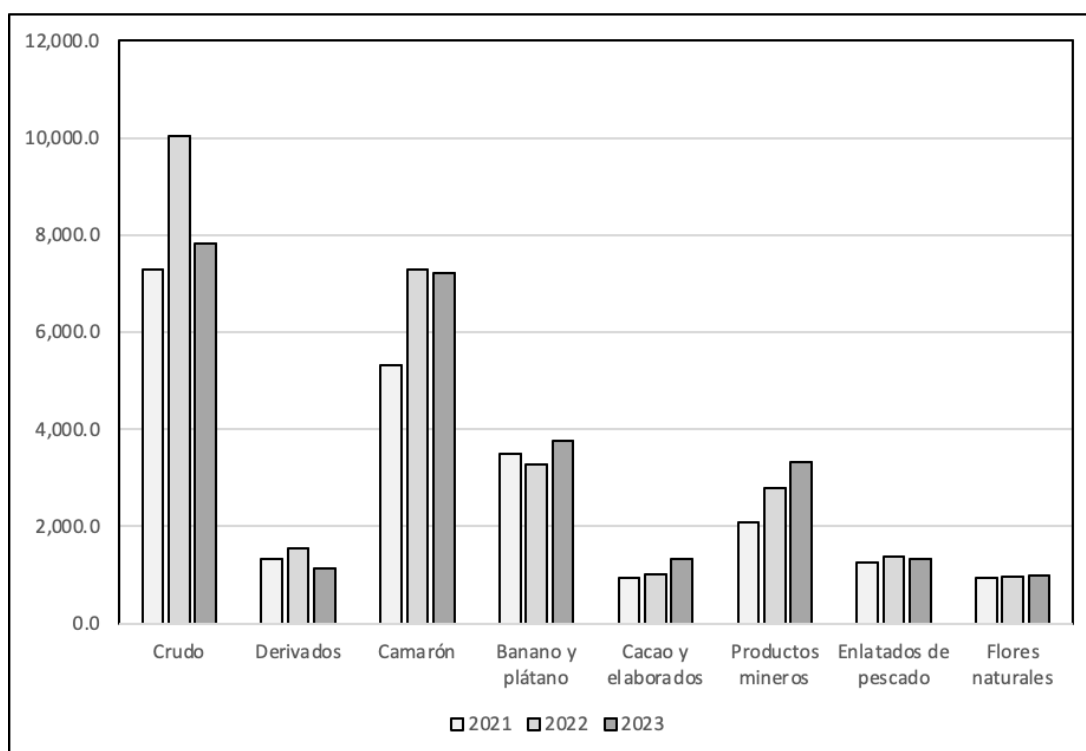
La conformación de una empresa estatal de exploración y producción de hidrocarburos es un reto difícil para cualquier país, por los requerimientos técnicos, jurídicos, organizativos y presupuestarios. En el caso ecuatoriano, a pesar de que ya existía una empresa petrolera estatal denominada Petroecuador, el Gobierno optó por conformar una unidad administrativa temporal (El Universo, 2006) y posteriormente una nueva empresa para manejar los activos petroleros que dejaba la compañía multinacional saliente, en un escenario de inestabilidad política, con un gobierno de transición luego del derrocamiento del presidente Lucio Gutiérrez y con una economía dolarizada (¹).

¹ Ecuador es un país exportador de petróleo desde el año 1972, con un presupuesto estatal que depende en gran parte de sus exportaciones petroleras, y con la particularidad de tener una economía dolarizada desde el año 2000, pues utiliza como moneda el dólar de los Estados Unidos de América. Si bien, como dice Larrea (2004, p. 21) “la dolarización fue adoptada como una medida de emergencia de carácter temporal”, se ha mantenido en el Ecuador y ha proporcionado un aire de estabilidad económica a la población con el mantenimiento del poder adquisitivo de sus ingresos. Por el lado negativo, la dolarización ha reducido la competitividad de muchos de los productos ecuatorianos en el mercado internacional, al implicar mayores costos de mano de obra e insumos con relación a otros países competidores, los cuales, a diferencia del Ecuador, tienen a la mano la aplicación de políticas monetarias para mejorar su competitividad en el mercado.

La nueva unidad administrativa fue creada con Decreto Ejecutivo el 27 de junio de 2006 e inicialmente fue denominada Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 (UAOT B-15) y, luego, en el año 2008 la unidad pasó a llamarse Petroamazonas Ecuador S.A. y posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo 314 del 6 de abril del 2010, tomó la denominación definitiva de Empresa Pública de Exploración y Producción de Petróleo Petroamazonas o simplemente Petroamazonas EP (Decreto Ejecutivo 314, 2010).

Durante los gobiernos del presidente Rafael Correa (2007-2017), Petroamazonas EP ganó el prestigio de ser una empresa eficiente y con altos estándares de cuidado ambiental, reconocidos por organizaciones ambientales internacionales (Revista Líderes, 2015). Petroamazonas EP incrementó su incidencia en la economía ecuatoriana, hasta estar a cargo del 80% de la producción total de petróleo en un país en el cual el petróleo (Crudo y derivados) es el principal producto de exportación (Figura 1).

Figura 1. Principales exportaciones del Ecuador 2021-2023 (MM USD FOB)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Banco Central del Ecuador (2023)

En el año 2017, a raíz del cambio de la dirección del Estado al gobierno de tendencia neoliberal del presidente Lenin Moreno, Petroamazonas EP fue perdiendo parte del prestigio ganado ya sea por la falta de una estrategia de fortalecimiento de la empresa por parte del Estado, como por la difícil situación económica del Ecuador debido a la caída de los precios del petróleo en el mercado internacional (Torres, 2020). En el año 2020 el Ecuador salió de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (España, 2020) y en año 2021 Petroamazonas EP pasó a ser una gerencia de la estatal petrolera EP Petroecuador (Decreto Ejecutivo No. 1221, 2021).

El 24 de mayo 2021 tomó a cargo las riendas del Estado Ecuatoriano el banquero Guillermo Lasso Mendoza, abiertamente neoliberal, luego de vencer por un estrecho margen al izquierdista Andrés Arauz. En noviembre 2023 luego de un proceso electoral anticipado, Guillermo Lasso fue reemplazado por Daniel Noboa, cuyo gobierno continuó con la política privatizadora.

En vista del actual escenario político-económico del Ecuador, con gobiernos de tendencia neoliberal, que consideran a las privatizaciones como un eje de su política económica, se ve la necesidad de realizar una investigación que analice con datos, las ventajas y desventajas de mantener en manos estatales el manejo de los recursos naturales energéticos y sea un aporte en el debate sobre la privatización de las empresas públicas en los países en vías de desarrollo. En este análisis se toma como caso de estudio a la empresa estatal Petroamazonas EP por su importancia en la economía del Ecuador y por las características operativas y de manejo ambiental que le han permitido ganar reconocimientos a nivel local e internacional.

1.2 DISEÑO METODOLÓGICO

Para alcanzar los objetivos planteados, la presente investigación utiliza dos enfoques metodológicos: En una primera fase se aplica un enfoque histórico-descriptivo orientado a conocer y comprender los acontecimientos relacionados con la creación de Petroamazonas EP, su inserción en la estructura institucional del Ecuador, su organización y desarrollo hasta constituirse en la mayor empresa de exploración y producción de petróleo del país. Como parte de este enfoque se ejecuta un proceso comparativo de la empresa analizada con una empresa líder en el área. En la segunda fase de la investigación se utiliza un enfoque cuantitativo orientado a desarrollar un indicador compuesto que permita comparar el desempeño empresarial, social y ambiental de Petroamazonas EP con respecto a otras empresas petroleras que tienen actividades productivas en la Región Amazónica Ecuatoriana.

Por consiguiente, la investigación tiene un enfoque metodológico mixto, cualitativo y cuantitativo, que parte del análisis documental histórico tomando en cuenta el contexto institucional ecuatoriano, para pasar al análisis de los resultados de la gestión operativa, social y ambiental de Petroamazonas EP, utilizando indicadores de desempeño.

1.3 ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN

El trabajo de investigación se presenta en seis capítulos más conclusiones y recomendaciones. El primer capítulo es la introducción, en la cual se describen los antecedentes que dieron origen a la investigación, se describe brevemente el diseño metodológico y la estructura de la investigación y se establecen la hipótesis y los objetivos de la investigación.

En el Capítulo 2 se realiza la descripción de la metodología general utilizada en la investigación, destacando que cada una de las dos fases investigativas tiene una metodología diferente: la primera cualitativa y la segunda cuantitativa.

En el Capítulo 3 “Marco Teórico” se revisan los fundamentos teóricos relacionados con los objetivos de la investigación. Se realiza un sobrevuelo sobre los criterios de la Economía Ecológica, la relación de las empresas con la sociedad y el medioambiente, las ponencias de

investigadores ecológicos sobre procesos en América Latina y particularmente en el Ecuador. Se analizan las tendencias actuales sobre el manejo energético, la transición energética hacia fuentes renovables, las fuentes de energía fósiles y alternativas, el mercado internacional del petróleo, la incidencia de la OPEP en este mercado y, el papel de las empresas petroleras estatales y privadas. Se realiza una revisión de los indicadores de gestión operativos, sociales y ambientales y el papel que desempeñan en la evaluación de la rentabilidad social de una empresa.

El Capítulo 4 “Creación y Desarrollo de Petroamazonas EP” está dedicado a analizar la historia petrolera del Ecuador desde los primeros reportes de uso del petróleo en el país, los contratos a inicios del siglo pasado, el descubrimiento de petróleo en la Región Amazónica Ecuatoriana, la creación de CEPE en los años setenta del siglo pasado y su importancia en el desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana, y los acontecimientos relacionados con la industria petrolera ecuatoriana en el siglo XXI. Se revisa la institucionalidad energética del Ecuador y los eventos que dieron origen a la creación de la empresa Petroamazonas EP y su desarrollo hasta constituirse en la principal empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador. Se realiza un análisis comparativo entre Petroamazonas EP y la empresa estatal Equinor, tratando de identificar las fortalezas de la institucionalidad y empresa noruegas, que puedan ser aplicadas para el mejoramiento de la empresa estatal ecuatoriana.

En el Capítulo 5 “Privatización y Rentabilidad Social”, se analiza el significado de la privatización de empresas públicas, se revisan los procesos de privatización en Latinoamérica y particularmente en el Ecuador, se establece el concepto de rentabilidad social y su diferencia con el concepto de responsabilidad social corporativa. Se define el índice “Potencial de Rentabilidad Social” (PRS) como un indicador compuesto que incluye los criterios de eficiencia empresarial, beneficio social y gestión ambiental, se selecciona los indicadores parciales y se establece el procedimiento para obtener el índice PRS.

En el Capítulo 6 “Resultados y Discusión”, se selecciona las empresas petroleras que laboran en la Región Amazónica Ecuatoriana y que van a ser evaluadas juntamente con Petroamazonas EP, se aplica el procedimiento de cálculo de los indicadores que aportan al Potencial de Rentabilidad Social a cada una de las empresas seleccionadas, se obtienen los resultados de la estimación del PRS de Petroamazonas EP y de las otras empresas petroleras seleccionadas. Los resultados obtenidos son relacionados con la hipótesis de investigación, se realiza una discusión sobre los aportes y limitaciones de la investigación y se plantean propuestas sobre investigaciones posteriores relacionadas con este trabajo.

Finalmente, en “Conclusiones y Recomendaciones” se hace una síntesis de los resultados obtenidos en la investigación y se puntualizan las recomendaciones orientadas al mejoramiento del desempeño de la empresa estatal energética ecuatoriana y el diseño de políticas públicas energéticas considerando la rentabilidad social.

1.4 HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

1.4.1 Hipótesis de Investigación

Existen varios interrogantes respecto a la formación, desarrollo y desempeño de una empresa estatal como Petroamazonas EP que llegó a producir el 80 % de la totalidad del petróleo en un país que fundamenta sus ingresos fiscales en la producción y comercialización de hidrocarburos:

- ¿Cuáles fueron los acontecimientos históricos e institucionales que dieron origen a la empresa Petroamazonas EP y cuál fue su proceso de desarrollo hasta convertirse en la principal empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador?
- ¿Cuáles son las cualidades de la empresa Petroamazonas EP y cómo se puede mejorar su desempeño?
- ¿Cómo se compara el potencial de rentabilidad social de la empresa Petroamazonas EP frente al de otras empresas petroleras estatales, privadas y mixtas que tienen operaciones en la Región Amazónica?
- ¿Es recomendable, desde el punto de vista de la rentabilidad social la privatización de la empresa petrolera estatal ecuatoriana?

Considerando estos interrogantes y con el fin de tener una brújula para el desarrollo de la investigación, se plantea la siguiente hipótesis de investigación:

La empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas EP brindó una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que realizaron operaciones en la Región Amazónica Ecuatoriana en el periodo 2015-2022.

1.4.2 Objetivos de la investigación

El objetivo general de la investigación es analizar el origen y desarrollo de la empresa petrolera estatal Petroamazonas EP y, considerando los procesos de privatización en el Ecuador del Siglo XXI, establecer un procedimiento que permita determinar si brindó una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que operan en la Región Amazónica Ecuatoriana.

Los objetivos específicos son:

1. Analizar el origen y desarrollo de Petroamazonas EP hasta consolidarse como una empresa madura de exploración y producción de petróleo, y realizar una propuesta de mejoramiento empresarial de la petrolera estatal partiendo de un análisis comparativo entre Petroamazonas EP y una empresa que ha sido reconocida positivamente a nivel mundial.

2. Analizar los procesos de privatización de empresas públicas en América Latina y particularmente en el Ecuador en el siglo XXI y construir un índice que mida la rentabilidad social y sea un aporte para la toma de decisiones sobre la privatización de la empresa petrolera estatal.
3. Seleccionar una muestra de empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana a más de Petroamazonas EP, aplicar a todas ellas el procedimiento para determinar el índice construido y determinar las consecuencias de los resultados obtenidos.

2. METODOLOGÍA GENERAL

La investigación analiza a la empresa petrolera estatal Petroamazonas EP y busca determinar si brindó a la sociedad ecuatoriana una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que al igual que Petroamazonas EP realizan labores extractivas en la Región Amazónica Ecuatoriana. Para alcanzar el objetivo planteado la investigación consta de dos fases, cada una de las cuales utiliza un enfoque metodológico diferente: la primera corresponde a un análisis histórico-descriptivo de la empresa y requiere un enfoque metodológico cualitativo, la segunda desarrolla el concepto de rentabilidad social y requiere la definición y evaluación de indicadores con un enfoque metodológico cuantitativo.

2.1 ENFOQUE CUALITATIVO

La investigación histórica es una tarea ardua, puesto que implica una serie de subjetividades que muchas veces ocultan u opacan el desarrollo de los acontecimientos pasados, desde el testimonio de los testigos, las intenciones “educativas” de anteriores historiadores, hasta la misma cosmovisión del investigador actual (Grajales Guerra, 2017). Por ello la investigación histórica debe buscar fuentes primarias y sistemas que permitan contrastar dichas fuentes.

En esta investigación se utiliza el enfoque cualitativo para hacer un recuento histórico de la industria petrolera ecuatoriana y de las circunstancias que dieron origen a la empresa Petroamazonas EP y los eventos que permitieron su desarrollo y consolidación. Para alcanzar este objetivo se consultan fuentes primarias como decretos ejecutivos, resoluciones de la Asamblea Nacional y leyes publicadas en el Registro Oficial², las cuales son contrastadas con reportes periodísticos de la época y con los criterios de historiadores e investigadores sociales.

Asimismo, se utiliza el enfoque cualitativo para realizar una revisión de la estructura institucional energética del Ecuador y de la normativa fundamental que rige la actividad petrolera en el país, para lo cual se consultan fuentes primarias como la Constitución de la República, leyes, decretos e informes de las instituciones estatales relacionadas con la energía y el medio ambiente.

Se utiliza además este enfoque para analizar la organización y gestión empresarial de Petroamazonas EP, a partir de las normativas y reglamentos de la empresa, planes anuales e informes, los que se contrastan con información extraída de la prensa nacional e internacional. Como complemento a este análisis se realiza la comparación entre Petroamazonas EP y una empresa que realiza actividades similares y que ha sido reconocida positivamente a nivel

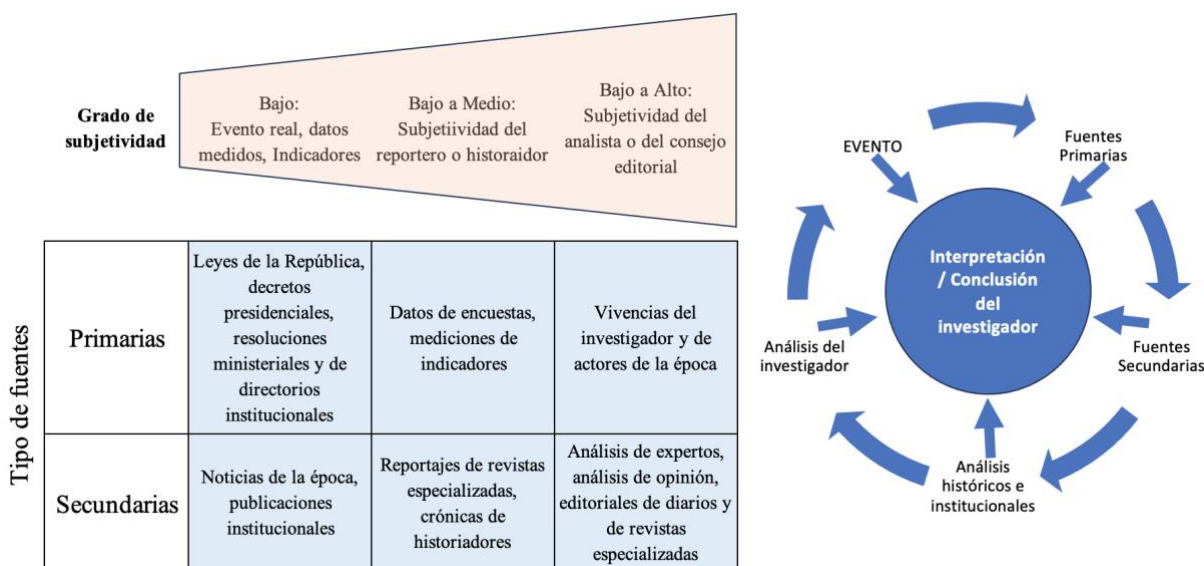


² El Registro Oficial es el órgano de difusión del Gobierno Ecuatoriano, en el cual se publican las leyes, decretos, resoluciones, nombramientos y demás actos normativos para conocimiento público y aplicación general.

mundial, con el fin de establecer criterios que orienten al mejoramiento empresarial de la empresa estatal ecuatoriana³.

En la Figura 2 se muestra de manera esquemática la interrelación del investigador con las diferentes fuentes que debe utilizar para describir los acontecimientos históricos que son incluidos en el trabajo de investigación. El investigador recopila la información de fuentes primarias y secundarias, contrasta esta información con otras fuentes, realiza su propia interpretación con base en la información recopilada y obtiene sus conclusiones que son incluidas en el trabajo de investigación. Para ello se toma en cuenta el grado de subjetividad de la información obtenida de las diferentes fuentes primarias o secundarias e inclusive el grado de subjetividad del propio investigador.

Figura 2. Interrelación del investigador histórico con las fuentes primarias y secundarias



Fuente: Elaboración propia

En esta investigación se realiza el análisis histórico-descriptivo de la empresa Petroamazonas EP, partiendo de fuentes primarias como las leyes de la República, decretos presidenciales, resoluciones ministeriales y de las autoridades de las instituciones involucradas. También se relacionan datos de encuestas, medición de indicadores y las mismas vivencias del investigador y de otros actores relacionados con los eventos analizados. Esta información primaria es cotejada con otras fuentes primarias y secundarias, como reportes noticiosos de la época, publicaciones institucionales, reportajes de revistas, crónicas de historiadores, análisis de expertos y editoriales de diarios y revistas especializadas. De esta manera se realiza una cronología histórica de acontecimientos económicos y políticos que guardan relación con la

³ Gisbert Soler y Raissouni (2014) indican que este tipo de análisis conocido como “benchmarking” compara el desempeño de una empresa con otra que es considerada líder o de mejores prácticas en el sector, para obtener lineamientos claves que beneficien a la empresa estudiada.

historia energética ecuatoriana y que inciden en la formación y desarrollo de la empresa analizada.

2.2 ENFOQUE CUANTITATIVO

Los índices compuestos (También conocidos como indicadores compuestos, indicadores sintéticos o simplemente índices) han sido utilizados en los últimos años en diferentes investigaciones sociales, puesto que permiten visualizar con facilidad, en las áreas de interés, el buen o mal desempeño de una empresa, institución o región (Blasco-Blasco et al., 2020). Los índices compuestos integran en uno solo varios indicadores que a su vez pueden ser simples o compuestos, y representan a las dimensiones que se quieren analizar. No es una tarea fácil la selección de los indicadores simples que aportan a los indicadores compuestos, pues se requiere de un vasto conocimiento del área de investigación y claridad en los objetivos que se quieren alcanzar. Los indicadores que aportan a los indicadores compuestos dependen de las dimensiones que se quieren analizar, entre las cuales es común tomar en cuenta la eficiencia económica, el beneficio social y/o el cuidado ambiental (Miramontes Viña, 2020).

En esta investigación el método cuantitativo se utiliza fundamentalmente en el análisis de la pertinencia de procesos de privatización, particularmente de empresas petroleras o energéticas, para lo cual se utiliza el concepto de rentabilidad social como el objetivo fundamental a alcanzar por el gobierno de un país al momento de decidir la viabilidad de privatizar una empresa estatal. El concepto de “rentabilidad social” es definido en esta investigación estableciendo las diferencias con el concepto de “responsabilidad social corporativa” de común uso en la jerga empresarial actual.

Para determinar la pertinencia de un proceso de privatización, se define un índice compuesto que mide el potencial de rentabilidad social de las empresas o entidades analizadas. Los índices o indicadores compuestos han sido utilizado en áreas del conocimiento muy diversas, como se manifiesta en la compilación realizada por Abramovich y Pautassi (2010) y los trabajos realizados por diversos investigadores en los cuales se diseñan y/o utilizan indicadores ambientales, de sostenibilidad, de desempeño social, de eficiencia en la provisión de servicios, etc. Entre los autores que utilizaron índices o indicadores en sus investigaciones cabe mencionar: Campos-Climent y otros (2022), Clavijo Cevallos y Gutiérrez Toscano (2023), Longhini y Ajmat (2021) y Luis Belmonte (2012).

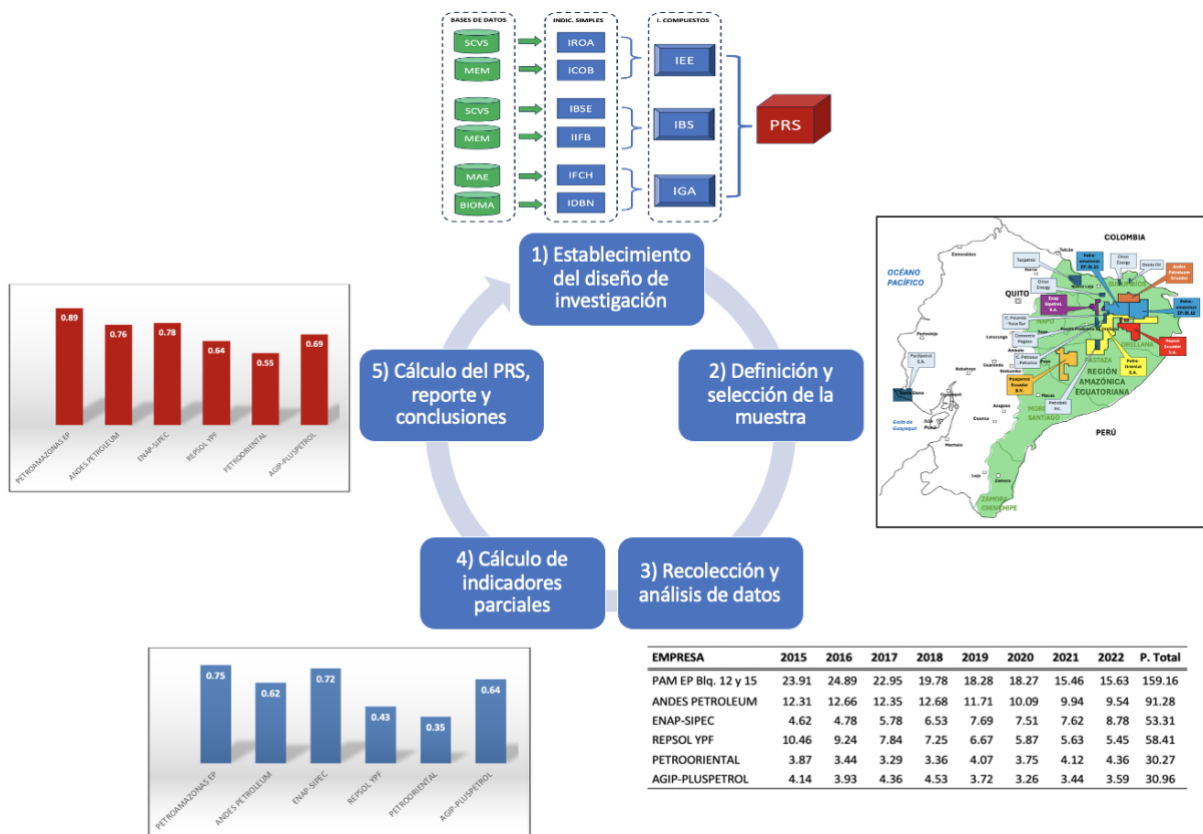
Para establecer el procedimiento de cálculo del índice propuesto para medir la rentabilidad social de empresas petroleras que realizan actividades extractivas en la Región Amazónica Ecuatoriana, se aplican las fases del enfoque cuantitativo indicadas por Hernández (2010, p. 5) que se describen a continuación y que es mostrado de manera esquemática en la Figura 3.

2.2.1 Desarrollo del diseño de investigación

Para determinar el potencial de rentabilidad social de las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana, se establece un índice que combine las dimensiones que definan el desempeño de una empresa petrolera que trabaje en una zona frágil desde el punto de vista ambiental. Las dimensiones representativas para este tipo de empresas son la

empresarial u operativa, la social y la ambiental, por lo que el indicador compuesto debe integrar indicadores de eficiencia empresarial, beneficio social y de manejo ambiental.

Figura 3. Esquema de la metodología cuantitativa de la investigación



Fuente: Elaboración propia a partir de Hernández (2010)

2.2.2 Definición y selección de la muestra

Para la definición de la muestra, de la totalidad de empresas operadoras que realizan actividades similares en la selva Amazónica Ecuatoriana se seleccionó aquellas que en los últimos años han tenido una producción sostenida y representativa, para poder contar con datos para el análisis y evitar sesgos por bajo volumen de producción que podría afectar la confiabilidad de los indicadores. De esta manera se obtuvo una muestra de cinco empresas para ser comparadas con la empresa en estudio Petroamazonas EP.

2.2.3 Recolección de datos

Los datos requeridos son de tres tipos: 1) Datos financieros anuales, costos operativos, de transporte y comercialización, tarifas pagadas por el Estado, precio del barril de petróleo en el mercado internacional, etc. que son obtenidos principalmente de los archivos e informes anuales de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador (SCVS), de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y de revistas especializadas en la

Industria petrolera. 2) Datos de producción fiscalizada por cada empresa seleccionada y para el periodo de análisis, que se obtienen a partir de los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCERNNR), Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (MEM) y del Banco Central del Ecuador (BCE). 3) Información de carácter medioambiental de las zonas de operación de las empresas petroleras, relacionadas con fuentes de contaminación hidrocarburífera y los cambios en el uso del suelo en el periodo de análisis, las cuales se obtienen del Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador (MAATE) y de los archivos del Proyecto MapBiomás Amazonía/Ecuador.

2.2.4 Análisis de datos

Los datos recolectados para cada una de las empresas seleccionadas fueron procesados para obtener los diferentes indicadores que sirven para la determinación del índice Potencial de Rentabilidad Social. Cada uno de los indicadores tiene un procedimiento de cálculo para obtener un valor normalizado que represente la característica evaluada.

Para cada una de las dimensiones consideradas: empresarial, social y ambiental, se seleccionan dos indicadores simples, con la consideración que el uno represente el punto de vista social y el otro represente el punto de vista empresarial. En el proceso de cálculo se da prioridad al indicador que tengan el punto de vista social, dándole un mayor peso que el indicador que representa el punto de vista empresarial.

Para cada una de las empresas analizadas se determinan los tres indicadores compuestos representativos de cada dimensión y luego se combinan para obtener el índice integrador que se ha denominado “Potencial de Rentabilidad Social” (PRS).

2.2.5 Elaboración del reporte de resultados

Los resultados obtenidos se presentan en forma de tablas y gráficos, de tal manera que pueda identificarse de manera inmediata el desempeño de cada una de las empresas seleccionadas en la muestra. Estos resultados, y el análisis realizado en la parte histórica-descriptiva, permiten dar una respuesta a la hipótesis de investigación y obtener las conclusiones y recomendaciones generales de la investigación.

3. MARCO TEÓRICO

El análisis del desarrollo y gestión de una empresa petrolera estatal como Petroamazonas EP, en un entorno político y económico pendular que pasó de promover la defensa de las empresas públicas a priorizar los afanes privatizadores, requiere que se establezcan los fundamentos teóricos en ramas del conocimiento humano que guardan relación con los conceptos actuales de la generación y manejo de la energía, los procesos de privatización de las empresas públicas y el uso de indicadores que evalúen las ventajas y desventajas de dichos procesos. Por ello en esta investigación se utilizan tres pilares teóricos que son: a) La Economía Ecológica, b) Los conceptos de transición energética y el mercado petrolero, y c) Los indicadores de gestión y la rentabilidad social en un contexto de privatización de empresas públicas.

3.1 LA ECONOMÍA ECOLÓGICA

Los seres vivos en general y los seres humanos en particular habitamos y desarrollamos nuestras actividades en una sola nave denominada planeta Tierra, la cual tiene dimensiones definidas y limitadas desde el punto de vista físico⁴. Esta constatación implica que no es posible realizar procesos productivos ilimitados en un medio ambiente de recursos limitados, o lo que es lo mismo, no es posible un crecimiento continuo de la economía cuando los recursos tienden a disminuir y a acabarse. Esta idea es desarrollada por la Economía Ecológica, la misma que se fundamenta en los conceptos emitidos por Nicholas Georgescu-Roegen⁵ (1996) y se fortalece con los planteamientos de varios ponentes que han aportado con sus ideas a esta rama del pensamiento.

Según March y Corbella (2019) la Economía Ecológica no debe considerarse una rama de la Economía, sino más bien un nuevo planteamiento científico y metodológico que toma elementos de las ciencias naturales, de las ciencias sociales y de las ciencias económicas para analizar las relaciones de la naturaleza con la sociedad. Joan Martínez Alier y Jordi Roca (2013) hace más de dos décadas indicaron que la Economía Ecológica considera a la Economía como un subsistema de un sistema más amplio como lo es la biósfera.

Desde que el ser humano marcó su prominencia en el planeta tierra, ha utilizado la energía como un mecanismo para ejercer su superioridad frente a otras especies, primero con el uso del fuego, luego con la transformación de la energía muscular a energía cinética mediante el uso

⁴ El concepto de los límites físicos de la Tierra debe contrastarse con la teoría divulgada por el científico Albert Einstein, que establece que la materia es energía y la energía es materia, lo cual implica que, si el sol provee continuamente energía al planeta Tierra, esta energía podría ser transformada en materia, con lo cual los límites físicos de la Tierra podrían variar constantemente. Este debate está fuera del alcance de esta investigación, pero debe ser considerado en los análisis que profundicen sobre los límites físicos del planeta.

⁵ Nicholas Georgescu-Roegen es considerado el padre de la Bioeconomía. Su obra cumbre “The Entropy Law and the Economic Process” fue publicada primeramente en idioma inglés en 1971, y en 1996 se realiza la primera publicación en idioma español.

de la rueda, y luego con el uso de energía mecánica para el desarrollo de diferentes tipos de herramientas y armas. Es en esa cuadragésima parte de segundo de la historia del universo, en el tiempo figurado del cual habla Passet (2013), en el que el ser humano se ha convertido en el amo del planeta. Con esta prerrogativa el ser humano ha moldeado el mundo y las relaciones productivas, bajo una óptica limitada en tiempo y en espacio, sin tomar en cuenta los efectos nocivos que esos cambios en los procesos productivos pueden provocar en el bienestar futuro de la humanidad y de la naturaleza en su conjunto (Martínez Alier & Roca Jusmet, 2013). Pero no es sino en los últimos tres siglos de la historia de la humanidad cuando el uso de la energía se vuelve más intenso y ocasiona grandes cambios en el entorno natural, en el diario vivir de los seres humanos y en la estructura económica y social.

De la variedad de temas que trata la Economía Ecológica, en este marco teórico se hace hincapié en las diferencias con la economía ambiental tradicional, se hace una revisión de las ponencias de pensadores latinoamericanos con respecto a esta disciplina y sobre los planteamientos ecológicos de investigadores ecuatorianos o que han realizado investigaciones en el Ecuador.

3.1.1 Más allá de la Economía Ambiental

Desde fines del siglo pasado, las instituciones internacionales han adoptado y promovido los conceptos de la Economía Ambiental, como una subdivisión de la Economía Ortodoxa, que pretende cuidar el medioambiente y contribuir a la creación de un sentimiento de defensa de la naturaleza, a nivel global. Sin embargo, según los preceptos de la Economía Ecológica, estas buenas intenciones no son viables a largo plazo si no se cambia el modelo de desarrollo actual. El modelo económico predominante, induce a un uso continuo y creciente de recursos en un planeta con recursos limitados por lo que es momento de revisar los conceptos de desarrollo, y buscar opciones que permitan tener una mejor relación de las actividades humanas con el medioambiente (Naredo, 2018).

En la segunda mitad del siglo XX se prendieron las alarmas sobre la incidencia del manejo de la energía en el medioambiente y en la calidad de vida de los seres humanos, y se reforzaron las advertencias sobre la necesidad de cambiar los hábitos de consumo si queremos evitar un deterioro ambiental irreversible. Apareció el concepto de eficiencia energética el cual fue promocionado por los organismos multilaterales como las Naciones Unidas en las últimas décadas del siglo XX (Altomonte et al., 2003). El fin de siglo vio extenderse la idea de que el uso de la energía debe tomar en cuenta la fragilidad del planeta en que vivimos, y que las decisiones que tomemos relacionadas con el origen y uso de los recursos energéticos influyen severamente en el medioambiente y en la calidad de vida de las actuales y futuras generaciones.

En la “Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano”, realizada en Estocolmo del 5 al 16 de junio de 1972 se proclamaron los beneficios del desarrollo económico humano basado en la ciencia y la tecnología pero advirtiendo que se debe evitar llegar a “niveles peligrosos de contaminación del agua, el aire, la tierra y los seres vivos” (Naciones Unidas, 1973, p. 3). La proclama de la conferencia establece 26 principios que constituyen los pilares de una nueva visión sobre el desarrollo humano. La intención de la proclama de esta conferencia, realizada hace más de cincuenta años, es promover el desarrollo económico de los

países de una manera planificada, promover el bienestar humano, reducir la contaminación y ampliar los conocimientos para vivir en armonía con la naturaleza.

Veinte años después, del 3 al 14 de Junio de 1992 se realizó la conferencia de las Naciones Unidas de Río de Janeiro denominada “Cumbre para la Tierra” en la cual se emitió la “Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo” y se aprobó el “Programa 21” (Naciones Unidas, 1993). La declaración de Río sobre el Medio Ambiente reafirma la declaración de Estocolmo de 1972, establece 27 principios para alcanzar el desarrollo sostenible, reconoce “la naturaleza integral e interdependiente de la Tierra, nuestro hogar” y procura alcanzar “acuerdos internacionales en los que se respeten los intereses de todos y se proteja la integridad del sistema ambiental y de desarrollo mundial” (Idem. 1993, p. 2). El Programa 21 establece un compromiso político de las naciones y lineamientos prácticos orientados a alcanzar los principios establecidos en la declaración, de los cuales cabe desatacar la lucha contra la pobreza. La conferencia en resumen promueve medidas prácticas para alcanzar el desarrollo sostenible de los estados.

Posteriormente a la conferencia de Río, se han realizado diversas conferencias internacionales relacionadas con el desarrollo sostenible y el cambio climático, las cuales han pretendido establecer compromisos por parte de los estados para alcanzar objetivos definidos en un lapso determinado. Entre ellas caben desatacar la “Cumbre del Milenio” realizada en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York en el año 2000, la “Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible” realizada en Johannesburgo en el año 2003 y la “Cumbre de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible” realizada en Nueva York en el año 2015, que dio origen a la “Agenda 2030” y sus diecisiete objetivos de desarrollo sostenible. En la Conferencia de París sobre el Cambio Climático de 2015, conocida como COP21, se firmó el Acuerdo de París, donde se establecen los objetivos a largo plazo como guía para las naciones firmantes, entre los cuales se destaca la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C. (Naciones Unidas, 2022a).

Pero el modelo de producción y consumo predominante en la actualidad, que prioriza el crecimiento económico a cualquier costo, esperando que el mismo crecimiento solucione los problemas que provoca, es cuestionado por varios autores. Al respecto Oscar Carpintero (2010) expresa que los modelos en que se basa la economía “convencional” han provocado el deterioro económico, ecológico y social, y que un paso necesario para contrarrestar ese deterioro es entender al sistema económico como un subsistema de la biósfera. En la actualidad se ha ido desarrollando una visión crítica de la Economía, que parte del análisis de los procesos de transformación de materia-energía y sus consecuencias en el entorno. Esta visión se ha agrupado en una nueva corriente denominada Economía Ecológica, la cual trata de explicar las relaciones entre la producción, el consumo de bienes y servicios y el manejo de los residuos producidos en el proceso. En un estudio realizado por un equipo interdisciplinario conformado por Jordi Roca y otros investigadores, se concluye que frente a la crisis energética y ambiental “solo hay salida con futuro cuando se interiorizan las implicaciones de la dimensión ambiental; cuando se otorga centralidad a la calidad de vida y al bienestar de la población; cuando se prioriza una mejor utilización del trabajo” (Álvarez et al., 2012, p. 296).

La Economía Ecológica busca un cambio de paradigmas en el concepto de desarrollo, que permita alejarse de un modelo economicista basado en la priorización de ingresos, para orientarse a un modelo ambientalista que permita un desarrollo armónico con el conjunto de la naturaleza. Tal como lo indican Aguilera y Alcántara (1994), el análisis de los procesos económicos requiere de una nueva visión, que vaya más allá del análisis de las externalidades y de la asignación de recursos agotables, que propone la Economía Ambiental, y permitir la determinación de la incidencia de dichos procesos en el medioambiente en su conjunto.

Aportando a este cambio de paradigma, Naredo (2018, pp. 47, 48) expresa que los conceptos de economía no son inmutables, fueron creados por la mente humana y pueden ser modificados. Manifiesta la necesidad de unificar muchos de los dualismos creados por el ser humano, como los de economía-política, hombre-naturaleza y economía-ecología, los cuales han contribuido a la generación de un sistema mercantil que prioriza lo privado sobre lo público, con muchos vicios que el mercado no logra resolver. Concluye que la economía debe ampliar su enfoque desde el reduccionismo monetario, al cual la ha conducido la economía clásica, a incluir todos los otros elementos del medioambiente físico, lo cual se logra con la Economía Ecológica.

Martínez Alier (2008), por su parte, habla de la necesidad de un decrecimiento económico que sea socialmente sostenible, propone que la economía, sobre todo de los países industrializados, debe decrecer en cantidad de uso de materiales, uso de energía, en la apropiación humana de la producción primaria neta de biomasa (HANPP) y también en el uso de agua. Aclara que sería plausible que el ahorro de los países ricos que dejen de crecer pase a incrementar el desarrollo de los países pobres.

Si bien la posición de cambiar el modelo de desarrollo a escenarios de menor intensidad en el uso de energía o disminución de la explotación de recursos naturales es válida de una manera general, sobre todo para países desarrollados, se debe tomar en cuenta las circunstancias particulares de ciertos países o regiones menos desarrollados. En gran parte de los países en vías de desarrollo no se han solucionado problemas sociales básicos y mantienen bajos niveles de salud, alto analfabetismo y deserción escolar, altos niveles de población bajo la línea de pobreza y pobreza extrema. Probablemente para muchos de estos países la única posibilidad de incrementar su nivel de desarrollo es la explotación de los recursos naturales o transitar por los procesos de industrialización, por lo que al aplicar los conceptos de economía ambiental e inclusive para aplicar los nuevos paradigmas de la economía ecológica, se deber tomar en cuenta el grado de desarrollo de cada país o región.

En este esfuerzo por reducir los efectos dañinos de las actividades humanas en el medioambiente, se debe tener en cuenta el desarrollo relativo de cada país o cada región para definir las políticas ambientales a ser aplicadas, puesto que dichas políticas deben propender a la disminución de las brechas de desarrollo entre países o regiones. Políticas ambientales aplicadas sin considerar el grado de desarrollo de una región pueden producir resultados desastrosos o contrarios a los esperados⁶.

⁶ Un caso de análisis es la aplicación de los resultados de una consulta popular realizada en Ecuador en 2022 sobre la suspensión de la explotación de los recursos petrolíferos del ITT aduciendo motivos ambientales, en una zona

3.1.2 La economía ecológica en América Latina

En América Latina, al igual que en el resto de la humanidad, desde finales del siglo pasado ha venido tomando fuerza la corriente ecológica, considerando las particularidades de esta región, su desarrollo histórico, su papel en la economía mundial como proveedor de materias primas, sus instituciones democráticas, sus dirigentes políticos y sus problemas sociales.

Varios autores han aportado en la construcción de una visión económica ecológica latinoamericana, y sus estudios han sido publicados en revistas y recopilaciones especializadas, como la realizada por Azamar Alonso, Silva Macher y Zuberman en cuyo prólogo se destaca que “abordar la cuestión latinoamericana, su evolución histórica y su situación actual, sin detenerse a observar de manera integral sus características socioculturales y ecológicas, conduciría a una mirada incompleta y sesgada” (Azamar Alonso et al., 2021, p. 9).

Autores como Joan Martínez-Alier, José Carlos Silva Macher, Claudio Passalia, Guillermo Peinado, Darcy Tetreault, y otros, han contribuido con el marco teórico de la economía ecológica. Estos autores han aportado al análisis del papel que desempeña Latinoamérica como proveedora de recursos para procesos productivos intensivos que se localizan en otras regiones, la relación entre economía ecológica y economía ambiental y la necesidad de ir más allá de la economía ambiental. Otros autores como Larrea (2006a) y Latorre (2009) han contribuido mediante el análisis de datos y casos concretos de afectación a la naturaleza y a las comunidades locales por parte de proyectos extractivos, la afectación a la autosuficiencia alimentaria y a la disponibilidad de agua, y sobre el papel que desempeña la economía ecológica, más allá de ser un planteamiento teórico, para pasar a ser una alternativa en la defensa del medioambiente, del interés comunitario, y como una nueva visión para el establecimiento de políticas públicas.

Latinoamérica ha realizado avances en sus esfuerzos de protección del medioambiente, en especial en la última década del siglo XX e inicios del siglo XXI, sin embargo, la situación ambiental sigue presentando retos y la necesidad de un cambio de visión del desarrollo económico. En el estudio sobre ecología y economía en Latinoamérica realizado por Gudynas (2003) se indica que en la década de 1990, la institucionalidad ambiental creció sostenidamente en América Latina, con la conformación de ministerios del ambiente, agencias ambientales de alta jerarquía, reformas constitucionales incorporando derechos ambientales, “aunque en líneas generales los problemas del continente se mantienen, y van desde la deforestación a la contaminación urbana; el saldo total muestra que la situación ambiental se ha agravado” (Gudynas, 2003, p. 52). En el mismo estudio se constata que el crecimiento del Producto Interno Bruto no significa necesariamente el crecimiento de la calidad de vida de los habitantes, por lo que plantea una revisión del modelo de desarrollo y patrones de consumo de los países desarrollados, y un tratamiento diferente para los países en vías de desarrollo de América del Sur.

de la Región Amazónica Ecuatoriana, que ya venía siendo explotada, tenía inversiones productivas desde el año 2016 y que había sido manejada por Petroamazonas EP con tecnologías amigables con el medioambiente. La ciudadanía, mediante referéndum, decidió que se deje de explotar, lo cual provoca una significativa reducción de los ingresos fiscales que podrían ser utilizados en proyectos de beneficio social.

3.1.3 Planteamientos ecológicos en el Ecuador

Como lo indica Sara Latorre (2009, p. 4), el movimiento ecologista en el Ecuador se inicia a fines de los años 70s del siglo pasado, manifestándose por la defensa de especies y ecosistemas y la promoción de la sensibilidad ambiental. A mediados de los años 80s surgen organizaciones no gubernamentales (ONGs) con vínculos con sectores populares que se manifestaban, entre otras reivindicaciones, por la defensa de los manglares frente al incremento de las empresas camaroneras y la defensa de la Amazonía frente a las actividades de la industria petrolera. Los planteamientos ecologistas en el Ecuador tuvieron buena acogida en investigadores sociales y en buena parte de la población, a tal punto que los movimientos políticos, que irrumpieron a principios del siglo XXI, incluyeron planteamientos ambientalistas y ecologistas en sus propuestas de planes de gobierno.

Ya desde el año 1988 en un estudio sobre los recursos naturales en el Ecuador, Helena Landázuri y Carolina Jijón realizaron advertencias sobre la urgencia de tomar en cuenta las necesidades futuras de la población, en la explotación de recursos naturales no renovables, al indicar que “la administración de los recursos naturales no renovables enfrenta, por su parte, un problema de manejo muy claro: el ritmo al que deben explotarse y las consecuencias de las actuales decisiones para las generaciones futuras de ecuatorianos” (Landázuri & Jijón, 1988, p. 177).

Al analizar la historia del manejo de los recursos naturales del Ecuador, Carlos Larrea (2006a, pp. 131-144) concluye que las limitaciones para alcanzar el desarrollo económico y social del Ecuador no se deben a la escasez de recursos naturales, sino a la desigualdad social y falta de oportunidades para amplios sectores de la población.

La tendencia hacia la promoción de fuentes renovables de energía se expresó en el Plan Nacional de Desarrollo propuesto por la Secretaría Nacional de Planificación durante el gobierno de Rafael Correa y que fue denominado Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. El objetivo planteado fue cambiar la matriz energética ecuatoriana basada predominantemente en energía proveniente de recursos fósiles, para orientarla hacia un uso cada vez mayor de energías provenientes de recursos renovables. Para alcanzar tal objetivo se propuso la ejecución de proyectos emblemáticos como la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, la construcción de la Refinería del Pacífico para reducir la importación de derivados del petróleo, la construcción del Metro de Quito, el programa de sustitución de las cocinas de gas por cocinas de inducción, el impulso a proyectos de utilización de energías renovables como geotérmica, de biomasa, eólica y solar (SENPLADES, 2009, p. 114).

Este objetivo se mantuvo en el siguiente periodo de gobierno de Rafael Correa aunque en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 (SENPLADES, 2013) no estén claramente especificados los proyectos que aportan al objetivo.

Los macroyectos incluidos en el Plan 2009-2013 fueron cumplidos parcialmente: Se construyó la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, con lo cual el Ecuador pasó de ser deficitario en energía eléctrica a exportador de esta, se realizaron sendos proyectos piloto de energía eólica en las provincias de Loja y Galápagos, se dio inicio al proceso de contratación para la construcción de Metro de Quito. Sin embargo, no todo se logró implementar, el proyecto de la

Refinería del Pacífico no prosperó en los gobiernos posteriores al de Correa, y más bien se constituyó en fuente de acusaciones de corrupción y de mal manejo de recursos. El programa de cambio de las cocinas a gas por cocinas de inducción no se concluyó en los gobiernos de Rafael Correa, perdió apoyo y finalmente se diluyó en el gobierno de Lenin Moreno (2017-2021).

En el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 “Toda una Vida” preparado en el gobierno de Lenin Moreno (SENPLADES, 2017), desaparecieron los conceptos de cambio de la matriz energética y lo poco que quedó en relación a desarrollo sostenible no se ejecutó porque los limitados recursos disponibles se orientaron a otras prioridades del gobierno de Moreno.

En el Plan de Trabajo 2021-2025 “Por un Ecuador Justo, próspero y solidario” presentado en su campaña presidencial por el binomio Lasso-Borrero (CREO, 2021), no se menciona un programa definido en materia energética aparte de buscar la participación de la iniciativa privada en proyectos energéticos, el incremento de la producción petrolera y el mejoramiento de la calidad de las gasolinas. Si bien se menciona que se debe apostar por el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales, como la energía eólica y fotovoltaica, se aclara que “no se contempla dentro del Plan Maestro de Electricidad el desarrollo de proyectos de esta índole” (Idem 2021, p. 49).

Con la terminación intempestiva del gobierno de Lasso y el triunfo electoral para completar el periodo por parte del binomio Noboa-Abad, se planteó el “Plan de Trabajo Plurianual”, el mismo que no incluye un programa específico en la parte ambiental, más allá de resaltar la importancia de la responsabilidad social corporativa en las empresas y “fortalecer la capacidad de Ministerio del Ambiente para normar y controlar el reciclaje de desechos y reducir la dispersión de materiales no biodegradables” (ADN, 2023).

La economía ecuatoriana se sustenta en la explotación de petróleo, producción de productos agrícolas como banano, flores, cacao, y en la producción camaronera. Si bien la afectación ambiental de las grandes plantaciones, la deforestación del manglar para la industria camaronera y las actividades petroleras han sido analizadas por varios investigadores sociales, como Acosta (2006), Fontaine (2002), Larrea (2006b) y otros, en los últimos años se abre otra área importante de investigación ambiental, puesto que se han identificado en el territorio ecuatoriano, una gran cantidad de recursos metálicos como cobre, oro, plata, etc. en yacimientos de grandes dimensiones algunos de los cuales pueden considerarse de clase mundial. Esta situación abre un gran campo de análisis desde el punto de vista ambiental, puesto que muchos de estos yacimientos se encuentran localizados en zonas de fuentes de agua o de alta sensibilidad ambiental.

En el caso del Ecuador, para la definición de políticas públicas de carácter ambiental y energético, se debe tomar en cuenta su grado de desarrollo, caracterizado por un alto nivel de pobreza y desigualdad de ingresos de la población, una institucionalidad débil y una calidad de vida deficiente para la mayoría de la población. Por lo que, el establecimiento de políticas públicas, si bien debe tomar en cuenta los criterios de la Economía Ecológica, debe orientarse primordialmente a superar los problemas estructurales que afectan a la sociedad ecuatoriana.

3.2 TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL MERCADO PETROLERO

En el sistema económico actual, el crecimiento económico de los países guarda relación con el volumen de energía que consumen, por lo cual los países cuyas economías están creciendo, requieren cada vez una mayor cantidad de energía para sustentar ese crecimiento. En el siglo XX la energía proveniente de fuentes fósiles tales como carbón, petróleo y gas natural, permitió el crecimiento y consolidación de Estados Unidos como potencia hegemónica mundial. Pero en el siglo XXI somos testigos de una transición energética hacia fuentes de energía renovables, que no solo significa el dejar de lado fuentes de energía perniciosas para el medioambiente, sino que implica cambios en la manera de distribución de la energía, en el modo de producción de bienes de consumo, en la vida diaria de las poblaciones e inclusive puede producir grandes cambios geopolíticos que alteren el esquema de poder mundial.

En el análisis del mercado energético se debe prestar especial atención al mercado del petróleo por ser la fuente de energía de mayor uso en el momento actual y por las implicaciones económicas y geopolíticas que la industria petrolera tiene en el concierto internacional. “Actualmente los combustibles fósiles (carbón petróleo y gas natural) son, con mucho, la fuente dominante de energía en las economías industriales y la principal fuente de crecimiento en la producción de energía de las economías en vías de desarrollo” (Timmons et al., 2014, p. 3), por lo cual el proceso de transición energética implica un cambio tecnológico e industrial profundo de un sistema que por más de un siglo se ha sustentado en las energías de origen fósil.

3.2.1 Transición hacia la energía renovable

La necesidad de disponer y controlar fuentes de energía requeridas para el desarrollo de los países ha provocado que se creen relaciones de poder y dependencia entre los países hegemónicos y los países poseedores de recursos energéticos. Al inicio de la edad industrial la fuente de energía más utilizada fue el carbón. Su uso generalizado permitió a Inglaterra convertirse en la potencia de la época. El reemplazo de la fuente de energía predominante del carbón por el petróleo provocó cambios severos en la geopolítica en el siglo XX y permitió que Estados Unidos se convierta en la mayor potencia del mundo. “Durante la Primera Guerra Mundial, quedó claro que el poder militar del siglo XX se basaría en el petróleo como fuente de energía. Por ello, la contribución más importante de EEUU a la guerra no fue necesariamente el envío de tropas, sino su capacidad de suministrar petróleo” (Thompson, 2024, p. 104).

Sin embargo, desde los años setenta del siglo pasado viene creciendo una corriente del pensamiento que se preocupa por el deterioro del medio ambiente y por el efecto pernicioso de los gases de efecto invernadero en el clima y en la supervivencia de la humanidad. Esta manera de pensar, que se ha fortalecido en el siglo XXI, cuestiona la matriz energética actual y propone un cambio en la manera de producir y consumir energía. “Se viene gestando una tercera transición energética que busca pasar de la energía de los combustibles fósiles a una no convencional que emplea recursos como la energía solar, la energía eólica, la biomasa y la mareomotriz, recursos que son abundantes, disponibles, inagotables y respetuosos con el medio ambiente” (Niño Villamizar et al., 2023, p. 142). El uso mayoritario de fuentes fósiles para producir energía está llegando a su fin, impulsado por las exigencias mundiales ante el cambio

climático y por el abaratamiento de las energías alternativas como la eólica y la fotovoltaica (Atienza Serna, 2020).

Pero este cambio tiene muchas implicaciones geopolíticas, por lo que se han prendido las alarmas, sobre todo en los países que actualmente mantienen la hegemonía económica mundial, que ven como este cambio puede erosionar su poder dominante en el mundo actual. En el siglo XIX Inglaterra instauró su poderío gracias al carbón que movía su gran maquinaria industrial. En el siglo XX Estados Unidos tomó el trono como principal potencia mundial cuando el petróleo se convirtió en la principal fuente de energía. El siglo XXI es el siglo de la electricidad y la energía renovable y pueden ser otros los países que reemplacen a las potencias actuales. Se trata de una transición energética que implica “un cambio en el modelo de producción y en el patrón de consumo hacia uno que sea ‘sostenible’ en un sentido amplio de la palabra: menores emisiones de CO2 para mitigar el impacto sobre el calentamiento global, una utilización racional de los recursos (eficiencia), ahorro energético, introducción de energías limpias, etcétera” (Sebastián, 2019, p. 92).

“El Mundo tal cual hoy lo experimentamos va a desaparecer en un lapso relativamente corto, porque aún si reemplazáramos rápidamente las fuentes fósiles por renovables -que muchos indican que no solo son la mejor opción sino la única y que no tenemos tiempo para tomar otra- los niveles de utilización de energía nunca podrán ser los mismos” (Fornillo, 2024, p. 86). Como lo indica Perkins (2017), la humanidad para sobrevivir debe construir una economía energética basada en energías renovables utilizadas eficientemente, que reemplace a lo que constituyó la tercera transición energética que significó el cambio de la leña por las cuatro fuentes minerales de energía: carbón, petróleo, gas natural y uranio. El cambio no será fácil pues se debe cambiar toda una estructura construida en tres siglos alrededor de esas cuatro fuentes de energía no renovable.

La Agencia Internacional de Energía (IEA por su nombre en inglés) en su informe World Energy Outlook 2024, establece tres escenarios de transición energética: Escenario con políticas energéticas estándar, escenario con políticas energéticas anunciadas y escenario con políticas energéticas tendientes a “cero emisiones netas”. Los pronósticos establecidos para los tres escenarios indican que para el año 2050 las energías provenientes de fuentes limpias superarán individualmente a las energías provenientes de fuentes fósiles como carbón, gas natural y petróleo, aunque la sumatoria de las tres energías no renovables mencionadas se mantendrá superiores a las energías limpias únicamente en el primer escenario (IEA, 2024, p. 24).

En esta transición China ha tomado la delantera por el notorio desarrollo de la movilidad electrificada, pero todavía la historia no está escrita, y las potencias que ven caer su prominencia tratan de demorar el paso de la transición energética, puesto que dicha transición podría hacerles perder su papel hegemónico mundial. Tal como lo indica Fornillo “estamos envueltos en una confrontación inter imperial entre el Asia en ascenso y las potencias atlánticas, más específicamente entre China y Estados Unidos, de modo que los intereses nacionales, la búsqueda de poder global, el destino de las grandes corporaciones y la carrera por el desarrollo parecen más relevantes que encontrar una salida global” (Fornillo, 2024, p. 87).

La transición energética está provocando un cambio drástico en las relaciones de poder, nos estamos dirigiendo a un mundo diferente. “El recurso energético no va a ser un bien que consumamos y que debamos regenerar; van a ser los propios recursos naturales que tenemos en nuestros países, y que son virtualmente infinitos. El sol, el viento, el agua y otros recursos van a convertirse en nuestra fuente de energía principal” (Fresco, 2020, p. 150). La generación de energía ya no es como el pasado, ahora será una energía producida localmente, esto hace que las relaciones de poder cambien drásticamente. La transición energética implica una transformación radical: “La sustitución de recursos fósiles por diversas fuentes de energía sostenible y renovable, la modificación de la entera infraestructura energética para adaptarla a estas nuevas condiciones, la vinculación de la energía con tecnologías de la información, redes inteligentes capaces de articular el flujo energético, la transformación y optimización del conjunto del transporte” (Fornillo, 2024, p. 91), en definitiva la transición energética provocaría un cambio hacia un nuevo tipo de economía y de sociedad, que tiene como sustento la “democratización energética” (Vakulchuk et al., 2020, p. 6).

La transición energética enfrenta varios desafíos de carácter político, económico y social, entre los cuales cabe destacar: La descarbonización o sustitución de combustibles fósiles por fuentes de energía renovable, la disminución de costos hasta alcanzar valores competitivos con las energías fósiles, La descentralización de la generación de energía, la flexibilidad hacia la integración de diferentes tipos de energía, el almacenamiento de energía que permita eficientemente guardar lo producido, la digitalización orientada a la distribución eficiente de la energía y el empoderamiento del consumidor que a la vez puede ser el productor (Niño Villamizar et al., 2023).

En la actualidad se observa un cambio de visión en las potencias occidentales, que ven con recelo el éxito del modelo chino en el desarrollo de tecnologías verdes, manufactura avanzada y la energía, lo que ha hecho volver la mirada a un papel preponderante del estado en la definición de políticas industriales. Este proceso de retorno al estado fuerte, ha sido descrito por el Fondo Monetario Internacional como “el retorno de la política industrial” (Agramont-Lechín & Vidaurre Valdivia, 2024, p. 49).

Es claro que la lucha por el liderazgo en tecnologías verdes guarda relación con el liderazgo de la economía global. Los países que en la actualidad basan su economía en la exportación de hidrocarburos podrían ser los perdedores en esta transición energética si no toman las medidas adecuadas para hacer frente a esta transición. Países como Noruega y Arabia Saudita, ya han tomado nota de los cambios que están por venir y se están preparando para afrontar este cambio energético. Sin embargo, otros países proveedores de hidrocarburos están entrampados en la economía de las fuentes fósiles y no están dando los pasos necesarios para reemplazarlas (Vakulchuk et al., 2020).

En este contexto, los países del Sur Global que actualmente son exportadores de petróleo, como es el caso del Ecuador, deben tomar conciencia del proceso de transición energética, sacar el mayor provecho de la situación actual antes de que el cambio energético sobrevenga, lo cual implica apresurar la explotación de sus reservas hidrocarburíferas, pero al mismo tiempo desarrollar las fuentes alternas de energía tomando como base los recursos naturales disponibles en cada país. Potencias como Estados Unidos están claros de la situación y han optado por

detener o demorar el cambio energético y sacar el mayor provecho para sus empresas de la estructura energética actual.

Se debe tomar en cuenta que la transición energética hacia fuentes de energía renovable requiere de la utilización de diversos minerales tales como aluminio, cobre, litio, plomo, manganeso, níquel, tierras raras, zinc, y otros, cuya búsqueda y disponibilidad pueden provocar nuevos conflictos geopolíticos (Vakulchuk et al., 2020). En América Latina algunos países poseedores de los recursos minerales necesarios para la transición energética pueden tener ventajas en este proceso de transición y salir aventajados si manejan adecuadamente sus fichas. Tal sería el caso de Chile poseedor de grandes yacimientos de litio y cobre, o de Argentina Bolivia, México, Cuba y Brasil, poseedores de grandes yacimientos de minerales necesarios para desarrollar estas nuevas energías verdes (Fresco, 2020).

Sin embargo, el proceso de transición energética en Latinoamérica requiere de un impulso a través de la gestión de política pública, que permita que los procesos de incremento de energía hidroeléctrica, electrostática, de biomasa, hidrógeno verde, etc., tengan los incentivos necesarios para su desarrollo. Un adecuado desarrollo y aplicación de políticas públicas e permitirá utilizar el gran potencial que América Latina tiene tanto por sus fuentes hídricas como por sus recursos minerales (Barragán Ocaña et al., 2025). Como lo indica Fornillo (2024), la transición energética puede verse desde el punto de vista latinoamericano como una oportunidad para disminuir las inequidades en las relaciones Norte-Sur, contribuir a consolidar las esferas de igualdad y ser un pasaje hacia una sociedad comunitaria, autónoma y autoorganizada.

En el caso de Ecuador, luego de un claro avance hacia un desarrollo sostenible y transición energética que fue expuesto en los planes de desarrollo para el “Buen Vivir” 2009-2013 (SENPLADES, 2009) y 2013-2017 (SENPLADES, 2013) y que se fue materializando con relativo éxito en los gobiernos de Correa, los proyectos relacionados con la transición energética se han ido diluyendo en los años 20s de este siglo. El Balance Energético Nacional 2023 preparado por el Ministerio de Energía y Minas del Ecuador indica que “en 2023 el diésel oil representó 32,5% del total de energía consumida en el país, mientras que las gasolinas significaron el 27,5 %, la electricidad 18,1% y el GLP 10,5 %” (Ministerio de Energía y Minas, 2024, p. 30). Si bien Ecuador tiene un fuerte desarrollo hidroeléctrico, tomando en cuenta que el 82% de la energía renovable corresponde a generación hidroeléctrica, en los últimos años se ha descuidado la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable y más bien se ha fortalecido la generación de electricidad basada en combustibles fósiles (IRENA, 2025). La política energética del país debe orientarse a la transición energética, la empresa nacional petrolera, al tiempo de incrementar su producción, debe contar con una estrategia encaminada al desarrollo de fuentes de energía renovable.

Los países en vías de desarrollo productores de hidrocarburos como Ecuador tienen la imperiosa necesidad de utilizar parte de los ingresos provenientes de la venta de petróleo o gas en el desarrollo de energías alternativas, con el fin de prepararse para el abandono de los hidrocarburos como fuente principal de energía y de esa manera evitar quedarse en el grupo de los países perdedores geopolíticos del proceso de transición energética (Vakulchuk et al., 2020).

En el siglo XXI estamos viviendo una etapa de transición energética en la cual los países del Sur Global deben unirse para que los resultados de esta transición les sean beneficiosos. En este objetivo desempeña un papel importante el grupo de los BRICS, pero sobre todo debe existir coordinación y unidad de criterios en el grupo de los países con desarrollo relativo menor y que poseen los recursos minerales o hidrológicos fundamentales para el proceso de transición energética hacia fuentes renovables.

3.2.2 Alternativas a las fuentes de energía fósiles

En la actualidad, la mayor cantidad de energía que se consume en el mundo proviene de fuentes no renovables, particularmente de combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón (OPEC, 2022a). El uso de combustibles fósiles ha dinamizado el desarrollo de la humanidad en los siglos XX y XXI, sin embargo, a su vez ha producido graves deterioros del medioambiente, a tal punto que se considera indispensable, para el futuro de la humanidad, realizar la transición a otro tipo de fuentes de energía.

Algunas de las denominadas energías alternativas como la hidráulica ya fueron utilizadas desde hace miles de años para mover máquinas hidráulicas rotativas o alternativas, pero es a fines del siglo XIX que el desarrollo tecnológico permitió utilizarlas masivamente en la generación de la energía fundamental del modo de vida actual que es la electricidad (Soria, 2011).

La energía solar directa⁷ se ha clasificado en tres tipos: Solar térmica de baja temperatura, eléctrica solar o fotovoltaica y energía solar de alta temperatura. El aprovechamiento de energía solar de tipo térmico se refiere al calentamiento de agua mediante rayos solares y su utilización en calefacción ambiental. Para la generación de electricidad a partir de la luz solar se utilizan los paneles fotovoltaicos, una tecnología que si bien es viable, resulta costosa en relación a otras fuentes de energía (Timmons et al., 2014, p. 14), lo cual está cambiando con el desarrollo tecnológico de los últimos años. La energía solar de alta temperatura es aquella en que mediante el uso de espejos la energía es concentrada en un solo punto, generando altas temperaturas que luego es utilizada en la generación de fuerza motriz.

La energía hidráulica consiste en la utilización del agua para generar energía eléctrica, para lo cual se utiliza las llamadas centrales hidroeléctricas. Las grandes centrales hidroeléctricas, así como las pequeñas conocidas como PCHs, comúnmente constan de una represa, canales de conducción del fluido y una caída de agua hacia la casa de máquinas o planta de generación, una turbina transforma la energía cinética en energía mecánica y luego en energía eléctrica (IDAE, 2006b). La gran ventaja de la producción de energía hidráulica es que utiliza la energía potencial del agua como generadora de energía, evitando el uso de combustibles fósiles.

La energía de biomasa o bioenergía es aquella que se produce a partir de los desechos orgánicos o industriales. La biomasa es material orgánico de origen animal o vegetal que puede ser utilizado para generar energía. El uso de la de biomasa como fuente de energía tiene algunas ventajas tales como: el ser un recurso renovable, prácticamente inagotable y de baja

⁷ Las energías renovables, en su conjunto, tienen su origen en la energía solar, directa o indirectamente. Las energías hidráulica, eólica y biomasa, son productos secundarios de la energía solar.

contaminación, sus costos son menores que otros tipos de energía, su utilización ayuda a la limpieza de zonas agrícolas, bosques y ciudades. “Como sustituto de los combustibles fósiles, la biomasa permite reducir significativamente las emisiones de CO₂ y protege a los usuarios frente a las fluctuaciones de precios inherentes a los mercados del petróleo y el gas” (Frérot, 2014, p. 4).

La energía eólica consiste en utilizar una fuente de energía gratuita como es el viento para obtener energía eléctrica para consumo humano. La existencia del viento es consecuencia de la acción del Sol, pues este calienta las masas de aire en forma desigual provocando movimientos de dichas masas en búsqueda del equilibrio térmico (IDAE, 2006a). Cubillos y Estenssoro señalan un conjunto de virtudes de esta energía: su fuente, el viento, es gratuito, renovable e infinito, los aerogeneradores no contaminan la atmósfera y la tecnología es de fácil acceso (Cubillos & Estenssoro, 2011, pp. 97-99). Si bien la implementación de sistemas eólicos de generación de energía parece ser una opción totalmente beneficiosa, en la práctica pueden presentarse limitaciones como la alta inversión inicial, los vacíos en el marco regulatorio, su incidencia en valores ambientales locales y problemas relacionados con la diferente participación de los involucrados en los beneficios del proyecto (Regueiro et al., 2010).

La energía geotérmica es aquella que aprovecha el calor del interior de la tierra para generar electricidad o calor utilizable por el ser humano. El calor del manto terrestre se acerca a la superficie a través de los conductos volcánicos que contactan corrientes de agua subterránea, las cuales pueden ser captadas para luego ser transformadas en energía útil. La gran cantidad de energía térmica producida en estos sistemas y los largos tiempos requeridos para su agotamiento hacen que esta energía sea considerada como renovable y prácticamente inagotable (Santoyo & Barragán-Reyes, 2010).

La energía nuclear, a pesar de ser una fuente de energía alternativa a los combustibles fósiles, no es una fuente de energía renovable. Consiste en la obtención de energía eléctrica mediante la división de átomos pesados como los de uranio en átomos más livianos, usando un proceso denominado fisión nuclear. “El calor producido por los procesos de fisión que se desarrollan en el combustible nuclear es extraído por medio de un fluido refrigerante y es utilizado para generar vapor de agua. El vapor se emplea para mover una turbina. La turbina mueve, a su vez, la máquina eléctrica rotatoria que genera energía eléctrica” (Suárez Ántola, 2009, p. 9). La energía nuclear es más barata que las otras fuentes alternativas e inclusive más barata que las fuentes fósiles, si no se consideran los costos relacionados. Un estudio realizado por Lovins y Sheikh en el año 2012 y mencionado por Buján indica que, “en teoría, la energía nuclear tiene costes variables muy bajos, pero si se tiene en cuenta el valor de construcción de una planta y se traslada su amortización a la tarifa, resulta que no es una energía tan barata como parece” (Buján, 2018, p. 156).

A raíz del terrible accidente del reactor nuclear en 1986 en Chernóbil, Ucrania (En ese entonces parte de la Unión Soviética URSS), que contaminó de radiación a las comunidades cercanas y estuvo a punto de afectar a gran parte de Europa (Sánchez, 2007), y de las fallas en el reactor nuclear de Fukushima en Japón en marzo del 2011 (IAEA Organismo Internacional de Energía Atómica, 2015), se han encendido las alarmas y existe una fuerte oposición al

incremento de las centrales nucleares y más bien se aboga por ir a un paulatino cierre de las existentes.

La comunidad mundial ha comprendido la necesidad de impulsar acciones tendientes a aplicar un modo de vida y producción que no afecte negativamente al medioambiente. Actualmente estamos viviendo una transformación tecnológica en la utilización de la energía, tal como lo indica la Agencia Internacional de la Energía (2023, p. 20): “El mundo de la energía se encuentra en la fase inicial de una nueva era industrial: la era de la fabricación con tecnología de energía limpia”.

Sin embargo, el proceso de transición energética se ve afectado por diversos acontecimientos económicos, sociales y políticos, que ralentizan el proceso de cambio. Diversos estudios como el realizado por Naciones Unidas (2023) han resaltado los eventos que han afectado en los últimos años a la consecución de los objetivos de desarrollo sostenible, como la pandemia de Covid-19 y la Guerra en Ucrania.

Si bien la necesidad de implementar procesos que apoyen la transición hacia energías limpias es una tendencia que se va imponiendo en la comunidad mundial, también se deben tomar en cuenta que el proceso de transición debe permitir expandir los beneficios económicos hacia las poblaciones menos favorecidas o los grupos históricamente alejados de la toma de decisiones (Calles Almeida et al., 2023).

A pesar de que existe la intención manifiesta por parte de la mayoría de los países de ir hacia un uso cada vez mayor de energías limpias, en la práctica, los combustibles de origen fósil siguen siendo la principal fuente de energía del Mundo. La Agencia Internacional de la Energía constató que el crecimiento del suministro de energía limpia desde el año 2000 ha sido inferior al logrado por el del petróleo, el gas y el carbón, especialmente en las economías emergentes y en desarrollo. “En esos países, la participación de los combustibles fósiles en el suministro total de energía primaria aumentó del 77 % en 2000 al 80 % en 2021, principalmente debido al aumento del carbón, del 27 % al 35 %” (IEA 2023, p. 38).

La transición de energías de origen fósil hacia energías alternativas es un proceso que tarde o temprano se va a dar ya sea por los criterios medioambientales que cada día están alcanzando más adeptos o ya sea porque las energías fósiles son de carácter no renovable y algún día se van a acabar. De acuerdo a lo que manifiesta Timmons y otros (2014), la pregunta no es si las sociedades adoptarán energías alternativas, sino cuándo lo harán.

Cabe indicar que el proceso de transición hacia energías limpias dependerá en gran parte de la posición de los gobiernos frente al cuidado ambiental y de las políticas medioambientales que promuevan dichos gobiernos, los subsidios a los combustibles fósiles y los impuestos pigouvianos⁸. “Otras potenciales políticas incluyen aumentar el presupuesto para investigación y desarrollo en energía, las tarifas subvencionadas y los objetivos en porcentajes de energías renovables” (Timmons et al., 2014, p. 48).

Con respecto a América Latina, en los últimos años se han visto esfuerzos significativos en la promoción del cambio de la matriz energética, especialmente en países como Chile, Brasil y Colombia, tal como lo manifiesta un estudio realizado por la agencia Global Energy Monitor

⁸ Se conoce como impuestos pigouvianos a los que se aplican a empresas que causan externalidades negativas o daños medioambientales en el entorno en donde operan.

sobre los proyectos de energía solar y eólica, en donde se recalca que América Latina tiene el potencial para ser un líder mundial en energía renovable (Bauer et al., 2023).

En el Ecuador cabe destacar los proyectos eólicos desarrollados durante los gobiernos de Rafael Correa, sin embargo, se debe indicar que en los gobiernos de sus sucesores: Lenin Moreno y Guillermo Lasso, los esfuerzos hacia un cambio de la matriz energética hacia energías amigables con el medio ambiente decayeron notoriamente. En el gobierno de Daniel Novoa, debido a la crisis energética que provocó cortes diarios de electricidad a nivel nacional, se ha vuelto a discutir sobre la necesidad de retomar los proyectos eólicos y solares que fueron abandonados en los últimos años, pero en la práctica se ha incrementado la generación eléctrica con combustibles fósiles.

En los próximos años la demanda de energía renovable y no renovable irá cambiando según los paradigmas energéticos predominantes y en concordancia con el desarrollo tecnológico. En los siguientes acápites se hace un recorrido sobre las proyecciones futuras de la demanda de energía y el papel de los hidrocarburos en dicha demanda.

3.2.3 Demanda de energía y proyecciones futuras

Si bien los combustibles fósiles han permitido el desarrollo económico y tecnológico actual y han sido los impulsores del modo de vida y del bienestar de una buena parte de la población mundial, existen efectos negativos relacionados con su uso, puesto que contribuye al efecto invernadero⁹ y al deterioro medioambiental. En el compendio de las investigaciones presentadas en el seminario sobre energía y medio ambiente realizado en la Universidad de Chile en el año 2009, se establece que la problemática ambiental y la problemática energética son parte de una misma ecuación la cual va a ser determinante para las relaciones de poder en el presente siglo (Cubillos & Estenssoro, 2011, p. 9).

3.2.3.1 Proyecciones de demanda

En la Tabla 1 se muestra las proyecciones de demanda mundial de energía primaria por tipo de combustible en millones de barriles de petróleo equivalente por día (mboe/d) realizada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en la cual se aprecia que los combustibles fósiles seguirán siendo por más de 20 años la principal fuente de energía del mundo. La proyección que fue realizada después de la pandemia de Covid-19, indica que si bien las “Otras Fuentes Renovables” es el tipo de energía que más crece porcentualmente, para el año 2045 los combustibles fósiles como petróleo, carbón y gas natural proporcionarán cerca del 70% de la energía mundial.

El reemplazo de los combustibles fósiles por fuentes alternativas de energía está en la palestra, pero solamente el tiempo podrá confirmar si se cumplen los pronósticos de la OPEP de que por lo menos hasta el año 2045 el petróleo seguirá siendo el rey de las fuentes de energía, o, por el contrario, otras fuentes lograrán el impulso necesario para destronarlo. La pandemia del Covid-19 nos ha dado la lección de que todo puede cambiar de un momento a otro y que lo

⁹ Incremento de la temperatura promedio global debido al aumento en la atmósfera de gases efecto invernadero como el CO₂ que se produce entre otras causas por el consumo de combustibles fósiles.

que llamamos normalidad en un instante del tiempo, puede ser muy diferente en un futuro no muy lejano.

Tabla 1. Demanda mundial de energía por tipo de combustible (mboe/d)

	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Petróleo	90.7	96.4	102.0	104.3	105.3	106.1
Carbón	75.9	74.6	71.1	65.9	60.0	54.4
Gas	67.1	69.6	75.0	80.2	84.4	87.0
Nuclear	15.0	15.9	17.4	19.4	21.7	23.8
Hidráulica	7.7	8.2	8.9	9.6	10.2	10.5
Biomasa	26.6	27.9	30.2	32.3	34.1	35.2
Otras Renovables	7.9	11.2	18.5	26.7	35.8	42.2
Total	290.9	303.9	322.9	338.3	351.6	359.2

Fuente: OPEC (2023a)

Puede argumentarse que los pronósticos de la OPEP tienen un sesgo hacia los combustibles fósiles, pero si miramos los pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía, tienen una tendencia parecida, aunque presentan un inicio de la tendencia decreciente de la demanda de petróleo en los años 30s y el incremento más rápido de la energía limpia (IEA, 2024, p. 24).

Las proyecciones de demanda de energía son una visión de la tendencia cambiante del uso de la energía, y deben ser tomadas en cuenta por los hacedores de políticas públicas para que sus países enfrenten suficientemente preparados los escenarios energéticos venideros.

3.2.3.2 El futuro de las energías alternativas

A raíz de la conciencia mundial de la importancia de cuidar el planeta en que vivimos y que ha sido recogida en las conferencias mundiales sobre medio ambiente y cambio climático, los países han tratado de encaminarse hacia el uso progresivo de fuentes alternas de energía y la promoción del uso de fuentes renovables de energía se incluyen en los planes gubernamentales y en las agendas de investigación de centros de desarrollo tecnológico de varios países del mundo (Clementi et al., 2018).

Sin embargo, la utilización de energías alternativas que remplacen a los combustibles de origen fósil no ha alcanzado el desarrollo esperado en varios países, principalmente por los altos costos de instalación, por el desarrollo tecnológico industrial y en movilidad basado en la utilización de combustibles fósiles y/o porque el análisis económico de los proyectos energéticos comúnmente no toma en cuenta las externalidades. Por otro lado se debe tomar en cuenta que la transición hacia energías alternativas presenta “dificultades en su implementación a causa de las demoras en la reglamentación y puesta en vigencia, el incumplimiento de los esquemas de incentivos y la falta de un adecuado seguimiento a través de medidas de control” (Clementi et al., 2018, p. 26).

Si bien los costos operativos de las energías renovables cada vez se han ido reduciendo, los costos iniciales o de instalación son altos ya que la transición de procesos, que por décadas han

venido utilizando energías convencionales, a procesos equivalentes que utilicen primordialmente energías renovables implica una transformación en las herramientas, maquinaria, organización y tecnología. En un estudio sobre los costos de energías renovables y no convencionales en Colombia, se concluye que “Cuando se comparan los costos de instalación y de operación de diferentes tecnologías generalmente no se toman en cuenta las externalidades generadas por las mismas. Al tomarlas en cuenta observamos que la diferencia en costos entre tecnologías convencionales y no convencionales disminuye” (García et al., 2013, p. 69). De allí la importancia del establecimiento de políticas públicas que promuevan el cambio energético y que en su diseño tomen en cuenta las externalidades negativas del sistema energético actual.

La transición a energías alternativas tiene que darse inexorablemente, sin embargo, la velocidad del cambio podrá diferir de una región a otra, considerando su particular grado de desarrollo económico y social. Para definir el camino a seguir en el proceso de transición energética, los gobiernos de los países en vías de desarrollo deben tomar en cuenta la satisfacción de necesidades básicas de su población, la disminución de la pobreza y la desigualdad, el mejoramiento de la infraestructura y el fortalecimiento institucional.

3.2.4 El mercado del petróleo

El siglo XX vio el ascenso del petróleo como la principal fuente de energía en el mundo, predominio que se ha mantenido hasta el momento actual debido a que el desarrollo tecnológico industrial y del transporte en el último siglo se ha basado en combustibles de origen fósil. La prominencia del petróleo como la principal fuente actual de energía, hace que el mercado del petróleo constituya un eslabón importante en las relaciones económicas internacionales.

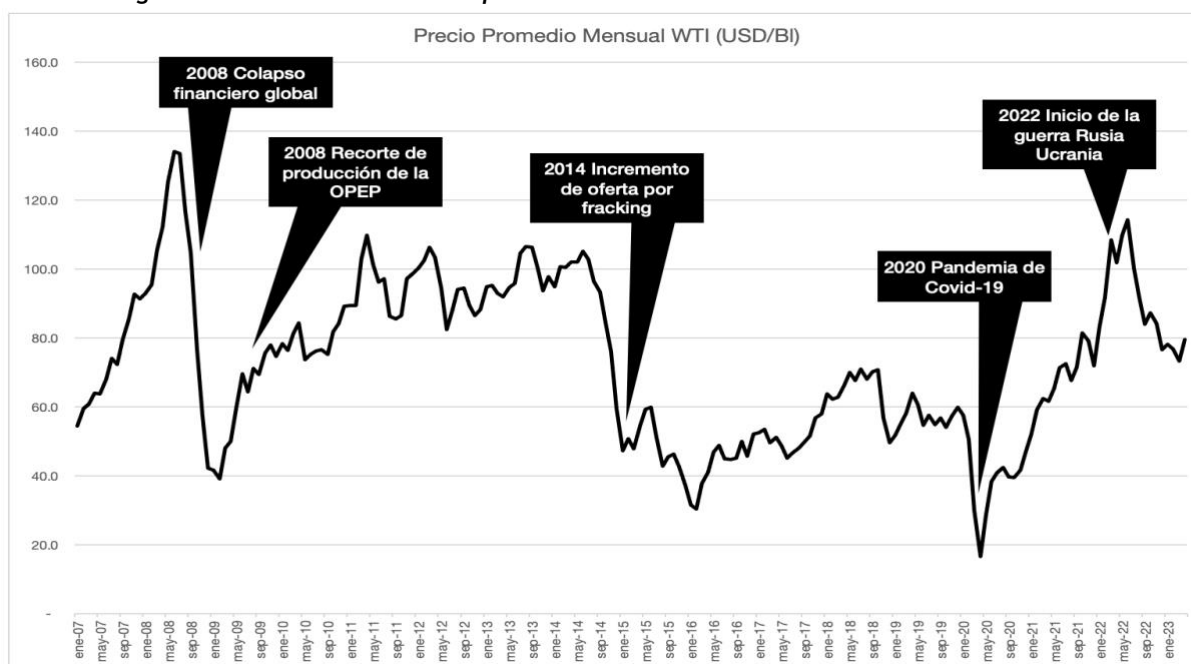
En el mercado petrolero participan varios actores tales como: Los países dueños de las reservas, los países compradores de petróleo, las empresas petroleras privadas, las empresas petroleras estatales, los dueños de las facilidades de superficie, oleoductos y otros sistemas de transporte, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), las instituciones financieras internacionales, las organizaciones ecologistas, las comunidades de las zonas petroleras, etc. Los partícipes del escenario petrolero juegan sus cartas de acuerdo con sus objetivos particulares y dependiendo de una variable que generalmente no es fácil de predecir y afecta decididamente a los intereses de cada jugador: los precios del petróleo.

Los precios de los productos básicos o “commodities” en el mercado internacional obedecen a la ley de la oferta y la demanda con la particularidad de que en el mercado del petróleo los precios son fuertemente influenciados por los acontecimientos geopolíticos, es decir las relaciones entre países productores y consumidores, los conflictos internacionales en las regiones productoras de hidrocarburos y los conflictos internos en los países productores. Así mismo ejercen una importante influencia en los precios del petróleo las decisiones, acciones y posturas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y las empresas nacionales de petróleo (NOCs).

En la Figura 4 se puede ver la evolución de los precios del petróleo a partir del año 2007 en relación con acontecimientos políticos y económicos de carácter global y regional. Se puede apreciar el gran incremento de precios y posterior caída debido al colapso económico global

del año 2008 y el incremento de precios por el recorte de producción decidido por la OPEP. Así mismo es notoria la caída de precios en el año 2014 debido al incremento de oferta de petróleo provocada por la aplicación generalizada de la tecnología de “fracking” en Estados Unidos, que no fue compensada por recortes de producción por parte de la OPEP. Es clara la baja de precios debido a la pandemia de Covid-19 a inicios del 2020 y también se puede apreciar la subida debido al inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022.

Figura 4. Precios históricos del petróleo



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Banco Central del Ecuador (2023)

3.2.4.1 La demanda de petróleo

La demanda de petróleo guarda relación con el desarrollo económico de los países. Los países demandan energía para su desarrollo y si su economía está creciendo, demandarán cada vez más petróleo o cualquier otro tipo de energía. En el mercado petrolero los países que actualmente requieren más petróleo son los que tienen economías grandes en crecimiento y que a la vez son deficitarios en producción de hidrocarburos (Sánchez-Albavera & Vargas, 2005). En los años 2020 y 2021, en el mundo entero se dio una reducción en la demanda de energía debido a la pandemia de Covid-19, pero en el año 2022 la recuperación económica post-Covid implicó una demanda creciente de hidrocarburos.

Para analizar la demanda de energía se requiere poner la mirada en el crecimiento económico de los países o regiones para identificar cuál de ellos requerirá más energía en los próximos años. En un análisis realizado por la OPEP sobre la tasa de crecimiento económico regional, puede apreciarse que el país que destaca en crecimiento económico en el período 2015-2022 es China, inclusive en el año 2020 fue uno de los pocos países que en plena pandemia de Covid-19 reporta crecimiento económico positivo y, considerando el volumen de su economía, es el país que demandará más energía en los próximos años (OPEC, 2021). Cabe

anotar que en el mundo han existido países que tuvieron crecimiento económico porcentual similar o incluso superior al de China, pero son economías pequeñas que no influyen mayormente en el mercado mundial, salvo la India que es otro de los países a considerar en el tope de los países que requerirán mayores volúmenes de energía en el corto y mediano plazos. Por el otro extremo, se destaca el bajo crecimiento económico de América Latina, ocasionado, entre otras causas, por la baja de los precios de los productos primarios en el mercado mundial y la lenta recuperación de su economía luego de la crisis de la pandemia del Covid-19.

Según el reporte de las perspectivas económicas regionales del Fondo Monetario Internacional, el bajo crecimiento registrado en América Latina y el Caribe desde el 2015 “obedece en parte a que el superciclo de precios de las materias primas llegó a su fin” (FMI, 2019, p. 4). Al bajar los precios de los productos básicos, las economías de varios países Latinoamericanos se vieron seriamente comprometidas, como fue el caso de Ecuador y Venezuela, mientras que otros países lograron capear exitosamente el temporal de los precios, entre ellos Chile.

Un análisis realizado por la OPEP sobre la proyección de la demanda mundial de petróleo a mediano plazo, luego de la pandemia de Covid-19, muestra que los países desarrollados (OECD) utilizan cerca de la mitad de la producción mundial de petróleo, siendo los países desarrollados de América (Estados Unidos, Canadá y México) los de mayor demanda. Esta circunstancia nos indica que los movimientos en el ajedrez petrolero se orientarán a asegurar suministros de petróleo más o menos permanentes para alimentar las necesidades energéticas de las economías desarrolladas, por lo menos hasta que se fortalezca el proceso de transición energética hacia energías limpias. Se puede apreciar además que los países que tendrán mayor crecimiento en la demanda de petróleo y otro tipo de energías son India y China y por tanto estos países también buscarán dotarse de suministros seguros (OPEC, 2021, p. 95).

3.2.4.2 La oferta de petróleo

La oferta de petróleo proviene de los países exportadores, tanto de aquellos que forman parte de la OPEP como de aquellos que están fuera de ella. Algunos países pueden ser productores de petróleo, sin embargo, sus necesidades locales de hidrocarburos sobrepasan los volúmenes de producción. Un caso especial es el de Estados Unidos de América, que a pesar de ser uno de los mayores productores de petróleo del mundo, es a la vez uno de los mayores consumidores, por lo que requiere importar grandes volúmenes para satisfacer sus necesidades energéticas.

En el año 2022, cuando el mundo comenzó a sobreponerse de los terribles efectos de la pandemia de Covid-19, surgió un evento geopolítico inesperado que influyó seriamente en el mercado hidrocarburífero: el conflicto en Europa Oriental entre Rusia y Ucrania que afectó la oferta y demanda de hidrocarburos y provocó el incremento de los precios del petróleo y gas a nivel mundial (OPEC, 2022b).

En la Tabla 2 se muestra la oferta mundial de hidrocarburos líquidos en millones de barriles diarios, correspondiente al año 2022 y las proyecciones hasta el año 2045. Se puede apreciar en la tabla que la mayoría de la oferta proviene de los países no miembros de la OPEP, que en el año 2022 ofertaron 65.8% del petróleo mundial. De estos países el que produce la mayor

cantidad de petróleo es Estados Unidos de América siendo el mayor productor de petróleo del mundo. La proyección de oferta de petróleo realizada por la OPEP indica que hasta 2045 se pueden presentar ligeros cambios en los porcentajes de producción de hidrocarburos líquidos, pero la tendencia general será al alza.

Tabla 2. Oferta mundial de hidrocarburos líquidos 2022 y proyecciones hasta 2045 (MMBpd)

	2022	2025	2030	2035	2040	2045
US	19.2	21.7	22.4	21.0	19.7	18.3
Canadá	5.6	6.0	6.1	6.2	6.5	6.9
OECD Américas	26.9	29.7	30.3	29.0	27.9	26.8
OECD Europa	3.6	3.9	4.0	3.9	3.9	3.8
OECD Asia-Pacific	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
OECD	30.9	34.1	34.8	33.4	32.3	31.1
América Latina	6.3	7.4	8.9	9.6	9.9	9.8
Medio Oriente	3.3	3.3	3.9	3.8	3.8	3.7
África	1.3	1.4	1.7	1.7	1.6	1.6
China	4.5	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3
India	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8
Otros Asia	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9
Rusia	11.0	10.2	10.3	10.7	10.7	10.5
Otros Eurasia	2.9	3.1	3.2	3.2	3.1	3.1
No-OECD	32.4	33.2	35.7	36.5	36.4	35.6
No-OPEC	65.8	69.8	73.3	72.9	71.7	69.9
OPEC líquidos	34.2	36.5	38.9	41.6	43.7	46.1
Total Mundial	100.0	106.3	112.2	114.5	115.4	116.0

Fuente: OPEC (2023a, p. 141)

Si nos enfocamos en los países miembros de la OPEP¹⁰, el mayor productor de petróleo es Arabia Saudita con cerca de 10 millones de barriles por día (MMBPD), seguido de lejos por Iraq con 4.5 MMBPD.

3.2.4.3 La geopolítica y el petróleo

En el mercado petrolero juega un importante papel la geopolítica, representada por las relaciones económicas y de poder existentes entre países productores y consumidores, o entre las empresas petroleras y los países dueños de los recursos hidrocarburíferos.

Desde inicios del siglo XX cuando Inglaterra decidió usar el petróleo como el combustible de sus buques, definió a este recurso como estratégico para su seguridad nacional (R. Howard, 2008) y otras potencias aplicaran políticas similares, se produjo un desenfadado pugilato para

¹⁰ Actualmente la OPEP cuenta con 13 países miembros, luego de la salida de Ecuador en el año 2020. Para 2024 se anuncia la salida de otro país con lo cual la OPEP quedaría conformada por 12 miembros.

acaparar y dominar las regiones poseedoras de este recurso. En este juego, que continúa hasta el presente, participan los gobiernos de los países demandantes de hidrocarburos, las empresas petroleras multinacionales, los gobiernos locales, los líderes nacionales, inclusive los medios de comunicación, en un ajedrez macabro en el que cada uno trata de tomar la tajada más grande del pastel petrolero.

Según Giordano (2002, p. 13) “La geopolítica persigue ante todo hacer que prevalezcan los intereses económicos de los países más influyentes en el escenario mundial, ya sea colaborando o compitiendo entre ellos, y ampliar o profundizar sus respectivas áreas de influencia”. El juego geopolítico del petróleo produjo desde el siglo pasado y produce en la actualidad, conflictos armados y económicos que ocasionan indecibles sufrimientos a las poblaciones de los países poseedores de este valioso recurso y a los que contienen en su territorio partes fundamentales de la infraestructura petrolera.

Muchas veces las verdaderas causas de los conflictos petroleros no son difundidas a la opinión pública. Los conflictos no aparecen provocados por intereses económicos, sino que se producen por “diferencias religiosas”, “luchas por la democracia”, “búsqueda de libertades individuales”, “seguridad nacional” o “combate al terrorismo”, sin embargo, en la gran mayoría de casos, detrás de esas palabras, se esconden soterrados intereses económicos y de control político.

Desde finales de la Segunda Guerra Mundial, Estados Unidos de América firmó un tratado con los jeques de Arabia Saudita (Galli, 2012), poseedora de una de las más grandes reservas de petróleos del mundo, el cual permite a las compañías multinacionales con base en Estados Unidos controlar el negocio petrolero en el Medio Oriente. Estados Unidos no duda en aplacar con cualquier medio, el más mínimo movimiento que pueda significar un debilitamiento de este control regional (Giordano, 2002). Rusia también mueve sus fichas, sobre todo tratando de mantener el control del suministro de gas a Europa, objetivo que se ve actualmente incierto a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania. Un nuevo actor ha aparecido en el tablero petrolero: China, que trata de contar con un suministro seguro de petróleo que sustente su crecimiento económico mediante la firma de tratados binacionales, la realización de proyectos conjuntos y la concesión de créditos a los países productores de petróleo. Otra de las fichas de China es ser líder en la utilización de energía renovable, para disminuir su dependencia de los combustibles fósiles.

Latinoamérica no ha estado libre de los conflictos relacionados con la geopolítica petrolera, entre los cuales se pueden mencionar la guerra del Chaco entre Bolivia y Paraguay, en la que “pese al acuerdo del cártel petrolero acerca de sus territorios de dominio respectivos, la Standard Oil de Bolivia y la Shell de Paraguay alimentaron el desencadenamiento de una sangrienta guerra entre estas dos naciones” (Palacios, 1996, p. 42). Otro conflicto del petróleo fue la guerra de Ecuador y Perú del año 1941 en la que estuvieron tras los telones grandes compañías petroleras, tal como lo menciona Palacios: “Un episodio más en el cual estuvieron involucradas la Shell y la Standard Oil fue en 1941, cuando esta última, por medio de su subsidiaria International Petroleum Co. (IPC), alentó los afanes expansionistas de Perú sobre la zona fronteriza con Ecuador” (Palacios, 1996, p. 43).

Cabe mencionar que las actuales tensiones de Estados Unidos con Venezuela tienen un alto componente petrolero considerando las inmensas reservas de petróleo de ese país y su posición estratégica por su cercanía con los centros de consumo en las costas Caribe y Atlántica de Estados Unidos. De igual manera el conflicto entre Rusia y Ucrania tiene un alto componente energético, lo cual está afectando a la economía no solamente de Europa sino del Mundo entero.

3.2.4.4 El papel de la OPEP

En el mercado petrolero interactúan diversos actores con intereses diferentes, la lógica económica hace que cada grupo de interés establezca estrategias con el fin de obtener ventajas en un mercado que mueve enormes cantidades de recursos económicos. Con el fin de defender sus intereses económicos, en el año 1928 las compañías petroleras inglesas y norteamericanas crearon un cártel conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales, conocidas como las “Siete Hermanas”: Standard Oil of New Jersey, Socony Mobil Oil, Standard Oil of California, Gulf Oil, Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum (Ruiz, 2003). Este cartel impuso las reglas del negocio petrolero, durante varios años, siempre buscando el beneficio económico de sus empresas afiliadas.

Luego de décadas de sufrir la imposición de precios por parte de las multinacionales, un grupo de países exportadores de petróleo decidió unirse para hacer frente al poder de esas gigantes. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) fue creada en la Primera Conferencia de los Países Petroleros, realizada en Bagdad, Irak, el 14 de septiembre de 1960 (OPEC, 2023b). La creación de la OPEP fue un paso trascendental e histórico que modificó el equilibrio económico y político del mundo (EP Petroecuador, 2013).

En el sitio oficial de la OPEP se indica que el objetivo de la organización es coordinar y unificar las políticas petroleras entre los países miembros para asegurar precios justos y estables para los productores de petróleo, un eficiente suministro de petróleos para las naciones consumidoras y un justo retorno de capital para quienes inviertan en la industria (OPEC, 2023b). En los años setenta del siglo pasado, la OPEP ejerció su poder para fijar los precios del petróleo por sobre los deseos de países hegemónicos importadores de hidrocarburos y de las empresas petroleras multinacionales. La mayoría de los países productores de petróleo comenzaron a tomar control de la explotación de petróleo en sus territorios mediante la creación de empresas nacionales que tomaron a cargo el manejo de gran parte de los recursos hidrocarbúricos. Las empresas petroleras transnacionales fueron obligadas a replegarse parcialmente, asumieron el papel de prestadoras de servicios para la producción pero continuaron manteniendo el control de las actividades de refinación, distribución y mercadeo (Ruiz, 2003).

La OPEP ejerció una significativa influencia en el mejoramiento de las condiciones contractuales para los países dueños de las reservas petrolíferas y en la promoción de empresas petroleras estatales. Con las recomendaciones de la OPEP, los países dueños de los recursos petroleros tuvieron un punto de referencia para la aplicación de condiciones y porcentajes de ganancia en la negociación de contratos con las compañías multinacionales. En 1968 la OPEP adoptó el “Estatuto Declaratorio de Política Petrolera en los Países Miembros” el cual enfatiza

el derecho inalienable de todos los países para ejercer la soberanía permanente de sus recursos naturales en beneficio de su desarrollo nacional (OPEC, 2023b).

En los años setenta del siglo pasado, la OPEP llegó a controlar el 60 por ciento de la producción mundial de petróleo y estaba en capacidad de imponer precios en el mercado petrolero. Sin embargo, desde los años ochenta, otros países que no eran miembros de la OPEP aparecieron en el escenario y el porcentaje de producción de la organización disminuyó paulatinamente con lo cual la OPEP comenzó a perder poder de mercado. En la actualidad, la producción de la OPEP es una tercera parte de la producción mundial de petróleo (OPEC, 2021).

Desde el año 2020 la OPEP está compuesta por 13 miembros: Siete países africanos, cinco del medio oriente y uno latinoamericano: Venezuela. En 2023 Angola anunció la salida de la organización efectiva desde el 1 de enero de 2024, con lo cual la OPEP pasa a estar conformada por 12 miembros. En la Tabla 3 se muestra los países miembros de la OPEP con la producción promedio diaria de petróleo para los años 2022 y 2023 en barriles de petróleo diarios (Bppd).

Tabla 3. Países miembros de la OPEP y su producción promedio de petróleo 2022-2023 (Bppd)

PAÍS	2022	2023
Argelia	1,017	977
República del Congo	260	261
Guinea Ecuatorial	84	56
Gabón	197	206
Rep. Islámica del Irán	2,554	2,855
Iraq	4,439	4,275
Kuwait	2,704	2,595
Libia	981	1,164
Nigeria	1,204	1,307
Arabia Saudita	10,531	9,613
Emiratos Árabes Unidos	3,066	2,951
Venezuela	688	749
Total OPEP	27,725	27,009

Fuente: OPEC (OPEC, 2024)

Ecuador formaba parte de la OPEP hasta el año 2019. En el mes de octubre 2019, el presidente Lenin Moreno anunció la próxima salida de Ecuador de la organización, la cual se hizo efectiva en enero de 2020 (BBC News Mundo, 2019a). Los motivos de la salida no son claros, pues oficialmente se indicó que se debe a una reducción de gastos fiscales, pero varios sectores coincidieron que la intención era no seguir los principios de fortalecimiento de las empresas estatales promulgados por la OPEP y facilitar el camino a una privatización de la industria petrolera.

3.2.4.5 Las empresas estatales de petróleo

Las empresas petroleras estatales¹¹ (NOCs por National Oil Companies), son organizaciones totalmente estatales o aquellas en que la mayor parte de las acciones pertenecen a los gobiernos donde son fundadas. La mayoría de las NOCs tienen operaciones en toda la cadena de valor de la industria petrolera, y sus actividades se han enfocado en sus propios países aunque actualmente se están extendiendo internacionalmente (Al-Fattah, 2013, p. 2).

Los objetivos de la creación de las NOCs fueron en general, el incremento de la rentabilidad de la explotación petrolera en beneficio del país dueño de las reservas, mantener el control sobre los hidrocarburos que pasan a ser considerados bienes estratégicos, generar bienestar social, ejercitar un tipo de explotación que tome en cuenta el bienestar de las futuras generaciones, obtener autosuficiencia energética y seguridad de suministros energéticos. En un estudio realizado sobre las empresas petroleras y sus aportes a los ingresos fiscales (Boué, 2003) se aprecia que la compañía estatal mexicana (PEMEX) entrega al país el doble de lo que eventualmente entregaría una empresa privada como SHELL en condiciones similares de volumen de producción. Si consideramos que esta relación puede mantenerse en otras regiones, es una razón suficiente para que los países poseedores de los recursos energéticos defiendan sus empresas estatales.

Las primeras empresas estatales de petróleo fueron fundadas en países hegemónicos. En la investigación realizada por Tordo, Tracy y Arfaa (2011, p. 16) se indica que la primera empresa petrolera estatal fue creada en Austria-Hungría en 1908, y que “Otros estados europeos, particularmente las potencias coloniales, comenzaron a establecer o participar en compañías petroleras para controlar los mercados nacionales y realizar operaciones en el extranjero, generalmente dentro de sus respectivos dominios coloniales”. Luego de un dominio del mercado petrolero por parte de las compañías petroleras internacionales en la primera mitad del siglo XX, los países productores comprendieron que ellos son dueños de un recurso estratégico de importancia mundial y que podían tener un porcentaje mayor de la renta petrolera que las exiguas regalías que les dejaban las empresas multinacionales. Los países petroleros comenzaron a formar sus propias empresas petroleras y a aplicar procesos de nacionalización al comprender que sus recursos hidrocarbúricos estaban siendo explotados mediante contratos leoninos que favorecían abiertamente a las transnacionales. “La combinación del nacionalismo con los excesos cometidos por las petroleras anglo-norteamericanas llevará a los procesos de nacionalización de los activos de producción extranjeros, que inicia Irán en 1951” (Vigil García, 2002, p. 3).

En el siglo XX, los países latinoamericanos fueron tomando conciencia de la importancia de los recursos hidrocarbúricos en la economía mundial y que la manera de ejercer soberanía y desarrollar seguridad energética era constituir empresas petroleras estatales que absorban los conocimientos de las empresas multinacionales para estar en capacidad de desarrollar por su cuenta la industria hidrocarbúrica de cada país. En 1922 se creó la empresa petrolera argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) (Zamponi, 2020). “La firma petrolera estatal de

¹¹ En el Ecuador a las empresas estatales se las denomina empresas públicas, y se las designa generalmente con la sigla EP.

México, Petróleos Mexicanos (Pemex), se estableció en 1938 para hacerse cargo de las operaciones de empresas privadas extranjeras en el país” (Tordo et al., 2011, pp. 16, 17) . La empresa estatal Petróleo Brasileño S.A. (Petrobras) fue creada en 1953 durante el gobierno de Getulio Vargas (Neiva Santos, 2009). En el Ecuador, la primera empresa estatal petrolera: la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), fue creada en el año 1972 por el “Gobierno Nacionalista Revolucionario” del General Guillermo Rodríguez Lara.

La Tabla 4 muestra el año de creación de diferentes empresas petroleras estatales a nivel mundial, algunas de las cuales cambiaron de nombre con el tiempo y parte de ellas actualmente tienen economías mixtas.

Tabla 4. Año de creación de empresas petroleras estatales

Año	País	Empresa
1914	Reino Unido	BP
1922	Argentina	YPF
1924	Francia	CFP
1926	Italia	Agip
1938	México	Pemex
1951	Irán	NIOC
1953	Brasil	Petrobras
1956	India	ONGC
1960	Kuwait	KNPC
1962	Saudi Arabia	Petromin
1965	Argelia	Sonatrach
1967	Iraq	INOC
1970	Libia	LNOC
1971	Indonesia	Pertamina
1971	Nigeria	NNOC
1972	Ecuador	CEPE
1972	Noruega	Statoil
1974	Qatar	QGPC
1974	Malasia	Petronas
1975	Venezuela, RB	PdVSA
1975	Vietnam	Petrovietnam
1975	Canadá	Petro-Canadá
1975	Reino Unido	BNOC
1976	Angola	Sonangol
2002	Guinea Ecuatorial	GEPetrol
2006	Chad	SHT

Fuente: Banco Mundial (Tordo et al., 2011)

Las empresas estatales petroleras han desempeñado un papel fundamental en el incremento de los ingresos fiscales de los países productores de petróleo. “Hoy en día, las compañías petroleras nacionales (NOCs) controlan aproximadamente el 90 por ciento de las reservas mundiales de petróleo y el 75 por ciento de la producción (números similares se aplican al gas), así como muchos de los principales sistemas de infraestructura de petróleo y gas” (Tordo et al., 2011, p. xi).

En la actualidad, algunas empresas estatales, o que tuvieron su origen como empresas estatales, destacan en la industria petrolera mundial, ya sea por el volumen de reservas de petróleo que manejan, por los volúmenes de producción o por su aporte a los ingresos fiscales de sus respectivos países. A continuación, se realiza una breve descripción de cada una de ellas.

a) Europa

En Europa cabe mencionar como empresas petroleras estatales en su origen a Total, Repsol y Equinor, si bien en la actualidad solamente Equinor tiene capital estatal mayoritario.

Total, nació en el año 1924 con el nombre de Compañía Francesa de Petróleos (CFP), con participación mixta del Estado Francés con un tercio de las acciones y el resto en manos de empresas privadas francesas. En 1985 tomó el nombre de Total-CFP, en 1991 el nombre de Total S.A., en el 2000 Total-Fina-ELF y en el año 2003 retoma el nombre de Total. Se considera el cuarto grupo privado en la industria hidrocarburífera a nivel mundial con actividades en 130 países (CNE, 2007).

Repsol nació en 1987 como una empresa pública que aglutinaba las compañías de exploración, producción, refinación y petroquímica de hidrocarburos en las cuales el Estado Español tenía el 100% de participación. En 1989 se inició la privatización de Repsol mediante la cotización en las bolsas de valores. Actualmente se considera una multinacional energética y petroquímica con capitales mayoritariamente españoles (Bosch, 2008).

Equinor es la empresa estatal petrolera noruega que nació con el nombre de Statoil, actualmente tiene carácter internacional y cotiza en bolsa, pero el Estado mantiene más del 60% de las acciones. Desde 2017 ha ampliado sus actividades incluyendo el desarrollo de energías renovables (Algers & Kattel, 2021). Ha sido una empresa referencial a nivel mundial por formar parte del éxito del modelo institucional noruego en la transferencia de la renta petrolera hacia el bienestar de la población.

b) Eurasia

En Eurasia, podemos mencionar como las mayores empresas petroleras estatales a dos empresas rusas y a dos empresas chinas: Gazprom, Rosneft, PetroChina y Sinopec.

Gazprom es una empresa de gas, fundada en 1989 durante el período soviético y es controlada actualmente por el Estado Ruso. Es la mayor compañía de Rusia y fue el mayor proveedor de gas natural para Europa hasta inicios de la guerra ruso-ucraniana. Actualmente, Gazprom EP International opera en cerca de dos docenas de países, en tres continentes (Gazprom EP International, 2022).

Rosneft es una empresa petrolera propiedad del gobierno ruso con una participación minoritaria de ciudadanos particulares rusos, fundada en 1993 y con actividades a nivel

mundial. En 1995 se transformó a compañía anónima y creció significativamente en el año 2004 con la adquisición de varios activos de la compañía Yukos Oil Company. En el 2006 salieron sus acciones a oferta pública y pasó a ser la mayor empresa petrolera de Rusia superando a Yukos (Expansión, 2013). En el año 2010 Rosneft inició operaciones en Venezuela, sin embargo, en marzo 2020 Rosneft anunció la finalización de actividades en ese país, con el objetivo, no anunciado, de evitar las sanciones de Estados Unidos por apoyar al gobierno del presidente Maduro (América Economía, 2020).

La Corporación Nacional de Petróleos de China (CNPC) es una empresa internacional integrada de energía, exclusivamente estatal, con operaciones de petróleo y gas, servicios de ingeniería y construcción, fabricación de equipos, servicios financieros y desarrollo de nuevas energías (CNPC, 2019). Actualmente es considerada una de las mayores petroleras del mundo.

Sinopec Corp. o Corporación Petrolera y Química China es una de las más grandes compañías integradas de energía de China. Sus negocios incluyen la exploración y producción de petróleo y gas, transporte por oleoductos, refinación y comercialización de productos petroquímicos, fibras sintéticas y otros productos químicos. También incursiona en la investigación, desarrollo y aplicación de tecnologías de la información, producción, almacenaje y uso de hidrógeno, carga de baterías, energía solar, eólica y otras energías nuevas (SINOPEC, 2022).

c) Medio Oriente

En Medio Oriente las mayores empresas petroleras estatales son: Saudi Aramco, National Iranian Oil, Kuwait Petroleum y Qatar Energy.

La historia de Saudi Aramco, la empresa petrolera de Arabia Saudita se remonta al año 1933, con la creación de la empresa California Arabian Standard Oil Company (CASOC), la cual en el año 1944 pasó a denominarse Arabian American Oil Company (Aramco). En el año 1976 pasó a ser el mayor productor mundial de petróleo en términos de volumen producido en un solo año. En el año 1980 el gobierno saudí pasó a controlar el 100 % de los derechos concesionarios, producción y facilidades. En el año 1988 Saudi Aramco fue establecida oficialmente (Saudi Aramco, 2021). Saudi Aramco es considerada la mayor empresa petrolera mundial por su volumen de reservas y su producción promedio diaria de barriles equivalentes, luego de su cotización en bolsa de valores en el año 2019. Actualmente está a cargo del 10% de la producción total de petróleo mundial.

National Iranian Oil Company (NIOC) desde 1941 ha sido responsable de organizar y dirigir las actividades de la industria del petróleo en Irán, incluyendo la exploración, perforación, producción, investigación y desarrollo de petróleo y gas (National Iranian Oil Company, 2022). era la segunda en producción después de Saudi Aramco, sin embargo, debido a las sanciones impulsadas por Inglaterra y Estados Unidos en 1979, 2006 y 2019, su producción se ha reducido significativamente.

Kuwait Petroleum Corporation (KPC) fue fundada en enero de 1980 como una corporación petrolera estatal de Kuwait. KPC es considerada uno de los diez mayores conglomerados de la energía, líder en la provisión de energía limpia y segura para los mercados globales. KPC fue fundada con el objetivo de juntar todos los segmentos del sector petrolero de Kuwait en una

sola corporación. La nueva estructura permitió la planificación central de la industria, una distribución del trabajo más efectiva y eficiente, una mejor coordinación entre los diferentes componentes, así como un mejor uso de la economía de escala. Actualmente KPC constituye una empresa integrada con operaciones en seis continentes (Kuwait Petroleum Corporation, 2022).

Qatar Energy, que hasta el 2021 se denominó Qatar Petroleum, es la empresa energética estatal de Qatar, es una de las mayores productoras de gas en el mundo (Reuters, 2021). Además del negocio petrolero tiene filiales en transporte, puertos e industria. Qatar Petroleum nació en 1953 cuando el Departamento de Petróleos de Qatar pasó a denominarse Qatar Petroleum Company. En 1972, el gobierno de Qatar estableció Qatar National Oil Company para manejar sus operaciones petroleras, la cual fue cambiando de nombre y adquiriendo mayor participación de las empresas formadoras Qatar Petroleum Company y Shell Company of Qatar, hasta que en 1977 nacionalizó totalmente las operaciones costa adentro y costa afuera (Sorkhabi, 2010).

d) Latinoamérica

En Latinoamérica podemos mencionar como empresas petroleras estatales referenciales a Petróleos Mexicanos, Petrobras, PDVSA y EP Petroecuador.

Petróleos Mexicanos (Pemex) “es una empresa estatal creada mediante decreto del presidente Lázaro Cárdenas del Río el 7 de junio de 1938 con la finalidad de explorar y explotar los recursos energéticos como gas y petróleo en suelo mexicano” (L’historia, 2016). Actualmente es una empresa de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica, patrimonio propio que goza de autonomía técnica, operativa y de gestión. A pesar de haber desempeñado un importante papel en la historia económica de México y de ser una de las mayores empresa petroleras estatales de Latinoamérica, en la actualidad está atravesando problemas de descapitalización y endeudamiento (Martínez & Herrera, 2021).

Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) es una empresa brasileña originalmente totalmente estatal, pero actualmente pública-privada. Es una de las empresas más exitosas de América Latina y ha provocado efectos importantes sobre la economía brasileña en su conjunto (Huerta & Ruíz, 2012). Se encuentra entre las más grandes empresas de capital abierto del mundo, y ha sido reconocida por sus logros en cuanto a perforación en aguas profundas.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus filiales, es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. Sus operaciones son supervisadas y contraladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, ente rector de la política petrolera venezolana (PDVSA, 2022). Actualmente produce cerca de 735 mil Bppd (Marzo/2022), aunque en años pasados llegó a producir cerca de 4 Millones de Bppd. La producción petrolera cayó en los últimos años a consecuencia del bloqueo económico sobre Venezuela promovido por Estados Unidos y a la falta de capital para desarrollar los proyectos de inversión.

EP Petroecuador es la empresa petrolera estatal de la República del Ecuador. Inició sus actividades en junio de 1972 con el nombre de Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), con la misión de manejar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización (EP Petroecuador, 2013). En 1989, CEPE cambió su razón social a Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador)

con sus empresas filiales Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial. El 6 de abril de 2010, pasó a denominarse Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador), pero ya no bajo el esquema de holding, sino como una sola empresa con sus gerencias operativas y de soporte (EP Petroecuador, 2022). Actualmente (diciembre 2022) EP Petroecuador produce 390,000 Bppd que constituye el 80% de la producción petrolera del Ecuador.

3.2.4.6 Las empresas petroleras privadas

Cuando John D. Rockefeller fundó la Standard Oil Company en enero de 1870, inauguró la prominencia de las empresas petroleras en la economía mundial, y al mismo tiempo la aplicación de tácticas depredadoras en la naciente industria petrolera, que tenían como fin dejar fuera de combate a la competencia sin importar de qué manera. Rockefeller fue ganando terreno en la industria petrolera estadounidense hasta lograr que la Standard Oil domine por completo el mercado y se convierta en un monopolio (Whitten & Whitten, 2005).

En 1911 la Suprema Corte de Estados Unidos de América decidió disolver el acuerdo de confianza (“Trust”) de la Standard Oil que le permitían manejar sus actividades comerciales sin competencia (Dalton & Esposito, 2011), con lo cual la Standard Oil de Rockefeller se dividió en 34 empresas independientes, algunas de las cuales hasta la presente siguen raudas en el negocio petrolero. Estas empresas, herederas de la Standard Oil Company, son en la actualidad las principales empresas petroleras transnacionales con base en Estados Unidos: ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron y otras.

Las empresas petroleras transnacionales han formado parte importante de la economía mundial y de la historia de los países productores de petróleo en los últimos dos siglos, y han estado involucradas en manejos políticos, conflictos armados, litigios económicos y demandas ambientales, en las diferentes regiones donde han realizado sus actividades extractivas. Si bien en algunos casos han aportado al desarrollo económico y social de los territorios relacionados con sus actividades, en muchos casos han dejado un rastro de desolación, pobreza y muerte.

En los últimos años en la industria petrolera se han producido muchos cambios en relación a las compañías más influyentes del mercado, las empresas transnacionales privadas han cedido el pódium a empresas petroleras estatales, y entre estas últimas también se han producido cambios, debido sobre todo al extraordinario crecimiento de la economía China. De las empresas petroleras transnacionales privadas, las que destacan son: ExxonMobil, Shell, TotalEnergies, BP (British Petroleum) y Chevron.

a) ExxonMobil

ExxonMobil es una de las mayores compañías integradas del mundo en la producción de petróleo y gas y en el manejo y comercialización de combustibles, lubricantes y químicos. La compañía fue creada hace más de 140 años como dos empresas separadas: la Standard Oil Company of New Jersey (Jersey Standard) y la Standard Oil Company of New York (Socony). Actualmente ExxonMobil opera en más de 60 países y cuenta con 62,000 empleados que pertenecen a más de 160 nacionalidades. Su propósito está orientado a desempeñar un papel importante en la transición hacia el uso de energía segura y de bajas

emisiones (ExxonMobil, 2024). Esta compañía estuvo involucrada en el derrame de petróleo frente a las costas de Alaska, cuando el tanquero Exxon Valdez colisionó con un arrecife y derramó alrededor de 260 mil barriles de petróleo ocasionando un desastre ambiental en la zona del derrame y en las costas vecinas (Parsa et al., 2016).

b) Shell

Shell fue una compañía fundada por el empresario británico Marcus Samuel en la primera mitad del siglo XIX, que en sus inicios se dedicó a la importación y comercialización de conchas marinas. La compañía luego pasó a poder de sus dos hijos Marcus Junior y Samuel, los cuales en la década de 1880 orientaron los objetivos de la compañía al negocio del transporte de petróleo. A principios del siglo XX, luego de que se descubrió petróleo en Texas, la empresa de transporte Shell se unió con la compañía Royal Dutch, constituyendo el grupo Royal Dutch Shell. La compañía, cuyo nombre corto se mantuvo en Shell, se expandió rápidamente y abrió operaciones petroleras en Europa, Rusia, Venezuela, México y Estados Unidos. Actualmente Shell es una de las mayores compañías del mundo en cuanto a producción, transporte y comercialización de combustibles. Cuenta con 103,000 empleados en 70 países de los cuales el 70% son mujeres (Shell, 2024).

c) TotalEnergies

Esta empresa fue creada en el año 1924 con el nombre de Compañía Francesa de Petróleos con el fin de asegurar la independencia energética de Francia. Esta compañía inició sus actividades productivas en Irak en el año 1927. Desde allí fue aumentando sus actividades en diferentes países del mundo. Su nombre actual de TotalEnergies lo tiene desde el año 2021 con el fin de reflejar su propósito de liderar los procesos de transformación de energía hasta alcanzar emisiones cero en el año 2050. Como una empresa multi-energética la empresa abarca toda la cadena de valor de la industria del petróleo, gas, bioenergías y otras energías renovables. Actualmente TotalEnergies se encuentra presente en África, Asia, Europa, Oriente Medio, Norte y Sur América, y cuenta con más de 100 mil empleados de 160 nacionalidades diferentes (TotalEnergies, 2024).

d) British Petroleum (BP)

La historia de BP comienza en 1908 con el descubrimiento de petróleo en Persia (Actual Irán) en un emprendimiento financiado por el empresario inglés William D'Arcy. Luego de confirmar el descubrimiento, D'Arcy fundó la Anglo-Persian Oil Company, que con el tiempo pasaría a ser denominada BP. En 1914 la empresa pasaba por acuciosos problemas económicos debido a la falta de compradores de su petróleo. Estos problemas financieros se solucionaron cuando Winston Churchill decidió que el petróleo sería el combustible de la armada inglesa y el gobierno británico pasó a ser el principal accionista de la compañía, justo antes del inicio de la Primera Guerra Mundial. Con el crecimiento del uso de gasolina como principal combustible automotriz, la compañía amplió sus operaciones, aplicando presiones políticas y económicas a los países con reservas hidrocarburíferas. dando inicio a lo que se conoce como geopolítica. La empresa cumplió un importante papel en la Segunda Guerra

Mundial, proveyendo combustible a las fuerzas aliadas, además desempeñó un importante rol en la historia y la economía del Oriente Medio en los años de postguerra y en el periodo de los años 50s en que se inició una época de nacionalizaciones de la industria petrolera. La empresa pasó a denominarse BP Amoco y posteriormente en el año 2000, simplemente BP como se la conoce actualmente. En el año 2010 la plataforma de perforación de BP Deepwater Horizon, localizada en el Golfo de México, tuvo un accidente que provocó un derrame de petróleo durante 87 días antes de que fuera solucionado y que ocasionó una grave afectación ambiental. En la actualidad BP cuenta con 87,800 empleados, trabaja en 61 países, produce 2.3 millones de barriles equivalentes, tienen 29,000 puntos de carga EV y 21,100 puntos de venta (BP, 2024).

e) Chevron

Los orígenes de Chevron datan de 1876 Cuando Demetrius Scofield y Frederick Taylor de la California Star Oil Works descubrieron petróleo en el pozo Pico No. 4, en las montañas de Santa Susana, California. Esta empresa fue adquirida por Pacific Coast Oil Co. (PCO) en 1879 la cual fue creciendo en el negocio de producción, refinación y transporte de petróleo hasta que en 1900 fue adquirida por la Standard Oil Co. (New Jersey) aunque mantuvo su nombre de Pacific Coast Oil Co. En 1906, debido al gran crecimiento de actividades, pasó a constituirse como Standard Oil Co. (California). En 1911, a raíz de la decisión anti-monopolio de la Suprema Corte de Estados Unidos, la Standard Oil Co. (California) se separó de su empresa madre, la Standard Oil Co. (New Jersey) y se convirtió en una empresa independiente. En 1926 pasó a denominarse Socal, y con ese nombre expandió sus actividades petroleras a otras regiones del mundo como Bahrein y Arabia Saudita, para lo cual estableció alianzas con la empresa Texaco. En la década del 60 al 70, Socal desarrolló una gran gama de nuevos productos incluyendo la gasolina Chevron, e incrementó su actividad de exploración y producción de petróleo con proyectos en Sumatra, el Golfo de México y Europa Oriental. En 1984 Socal adquirió la empresa petrolera Gulf, con lo cual duplicó sus reservas de petróleo y gas e incrementó sus operaciones de exploración y producción en áreas donde Gulf era fuerte como México, Canadá y el Mar del Norte. El nombre de la empresa fusionada pasó a ser Chevron Corporation la cual pasó a ser la número uno de Estados Unidos en refinación y en comercialización de combustibles líquidos. En el año 2001 Chevron y Texaco acordaron su unificación con lo cual la compañía unificada pasó a ser la segunda compañía energética de Estados Unidos. En el año 2005 la compañía cambió su nombre a Chevron Corp y luego adquirió la compañía Unocal y amplió sus actividades en Asia-Pacífico, el Golfo de México, la región del Mar Caspio, Kazakstán y Nigeria. Actualmente la empresa tiene 45,600 empleados y realiza actividades en alrededor de 180 países (Chevron, 2024).

f) Empresas petroleras privadas en Ecuador

Desde el descubrimiento de petróleo en el Ecuador a principios del Siglo XX, varias empresas petroleras han trabajado en territorio ecuatoriano, ya sea mediante contratos de concesión, de asociación, de participación o bajo la modalidad de prestación de servicios. Se debe anotar que en la industria petrolera actual se diferencian dos tipos de empresas: operadoras y prestadoras de servicios. La legislación ecuatoriana da cabida a un tercer grupo de empresas,

que son una mezcla de las dos anteriores, y que son aquellas que se encuentran bajo contratos de prestación de servicios con financiamiento de la contratista.

- Las empresas operadoras se encargan del desarrollo total de un proyecto petrolero, desde la investigación, la planificación, el financiamiento, hasta la implementación y ejecución de este. Dependiendo del tipo de contrato con el Estado, estas empresas están autorizadas a incluir las reservas como parte de sus activos. Entre las empresas operadoras que han realizado operaciones en el Ecuador tenemos la inglesa Anglo, las norteamericanas Texaco, Gulf y Occidental, la española Repsol y la italiana Agip. Entre las empresas operadoras que actualmente se encuentran trabajando en la industria petrolera ecuatoriana cabe mencionar: Andes Petroleum, Enap-Sipetrol, Gente Oil, Orion Energy, PetroOriental, Pluspetrol, Pacifpetrol y Petrobell (MERNNR, 2022).
- Las empresas prestadoras de servicios, como su nombre lo indica, prestan servicios de diferente tipo a las empresas operadoras, tales como reacondicionamiento de pozos, tratamiento de fluidos, construcción de plataformas, provisión de equipos y materiales, etc. Entre las principales empresas de servicios que han trabajado en el Ecuador tenemos a la francesa Schlumberger, las norteamericanas Halliburton y Baker y la ecuatoriana Sertecpet (Ekos, 2024).
- Las empresas bajo contrato de prestación de servicios con financiamiento de la contratista realizan los trabajos incluidos en el contrato, con la particularidad de que reciben una tarifa por los barriles de petróleo producidos. Entre las empresas prestadoras de servicios con financiamiento de la contratista tenemos: Shaya, Kamana, Consorcio Shushufindi, Igapó, Pardalis, Consorcio Palanda-Yuca Sur, Petrosud-Petroriva, Ismocol, Gente Oil, Orion, Pacifpetrol, Ecuaservoil, Cóndor, Cuyabeno-Petro, Triboilgas, Wayra Energy, Pañaturi (EP Petroecuador, 2021).

En la actualidad las grandes empresas operadoras petroleras están ausentes del país, debido a la expiración de sus respectivos contratos; o, como en el caso de la compañía Occidental, luego de la declaración de caducidad por incumplimiento de los términos contractuales. Si bien en la fase de exploración y producción, las grandes petroleras privadas ya no tienen contratos vigentes, en la fase de comercialización de combustibles líquidos aún operan estaciones de servicio de las compañías Shell y Repsol.

Las compañías privadas que actualmente trabajan en territorio ecuatoriano en la fase de exploración y producción de petróleo son subsidiarias de los grandes conglomerados estatales chinos o consorcios de pequeña a mediana magnitud, los cuales generalmente combinan la experiencia y capacidad técnica de empresas petroleras que han trabajado previamente en el negocio petrolero con empresas financieras que aportan el capital para desarrollar los proyectos en los cuales licitan.

3.3 RENTABILIDAD SOCIAL E INDICADORES DE GESTIÓN

Las teorías de mejoramiento continuo indican que, si queremos mejorar una actividad, un proceso, una empresa o una institución, debemos tener medidas que nos permitan evaluar el desempeño y determinar los puntos que deben ser mejorados. Las mediciones de los parámetros

que nos permiten buscar el mejoramiento de un proceso pueden traducirse en indicadores que nos permitan comparar los resultados de un proceso o de una gestión, con los obtenidos en otros procesos o gestiones similares. Según lo indica Cecchini (2005, p. 9) “Los indicadores son instrumentos fundamentales para las políticas sociales, dado que permiten el seguimiento y la evaluación de los programas y proyectos de desarrollo y reducción de la pobreza”.

Para el análisis de los fenómenos sociales se han establecido diferentes tipos de indicadores, varios de los cuales son reconocidos a nivel mundial, y nos permiten comparar el desempeño social, productivo y humano de diferentes regiones o países y establecer políticas para mejorar las condiciones de vida de los ciudadanos. Casos típicos de estos indicadores son el Producto Interno Bruto per cápita (PIB per cápita) que indica el promedio de ingreso de cada habitante de un país, el coeficiente de GINI que evalúa la desigualdad en la distribución del ingreso, o el Índice¹² de Desarrollo Humano (IDH) que mide el bienestar de la población de una región o país. El hecho de que muchos indicadores sean reconocidos a nivel mundial, no significa que no tengan retractoros o que no existan investigadores que argumenten que no miden adecuadamente lo que pretenden medir (Surasky, 2018).

Con respecto al comportamiento de las empresas en general, el tipo de indicadores que son de uso generalizado son de carácter operativo-financiero y evalúan el comportamiento anual de la empresa desde el punto de vista de los accionistas o de los directivos de la empresa. Como un complemento a los indicadores operativos y financieros, en el siglo XXI se ha fortalecido el criterio de “responsabilidad social corporativa” como una manera de impulsar el apoyo empresarial a la comunidad en la cual trabaja. A pesar de la existencia de un sinnúmero de indicadores empresariales de carácter operativo, financiero o de responsabilidad social, no se ha generalizado un indicador cuantitativo que permita determinar la rentabilidad social que brinda una empresa en el entorno en el cual realiza sus actividades.

En consideración de lo indicado, en esta investigación se propone la definición categórica del concepto de rentabilidad social aplicable a empresas petroleras y el establecimiento de un índice que permita evaluar el potencial de rentabilidad social que puede brindar una empresa petrolera al entorno, al país o a la región en el cual realiza sus actividades. El índice propuesto combina indicadores compuestos de gestión operativa-empresarial, de beneficio social y de desempeño ambiental, y puede ser utilizado como una herramienta para evaluar la viabilidad de la privatización de empresas públicas petroleras en países en vías de desarrollo.

3.3.1 El concepto de Rentabilidad Social

La Real Academia de la Lengua define a la rentabilidad en general como la “cualidad de rentable” o “la capacidad de rentar” y a la renta como la “utilidad o beneficio que rinde anualmente algo” o el “Ingreso, caudal, aumento de la riqueza de una persona” (Real Academia Española, 2015). Cuando se trata de proyectos industriales, “un proyecto es rentable si el valor de sus rendimientos supera al de los recursos utilizados” (Companys & Corominas, 1988, p.

¹² En general se utiliza la denominación “índice” cuando se trata de indicadores compuestos que son una combinación de dos o más indicadores representativos de las características o dimensiones que se quieren evaluar.

37). Entonces la rentabilidad tiene que ver con un beneficio esperado por una persona o entidad luego de invertir una cierta cantidad de recursos y realizar ciertos procesos.

La rentabilidad social es un término que ha venido utilizándose desde el siglo pasado, y representa el beneficio que un grupo social puede obtener directa o indirectamente de una determinada actividad o inversión. Por ejemplo, se aplicó este término en el análisis de los beneficios obtenidos por la comunidad guatemalteca gracias a la investigación agrícola del maíz desarrollada por el Instituto de Ciencias y Tecnología Agrícolas (Reyes, 1997). Actualmente se utiliza la rentabilidad social como un criterio para determinar el beneficio que brinda una actividad económica al entorno en el cual se desempeña, se aplica en diferentes sectores industriales o de prestación de servicios y para su evaluación se han construido indicadores que permiten evaluar la rentabilidad social de empresas, como el Índice de Rentabilidad Social en Comunicación (IRSCOMN) (Chaparro et al., 2016).

En esta investigación se establece el concepto de “rentabilidad social” aplicable a la industria y en particular a las empresas petroleras, integrando los conceptos de rentabilidad empresarial, de responsabilidad social (Peñaflor et al., 2021) y de gestión ambiental. El término de “rentabilidad” da la idea de que se trata de un beneficio cuantificable y el término “social” promueve la idea de que el punto de vista principal desde el cual se evalúa el beneficio es desde la comunidad involucrada, no desde los accionistas ni desde los directivos o trabajadores de la empresa.

El concepto de Rentabilidad Social aplicable a la industria petrolera se lo define en esta investigación como una entidad multidimensional, que comprende tres dimensiones: empresarial o productiva, social y medioambiental, y que se aplica tanto a empresas públicas como privadas.

En la dimensión empresarial la gestión de una empresa puede visualizarse a través de indicadores que evalúan diferentes perspectivas: financiera, relación con el cliente, procesos, aprendizaje y crecimiento, etc. (Cuesta & Valencia, 2014). La empresa debe velar por el uso óptimo de los recursos, la selección adecuada del personal, el buen manejo de costos operativos, el apropiado apalancamiento financiero, etc., todo lo cual conduce a la eficiencia empresarial.

La dimensión social trata de dilucidar el aporte de la empresa a la comunidad en la cual realiza sus actividades productivas, o la renta petrolera que pasa al estado en el caso de empresas que explotan recursos naturales estratégicos como los hidrocarburos o los minerales (Colmenares, 2019).

La dimensión ambiental, parte del concepto de desarrollo sustentable considerando los diferentes aspectos del bienestar humano que debe trascender a las futuras generaciones: social, económico, ecológico, político, cultural y espiritual (Emaides et al., 2018). En el caso de las empresas productivas esta dimensión se manifiesta en el manejo ambiental que afecta tanto a las generaciones actuales como futuras.

3.3.2 Indicadores de gestión operativa

Existen diversos tipos de indicadores de gestión operativa de las empresas, tales como indicadores de efectividad, de eficiencia, de calidad, de productividad, de rentabilidad, de riesgo, de competitividad etc. Entre los indicadores operativos de común utilización en

empresas productivas se pueden mencionar participación en el mercado, productividad de la materia prima, uso de capacidad instalada, etc. (Santos Jiménez, 2014). Estudios como el realizado por Nauzán y otros (2020) consideran que en un índice de productividad del sector petrolero deben incluirse factores como la responsabilidad social empresarial, el relacionamiento con la comunidad y el capital humano.

En la industria petrolera existe un indicador que es comúnmente utilizado como una medida de la eficiencia de la gestión operativa realizado por una empresa y permite compararla con el desempeño de otras empresas que trabajan en la misma región y bajo las mismas condiciones. Este indicador es el costo de producción por barril que se obtiene de la división de la sumatoria de costos de producción para el volumen total producido en el periodo de análisis, “la productividad del sector petrolero se enmarca en la cantidad de barriles producidos acorde a los factores que intervienen en el mismo” (Nauzán et al., 2020, p. 331). Si bien el costo por barril es un factor que desconoce de circunstancias como el factor de escala o las bondades geológicas de los proyectos hidrocarbúferos, la industria petrolera lo ha venido utilizando desde el siglo pasado como un indicador fuerte y transparente de eficiencia productiva.

3.3.3 Indicadores sociales

Los indicadores sociales tratan de traducir en parámetros cualitativos o cuantitativos, el estado de bienestar de diferentes sectores de la sociedad o de la sociedad en su conjunto, con el fin de analizar su situación, comparar con otros grupos humanos y/o buscar caminos para su mejoramiento. Como lo indica Cecchini (2005, p. 9) “los indicadores sociales nos facultan para medir niveles, distribución y cambios en el bienestar social, así como identificar, describir y explicar relaciones relevantes entre distintas variables referidas al bienestar de las personas”

“La construcción de indicadores confiables permite obtener herramientas analíticas para estimar el avance relativo con respecto a países líderes en el desarrollo tecnológico, así como mejorar los sistemas de información que son la base de las comparaciones internacionales, pero sobre todo el diseño de políticas públicas” (D. Villavicencio et al., 2012). Las políticas públicas deben priorizar el mejoramiento de las condiciones de vida de las poblaciones más débiles, que sin el apoyo estatal o institucional se ven envueltas en un círculo pernicioso de pobreza y carencia de oportunidades.

En el caso de las empresas petroleras, que trabajan en los países en vías de desarrollo, un indicador que ha sido referente del potencial de beneficio social de las actividades de la industria petrolera es el porcentaje del precio por barril extraído que pasa a las arcas fiscales, lo que se conoce como la renta petrolera. La renta de las industrias extractivas (Minería e hidrocarburos) en América Latina tiene dos tipos de distribución de acuerdo con las legislaciones de cada país, en ciertos casos se asigna una parte significativa a los gobiernos seccionales y en otros, la mayor parte de la renta entra directamente al presupuesto general del Estado (Viale & Monge, 2012). Corresponde a cada gobierno la utilización de la renta petrolera en proyectos de beneficio social, como el mejoramiento de los servicios básicos para la población, el sistema de salud, la educación, infraestructura, etc., pero el primer paso es contar con esos recursos económicos, lo cual, depende de las condiciones establecidas en los contratos firmados entre el Estado y las empresas productoras.

3.3.4 Indicadores de desempeño ambiental

La conciencia ambiental se ha venido incrementando desde el siglo pasado, y ha ido cambiando desde un punto de vista de la economía tradicional, a una visión ecologista, bajo la premisa de que viajamos en una sola nave que es el planeta Tierra a la cual debemos cuidar a fin de que los seres humanos, las plantas y los animales podamos vivir en un ambiente adecuado en esta y en las futuras generaciones (Martinez Alier & Roca Jusmet, 2013).

Como se ha indicado, para solucionar un problema debemos conocerlo y medirlo, por lo que la búsqueda de un modo de desarrollo amigable con el medio ambiente requiere la concepción y uso de indicadores que nos permitan evaluar si estamos realizando las actividades cotidianas, productivas, industriales, comerciales, educativas, etc., de una manera beneficiosa para el medio ambiente, o al contrario, lo estamos afectando negativamente (Pengue, 2023).

En la búsqueda de un comportamiento productivo amigable con el medio ambiente, las empresas tienen un papel importante, puesto que el desarrollo de sus actividades productivas y el manejo de insumos y desechos, afectan seriamente el entorno en el cual laboran. Se debe reconocer que cada día son más las empresas que comprenden que deben incluir el cuidado ambiental en sus prioridades, y sus grupos de interés están atentos a que la empresa trabaje tomando en cuenta los aspectos sociales y económicos asociados al desarrollo de su actividad (López Álvarez & Blanco Heras, 2010).

Las empresas petroleras cumplen un papel preponderante en su relación con el medio ambiente y más aún cuando sus actividades las realizan en zonas sensibles como pueden ser los océanos, los sitios cercanos a zonas pobladas o la Selva Amazónica. Por lo mismo es de vital importancia que las empresas petroleras desarrollen sus operaciones y el manejo de insumos y residuos, considerando el cuidado ambiental. En la actualidad prácticamente la totalidad de las empresas petroleras incluyen en sus manuales, políticas de seguridad, salud y ambiente (SSA), sistemas de gestión ambiental (SGA) y/o políticas de responsabilidad social (RS) (Guédez Mozur et al., 2003). Los gobiernos, a nombre de la población que representan, deben establecer sistemas de control oportunos y ágiles de la gestión ambiental de las empresas petroleras, que determinen si éstas están aplicando adecuadamente los criterios de cuidado ambiental y responsabilidad social en sus actividades.

Una manera práctica de determinar los resultados de la aplicación de políticas de cuidado ambiental, por parte de empresas petroleras, que tienen sus operaciones en regiones sensibles ambientalmente como la Región Amazónica, es determinar los cambios en el uso del suelo en el periodo de actividad operativa de la empresa. Este enfoque permite una evaluación del desempeño ambiental, con menor grado de subjetividad, puesto que el uso del suelo puede estimarse con la aplicación de herramientas tecnológicas satelitales que vienen siendo utilizadas desde fines del siglo pasado (Rojas Briceño et al., 2019).

4. CREACIÓN Y DESARROLLO DE PETROAMAZONAS EP

4.1 HISTORIA PETROLERA DEL ECUADOR

La historia de la industria petrolera del Ecuador es la secuencia de acontecimientos que alimentaron la esperanza de un pueblo por mejorar sus condiciones de vida en base a los réditos de una riqueza mineral que la naturaleza permitió reposar en grandes cantidades en el subsuelo de la Región Amazónica Ecuatoriana. Ecuador es un país que en la segunda mitad del siglo XX pasó de una economía basada en la producción agraria a una economía apuntalada por la producción petrolera, para lo cual siguió un camino lleno de escollos, con cambios en la legislación, en los sistemas de contratación y en los actores participantes en el negocio petrolero. En la actualidad Ecuador mantiene una economía principalmente extractivista, basada en la producción de productos primarios, en la cual el petróleo sigue siendo el principal producto de exportación.

4.1.1 Primeros pasos de la industria petrolera en el Ecuador

Se tiene conocimiento del uso del petróleo en el Ecuador desde antes de la colonización europea, cuando los indígenas en la costa ecuatoriana, en la actual provincia de Santa Elena, utilizaban un material aceitoso para calafatear sus balsas, como combustible y como protección de la piel (Galarza Zavala, 1974). Es desde mediados del siglo XIX que se tienen datos documentados de la existencia de asfalto y alquitrán en el río Hollín y en la cordillera del Cutucú, en la Región Oriental del Ecuador (M. Villavicencio, 1858).

En el año 1886, el Congreso de la República expidió el primer Código de la Minería del Ecuador, que declaró la propiedad estatal sobre minas y reconocía el dominio particular sobre la superficie del terreno que las cubra (EP Petroecuador, 2013, p. 16). De esta manera se sentaron las bases del concepto fundamental de la propiedad del Estado sobre los bienes estratégicos, el cual aún se mantiene en la Constitución y leyes de la República del Ecuador.

En el año 1911 la empresa ANGLO Ecuadorian Limited subsidiaria de la empresa inglesa ANGLO perforó el primer pozo petrolero en Santa Elena en la Costa Ecuatoriana, denominado Ancón-1, con lo cual se confirmó la existencia de petróleo crudo en el Ecuador (Galarza Zavala, 1974), dando inicio a la explotación petrolera en la Costa Ecuatoriana, en un campo petrolero que aún en la actualidad sigue produciendo luego de más de un siglo de explotación (EP Petroecuador, 2013).

En la primera mitad del siglo XX se dan los pasos iniciales de la organización institucional de la industria petrolera ecuatoriana: En 1921 entró en vigencia la Ley sobre Depósitos de Hidrocarburos, y en 1923 se otorgó la primera concesión en el Oriente ecuatoriano a la Leonard Exploration Company, la que centró sus actividades en las zonas subandinas sin perforar ningún pozo (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 3). En 1933, se creó la Dirección General de Minas y Petróleos, adscrita al Ministerio de Obras Públicas, con lo cual se institucionaliza el control

de la industria petrolera. En 1937, durante el gobierno de Federico Páez, se promulgó una nueva Ley de Petróleos que facilitaba la apertura del país a compañías extranjeras aunque establecía que los hidrocarburos son un dominio inalienable e imprescriptible del Estado (Arias Chaves, 2011).

A mediados del siglo XX se fue desarrollando la industria petrolera ecuatoriana, en base a la producción de petróleo de los yacimientos ubicados en lo que hoy es la provincia de Santa Elena. “En 1940, Anglo construyó la primera refinería, a la que llamó La Libertad, en Santa Elena, que estaba compuesta por dos plantas de destilación primaria para procesar 1000 barriles de crudo por día” (EP Petroecuador, 2013, pp. 17, 18). Desde 1940 a 1967 se realizaron más de 2.000 perforaciones en la Península de Santa Elena por parte de la compañía Anglo y 9 pozos exploratorios por parte de la empresa ADA que dieron como resultado el descubrimiento de gas en el Golfo de Guayaquil (Banco Central del Ecuador, 1990).

Pero el mayor potencial petrolero del Ecuador no está en la costa pacífica, sino en la Región Amazónica Ecuatoriana (También conocida como Región Oriental o simplemente el Oriente). En esta región, en el año 1946 la compañía Shell perforó el pozo exploratorio Vuano-1 el cual encontró petróleo no comercial (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 3). Se estaban dando los primeros pasos de lo que después constituyó el “boom” petrolero del Ecuador.

4.1.2 El Boom petrolero: segunda mitad del siglo XX

La creación de la OPEP en el año 1960 originó cambios en la relación de fuerzas entre los países poseedores de los recursos hidrocarbúricos y las compañías petroleras transnacionales (Ruiz-Caro, 2021), los estados se dieron cuenta de la importancia económica del recurso que tenían en su subsuelo. Los cambios en la relación de fuerzas en la industria petrolera a nivel mundial influyeron en el fortalecimiento de un sentimiento nacionalista que se tradujo en cambios en la legislación y sistemas de contratación petrolera (Mabro, 2007). Ecuador no estuvo exento de estos cambios los cuales se tradujeron en la evolución de la política petrolera ecuatoriana y en la sucesión de acontecimientos históricos años más tarde, en la década de los años 70s (Córdova Vaca, 2011).

Pero las grandes empresas petroleras y sus países de origen no iban a permitir que los vientos nacionalistas recuperen fácilmente el terreno ganado en los países poseedores de los recursos naturales. En 1963 una Junta Militar, apoyada por Estados Unidos, derrocó al gobierno de Carlos Julio Arosemena, quien tenía posiciones nacionalistas que no eran del agrado de la potencia del norte (Ayala Mora, 2008). Una de las primeras acciones de la Junta Militar fue derogar en sus partes substanciales el Decreto Ley No. 11 de Arosemena, que devolvía en parte la soberanía del país en el manejo petrolero. En 1964, la Junta Militar otorgó por 40 años prorrogables por 10 años más, una concesión de 1.4 millones de hectáreas al consorcio Texaco-Gulf, con términos totalmente ventajosos para la petrolera extranjera (Galarza Zavala, 1974).

En el año 1967 el consorcio TEXACO-GULF perforó el pozo Lago Agrio 1, en la región Amazónica Ecuatoriana, el mismo que comprobó la existencia de petróleo en cantidades comerciales, con lo cual se da inicio al “boom” petrolero del Ecuador (EP Petroecuador, 2013, p. 7). Este hecho provocaría, a la postre, cambios profundos en la economía del Ecuador, que pasó de ser un país agroexportador a fundamentar su economía en la exportación de petróleo.

La simiente nacionalista en la industria petrolera, que fue impulsada con la formación de la OPEP, comenzó a dar sus frutos en el Ecuador a fines del año 1969. En ese año, durante el quinto Velasquismo, se cambió el contrato con el consorcio Texaco-Gulf a términos más favorables para el Estado Ecuatoriano. En 1970, la compañía William Brothers inició la construcción del denominado Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) que permite transportar el crudo desde los centros de producción en la Amazonía Ecuatoriana hasta los puntos de comercialización marítima en el puerto de Balao en la provincia costera de Esmeraldas (Galarza Zavala, 1974), lo cual era un requisito indispensable para poder comercializar el petróleo producido en la Región Amazónica Ecuatoriana.

En el año 1971 se expidió la Ley de Hidrocarburos y se revisó el contrato original con el consorcio Texaco-Gulf con lo cual este consorcio devolvió al Estado Ecuatoriano 930 mil hectáreas. El 15 de febrero de 1972 las Fuerzas Armadas derrocaron a Velasco Ibarra y pusieron en la cabeza del gobierno al coronel Guillermo Rodríguez Lara, que pronto es ascendido a general. Se da inicio al “Gobierno Nacionalista Revolucionario” de carácter desarrollista, con propuestas de mejoramiento de las condiciones de vida de las mayorías y sin los tintes represivos y violentos que caracterizaron a otras dictaduras de América del Sur (Galindo Castro, 2015).

Rodríguez Lara realizó una gestión de defensa de los recursos naturales y de fortalecimiento de la institucionalidad priorizando los beneficios que recibe el país de la explotación de los recursos petroleros. En el año 1972 se creó la empresa Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) con lo cual el Estado pasó a manejar todas las fases de la industria hidrocarburífera: exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización, antes en manos de empresas transnacionales (EP Petroecuador, 2018).

La Ley de Hidrocarburos expedida en el año 1971 y sus modificaciones en 1972 y 1973, eliminó las concesiones e introdujo nuevas modalidades contractuales como los Contratos de Asociación y de Operaciones Petroleras (Guevara, 2001, p. 2). El sentimiento nacionalista que predominaba en el Ecuador de aquellos años se reflejó en el fortalecimiento de la corporación estatal CEPE, la cual conformó su equipo técnico con los primeros ingenieros petroleros graduados en las universidades nacionales. En el año 1973 CEPE pasó a formar parte del consorcio CEPE-TEXACO-GULF con un 25% de participación. En el año 1976 CEPE adquirió el 37.5% de la participación de GULF. De esta manera CEPE aumentó su participación al 62.5% en el consorcio que pasó a denominarse CEPE-TEXACO con lo cual el Estado Ecuatoriano pasó a ser el socio mayoritario del consorcio (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 9) . El consorcio CEPE-TEXACO manejó la producción de campos petroleros “de talla mundial” como son Shushufindi, Sacha, Auca y Lago Agrio, que le permitieron producir casi la totalidad del crudo ecuatoriano en la década de los años 70s.

CEPE por su cuenta, dio pasos firmes en la exploración y explotación petrolera en el segundo quinquenio de los años 70s, con el desarrollo de nuevos campos que se incorporaron a la producción en los años 80s. CEPE pasó a constituirse en un símbolo del sentimiento nacionalista y de la capacidad de los ecuatorianos para gestionar por sí mismos las riquezas naturales del país. A la vez contribuyó al incremento de ingresos fiscales que se tradujeron en

obras de infraestructura, la construcción de la Refinería de Esmeraldas y la constitución de la Flota Petrolera Ecuatoriana (FLOPEC) (Galindo Castro, 2015).

En el año 1976 el General Rodríguez Lara, quien había gobernado el país con conceptos nacionalistas y desarrollistas y con una “dicta-blanda”, muy diferente a aquellas del Cono Sur, fue reemplazado por un “Consejo Supremo de Gobierno” conformado por tres delegados de las Fuerzas Armadas, el cual limitó las políticas reformistas que Rodríguez Lara, trató de apagar la protesta social mediante la represión, inició un agresivo endeudamiento externo, aunque por otro lado, apoyó el desarrollo de CEPE y estableció un plan para retorno a la legalidad democrática (Ayala Mora, 2008).

CEPE continuó contribuyendo al desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana, participando directamente en la exploración y puesta a punto de nuevos campos petroleros y en el desarrollo de otras actividades de la industria como la refinación de hidrocarburos. “CEPE dio un gran impulso a la industrialización del petróleo en 1977 cuando entró en funcionamiento la Refinería de Esmeraldas, con una capacidad de procesamiento de 55.600 barriles diarios de “crudo Oriente”¹³, la misma que fue ampliada a 90.000 barriles en octubre 1987” (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 25).

Al tiempo que se fueron desarrollando las capacidades de la industria petrolera nacional, se fue adecuando la legislación hidrocarburífera. En el año 1978 se publicó la codificación de la Ley de Hidrocarburos, la cual se ha mantenido vigente hasta la presente fecha con algunas modificaciones realizadas por los gobiernos de turno para adaptarla al tipo de contratos que deseaban promocionar. En el artículo 1 de esta Ley se establece la columna vertebral de la legislación petrolera del Ecuador: “Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado” (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 1978).

En las elecciones presidenciales de 1978-1979 triunfó sorpresivamente Jaime Roldós Aguilera, un joven abogado que reemplazó en la justa electoral al dirigente populista Asaad Bucaram que fue impedido de participar. Jaime Roldós imprimió a su gobierno un carácter reformista a lo interno e independiente en el plano internacional, lo cual le trajo problemas con su propio partido Concentración de Fuerzas Populares (CFP) y descontento en ciertas esferas políticas nacionales e internacionales. Esto se complicó con un incidente fronterizo con el Perú a inicios de 1981. El 24 de mayo de 1981 murió Jaime Roldós juntamente con su esposa en un accidente aéreo cuyas causas nunca fueron aclaradas y dejaron muchas dudas. Quedó a cargo de la presidencia el Demócrata Cristiano Osvaldo Hurtado Larrea (Ayala Mora, 2008).

CEPE continuó su actividad exploratoria con trabajos de prospección sísmica y en 1978 perforó su primer pozo exploratorio denominado Shiripuno-1, con el cual descubre el campo del mismo nombre. En 1980 inició la fase de perforación en el campo gigante de crudos pesados Pungarayacu. Ese mismo año CEPE logró su mayor éxito exploratorio con la perforación y

¹³ Crudo Oriente es un tipo de petróleo crudo que se produce en la Región Amazónica Ecuatoriana, que se caracteriza por tener un grado API intermedio de 23 a 24 grados API, y menor cantidad de contaminantes como azufre, con relación al otro tipo característico de petróleo crudo que se produce en esa región, denominado crudo Napo.

resultados positivos del pozo Secoya-1, que a la postre fue considerado el pozo descubridor del gran campo Libertador (Baby et al., 2004).

De 1982 a 1984 CEPE realizó trabajos exploratorios, en el Suroriente Ecuatoriano, que era la zona menos investigada del país y alejada de la infraestructura vial y petrolera, con lo cual fueron definidas las estructuras: Amazonas, Marañón, Huito, Balsaura y Shionayacu. A partir de 1982 CEPE realizó la incorporación a la producción de los campos Libertador, Víctor Hugo Ruales (VHR), Frontera, Paraíso y campos devueltos al Estado por compañías extranjeras, tales como Cuyabeno, Bermejo, Charapa y Tigüino (Baby et al., 2004), lo cual tuvo gran trascendencia, puesto que por primera vez la petrolera estatal, por su cuenta, con técnicos, obreros y directivos nacionales lograban participar efectivamente en las diferentes fases de la industria petrolera.

En las elecciones presidenciales de 1984 triunfó León Febres Cordero, representante de las oligarquías costeñas, quien ejerció un gobierno represivo con medidas de corte neoliberal orientadas a beneficiar a la banca y al sector agroexportador (Ayala Mora, 2008). Con la incorporación en la Ley de Hidrocarburos del tipo de contratos “de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, entre 1985 y 1989 se firmaron 13 contratos para operar igual número de bloques con compañías extranjeras en las regiones Amazónica y Litoral (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 11). Entre las compañías favorecidas por estos contratos estaban OCCIDENTAL, BRITISH PETROLEUM, CONOCO y TENNECO.

En marzo de 1987 un terremoto sacudió el territorio ecuatoriano, afectando gravemente el oleoducto transecuatoriano, lo cual provocó la suspensión de la producción de los campos petroleros del Oriente por seis meses. En las elecciones de 1988 resultó triunfador el socialdemócrata Rodrigo Borja Cevallos, quien ejerció un gobierno desarrollista, de respeto a los derechos humanos y de búsqueda de arreglo al diferendo territorial con el Perú (Ayala Mora, 2008). En 1988, CEPE hizo el descubrimiento del campo Cantagallo con unas reservas de petróleo estimadas en 34 Millones de barriles. Luego el campo fue rebautizado como Víctor Hugo Ruales (VHR), en homenaje póstumo a un ingeniero que fue artífice de la puesta en marcha de importantes proyectos de la estatal petrolera (EP Petroecuador, 2013, p. 37).

Luego de que CEPE cumplió un papel fundamental en el desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana desde 1972 hasta 1989 y tomando en cuenta que el contrato con el consorcio CEPE-TEXACO llegaba a su fin, el gobierno de Borja consideró que CEPE había culminado su ciclo de vida y que debía establecerse otro tipo de empresa estatal (Banco Central del Ecuador, 1990, p. 6). El 26 de septiembre 1989 se creó la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) en reemplazo de CEPE, con tres filiales permanentes: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial, además de las tres filiales temporales creadas para asumir la administración y operación del Oleoducto Transecuatoriano, de las refinería Anglo y Repetrol y de las operaciones del consorcio CEPE-TEXACO¹⁴ (Petroecuador, 2005).

Con la terminación del contrato con la empresa TEXACO, en 1989 la recién creada empresa estatal Petroecuador tomó a cargo la operación de los mayores campos petroleros del país (Shushufindi-Aguarico, Auca, Cononaco y Lago Agrio) y pasó a ser el mayor “holding”

¹⁴ La filial temporal de Petroecuador que asumió las actividades petroleras del consorcio CEPE-TEXACO fue denominada “Petroamazonas”.

petrolero del Ecuador. Petroecuador heredó la totalidad de las actividades petroleras del consorcio CEPE-TEXACO, las refinerías de Anglo y Repetrol, y el sistema de transporte de hidrocarburos desde la Región Amazónica a la Costa Ecuatoriana (SOTE). La filial temporal Petroamazonas (Que tiene el mismo nombre que Petroamazonas EP pero que no es la misma empresa) pasó a ser la operadora de los campos que pertenecieron al consorcio CEPE-TEXACO (EP Petroecuador, 2013).

La filial temporal Petroamazonas se alimentó de la experiencia, tecnología y modo de gestión de la anterior operadora (TEXACO) y continuó operando exitosamente los mayores campos petroleros del Ecuador, a la vez que realizó actividades exploratorias en búsqueda de mayores reservas de crudo. Los esfuerzos exploratorios se materializaron en el año 1991 con el descubrimiento de los campos petroleros Pindo y Palanda (Baby et al., 2004). Por su parte la filial permanente Petroproducción siguió realizando tareas de exploración y producción en las áreas que pertenecieron exclusivamente a CEPE.

En la elección presidencial de 1992 triunfó el socialcristiano Sixto Durán Ballén, quien aplicó una política neoliberal, reducción de cargos públicos, eliminación de subsidios e impulso a las privatizaciones (Ayala Mora, 2008). Mediante Decreto Ejecutivo N.º 851 del 7 de junio de 1993, Durán Ballén dispuso la fusión de Petroamazonas y Petroproducción, con lo cual se extinguió la filial temporal Petroamazonas y la filial permanente Petroproducción pasó a estar a cargo de las tres cuartas partes de la producción petrolera del país (EP Petroecuador, 2013). En el gobierno de Durán Ballén, la petrolera estatal fue debilitada drásticamente en sus finanzas al quitarle el fondo de desarrollo de tal manera que pasó a depender del presupuesto del Estado. A la vez el Ecuador salió de la OPEP (Jarrín Ampudia, 2006), con lo cual además de minar el desarrollo de una industria petrolera de tendencia nacionalista se afectó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

En la parte legal de la industria petrolera, también se produjeron cambios, según los lineamientos económicos y políticos del gobierno socialcristiano. En noviembre de 1993 se expidió la Ley No. 44, “Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos”, mediante la cual se crearon las modalidades contractuales de “Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos” y “Explotación y Exploración Adicional de Campos Marginales” (Morales Villagomez, 2012).

En las elecciones presidenciales de 1996 triunfó el populista Abdalá Bucaram Ortiz, del partido Concentración de Fuerzas Populares (CFP), con lo cual inicia un gobierno ajeno a la institucionalidad, que rápidamente perdió el respaldo popular y el de las élites económicas del país (Ayala Mora, 2008). En el sector petrolero los contratos de participación fueron cambiados a contratos de prestación de servicios. A inicios del año 1997 el Congreso Nacional destituyó de su cargo a Abdalá Bucaram aduciendo “incapacidad mental” para gobernar, y en su lugar fue nombrado presidente interino Fabián Alarcón Rivera. En las elecciones de 1998 fue elegido presidente Jamil Mahuad Witt, cuyo gobierno tuvo que enfrentar una grave crisis económica, con altas tasas de inflación, que el gobierno trató de paliar con impopulares medidas de austeridad y finalmente con la adopción del dólar estadounidense como moneda de cambio en el año 2000, dando inicio a la dolarización en el Ecuador (Black, 2019).

4.1.3 La historia actual: el siglo XXI

En los últimos años del siglo XX y primeros del siglo XXI, Ecuador vivió un periodo de inestabilidad política y social que se tradujo en la caída de los gobiernos de Abdalá Bucaram en 1997, Jamil Mahuad en el año 2000 y Lucio Gutiérrez en el año 2005 (Unda, 2020, p. 440). Estos gobernantes no terminaron sus respectivos períodos presidenciales debido a levantamientos populares a nivel nacional, pero sobre todo en la ciudad de Quito, que fueron la excusa para el retiro de apoyo de las Fuerzas Armadas y la toma de resoluciones de destitución por parte del Congreso Nacional. El 21 de Abril de 2005, luego de que Lucio Gutiérrez fuera cesado por el Congreso, Alfredo Palacio, tomó posesión del cargo de Presidente de la República del Ecuador (Ayala Mora, 2008). Al respecto, en el Anexo 1 se incluye un resumen tabulado de los diferentes gobiernos del Ecuador y sus correspondientes hitos petroleros en el siglo XXI.

En el año 2006 el gobierno del presidente Alfredo Palacio ejecutó una acción que constituyó un hecho extraordinario que influyó decisivamente en la historia petrolera del Ecuador: declaró la caducidad del contrato celebrado entre el Gobierno Ecuatoriano y la empresa estadounidense Occidental Exploration and Production Company para la exploración y la extracción de crudo del Bloque 15 y los campos Limoncocha, Edén Yuturi y Yanaquincha, en la Amazonía Ecuatoriana (EP Petroecuador, 2013, p. 43). Esta declaración por un lado implicó la asunción por parte del Estado Ecuatoriano de toda la operación que tenía a cargo la empresa norteamericana y por otro conllevó una demanda internacional por parte de la OXY contra el Estado Ecuatoriano y pedido de arbitraje ante el Centro Internacional de Arbitraje (CIADI).

En el mismo año 2006 se emitió el Reglamento de la Aplicación de la Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos 42-2006 con el fin de que pasen al fisco las ganancias extraordinarias que estaban recibiendo las empresas petroleras por el incremento inusitado de los precios del barril. Con esta normativa, las petroleras privadas estaban en la obligación de entregar al fisco, al menos, el 50% de sus ganancias extraordinarias debidas al aumento del precio del petróleo en el mercado internacional (Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, 2006).

A partir del año 2007, con la subida al poder de Rafael Correa el 15 de enero (La Hora, 2007) para un mandato de cuatro años, que pasó a ser transicional de 2007 a 2009 luego de ser aprobada la nueva Constitución del Ecuador, el país inició un periodo caracterizado por estabilidad política y crecimiento económico. En el mes de Octubre, mediante Decreto Ejecutivo N.º 662, emitido por Rafael Correa, se aumentó el porcentaje de ganancias extraordinarias para el Estado al 99 % y solamente 1% para las empresa contratistas petroleras, dejando abierta la posibilidad de renegociar los contratos entre el estado y las petroleras privadas (EP Petroecuador, 2013, p. 43). La mayoría de las empresas contratistas renegociaron los contratos, pero algunas no aceptaron este cambio y plantearon demandas al Estado Ecuatoriano ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI).

En el año 2008, durante la primera administración de Correa, la Asamblea Constituyente aprobó la nueva Constitución de la República del Ecuador y luego de ser sometida a un plebiscito ciudadano fue aprobada por más del 60% de los ecuatorianos (Black, 2019). La

nueva constitución es de carácter garantista, ratifica la propiedad estatal inalienable de los recursos naturales estratégicos y promulga los derechos de la naturaleza (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

Luego del gobierno de transición de dos años (2007-2009), Correa fue electo para ocupar la Presidencia de la República en el periodo 2009-2013. Durante este periodo Ecuador vivió una época de relativa paz social y de fortalecimiento del Estado como motor del crecimiento económico. En el ámbito petrolero, mediante Decreto Ejecutivo No. 314 del 6 de abril de 2010, vigente desde su publicación en el Registro Oficial Suplemento No. 171 de 14 de abril de 2010, se creó la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP (Decreto Ejecutivo 314, 2010), con lo cual se dio continuidad de gestión y un espaldarazo a la empresa estatal que había asumido el reto de retomar las actividades de la multinacional OXY, con igual o mejores niveles de eficiencia (Petroamazonas EP, 2018). El mismo 6 de Abril, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país, se creó la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, mediante Decreto Ejecutivo # 315, con el objetivo y responsabilidad de velar por la gestión del sector hidrocarburífero (Decreto Ejecutivo 315, 2010).

Con el decreto de creación, Petroamazonas EP asumió la gestión y operación de exploración y explotación de las áreas y campos Bloque 15, Edén Yuturi y Limoncocha, Pacay, Quilla, Aguajal, Pañacocha, Paka Norte, Paka Sur, así como los Bloques, áreas y/o campos que le sean asignados por el Ministerio del Ramo, por medio de la Secretaría de Hidrocarburos (Petroamazonas EP, 2018).

Tomando en cuenta el buen desempeño productivo de Petroamazonas EP, el 2 de enero del 2013 mediante Decreto Ejecutivo # 1351-A las fases exploración y explotación de hidrocarburos que manejaba EP Petroecuador fueron transferidas a la Empresa Pública Petroamazonas, quedando EP Petroecuador con las actividades de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos (EP Petroecuador, 2018, p. 6). De esa manera la actividad hidrocarburífera del país quedó a cargo de dos empresas estatales, Petroamazonas EP encargada de las actividades “upstream” y EP Petroecuador encargadas de las actividades de “downstream”¹⁵.

La gestión realizada por el gobierno de Correa en el periodo 2009-2013 en las áreas de la salud, educación e infraestructura coadyubó para que Rafael Correa fuera reelecto para el periodo 2013-2017. En el segundo semestre de 2014 se produjo una drástica caída en los precios del petróleo a nivel internacional, por un superávit de oferta debido principalmente a la aplicación del “fracking” en Estados Unidos (El Economista, 2015), lo cual se tradujo en una reducción significativa de los ingresos fiscales del Ecuador. La menor disponibilidad de fondos públicos produjo una reducción de inversiones en los programas gubernamentales lo cual pasó factura al gobierno de Correa. Se produjo un incremento del descontento popular agravado por las denuncias de corrupción en varios entes estatales (Black, 2019). En el año 2014 Petroamazonas firmó nueve contratos de prestación de servicios con financiamiento

¹⁵ En el argot petrolero las actividades de “upstream” se refieren a la exploración y producción de hidrocarburos, mientras que las actividades de “downstream” se refieren a transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

(Petroamazonas EP, 2015a), los cuales por un lado permiten el aporte de inversión externa para el desarrollo de los campos petroleros, pero por otro lado fueron criticados por incrementar el costo operativo de campos petroleros ya desarrollados y constituir una privatización camuflada de recursos energéticos.

Rafael Correa fue reemplazado por Lenin Moreno mediante elecciones libres para el periodo 2017-2021, pero Moreno, al poco tiempo de asumir su mandato, comenzó a cambiar los lineamientos de política económica y social promulgados en la campaña electoral, mostrando un giro hacia el neoliberalismo (Ramírez Gallegos, 2018). Lenin Moreno rompió lazos con el movimiento impulsado por Rafael Correa, se derechizaron las acciones impulsadas por el gobierno ecuatoriano y se descontinuaron muchos proyectos sociales y económicos que habían sido impulsados por el anterior gobierno. El 24 de abril de 2019 el presidente Lenin Moreno emitió el Decreto Ejecutivo 723 mediante el cual dispuso el inicio del proceso de unificación de EP Petroecuador y Petroamazonas EP, con el fin manifiesto de unir en una sola las empresas estatales petroleras ecuatorianas y optimizar recursos técnicos y económicos (Pacheco, 2019).

El 1 de Octubre de 2019 el gobierno del Ecuador anunció la salida del país de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a partir del 1 de Enero del 2020, con el argumento de aportar a la “Austeridad fiscal” (BBC News Mundo, 2019a), con lo cual, a pesar del bajo porcentaje de producción que tenía Ecuador en la OPEP, se afecta la posición de negociación de los países exportadores de petróleo y se beneficia el poder de las multinacionales petroleras.

El 28 de agosto del 2020 el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables informó que con la finalidad de dar cumplimiento al Decreto 723, en reuniones de los directorios de Petroecuador y de Petroamazonas se resolvió aprobar que EP Petroecuador absorba a Petroamazonas EP, unificando la cadena de valor del negocio petrolero (Ministerio de Energía y Minas, 2020). Con esta decisión del gobierno de Moreno se da fin al desarrollo independiente de Petroamazonas EP, empresa petrolera estatal que fue reconocida en diversos foros por su eficiencia productiva, manejo ambiental y relaciones comunitarias. Desde el 1 de enero del 2021, la empresa pasó a ser parte de la empresa integrada EP Petroecuador, y aunque en el manejo operacional sigue manteniendo independencia, poco a poco se va sumergiendo en un sistema preponderantemente burocrático y va perdiendo la eficiencia operativa y manejo ambiental que fue su característica desde su fundación en el año 2006.

Lenin Moreno fue reemplazado por el banquero Guillermo Lasso quien fue electo para el periodo 2021-2025 con un programa neoliberal orientado a disminuir el papel del estado en la economía. Uno de los primeros decretos ejecutivos de Lasso fue el No. 95 del 7 de julio de 2021, orientado a promocionar la inversión extranjera, la protección de inversiones, el cambio de contratos petroleros al tipo de Participación y la delegación a la empresa privada de actividades que realiza la empresa estatal (Torres, 2021). El 29 de noviembre de 2021 fue publicada en el Registro Oficial 587 una ley multisectorial que incluía incentivos para la participación privada en el negocio petrolero (Ley Orgánica para el desarrollo económico y sostenibilidad fiscal tras la pandemia Covid-19, 2021). Esta ley fue declarada inconstitucional por la Corte Constitucional mediante una resolución publicada en el Registro Oficial el 11 de

enero de 2023 (Sentencia No. 110-21-IN/22, 2023), lo cual fue un baldazo de agua fría para las pretensiones privatizadoras de Lasso. La sentencia de la Corte Constitucional, denuncias de corrupción y las acusaciones de vinculación de importantes integrantes del gobierno con la mafia albanesa¹⁶, impidió que se acentúe el proceso privatizador del gobierno de Lasso, puesto que no terminó su periodo y tuvo que utilizar el mecanismo constitucional de la “Muerte Cruzada” para evitar ser juzgado y destituido por la Asamblea Nacional (BBC News Mundo, 2023).

Como resultado de las elecciones anticipadas debido a la aplicación de la Muerte Cruzada, el 23 de noviembre de 2023 inició el mandato por un periodo de año y medio el centroderechista Daniel Noboa Azín, para completar el tiempo truncado del gobierno anterior, luego de haber triunfado en segunda vuelta frente a la izquierdista Luisa González. Es hijo del empresario bananero Álvaro Noboa Pontón, considerado la persona más rica del Ecuador y que anteriormente por varias ocasiones intentó llegar a la presidencia del país (Roura, 2023).

4.2 LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA DE LA ENERGÍA EN EL ECUADOR

La administración pública de la energía en el Ecuador tiene como fundamento las disposiciones de la Constitución de la República que es la ley fundamental del país, a la cual se debe subordinar toda la normativa nacional y en particular la Ley de Hidrocarburos y las normativas de dos instituciones fundamentales del sector energético: el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente.

4.2.1 La Constitución de la República del Ecuador

La Constitución de la República del Ecuador es la ley superior bajo la cual se estructura toda la normativa del país. La actual constitución se encuentra vigente desde el año 2008, sus disposiciones son de obligatorio cumplimiento para todos los estamentos públicos o privados del país y deben estar reflejadas en todas las leyes inferiores, contratos, acuerdos, resoluciones o proyectos de cualquier tipo (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

Con respecto a la industria petrolera, la Constitución establece disposiciones claras sobre el manejo de los recursos naturales, el cuidado ambiental, la relación con las comunidades, los derechos de la naturaleza y la renta petrolera. A continuación, se realiza un breve repaso de algunos preceptos básicos del texto constituyente relacionados con el manejo energético y cuidado del medioambiente.

En el Título I, capítulo primero, artículo 1, se establece claramente que los recursos naturales no renovables, como lo son los hidrocarburos, pertenecen al patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible del Estado (Constitución de la República del Ecuador, 2008), es decir que, bajo ninguna figura o contrato pueden pasar a ser patrimonio privado.

En el capítulo séptimo, artículo 71, se establece un hecho novedoso en las constituciones de los países, puesto que se reconoce los derechos de la Naturaleza o “Pacha Mama” para que

¹⁶ Mafia Albanesa se ha denominado a una organización criminal dedicada al narcotráfico, originaria de Albania y con ramificaciones en el Ecuador.

se respete íntegramente su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

En el Título VI, capítulo quinto, artículo 313 se establece como sectores estratégicos a “la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espacio radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley” (Constitución de la República del Ecuador, 2008). En el Artículo 315 se indica que el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos. Además, el Artículo 316 establece la posibilidad de delegar la gestión de los sectores estratégicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria, e incluso delegar a empresas privadas en circunstancias excepcionales. Mientras que el Artículo 317 establece que la explotación de los recursos naturales debe realizarse en forma sustentable y sostenible tomando en cuenta el cuidado ambiental.

En el Título VII, capítulo segundo, artículo 395 se recalca que el Estado garantizará un modelo de desarrollo amigable con el medio ambiente y participativo con las comunidades. La Constitución reconoce los principios ambientales que garanticen un modelo sustentable de desarrollo, que asegure la satisfacción de las necesidades de la generación presente y las futuras y dispone que las políticas de gestión ambiental serán de obligatorio cumplimiento (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

Pese a la claridad de las disposiciones constitucionales muchos contratos relacionados con la industria hidrocarburífera en el Ecuador, han tomado atajos normativos para burlar lo establecido en la Constitución, implementar contratos leoninos en favor de las transnacionales petroleras y permitir la ausencia de compromisos serios con el medioambiente y las comunidades de las zonas de influencia.

4.2.2 Las instituciones energéticas hidrocarburíferas del Ecuador

Las instituciones estatales encargadas en la actualidad de la administración de la energía en el Ecuador son el Ministerio de Energía y Minas (Anteriormente denominado y Ministerio de Recursos Naturales No Renovables) con su institución adjunta: la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (Actualmente Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables), y el Ministerio del Ambiente. En la Figura 5 se muestra un esquema de las instituciones energéticas relacionadas con la industria petrolera ecuatoriana.

En la figura se indica mediante flechas de doble sentido, el flujo de información entre las empresas ejecutoras, las instituciones que aprueban los proyectos de desarrollo y la institución que controla las diferentes actividades desarrolladas por las empresas ejecutoras. A continuación, se realiza una descripción sucinta de cada una de las instituciones involucradas.

Figura 5. Esquema de las instituciones energéticas hidrocarburíferas del Ecuador



Fuente: Elaboración propia a partir de la información de las instituciones involucradas

4.2.2.1 Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), anteriormente denominado Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), surgió de la unificación de tres ministerios existentes y una institución adscrita. Mediante Decreto Ejecutivo N° 399 del 15 de mayo del 2018, el presidente Lenin Moreno dispuso la fusión por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos (Decreto Ejecutivo 399 creación del MERNNR, 2018, p. 3).

El MEM tiene la misión de “Impulsar el desarrollo y aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos y mineros, con responsabilidad social y ambiental, mediante la formulación, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas, aplicando en su gestión principios de eficiencia, transparencia e integridad” (MERNNR, 2019c).

El MEM se encuentra conformado por tres viceministerios: Viceministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, y Viceministerio de Minas. Además, el MEM cuenta con la Subsecretaría de Territorio y Seguimiento Ambiental, que no pertenece a los viceministerios y reporta directamente al Ministro (MERNNR, 2019b).

4.2.2.2 Agencia de Regulación y Control

La Agencia de regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) fue creada el 6 de mayo del 2020, mediante decreto ejecutivo que fusionó la

agencia de Regulación y Control Minero, la agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Es una entidad adscrita al MEM que asume todas las atribuciones, funciones, programas, proyectos, representaciones y funciones que correspondían a las instituciones fusionadas.

En lo relacionado con la parte hidrocarburífera la ARCERNNR asume la misión que tenía la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de “Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos, con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones relacionadas” (Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la ARCH, 2013).

4.2.2.3 Ministerio del Ambiente

El Ministerio del Ambiente tiene como misión “Ejercer de forma eficaz, eficiente y transparente la rectoría de la gestión ambiental, garantizando una relación armónica entre los ejes económicos, social, y ambiental que asegure el manejo sostenible de los recursos naturales estratégicos” (Ministerio del Ambiente, 2019).

Corresponde al Ministerio de Ambiente, entre otras funciones, dar los permisos ambientales para la ejecución de los proyectos de exploración, explotación, transporte e industrialización hidrocarburífera. Tarea complicada puesto que todo proyecto hidrocarburífero tiene incidencia en el medioambiente y en las comunidades vecinas, y en el caso del Ecuador la situación es más compleja pues la mayoría de los proyectos de extracción petrolera se localizan en la Amazonía. Por lo mismo se deben tomar en cuenta tanto los beneficios como las externalidades negativas que un proyecto puede ocasionar (Ministerio del Ambiente, 2019).

4.2.3 La Ley de Hidrocarburos y sus sistemas contractuales

En 1971 el presidente Velasco Ibarra expidió la Ley de Hidrocarburos, “en reemplazo de la Ley de Petróleos de 1937, recuperando así, para el país la propiedad del petróleo al proclamar que la riqueza petrolera pertenece al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Ecuatoriano” (Guevara, 2001, p. 16). La Ley de Hidrocarburos vigente en el Ecuador, tiene como base la ley emitida con Decreto Supremo 2967 y publicada en el Registro Oficial 711 del 15 de noviembre de 1978 (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 1978), a la cual se le han realizado algunas reformas, principalmente en las características de los contratos hidrocarburíferos, para adecuarlos a las políticas impulsadas por los diferentes gobiernos en los cuarenta y cinco años de vigencia de esta ley (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

La ley vigente sigue los preceptos establecidos en la Constitución de la República en cuanto a la definición de los sectores considerados estratégicos para país. Establece que los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, que el Estado explorará y explotará los yacimientos de hidrocarburos “en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, o consorcios integrados de ellas, de probada experiencia y capacidad técnica y económica”,

para lo cual el Ministerio del Ramo, podrá celebrar los tipos de contratos especificados en la ley (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023). En el Capítulo III Formas Contractuales, la Ley de Hidrocarburos vigente establece tres tipos de contratos entre el Estado y las contratistas:

- Participación para la exploración y/o explotación de hidrocarburos
- Prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos
- Obras o servicios específicos

Los contratos de participación para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, son los “celebrados por el Estado, titular de los recursos, por intermedio del Ministerio del Ramo, mediante los cuales se delega a la contratista la facultad de explorar y/o explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos”, a cambio de lo cual la contratista tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato. (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

Los contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos son aquellos en que personas jurídicas nacionales o extranjeras, “se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto”. Cuando la contratista encuentre hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido según lo establecido en el contrato (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

Los contratos de obras o servicios específicos “son aquellos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para las empresas públicas que se dediquen a la exploración, explotación, industrialización, transporte, refinación o comercialización de hidrocarburos, obras, trabajos o servicios específicos”, a cambio de un precio o remuneración en dinero o en especie (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

4.3 INCIDENCIA DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA DEL ECUADOR

El descubrimiento de petróleo en la Región Amazónica del Ecuador y el inicio de su exportación al mercado internacional en el año 1972 causó un profundo impacto en la economía del Ecuador que, hasta antes del boom petrolero, basaba sus ingresos en la producción agrícola (Ayala Mora, 2008). Si en un inicio se pensó que la exportación de petróleo sería una panacea para la población y que catapultaría al país a altos niveles de desarrollo y bienestar, después de cinco décadas de explotación petrolera, el país no ha alcanzado el desarrollo y bienestar esperados, y más bien se han mantenido altos niveles de pobreza y desempleo, desarrollo industrial incipiente y falta de oportunidades de crecimiento económico para grandes sectores poblacionales (Correa Delgado, 2009). A partir del año 2022 además de los problemas ya existentes en la sociedad ecuatoriana, se sumó una ola de inseguridad que se refleja en un incremento exponencial de la tasa de muertes violentas por cada cien mil habitantes, que ha llegado a ser la mayor de América Latina (González, 2023).

4.3.1 El Boom petrolero de los setenta

La explotación de los recursos hidrocarburíferos en el Ecuador a partir del “Boom” petrolero en la Amazonía Ecuatoriana de los años 70s, significó un gran cambio en la economía del país y en las relaciones de poder económico y político. Como lo indica Guillaume Fontaine, “el boom petrolero de 1973 abrió para este país una era de prosperidad que se tradujo en un aumento promedio del 9% del PIB al año en los setenta, con niveles del 25.3% en 1973 y 9.2% en 1976” (Fontaine, 2002, p. 103).

A pesar del crecimiento económico del país reflejado en el incremento del PIB per cápita, la bonanza petrolera no se tradujo en la solución de los problemas económicos de las grandes mayorías. Durante la primera década de la explotación petrolera del oriente ecuatoriano (1972-1982), el ingreso por habitante prácticamente se duplicó, aunque a partir de este último año, el ingreso por habitante entra en una fase de estancamiento como resultado del inicio de la crisis de la deuda latinoamericana. Larrea concluye que a pesar del notable incremento de los precios internacionales del petróleo y de la expansión del sector petrolero, su efecto sobre el resto de la economía nacional es muy débil y esta riqueza contribuyó muy poco a la mejora de las condiciones de vida de la mayoría de la población (Larrea, 2006b).

4.3.2 La enfermedad holandesa

La llamada “enfermedad holandesa” es un efecto que ha sido observado en varios casos a nivel internacional y se refiere a la afectación económica y social que sufren ciertos países debido al inusitado incremento de ingresos por la explotación de un producto primario, lo cual afecta negativamente a otras industrias del mismo país (Acosta, 2006). El nombre de enfermedad holandesa (Dutch Disease) se lo toma debido a los efectos en la economía de los Países Bajos luego del descubrimiento de gas en el mar del Norte, que afectó negativamente a otras industrias manufactureras, que perdieron competitividad por el incremento de divisas y el fortalecimiento de la moneda local (Montesdeoca Espin et al., 2019).

Schuldt y Acosta (2009) concluyen que existe una variada gama de mecanismos y efectos que mantienen en el subdesarrollo a muchos países que apuestan prioritariamente a la extracción y exportación de recursos naturales: el deterioro de los términos de intercambio entre los productos primarios y los industrializados, la sobreproducción de los productos primarios, la volatilidad de los precios de estos productos, los abundantes préstamos de la banca internacional en época de bonanza, que se vuelven difíciles de pagar en épocas de vacas flacas, un auge consumista temporal, los rendimientos decrecientes de los recursos naturales, la ausencia de encadenamientos beneficiosos hacia otros sectores, poca capacidad de absorción de fuerza de trabajo, etc.

Al analizar la incidencia del boom petrolero en la historia económica ecuatoriana Correa indica que el incremento de las importaciones frustró las esperanzas puestas en el incremento de las exportaciones petroleras, “Si bien debido a las exportaciones petroleras las exportaciones totales pasaron de 199 a 2.541 millones de dólares en el período 1971-1981, las importaciones totales durante el mismo periodo se incrementaron de 340 a 2.246 millones” (Correa Delgado, 2009, p. 22). Correa concluye que el *boom* petrolero ecuatoriano fue un típico ejemplo de la

enfermedad holandesa, por la apreciación del tipo de cambio real como consecuencia del ingreso de grandes cantidades de divisas por la irrupción de un producto de exportación no basado en incrementos de productividad.

Una investigación realizada con datos entre los años 2000 y 2017 indica que los resultados empíricos confirman la existencia de diferentes síntomas de la enfermedad holandesa en el Ecuador, que se manifiesta en tensiones sobre las finanzas públicas por el aumento del gasto público y en la balanza comercial debido a un incremento sostenido de importaciones (Desfrancois, 2019).

Una propuesta para enfrentar la enfermedad holandesa es trasladar los ingresos provenientes de los recursos naturales a otros sectores, como el agrícola, industrial o turístico, y fundamentalmente en el desarrollo del recurso humano, con el fin de promover la productividad y la transferencia de conocimientos (Ocampo, 2005). Este planteamiento fue conocido en el Ecuador como “sembrar el petróleo”, sin embargo, a pesar de ser promocionado por los gobiernos y la prensa local, en la práctica no fue impulsado con el debido empeño por las autoridades de turno que prefirieron seguir apostando al “rentismo” del sector hidrocarburífero (Bäckström, 2013).

4.3.3 Recursos naturales y desarrollo en el contexto regional

Según un informe de la CEPAL en el año 2023, América Latina y el Caribe dispone de cerca de un 20% de las reservas mundiales de petróleo, alrededor del 25% de los metales estratégicos y más del 30% de los bosques primarios del planeta (CEPAL, 2023). Sin embargo esta riqueza que la naturaleza donó a América Latina y el Caribe, en lugar de ser una bendición y un factor para el desarrollo armónico de los pueblos latinoamericanos y caribeños, ha constituido la causa de sangrientas guerras de despojo, de saqueos por parte de potencias extranjeras, de contratos leoninos a favor de empresas multinacionales, de explotación de los pueblos por parte de las oligarquías locales y de indecibles masacres y sufrimientos, como ya lo describió Galeano (2004) en “Las venas abiertas de América Latina”.

Cuando en un país en vías de desarrollo se identifican reservas inexploradas de recursos naturales, principalmente hidrocarburíferas o mineras, se multiplican las opciones de crédito de los organismos financieros multinacionales y de naciones interesadas que disponen de recursos financieros. Sin embargo, estos préstamos, que en principio parecen una buena alternativa para los países poseedores de recursos naturales, a la larga pasan a ser una carga que dificultan su desarrollo económico y social, cuando los fondos frescos no se utilizan con un concepto de desarrollo sostenible, no se orientan al beneficio social, no consideran la volatilidad de los precios, o no consideran los impactos ambientales (Donoso Game, 2008, pp. 34-36). El financiamiento mal utilizado hace que los países entren a un círculo vicioso, que obliga a una permanente refinanciación, a pasar el peso de la deuda a los gobiernos siguientes, hasta que llega el inevitable momento de pagar la pesada deuda externa contraída en épocas de euforia exportadora (Schuldt & Acosta, 2009).

La historia de varios países poseedores de recursos naturales indica que no supieron aprovechar las riquezas que les dio la naturaleza en beneficio de sus habitantes, sin embargo, hay países en que la explotación de sus recursos naturales les ha permitido alcanzar un estado

de bienestar para la población como es el caso de Noruega (Estrada, 2006). Entre las causas para esta diferencia de resultados de la explotación de los recursos naturales, está la madurez institucional y la decisión de utilizar los ingresos en la dinamización del aparato productivo local. El Banco Mundial manifiesta que “Las economías que han sido bendecidas con una gran abundancia de petróleo, minerales u otros recursos naturales deberían invertir en el país la “renta”, o las sumas recibidas, y así aumentar sus posibilidades de crecimiento. Sin embargo, la experiencia histórica demuestra, con mucha frecuencia, que se hace lo contrario” (Banco Mundial, 2008, p. 8).

Considerando los resultados diferentes, se pueden mencionar algunos lineamientos que contribuyen al desarrollo económico y social de los países poseedores de reservas hidrocarburíferas: Fomentar el desarrollo de la industria local, obtener el mayor beneficio posible por cada unidad extraída antes que maximizar el volumen de extracción, garantizar la demanda nacional de derivados, fomentar la integración energética regional, promover el cambio energético hacia energías sustitutivas, fortalecer el mercado interno y el aparato productivo doméstico, modernizar las instituciones estatales, cambiar la forma y contenido de asignación de recursos y el rediseño de la política económica orientándola a elevar el nivel de vida de los habitantes (Schuldt & Acosta, 2009).

El Boom petrolero en el Ecuador, si bien en un inicio permitió el incremento del ingreso per cápita, a la larga no logró solucionar los problemas de pobreza y desigualdad de oportunidades de la mayoría de los ecuatorianos. Se han perdido muchas oportunidades en el camino de la búsqueda del bienestar social, pero aún no es tarde para redireccionar el modelo de desarrollo y “sembrar” el petróleo.

4.4 LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP

La empresa Petroamazonas EP fue el resultado exitoso de un esfuerzo para constituir una empresa petrolera estatal, que mantenga niveles satisfactorios de eficiencia operativa-empresarial, beneficio social y adecuado manejo ambiental. Nació con la toma de las operaciones de la filial ecuatoriana de la empresa privada Occidental Petroleum Corporation en el año 2006 (Dávalos, 2006), se desarrolló manteniendo los procedimientos de la anterior empresa, incrementó sus actividades hasta estar a cargo del 80 % de la producción de petróleo del Ecuador (ARCERNNR, 2021) y funcionó como empresa independiente hasta su fusión con la empresa integrada EP Petroecuador en el año 2021. A continuación, se hace un recorrido de las particularidades de la creación y desarrollo de Petroamazonas EP.

4.4.1 La salida de la OXY y la creación de Petroamazonas EP

La compañía estadounidense Occidental Petroleum Corporation aparece en el escenario petrolero ecuatoriano en el año 1982, como Occidental Exploration and Production Company OEPC (En el Ecuador es más conocida como OXY, por lo que se utilizará este término de aquí en adelante). En el año 1983, durante el gobierno de Oswaldo Hurtado (1981-1984), participó en la primera ronda petrolera que licitaba 200 mil hectáreas en el Bloque 15 (Becerra, 2015), que incluía sectores protegidos como la reserva biológica Limoncocha y el bosque protector

Pañacocha (Acción Ecológica, 2005). “Tres años después, vale decir el 25 de enero de 1985 firma con el Estado Ecuatoriano un contrato de prestación de servicios en el Bloque 15, luego en mayo de 1999 la OEPC y Petroecuador firman un contrato modificatorio de participación del Bloque 15 y los campos unificados Edén-Yuturi y Limoncocha” (Rojas, 2007, p. 28).

El Bloque 15, y particularmente el campo petrolero Edén Yuturi, se localizan en la selva amazónica ecuatoriana, en un área particularmente sensible desde el punto de vista ambiental (Acción Ecológica, 2005). Siendo una zona selvática con baja intervención humana y sin vías de comunicación terrestre, en el desarrollo petrolero se aplicó una política de Seguridad Salud y Ambiente orientada a minimizar el impacto ambiental. En el 2004 OXY alcanzó una producción de 110 mil barriles de petróleo por día (BPPD), que correspondía a una quinta parte de la producción total del Ecuador (Dirección Nacional de Hidrocarburos, 2005).

El contrato firmado entre el Estado Ecuatoriano y OXY, establecía la prohibición de cesión a otra empresa de una parte o totalidad de las obligaciones del contrato, a menos que exista la aprobación expresa por parte del Estado Ecuatoriano, y que el incumplimiento de esta cláusula podía ser causal de caducidad del contrato (Torres Maldonado, 2014). Esta cláusula fue incluida en varios contratos petroleros del Ecuador para evitar el tráfico de áreas y contratos hacia terceras empresas, tal como ya había sucedido anteriormente en otros contratos petroleros, como lo fue el contrato con un “fantasmal” Consorcio ADA para áreas hidrocarbúferas en el Golfo de Guayaquil (Galarza Zavala, 1974). En el caso del contrato del Estado Ecuatoriano con la empresa OXY, justamente se incumplió con esta cláusula. “El 1 de octubre del 2000 entró en vigor un convenio comercial entre OXY y la empresa petrolera CITY para ceder el 40% de las acciones del bloque 15 (CITY a su vez pasa las acciones a ENCANA, quien posteriormente cede a Andes Petroleum). Es aquí donde surge el problema porque no hubo ninguna autorización del Ministerio de Energía, el mismo que días después les responde y les recuerda a OXY la nulidad del proceso y las causales de caducidad” (Rojas, 2007, p. 29).

Después de haber sido identificada la infracción y de intentos por ocultar el hecho por parte de la empresa OXY, el 24 de agosto de 2004, la Procuraduría del Estado pidió se inicie el trámite de caducidad del contrato con la empresa petrolera, por el evidente incumplimiento de los términos contractuales. Luego de implantado el juicio y de una serie de cargos y descargos de fallidos intentos de acuerdos y negociaciones, el lunes 15 de mayo de 2006, a las 18:00, el Ministro de Energía del Ecuador, Iván Rodríguez, declaró la caducidad del contrato con la empresa petrolera Occidental Exploration and Production Company, para la operación del Bloque 15 y de los convenios de operación unificada de los campos Edén-Yuturi y Limoncocha (Dávalos, 2006).

La empresa OXY salió del Ecuador, pero se llevó a la mayoría de los técnicos claves de la empresa a quienes les ofreció puestos de trabajo en las operaciones de la compañía con la posibilidad de ser trasladados a las oficinas centrales en Estados Unidos y eventualmente a próximas operaciones programadas en otros países. De esa manera OXY a más de provocar el apagón tecnológico en sus oficinas en Quito y en el campo (La Hora, 2006), pretendió llevarse la experticia técnica (“know how”) y conocimiento de los campos petroleros que los técnicos poseían y de esa manera minimizar la capacidad tecnológica y la experticia en la nueva empresa que se haría cargo de las operaciones petroleras en el Bloque 15.

Luego de la salida de la empresa OXY, en su reemplazo, mediante Decreto Ejecutivo No. 1546, publicado en el Registro Oficial no. 300 del 27 de junio del 2006, se creó la Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 y Campos Unificados Edén-Yuturi y Limoncocha (UAOT Bloque 15), adscrita a la Vicepresidencia de PETROPRODUCCIÓN que como filial de exploración y producción de PETROECUADOR era la empresa petrolera estatal que en el año 2006 tenía a cargo la mayoría de las reservas petroleras del país (Caicedo Salcán, 2012, p. 58).

El primer Gerente de la nueva unidad Operativa fue Carlos Blum, un ingeniero que fue intendente de producción del campo en la administración de OXY, quien se mantuvo en ese puesto durante 8 meses hasta el 9 de febrero de 2007 cuando se designó en su reemplazo a Wilson Pástor, un reconocido experto petrolero que había tenido posiciones gerenciales en empresas petroleras públicas y privadas (El Diario, 2007).

4.4.2 Desarrollo de la empresa Petroamazonas EP

Los directivos de la OXY, una vez anunciada la caducidad del contrato, pronosticaron que la producción en poco tiempo se reduciría a la mitad, por la falta de experiencia, el apagón tecnológico producido por el cierre de los programas técnicos y la falta de información que a su vez afectaría la capacidad operativa de la empresa en manos ecuatorianas. La Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 (UAOT Bloque15) constituida por la salida intempestiva de la OXY, logró evitar la anunciada caída drástica de la producción de petróleo. Si bien la producción se redujo en un diez por ciento (Dirección Nacional de Hidrocarburos, 2007), no alcanzó el cincuenta por ciento anunciado por los directivos de OXY, lo cual fue un mérito para la nueva unidad ecuatoriana, considerando que se perdió el acceso a la información técnica y administrativa y que tuvo que iniciar muchos procesos desde cero. El mantenimiento de los procesos administrativos y operacionales se logró con el trabajo coordinado del personal de oficinas y de campo que continuó en la UAOT Bloque 15, con el apoyo de los ingenieros de Petroproducción que dos años antes de la caducidad fueron asignados a las operaciones de la OXY y el respaldo de los técnicos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (El Tiempo, 2006).

Desde la creación de la UAOT Bloque 15, la decisión del personal técnico y administrativo fue mantener los procesos y procedimientos de trabajo de la empresa OXY considerando el nivel de eficiencia operativa y administrativa demostrado por esta empresa. Esta decisión le permitió a la UAOT Bloque 15 mantener la eficiencia operativa-administrativa y a la vez conservar el prestigio como empresa eficiente y preocupada por el cuidado ambiental (Petroecuador, 2008).

El 7 de abril del 2008, mediante escritura pública otorgada ante el Notario Vigésimo Sexto del Distrito Metropolitano de Quito, debidamente inscrita en el Registro Mercantil el 23 de abril del 2008, se constituyó la sociedad anónima PETROAMAZONAS ECUADOR S.A. teniendo como accionistas a las empresas estatales PETROECUADOR y PETROPRODUCCIÓN. Posteriormente, el presidente de la República mediante Decreto Ejecutivo 1116, publicado en el Registro Oficial No. 359 del 13 de junio del 2008, estableció que las operaciones a cargo de la Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 y Campos Unificados Edén-

Yuturi y Limoncocha pasen a PETROAMAZONAS ECUADOR S.A. De esta manera la denominada UAOT Bloque 15 pasó a ser una empresa independiente.

Dos años después, “Mediante Decreto Ejecutivo No. 314 del 6 de abril de 2010, vigente desde su publicación en el Registro Oficial Suplemento No. 171 de 14 de abril de 2010, y al amparo de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, se creó la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP” (Petroamazonas EP, 2018, p. 8), que reemplazó a PETROAMAZONAS ECUADOR S.A. La nueva empresa pública asumió la gestión de las actividades de exploración y producción del Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos. El mismo 6 de abril de 2010, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 315 se creó la Empresa Pública de Hidrocarburos de Ecuador EP Petroecuador (Decreto Ejecutivo 315, 2010, p. 4) encargada del transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos.

Acontecimientos posteriores permitieron el crecimiento de Petroamazonas EP, que se fue ampliando con la asignación de nuevas áreas para explotación petrolera correspondientes a otros contratos de operación firmados entre el Estado Ecuatoriano y empresas petroleras privadas, que finalizaron su vigencia (EFE, 2010):

- Con fecha 20 de julio de 2010, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, declaró la caducidad del contrato y convenios suscritos con Perenco Ecuador y Burlington para los Bloques 7 y 21 y campo unificado Coca-Payamino. “Los campos de Perenco ya eran operados por la pública Petroamazonas desde julio de 2009 para evitar que la producción cayera” (Silva, 2010).
- “Con fecha 16 de agosto de 2010, mediante resolución 036, el Secretario de Hidrocarburos de Ecuador, asignó la gestión directa de los Bloques 7 y 21 a Petroamazonas EP” (Petroamazonas EP, 2018, p. 8).
- “Mediante Resolución No. 285, emitida el 25 de noviembre de 2010, se dio por terminado el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque 18, operado por Ecuador TLC S.A./Petrobras, y se designa a Petroamazonas EP como la empresa encargada” (Petroamazonas EP, 2018, p. 8).

Pero el gran salto para el incremento de actividades de la nueva empresa se dio con la asignación a Petroamazonas EP de la actividad de exploración y producción de los campos manejados por la empresa estatal Petroecuador. Mediante Decreto Ejecutivo No. 1351-A publicado en el Registro Oficial No. 860 de 2 de Enero de 2013, se dispuso que Petroamazonas EP asuma todos los derechos y obligaciones que tenía la Gerencia de Exploración y Producción y la Gerencia de Gas Natural de EP PETROECUADOR (Petroamazonas EP, 2018, p. 9).

Petroamazonas EP continuó su incremento de actividad con la incorporación de otras áreas productivas:

- Mediante Resolución SHE No. 259 del 7 de enero de 2014, la Secretaría de Hidrocarburos realizó una asignación directa del Bloque 43 (ITT) a Petroamazonas EP (Petroamazonas EP, 2018), con lo cual quedó a cargo del desarrollo de un importante bloque petrolero que colinda con un área intangible del Yasuní.

- Desde el 1 de agosto de 2019, Petroamazonas EP asumió la operación del campo Bermejo en el Bloque 49, luego de haber finalizado la vigencia del contrato entre el Estado Ecuatoriano y la compañía Tecpetrol (La Hora, 2019).

De esa manera, Petroamazonas EP fue incrementando su incidencia en la economía nacional ecuatoriana al absorber las operaciones de otras empresas privadas y de la empresa pública Petroecuador, alcanzando en el año 2020 una producción que representa el 80% de la producción de petróleo total del país (ARCERNNR, 2021), porcentaje que se ha mantenido, con ligeros cambios, hasta los días actuales (2023).

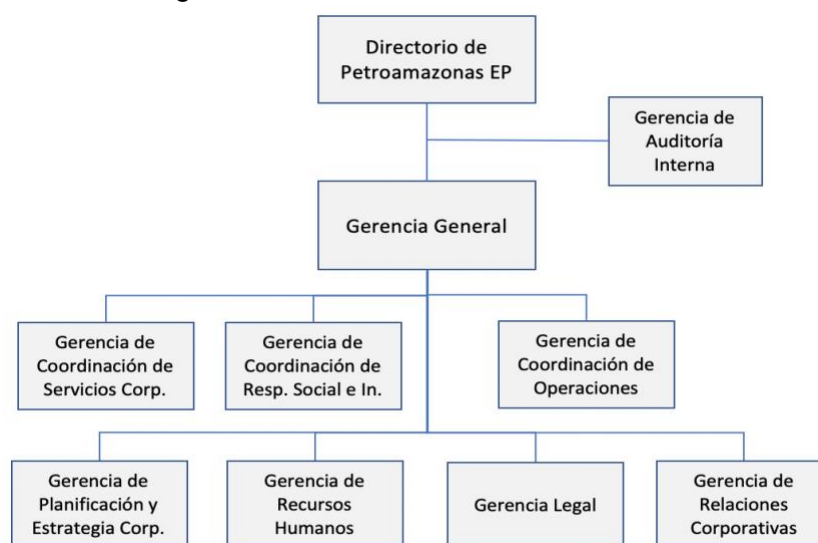
4.4.3 La edad productiva de la empresa

Luego de asumir las actividades de diferentes empresas petroleras privadas y públicas, Petroamazonas EP pasó a ser la mayor empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador encargada del 80% de la producción total de crudo nacional. Petroamazonas EP logró mantener los procedimientos productivos y administrativos de la empresa privada OXY, lo cual le permitió tener una gestión eficiente desde el punto de vista operativo y un adecuado manejo ambiental. Entre los puntos que destacan en la gestión de Petroamazonas, están la estructura organizacional, el manejo de reservas, el manejo de la producción, el manejo ambiental y los esfuerzos por mantener bajos costos operativos por barril de petróleo producido (Petroamazonas EP, 2019).

4.4.3.1 Estructura Organizacional

La estructura orgánica de Petroamazonas EP se muestra en la Figura 6, la cual se ha mantenido a pesar del proceso de unificación con EP Petroecuador que se dio en el año 2021, con la diferencia de que ya no existe el directorio de Petroamazonas EP y en su lugar está el directorio y gerencia general de EP Petroecuador.

Figura 6. Estructura Organizacional de Petroamazonas EP



Fuente: Elaboración propia a partir de Petroamazonas EP (2018)

En esta estructura, el Gerente General es responsable de la administración y gestión integral de la empresa pública, tiene la representación legal, judicial y extrajudicial de la empresa y las responsabilidades de cumplir y hacer cumplir la ley, reglamentos y demás normativa aplicable a las empresas públicas, incluidas las resoluciones emitidas por el Directorio; administrar la empresa pública, velar por su eficiencia empresarial e informar al Directorio trimestralmente o cuando sea solicitado por éste, sobre los resultados de los planes, proyectos y presupuestos, en ejecución o ya ejecutados (Petroamazonas EP, 2017).

La estructura de Petroamazonas EP permitió la coordinación efectiva entre la Gerencia General y las diferentes gerencias coordinadoras, particularmente con la Gerencia Coordinadora de Operaciones, responsable del “Core Business” o procesos sustantivos de la empresa¹⁷. La estructura es piramidal plana, sin exceso de escalones, lo que permite la toma de decisiones en forma ágil y oportuna.

4.4.3.2 Reservas y producción de petróleo

Petroamazonas EP se preocupó de alcanzar los objetivos anuales de producción incluidos en la programación gubernamental. El manejo de reservas y producción siguió los procedimientos y tramitología establecidos en la Ley y Reglamento de Hidrocarburos. A pesar del gran tamaño de la operación que alcanzó Petroamazonas logró cumplir con la normativa hidrocarburífera y ambiental, y minimizar los denominados “expedientes administrativos” que denotan la falta o tardanza de un trámite ante los entes de control.

a) Reservas

Las reservas de petróleo es para la industria petrolera lo que los diamantes son para la industria de piedras preciosas. El petróleo original en sitio (POES)¹⁸ y el volumen de reservas estimadas en un campo hidrocarburífero son los parámetros a partir de los cuales se definen las características generales de un proyecto de desarrollo, se determina el número de pozos a perforar, se definen las facilidades de producción, se establecen los volúmenes esperados de producción y se realizan las estimaciones económicas; es decir que las reservas definen las características de un proyecto de explotación hidrocarburífera (Speight, 2011).

Dada la importancia que tiene el volumen reportado de reservas y considerando que existen muchas subjetividades en la determinación de su valor, un grupo de instituciones científicas de carácter mundial, entre las cuales está la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE por sus siglas

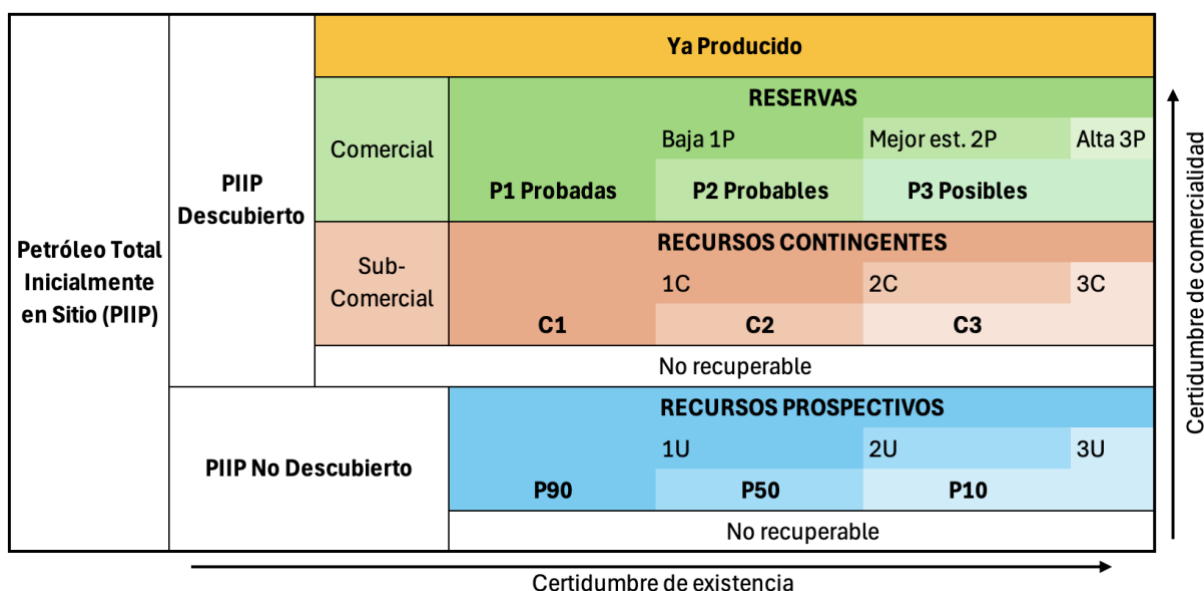
¹⁷ Los procesos sustantivos de la empresa estatal petrolera son: expandir, explorar, desarrollar, producir y abandonar campos petroleros; además se incluyen la salud y seguridad, medio ambiente, responsabilidad social y relaciones comunitarias. Los procesos de asesoría comprenden: la gestión legal, la gestión de auditoría, la gestión de planificación y nuevos negocios y la gestión de relaciones empresariales. Los procesos de apoyo incluyen la gestión de talento humano, la gestión financiera, la gestión logística y la gestión de tecnología e información (Petroamazonas EP, 2018).

¹⁸ El petróleo original en sitio POES es la cantidad de petróleo que existían en un lugar antes de que se inicie el proceso de explotación. Al respecto el documento PRMS indica “Petróleo Descubierto Inicialmente en Sitio es la cantidad de petróleo que es estimada, a una fecha dada y que está contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción” (SPE et al., 2019).

en Inglés) y el Consejo Mundial del Petróleo (World Petroleum Council WPC), decidieron establecer un sistema uniforme de reporte de reservas, el mismo que está resumido en el documento denominado Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en Inglés) (SPE et al., 2019). El sistema de clasificación de reservas establecido en el PRMS ha sido adoptado por numerosas compañías petroleras y por instituciones de regulación y control de la industria hidrocarburífera a nivel mundial, aunque existen países como el Reino Unido, Canadá, Noruega y Rusia, que no siguen este sistema (Sánchez Vela, 2015).

En la Figura 7 se muestra un resumen visual del sistema de reporte de reservas establecido por el PRMS, según el cual la totalidad de recursos hidrocarburíferos existentes “Petróleo Total Inicialmente en Sitio”, se lo divide inicialmente en descubierto y no-descubierto. El petróleo descubierto se lo clasifica en producido, comercial y sub-comercial, y lo que se conoce como “Reservas” es el petróleo comercial que no ha sido aún producido. Las Reservas a su vez se clasifican en Probadas, Probables y Posibles, dependiendo de su grado de certidumbre.

Figura 7. Sistema de reservas y recursos de la PRMS



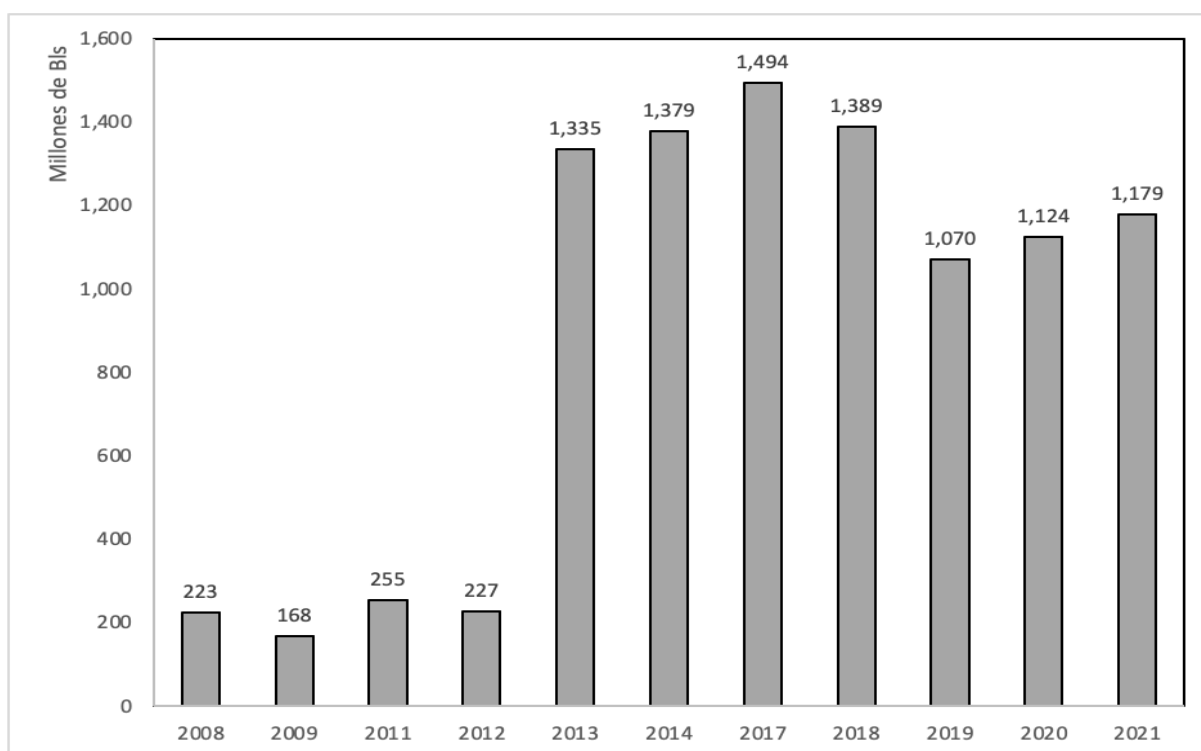
Fuente: Elaboración propia a partir de SPE y otros (2019)

Petroamazonas EP sigue el sistema de reporte de reservas establecido por la PRMS, por lo cual los valores reportados tienen comparabilidad con reportes emitidos por otras empresas u organismos de control. Según la normativa hidrocarburífera ecuatoriana, a inicios de cada año se deben reportar las reservas cortadas al 31 de diciembre del año que terminó, lo cual se realiza obligatoriamente por parte de todas las operadoras petroleras estatales y privadas que tengan operaciones en el país (Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, 2018).

En la Figura 8 se puede apreciar la evolución de las reservas probadas¹⁹ de petróleo en campos en producción, en millones de barriles, reportadas por Petroamazonas EP desde el año 2008.

En el 2008 las reservas reportadas corresponden al Bloque 15 conformado por los siguientes campos en producción: Edén Yuturi, Complejo Indillana, Limoncocha, Paka Norte, Paka Sur, Palmar Oeste, Palmeras Norte y Complejo Yanaquincha (Ministerio de Minas y Petróleos, 2009). En el 2009 se incorporaron los campos del bloque 31, Apaika-Nenke, anteriormente operados por Petrobras (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, 2010). En el año 2010 se incorporaron las reservas de los campos del Bloque 7: Coca-Payamino, Oso, Gacela, Mono, Lobo y Jaguar, más el campo Yuralpa del Bloque 21, que eran operados por Perenco. En el año 2011 se incorporaron las reservas de los campos Pata y Palo Azul operados por Ecuador TLC.

Figura 8. Reservas Probadas de Petróleo de Campos en Producción 2008-2021 (MMBls)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MEM (2009-2022)

¹⁹ De acuerdo al PRMS las reservas probadas “son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas de yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas” (SPE et al., 2019, p. 13). Para ratificar la comercialidad, generalmente la empresa que realiza el informe debe certificar que existe un proyecto viable de explotación, financiado y con alta certeza de ejecución. En el caso de Petroamazonas EP los proyectos de explotación considerados para los reportes de reservas son respaldados con los pronósticos de producción de los pozos existentes y de los pozos que van a ser perforados por sus propios medios o los incluidos en los contratos de prestación de servicios firmados con consorcios privados.

El gran salto en reservas que se nota en el año 2013 se debe a la inclusión de las reservas de los campos que eran manejados por la Gerencia de Exploración y Producción de Petroecuador, luego del decreto de fusión de dicha gerencia con Petroamazonas EP (Decreto Ejecutivo 1351-A, 2012). Desde el año 2017 se incluyen las reservas del campo Sacha, el mismo que era operado por la empresa mixta Río Napo y pasó a ser operado por Petroamazonas EP (El Comercio, 2016).

b) Producción

La producción de petróleo es el resultado de la ejecución del “Core Business” de una empresa petrolera. Del buen manejo de los procesos de producción depende la eficiencia productiva de una empresa, su sostenibilidad económica y la disponibilidad de recursos para los proyectos productivos, ambientales y comunitarios que se planteen ejecutar (Speight, 2011).

Los procesos de producción que aplica una empresa petrolera guardan relación con las características geológicas del campo petrolero a desarrollar, la estimación de POES y reservas, el tipo y número de pozos a ser perforados, la tecnología a ser aplicada, las características naturales y socioeconómicas donde se localiza el proyecto petrolero. Todo esto debe estar plasmado en un “plan de exploración y/o desarrollo” que debe ser presentado al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

Para definir el plan de desarrollo se debe analizar la información técnica y económica disponible, tal como mapas y cortes geológicos, infraestructura del área del proyecto, registros eléctricos de pozos cercanos, muestras de roca de formaciones relacionadas, análisis de fluidos, historia de perforación, completación y pruebas iniciales de pozos vecinos, información de producción y predicciones de campos cercanos, pronósticos de precio del crudo y costos estimados de completación y reacondicionamiento (Peláez, 2009).

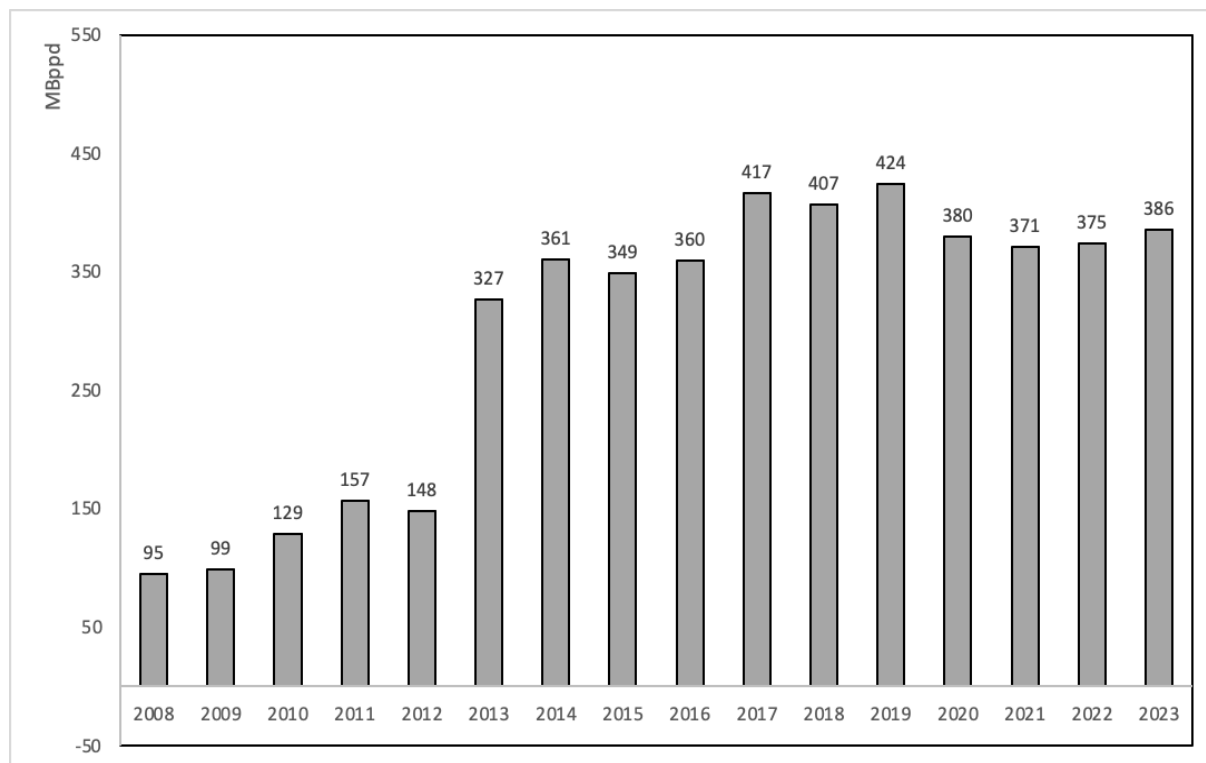
El reto inicial de la unidad estatal que asumió las operaciones de la petrolera privada OXY, fue mantener la producción que estaba en los niveles de 100,000 Barriles de petróleo por día (Bppd). Inicialmente la producción fue afectada por la salida de personal técnico clave, el bloqueo de licencias de los programas de software y el boicot del personal técnico que abandonó el Bloque 15 (Petroecuador, 2007). Sin embargo, luego de que pasó el periodo de desconcierto y superadas las dificultades técnicas e informáticas iniciales, el reto de alcanzar los 100,000 Bppd fue alcanzado por la empresa estatal.

El reto siguiente de Petroamazonas EP fue incrementar la producción de petróleo, lo cual fue logrado gracias a la incorporación de nuevos campos petroleros, a la mística de trabajo del personal operativo y a la continuación del sistema operativo y gerencial que había heredado de la empresa saliente OXY. Esto le permitió a la empresa estatal alcanzar en 2019 una producción promedio de 423,995 barriles equivalente de petróleo por día, que significaron ingresos petroleros de 5,373 millones de USD para el Ecuador (Petroamazonas EP, 2020a).

En la Figura 9 se muestra la producción de Petroamazonas EP desde el año 2008 en miles de barriles de petróleo por día (MBppd). Igual a lo visto en el caso de las reservas, se nota un incremento significativo en el año 2013, debido a la asunción por parte de Petroamazonas EP de las operaciones que venía realizando Petroproducción. A partir del año 2016 se incluye la producción del campo Sacha, que operaba la empresa mixta Río Napo, que pasó a ser totalmente

estatal y ser manejado por Petroamazonas EP luego de concluida la relación entre Petroecuador y PDVSA (El Comercio, 2016).

Figura 9. Producción diaria de Petróleo de Petroamazonas EP 2008-2023 (MBppd)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MEM (2009-2023)

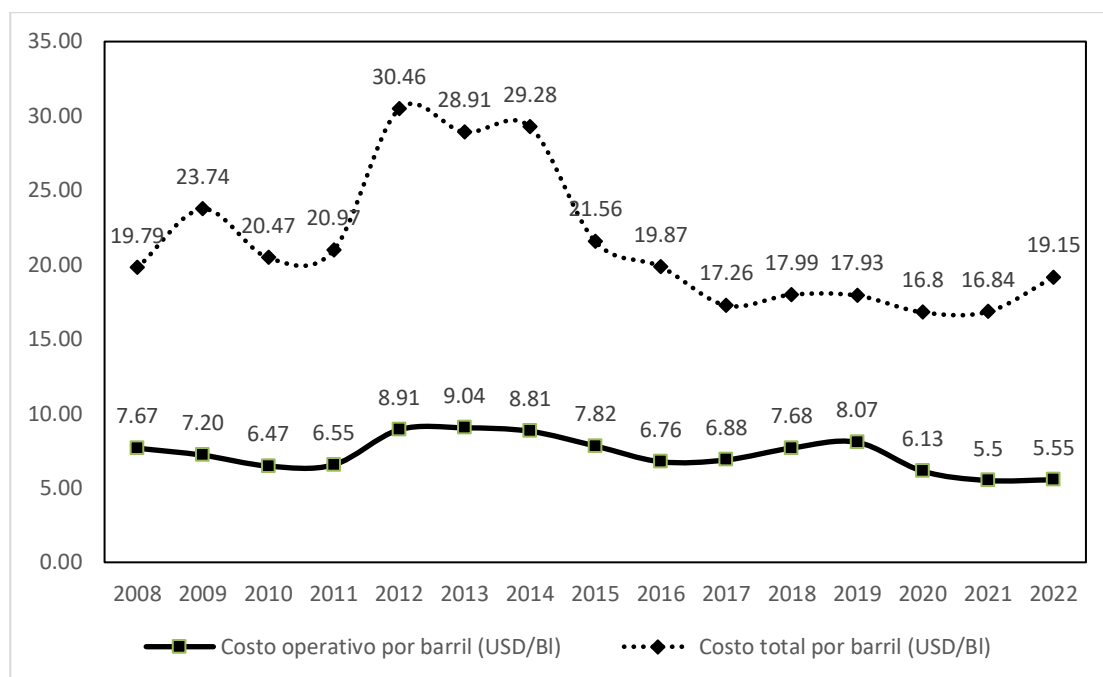
c) Costos por barril

Entre los indicadores más utilizados para determinar la eficiencia productiva en la industria petrolera se encuentran el costo operativo por barril y el costo de producción o costo total por barril. El costo operativo toma en cuenta los costos operacionales (Ópex), sin incluir los costos administrativos y de financiamiento por las inversiones realizadas y constituye una medida de la eficiencia operativa de una empresa (Ledezma, 2015). El costo de producción por su parte toma en cuenta, a más de los costos Ópex, los costos administrativos y de financiamiento, y es una medida de la eficiencia total de una empresa pues considera gastos, inversiones y manejo financiero (Borgez, 2015).

En la Figura 10 se puede apreciar el costo operativo y el costo total por barril de petróleo producido de Petroamazonas EP en dólares de los Estados Unidos de América, desde el año 2008 hasta el año 2022. Se puede apreciar que los costos por barril, tanto operativos como totales, crecieron en los años 2012 a 2014 catapultados por el incremento de los precios del petróleo e insumos industriales a nivel internacional, sin embargo, es notorio su decremento a partir del año 2015, debido a la disminución de inversiones y gastos a raíz de la caída de los precios del petróleo.

En un estudio realizado por la empresa Arthur D Little, se determinó que los costos operativos por barril de Petroamazonas EP se encuentran entre los más bajos, comparados con los de 12 empresas petroleras privadas representativas a nivel mundial (Petroamazonas EP, 2019), lo cual indica que a pesar de la burocratización de ciertos procesos, no puede desconocerse su eficiencia operativa.

Figura 10. Costos por barril producido de Petroamazonas EP (USD/BI)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Petroamazonas EP (2009-2023)

4.4.3.3 Gestión Ambiental

La actividad petrolera en el Ecuador se desarrolla principalmente en la Región Amazónica, más conocida como el Oriente Ecuatoriano. Esta zona es muy sensible desde el punto de vista ambiental y sociológico, puesto que es una zona mayoritariamente no intervenida por la actividad humana, con una alta diversidad biológica y con la presencia de pueblos originarios algunos de los cuales son “No contactados” por la civilización occidental (Fontaine, 2009).

Debido a las características étnicas y de biodiversidad biológica de la Región Amazónica Ecuatoriana, Petroamazonas EP ha aplicado un sistema de explotación petrolera que tiene como componente principal el cuidado del medio ambiente y el respeto a las etnias autóctonas. En los informes de actividades y rendición de cuentas se recalca que las operaciones y actividades de Petroamazonas EP cumplen con la normativa, políticas, estándares y prácticas aplicables de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Control Ambiental de la industria petrolera. El cumplimiento de estos estándares de calidad, ambientales, de seguridad industrial y comunitarios por parte de Petroamazonas EP está avalado con la certificación de gestión de

calidad ISO 9001, certificación ambiental ISO 14001 y de seguridad industrial OHSAS 18001, así como el aval de la Guía de Responsabilidad Social ISO 26000 (Petroamazonas EP, 2014).

Petroamazonas EP tiene operaciones en zonas intervenidas por la colonización y en zonas no intervenidas de la Región Amazónica, lo cual hace que se apliquen procedimientos operativos concordantes con el medio en el cual se realizan las operaciones. Un ejemplo del modelo de gestión ambiental aplicado por Petroamazonas EP es el campo Pañacocha, ubicado en la Provincia de Sucumbíos, al cual se puede ingresar únicamente por vía fluvial o aérea, tiene plataformas libres de ruido y sin emisiones, senderos ecológicos y áreas intervenidas optimizadas para minimizar el impacto ambiental (Petroamazonas EP, 2014).

Algunos procedimientos aplicados por Petroamazonas EP tales como la utilización de “puentes de dosel”, “pasos deprimidos” y “corredores ecológicos” han sido reconocidos en foros ambientales. Los puentes de dosel consiste en preservar los grandes árboles a los lados de las trochas, cuyas copas se entrecruzan para que las especies arbóreas las utilicen como zonas de tránsito, los “pasos deprimidos” son pequeños túneles construidos en los cruces de riachuelos, con la finalidad de mantener su cauce natural y libre recorrido del agua, evitando que se represe y afecte al ecosistema, y los “corredores ecológicos” son trochas que permiten la circulación de los mamíferos, su refugio y sombra (El Comercio, 2015).

Caso particular de análisis fue la construcción de las llamadas “comunidades del milenio” en dos localidades cercanas a las operaciones petroleras: Pañacocha y Playas de Cuyabeno. Dichas comunidades fueron construidas para pobladores de las comunidades cercanas con casas con parámetros de comodidad “civilizatoria”: 96 metros cuadrados, con cocina, sala, comedor, baño, energía eléctrica, luminarias, tanque de agua, lavandería, etc., además de unidad educativa, mercado, coliseo, estadio, centro de salud y cementerio (Petroamazonas EP, 2013). Estas construcciones se construyeron con el criterio de que las comunidades amazónicas tienen derecho a tener acceso a comodidades del modo de vida occidental, pero a su vez han sido criticadas por cambiar el entorno cultural en donde fueron levantadas y ser incompatibles con el modo de vida de las comunidades locales (Constante, 2019).

4.4.4 Gestión empresarial

El Decreto Ejecutivo de creación de Petroamazonas EP, en su artículo 2 indica: “El objeto principal de PETROAMAZONAS EP es la gestión de las actividades asumidas por el Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en las fases de exploración y explotación, observando las normas aplicables” (Decreto Ejecutivo 314, 2010). Para cumplir con su objetivo principal y gestionar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos Petroamazonas EP aplica un sistema de administración estratégica y de indicadores de gestión mediante “Tablero Comando”²⁰, el mismo que evalúa el cumplimiento de la misión, visión y objetivos empresariales definidos en la planificación estratégica para un período determinado.

²⁰ El concepto de Tablero Comando, también conocido como Cuadro de Mando Integral o Balanced Scorecard fue introducido en 1992 por Robert Kaplan y David Norton (Kaplan & Norton, 1996), y actualmente constituye un instrumento de gestión empresarial y seguimiento de objetivos utilizado por gran cantidad de empresas e instituciones a nivel mundial.

4.4.4.1 Misión

La misión de Petroamazonas EP es “Desarrollar actividades estratégicas de exploración y explotación de hidrocarburos, de manera eficiente, sustentable y segura, con responsabilidad social y ambiental, con el aporte del mejor talento humano para contribuir al desarrollo energético del Ecuador” (Petroamazonas EP, 2018, p. 31).

El enunciado de la misión de la empresa habla de una operación eficiente, lo cual implica uso adecuado de recursos, aplicación de procedimientos técnicos de exploración y explotación de hidrocarburos y rentabilidad. Al incluir la palabra sustentable, impulsa la preservación de los recursos naturales para el beneficio de las generaciones futuras. La palabra segura, implica seguridad industrial de sus trabajadores e instalaciones. Incluye la responsabilidad social y ambiental con lo que muestra preocupación por las comunidades y el medio ambiente en sus zonas de influencia. Finalmente menciona al talento humano implicando preocupación por su adecuada selección, formación y promoción.

Se debe tomar en cuenta que la declaración de misión en principio limita las operaciones de la empresa a las actividades hidrocarburíferas, en la frase final menciona el desarrollo energético del Ecuador, aunque no menciona específicamente el desarrollo de fuentes alternas de energía.

4.4.4.2 Visión

La visión de una empresa es una declaración inspiradora, que visualiza la posición de ésta en un futuro especificado, con lo cual sus empleados y sus líderes en los diferentes estamentos, pueden orientar sus esfuerzos para alcanzar esa posición anhelada (Palacios Acero, 2015).

Petroamazonas EP indica que su visión es “Al 2026, ser la Empresa referente del Estado Ecuatoriano y líder de la industria de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional y regional, por nuestra eficiencia, integridad y confiabilidad, a la vanguardia de la responsabilidad social y ambiental” (Petroamazonas EP, 2018, p. 31).

La declaración de misión de Petroamazonas EP es clara y retadora en el marco nacional y regional, y establece un plazo para alcanzar el objetivo planteado, lo cual indica una visión adecuada para una empresa estatal petrolera, aunque se debe tomar en cuenta que se limita a los recursos hidrocarburíferos, y no incluye otras fuentes de energía.

4.4.4.3 Valores Corporativos

Como se indica en el Plan Estratégico Empresarial de Petroamazonas EP 2017-2021 los valores corporativos promovidos por Petroamazonas EP (Petroamazonas EP, 2018) son:

- **Integridad y Transparencia:** Promover los más altos estándares de ética e integridad empresarial y humana, asegurar la transparencia en todas las operaciones brindando información adecuada y fiel.

- **Solidaridad:** Estar comprometidos con el desarrollo del país y la sociedad, llevando a cabo el mejor esfuerzo para lograr su impulso. Valorar y respetar la singularidad, las aspiraciones y el talento de todos los que conforman la organización.
- **Conciencia Social y Ambiental:** Priorizar la seguridad y la salud de los empleados, el respeto a las comunidades y la conservación del ambiente, en procura de una armoniosa relación entre Petroamazonas EP y la comunidad.
- **Calidad Profesional y Trabajo en Equipo:** Considerar al personal como el factor crítico de éxito, procurando el máximo nivel de competencia profesional, con una sólida cultura de trabajo en equipo, colaboración y superación permanente.
- **Innovación:** Ser reconocidos como líderes en el Ecuador en innovación de procesos, tecnología y gestión, aplicada a optimizar la operación de los activos y proveer el soporte técnico necesario.

Se puede apreciar un conjunto de valores que promocionan un manejo operativo transparente, solidario, con conciencia social y ambiental, de calidad e innovador. Estos valores se ajustan al enunciado de misión y promueven en el personal de la empresa una gestión eficiente e integrada a las necesidades de la comunidad y del país.

4.4.4.4 Políticas empresariales

Las políticas empresariales de Petroamazonas EP establecidas para su accionar en los próximos años son (Petroamazonas EP, 2018):

- Incrementar el nivel de reservas y optimizar la gestión operativa en forma eficaz, ética y socialmente responsable, que permitan la sustentabilidad en el tiempo con respeto ambiental y social.
- Transparentar la información de la empresa, acorde a los principios de las políticas públicas de la Constitución de la República del Ecuador.
- Priorizar la salud ocupacional, la seguridad industrial, el control ambiental y las relaciones con las comunidades de las áreas de influencia directa con criterios de mejoramiento continuo.

Las políticas empresariales de Petroamazonas EP son consonantes con la visión, misión y valores corporativos de la empresa.

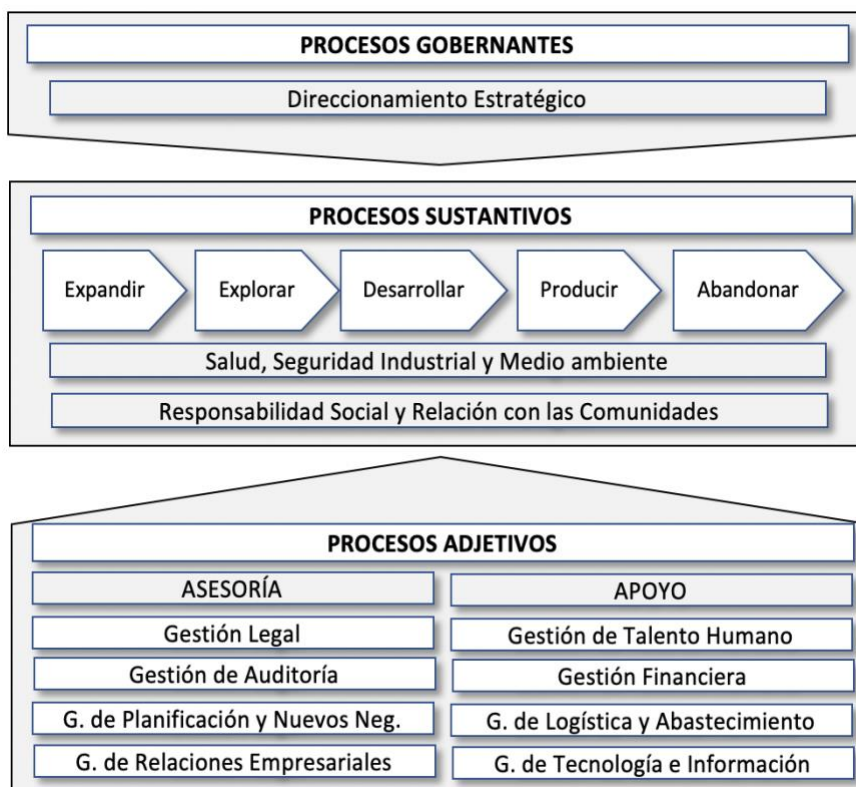
4.4.4.5 Procesos de la empresa

Toda empresa ejecuta procesos que se diseñan considerando los insumos y personal disponibles, la tecnología y herramientas aplicables y los resultados que se desean conseguir. En la Figura 11 se muestra el Mapa de Procesos de Petroamazonas EP.

Los procesos de Petroamazonas EP han sido clasificados en: Procesos gobernante que proporcionan directrices, políticas y planes estratégicos, para la dirección y control de Petroamazonas EP, Procesos Sustantivos que realizan las actividades esenciales para proveer de los servicios y productos que se ofrece a sus clientes y/o usuarios, los mismos que se enfocan en cumplir la misión de Petroamazonas EP, y Procesos Habilitantes que proporcionan productos

o servicios a los procesos gobernantes y sustantivos, y se clasifican en procesos de asesoría y procesos de apoyo. (Petroamazonas EP, 2018, p. 16). Los procesos de Petroamazonas EP están estructurados para alcanzar los objetivos empresariales.

Figura 11. Mapa de procesos de Petroamazonas EP



Fuente: Elaboración propia a partir de Petroamazonas EP (2018, p. 17)

4.4.4.6 Indicadores de desempeño

Una manera de visualizar la eficiencia, productividad y los resultados de la gestión de una empresa es mediante indicadores de gestión. Los indicadores son valoraciones cuantitativas o cualitativas que permite comparar el resultado obtenido en determinado periodo por una empresa con los resultados obtenidos anteriormente por la misma empresa, o con los resultados obtenidos en el mismo período por otras empresas (Santos Jiménez, 2014).

Petroamazonas EP ha definido tres tipos de indicadores para evaluar periódicamente su desempeño: de impacto, de resultados y de gestión. Para cada uno de los indicadores se ha definido una línea base como punto de referencia a partir del cual se debe verificar los avances o retrocesos en las metas (Petroamazonas EP, 2018, p. 38).

Para el control del cumplimiento de los indicadores, Petroamazonas EP utiliza el sistema denominado Tablero Comando o “Balanced Score Card” (BSC), el mismo que permite una evaluación tanto a nivel corporativo, como a nivel de cada uno de los departamentos de la empresa. La definición de los indicadores y de las metas a alcanzar se realiza anualmente y

guarda relación con el Plan Operativo de la empresa. Por ese motivo, si bien ciertos indicadores se han mantenido por varios años, otros han desaparecido con el tiempo.

Tabla 5. Indicadores Corporativos de Petroamazonas EP incluidos en BSC

OBJETIVO ESTRATÉGICO	INDICADOR	Meta 2017	Real 2017	Meta 2018	Repro. 2018	Repro. 2019	Repro. 2020	Repro. 2021
Objetivo 1: Incrementar el nivel de reservas hidrocarburíferas	Registro sísmico	0	110	0	0	0	0	0
	Pozos exploratorios Onshore	0	0	0	0	0	0	0
	Reservas por exploración	0	0	0	0	0	0	0
Objetivo 2: Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	Producción de petróleo	153.98	152.09	161.59	151.01	165.12	185.47	176.94
	Pozos de desarrollo	57	70	181	142	173	199	81
	Producción de gas natural	2.8	2.76	2.92	2.12	2.14	1.91	0.72
	Uso de la capacidad instalada	70%	85%	70%	70%	70%	70%	70%
Objetivo 3: Incrementar el valor de la compañía	% Ejecución P. de Inversión	100%	92.34%	100%	100%	100%	100%	100%
	% Avance físico p. inversión	100%	93.13%	100%	100%	100%	100%	100%
	Acercamientos inst.financieras	2		2	2	2	2	2
	Costo total por barril	18.54	17.26	17.5	18.43	18.95	18.65	18.63
Objetivo 4: expansión de las actividades	Procesos de negociación	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Objetivo 5: Mantener el fortalecimiento de la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratistas, comunidades y ecosistemas	Índice de accidentabilidad	<= 0.45	0.34	<= 0.45	<= 0.45	<= 0.45	<= 0.45	<= 0.45
	Certificación ISO-OHSAS	1	1	1	1	1	1	1
	Programas Educ. Ambiental	12000	12849	12000	12000	12000	12000	12000
	Capacitación Salud y Seguridad	13000	14585	13000	13000	13000	13000	13000
	Obras salud, edu y equipamiento	51	51	30	30	30	30	30
	Proyectos responsabilidad social	2	2	2	2	2	2	2
	Reducción de emisiones de CO2	0.19	0.16	0.28	0.24	0.41	0.55	0.53
	Volumen diesel optimización	91.31	94.44	143.07	113.28	151.57	188.52	218.56
	Ahorro de combustibles en BEP	2.26	2.39	3.65	2.94	4.17	5.26	5.77
	Fuentes de contam. eliminadas	188	189	119	119	122	95	91
Suelo remediado	0.26	0.27	0.2	0.2	0.21	0.2	0.2	
Objetivo 6: soporte tecnológico	Disponibilidad de aplicaciones	>= 99.6%	99.93%	>= 99.6%	>= 99.6%	>= 99.6%	>= 99.6%	>= 99.6%
	Proyectos de automatización	97%	100%	97%	97%	97%	97%	97%
Objetivo 7: talento humano	Capacitaciones	40000	49914	45000	45000	50000	55000	55000
	Nivel de rotación del personal	< 9%	1.29%	< 8.5%	< 8.5%	< 8%	< 7.5%	< 7.5%

Fuente Petroamazonas EP (2020)

En la Tabla 5 se presentan los indicadores corporativos de Petroamazonas EP, tal como aparecen en el Balanced Score Card del año 2020. En la tabla se pueden apreciar reprogramaciones, lo cual obedece principalmente a los recortes presupuestarios, relacionados con su dependencia del presupuesto general del Estado.

De la revisión de la estructura y gestión empresarial de Petroamazonas EP, se puede concluir que desde sus inicios en el año 2006 hasta el año 2020, la empresa alcanzó madurez organizacional y administrativa, los objetivos estratégicos concuerdan con la misión y visión de la empresa, y mantiene un sistema de control que le permite visualizar si se está recorriendo el camino planificado. Sin embargo, a pesar de que la estructura organizacional de Petroamazonas EP y su gestión empresarial mantienen coherencia y viabilidad, desde el punto de vista institucional y a lo interno, la petrolera estatal presenta algunas deficiencias que pueden visualizarse cuando se realiza una comparación con una empresa petrolera reconocida positivamente a nivel mundial, como es el caso de Equinor.

4.5 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PETROAMAZONAS Y EQUINOR

El análisis de la gestión y resultados entre empresas del mismo tipo permite identificar las mejores prácticas o las características internas y/o externas que han contribuido para que una de las empresas cumpla sus objetivos de una manera más efectiva que la otra. En algunos casos se realizan comparaciones entre empresas que trabajan en industrias diferentes, pero que pueden tener procesos equivalentes (Briones Veliz et al., 2021). El proceso de identificar las mejores características o prácticas empresariales que pueden ser emuladas o transmitidas de una empresa líder a otra empresa en análisis se conoce en la jerga empresarial como “benchmarking” (Gisbert Soler & Raissouni, 2014).

En la industria petrolera es reconocido por diferentes analistas que el sistema petrolero noruego es un ejemplo para los países exportadores de hidrocarburos. Estrada (2006), en un ensayo que analiza los beneficios del modelo petrolero noruego y su incidencia en la economía de ese país, indica que Noruega ha recibido el reconocimiento internacional por la manera en que estableció su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo; en cuatro décadas pasó de no tener experiencia en el sector hidrocarburífero, a ser uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural, y proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera. Noruega logró su desarrollo industrial con el añadido de que los beneficios económicos y comerciales generados por las actividades petroleras se han transferido a la sociedad, manteniendo la soberanía y control sobre sus recursos hidrocarburíferos.

Con estas consideraciones, se toma al modelo petrolero noruego como el punto de referencia para realizar un “benchmarking” encaminado a la optimización de los procesos empresariales de Petroamazonas EP y para el mejoramiento del modelo institucional energético ecuatoriano.

4.5.1 Un modelo petrolero alternativo

El modelo noruego, es una muestra de que una institucionalidad madura y un buen manejo estatal contribuye a que la abundancia de recursos naturales en un país se traduzca en crecimiento económico y beneficio social (Fernández A., 2005). La economía noruega se caracteriza por tener un gran sector estatal, una extensa red de seguridad social y un activo sector privado, el gobierno controla áreas claves de la economía, a través de una extensa regulación y de grandes empresas mayoritariamente pertenecientes al Estado. “Siendo un país rico en recursos naturales como petróleo, hidroenergía, pesca, bosques y minerales, Noruega sin embargo depende en gran medida de su sector petrolero, el cual representa una gran porción de sus exportaciones y cerca del treinta por ciento de los ingresos totales del gobierno” (C. A. Howard, 2015, p. 69).

Un punto importante fue la transferencia de los beneficios de los ingresos petroleros al conjunto de la sociedad, a través de la construcción de infraestructura, mejoramiento del sistema educativo y el apoyo al desarrollo de actividades productivas. Esto se logró con “la fusión de mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector Petrolero respecto a lo que podría obtenerse por la sola venta del gas y del petróleo” (Estrada, 2006, p. 2), tener objetivos claros, mantener consistencia en la política, contar con mecanismos de control e impulsar la pluralidad de empresas y operadores.

Este modelo ha permitido a Noruega obtener beneficios sociales que pueden resumirse en los siguientes: Gobernabilidad y control expresados en la Transparencia e integridad en el manejo de las actividades del sector petrolero y gasista, ingresos del Estado que permiten un alto nivel de bienestar para la población noruega, la existencia de un fondo de pensiones con amplios recursos para toda la población, apoyo a la generación de negocios y empleo que se traduce en baja tasa de desempleo, generación de competencia y cooperación que se expresa en transparencia en las decisiones y en el control político, así como un serio compromiso con todo lo relacionado a Salud, Seguridad y Medio Ambiente (Estrada, 2006).

4.5.1.1 Estructura Institucional

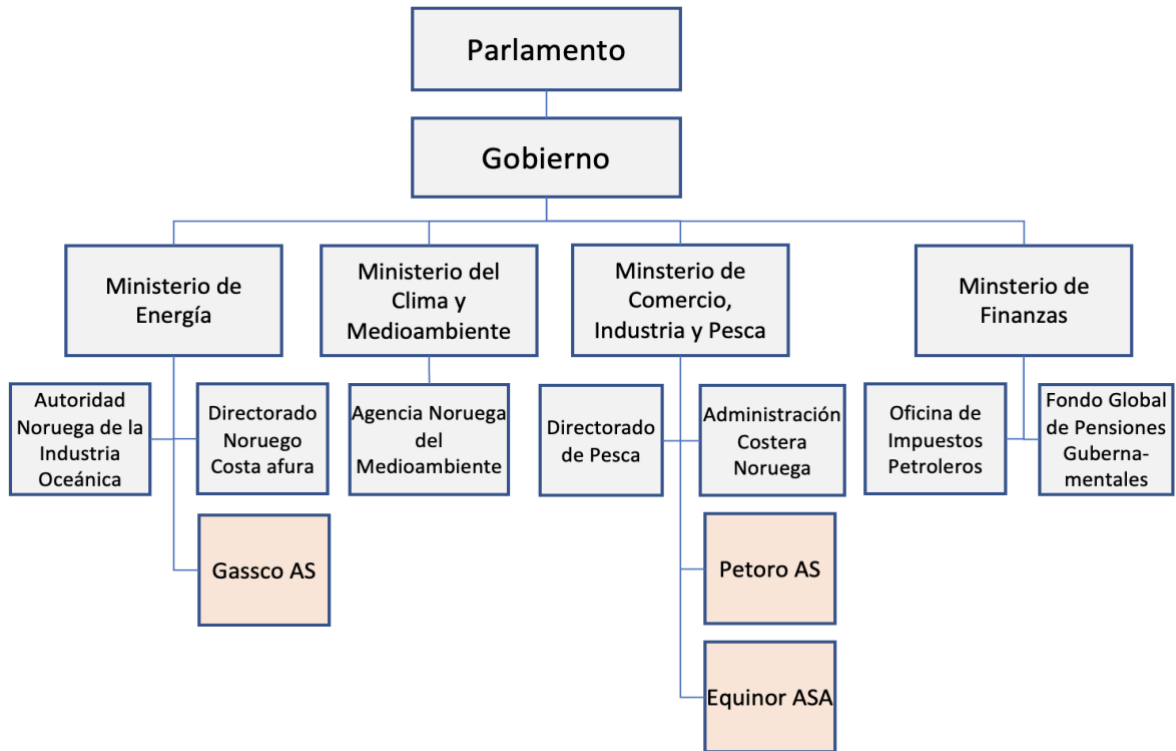
De acuerdo con la constitución adoptada en 1814, Noruega es una monarquía en la cual el poder se divide en tres ramas: legislativa que incluye el “Storting” o parlamento, ejecutiva o gobierno y judicial que incluye las cortes (Sámegillii, 2017). El Modelo Petrolero Noruego tiene una estructura institucional compuesta básicamente de tres estamentos: las autoridades políticas y gubernamentales, las entidades de supervisión (agencias técnicas y reguladoras) y las empresas petroleras estatales y privadas, lo cual es similar a la estructura existente en varios países exportadores de petróleo, entre ellos Ecuador. En la Figura 12 se aprecia la estructura institucional del sistema petrolero noruego.

Las principales empresas estatales relacionadas con hidrocarburos son:

- Gassco AS, fue establecida en 2001 como operador del sistema de transporte de gas y de operador de la infraestructura.
- Petoro AS, es la entidad estatal responsable de la dirección de la Inversión Financiera Directa del Estado (SDFI), que es una institución financiera creada para invertir directamente en el negocio de los hidrocarburos.

- Equinor ASA, empresa estatal noruega, creada en 1972 como Statoil ASA, para luego pasar a denominarse Statoil, y posteriormente pasar a su nombre actual. Es una empresa internacional de energía con actividades en más de 30 países (Norsk Petroleum, 2023).

Figura 12. Estructura institucional del sistema petrolero noruego



Fuente: Elaboración propia a partir de Norsk Petroleum (2023)

4.5.1.2 El Fondo de Pensiones del Gobierno

Noruega ha sido reconocida a nivel internacional por contar con un fondo económico que ha invertido exitosamente en acciones de empresas a nivel mundial y que ha ido incrementando su valor con el paso de los años. El Fondo de Pensiones del Gobierno se creó en 1990 como Fondo Petrolero del Gobierno. “El Ministerio de Finanzas es responsable del manejo del Fondo. Delega la responsabilidad operativa de los activos internacionales a la Dirección de Inversiones del Banco Central de Noruega (DI-BCN). El capital se invierte en instrumentos financieros fuera del país, en mercados desarrollados o emergentes, en inversiones de renta fija” (Estrada, 2006, p. 10).

4.5.1.3 La empresa Equinor

La empresa estatal de energía de Noruega Equinor nació como Statoil en el año 1972. En el año 2001 fue cotizada en las bolsas de valores de Oslo y de Nueva York; el Estado Noruego conservó un 67% de las acciones de la empresa. En el año 2007 se fusionó con la división de Energía de Hydro. En Mayo del 2018, la Asamblea General Anual votó para

cambiar el nombre de la compañía a Equinor, para reflejar de mejor manera su evolución e identidad como una compañía para las generaciones futuras (Equinor, 2020b).

Los valores que orientan el espíritu y energía de Equinor son:

- Ser una empresa abierta, que promueve transparencia, diversidad, ética e integridad.
- Colaborativa, que trabaja como un solo equipo, que comparte conocimientos, ayuda a otros, que demuestra respeto y sinceridad a sus socios de negocio.
- Valiente, curiosa, innovativa y comercial, con mejora continua, previsiva, que identifica oportunidades y maneja el riesgo.
- Cuidadosa, que busca cero daños a la gente, que respeta a los otros y contribuye a un ambiente de trabajo positivo, que actúa de una manera sustentable, ética y socialmente responsable (Equinor, 2018).

En el reporte anual de Equinor correspondiente al año 2019, se indica que Equinor continúa mejorando y demostrando un fuerte desempeño operacional a pesar de los precios bajos y de eventos excepcionales como el apareamiento del virus del Covid-19 (Equinor, 2020a).

4.5.2 Análisis comparativo empresarial

A continuación, se presentan las enseñanzas aplicables a la empresa estatal Petroamazonas EP, que se desprenden de la comparativa de la industria petrolera ecuatoriana con el modelo petrolero noruego (En el Anexo 2 se presenta un resumen tabulado de esta comparativa).

4.5.2.1 Sistema institucional

El sistema institucional es el esqueleto sobre el cual se sustenta el comportamiento de los integrantes de una sociedad en sus relaciones de intercambio (Aldás, 2015). El sistema institucional noruego relacionado con el área energética se caracteriza por mantener separadas las funciones políticas, regulatorias y comerciales, en un sistema que se lo conoce como el “Modelo Noruego” (Thurber et al., 2011). El sistema institucional ecuatoriano de gobernanza energética tiene similitudes con el sistema noruego y en el interactúan las normativas hidrocarburífera y la ambiental cumpliendo un rol complementario, incluye la ley de hidrocarburos, la ley especial de la empresa pública Petroecuador con sus respectivos reglamentos y normativas adicionales. “Sin embargo, este sistema encuentra serios problemas relacionados con su funcionamiento interno, como la confusión en el régimen de contratación, el retraso en la modernización del sector petrolero, la fuerte politización de la empresa nacional o aún la falta de claridad en cuanto a la participación del Estado en la renta petrolera” (Fontaine, 2009, p. 13).

Si bien el Ecuador tiene una estructura institucional suficiente, con normativa, organismos rectores y organismos de control, sin embargo, “como en muchos países de América Latina, el Estado Ecuatoriano ha dado muestras de debilidad institucional, sobre todo en el campo productivo, así como escasa articulación de su intervención pública” (CEPAL et al., 2016) en tal sentido se puede apreciar que en los eventos de contratación existe falta de transparencia y carencia de objetivos claros que busquen priorizar el beneficio del Estado. La teoría

institucional indica que las organizaciones son creadas con el fin de reducir los costos de transacción y mejorar el poder de negociación de quien las crea y que las estructuras políticas deben permitir la interacción de los diferentes actores y la regulación de sus respectivas estrategias (Basabe Serrano et al., 2007). Sin embargo, muchas veces se utilizan las organizaciones estatales para satisfacer intereses particulares o para favorecer los intereses de compañías extranjeras, sin considerar el beneficio para la sociedad en su conjunto.

La estructura institucional ecuatoriana relacionada con el sector energético debe propender a incorporar otros sectores productivos nacionales, con el fin de formar un clúster productivo que permita el involucramiento de dichos sectores, promoción de la industria nacional y la inversión de la renta petrolera en el desarrollo del país (Estrada, 2006). Esto no ha sucedido en el desarrollo petrolero del Ecuador, la renta petrolera ha ido a parar fundamentalmente a las arcas de las compañías transnacionales y no ha contribuido para el desarrollo manufacturero e industrial del Ecuador (Bäckström, 2013).

4.5.2.2 Manejo Financiero

Equinor, en su calidad de sociedad anónima con un mayor aporte accionario del gobierno noruego, cumple con las normas y requisitos exigidos a las corporaciones internacionales en los países donde tiene operaciones (Equinor, 2018). Su manejo financiero es independiente, establece su presupuesto de inversiones considerando una cartera de proyectos que incluyen los de energía renovable y no renovable. Su contribución a los países anfitriones se da a través del pago de impuestos a las ganancias corporativas, derechos, regalías y pago de tarifas; lo cual se realiza en forma transparente, con informes que son expuestos al conocimiento público (Equinor, 2024).

En la estructura institucional financiera, Petroamazonas EP depende del Presupuesto General del Estado, no tiene un ingreso fijo, sino que tiene que solicitar al Estado Central la aprobación presupuestaria cada año (El Comercio, 2018). Esto dificulta una planificación a largo plazo y hace que los gerentes de la empresa prioricen las inversiones de corto plazo, puesto que el Ministerio de Finanzas, como asignador de recursos, puede tener criterios diferentes a los de la empresa y priorice la asignación de recursos a otros sectores. Se debe tener en cuenta que los grandes proyectos petroleros, como el desarrollo de un nuevo campo petrolero, la instalación de una refinería, el desarrollo de la petroquímica, etc., son de mediano y largo plazos, y sobrepasan el periodo presidencial de un gobierno (Rivera González, 2015).

Con esta consideración Petroamazonas EP debería tener un manejo financiero propio, con los adecuados controles, lo cual se puede lograr si se le asigna año a año un porcentaje fijo de la renta petrolera obtenida por sus operaciones. Este tipo de asignación financiera le permitiría realizar una planificación que pise firme en el corto plazo pero que tenga la mirada puesta en los objetivos del mediano y largo plazos.

Petroamazonas EP, en su operación propia, ha logrado mantener costos operativos por barril bajos con relación a otras empresas del sector, aunque la tarifa por barril producido que se paga a los consorcios contratistas bajo “contratos de prestación de servicios con financiamiento” ha hecho subir notoriamente el costo de producción por barril. Al respecto se considera necesario revisar las tarifas demasiado altas que tienen ciertos contratos de prestación

de servicios (Orozco, 2022a), los cuales llegan a ser perjudiciales para el Estado sobre todo cuando el precio internacional del petróleo desciende, tal como ocurrió en el año 2020.

4.5.2.3 Recursos Humanos

Petroamazonas EP cuenta con un sistema de contratación de personal basado en concurso de merecimientos, tal como lo indican el Código del Trabajo para los empleados obreros y la Ley Orgánica de Servicio Público (LOSEP) para los empleados no obreros (Ley Orgánica del Servicio Público, 2010). Sin embargo, la empresa no aplica un sistema estructurado de carrera profesional ni un sistema de remuneraciones coherente, lo cual provoca que los puestos de dirección no sean manejados con criterios de meritocracia. Se debe tener en cuenta que Petroamazonas fue incrementando sus actividades al absorber operaciones y personal de diferentes compañías, con sus respectivos salarios y esquemas de trabajo, lo cual produjo un abanico salarial en su fuerza laboral.

El camino seguido por Noruega en cuanto a recursos humanos fue realizar un proceso de formación de los profesionales locales a partir de la experiencia y tecnología de las empresas petroleras internacionales, para que esos profesionales recién formados alimenten al grupo técnico de la empresa estatal (Ryggvik, 2010). Para ello también se dio el apoyo a las universidades para que realicen trabajo de investigación tecnológica y fortalezcan la formación de profesionales para la industria petrolera. Se complementó con un adecuado sistema de remuneración y condiciones de trabajo, para que se vuelva atractivo el enrolamiento en la empresa estatal (Equinor, 2020b).

En el inicio del boom petrolero Ecuador siguió el mismo camino, pero con el pasar de los años, el sistema no fue mantenido, a tal punto que un buen número de profesionales formados con el esfuerzo de la empresa estatal pasaron a trabajar en las empresas privadas, tanto de las compañías operadoras como de las empresas de servicio, que luego eran contratadas por la misma empresa estatal. Esto ha provocado la pérdida de valiosos profesionales y la dilución de los esfuerzos de capacitación de personal de Petroamazonas EP.

La empresa estatal ecuatoriana debe establecer y aplicar un sistema de contratación basado en la meritocracia y un plan de carrera institucional que permita a los funcionarios visualizar y recorrer un camino de superación profesional. Se debe organizar y mejorar la carrera profesional, pues en la actualidad los funcionarios administrativos y el personal operativo no tienen claridad de como avanzará su carrera profesional en la empresa, ni como influirá en su carrera la capacitación, los aportes (científicos, técnicos, operativos o administrativos) y la experiencia. Se debe unificar el esquema salarial considerando el mercado laboral petrolero, establecer un plan de carrera profesional y un sistema de remuneración que premie la experiencia y capacitación, tanto en sus áreas operativas como administrativas.

4.5.2.4 Control Interno

Equinor aplica una política de tolerancia cero a cualquier forma de corrupción y toma medidas activas de control para asegurar que no se produzca en las diferentes actividades comerciales de la empresa. Para ello promueve la transparencia en sus actividades comerciales

y la difusión de la información respetando los niveles de confidencialidad establecidos por los estados anfitriones (Equinor, 2020b).

Petroamazonas EP aplica mecanismos de control interno en sus operaciones, pero carece de un sistema que mejore la negociación de los contratos sobre todo en la parte financiera para que los modelos económicos contractuales brinden condiciones ventajosas para la empresa en los diferentes escenarios, considerando la volatilidad de los precios del petróleo, la variación en la oferta y la demanda y el crecimiento de fuentes de energía alternativas (Vásconez Cueva, 2023).

El control interno debe ayudar a la ejecución de proyectos bajo los preceptos constitucionales y la normativa técnica, legal y económica. El control debe estar orientado al cumplimiento de los objetivos empresariales, a evitar cualquier forma de corrupción y debe promocionar la planificación de proyectos y firma de contratos siempre y cuando estos sean favorables a la empresa y a la sociedad. Para ello es necesario contar con un equipo de apoyo especializado en contratación petrolera y análisis económico, que esté en capacidad de estimar los efectos futuros de las diversas variables que intervienen en los contratos petroleros.

4.5.2.5 Manejo Ambiental y energético

Desde los inicios del boom petrolero noruego en los años 70s del siglo pasado, las actividades petroleras en ese país han seguido los lineamientos del llamado “modelo petrolero noruego” caracterizado por tomar en cuenta las condiciones socio-políticas de cada región del país, priorizar la protección del medioambiente, tomar en cuenta las actividades industriales existentes y ser la base para el desarrollo de otras actividades industriales (Estrada, 2006). Siguiendo estos lineamientos, Equinor tiene como principio básico de sus operaciones el cuidado del medioambiente, al tiempo que mantiene los objetivos de ser una empresa líder en la transición energética y convertirse en una empresa de energía neta cero para 2050 (Equinor, 2020b).

Petroamazonas ha aplicado estrategias ambientales que han sido reconocidas por organismos ambientalistas a nivel internacional. Como ejemplo de prácticas innovativas amigables con el medio ambiente en la operación de campos petroleros en zonas sensibles como la Amazonía, tenemos los puentes de dosel, los pasos deprimidos y los senderos ecológicos (Petroamazonas EP, 2015b).

Petroamazonas EP ha tenido un desempeño reconocido como adecuado en el manejo ambiental y comunitario, considerando que trabaja en zonas sensibles desde el punto de vista ambiental, por lo que ha recibido reconocimientos por parte de organizaciones ambientales a nivel internacional (El Comercio, 2015). A pesar de ello se considera que puede mejorar su desempeño ambiental, incrementando la relación con las universidades e institutos de investigación a fin de analizar científicamente los impactos de la operación petrolera y los efectos de las medidas de mitigación aplicadas en zonas de alta fragilidad ambiental, y determinar procedimientos que minimicen la afectación de las operaciones extractivas al medioambiente.

Actualmente está tomando fuerza el proceso de descarbonización de la energía, que impulsa el reemplazo de las energías fósiles por energías provenientes de fuentes amigables

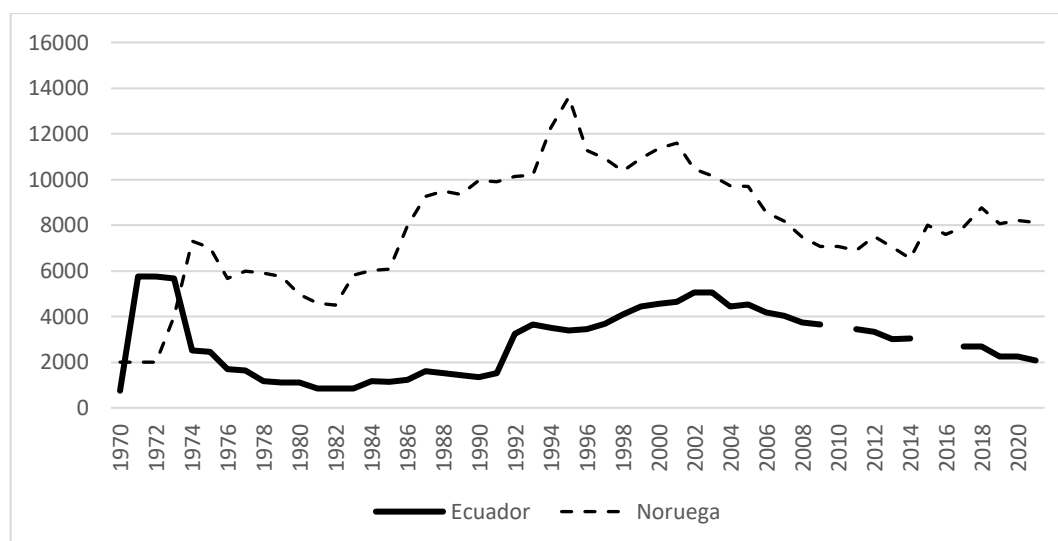
con el medio ambiente (Naciones Unidas, 2022b). Las empresas petroleras han comprendido que el uso de petróleo y el gas como energéticos tenderá a disminuir conforme las fuentes alternas de energía se vuelvan más baratas y se vayan produciendo cambios tecnológicos en las maquinarias y equipos. Por ello muchas empresas petroleras están pasando a ser empresas energéticas, es decir que siguen produciendo, transportando y comercializando hidrocarburos, pero al mismo tiempo se preocupan por el desarrollo y comercialización de otras fuentes de energía (INEEP, 2020).

La empresa estatal de hidrocarburos del Ecuador debe transformarse en una empresa de energía, al tiempo que maneja hidrocarburos debe promover la utilización de fuentes alternativas de energía.

4.5.2.6 Manejo de reservas y producción

Descubrir reservas, incorporarlas a la producción y alcanzar los volúmenes de producción esperados es parte del “Core Business” de toda empresa petrolera. El primer paso de un proyecto petrolero es la exploración que busca definir prospectos petroleros y confirmar la existencia de reservas. En la Figura 13 se puede observar la estimación de reservas totales (Probadas + probables + posibles) de petróleo de Ecuador y de Noruega, en millones de barriles, según datos de la OPEP. Se aprecia que desde el año 1975 las reservas reportadas por Noruega alcanzaron niveles dos a tres veces mayores que las de Ecuador. Es notorio que las reservas totales reportadas por la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador desde el año 2004 tiene una tendencia descendente, lo cual evidencia que las empresas petroleras que trabajan en Ecuador no han realizado esfuerzos exploratorios suficientes para contrarrestar la caída de reservas debido a la producción.

Figura 13. Reservas de petróleo de Ecuador y Noruega (MMBls)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, OPEP (2019) y Expansión / Datosmacro (2023)

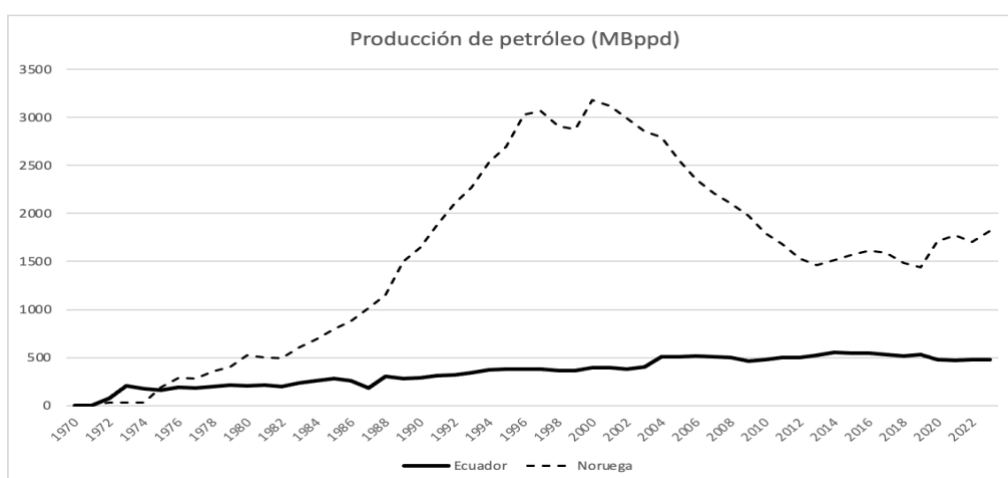
La empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas EP reportó que en campos en producción tiene, a fines del año 2021, un volumen de reservas probadas de 1200 MMBls (MERNNR, 2022), que corresponde a un poco más de la mitad de las reservas totales nacionales de petróleo, que son las que se muestran en la Figura 11.

El incremento del nivel de reservas hidrocarburíferas es uno de los objetivos estratégicos de la empresa Petroamazonas EP. Este incremento debe darse mediante la toma e interpretación de información sísmica y la perforación de pozos exploratorios que confirmen las reservas de los prospectos definidos por la sísmica (Flores Trujillo et al., 2017). Sin embargo, desde marzo 2018 en que se perforó el pozo TTSA-001 (La Hora, 2018), Petroamazonas EP por su cuenta no ha perforado pozos exploratorios hasta Diciembre 2023. Los principales incrementos de reservas reportados por la empresa estatal desde 2008 se han debido a la captación de operaciones de otras empresas que han dado por concluidos sus contratos con el Estado Ecuatoriano. Petroamazonas EP debe por tanto fortalecer su área de exploración, realizar estudios para definir ubicaciones adecuadas de pozos exploratorios, tanto en las cercanías de las áreas desarrolladas (Intracampos) como en áreas prospectivas alejadas de los campos en operación pero que ya han mostrado prospectividad en estudios anteriores.

Se debe tener en cuenta que, a un ritmo de producción de 400,000 Barriles de petróleo por día promedio, Petroamazonas EP cada año está restando alrededor de 150 Millones de barriles de reservas probadas, por lo que se debería incorporar un volumen similar de reservas cada año.

Con respecto a la producción de petróleo, que es otro de los objetivos fundamentales de una empresa petrolera, existe una gran diferencia entre la historia de producción de Ecuador y la de Noruega, a pesar de que los dos países iniciaron el boom petrolero al inicio de los años 70s. La producción de petróleo depende de muchos aspectos como son: el volumen de reservas, las dificultades técnicas de su extracción, los recursos económicos y tecnología disponibles, los modelos de contratación y las políticas económicas de los gobiernos de turno. En la Figura 14 se indica la producción de petróleo del Ecuador y de Noruega desde el año 1970 en miles de barriles de petróleo por día (MBppd).

Figura 14. Producción de petróleo de Ecuador y Noruega (MBppd)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OPEP (2019) y Expansión / Datosmacro (2023)

Puede apreciarse que el inicio de la producción significativa de petróleo casi es el mismo en los dos países (1972-1974), sin embargo, la diferencia está en el crecimiento de dicha producción, puesto que en Ecuador la producción rápidamente llega a un tope de 200 MBppd a partir de lo cual crece muy lentamente hasta los 500 MBppd en el año 2004, mientras que la producción de Noruega tiene un crecimiento vertiginoso desde 1974 a 1996 cuando alcanza un pico de 3000 MBppd.

A pesar de que Petroamazonas EP utiliza tecnología de punta en sus operaciones productivas, sin embargo, no ha podido incursionar en tecnologías novedosas como la recuperación terciaria de petróleo. Una de las causas que han impedido la incursión en dichas tecnologías es que fueron retiradas de los contratos de prestación de servicios con financiamiento firmadas entre Petroamazonas EP y diferentes consorcios petroleros, con el fin de reducir el costo de la tarifa que debe pagarse a la empresa contratista por cada barril incremental producido (Arauz Jaramillo, 2020).

Petroamazonas EP ha mantenido costos operativos por barril producido bajos en comparación a empresas similares (Petroamazonas EP, 2019), sin embargo, dichos costos han subido en los últimos años a raíz de la firma de los contratos de prestación de servicios con financiamiento (Orozco, 2022a). La tarifa mínima incluida en algunos de estos contratos resulta onerosa bajo determinadas condiciones del mercado, al punto que, en escenarios de precios bajos del petróleo, Petroamazonas EP pierde en lugar de ganar dinero por cada barril incremental producido por la contratista privada. Por ello es necesario que se revisen las tarifas pactadas en los contratos y que se priorice el beneficio estatal y social, considerando un ingreso justo para la empresa contratista.

En los últimos años Petroamazonas EP ha descuidado la visión de largo plazo y viene aplicando una política de producción orientada al corto plazo, lo cual se ve reflejado en la aplicación de prácticas de apresuramiento de la producción como el incremento indiscriminado de frecuencias (Ayala et al., 2020). Un buen manejo operativo exige el establecimiento de lineamientos empresariales que obliguen a las áreas operativas a aplicar procedimientos de manejo de pozos que consideren el mediano y largo plazos, tales como priorizar el recobro final, evitar la “conificación” y retardar la subida del contacto agua-petróleo.

Desde el inicio de las operaciones petroleras en el Oriente Ecuatoriano todas las compañías operadoras han venido quemando el gas asociado al petróleo, y emitiendo CO₂ al ambiente (La Hora, 2022a), lo cual es inadmisibles en la actualidad cuando se conoce de los efectos adversos de esas emisiones para el medioambiente. Se debe fortalecer el proyecto de eliminar la quema de gas asociado y tomar las medidas adecuadas tanto operacionales, presupuestarias y restrictivas, para captar, transportar e industrializar el gas que se produce junto con el petróleo (Revista Líderes, 2015).

Otro punto que debe considerarse en el manejo de reservas y producción es que Petroamazonas EP ha demostrado fortalezas técnicas, bajos costos operativos y manejo ambiental (Petroamazonas EP, 2019), por lo que puede y debe expandir sus operaciones a otros países. Para ello debe configurar una Gerencia de Operaciones Internacionales que pueda participar en las licitaciones para operaciones petroleras en diferentes partes del mundo.

4.5.2.7 Negocios Corporativos

Desde la fundación de la empresa petrolera estatal Statoil (la actual Equinor) en el año 1972, el estado noruego implementó un conjunto de medidas orientadas a incrementar la participación del estado en la renta petrolera y cedió a la empresa estatal la operación de los yacimientos petroleros más prometedores (Wirth & Ramírez Cendrero, 2020). En 2018 Statoil cambió su nombre a Equinor la cual es actualmente una compañía internacional de energía, que cotiza en bolsa con un 67 % de sus acciones en manos del estado noruego, con 25 mil empleados alrededor del mundo (Equinor, 2020b).

Petroamazonas EP maneja alrededor del 80 % de la producción de petróleo en el Ecuador, luego de que asumió las operaciones que realizaban empresas privadas y públicas como OXY, CITY, PERENCO, la Gerencia de Exploración y Producción de PETROECUADOR y TECPECUADOR. Además de las reservas y producción que manejaban esas compañías, Petroamazonas absorbió a su personal, su tecnología, procesos y modo de trabajo. Esta circunstancia le dio a Petroamazonas EP experiencia en el alineamiento a la política empresarial de diferentes métodos de gestión operativa, ambiental y comunitaria, así como en la capacidad de integrar equipos de trabajo con personal formado en diferentes culturas organizativas (El Comercio, 2012).

Petroamazonas EP, al igual que la mayoría de las operadoras petroleras, trabaja mediante contratación de algunos servicios en los cuales existen empresas especializadas en ese tipo de trabajos, como son la perforación y reacondicionamiento de pozos. Desde el año 2012 Petroamazonas EP ha utilizado el tipo de contrato de “Prestación de servicios con financiamiento” los cuales permiten a una misma contratista realizar una serie trabajos que están especificados en el contrato a cambio de una tarifa por cada barril incremental producido. Las tarifas de estos contratos tienen valores máximos y mínimos que varían según el precio internacional del petróleo, y es justamente estos valores que han sido criticados por varios analistas pues se consideran que son demasiado altos si se comparan con los costos de producción de la administración propia de Petroamazonas EP (Orozco, 2022a).

Considerando que existen debilidades empresariales en la negociación económica de los contratos y en el establecimiento de las tarifas por barril producido en los contratos de prestación de servicios con financiamiento, se deben establecer lineamientos y equipos técnico-económicos con el fin de lograr que los modelos económicos de los contratos sean beneficiosos mayoritariamente para la empresa y el Estado Ecuatoriano en los diferentes escenarios de precios y volúmenes de producción.

4.5.2.8 Renta Petrolera

La industria petrolera noruega es ejemplo de un buen uso de la renta petrolera en beneficio del bienestar de la sociedad. El modelo petrolero noruego ha sido reconocido por su manejo responsable del recurso hidrocarburífero lo cual se ha traducido en resultados positivos para el bienestar de la población. Desde 1990 Noruega ha mostrado altas tasas de crecimiento

del producto interno bruto e indicadores macroeconómicos positivos (Wirth & Ramírez Cendrero, 2020).

Ecuador tiene cerca de medio siglo de producción de petróleo de la Región Amazónica, pero la exportación petrolera no se ha traducido en beneficio social. La renta petrolera que produce las operaciones que realiza Petroamazonas EP pasa al presupuesto general del Estado, y es el Gobierno Ecuatoriano el que decide el destino de esos recursos a través del Presupuesto General del Estado (El Comercio, 2018).

El decrecimiento económico por la pandemia, sumado a la disminución de los precios del petróleo y el descenso de la inversión estatal en los gobiernos de Lenin Moreno, Guillermo Lasso y actualmente Daniel Noboa, han provocado el incremento del desempleo en el Ecuador, deterioro de la calidad de vida de los sectores menos favorecidos, incremento de la inseguridad, deterioro de la situación económica de la clase media y falta de expectativas de superación para la población joven, tal como lo indican las cifras del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos del Ecuador (INEC, 2023).

En el escenario de precios oscilantes del petróleo, otros países petroleros han logrado mantener sus economías en un estado saludable como es el caso de Noruega, en gran medida gracias a que diversificaron su economía en la época de vacas gordas, desarrollaron la industria nacional a partir de los ingresos petroleros y a que supieron crear y mantener un fondo que se alimenta de los ingresos del petróleo y que reduce la vulnerabilidad de la economía nacional frente a la volatilidad de los precios de los hidrocarburos (Estrada, 2006).

La Constitución y la Ley de Hidrocarburos de Ecuador establecen que la renta petrolera siempre debe ser mayoritaria para el Estado Ecuatoriano, sin embargo, en muchos contratos sucede lo contrario y no solamente en periodos de precios bajos del petróleo sino durante toda la vida del contrato (Primicias, 2022). Por lo mismo se deben revisar o declarar la terminación de aquellos contratos que ocasionan pérdidas al Estado o impiden un manejo adecuado de los recursos hidrocarburíferos. En general el Estado debe propender a que la renta petrolera sirva para el desarrollo integral del país, construcción de infraestructura, fortalecimiento de la educación, provisión de servicios de salud, creación de fuentes de trabajo y disminución de la pobreza.

4.5.2.9 El Fondo Petrolero

El fondo petróleo o fondo de pensiones noruego, constituye un ejemplo del adecuado uso de las ganancias extraordinarias de un país, en beneficio del conjunto de la sociedad. Con ese ejemplo, se debe conformar un fondo ecuatoriano con un porcentaje de los ingresos del petróleo y de la minería, que debe ser entendido como una inversión de la sociedad ecuatoriana para su futuro, y por lo mismo no debe ser utilizado por los gobiernos de turno, sino en caso de absoluta crisis nacional. El fondo debe contar con un equipo especializado de selección de inversiones y tener un manejo transparente y libre de presiones políticas. Parte del fondo podrá ser invertido en la adquisición de acciones de empresas reconocidas a nivel mundial, luego de un proceso de análisis por parte de los expertos.

El análisis comparativo entre Petroamazonas EP y Equinor, permite visualizar las recomendaciones orientadas a un mejor desempeño de la empresa estatal ecuatoriana. Es claro

que la empresa noruega tiene como base de su buen desempeño una institucionalidad madura, un proceso de industrialización con mucha historia y una fuerte cultura empresarial, factores que no solo dependen del accionar de la empresa petrolera estatal, sino del conjunto de la sociedad. En el caso ecuatoriano es necesario hacer el esfuerzo para adaptar los manejos exitosos de la empresa noruega, considerando las limitaciones de la institucionalidad del Ecuador, el nivel de industrialización y la cultura empresarial que ha demostrado la empresa estatal petrolera. En el Anexo 3 se incluye una propuesta de mejoramiento empresarial de la petrolera estatal ecuatoriana considerando el análisis realizado en esta investigación.

Como corolario de este capítulo, podemos decir que Petroamazonas EP se creó durante el gobierno centroizquierdista del presidente Alfredo Palacio, se desarrolló en el gobierno izquierdista del presidente Rafael Correa y pasó a ser una gerencia de EP Petroecuador en los gobiernos neoliberales de los presidentes Lenin Moreno, Guillermo Lasso y Daniel Noboa. Durante ese tiempo, logró sortear los intentos de privatización al realizar una buena gestión desde el punto de vista productivo-empresarial, mantener un reconocido manejo ambiental en sus zonas de operación en la Amazonía Ecuatoriana y una adecuada relación con las comunidades del sector. Esto invalida uno de los más fuertes argumentos que utilizan los promotores de las privatizaciones de que la empresa pública es indeficiente, poco rentable y contraria a los intereses de la comunidad. Sin embargo, las intenciones privatizadoras no han cesado, en consideración de que la empresa petrolera estatal es un actor principal en una industria apetecida por las transnacionales petroleras y grandes intereses económicos locales.

A pesar de las vicisitudes en las cuales se formó y desarrolló, Petroamazonas EP es el resultado exitoso de la conjunción de voluntades para construir una empresa estatal petrolera que vele por la defensa de los recursos naturales energéticos del país, en un contexto de institucionalidad débil y de tendencias políticas opuestas a su fortalecimiento.

5. PRIVATIZACIÓN Y RENTABILIDAD SOCIAL

El debate sobre la privatización de las empresas públicas en el Ecuador se incrementó en las últimas décadas siguiendo la ola privatizadora de los años 80s y 90s del siglo pasado y en consideración de que, al igual que en otros países suramericanos, el Estado Ecuatoriano tomó a cargo varias empresas públicas que gestionan sectores estratégicos de la economía como la telefonía, la electricidad, la seguridad social y el sector petrolero (Devlin & Cominetti, 1994). Desde los años 80s el manejo estatal de las empresas estratégicas sufrió una arremetida de la prensa impulsada por sectores derechistas, que consideraban que el sector privado debía encargarse del manejo de dichas empresas (Ojeda Segovia, 1992).

Con el apoyo de la prensa de derecha y la influencia de los organismos financieros internacionales, las posiciones privatizadoras lograron calar en buena parte de la opinión pública latinoamericana hasta la crisis del 2008, luego de la cual, en una suerte de cambio pendular, en algunos países latinoamericanos aparecieron voces que pedían el retorno del “Estado emprendedor” (Paniagua, 2022).

En la actualidad el debate sobre la privatización de las empresas públicas está a la orden del día en América Latina y particularmente en Ecuador, debido a que en la política ecuatoriana se ha dado una transición de los gobiernos de corte izquierdista de Palacio y Correa a gobiernos de corte neoliberal de Moreno, Lasso y Noboa, afectos a la privatización de empresas públicas.

En el análisis del tipo de empresas que deben manejar los sectores estratégicos de un país se debe considerar la eficiencia empresarial y el beneficio social presente y futuro que provean dichas empresas. En el caso de la industria petrolera, una manera de predecir el desempeño de una empresa en proceso de privatización es realizar una valoración de la gestión de empresas privadas que trabajen en la misma zona geográfica de la empresa estatal objetivo de privatización, para así poder definir la conveniencia de realizar dicho proceso.

5.1 EMPRESAS PÚBLICAS Y PRIVATIZACIÓN

En el siglo XX, varios países formaron empresas públicas para manejar recursos estratégicos, prestar servicios comunitarios como el correo, telecomunicaciones, educación básica, dotación de luz eléctrica, agua y alcantarillado o para hacerse cargo de diversos tipos de empresas que tuvieron problemas en manos privadas. “La regulación estatal de la economía vio considerablemente aumentado su campo de acción durante el siglo XX, particularmente con el advenimiento de la Gran Depresión, evolucionando hacia la propiedad directa del Estado de los medios de producción” (Devlin & Cominetti, 1994, p. 8).

Las empresas privadas se diferencian de las públicas, en que las primeras pertenecen a un grupo reducido de la población, que podría ser una persona determinada, un grupo familiar o un grupo de accionistas, mientras que las empresas públicas pertenecen al conjunto de la población de una región o de un país, los cuales han creado esta empresa o

institución para que defienda sus intereses actuales y futuros (Devlin & Cominetti, 1994). Esta relación de pertenencia es la que determina los objetivos estratégicos de una empresa: en el caso de las empresas privadas su objetivo final es proveer rentabilidad a sus dueños o accionistas y en el caso de las empresas públicas, su objetivo es proveer rentabilidad social o económica al conjunto de la sociedad.

La empresa privada orienta sus acciones, incluida su gestión ambiental, a la obtención de beneficios económicos para sus accionistas considerando los periodos definidos por sus respectivos contratos. La empresa pública, por su parte, en el manejo de la producción, los residuos y la gestión ambiental debe tomar en cuenta el beneficio social, que incluye el beneficio de las futuras generaciones.

Debido a la actualidad del debate sobre las ventajas y desventajas de la privatización de las empresas públicas, y ante la necesidad de contar con argumentos que aporten a la toma de decisiones sobre este tema, es necesario revisar los procesos de privatización realizados en diversas partes del mundo, realizar un acercamiento a la privatización de empresas públicas en Latinoamérica y a los procesos que se han venido dando en el Ecuador en el siglo XXI, sobre todo considerando la subida al poder de gobiernos de tendencia neoliberal. También es necesario analizar si en los procesos de privatización consumados, los resultados alcanzados fueron los propagandizados por los defensores de dichos procesos.

5.1.1 La privatización de empresas públicas y sus argumentos

De acuerdo con el diccionario de la lengua española, privatizar significa transferir una empresa o actividad pública al sector privado (Real Academia Española, 2015). La privatización de empresas públicas consiste en pasar a manos privadas las empresas que son manejadas por los gobiernos en representación de la sociedad. La privatización puede presentarse de diferentes formas tal como lo indica Vergués (2010, p. 3): Venta de una empresa pública a un solo comprador, venta en bolsa de una parte de las acciones de las empresas públicas, venta de activos de una empresa pública, dejar de producir ciertos servicios de la empresa pública, y otras opciones de menor afectación, que no se pueden considerar como privatizaciones propiamente dichas.

El papel del sector público en la economía latinoamericana ha sido preponderante desde la Época Colonial cuando los representantes de la Corona intervenían en la regulación de las relaciones productivas, el comercio y el consumo mediante instituciones formales e informales (Galindo, 2021). Luego de la independencia gran parte de los monopolios y propiedades de la Corona pasaron a ser administrados por los gobiernos formados luego de las gestas libertarias del siglo XIX, hasta la llegada de la “Edad de Oro” del capitalismo, a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, cuando “el rol de los nuevos Estados latinoamericanos se redujera a un papel secundario en términos de la producción pública y privada” (Devlin & Cominetti, 1994, p. 8).

En el siglo XX se produjo un cambio pendular de criterios sobre el papel del Estado en la economía de los países. Tal como lo indica Paniagua (2022), en algunos periodos una gran cantidad de economistas abogaron por una mayor participación del Estado para solucionar “ineficiencias o imperfecciones en los mercados”, mientras que en otros periodos las ideas

“liberales” tuvieron preminencia. En la primera mitad del siglo XX varios factores impulsaron el aumento de la intervención estatal en la economía, tales como la primera guerra mundial, la gran depresión de los años 30s, pero principalmente la insurgencia del “nacionalismo” (Devlin & Cominetti, 1994).

En las décadas de 1950 a 1970 la mayoría de los países “en desarrollo” optaron por la propiedad estatal de los sectores estratégicos (Paniagua, 2022). En este periodo se formó la Organización de Países exportadores de Petróleo, la cual expandió el sentimiento nacionalista en los países poseedores de recursos energéticos, que se tradujo en la búsqueda de mejores condiciones contractuales en la explotación de los recursos naturales hidrocarbúricos (Ruiz-Caro, 2021).

Después de la tendencia nacionalista de los años 50s a 70s, en los años 80s del siglo pasado, se inició un proceso de privatización de las empresas estatales en varios países. Los titulares de los grandes medios de comunicación ahora hablaban del estado obeso, ineficaz, improductivo, fracasado y corrupto. La opinión pública que en las décadas pasadas fue afecta a la participación activa del estado en la economía, se volvía proclive a la “liberalización” de la economía impulsada por el bombardeo mediático liberal (Ojeda Segovia, 1992).

Los organismos financieros multilaterales como el FMI, el Banco Mundial más el Departamento del Tesoro de Estados Unidos (Todos ellos domiciliados en Washington DC), fueron impulsores de los cambios liberales en el papel del Estado en la economía. La propuesta neoliberal fue resumida en 1989 por el economista británico John Williamson en un documento que es generalmente conocido como el “Consenso de Washington” (Morandé L., 2016) que pasó a constituirse en la receta privatizadora aplicada por los gobierno de corte neoliberal en América Latina y otros países del área de influencia de los Estados Unidos de América. Por los resultados obtenidos en la economía de los países latinoamericanos, los años 80s del siglo pasado, caracterizados por el deterioro de las condiciones de intercambio comercial, estancamiento económico, incremento de intereses e incapacidad de pago de la deuda externa y deterioro social, se la conoce como la “década perdida” (Bona & Flores Zendejas, 2022).

En los años 90s, continuó la ola privatizadora en América Latina, y muchas de las empresas que venían siendo manejadas por el Estado pasaron a manos de empresas privadas de carácter nacional y multinacional, como lo indica Carpintero (2010, p. 152), “En los últimos tiempos — y al amparo de los procesos de privatización espoleados por los organismos económicos internacionales— han aprovechado para hacerse con la propiedad (parcial o total) de muchas de las empresas que se dedican a extraer dichos recursos en los países de origen, para luego exportarlos a los países de la OCDE”.

En el presente siglo, los procesos de privatización total o parcial continuaron en todo el mundo y particularmente en los países en vías de desarrollo (Arias-Bello & Gómez-Villegas, 2022), sin embargo a raíz de la crisis económica mundial del 2008, han aparecido criterios de economistas que recomiendan mayor participación del Estado en la economía como creador de valor, más allá de la corrección de las fallas del mercado (Mazzucato, 2019).

Uno de los principales sustentos de la privatización es el concepto de la mayor eficiencia operativa de la empresa privada sobre la empresa pública, sin embargo, esta afirmación en muchos casos no es respaldada por datos e indicadores objetivos. Chang (2007, p. 7) indica

que se utiliza el teorema de que el desempeño de las firmas del sector privado es superior al desempeño de las empresas públicas, pero aclara que eso se da únicamente bajo estrictas y muchas veces irreales condiciones, y se suele comparar empresas públicas reales con empresas privadas idealizadas.

Cuando un Estado se plantea un proceso de privatización se dan diversos argumentos que respaldan la decisión y que buscan el apoyo de la opinión pública, aunque detrás de dichos argumentos muchas veces se encuentran soterrados intereses de grupos económicos y políticos. Los argumentos generalmente planteados, de acuerdo con Vergés, son: Liberar al Estado de empresas públicas que operan con pérdidas, incrementar la eficiencia productiva de las empresas públicas, desregular o eliminar situaciones de monopolio, recaudar fondos para el presupuesto del Estado, evitar que el Estado tenga que efectuar inversiones en empresas, reducir el peso y la implicación del Estado en la economía, reducir el poder de los sindicatos en las empresas afectadas (Vergés, 2010, p. 25).

Otro argumento que sustenta la privatización es la corrupción de las empresas públicas, que se sustenta en ejemplos escandalosos que son magnificados en los medios de comunicación. En lugar de poner los controles y procedimientos adecuados para evitar la corrupción en las empresas públicas se promociona la solución extrema de ceder el manejo de importantes sectores a la empresa privada. En un estudio sobre reformas a las empresas públicas se indica que “el proceso de privatización en muchos países ha sido plagado de corrupción, con gran parte de las potenciales ganancias terminando en los bolsillos de unos pocos involucrados en el proceso, antes que en las arcas del Estado” (Chang, 2007, p. 19).

5.1.2 Empresas públicas y privatización en América Latina

En el siglo XX los países latinoamericanos tuvieron la participación directa de sus estados en la economía, sobre todo en la provisión de servicios básicos, educación, telefonía, electricidad, minería y otros sectores estratégicos de la economía (Guajardo Soto, 2013). Esta participación tuvo el impulso de un sentimiento nacionalista generalizado, sustentado por el crecimiento del mercado interno de los países, el crecimiento de las ciudades con la consiguiente demanda creciente de servicios públicos y la constatación de la existencia de grandes recursos minerales y energéticos. El nacionalismo petrolero y la circunstancia de que el petróleo se convirtiese en la principal fuente de energía motriz a nivel mundial, impulsó la formación de empresas estatales petroleras y la nacionalización de la industria hidrocarburífera en países de América Latina y otras regiones del mundo (Mabro, 2007). Argentina, México y Bolivia tomaron el control de la industria petrolera nacional antes de la Segunda Guerra Mundial y posteriormente, la mayoría de los gobiernos latinoamericanos pasaron a controlar su sector petrolero. “Chile adquirió un porcentaje mayoritario de las empresas de la gran minería a fines de los sesenta en un proceso denominado ‘Chilenización del cobre’, Perú nacionalizó la mayor parte de sus empresas mineras y pesqueras entre los años 1968 y 1975” (Devlin & Cominetti, 1994, p. 13).

Las empresas públicas en la década de los años 70s del siglo pasado cumplieron un importante rol en la dinamización del crecimiento económico de sus respectivos países, sin embargo, el inicio de la crisis económica mundial de los años 80s provocó recurrentes crisis

fiscales en los gobiernos latinoamericanos. Como consecuencia de ello, más el juego de intereses económicos de grandes empresas multinacionales y las presiones de las instituciones financieras internacionales como el FMI y el Banco Mundial, se dinamizó el proceso de privatización de las empresas públicas en los países latinoamericanos (Guajardo Soto, 2013).

En América Latina los procesos de privatización fueron impuestos como condición para obtener préstamos de organismos financieros respaldados por Estados Unidos de América como “imposiciones sustentadas, a su vez, en una estrategia global conocida como ‘Consenso de Washington’, puesta en marcha en la década de los 80 a iniciativa de la Administración de Reagan (luego continuada por la de Bush padre) a través de la USAID, el FMI y el BM, y otros organismos financieros internacionales” (Vergés, 2010, p. 33).

Los programas iniciales de privatización en Latinoamérica han sido muy extensos, como los aplicados en países como Chile, México y Argentina, seguidos por Venezuela y Brasil. Se aplicaron programas más incipientes en países como Perú, Bolivia, Ecuador, Colombia y Uruguay (Devlin & Cominetti, 1994, p. 31). Las empresas que fueron objeto de privatización en los años 80s y 90s pertenecen en su mayoría a los sectores de telecomunicaciones, manufactura, electricidad, finanzas, minería y aeronáutica. En la Tabla 6 se muestra la distribución sectorial de las privatizaciones en América Latina en el periodo 1989-1992 expresada en porcentaje del ingreso por ventas para cada país analizado.

Tabla 6. Distribución sectorial de las privatizaciones, 1989-1992 (Porcentajes de los ingresos por ventas)

SECTOR	Argentina	México	Brasil	Venezuela	Chile	Colombia	Perú
Electricidad	11	-	-	-	39	-	-
Finanzas	-	61	-	5	-	9	2
Manufacturas	3	7	96	1	14	67	6
Minería	14	3	-	-	11	-	48
Telecomunic.	34	28	-	86	30	-	-
Transp. aéreo	6	1	-	6	4	-	20
Otros	32	1	4	1	1	24	24
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: CEPAL (Devlin & Cominetti, 1994, p. 35)

Del cuadro se aprecia que las mayores privatizaciones por porcentaje de ingresos por ventas se dieron en los sectores de telecomunicaciones en Argentina (Gobierno de Menem) y Venezuela (Gobierno de Carlos Andrés Pérez), Finanzas en México (Gobierno de Carlos Salinas), Manufacturas en Brasil (Gobierno de Collor de Melo) y Colombia (Gobierno de César Gaviria), Electricidad en Chile (Gobierno de Aylwin) y Minería en Perú (Gobiernos de García y Fujimori). Los procesos de privatización de finales del siglo XX en América Latina han sido gestionados por gobiernos de tendencia neoliberal, con argumentos loables, pero que en la práctica escondían la defensa de intereses económicos de empresas multinacionales y/o capitales locales que buscaban captar la operación de los sectores manejados por el Estado.

5.1.3 La ola privatizadora en Ecuador de finales del siglo XX e inicios del siglo XXI

Ecuador no escapó a la tendencia pendular mundial entre mayor participación del Estado en la economía y liberalización con impulso a las privatizaciones de las empresas públicas. A mediados del siglo XX se crearon empresas públicas de carácter local y nacional, como la Empresa de Teléfonos de Quito en 1949, la Empresa de Radio Telégrafos del Estado en 1958 y la Empresa de Alcoholes del Estado en 1965 (González Calle, 2017). Es a partir de los años 70s, con el gobierno “Nacionalista Revolucionario” de Rodríguez Lara y el inicio del boom petrolero, que proliferan y se fortalecen numerosas empresas públicas en sectores claves de la economía como energía y telefonía. Se crearon la Corporación Estatal de Petróleos del Ecuador (CEPE), las empresas de transporte marítimo TRANSHAVE y FLOPEC y se constituyeron en entidades con personalidad jurídica después de haber funcionado como dependencias ministeriales la empresa Nacional de Correos, el Instituto Ecuatoriano de Telecomunicaciones (IETEL) y el Instituto Ecuatoriano de electrificación (INECEL) (Dávila Toro et al., 2024).

En los años 80s y 90s predominaron los procesos privatizadores en Ecuador, sustentados por los conceptos emitidos en el denominado “Consenso de Washington” que incluye entre sus recomendaciones para alcanzar la estabilidad económica de los países en desarrollo, la disciplina fiscal, la liberalización financiera y del comercio, las privatizaciones y la desregulación de los mercados (Morandé L., 2016). En 1993 se suprimió la Empresa Pesquera Nacional (EPNA), en 1997 se suprimió la Empresa Nacional de Almacenamiento y Comercialización de Productos Agropecuarios y Agroindustriales, la Empresa Estatal de Telecomunicaciones (EMETEL) fue dividida en dos ANDINATEL S.A. y PACIFICTEL S.A. En 1997 Por otro lado se pretendió privatizar el sistema de seguridad social, lo cual fue negado por los ciudadanos mediante referéndum. En 1998 se suprimió la Empresa Nacional de Productos Vitales (ENPROVIT). (González Calle, 2017).

En el año 1999, se produjo de una de las peores crisis financieras del Ecuador, cuyo origen “se remonta al gobierno de Durán Ballen y la promulgación de la Ley General de Instituciones del Sistema Financiero impulsada por el Fondo Monetario Internacional (FMI)” (Martín-Mayoral, 2009, p. 129) la cual disminuyó el control de las entidades financieras por la Superintendencia de Bancos. Frente a la crisis bancaria, el presidente Jamil Mahuad optó por el “salvataje bancario”, sucretizó la deuda de los bancos y pasó al Estado la deuda en dólares a un costo de cuatro mil millones de dólares que representaban el 20% del PIB del Ecuador. A la vez eliminó subsidios al gas, combustibles y electricidad y vigorizó el proceso de privatización de empresas públicas. El 11 de enero del 2000 aplicó la dolarización (Idem 2009, p. 130).

En los inicios del siglo XXI Ecuador vivió un periodo de inestabilidad política: Después de la caída de Mahuad por la reacción popular y el apoyo de la oficialidad militar de rango medio, el 21 de enero del 2000 se proclamó una “junta de gobierno” y después un triunvirato que duró unas cuantas horas, luego de lo cual se posesionó en la presidencia de la república el vicepresidente Gustavo Novoa Bejarano. En 2002 ganó las elecciones el Coronel Lucio Gutiérrez Burbua, el cual fue destituido a inicios de 2005 luego de un levantamiento popular en la ciudad de Quito (Ayala Mora, 2008). La inestabilidad política hizo que los procesos privatizadores se ralentizaran. Gutiérrez fue reemplazado por Alfredo Palacio hasta la elección y toma del poder de Rafael Correa en enero del 2007, cuyos gobiernos (2007-2017) se

caracterizaron por romper parcialmente la ola privatizadora. A nivel internacional, a raíz de la crisis económica mundial del 2008, aparecieron voces que pedían volver a retomar el papel protagónico del Estado en la economía (Paniagua, 2022).

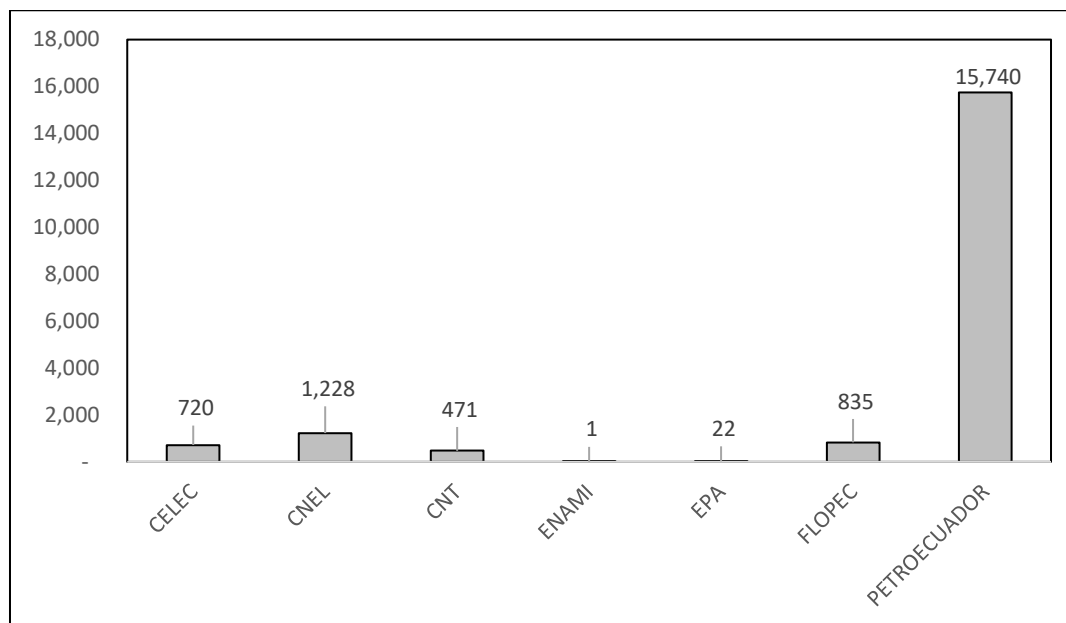
En el año 2008 se promulgó la actual Constitución de la República del Ecuador como norma de mayor jerarquía en el ordenamiento jurídico del país, la cual establece la potestad del Estado para manejar los sectores estratégicos como “la energía en todas sus formas, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley” (Constitución de la República del Ecuador, 2008). Este mandato constitucional blindó, o al menos puso escollos a la privatización de las empresas públicas relacionadas con los sectores estratégicos, aunque los gobiernos neoliberales, que accedieron al poder luego de Correa, se dieron formas para iniciar y ejecutar procesos de privatización.

En los gobiernos de Correa se dio prioridad a la inversión social, se incrementaron las inversiones públicas, sobre todo en sectores estratégicos como la infraestructura de transporte, comunicaciones, energía, vivienda, educación, salud sector agropecuario (Martín-Mayoral, 2009). Estas inversiones estuvieron respaldadas por altos precios del petróleo en el mercado internacional, que se mantuvieron hasta junio de 2014 cuando se derrumbaron por un exceso de oferta de hidrocarburos (El Economista, 2015).

Actualmente (2023) en el Ecuador existen empresas públicas manejadas directamente por el Estado Central y empresas públicas de los gobiernos seccionales. Estas últimas tienen un radio de acción limitado a su circunscripción territorial y tienen que ver fundamentalmente con la provisión de servicios básicos a la ciudadanía como agua, alcantarillado y energía eléctrica. El Estado Central coordina las actividades de sus empresas públicas mediante una institución denominada Empresa Coordinadora de Empresas Públicas (EMCO) la cual es a su vez una empresa pública (Decreto Ejecutivo 1051, 2020).

Las empresas con las que cuenta el Estado Central Ecuatoriano son alrededor de dos docenas. La principal empresa estatal por su volumen de ingresos es la petrolera EP Petroecuador. Otras empresas de importancia son las encargadas de generar y distribuir la energía eléctrica CELEC y CNEL, la telefónica CNT y la empresa de transporte marítimo FLOPEC. Empresas estatales con ingresos menores son: la constructora de viviendas de carácter social CASA PARA TODOS, los astilleros navales ecuatorianos ASTINAVE, la empresa pública de agua EPA y la empresa nacional de minería ENAMI. Existen empresas públicas que al momento no están operativas o que generan ingresos marginales para el Estado como son SANTA BÁRBARA, COMUNICA EP, SERVICIOS POSTALES, YACHAY/SIEMBRE, MEDIOS PÚBLICOS, FERROCARRILES DEL ECUADOR, FABREC, ECUADOR ESTRATÉGICO y el centro de alto rendimiento CEAR (Decreto Ejecutivo 1051, 2020).

En la Figura 15 se muestran los ingresos totales de las principales empresas públicas del gobierno central del Ecuador en millones de dólares de los Estados Unidos de América.

Figura 15. Ingresos totales de las empresas públicas del Ecuador en MMUSD (Año 2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Primicias (Tapia, 2023)

Claramente se ve que la empresa pública petrolera es, con creces, la más significativa del Ecuador por el volumen de ingresos totales los cuales representan alrededor del 15% del producto interno bruto del Ecuador. Le siguen en ingresos la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) encargadas de la distribución y comercialización de energía eléctrica, la Flota Petrolera Ecuatoriana (FLOPEC) encargada del transporte de hidrocarburos, la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) encargada de la generación, transmisión, provisión, exportación e importación de energía eléctrica y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones (CNT) encargada de los servicios de telefonía fija y móvil, televisión satelital e internet.

Desde el año 2012 la estatal Petroamazonas EP firmó una serie de contratos con las empresas petroleras privadas que muchos analistas los consideran un mecanismo camuflado de privatización de la empresa estatal petrolera, puesto que a través de los denominados “Contratos de prestación de servicios específicos con financiamiento de la contratista”, se pasó a manos privadas parte de las operaciones de la empresa estatal en los campos petroleros (Orozco, 2022b). Los campos involucrados en este tipo de contratos fueron: Shushufindi-Aguarico y Libertador más los denominados “campos maduros”: Edén-Yuturi, Pañacocha, Lago Agrio, Palo Azul, Pucuna, Indillana, Limoncocha, Yanaquincha Este, Víctor Hugo Ruales y Armadillo.

En el año 2015 se firmó el contrato de prestación de servicios para el campo Auca, el cual ha sido cuestionado más aún que los otros contratos, porque se paga a la empresa contratista una tarifa por toda la producción del campo y no solo por la producción incremental (Orozco, 2023). En el año 2018 se renegociaron las tarifas de los contratos de los campos Shushufindi-Aguarico y Libertador y se firmaron nuevos contratos de este tipo para los campos: Drago,

Guanta-Dureno, Parahuacu, Paka Norte, Cuyabeno-Sansahuari, Blanca-Vinita, Oso y Yuralpa (Petroamazonas EP, 2019). En la Tabla 7 se indica los contratos de prestación de servicios con financiamiento, firmados por Petroamazonas EP con diferentes consorcios contratistas y que se encuentran actualmente en vigencia.

Tabla 7. Contratos de prestación de servicios con financiamiento firmados por Petroamazonas EP

Grupo	Campo	Contratista
CAMPOS MADUROS	Edén-Yuturi	KAMANA
	Pañacocha	KAMANA
	Lago Agrio	IGAPÓ
	Palo Azul	IGAPÓ
	Pucuna	IGAPÓ
	Indillana	PAÑATURI
	Limoncocha	PAÑATURI
	Yanaquincha Este	PAÑATURI
	Víctor Hugo Ruales	IGAPÓ
CAMPOS MENORES	Armadillo	ECUASERVOIL
	Drago	CONSEPETRO
	Guanta-Dureno	CONSEPETRO
OIL & GAS	Parahuacu	CCDC
	Cuyabeno	CUYABENOPETRO
	Blanca Vinita	TRIBOILGAS
	Oso	WAYRA ENERGY
OTROS CONTRATOS	Yuralpa	WAYRA ENERGY
	Shushufindi-Aguarico	CONSORCIO SSF
	Atacapi-Libertador	PARDALISERVICES
	Bloque 61 Auca	SHAYA

Fuente: Petroamazonas EP (2020a)

En el año 2017 triunfó en las elecciones Lenin Moreno, quien fue el candidato del movimiento Revolución Ciudadana liderado por Rafael Correa. Al poco tiempo de su ascensión al poder, Moreno rompió relaciones con Correa, se apartó del programa reformista con el que había triunfado y comenzó a aplicar un programa neoliberal (BBC News Mundo, 2019b). En el año 2020 el gobierno de Moreno inició el proceso de privatización de la Empresa Pública Correos del Ecuador, argumentando deterioro de la calidad del servicio, “En este sentido, mediante Decreto Ejecutivo No. 1056 del 19 de mayo de 2020 se dispone la ‘liquidación’ de la Empresa Pública Correos del Ecuador CDE EP, cuyos activos y pasivos finales se transferirán al Ministerio de Telecomunicaciones y Sociedad de la Información” (Servicios Postales del Ecuador (SPE EP), 2022). Este proceso aún no termina y por lo pronto se ha conformado otra empresa pública denominada Servicios Postales del Ecuador que hace lo mismo que la anterior, pero con un radio de acción mucho menor.

En el año 2021 el gobierno de Lasso, luego de una campaña de desprestigio respaldada por los principales medios de comunicación del Ecuador, inició el proceso de privatización de la empresa estatal Seguros Sucre mediante un decreto de liquidación voluntaria de la aseguradora. Seguros Sucre tenía a cargo los seguros de las instituciones del Estado con un monto total desde el año 2013 de 785 MMUSD (Celi, 2021).

Estuvo en la mira privatizadora, a más de las empresas de la lista de EMCO, la institución financiera Banco del Pacífico, sin embargo, el desgaste de la popularidad del gobierno de Lasso, las denuncias de corrupción en EMCO por la falta de transparencia en la designación de las diferentes autoridades de las empresas públicas y la crisis de gobernanza general, han hecho que estos procesos no avancen (La Hora, 2022b).

Los intentos de privatización en el sector energético siguen latentes en el gobierno de Noboa, sobre todo con la mirada puesta en las “Joyas de la corona”, que son los proyectos de mayor rentabilidad del Estado, como lo es la operación del campo petrolero Sacha de la Región Amazónica del Ecuador. Continúa la campaña propagandística de desprestigio de las empresas estatales en los medios de comunicación tradicionales, se ha reducido las inversiones y el capital de trabajo de las empresas estatales, para reducir su capacidad operativa, opacar sus resultados y crear una opinión pública favorable a la privatización (ANTEP, 2024).

5.1.4 Resultados de la privatización de empresas públicas

Se han realizado varias investigaciones sobre los resultados obtenidos en los procesos de privatización de empresas públicas considerando las implicaciones que se derivan en el bienestar de la sociedad y de los diferentes grupos interesados. Estas investigaciones indican que los resultados han sido de diferente tipo, en algunos casos la privatización alcanzó los objetivos esperados, pero en otros no.

De acuerdo a estudios realizados en diferentes partes del mundo, en muchos procesos analizados, la privatización significó el incremento de precios y tarifas para el público, “Por ejemplo, la privatización de empresas de transportes públicos en Gran Bretaña (autobús y ferrocarril) ha ido en general acompañada de importantes subidas en las tarifas de dichos servicios, debido a que el Estado, simultáneamente a la privatización, decidió reducir o eliminar la subvención (precio político) que venía otorgando a esos servicios” (Vergés, 2010, p. 3). Vergés encontró que en general, luego de la privatización las tarifas de empresas de servicios públicos privatizadas subieron en porcentajes mayores a la inflación al tiempo que los niveles de calidad bajaron.

En contraparte, otras investigaciones señalan que las empresas privatizadas han mostrado un mejoramiento en los índices de desempeño empresarial y en la mayoría de los casos las privatizaciones han tenido resultados positivos en el bienestar económico de la sociedad debido “a un aumento de la inversión, una mayor productividad, políticas de precios más racionales y una mayor competencia y regulación eficaz” (Paniagua, 2022, p. 19).

De acuerdo con investigaciones realizadas a procesos en Latinoamérica, la privatización de empresas públicas planteó, entre otros objetivos, que las empresas privatizadas tengan niveles de eficiencia productiva mejores que las empresas estatales previas, “que se traducirá – especialmente en el caso de un servicio público- en unos costes más bajos y, como

consecuencia, en unos precios más bajos para los usuarios, o bien en unos mayores niveles de calidad o eficacia en la prestación del servicio” (Vergés, 2014, p. 10). Sin embargo, se ha constatado que luego de varios años de haberse realizado el proceso de privatización, los objetivos planteados no fueron alcanzados.

En un estudio sobre los resultados de la privatización de los servicios básicos en Argentina, se constata que en varios casos el proceso no ha sido “socialmente eficiente” y se ha incrementado el porcentaje de los ingresos de los hogares destinado a servicios básicos. El estudio destaca que para que se mantenga un nivel adecuado de los servicios, luego de un proceso de privatización, se requiere una regulación fuerte que exija las coberturas de sectores de población que no son “rentables” para las empresas privatizadas, “es fundamental que el Estado asuma el rol garante del interés público” (Arza, 2002, p. 44).

Haciendo referencia a las privatizaciones realizadas en Chile, Vergara Estévez (2005) indica que los efectos negativos exceden en mucho a las consecuencias positivas y refuta la teoría neoliberal que ve en las privatizaciones una fuente de eficiencia económica y bienestar. Según el estudio en el periodo 1990-2001, los ingresos estatales comparativos de la industria minera privatizada fueron mucho menores que los producidos por la empresa nacional CODELCO, las tarifas del servicio telefónico incrementó sus precios luego de la privatización, de igual manera las tarifas eléctricas y las tarifas de agua potable que se incrementaron más que la inflación.

Un estudio realizado por Devlin y Cominetti (1994) sobre las empresas públicas y los resultados obtenidos en varios procesos de privatización en América Latina desde los años 70s a los 90s indica que al inicio del proceso privatizador los resultados se mostraban promisorios, pero posteriores análisis realizados luego de más de una treintena de años de privatizaciones, indican que los resultados no son los que se pensaban.

De la experiencia latinoamericana y mundial, se ve la necesidad de establecer regulaciones y controles estatales fuertes para que las empresas privatizadas brinden los beneficios esperados para la sociedad, mejoren la eficiencia operativa, realicen una cobertura suficiente, sin incrementar exageradamente los precios de los servicios. Se nota, sin embargo, que en muchos casos los gobiernos privatizadores son reacios a establecer este tipo de regulaciones por el miedo de ahuyentar a los posibles inversores o porque dichas regulaciones son opuestas a sus propios intereses económicos.

5.2 PRIVATIZACIÓN, GESTIÓN SOCIAL Y MEDIOAMBIENTE

Las privatizaciones, para ser viables, deben alcanzar efectos sociales positivos, pues no se trata de privatizar solo por incrementar la eficiencia empresarial o atraer inversión extranjera que a la larga sale del país receptor en mayor cantidad hacia los países sedes de los inversionistas. Los lineamientos de un proceso privatizador deben evitar o minimizar la corrupción en el proceso mismo, propiciar que los beneficios esperados se mantengan en el largo plazo y que la empresa privatizada realice sus operaciones con un criterio de beneficio social y medioambiental.

5.2.1 Los efectos sociales de la privatización

La historia de los procesos de privatización desde finales del siglo XX muestra que éstos se orientan a captar sectores o empresas estatales de alta rentabilidad, es decir que los promotores de las privatizaciones tratan de pasar a manos privadas las empresas que tienen gran potencial de ganancias y dejar en manos del Estado las empresas que no tienen potencial de rentabilidad; es decir privatizar las ganancias y socializar las pérdidas. Según la CEPAL un gobierno debe privatizar una empresa pública si al hacerlo “genera un cambio neto positivo en el bienestar social del país. Esto ocurre cuando el valor social de la empresa en manos privadas más el valor social neto del ingreso por concepto de venta de la empresa pública es superior al valor social de la empresa bajo propiedad pública” (Devlin & Cominetti, 1994, p. 18).

Al analizar los efectos sociales de un proceso privatizador hay que tener presente que la empresa privada se debe a sus dueños o accionistas y su objetivo final es maximizar sus beneficios, mientras que la empresa pública es creada para solucionar los problemas del mercado, crear valor y su objetivo final es maximizar el bienestar social (Mazzucato, 2019). La privatización de la energía, la infraestructura o las finanzas tienen injerencia directa en el desarrollo social y muchas de las empresas a ser privatizadas son proveedoras de servicios que son pagados por la ciudadanía mediante tarifas.

Las campañas publicitarias previas a una privatización, por lo general aseguran que bajarán los precios de las tarifas, mejorarán el servicio prestado y la eficiencia de la empresa a ser privatizada, sin embargo, en la práctica se ha visto que eso no siempre sucede. A 35 años de publicado el “Consenso de Washington” se constata que la gran mayoría de países latinoamericanos que han aplicado las recetas neoliberales en menor o mayor grado, a pesar de mostrar ciertas mejoras como el acceso a la educación y el incremento del ingreso per cápita (Morandé L., 2016), mantienen sus problemas estructurales, crisis financiera, debilidad institucional, inseguridad y bajo desarrollo humano.

La enseñanza que deja el análisis de los procesos de privatización es que no necesariamente significan mejoramiento de la eficiencia, ni mejoramiento de servicios, ni baja de tarifas. Para embarcarse en este tipo de procesos, debe haber primero estudios pormenorizados e imparciales que garanticen las ventajas del proceso, regulaciones que obliguen a la empresa privada beneficiaria de la privatización a cumplir con niveles de eficiencia, calidad y tarifas; a más de que el Estado debe mantener un rol de control efectivo que le permita supervisar el buen desempeño de la empresa privatizada. Al respecto, analizándolo el caso argentino, Arza concluye que: “cuando la provisión de bienes y servicios básicos queda a cargo de empresas privadas monopólicas la regulación pública es esencial” (2002, p. 44).

En su documento sobre la privatización de empresas públicas preparado para el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas, Chang (2007, p. 6) indica que “El mercado es un poderoso mecanismo para promover el desarrollo económico, pero a menudo falla en lograr el dinamismo económico y la justicia social que requiere el desarrollo económico” y recomienda que se deben considerar opciones alternativas, puesto que puede ser socialmente más beneficioso mantener empresas estatales que manejen los recursos

incremento de competitividad y reformas políticas-administrativas, antes que embarcarse en procesos privatizadores que no garantizan el alcance de los objetivos planteados.

5.2.2 La privatización y la afectación ambiental

Cuando se habla de privatización de empresas públicas un punto importante a tomar en cuenta es el cuidado ambiental, ya que las empresas en general, en sus procesos productivos, manejo de insumos, procesamiento, almacenaje y transporte de productos, generan residuos que afectan directamente al medioambiente. Muchas empresas en la actualidad incluyen la responsabilidad social empresarial y el cuidado ambiental entre sus principios de trabajo (Pérez Espinoza et al., 2016), pero se debe tener presente que el objetivo final de una empresa privada es generar utilidades para sus accionistas, por lo que el cuidado ambiental estará supeditado al objetivo de rentabilidad.

La comunidad mundial ya tiene conciencia de las consecuencias de los gases de efecto invernadero, producidos principalmente por el consumo de combustibles de fuentes fósiles. Esto ha sido manifestado en las convenciones mundiales sobre el clima y se han realizado acuerdos con plazos establecidos para reducir el volumen de emisiones y llegar al “cero neto” (Pacto Mundial Red Española, 2023). En la Conferencia en París de 2015 (COP 21), las partes firmantes del Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) alcanzaron un acuerdo con el objetivo de combatir el cambio climático e intensificar las acciones para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. Este acuerdo involucra a todas las naciones del mundo bajo una causa común y define una nueva ruta en los esfuerzos mundiales para frenar el cambio climático (Naciones Unidas, 2022b).

A pesar de la conciencia mundial en pro del ambiente, algunas empresas dejan en segundo plano la protección ambiental cuando las buenas prácticas ambientales afectan a su rentabilidad financiera. En criterio de algunos gerentes de empresas productivas, la aplicación de la normativa ambiental genera costos adicionales que afectan a los rendimientos financieros (Gilces Vidal & Salazar Cobeña, 2023). En un estudio se constata que las operadoras privadas no han garantizado mejor eficiencia y calidad en la dotación de servicios básicos a pesar de los incrementos tarifarios (Madaula Munt, 2022). En otro estudio se puede apreciar que el 62% de las microempresas en el área de estudio no cuentan con conciencia de responsabilidad social y de sostenibilidad (Cañizares-Arévalo, 2020).

En la actualidad, los procesos de privatización han llegado a tal punto que se privatiza los recursos naturales básicos que antes eran de uso gratuito para la sociedad como el aire, el agua las montañas o la selva. De acuerdo a Karin Nansen, la privatización de la naturaleza se desarrolla en diferentes formas, en algunos casos se produce de manera directa, con la expulsión de las personas que habitan esos territorios, y en otros casos con medios más sutiles como “la apropiación privada de la atmósfera, la contaminación del aire, los derechos privados sobre el agua, la contaminación de los recursos hídricos y su uso indebido o excesivo, la contaminación con agroquímicos a partir de las fumigaciones, etc.” (Nansen, 2021).

Desde mediados del siglo pasado, la industria petrolera ha sido acusada de ser el malo de la película de la contaminación ambiental. Pero debe hacerse una diferenciación entre la afectación ambiental de las operaciones petroleras y la afectación que produce el consumo

generalizado de los combustibles fósiles que provocan el efecto invernadero. En el primer caso las empresas pueden utilizar tecnologías y procedimientos que minimicen la afectación ambiental ocasionada por sus operaciones extractivas, sin embargo, en el segundo caso la contaminación guarda relación con el tipo de desarrollo que tomó la humanidad desde el siglo XIX fundamentado en el consumo de energía procedente de fuentes fósiles, y por tanto su combate requiere de un profundo cambio económico y tecnológico (Martínez Alier, 2011).

Si bien en sus inicios las operaciones petroleras y la industria en general no incorporó en sus prácticas operativas los conceptos de cuidado ambiental, en la actualidad existen leyes, normativas y procedimientos que exigen que las actividades petroleras se realicen de manera amigable con el medioambiente (Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas, 2001). Sin embargo, las actividades petroleras no están exentas de accidentes, y son estos los principales causantes de la contaminación ambiental en las operaciones petroleras. Entre los más tristemente recordados, debido a los estragos ambientales causados, están el accidente del buque petrolero Exxon Valdez en Alaska en el año 1989 (Suárez, 2014) y el accidente de la plataforma Deepwater Horizon en el Golfo de México en el año 2010 (Velasco, 2010).


En el caso de la industria petrolera en el Ecuador, los principales campos petroleros se encuentran localizados en la Región Amazónica, caracterizada por ser una zona poco intervenida por el ser humano²¹ hasta que se desarrolló la industria petrolera a partir de los años 70s del siglo pasado. Si bien en la actualidad existen zonas intervenidas y los procesos de deforestación no han sido controlados a pesar de la legislación ambiental (Abata, 2018), la mayor parte del Oriente Ecuatoriano aún se mantiene prístina. Esta situación hace que las empresas petroleras deban tener como una de sus prioridades operativas el cuidado medioambiental y apliquen programas específicos para el cuidado ambiental de la selva amazónica.

5.3 LA RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA Y LA RENTABILIDAD SOCIAL

En esta investigación se propone un concepto específico y delimitado de “rentabilidad social” el cual se lo diferencia del concepto muy difundido en el medio empresarial y de los investigadores sociales de “responsabilidad social corporativa”, tal como se aclara en los acápite siguientes.

5.3.1 La Responsabilidad Social Corporativa

La Responsabilidad Social Corporativa o Empresarial (RSC) es un concepto muy difundido actualmente entre las empresas en general pero particularmente en las empresas multinacionales petroleras. Sin embargo, este concepto es aplicado por cada empresa o grupo empresarial de acuerdo con lo que cada uno de ellos considera su responsabilidad frente a la sociedad, lo cual implica que existan grandes diferencias en lo que cada empresa entiende por Responsabilidad Social Corporativa.

 ²¹ Descubrimientos recientes indican la existencia de un gran asentamiento humano en el Oriente Ecuatoriano, que temporalmente estaría ubicado entre 1500 y 2500 A. de C. (Primicias, 2024).

La Comisión Europea (2024) define a la Responsabilidad Social Corporativa como la responsabilidad de las empresas por su impacto en la sociedad y, por tanto, las compañías que enarbolan los preceptos de la RSC deben integrar conceptos sociales, medioambientales, éticos, derechos del consumidor y derechos humanos en sus estrategias de negocios y en sus operaciones.

La definición de la Comisión Europea de Responsabilidad Social Corporativa deja en manos de las empresas la aplicación de este concepto, y por lo mismo las empresas lo aplican desde el punto de vista de sus accionistas. En general la aplicación de la Responsabilidad Social Corporativa tiene dos motivaciones primarias: una ética que propone mantener un equilibrio entre las metas económicas de la empresa y los objetivos sociales y ambientales, y una motivación financiera que se orienta a buscar ventajas competitivas, beneficios empresariales y creación de valor (Ruiz Acosta et al., 2020).

En el caso de las empresas petroleras, en general éstas incluyen en sus enunciados de valores corporativos y políticas empresariales la Responsabilidad Social Corporativa. Si bien, como lo indican Martínez-Alier y Roca (2013) el petróleo, el carbón, o el gas no se producen, sino que se extraen y se destruyen, esa extracción requiere de una serie de procesos como construcción de plataformas, perforación de pozos, instalación de facilidades, construcción de oleoductos, etc., en los cuales el manejo ambiental es muy importante, más aún cuando esas operaciones se desarrollan en regiones sensibles desde el punto de vista ambiental. En general las empresas petroleras en su organización tienen departamentos encargados del manejo ambiental y comunitario con sus respectivos planes de acción y presupuestos (Pérez Espinoza et al., 2016), los cuales deben ser supervisados con adecuados procedimientos de control para evaluar su cumplimiento.

5.3.2 La Rentabilidad Social como un concepto alternativo a la RSC

El concepto de “Rentabilidad Social” se lo establece y se lo comprende en esta investigación con el fin de dar una alternativa valorable al concepto de Responsabilidad Social Corporativa. La rentabilidad social va más allá que la RSC, puesto que combina la dimensión empresarial con el beneficio social actual y con el beneficio social futuro expresado en el cuidado ambiental.

El concepto de Rentabilidad Social, tal como se entiende en esta investigación tiene las siguientes características:

- 1) Es cuantitativo, es decir puede ser medido y por lo mismo se utiliza el término “rentabilidad” en lugar otros términos como “gestión” o “responsabilidad” que en principio son de carácter cualitativo.
- 2) Es multidimensional, puesto que en él se integran tres dimensiones: eficiencia empresarial, beneficio social y cuidado ambiental.
- 3) Es comparable, lo cual guarda relación con su carácter cuantitativo que se expresa en una escala numérica porcentual o unitaria, que permite la comparación entre los valores obtenidos para diferentes empresas o instituciones.

Con estas premisas la rentabilidad social, tal como se entiende en esta investigación, es una propiedad que expresa en un solo término la eficiencia operativa, el beneficio social y el cuidado ambiental que provee una empresa o institución al desarrollar sus actividades productivas.

Para cumplir con la característica cuantitativa del concepto de rentabilidad social definido en esta investigación, se plantea la elaboración de un índice compuesto que represente la rentabilidad social generada por empresas productoras o extractivas, particularmente empresas de exploración y producción petrolera.

5.4 CONSTRUCCIÓN DE UN ÍNDICE PARA MEDIR LA RENTABILIDAD SOCIAL

Los indicadores compuestos²² ofrecen “una medida global y única que permita sintetizar numerosa información correspondiente a fenómenos multidimensionales” (García-Carro & Sánchez-Sellero, 2022). En la última década, se ha visto una proliferación de indicadores de todo tipo: ambientales, de sostenibilidad, de desempeño social, de eficiencia en la provisión de servicios, etc. que evalúan el desempeño de una entidad, organismo o región en el tipo de actividad que se desea evaluar (Campos-Climent et al., 2022), (Clavijo Cevallos & Gutiérrez Toscano, 2023), (Longhini & Ajmat, 2021).

Esta proliferación de indicadores se ha dado como resultados de los esfuerzos de los investigadores sociales, de los planificadores y de los ejecutores de políticas públicas, para buscar soluciones a los problemas económicos, sociales y ambientales provocados por la presión del ser humano sobre el entorno en el cual desempeña sus actividades y a la constatación de que, si algo se quiere mejorar, primero hay que medirlo. También, como lo indican Greco y otros (2019), han surgido al mismo tiempo diferentes críticas sobre la capacidad de estos indicadores para orientar las acciones de los generadores de políticas públicas o de los directores y gerentes de instituciones y empresas.

Una conclusión recurrente en diferentes propuestas de indicadores es que deben tener una construcción transparente, ser robustos y ser aplicables (Paredes-Gazquez et al., 2016). La construcción transparente se expresa en que el cálculo tanto de los indicadores simples como del indicador compuesto sea claro, entendible y sin dobles interpretaciones. En cuanto a la robustez se trata de que el indicador compuesto permita efectivamente evaluar las características que se están estudiando. La aplicabilidad guarda relación con la disponibilidad de la información que sirve para determinar tanto los indicadores simples como el compuesto, además de que los datos deben ser confiables y ser utilizables sin restricciones por parte de los elaboradores y de los usuarios de los indicadores.

Dependiendo de la propiedad que se quiera evaluar, se debe establecer la ponderación de los indicadores simples que aportan al indicador compuesto, “el método de ponderación establece la importancia de cada indicador” (Paredes-Gazquez et al., 2016, p. 145). Cuando se considera que todos los indicadores simples deben participar en forma igualitaria, ellos tendrán la misma ponderación.

²² Los indicadores compuestos también son conocidos como indicadores sintéticos, indicadores multidimensionales, índices compuestos, índices sintéticos o simplemente índices.

Los indicadores simples pueden agregarse, o pueden promediarse y el sistema de agregación o promedio depende del tipo de indicadores simples y de las intenciones para las cuales se construye el indicador compuesto. Pueden seleccionarse diferentes metodologías de promediación, de las cuales las más utilizadas son el promedio aritmético y el promedio geométrico. Se busca que el indicador compuesto tenga una variabilidad acorde con el rango numérico definido por el investigador. Es común utilizar una variabilidad de cero al 100% tanto para los indicadores simples como para los compuestos, puesto que ello permite una mejor comprensión de la propiedad analizada.

5.4.1 Índice Potencial Rentabilidad Social para la industria petrolera

Existe varios estudios sobre índices que combinan indicadores de diferentes áreas temáticas para obtener un valor que sintetice las cualidades que se quieren evaluar y ayude a comparar el desempeño de la entidad analizada con otras similares. Son muy conocidos en este tipo de herramientas multidimensionales los índices de desarrollo humano con sus variaciones²³ y los índices de sostenibilidad urbana como lo indica Valdivia-Loro (2019). Sin embargo, no se ha encontrado referencias de un índice compuesto que mida la rentabilidad social de empresas petroleras, sobre todo de aquellas que trabajen en la Región Amazónica. La creación de un índice de este tipo tiene particular importancia en momentos en que se ha profundizado el debate sobre la privatización de empresas públicas en países en vías de desarrollo como Ecuador.

El debate sobre la privatización de las empresas públicas muchas veces se circunscribe a ideas preconcebidas o planteamientos ideológicos, sin respaldo de datos reales sobre las ventajas y desventajas de una privatización. Por este motivo es importante establecer procedimientos que permitan tomar una decisión de privatización fundamentada en información objetiva. En el caso particular de la industria petrolera, los proponentes de los procesos privatizadores propagandizan la eficiencia de la empresa privada, la utilización de nuevas tecnologías, la inyección de capitales extranjeros a la economía del país y la existencia de corrupción en las empresas petroleras públicas (Paredes, 2024). En general estos criterios no tienen datos o estadísticas que los respalden, sino que son repetidos en diferentes foros hasta crear una opinión pública favorable a la privatización.

Por este motivo se requiere establecer un procedimiento que permita visualizar, si la privatización de una empresa estatal petrolera será beneficiosa para el conjunto de la población en el país o región donde desarrolla sus actividades. Se trata de obtener una valoración cuantitativa que ayude a los tomadores de decisiones a determinar si es rentable o no desde el punto de vista social la privatización de dicha empresa.

²³ El Índice de Desarrollo Humano (IDH) mide el nivel de desarrollo humano de un territorio y está compuesto por tres indicadores: esperanza de vida, logro educativo y calidad de vida. Fue propuesto y se viene aplicando por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) desde 1990. Actualmente existen variaciones a este índice que son el Índice de Desarrollo Humano ajustado por desigualdad (IDH-D), el Índice de Desarrollo de Género (IDG), el Índice de Desigualdad de Género (IDG-D) y el Índice de Pobreza Multidimensional (IPM) (Escuela de Estadística UCR, 2020).

En esta investigación se propone un procedimiento para obtener un índice, que represente el potencial que tiene la empresa para brindar rentabilidad a la sociedad. Este índice al cual se lo ha denominado Potencial de Rentabilidad Social (PRS) debe aplicarse al conjunto de empresas públicas, privadas o mixtas que realicen su actividad productiva en una misma región, para que los datos puedan ser comparables.

Un indicador compuesto tiene validez cuando es construido con un proceso transparente, tiene objetivos claros y conceptos teóricos que lo respalden (Paredes-Gazquez et al., 2016). La determinación del potencial de rentabilidad social de un conjunto de empresas requiere seguir una serie de pasos para que el índice obtenido refleje la gestión de dichas empresas en un periodo determinado y permita una comparación justa y objetiva con empresas que realicen actividades similares.

5.4.2 Dimensiones que aportan al índice compuesto

En consideración de las dimensiones que toma en cuenta la rentabilidad social definida en esta investigación, el índice integrador propuesto combina tres indicadores: un indicador de eficiencia operativa, un indicador de beneficio social²⁴ y un indicador de manejo ambiental, los cuales deben ser obtenidos previamente para cada una de las empresas seleccionadas. Cabe indicar que los índices compuestos que evalúan el desempeño empresarial, cultural y social, con diversos matices ha sido utilizada en áreas del conocimiento muy diversas, tal como lo manifiestan varios autores en la compilación realizada por Abramovich y Pautassi (2010).

De acuerdo a la definición que se da en esta investigación a la rentabilidad social, las dimensiones que se toman en cuenta para el establecimiento de un índice compuesto que mida el potencial de rentabilidad social son:

- 1) Eficiencia empresarial/productiva
- 2) Beneficio social
- 3) Gestión ambiental.

En cada una de las dimensiones se deben identificar uno o más indicadores simples que representen de mejor manera el desempeño de la empresa. En caso de que se seleccione más de un indicador simple, se debe aplicar los procedimientos de ponderación y promediación, para obtener un indicador compuesto que represente a la dimensión analizada.

En la tarea de determinar los indicadores representativos de cada dimensión, los mismos que pueden ser simples o compuestos, se debe tomar en cuenta la disponibilidad de datos y la viabilidad de extracción de estos datos con el fin de que el proceso de obtención de indicadores dimensionales sea transparente y realista. En algunos casos los indicadores representativos de cada dimensión ya están determinados por otras instituciones y se encuentran en las respectivas bases de datos históricas, pero en otros se deben calcular a partir de la información básica disponible.

²⁴ Se ha incluido la palabra “Potencial” en el nombre del índice compuesto PRS porque el indicador de beneficio social depende en parte del uso que cada gobierno haga de los ingresos provenientes de las actividades realizadas por las empresas petroleras analizadas.

En general en los países desarrollados se disponen de bases de datos estructurados tanto de información básica como de indicadores de diferente tipo. Esto no sucede en países en vías de desarrollo en los cuales recién se están construyendo bases de datos de carácter social²⁵.

5.4.3 Selección de los indicadores simples

En la Tabla 8 se indican diferentes tipos de indicadores simples que guardan relación con las dimensiones que han sido consideradas para el índice compuesto de rentabilidad social. En cada dimensión se ha incluido en la parte superior los indicadores que guardan mayor relación con el punto de vista de la empresa y en la parte inferior los que tienen una mayor relación con el punto de vista de la sociedad o de la comunidad en la cual la empresa desarrolla su trabajo.

Tabla 8. Tipos de indicadores que guardan relación con las dimensiones de estudio

Dimensión	Punto de vista	Tipo de Indicador
Eficiencia	Empresa	Indicadores de solvencia Periodo de Retorno de la Inversión Indicadores de liquidez Indicadores de rentabilidad Enfoque en el cliente Tiempo de fabricación Rotación de inventarios
	Sociedad	Costos unitarios
Bienestar Social	Empresa	Presupuesto para Relaciones Comunitarias Capacitación del personal Objetivos de Seguridad Industrial Beneficios sociales a empleados y familias Bienestar laboral Ausentismo laboral
	Sociedad	Ayuda económica a familias del sector Contribución al presupuesto estatal Infraestructura de salud y educación
Gestión Ambiental	Empresa	Presupuesto para Cuidado Ambiental Aplicación de economía circular Eficiencia energética Fuentes de contaminación Consumo de agua
	Sociedad	Establecer granjas de especies nativas Gestión de residuos y efluentes Cuidado ambiental del sector de trabajo Mantener bosque natural Programas de Reforestación

Fuente: Elaboración propia a partir de diferentes fuentes

²⁵ Para esta investigación no se encontró bases de datos estructuradas de indicadores simples que aporten a las dimensiones seleccionadas, por lo que los indicadores simples tuvieron que ser calculados a partir de datos recopilados en diferentes fuentes de información.

El procedimiento establecido en esta investigación para obtener un indicador compuesto representativo de cada dimensión es seleccionar dos indicadores simples para cada una de las dimensiones, uno que guarde relación con el punto de vista de la empresa y el otro que guarde relación con el punto de vista de la sociedad.

Para la selección de estos indicadores se debe considerar las particularidades del sector industrial analizado, en este caso las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana. Se considera que los indicadores relacionados con el punto de vista social deben tener un peso mayor, por lo que se asigna a los indicadores empresariales una ponderación del 40% y a los indicadores relacionados con el punto de vista social una ponderación del 60%.

El tipo de indicadores seleccionados, considerando el sector industrial analizado, lo que se quiere medir en cada una de las dimensiones, la pertinencia y la disponibilidad de datos, son:

- 1) Para la dimensión de eficiencia empresarial:
 - Punto de vista empresarial: Indicador relacionado con rentabilidad
 - Punto de vista social: Relacionado con costos unitarios
- 2) Para la dimensión de beneficio social:
 - Punto de vista empresarial: Relacionado con beneficios sociales a empleados
 - Punto de vista social: Relacionado con Ingresos fiscales
- 3) Para la dimensión de gestión ambiental:
 - Punto de vista empresarial: Relacionado con las fuentes de contaminación
 - Punto de vista social: Relacionado con el mantenimiento del bosque natural.

Los indicadores específicos correspondientes a cada tipo seleccionado se describen en el acápite siguiente, indicando las razones de su selección y su fuente de información.

5.4.4 Indicadores compuestos para cada dimensión

El procedimiento seleccionado para determinar un índice que represente la Rentabilidad Social de las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica toma en cuenta la disponibilidad de datos en un país en vías de desarrollo como Ecuador y sigue la lógica establecida para el cálculo del Índice de Desarrollo Humano (Escuela de Estadística UCR, 2020), en la determinación de indicadores compuestos normalizados, para cada una de las dimensiones consideradas.

En cada dimensión se calcula el indicador compuesto representativo, a partir de dos indicadores simples: un indicador que está más acorde con la visión de la empresa y otro que esté de acuerdo con la visión de la sociedad, teniendo en cuenta que los límites entre las dos visiones muchas veces son difusos y se enlazan entre sí.

5.4.4.1 Indicador de eficiencia empresarial

Existen diferentes indicadores que miden la eficiencia empresarial que tiene que ver con los resultados financieros, relación con el cliente, la gestión operativa de la empresa, etc.

Para expresar la eficiencia empresarial en la industria petrolera ecuatoriana se seleccionan indicadores simples que representen el punto de vista empresarial y el punto de vista social, considerando la pertinencia y disponibilidad de datos.

a) Punto de vista empresarial

La manera tradicional de medir la gestión de las empresas ha sido mediante los indicadores de rentabilidad relacionados con la creación de valor para los accionistas (Suárez R., 2014). En esta investigación, el indicador seleccionado de eficiencia desde el punto de vista empresarial guarda relación con la Rentabilidad Sobre Activos, que se conoce como ROA o Rentabilidad Du Pont. La Rentabilidad sobre Activos se calcula anualmente dividiendo la rentabilidad en el ejercicio de la empresa obtenida del Estado de Resultados, para el total de Activos que se obtiene del Estado de Situación Financiera de la empresa al final del periodo analizado (García Jiménez, 2014).

b) Punto de vista social

Desde el punto de vista social, la eficiencia empresarial guarda relación con el uso óptimo de recursos para la obtención de los productos que fabrica o provee la empresa. Existen diferentes indicadores de eficiencia empresarial que tienen que ver con el interés social, pero en la industria petrolera, por sus características, los indicadores más utilizados son los relacionados con los costos operativos por barril producido (Morales Reyes, 2008).

El costo unitario de producción es utilizado como un indicador de eficiencia operativa por las empresas industriales y microempresas y su valor se lo obtiene dividiendo los costos aplicables para el número de unidades producidas (Valenzuela, 2014). Para el caso de las empresas petroleras, cuyo principal giro del negocio es la producción de petróleo, el costo operativo por barril se estima dividiendo el total de costos operativos para el volumen de barriles producidos en el periodo de análisis. En Ecuador los costos operativos de las empresas petroleras pueden obtenerse de las bases de datos de la Superintendencia de Compañías Valores y Seguros, y la producción de petróleo se obtiene de los repositorios de información del Ministerio de Energía y Minas y de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ARCERNNR.

5.4.4.2 Indicador de beneficio social

Los ciudadanos esperan que sus gobiernos les ofrezcan la oportunidad de tener un buen nivel de escolaridad, un sistema de salud de calidad, la oportunidad de encontrar trabajo, buenos niveles de seguridad, disfrutar de aire limpio, que la desnutrición infantil sea baja o inexistente; es decir, que los gobiernos permitan tener una buena calidad de vida a la mayoría de la población, todo lo cual puede englobarse en el concepto del buen vivir, en sus diferentes acepciones (Cubillo-Guevara et al., 2016).

Para representar el beneficio social que las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana brindan a la sociedad en su conjunto, se seleccionan indicadores simples que representen el punto de vista empresarial y el punto de vista social, considerando la disponibilidad de datos.

a) Punto de vista empresarial

Desde el punto de vista empresarial existen indicadores del beneficio que la empresa brinda a sus partes interesadas, como los relacionados con la capacitación de empleados y proveedores, el presupuesto de relaciones comunitarias o ayudas económicas a los habitantes en la zona de influencia. El indicador de beneficio social seleccionado desde el punto de vista empresarial es el porcentaje de costos que destina la empresa a beneficios sociales de sus empleados con relación al total de costos operativos. La información requerida para calcular este indicador se la obtiene de las notas explicativas de los estados financieros reportados anualmente por cada empresa.

b) Punto de vista social

El beneficio social se puede alcanzar si el gobierno utiliza adecuadamente los recursos que ingresan a las arcas fiscales. Si un gobierno tiene mayores ingresos por cobro de impuestos, ventas de los recursos naturales del país, aportes de los organismos internacionales, etc., dispondrá de mayores medios económicos para ser utilizados en beneficio social.

En la industria petrolera ecuatoriana, la renta que una empresa petrolera privada entrega al Estado depende del tipo de contrato firmado entre el Estado y la empresa contratista (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023). En el Ecuador los contratos predominantes son los de prestación de servicios, en los cuales la totalidad del petróleo producido pertenece al Estado, el ingreso estatal es el precio obtenido por la venta del petróleo menos la tarifa que se paga a la empresa contratista y los costos de transporte y comercialización. Dadas las características de la industria petrolera ecuatoriana, el indicador de beneficio social seleccionado es el ingreso por barril producido que es entregado al fisco por la empresa operadora.

En el caso de las empresas petroleras estatales, la renta que recibe el Estado está dada por la diferencia entre el ingreso por la venta del crudo, menos los costos totales de producción, de transporte y comercialización.

5.4.4.3 Indicador de gestión ambiental

Un indicador de gestión ambiental es un signo o valor que refleje las características cuantitativas o cualitativas del sistema ambiental que se quiere evaluar, permitiendo su comparación en el tiempo, la evaluación y corrección de las actuaciones de los entes involucrados (Innovacion y Cualificacion, S.L., 2019, p. 151).

Según la CEPAL, los indicadores ambientales y de desarrollo sostenible son un sistema que da a los usuarios indicaciones claras y oportunas sobre un proceso ambiental, “constituyen un sistema de información selecta que permite a los países, los actores interesados (stakeholders) o bien a las comunidades de territorios específicos, según sea el caso, evaluar su programa en cuanto a determinadas metas cuando éstas existen, o al menos con respecto a los niveles observados en un año base” (Quiroga Martínez, 2009, p. 12).

Para evaluar la gestión ambiental que las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana brindan a la sociedad en su conjunto, se seleccionan indicadores

simples que representen el punto de vista empresarial y el punto de vista social, considerando la pertinencia y la disponibilidad de datos.

a) Punto de vista empresarial

Desde el punto de vista empresarial, se busca un indicador que represente la gestión ambiental de la empresa en su área de influencia. El indicador seleccionado es la relación del número de fuentes de contaminación hidrocarburífera con respecto a la producción de petróleo. El número de fuentes de contaminación se lo obtiene de la Matriz de Fuentes de contaminación Hidrocarburífera, que se publica en el sitio web del Programa de Remediación Ambiental y Social del Ministerio del Ambiente (PRAS).

b) Punto de vista social

Para el análisis del desempeño ambiental de empresas petroleras que realizan sus labores extractivas en la Región Amazónica, desde el punto de vista ambiental se pueden seleccionar indicadores como: cambios en el comportamiento de la fauna silvestre, cambio en el número de individuos de determinada especie, incremento de la intervención humana, porcentaje de cambios en el uso del suelo en un periodo determinado, movimiento de las poblaciones humanas no contactadas. Muchos de estos indicadores son difíciles de obtener y requieren de una infiltración en la zona motivo de estudio, por lo que la selección de un indicador de desempeño ambiental está supeditada a la disponibilidad de los datos o la posibilidad real de obtención de estos.

En Ecuador está disponible para el uso público una base de datos gráfica de uso del suelo de todo el territorio ecuatoriano, proveniente de información del satélite de recursos naturales Landsat, con datos desde el año 1985. Esta base de datos es el resultado práctico de las iniciativas MapBiomás Amazonía y MapBiomás Ecuador, las cuales promovieron los proyectos “Mapeo Anual de Cobertura y Uso del Suelo de la Amazonía” y “Mapeo Anual de Cobertura y Uso del Suelo en el Ecuador” (MapBiomás Ecuador, 2023). La Región Amazónica es la principal zona de influencia de las operaciones de las compañías petroleras en el Ecuador, por lo que una buena referencia del desempeño ambiental de estas compañías es el mantenimiento del uso del suelo original de selva natural, frente a cualquier otro uso del suelo que represente actividad humana como pastoreo, agricultura o asentamiento humano. Por ello se selecciona el cambio en el uso del suelo como el indicador de manejo ambiental desde el punto de vista social.

5.4.5 Aplicación del Potencial de Rentabilidad Social a empresas petroleras

Para aplicar el índice Potencial de rentabilidad social, el primer paso es seleccionar el conjunto de empresas a ser evaluadas. Las empresas consideradas deben realizar trabajos similares y en condiciones similares.

Cuando se realiza la estimación del PRS para evaluar la viabilidad de un proceso de privatización, a más de la empresa pública en análisis para privatización, es imprescindible seleccionar empresas privadas o mixtas que realicen la misma actividad, con el fin de tener la posibilidad de realizar las respectivas comparaciones. Si no se tiene empresas privadas o mixtas

del mismo tipo que trabajen en la zona, se puede realizar un análisis con empresas en otras zonas geográficas, aunque los resultados tendrán menor confiabilidad.

Para cada una de las empresas seleccionadas se calcula los tres indicadores compuestos que representan las dimensiones que aportan al PRS: eficiencia operativa, beneficio social y cuidado ambiental, aplicando los procedimientos establecidos para obtener cada uno de dichos indicadores. Los indicadores compuestos representativos de cada dimensión deben ser normalizados, de tal manera que el valor máximo sea la unidad y el valor mínimo sea cero. El Potencial de rentabilidad Social (PRS) se calcula obteniendo el promedio aritmético de los tres indicadores normalizados: Los tres indicadores normalizados estimados para cada empresa se suman y el resultado se divide para 3, obteniéndose el índice integrador PRS, que puede variar de cero a la unidad, donde la unidad es el potencial de rentabilidad social más beneficioso para la sociedad.

Un punto de debate en la construcción del índice PRS es la ponderación de los indicadores compuestos representativos de cada dimensión y como se obtiene el promedio de éstos para llegar al PRS. Con respecto a la ponderación, esta se aplica cuándo alguna dimensión tiene mayor o menor peso que las otras en el aporte al índice. En el caso del índice PRS, se considera que las tres dimensiones que aportan al mismo deben tener igual peso.

Con respecto a la obtención del promedio de los indicadores dimensionales, el sistema de promedio seleccionado para el PRS es la media aritmética y no la media geométrica utilizada en el IDH. La consideración para utilizar la media aritmética es que, si bien cuando las valoraciones de los indicadores dimensionales son similares, el promedio obtenido tanto por la media aritmética como por la media geométrica es bastante parecido, sin embargo, esto no sucede cuando uno de los valores de estos indicadores es muy bajo. En ese caso el promedio geométrico determina valores extremadamente bajos, lo cual resta fortaleza al índice compuesto. Por lo mismo la selección del promedio aritmético para el PRS es estrictamente matemática.

La aplicación del procedimiento para determinar el PRS de un grupo de empresas petroleras brinda un criterio adicional (A más de los criterios legales, estratégicos, políticos, ideológicos y de intereses económicos) para determinar la viabilidad de un proyecto de privatización de una empresa petrolera pública. Si el PRS mayor del conjunto de empresas seleccionadas corresponde a una empresa privada, querrá decir que privatizar la empresa pública podrá ser beneficioso para la sociedad siempre y cuando la futura empresa privatizada tenga una gestión igual o mejor que la empresa con potencial de rentabilidad social mayor. En caso de que la empresa pública obtenga un PRS mayor, se podrá decir que para el conjunto de la sociedad es preferible que la empresa pública siga en manos del Estado.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se describen los resultados de la obtención del índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS) para Petroamazonas EP y un grupo de empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana. En el caso analizado en esta investigación, el PRS permite determinar cuál es la mejor opción en la disyuntiva de privatizar la empresa pública petrolera del Ecuador o buscar alternativas para mejorar la situación actual sin llegar a la privatización. Si bien Petroamazonas EP fue integrada como una gerencia de EP Petroecuador desde el año 2021, el planteamiento de su privatización total o parcial aún se mantiene en el debate. El índice PRS constituye una información valorada y respaldada que contribuye a la toma de decisiones sobre posibles procesos de privatización de la Gerencia de Exploración y Producción de la empresa petrolera estatal.

Para determinar los diferentes indicadores dimensionales y el índice integrador PRS, se ha tomado un periodo de evaluación de 8 años, del 2015 al 2022, que es un periodo representativo del desempeño de las empresas seleccionadas para análisis.

La metodología empleada para la obtención de los resultados cuantitativos sigue el camino descrito en el Capítulo 3 de esta investigación, en lo referente a la construcción de un índice para medir la rentabilidad social. Un punto para tomar en cuenta es la disponibilidad de datos para la elaboración de los diferentes indicadores simples y compuestos que son utilizados para el cálculo del Potencial de Rentabilidad Social PRS.

El primer paso en la metodología es seleccionar el grupo de empresas que desempeñen un trabajo productivo similar al de la empresa evaluada, en este caso Petroamazonas EP, y que su área de influencia productiva se encuentre localizada en la Región Amazónica Ecuatoriana. Se propende a que las empresas seleccionadas hayan realizado labores productivas en el periodo de análisis: 2015 a 2022, con lo cual en el caso que nos compete, se reducen las opciones de selección.

El segundo paso es el cálculo de los indicadores simples que van a aportar para la conformación de los indicadores compuestos representativos de cada una de las dimensiones que conforman el PRS: empresarial, social y ambiental. Estos indicadores fueron definidos en el Capítulo 3 de la siguiente manera: para la dimensión empresarial el indicador de rentabilidad sobre activos y el indicador de costo operativos por barril; para la dimensión social el indicador de beneficio social de empleados y el indicador de ingresos fiscales por barril; y, para la dimensión ambiental el indicador de fuentes de contaminación ambiental hidrocarburífera y el indicador de deforestación de bosque nativo.

El tercer paso es el cálculo de los indicadores compuestos que representan a cada una de las dimensiones: el indicador de eficiencia empresarial, el indicador de beneficio social y el indicador de gestión ambiental, partiendo de los indicadores simples obtenidos en el paso anterior.

El paso final es el cálculo de índice PRS, que no es más que el promedio de los indicadores compuestos calculados en el paso anterior. El procedimiento se aplica al conjunto de empresas seleccionadas, con lo cual se obtiene los resultados cuantitativos que permiten determinar cuál de las empresas analizadas tiene un mejor potencial de rentabilidad social.

6.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS PARA APLICACIÓN DEL PRS

El desarrollo de un país se produce con el aporte tanto del sector estatal como del sector privado. Cada uno de estos sectores tienen sus particularidades, su manera de ejecutar proyectos y de alcanzar sus objetivos estratégicos. Previo a la selección de un conjunto de empresas para comparar sus ejecuciones con las de la empresa en estudio es necesario hacer una reflexión sobre la función que cumplen las empresas estatales como Petroamazonas EP.

6.1.1 Petroamazonas EP y la función social de las empresas estatales

Los países en vías de desarrollo, como es el caso del Ecuador, buscan denodadamente las opciones que les permitan reducir la brecha socioeconómica con los países desarrollados, mejorar las condiciones de vida de la población, mejorar el nivel de escolarización, brindar oportunidades de trabajo a la población, mejorar el sistema de salud, reducir la desnutrición infantil, eliminar la pobreza extrema, mejorar la infraestructura, etc. Muchos escollos han aparecido en ese proceso, puesto que no todas las voluntades luchan por el bien común, ya que existen sectores económicos y políticos que solo buscan satisfacer sus intereses particulares.

La aspiración de mejorar las condiciones de vida de la población debe mantener el delicado equilibrio con el cuidado ambiental local y general, puesto que ello significa cuidar el bienestar de las actuales y futuras generaciones. Ciertas políticas ambientales que han sido diseñada para ser aplicadas en los países desarrollados no necesariamente funcionan de la misma manera en países en vías de desarrollo y deben ser ajustadas a las condiciones y necesidades de cada país. Los países desarrollados aplican las políticas ambientalistas tomando en cuenta que ya han satisfecho las necesidades básicas de su población. No es lo mismo exigir a un país desarrollado que reduzca sus niveles de industrialización, o la producción petrolera, o que reduzca sus emisiones de gases de efecto invernadero de la misma manera que a un país en vías de desarrollo.

Los objetivos ambientales para países en vías de desarrollo deben enfocarse en el cambio de la matriz energética hacia fuentes renovables, búsqueda de eficiencia energética, promoción de la economía circular, la disminución de desperdicios, el cuidado de la flora y la fauna autóctonas. No se pueden acoger, en las circunstancias actuales de los países del Sur Global, las propuestas de desincentivar el desarrollo industrial, disminuir la explotación petrolera o eliminar los combustibles fósiles, sin un previo análisis de la situación actual de satisfacción de las necesidades básicas de la población.

En este camino, las empresas estatales, como EP Petroecuador o Petroamazonas EP cumplen un rol importante, dado que, a diferencia de las empresas privadas, su objetivo final es generar beneficio para la sociedad en su conjunto. Los vicios que se les ha asignado a las empresas estatales de falta de eficiencia, falta de control, propensión a la corrupción, etc.

pueden ser evitados y corregidos, si se les dota de políticas, dirigentes, sistemas administrativos y controles adecuados.

En un informe del Banco Mundial se destaca que para la creación de valor las empresas deben contar con procesos ágiles de toma de decisiones, tener autonomía presupuestaria y financiera independientemente de la estructura de propiedad de la empresa. Las grandes reservas de recursos naturales conducen a una mayor creación de valor si el recurso se extrae de manera eficiente y parte de los ingresos de su venta se reinvierten para respaldar los niveles de producción y reemplazar las reservas (Tordo et al., 2011).

Las empresas nacionales petroleras han desempeñado un importante papel en la explotación racional de los recursos naturales de los países poseedores de hidrocarburos. Tal como lo indica Al-Fattah (2013) estas empresas han sido decisivas en la obtención de un mayor porcentaje de la renta petrolera para el país dueño de las reservas, han dinamizado la transferencia de tecnología desde las empresas multinacionales hacia las empresas nacionales. Las empresas petroleras estatales han contribuido al desarrollo del recurso humano local, al manejo productivo con cuidado del medioambiente, al manejo adecuado de las relaciones con las comunidades y al mantenimiento de la soberanía sobre un recurso estratégico.

Los tomadores de decisiones deben analizar con criterios objetivos los resultados que la sociedad va a obtener por sus decisiones, considerar que existen ejemplos de que las empresas estatales petroleras bien manejadas permiten que la sociedad en su conjunto reciba una mayor rentabilidad de los recursos hidrocarburíferos y deben tomar en cuenta que un proceso de privatización mal encaminado se traducirá en pérdidas económicas, sociales y ambientales.

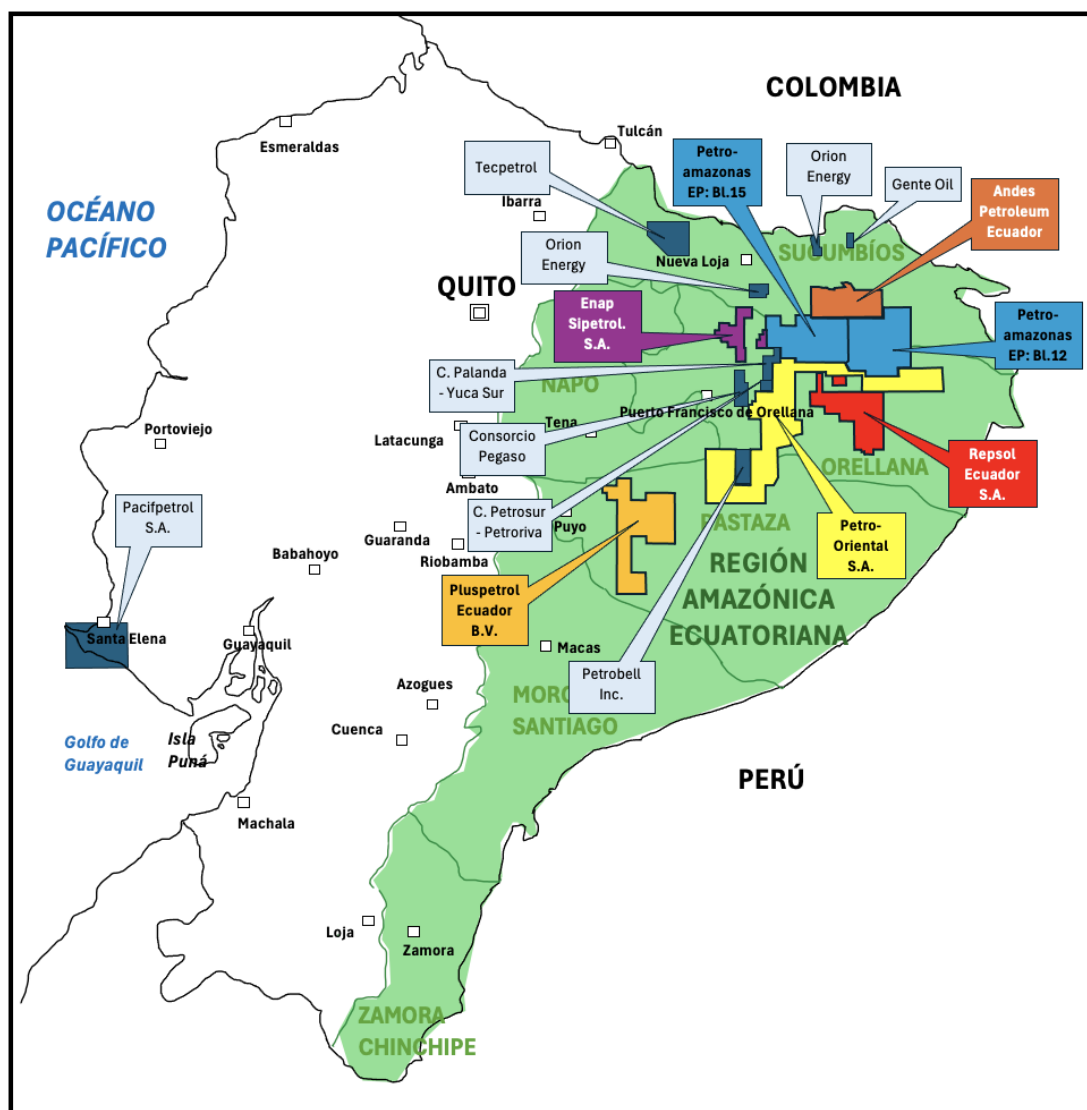
6.1.2 Selección de empresas para comparar con Petroamazonas EP

Las operaciones principales de Petroamazonas EP se encuentran en la Región Amazónica, región en la cual otras empresas petroleras privadas, estatales y de capital mixto²⁶, realizan sus operaciones. Un total de 37 petroleras extranjeras y privadas operan bloques petroleros en Ecuador, de los cuales 15 tienen contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos firmados con el Ministerio de Energía y Minas y 22 tienen contratos de servicios específicos firmados con la empresa pública Petroecuador (Orozco, 2022c).

Para determinar el PRS se deben seleccionar empresas que realicen trabajos similares a los que realiza la empresa pública analizada para privatización. Tales empresas están en el grupo de las 15 que tienen contratos firmados con el Ministerio de Energía y Minas, pues ellas tienen el carácter de empresas operadoras que tienen a cargo el manejo total del campo para el cual firmaron el contrato. En la Figura 16 se muestra las áreas de operación (Conocidos como bloques petroleros) de las empresas petroleras privadas y mixtas en el Ecuador y los bloques 12 y 15 de Petroamazonas EP.

²⁶ Las empresas petroleras filiales de empresas estatales extranjeras y de capital mixto que trabajan en el Ecuador funcionan con criterios financieros y operativos de empresa privada, puesto que sus objetivos fundamentales son alcanzar rentabilidad económica de sus inversiones.

Figura 16. Bloques de operación de las empresas petroleras en el Ecuador



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2020)

Para tener valores comparables, se seleccionó para el análisis de indicadores, una muestra de cinco empresas, considerando aquellas que desde 2015 reportan una mayor producción de petróleo. Las empresas seleccionadas fueron: Andes Petroleum Ecuador Ltd., Enap Sipetrol S.A., Repsol Ecuador S.A., PetroOriental S.A. y Pluspetrol Ecuador B.V. (Anteriormente Agip Oil Ecuador B.V.). De las cinco empresas seleccionadas, dos de ellas son subsidiarias de empresas estatales chinas; una es subsidiaria de la empresa estatal chilena de petróleos, una es subsidiaria de una sociedad anónima constituida en España que en sus orígenes fue empresa estatal, y una de ellas es una empresa privada internacional radicada en Estados Unidos de América con capitales argentinos (CEPA, 2022).

El tipo de contratos de las empresas seleccionadas es de “prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos”, mediante el cual la empresa contratista recibe una

tarifa por cada barril extraído como pago de sus inversiones y el Estado se queda con el 100% de la producción petrolera (Orozco, 2022c). El Estado por su parte se encarga del transporte y comercialización del crudo entregado. En este tipo de contratos los ingresos estatales se obtienen mediante la siguiente fórmula:

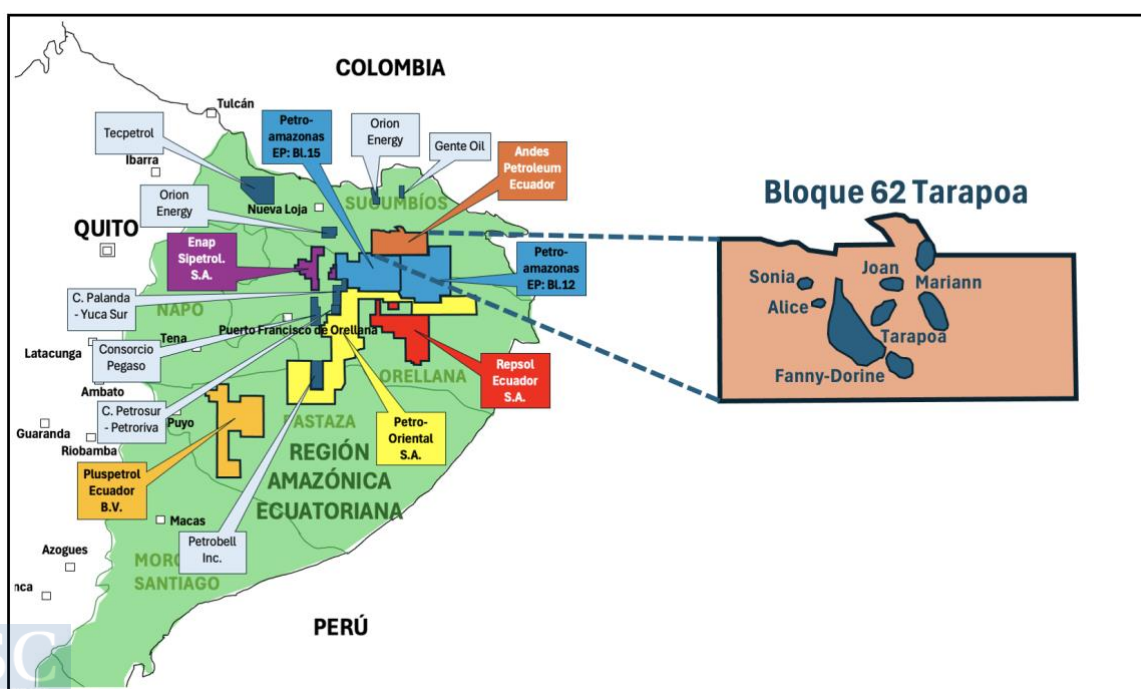
$$IE = IB + MS + IM - CT - CC \quad [1]$$

Donde: IE es el Ingreso del Estado, IB es el Ingreso bruto por ventas del hidrocarburo que se calcula multiplicando la producción fiscalizada por el precio de venta por barril luego de las correcciones por calidad; MS es la retención del “Margen de Soberanía” e IM son impuestos que también van a la caja fiscal; CT es el costo de transporte que está regido por el pago al oleoducto de crudos pesados (OCP); CC es el costo de comercialización. A continuación, se realiza una breve descripción de cada una de las empresas seleccionadas.

6.1.2.1 Andes Petroleum Ecuador Ltd. – Sucursal Ecuador

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador es una sucursal de Andes Petroleum Ecuador Ltd. constituida en Barbados que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited con domicilio en las Islas Vírgenes Británicas. Esta última es controlada por China National Petroleum Corporation (CNPC) que tiene un 55% de participación y China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) que mantiene una participación del 45%. CNPC y Sinopec Group son entidades estatales de la República Popular China (Andes Petroleum Ecuador, 2022). En la Figura 17 se indica el bloque de operación de la empresa.

Figura 17. Ubicación del bloque de operación de Andes Petroleum Ecuador Ltd.



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2019a)

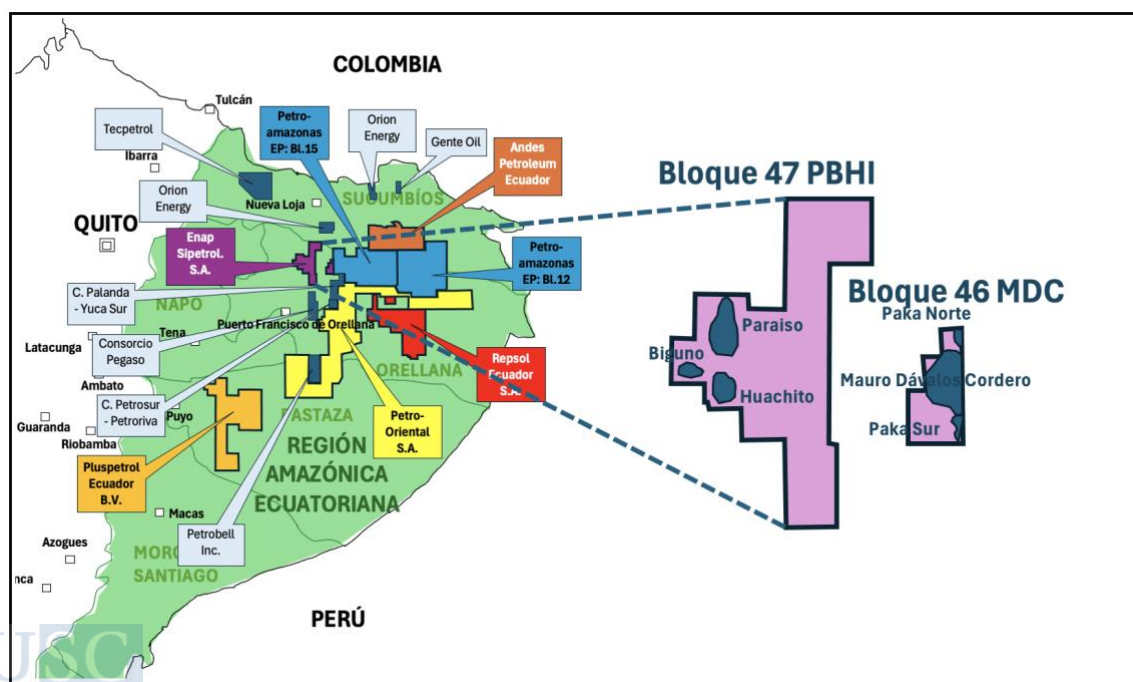
La sucursal fue domiciliada en el Ecuador el 10 de junio de 1986 y su actividad principal es la exploración y explotación de petróleo crudo. A partir del 1 de enero de 2011 la sucursal tiene vigente un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos con el Estado Ecuatoriano representado por la Secretaría de Hidrocarburos (Ahora el Ministerio de Energía y Minas) para el Bloque Tarapoa y convenios operacionales de Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes de los campos Fanny 18 B y Marian 4, los cuales fueron firmados a finales del año 2010 (Andes Petroleum Ecuador, 2022). La tarifa acordada para la prestación del servicio fue de 35 dólares por barril en el Bloque Tarapoa.

6.1.2.2 Enap Sipetrol S.A. – Enap Sipec

Enap Sipetrol S.A. – Enap Sipec es una sucursal de Enap Sipetrol S.A. compañía domiciliada en Chile, la cual es controlada por la estatal chilena Empresa Nacional de Petróleos. La sucursal fue domiciliada en el Ecuador en el año 1992 y su actividad principal es realizar en forma directa o en asociación con terceros actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos (Enap Sipec, 2022). En la Figura 18 se indica el bloque de operación de Enap Sipetrol S.A.

El 23 de noviembre de 2010, Enap Sipetrol S.A. – Enap Sipec firmó con el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos dos contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, el primero para los bloques Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos – PBHI (Bloque 47) y el segundo para el Bloque Mauro Dávalos Cordero -MDC (Bloque 46), los dos ubicados en la región Amazónica Ecuatoriana (Enap Sipec, 2022).

Figura 18. Ubicación del bloque de operación de Enap Sipetrol S.A.



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2019a)

La empresa tiene derecho a recibir el pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado Ecuatoriano en el punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fijó contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable (Enap Sipec, 2022). Las tarifas acordadas en dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo producido y fiscalizado (USD/Bl) se indican en la Tabla 9:

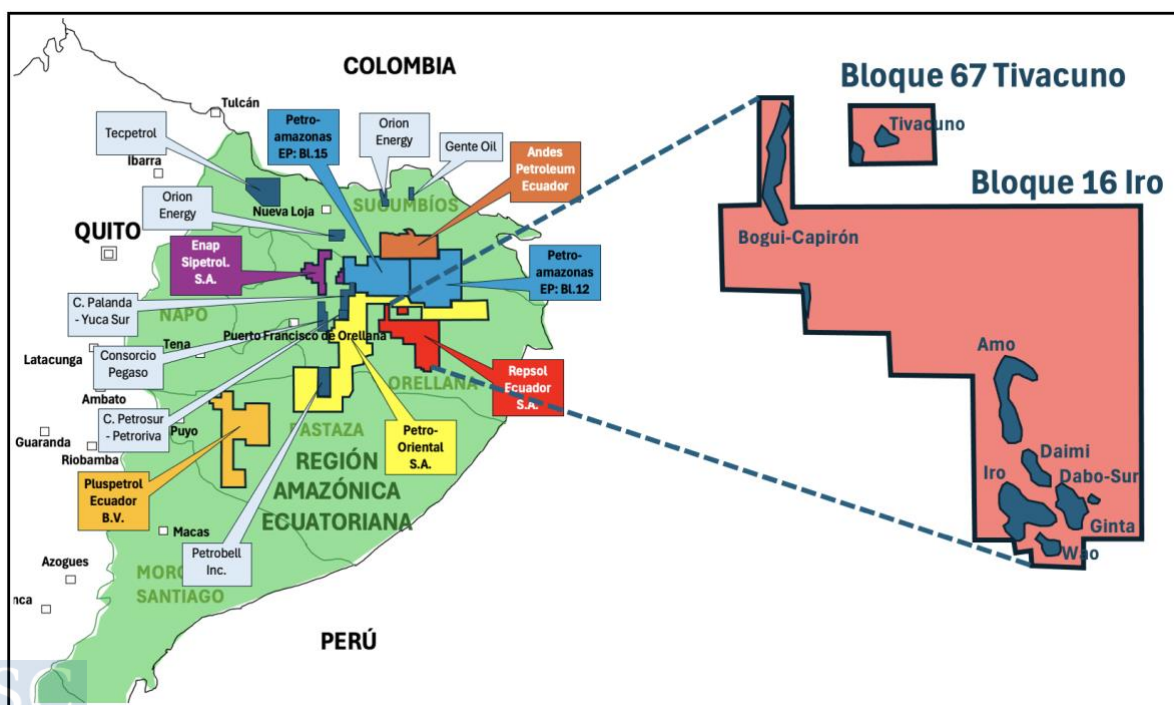
Tabla 9. Esquema de Tarifas de Enap Sipec S.A. - Enap Sipec (USD/Bl)

Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC)			
	2018	2020	2021
Curva base:	16.72	17.75	17.58
Producción incremental T2:	16.72	21.10	20.89
Producción incremental T3:	25.20	25.32	25.07
Bloques Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos			
	2018	2020	2021
Tarifa PBH + Copal:	20.77	24.81	24.57
Tarifa Inchi:	38.57	39.12	38.74

Fuente: Elaboración propia a partir de Enap Sipec (2022)

6.1.2.3 Repsol Ecuador S.A. Sucursal Ecuador

Figura 19. Ubicación del bloque de operación de Repsol Ecuador S.A.



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2019a)

Repsol Ecuador S.A. Sucursal Ecuador es una sucursal de Repsol Ecuador S.A. La casa matriz es una sociedad anónima constituida en España que tiene como actividad principal la producción de hidrocarburos de manera directa o mediante su participación en “asociaciones o consorcios”, a través de los cuales se pueden gestionar en diferentes lugares una o varias áreas contractuales, dentro del territorio de la República del Ecuador. En la Figura 19 se indica el bloque de operación de Repsol Ecuador S.A.

Repsol Ecuador S.A. desarrolla su actividad en el Ecuador desde el año 2001, cuando se firmó el contrato para la gestión del Bloque 14, Bloque 16 y área Tivacuno. El contrato tiene por objeto la prestación de servicios, con recursos propios y a riesgo de la Contratista, para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo en el área del contrato (Repsol Ecuador, 2022).

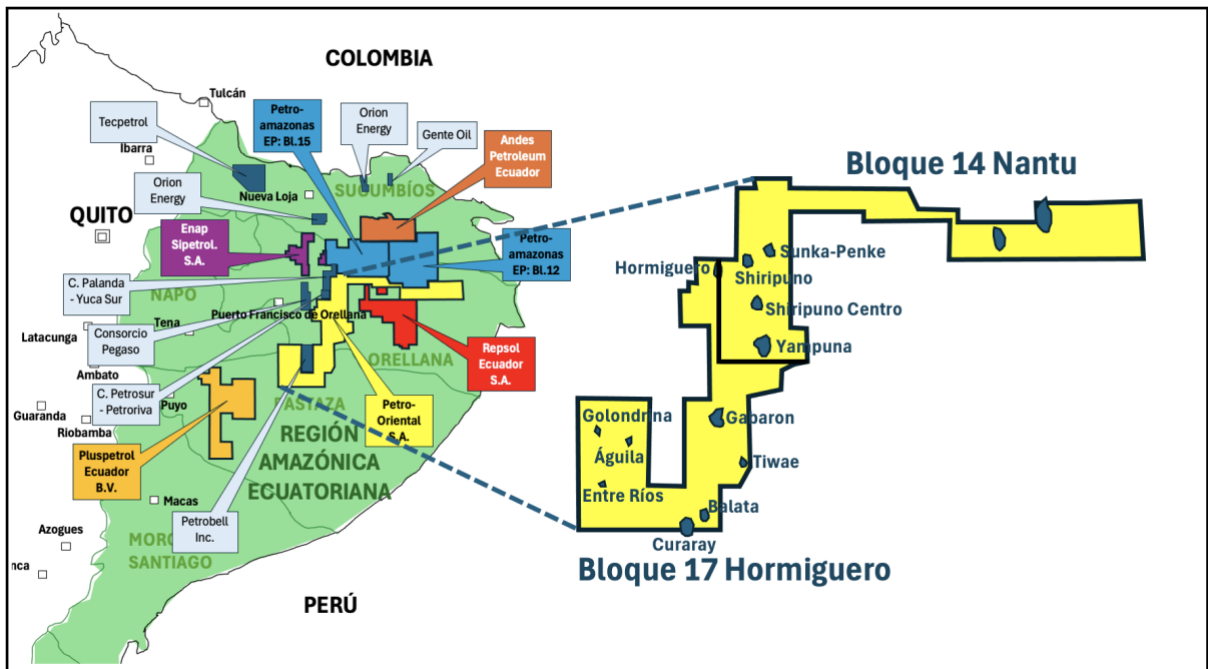
La Contratista se obliga a realizar las actividades de exploración, confirmación de reservas, desarrollo, explotación y producción aportando la tecnología, los capitales y los equipos, bienes y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato. La contratista recibe como contraprestación a sus servicios, el pago de una tarifa original de USD 35.95 por barril de petróleo y crudo neto extraído y entregado en el centro de fiscalización y entrega, la cual es revisada anualmente, debido a un factor de inflación de costos operativos establecido en el contrato (Repsol Ecuador, 2022).

6.1.2.4 PetroOriental S.A. – Sucursal Ecuador

PetroOriental S.A. - Sucursal Ecuador es una sucursal de PetroOriental S.A. constituida en Francia que a su vez es subsidiaria de Andes Petroleum Company Limited de las Islas Vírgenes Británicas, la cual es finalmente controlada por China National Petroleum Corporation (CNPC) que mantiene un 55% de participación, su otro accionista es China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) que mantiene una participación el 45%. CNPC y China Petrochemical Corporation son entidades estatales directamente controladas por la República Popular China. La Sucursal fue domiciliada en el Ecuador el 15 de abril de 1987 y su actividad principal es la exploración y explotación de petróleo crudo (Petrooriental Sucursal Ecuador, 2022). En la Figura 20 se indica el bloque de operación de PetroOriental S.A.

El 23 de noviembre de 2010 (vigente a partir del 1 de enero 2011), la Sucursal firmó oficialmente los nuevos contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos con el Estado Ecuatoriano representado por la Secretaría de Hidrocarburos (ahora Ministerio de Energía y Minas), por el cual se compromete a proporcionar los servicios de exploración y explotación de hidrocarburos para el Estado, invirtiendo sus propios recursos económicos, tecnológicos y humanos, a cambio del pago de una tarifa fija. Las tarifas acordadas para la prestación de servicios fueron las siguientes (Petrooriental Sucursal Ecuador, 2022): Bloque 14: 41 USD por barril, Bloque 17: 41 USD por barril. La tarifa incluye la estimación de la amortización de las inversiones históricas y futuras, la estimación de los costos de operación (ÓPEX) y una tasa razonable de rendimiento.

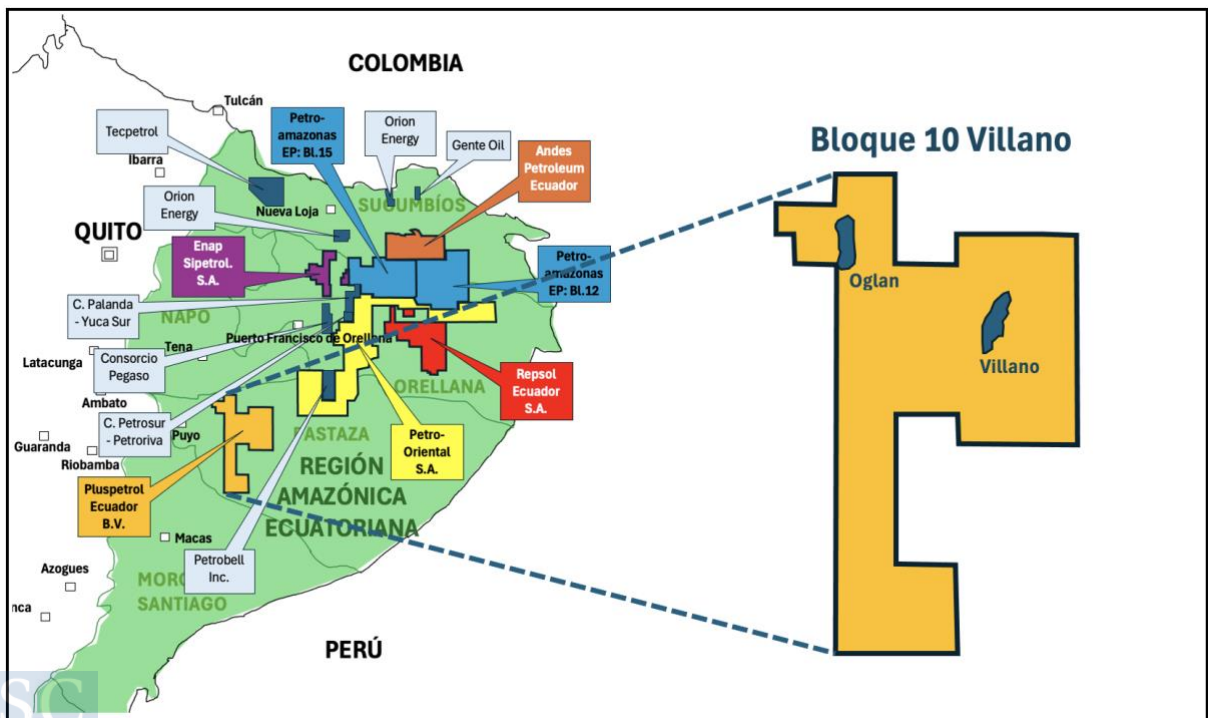
Figura 20. Ubicación del bloque de operación de PetroOriental S.A.



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2019a)

6.1.2.5 Pluspetrol Ecuador B.V. – Sucursal Ecuador

Figura 21. Ubicación del bloque de operación de Pluspetrol Ecuador B.V.



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (MERNNR, 2019a)

Pluspetrol Ecuador B.V. - Sucursal Ecuador es la sucursal ecuatoriana de Pluspetrol Ecuador B.V., una sociedad organizada y constituida bajo las leyes de Países Bajos (Pluspetrol Ecuador, 2022). En la Figura 21 se indica el bloque de operación de Pluspetrol Ecuador B.V.

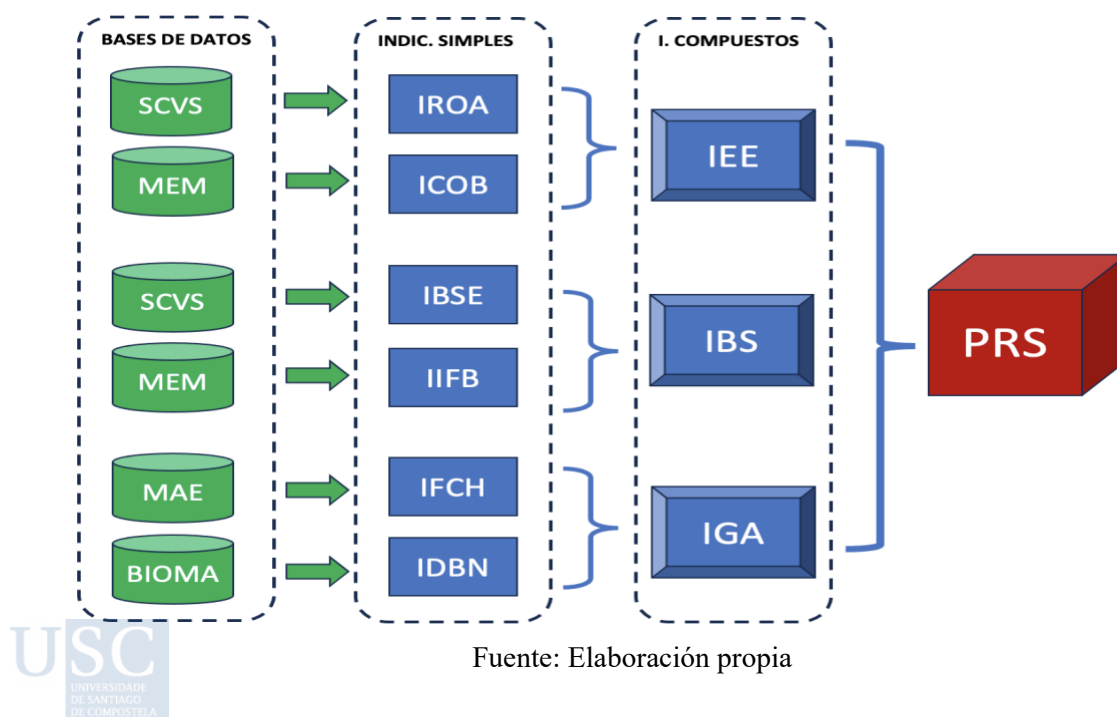
Las operaciones en Ecuador se llevan a cabo a través de un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo en el Bloque 10 (dónde se ubican ambos campos, Villano y Oglán) celebrado con el Estado Ecuatoriano (Pluspetrol Ecuador, 2022).

Las tarifas de servicios al momento de la renegociación fue USD 34.74 por barril producido y entregado en el punto de fiscalización. La tarifa incluye la estimación de la amortización de las inversiones históricas y futuras, la estimación de los costos de operación (ÓPEX) y una tasa razonable de rendimiento. Esta tarifa se puede pagar en efectivo o en especie (petróleo crudo). La tarifa puede ser ajustada por inflación o por un factor de corrección (Pluspetrol Ecuador, 2022).

6.2 CÁLCULO DE INDICADORES SIMPLES DE LAS DIMENSIONES DEL PRS

El Potencial de Rentabilidad Social (PRS) es un índice que permite evaluar cual empresa está realizando un mejor desempeño desde el punto de vista de rentabilidad social, de un conjunto de empresas o instituciones que realizan una actividad productiva bajo condiciones similares. El cálculo del índice PRS sigue un procedimiento definido para la obtención de tres indicadores compuestos: Eficiencia empresarial, beneficio social y gestión ambiental, que representan a cada una de las tres dimensiones que aportan al índice.

Figura 22. Esquema del procedimiento de cálculo de índice PRS



En la Figura 22 se presenta el esquema del procedimiento de cálculo de los indicadores compuestos y del PRS, partiendo de la información de las bases de datos de diferentes fuentes, hasta llegar al índice final para cada una de las empresas seleccionadas.

6.2.1 Cálculo de indicadores simples de la dimensión de eficiencia empresarial

La dimensión de eficiencia empresarial está representada por dos indicadores simples: el de Rentabilidad Sobre Activos (IROA) y el de Costo Operativo por Barril (ICOB).

Para obtener el Indicador de Rentabilidad Sobre Activos se parte de los valores de rentabilidad sobre activos (ROA), también conocida como Rentabilidad Dupont. Para las empresas petroleras que trabajan en el Ecuador, la información requerida para el cálculo de este indicador se obtiene de los estados financieros que son reportados anualmente a la Superintendencia de Compañías Valores y Seguros. El ROA se calcula dividiendo la utilidad neta reportada en el Estado de Resultados, para el valor de activos totales reportada en el Estado de Situación Financiera (En el Anexo 4 se incluye un resumen de los estados financieros de las empresas seleccionadas).

Para calcular el Indicador IROA, se obtiene el promedio de rentabilidad sobre activos de cada empresa para el periodo 2015 a 2022 y luego se realiza la normalización con una variabilidad de 0 a 1, dividiendo los valores promedio de ROA de cada empresa para el mayor promedio.

$$IROA_i = ROA_i / ROAM \quad [2]$$

Donde:

IROA_i = Indicador simple de rentabilidad sobre activos

ROA_i = Rentabilidad sobre activos media de cada empresa analizada

ROAM = Rentabilidad sobre activos máxima de las empresas analizadas

En la Tabla 10 se indican los valores de ROA para el periodo de estudio y el indicador de Rentabilidad Sobre Activos para cada una de las empresas analizada²⁷.

Tabla 10. Rentabilidad sobre Activos de empresas seleccionadas (Fracción) y cálculo del IROA

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Prom.	IROA
PETROAMAZONAS EP	0.03	0.43	0.29	0.45					0.30	1.00
ANDES PETROLEUM	0.16	0.13	0.11	-0.04	0.24	0.04	0.31	0.49	0.18	0.60
ENAP-SIPEC	0.07	0.13	0.19	0.22	0.25	0.22	0.20	0.21	0.19	0.62
REPSOL YPF	-0.42	-0.54	-0.54	0.68	0.04	-0.46	0.37	0.95	0.01	0.03
PETROORIENTAL	-0.13	-0.17	-0.08	0.02	0.15	-0.03	0.19	0.20	0.02	0.06
AGIP-PLUSPETROL	0.16	-0.05	-0.02	0.18	-0.07	0.00	0.10	-0.02	0.04	0.12

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y Petroamazonas EP

²⁷ Para los años 2019 a 2021 no se encontró la información de los estados financieros de Petroamazonas EP, porque no fueron oficializados por falta de auditoría externa.

El segundo Indicador simple de la dimensión de Eficiencia Empresarial es el de Costo Operativo por Barril (ICOB). Para ello se debe obtener los costos operativos anuales de las empresas seleccionadas y la producción fiscalizada para el periodo de análisis. Se calcula el Costo Operativo Medio (COM) para cada una de las empresas seleccionadas, para lo cual se aplica un promedio simple de los valores obtenidos para cada año durante el periodo de análisis.

Paso obtener el ICOB a partir de los costos operativos medios, se requiere normalizarlo de tal manera que varíe de un valor de 0.5 para un desempeño deficiente²⁸ a 1 (Uno) para la mejor valoración posible, utilizando la fórmula:

$$\text{ICOB}_i = 1 - \text{COM}_i / (2 * \text{COMM}) \quad [3]$$

Donde:

ICOB_i = Indicador de Costo Operativo por Barril

COM_i = Costo Operativo Medio de cada empresa analizada

COMM = Costo Operativo Medio máximo de las empresas analizadas

En la Tabla 11 se indican los costos operativos en dólares de los Estados Unidos de América por barril fiscalizado (USD/Bl) de las empresas seleccionadas en el periodo 2015-2022. Estos valores han sido calculados en base a la información disponible en las bases de datos y repositorios bibliográficos del Ministerio de Energía y Minas de la Superintendencia de Compañías Valores y Seguros, en la cual reposan los informes anuales de estados financieros de cada empresa supervisada, con sus respectivas notas aclaratorias e informes complementarios.

Tabla 11. Costos operativos de empresas petroleras periodo 2015-2022 (USD/Bl) y cálculo del ICOB

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Prom.	ICOB
PETROAMAZONAS EP	7.82	6.76	6.88	7.68	8.07	7.15	5.50	5.55	6.93	0.89
ANDES PETROLEUM	16.87	10.34	12.34	14.03	16.27	15.78	17.72	18.15	15.19	0.77
ENAP-SIPEC	11.89	11.22	10.06	9.52	9.74	10.24	11.35	12.13	10.77	0.83
REPSOL YPF	18.20	11.79	14.24	1.78	9.27	12.90	4.94	9.24	10.30	0.84
PETROORIENTAL	32.63	32.63	32.63	32.63	32.63	32.63	32.63	32.63	32.63	0.50
AGIP-PLUSPETROL	24.89	19.63	22.38	17.26	20.54	20.49	20.52	23.06	21.10	0.68

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, MEM y ARCERNN

6.2.2 Cálculo de indicadores simples de la dimensión de beneficio social

La dimensión de beneficio social está representada por dos indicadores simples: Beneficio Social de Empleados (IBSE) y de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB).

²⁸ La normalización a un valor de 0.5 para el desempeño deficiente permite evitar un castigo mayor a empresas que puedan tener costos operativos altos debido a factores de escala o condiciones geológicas complicadas.

Para obtener el Indicador de Beneficio Social de Empleados se parte de los valores de costos remuneraciones y beneficios sociales a empleados más participación, todo esto dividido para los costos totales de la empresa. La información requerida para las empresas petroleras que trabajan en el Ecuador se obtiene de los estados financieros que son reportados anualmente a la Superintendencia de Compañías Valores y Seguros.

Para calcular el Indicador IBSE, se obtiene el promedio de la relación de beneficios sociales a empleados sobre costos totales de cada empresa para el periodo 2015 a 2022 y luego se realiza la normalización con una variabilidad de 0 a 1, dividiendo los valores promedio de cada empresa para el valor promedio máximo.

$$IBSE_i = BSE_i / BSEM \quad [4]$$

Donde:

IBSE_i = Indicador simple de beneficios social de empleados

BSE_i = Beneficio social medio de cada empresa analizada

BSEM = Beneficio social de empleados máximo de las empresas analizadas

En la Tabla 12 se presenta los valores obtenidos de la relación de costos de beneficio social para empleados con respecto a costos totales de las empresas petroleras seleccionadas.

Tabla 12. Beneficios sociales a empleados con espeto a costos totales (Fracción) y cálculo del IBSE

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Prom.	IBSE
PETROAMAZONAS EP	0.17	0.20	0.20						0.19	0.38
ANDES PETROLEUM	0.37	0.42	0.48	0.51	0.59	0.43	0.55	0.66	0.50	1.00
ENAP-SIPEC	0.28	0.27	0.25	0.24	0.22	0.21	0.21	0.21	0.24	0.47
REPSOL YPF	0.14	0.25	0.19		0.40	0.45	0.32	0.30	0.29	0.59
PETROORIENTAL	0.27	0.07	0.23	0.28	0.25	0.28	0.21	0.28	0.23	0.46
AGIP-PLUSPETROL	0.28	0.39	0.40	0.44	0.38	0.44	0.46	0.42	0.40	0.80

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y Petroamazonas EP

El segundo Indicador simple de la dimensión de Eficiencia Empresarial es el de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB) que tiene que ver con los ingresos que recibe el fisco por las actividades de la compañía, los cuales pueden ser utilizados para actividades de beneficio social, como educación, salud, infraestructura, etc.

En los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, firmados por las empresas seleccionadas con el Estado Ecuatoriano, la empresa realiza sus actividades extractivas y entrega el petróleo en los centros de fiscalización en la Región Amazónica. Por sus actividades las empresas reciben una tarifa por barril fiscalizado. El Estado es dueño del petróleo producido y se encarga del transporte y comercialización (Ley de Hidrocarburos del Ecuador, 2023).

Los ingresos disponibles por el estado para el pago de tarifa se calculan con la siguiente fórmula:

$$ID = IB - MS - CT - CC - IE \quad [5]$$

Donde:

ID = Ingresos disponibles para el pago de tarifa

IB = Ingresos brutos: Precio x Volumen comercializado

MS = Margen de soberanía: 25% de IB

CT = Costos total de transporte: Aprox. 1.436 USD/BL

CC = Costos de comercialización: Aprox. 0.5 USD/BL

IE = Impuesto ECORAE: 1.05 USD/BL

Para determinar los ingresos que recibe el fisco por las actividades de la compañía, se debe tomar en cuenta que el margen de soberanía y los impuestos son ingresos estatales, no deben ser descontados de los ingresos fiscales, por lo que el ingreso fiscal se calcula con la siguiente fórmula:

$$IF = IB - CT - CC - TF \quad [6]$$

Donde:

IF = Ingresos Fiscales

TF = Tarifa pagada a empresas petrolera contratista

El primer paso para obtener el Indicador de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB) es determinar el precio de venta del crudo producido por las compañías seleccionadas en cada año del periodo de análisis. El Ecuador produce dos tipos de petróleo: el “Crudo Napo” y el “Crudo Oriente”, los cuales tiene precios deferentes en el mercado internacional, por lo que se debe calcular un precio de venta promedio considerando el tipo de crudo.

En la Tabla 13 se indican los valores de precio de venta del petróleo producido por cada una de las empresas seleccionadas, en base a datos del Banco Central del Ecuador y del Ministerio de Energía y Minas.

Tabla 13. Precio promedio de venta de crudo periodo 2015-2022 (USD/Bl)

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PETROAMAZONAS EP	42.04	35.20	46.14	61.10	55.94	35.13	62.46	86.80
ANDES PETROLEUM	39.84	32.52	44.24	58.08	52.87	32.78	60.78	83.37
ENAP-SIPEC	43.50	36.98	47.41	63.11	57.98	36.69	63.57	89.09
REPSOL YPF	39.00	31.51	43.52	56.93	51.71	31.89	60.14	82.06
PETROORIENTAL	43.50	36.98	47.41	63.11	57.98	36.69	63.57	89.09
AGIP-PLUSPETROL	43.19	36.61	47.14	62.69	57.55	36.36	63.34	88.60

Fuente: Elaboración propia a partir de información del BCE y ARCERNN

El segundo paso en la determinación del IIFB es obtener los costos de transporte y comercialización en los que han incurrido cada empresa seleccionada. Estos valores se obtienen de las bases de datos del Banco Central del Ecuador y de la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros.

Los costos de transporte se indican en la Tabla 14, debiendo notarse que en algunos casos se reportan datos referenciales promedios.

Tabla 14. Costos de transporte promedio periodo 2015-2022 (USD/Bl)

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PETROAMAZONAS EP	1.440	1.440	1.640	1.440	2.150	2.530	2.770	2.645
ANDES PETROLEUM	1.440	1.440	1.840	1.440	2.150	2.350	2.520	2.410
ENAP-SIPEC	1.440	1.440	1.640	1.440	2.150	2.530	2.770	2.645
REPSOL YPF	1.440	1.440	1.640	1.440	2.150	2.530	2.770	2.645
PETROORIENTAL	1.440	1.440	1.440	1.440	2.150	2.710	3.020	2.880
AGIP-PLUSPETROL	1.440	1.440	1.640	1.440	2.150	2.530	2.770	2.645

Fuente: Elaboración propia a partir de información del BCE y SCVS

Los costos de comercialización se presentan en la Tabla 15, donde en algunos casos se reportan datos referenciales promedios.

Tabla 15. Costos de comercialización periodo 2015-2022 (USD/Bl)

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PETROAMAZONAS EP	0.66	0.66	0.37	0.69	0.10	0.10	0.15	0.17
ANDES PETROLEUM	0.51	0.51	0.06	0.54	0.10	0.10	0.15	0.17
ENAP-SIPEC	0.66	0.66	0.37	0.69	0.10	0.10	0.15	0.17
REPSOL YPF	0.66	0.66	0.37	0.69	0.10	0.10	0.15	0.17
PETROORIENTAL	0.81	0.81	0.67	0.83	0.10	0.10	0.15	0.17
AGIP-PLUSPETROL	0.66	0.66	0.37	0.69	0.10	0.10	0.15	0.17

Fuente: Elaboración propia a partir de información del BCE y SCVS

El tercer paso determinar el IIFB es obtener el valor de la tarifa por barril producido que el Estado paga a las empresas contratistas seleccionadas. Estos valores se obtienen de los contratos firmados por cada empresa con los ajustes respectivos según las cláusulas contractuales.

Para el caso de la empresa estatal el costo operativo se obtiene con un procedimiento diferente. Petroamazonas EP no recibe una tarifa en sí por parte del Gobierno, por lo que los valores que se utilizan como tarifa son los Costos de Producción, es decir el monto presupuestario total entregado por el Estado a Petroamazonas EP dividido para el volumen de barriles producidos. Con la consideración anterior, en la Tabla 16 se indican las tarifas por barril para cada una de las empresas seleccionadas.

Tabla 16. Tarifas por barril producido y fiscalizado 2015-2022 (USD/BI)

TARIFA PROMEDIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PETROAMAZONAS EP	21.56	19.87	17.26	17.99	17.93	16.80	16.84	19.15
ANDES PETROLEUM	36.16	36.08	36.25	36.57	36.94	37.09	36.73	38.13
ENAP-SIPEC	20.04	20.47	21.44	23.59	25.00	25.32	25.41	26.87
REPSOL YPF	35.95	35.95	35.95	35.95	35.95	38.11	37.74	35.95
PETROORIENTAL	42.45	42.35	42.55	42.93	43.54	43.54	43.11	44.75
AGIP-PLUSPETROL	34.74	34.74	34.74	34.74	34.74	34.74	34.74	34.74

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, ARCERNN y Petroamazonas EP

El cuarto paso para obtener el IIFB es aplicar la fórmula para calcular los ingresos fiscales que las empresas petroleras seleccionadas entregan al fisco por barril producido. Los resultados de este cálculo se indican en la Tabla 17, en la cual se aprecian valores negativos, lo que significa que el fisco en lugar de obtener ingresos tiene pérdidas por cada barril producido.

En esta misma tabla se presentan los resultados del quinto paso que es determinar el valor promedio de los ingresos fiscales por cada barril producido para cada empresa en el periodo de análisis (IFP), el mismo que se muestra en la columna derecha de la Tabla.

Tabla 17. Ingresos fiscales por barril producido 2015-2022 (USD/BI)

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	IFP
PETROAMAZONAS EP	18.38	13.23	26.88	40.99	35.76	15.70	42.70	64.83	32.31
ANDES PETROLEUM	1.73	-5.51	6.09	19.53	13.68	-6.76	21.38	42.66	11.60
ENAP-SIPEC	21.36	14.42	23.97	37.39	30.73	8.74	35.24	59.40	28.91
REPSOL YPF	0.96	-6.54	5.56	18.86	13.51	-8.85	19.48	43.30	10.78
PETROORIENTAL	-1.19	-7.61	2.75	17.92	12.20	-9.65	17.30	41.29	9.12
AGIP-PLUSPETROL	6.35	-0.23	10.39	25.82	20.56	-1.01	25.68	51.05	17.33

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, ARCERNN y Petroamazonas EP

El sexto paso y final es obtener el Indicador de Ingresos Fiscales por Barril a partir de la tabla anterior. El IIFB debe ser normalizado, con una variación de 0 (Cero) para un desempeño deficiente a 1 (Uno) para la mejor valoración, para lo cual se divide los valores promedio para el valor promedio máximo. La fórmula de cálculo del indicador es la siguiente:

$$\text{IIFBi} = \text{IFBi} / \text{IFBM} \quad [7]$$

Donde:

IIFBi = Indicador de Ingresos fiscales por barril de cada empresa

IFBi = Ingresos fiscales por barril promedio por empresa

IFBM = Ingresos fiscales por barril máximo

Luego de realizar estos cálculos se obtiene el Indicador de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB) por empresa se presenta en la Tabla 18:

Tabla 18. Indicador de Ingresos Fiscales por Barril (IIFB)

EMPRESA	IIFB
PETROAMAZONAS EP	1.00
ANDES PETROLEUM	0.36
ENAP-SIPEC	0.89
REPSOL YPF	0.33
PETROORIENTAL	0.28
AGIP-PLUSPETROL	0.54

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, ARCERNN y Petroamazonas EP

6.2.3 Cálculo de indicadores simples de la dimensión de gestión ambiental

La dimensión de gestión ambiental está representada por dos indicadores simples: Fuentes de Contaminación Hidrocarburífera (IFCH) y de Deforestación de Bosque Nativo (IDBN).

El Indicador de Fuentes de Contaminación Hidrocarburífera relaciona la información de producción total por cada empresa en el periodo analizado con el número de fuentes de contaminación hidrocarburífera reportado por el Programa de Reparación Ambiental y Social PRAS del Ministerio del Ambiente del Ecuador. En la Tabla 19 se indica la producción de las empresas seleccionadas en Millones de Barriles de petróleo. Para Petroamazonas se reporta la producción de los bloques petroleros 15 y 12 que son los que tradicionalmente manejó la empresa pública, en los cuales se contabiliza las fuentes de contaminación hidrocarburífera. En la Tabla 19 se indica la producción total anual de cada una de las empresas seleccionadas en Millones de barriles.

Tabla 19. Producción anual de petróleo de las empresas seleccionadas (MMBls)

EMPRESA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	P. Total
PAM EP Blq. 12 y 15	23.91	24.89	22.95	19.78	18.28	18.27	15.46	15.63	159.16
ANDES PETROLEUM	12.31	12.66	12.35	12.68	11.71	10.09	9.94	9.54	91.28
ENAP-SIPEC	4.62	4.78	5.78	6.53	7.69	7.51	7.62	8.78	53.31
REPSOL YPF	10.46	9.24	7.84	7.25	6.67	5.87	5.63	5.45	58.41
PETROORIENTAL	3.87	3.44	3.29	3.36	4.07	3.75	4.12	4.36	30.27
AGIP-PLUSPETROL	4.14	3.93	4.36	4.53	3.72	3.26	3.44	3.59	30.96

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, ARCERNN y Petroamazonas EP

Para la obtención del IFCH se divide el número de fuentes de contaminación pendientes de solucionar en el área de operaciones para la producción total de petróleo en el periodo 2015-2022. La información de fuentes de contaminación es obtenida de la matriz de uso público publicada por el PRAS. El valor obtenido (FCHi) representa el número de fuentes de contaminación por cada millón de barriles producidos por una compañía en el periodo analizado. Los valores obtenidos se normalizan considerando un valor máximo aceptable de

fuentes de contaminación de 10 por cada millón de barriles producidos, para lo cual se aplica la siguiente fórmula.

$$IFCH_i = 1 - RFCH_i / RFCHM \quad [8]$$

Donde:

IFCH_i = Indicador de Fuentes de Contaminación Hidrocarburífera de cada empresa

RFCH_i = Fuentes de contaminación hidrocarburífera por millón de barriles

RFCHM = Fuentes de contaminación hidrocarburífera máxima

En la Tabla 20 se presenta la producción total de petróleo en MMBls, el número de fuentes de contaminación hidrocarburífero (FCH) deportado por el PRAS, el resultado del cálculo del de fuentes de contaminación hidrocarburífera por millón de barriles producidos (RFCH) y los resultados del cálculo del Indicador de Fuentes de Contaminación hidrocarburífera (IFCH).

Tabla 20. Producción total de petróleo 2015-2022 (MMBls) FCH, RFCH e IFCH

EMPRESA	P. Total	FCH	RFCH	IFCH
PAM EP Blq. 12 y 15	159.16	25	0.16	0.98
ANDES PETROLEUM	91.28	31	0.34	0.97
ENAP-SIPEC	53.31	49	0.92	0.91
REPSOL YPF	58.41	54	0.92	0.91
PETROORIENTAL	30.27	9	0.30	0.97
AGIP-PLUSPETROL	30.96	20	0.65	0.94

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS, ARCERNN y Petroamazonas EP

El segundo Indicador simple de la dimensión de Gestión Ambiental es el de Deforestación de Bosque Nativo (IDBN) que guarda relación con el porcentaje de cambio del uso del suelo de bosque nativo a otro tipo de usos en la zona de influencia de la empresa analizada y en el periodo considerado. La pérdida porcentual de bosque nativo ha sido utilizada en diferentes investigaciones relacionadas con el manejo ambiental de la selva Amazónica aplicando el análisis comparativo de cobertura del suelo en tiempos diferentes (Moschella, 2023).

Para el cálculo del Indicador Deforestación de Bosque Nativo (IDBN) se utiliza la información del Proyecto-MapBiomás Ecuador, el mismo que brinda para uso de los investigadores sociales, el uso del suelo del Ecuador y particularmente de la Región Amazónica, desde 1985 hasta 2022.

El criterio empleado para este indicador es que, siendo las empresas petroleras la principal entidad económica en un sector de poca influencia humana, los planes de cuidado ambiental deben estar destinados a provocar el mínimo cambio en la cobertura natural original de la zona de influencia. Con este criterio, se toma como área representativa, la división territorial de cuarto nivel donde la empresa realiza sus actividades productivas. Esta división territorial se conoce en Ecuador con el nombre de parroquia, la cual es parte de los cantones, que a su vez son parte de las provincias. Se compara el uso del suelo de las parroquias correspondientes a

cada empresa entre los años 2015 y 2022. Se debe tomar en cuenta que el Proyecto-MapBiomias Ecuador utiliza los datos del satélite de recursos naturales LandSat, el mismo que tiene una resolución visual aproximada de 30 por 30 metros. La base de datos del Proyecto-MapBiomias Ecuador cuenta con datos particularizados para cada parroquia, por lo que es posible realizar la comparación de los cambios del número de Hectáreas que corresponden al ítem “bosque natural” entre los años seleccionados.

En la Tabla 21 se presenta el hectareaje de cobertura de bosque natural para cada una de las divisiones geográficas (Parroquias) donde se ubican las actividades operativas de las empresas analizadas.

Tabla 21. Hectareaje de cobertura de bosque natural 2015-2022 en cada parroquia seleccionada

Empresa	Provincia	Cantón	Parroquia	Has. 2015	Has. 2022
PAM EP Blq. 12 y 15	ORELLANA	FRANCISCO DE ORELLANA	EL EDÉN	80,041	78,943
ANDES PETROLEUM	SUCUMBÍOS	CUYABENO	TARAPOA	83,058	81,501
ENAP-SIPEC	ORELLANA	LA JOYA DE LOS SACHAS	SAN CARLOS	3,380	2,766
REPSOL YPF	ORELLANA	AGUARICO	CONONACO	683,063	682,170
PETROORIENTAL	ORELLANA	FRANCISCO DE ORELLANA	DAYUMA	109,989	105,175
AGIP-PLUSPETROL	PASTAZA	ARAJUNO	CURARAY	760,760	760,202

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Proyecto-MapBiomias Ecuador

Con esta información se calcula, en un primer paso, el porcentaje de cambio de bosque natural a otro tipo de cobertura en cada área geográfica analizada, y en un segundo paso y final se calcula el Indicador de Deforestación de Bosque Nativo, aplicando la siguiente fórmula:

$$IDBN = 1 - \% \text{ cambiado} \quad [9]$$

Donde:

IDBN = Indicador de Deforestación de Bosque Nativo

% cambiado = Porcentaje de Bosque Natural que cambió a otros usos 2015-2022.

En la Tabla 22 se presenta las hectáreas de bosque nativo, el porcentaje de cambio en el periodo 2015-2022 y los resultados del cálculo del Indicador de Deforestación de Bosque Nativo para las empresas seleccionadas.

Tabla 22. Porcentaje de cambios en el uso del suelo de bosque natural

EMPRESA	Has. Bosque N. 2015	2015-2022	% cambiado	IDBN
PETROAMAZONAS EP	80,041	1,098	1.37%	0.9863
ANDES PETROLEUM	83,058	1,557	1.88%	0.9812
ENAP-SIPEC	3,380	614	18.17%	0.8183
REPSOL YPF	683,063	893	0.13%	0.9987
PETROORIENTAL	109,989	4,814	4.38%	0.9562
AGIP-PLUSPETROL	760,760	558	0.07%	0.9993

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Proyecto – MapBiomás Ecuador

6.3 CÁLCULO DE INDICADORES COMPUESTOS QUE APORTAN AL PRS

A continuación, se muestra los resultados obtenidos en el cálculo de los indicadores compuestos que representan a cada una de las dimensiones consideradas: Indicador de Eficiencia Empresarial (IEE), Indicador de Beneficio social (IBS) e indicador de Gestión Ambiental (IGA).

6.3.1 Indicador de Eficiencia Empresarial (IEE)

El Indicador compuesto de Eficiencia Empresarial (IEE) se calcula a partir de los indicadores simples de rentabilidad sobre activos (IROA) y de costo operativos por barril (ICOB), el primero de los cuales está relacionados con el punto de vista empresarial y tiene una ponderación del 40% y el segundo tiene relación con el punto de vista social y tiene una ponderación del 60%. La fórmula de cálculo se indica a continuación:

$$IEE_i = IROA_i * 0.4 + ICOB_i * 0.6 \quad [10]$$

Donde:

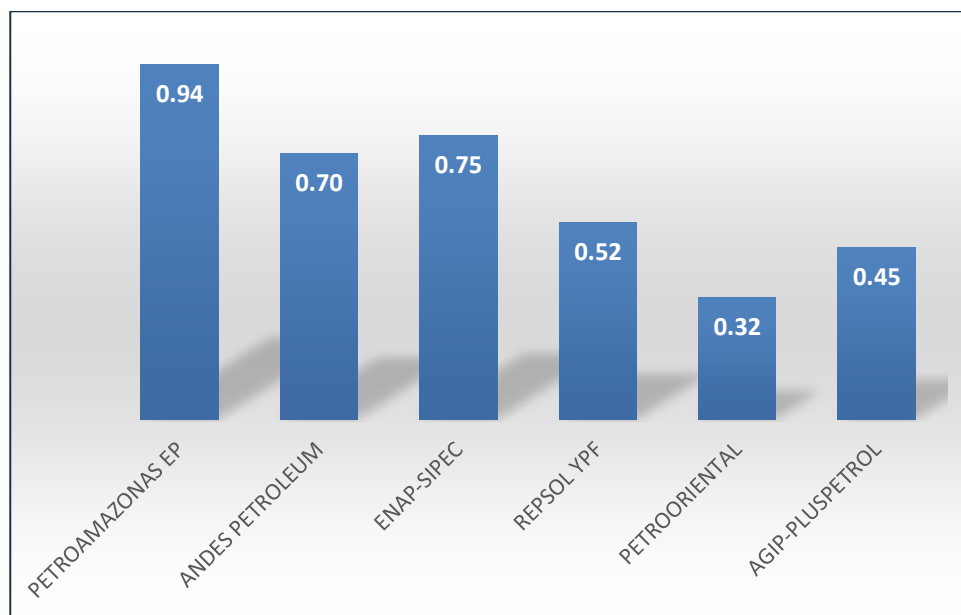
IEE_i = Indicador compuesto de Eficiencia Empresarial de cada empresa

IROA_i = Indicador simple de Rentabilidad Sobre Activos de cada empresa

ICOB_i = Indicador simple de Costo Operativo por Barril de cada empresa

El indicador eficiencia empresarial (IEE) está normalizado de 0 (Cero) a 1 (Uno) donde 1 (Uno) corresponde a la mejor valoración de eficiencia operativa posible. En la Figura 23 se presenta los indicadores promedio para el periodo analizado, para cada una de las empresas seleccionadas.

Figura 23. Indicadores de Eficiencia Empresarial (IEE) de las empresas petroleras seleccionadas



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y ARCERNN

Se puede apreciar que la empresa que presenta un mayor indicador de eficiencia operativa es Petroamazonas EP, lo cual guarda relación con sus buenos resultados de rentabilidad y sus bajos costos operativos por barril producido, comparada con las otras empresas analizadas.

Estos resultados tienen que ver con la estructura de costos de cada empresa y evidencian que la rentabilidad de Petroamazonas EP es mayor que la de las otras empresas analizadas y que los costos operativos de las empresas privadas incluidas en la muestra son más altos que los de la empresa estatal. El indicador de eficiencia empresarial indica que la petrolera estatal es más eficiente operativamente que las otras empresas analizadas, al menos con la composición de indicadores simples seleccionados. Puede suponerse que el costo operativo estatal está afectado por una economía de escala, pero este argumento no está respaldado por los resultados obtenidos para las otras empresas, que no guardan relación con el volumen promedio que cada una de ellas produce.

6.3.2 Indicador de Beneficio Social (IBS)

El Indicador compuesto de Beneficio Social (IBS) se calcula a partir de los indicadores simples de beneficios sociales a empleados (IBSE) y de ingresos fiscales por barril (IIFB), el primero de los cuales está relacionados con el punto de vista empresarial y tiene una ponderación del 40% y el segundo guarda relación con el punto de vista social y tiene una ponderación del 60%. La fórmula de cálculo se indica a continuación:

$$IBSi = IBSEi * 0.4 + IIFBi * 0.6 \quad [11]$$



Donde:

IBSi = Indicador compuesto de Beneficio Social de cada empresa

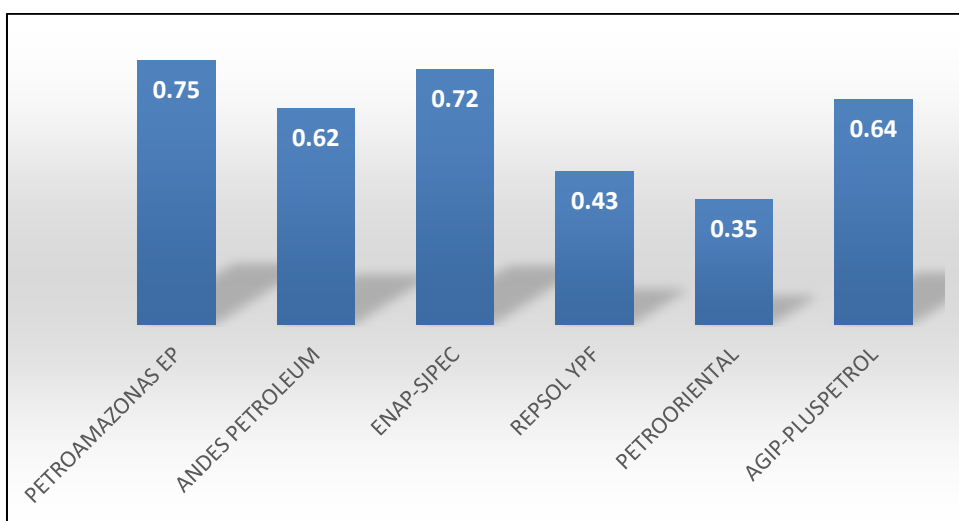
IBSEi = Indicador simple de Beneficios Sociales de Empleados de cada empresa

IIFBi = Indicador simple de Ingresos Fiscales por Barril de cada empresa

El punto de vista social del indicador de Beneficio Social parte del concepto de que el Estado, en representación de la sociedad, administra los recursos recibidos de la renta petrolera en favor de sus representados, en forma de mejoramiento del sistema educativo, mejoramiento del sistema de salud, ampliación de infraestructura, incremento de oportunidades de trabajo, reducción de los niveles de pobreza, etc. Por eso este indicador guarda relación con el ingreso fiscal proveniente de las actividades de la empresa operadora, lo cual, en el tipo de contratos que mantienen las empresas seleccionadas, está directamente relacionado con la tarifa que el Estado paga a la empresa por barril producido y fiscalizado.

Los resultados del cálculo del Indicador de Beneficio Social de empresas seleccionadas, se presenta en la Figura 24. El mayor indicador de beneficio social corresponde a Petroamazonas EP, mientras que el menor corresponde a PetroOriental, lo cual guarda relación con los ingresos estatales por cada barril producido.

Figura 24. Indicadores de Beneficio Social (IBS) de las empresas petroleras seleccionadas



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y ARCERNN

Es claro que los ingresos fiscales por barril producido por Petroamazonas EP son mayores que los ingresos fiscales por barril producido por las otras empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana, y ese valor compensa los bajos beneficios sociales a empleados reportados por la empresa estatal.

6.3.3 Indicador de Gestión Ambiental (IGA)

El Indicador compuesto de Gestión Ambiental (IGA) se calcula a partir de los indicadores simples de fuentes de contaminación hidrocarburífera (IFCH) y de deforestación del bosque nativo (IDBN), el primero de los cuales está relacionados con el punto de vista empresarial y

tiene una ponderación del 40% y el segundo guarda relación con el punto de vista social y tiene una ponderación del 60%. La fórmula de cálculo se indica a continuación:

$$IGA_i = IFCH_i * 0.4 + IDBN_i * 0.6 \quad [12]$$

Donde:

IGA_i = Indicador compuesto de Gestión Ambiental de cada empresa

IFCH_i = Indicador simple de Fuentes de Contaminación HC de cada empresa

IDBN_i = Indicador simple de Deforestación de Bosque Nativo de cada empresa

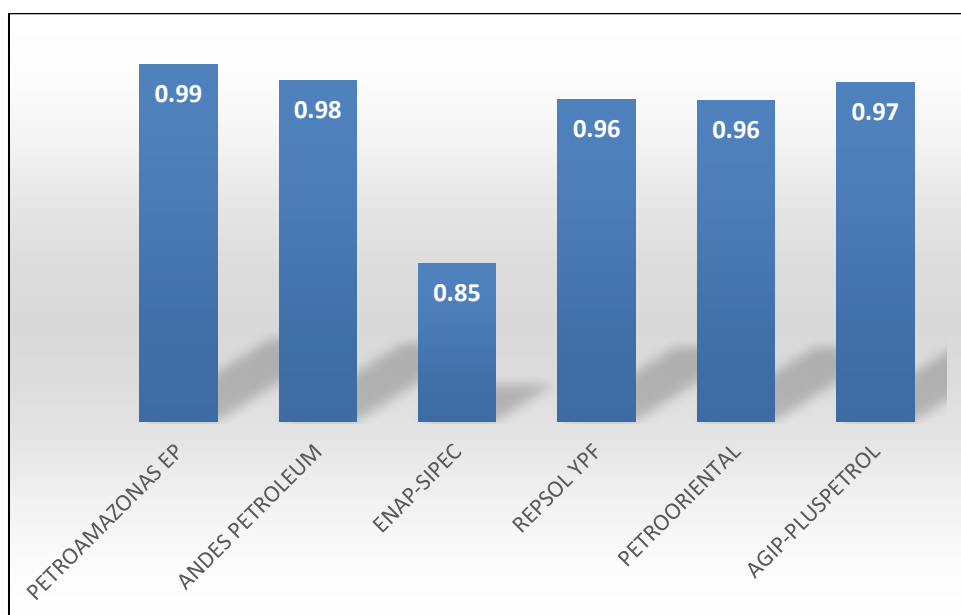
Las empresas petroleras en el Ecuador realizan sus actividades productivas principalmente en la Región Amazónica, una zona muy sensible desde el punto de vista ambiental. Por sus características, la Región Amazónica tiene en general una baja intervención humana, lo cual está cambiando desde el inicio del boom petrolero en esta zona. También se debe considerar que la extracción de petróleo en la Región Amazónica Ecuatoriana es, por mucho, la mayor actividad económica de la zona, de allí que la manera como las empresas petroleras desarrollan sus actividades productivas afecta directamente al medio ambiente de sus zonas de influencia.

Las empresas petroleras que trabajan en la zona tienen políticas de cuidado ambiental y fuertes departamentos de Salud, Seguridad y Ambiente (SSA) cuya gestión influye directamente en el cuidado ambiental de sus zonas de operación. Por este motivo se considera que la existencia de fuentes de contaminación hidrocarburífera y el cambio en el uso del suelo de una vegetación selvática natural a otro uso relacionado con la actividad humana como cultivos, pastoreo, carreteras, etc. son indicativos de la calidad del manejo ambiental de la empresa petrolera en la zona de análisis.

El cambio en el uso del suelo puede estar relacionado a otras dinámicas no relacionadas con la empresa petrolera, como la expansión de la frontera agrícola, presencia de grupos madereros, actividades de minería artesanal, etc. pero un buen manejo ambiental impulsado por las empresas petroleras operadoras en coordinación con los entes gubernamentales, debe evitar el desarrollo de ese tipo de actividades en zonas muy sensibles desde el punto de vista ambiental.

La información sobre el número de fuentes de contaminación hidrocarburífera pendientes de solucionar se la obtiene de las bases de datos del PRAS del Ministerio del Ambiente y la información sobre los cambios en el uso del suelo en las zonas seleccionadas, se la obtiene del Proyecó-MapBiomás Ecuador, el mismo que da una información visual y estadística del uso del suelo en el territorio ecuatoriano desde el año 1985.

Luego del proceso de cálculo se obtienen los valores del Indicador de Gestión Ambiental para las empresas seleccionadas que se indican en la Figura 25.

Figura 25. Indicadores de Gestión Ambiental (IGA) de las empresas petroleras seleccionadas

Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y ARCERNN

En general se puede apreciar que las empresas petroleras seleccionadas han realizado una buena gestión ambiental en sus respectivas áreas de influencia. Se debe tener en cuenta que en el caso de Petroamazonas EP el área considerada fueron los bloques 12 y 15, que son los que manejó desde su constitución como empresa petrolera estatal.

6.4 CÁLCULO DEL PRS Y COMPROBACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

En concordancia con el procedimiento propuesto, los indicadores de eficiencia operativa, bienestar social y gestión ambiental se integran en el índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS).

6.4.1 Cálculo del Potencial de Rentabilidad Social (PRS)

El índice denominado Potencial de Rentabilidad Social (PRS), se lo obtiene aplicando el promedio aritmético de los indicadores de eficiencia operativa, beneficio social y gestión ambiental, de acuerdo con la fórmula siguiente.

$$\text{PRS} = (\text{IEE} + \text{IBS} + \text{IGA}) / 3 \quad [13]$$

Donde:

PRS = Índice Potencial de Rentabilidad Social

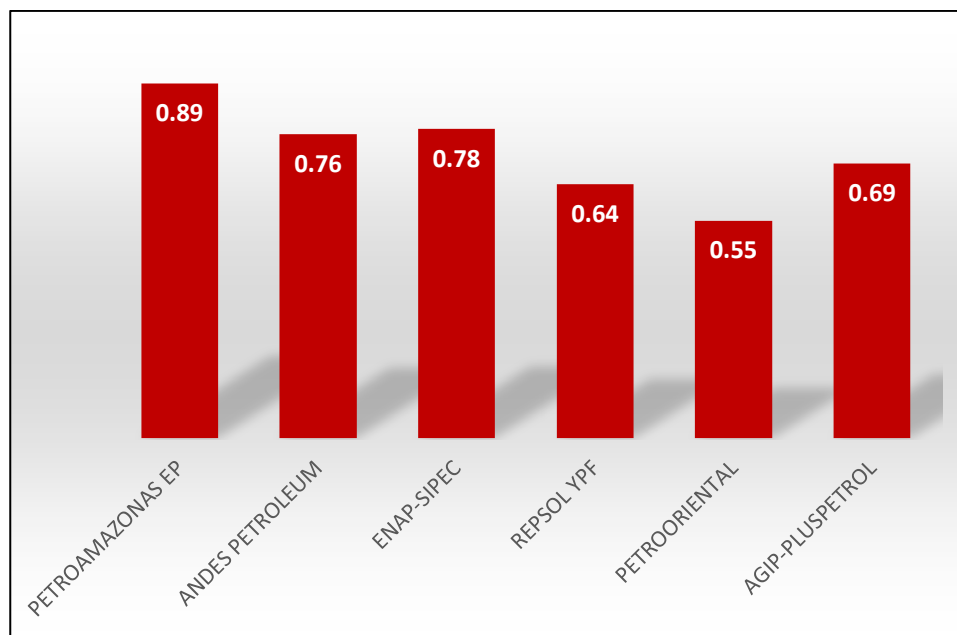
IEE = Indicador de Eficiencia Empresarial

IBS = Indicador de Beneficio Social

IGA = Indicador de Gestión Ambiental

El índice PRS da una valoración de la contribución empresarial, social y ambiental que realiza la empresa en la zona de influencia en la cual realiza actividades. El índice varía de un valor de 0 (Cero) para un desempeño deficiente a 1 (Uno) para la mejor valoración. En la Figura 26 se indica los resultados obtenidos.

Figura 26. Potencial de Rentabilidad Social (PRS)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SCVS y ARCERNN

El índice PRS permite apreciar de una sola vista, cual empresa se está desempeñando de mejor manera desde un escenario multidimensional. En el caso analizado en esta investigación, el índice PRS permite discriminar cuál de las empresas petroleras que desarrollan sus actividades en la Región Amazónica Ecuatoriana, se desempeña de mejor manera desde el punto de vista empresarial, social y ambiental. Con esta valoración puede discriminarse si es rentable o no, para la sociedad, cambiar la propiedad de una empresa de estatal a privada o viceversa.

De acuerdo con los valores obtenidos, la empresa Petroamazonas EP tiene un mejor Potencial de Rentabilidad Social (PRS) que las otras empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana, por lo mismo desempeñó una mejor gestión desde el punto de vista de rentabilidad social que las otras empresas seleccionadas para comparación.

6.4.2 Comprobación de la hipótesis de investigación

La hipótesis de investigación planteada fue “La empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas EP brindó una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que realizaron operaciones en la Región Amazónica Ecuatoriana en el periodo 2015-2022”. Con base en los resultados obtenidos del cálculo del índice de Potencial de Rentabilidad Social (PRS), se puede confirmar la hipótesis de investigación, puesto que la empresa estatal Petroamazonas EP

alcanzó un índice PRS mayor que las otras empresas petroleras incluidas en la muestra analizada.

Del análisis histórico-descriptivo se puede establecer que varias circunstancias permitieron a la empresa estatal Petroamazonas EP alcanzar el desempeño que logró a pesar de realizar sus actividades en un entorno con institucionalidad débil, de no contar con autonomía financiera y tener una oposición insistente de los medios de comunicación masivos. Entre los factores que contribuyeron al buen desempeño de Petroamazonas EP se pueden mencionar:

- Mantener los procedimientos administrativos y operacionales de la empresa OXY que le permitió una operación ágil y eficiente.
- Contar con personal operativo y administrativo altamente preparado proveniente de la anterior operadora como de sus subcontratistas.
- Tener una alta dirección estable, conocedora de la industria petrolera, alejada de las influencias políticas y comprometida con el desarrollo empresarial.
- Mantener el orgullo empresarial y la mística operativa como una empresa preocupada por alcanzar altos estándares operativos, ambientales y comunitarios.
- Continuar con el manejo ambiental y comunitario de la anterior operadora, manteniendo un departamento de Salud Seguridad y Ambiente empoderado y con objetivos claros.
- Integrar adecuadamente al sistema de trabajo al personal de Petroproducción y de las otras empresas que se unieron a Petroamazonas EP.
- Orientar las capacidades de personal de diferentes culturas empresariales a la obtención de un objetivo común.
- Contar con el apoyo de sectores gubernamentales que creyeron en las capacidades de la empresa para crear valor para la sociedad ecuatoriana.

La investigación permitió respaldar conceptos generales que deben tener en cuenta los diseñadores de políticas públicas antes de ceder ante las presiones privatizadoras:

- La eficiencia operativa de una empresa pública puede ser igual o mayor que la de empresas privadas que realizan actividades en el mismo sector y bajo condiciones similares.
- Los beneficios que una empresa pública puede brindar a la sociedad deben ser evaluados minuciosamente y comparados objetivamente con los que pueden dar las empresas privadas que realizan actividades similares, antes de embarcarse en un proceso de privatización.
- La gestión ambiental de una empresa pública puede ser igual o mejor que la de empresas privadas que realizan actividades similares y trabajan en el mismo sector, lo cual es posible alcanzar cuando se establecen políticas ambientales claras, exigentes y con un adecuado sistema de control.

6.5 DISCUSIÓN

Los puntos de discusión del presente trabajo se refieren a la incidencia de los fundamentos teóricos de la Economía Ecológica en la investigación realizada, a la aplicación de los conceptos de transición energética en el entorno ecuatoriano y a dilucidar la parte cuantitativa de la investigación: El concepto de rentabilidad social, la propuesta de un índice que evalúe la rentabilidad social de un grupo de empresas, la composición multidimensional de este índice, la metodología de cálculo de los indicadores “simples”, la ponderación de estos indicadores y la forma de calcular el promedio para obtener el indicador PRS. Finalmente se discute sobre líneas de investigación futuras que guardan relación o se desprenden de este trabajo investigativo.

6.5.1 Sobre la Economía Ecológica

El marco de referencia del trabajo expone fundamentos teóricos que promueven el cambio de paradigmas en el modo de producción de la humanidad, en los conceptos de desarrollo y en el uso de la energía. La mayoría de los autores referenciados en el Marco Teórico consideran que no se puede crecer indefinidamente en un mundo que tiene límites espaciales y de recursos; que se debe cambiar el modo de desarrollo basado en un consumismo cada vez mayor y que inclusive se debe propender a un decrecimiento económico.

Sin embargo, por otro lado, se toma en cuenta al grado de desarrollo del país en el cual se asienta la empresa analizada en la investigación. Ecuador es un país que presenta altos niveles de pobreza y desnutrición infantil, deficiencias en los sistemas educativos y de salud, carencia de oportunidades de trabajo para un gran sector poblacional y todo esto agravado por niveles de violencia nunca vistos. Ecuador es un país con grado de desarrollo medio y con profundas diferencias en la distribución de la riqueza y de las oportunidades. Frente a este escenario, se considera que los planteamientos de la economía ecológica deben acogerse, pero priorizando la disminución de la brecha de desarrollo del país y el bienestar de la sociedad.

En el proceso hacia el desarrollo socioeconómico, los países poseedores de recursos minerales y energéticos como Ecuador, deben utilizar sabiamente la renta que puede generar la explotación de estos recursos. Esto lo han comprendido países como Brasil o Chile que acogen principios ecológicos e impulsan el desarrollo de energías alternativas, pero al mismo tiempo mantienen los proyectos de extracción minera e hidrocarburífera.

En esta investigación se analiza una empresa cuya principal actividad es la extracción de hidrocarburos y que constituye el ingreso principal de un país en vías de desarrollo como lo es Ecuador. El análisis del papel desempeñado por Petroamazonas EP en la economía del país, y las implicaciones de un buen manejo futuro de la empresa estatal, implica que se considere a los preceptos de la Economía Ecológica como objetivos superiores a alcanzar, pero que se encuentran supeditados a los ajustes estructurales previos que requieren los países en desarrollo. Una adecuada utilización de los ingresos provenientes de la venta de los recursos naturales disponibles en Ecuador puede contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de la población. Con esta consideración es que en diferentes acápite del trabajo de investigación aparecen

implícitas recomendaciones relacionadas con la optimización de procesos, reducción de costos, incremento de la producción y de las reservas hidrocarburíferas.

Adicionalmente se toma en cuenta que las fuentes renovables de energía van a reemplazar, indudablemente, a las fuentes fósiles en unas pocas décadas, y por tanto ahora es el momento de sacar provecho de las fuentes fósiles de energía que la naturaleza ha permitido tener a países como Ecuador. La tecnología está cambiando y la matriz energética está orientándose a la electricidad renovable. Va a llegar un momento en que los combustibles derivados del petróleo ya no van a ser requeridos por la humanidad, y muy presumiblemente el petróleo será utilizado únicamente para la petroquímica. Con esta consideración, países como Ecuador deben priorizar la búsqueda de eficiencia operativa de sus empresas petroleras estatales o privadas con el fin de incrementar la renta petrolera en beneficio de la sociedad antes de que el cambio energético afecte la economía de los hidrocarburos.

Con las consideraciones de priorizar el desarrollo económico en esta etapa, para luego pasar a una aplicación más intensa de los preceptos de la Economía Ecológica, es que el índice PRS propuesto en esta investigación no integra plenamente principios de la Economía Ecológica como la justicia ambiental o los planteamientos de decrecimiento, y prioriza la eficiencia empresarial, la rentabilidad económica, el cuidado ambiental y el beneficio social.

Por otro lado, la explotación petrolera, sin ser la única vía de desarrollo, es una opción que tienen países como Ecuador para mejorar las condiciones de vida de la población, siempre y cuando los gobiernos prioricen el bienestar social sobre intereses económicos particulares. El camino planteado es utilizar el modelo extractivista como catapulta para la transición a un modelo industrializante que permita acortar las brechas de desarrollo, tal como fue plasmado en el modelo energético noruego.

En este contexto, el debate sobre la conveniencia de la propiedad estatal frente a la privada de los sectores estratégicos como el de la energía, se orienta a la búsqueda de una mayor renta petrolera para el desarrollo del país, considerando esto como un paso previo al diseño de una política energética ecológica y socialmente sostenible.

6.5.2 Sobre la Transición Energética

En la revisión realizada en el marco teórico se constata que el proceso de transición de energías provenientes de fuentes fósiles hacia energías limpia o renovables está avanzando y cada vez alcanza una mayor vigencia al punto que en el lapso de tres a cuatro décadas, las fuentes fósiles de energía serán parte de la historia.

El proceso de transición energética debe ser tomado en cuenta muy seriamente por los gobernantes de países poseedores de recursos hidrocarburíferos como Ecuador. Se considera procedente en los momentos actuales y considerando el futuro de la energía, extraer la mayor cantidad de renta petrolera en los años próximos venideros, antes de que llegue la transformación energética total.

Por lo indicado se considera pertinente para Ecuador acoger los criterios energéticos emitidos en las reuniones mundiales de cambio climático, sin descuidar la explotación adecuada de los recursos hidrocarburíferos disponibles. Se debe seguir en el cambio de la matriz

energética orientándola a la producción de energía renovable, pero al mismo tiempo continuar la explotación petrolera y gasística ya sea para consumo interno como para exportación.

Con esta consideración, el índice PRS propuesto prioriza la medición de la eficiencia empresarial, el beneficio social y el cuidado ambiental, lo cual guarda relación con el incremento de producción y la disminución de costos operativos, al tiempo que se siguen las recomendaciones emitidas por los congresos mundiales sobre el cambio climático.

6.5.3 Sobre la Rentabilidad Social y su medición

En esta investigación se planteó la “rentabilidad social” como un concepto que guarda relación, pero no es lo mismo que los conceptos de “rentabilidad económica” o “responsabilidad social corporativa” (RSC). El concepto de rentabilidad social toma de la rentabilidad económica el sentido de valoración numérica y toma del concepto de responsabilidad social corporativa el papel que debe cumplir una empresa con respecto a la sociedad y al entorno en el cual trabaja. A diferencia de la RSC que tienen un enfoque desde el punto de vista de los accionistas de la empresa, la rentabilidad social tiene un enfoque tridimensional que prioriza el punto de vista de la sociedad.

En esta investigación se define al término de rentabilidad social, como un concepto que abarca tres dimensiones a saber: la eficiencia empresarial, el beneficio social y la gestión ambiental. Con esta definición se diferencia del concepto de la responsabilidad social corporativa que deja un espacio de libre albedrío para su interpretación.

En la investigación se propone y construye un índice compuesto que mide la rentabilidad social de las empresas petroleras que trabajan en la Amazonía Ecuatoriana. El índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS) propuesto en la investigación integra la parte empresarial-operativa, la parte social y la parte ambiental de las empresas analizadas, para lo cual se han seleccionado indicadores que se consideran representativos de cada una de las dimensiones consideradas para las empresas de explotación y producción petrolera que realizan labores en la Región Amazónica Ecuatoriana. Para investigaciones que analicen otro tipo de empresas, o empresas petroleras que trabajen en regiones diferentes a la Amazonía, se pueden redefinir los indicadores parciales que aportan al PRS o rediseñar el procedimiento de cálculo para que se ajusten mejor a las características de las empresas analizadas, manteniendo el concepto de considerar las dimensiones de desempeño empresarial, beneficio social y cuidado ambiental.

Se considera que la robustez del índice PRS se fundamenta en la manera como se construye el índice. Se parte de indicadores simples, que aportan a indicadores compuestos que representan cada una de las tres dimensiones de análisis, los cuales a su vez se conjugan para llegar al PRS. Puede darse el caso de que una empresa tenga un excelente desempeño operativo, pero un deficiente desempeño social o ambiental, el valor final va a verse afectado por los valores dimensionales deficientes. Es por lo que el PRS premia una actividad equilibrada de la empresa evaluada en las tres dimensiones consideradas. Otro factor que aboga a la fortaleza del PRS son las dimensiones consideradas, las mismas que fueron seleccionadas cuidadosamente para que representen los valores más apreciados en el desempeño de una empresa con relación al entorno en el que realiza sus actividades.

En el caso de la empresa Petroamazonas EP analizada en la investigación, se tomó en cuenta la dificultad que existe en países como Ecuador para obtener un set de indicadores preestablecidos en las dimensiones que se quieren analizar. Al no contar con indicadores básicos preexistentes es necesario calcular los indicadores simples y los indicadores compuestos que representan mejor a la dimensión analizada a partir de información dispersas en diferentes instituciones. Con esta consideración, en la investigación se seleccionó dos indicadores simples para cada dimensión, el uno que representa preferentemente el punto de vista de la empresa y el otro que representa preferentemente el punto de vista de la sociedad. Tanto los indicadores simples como los compuestos fueron normalizados para facilitar su interpretación.

El indicador de eficiencia empresarial desde el punto de vista de la sociedad fue el relacionado con el costo operativo. Se seleccionó este indicador tomando en cuenta la característica de las empresas operadoras petroleras en las cuales la producción de petróleo es el “core business” y el costo operacional es uno de los indicadores de eficiencia operativa más utilizados en la industria. En el proceso de normalización del indicador de Costos Operativos por Barril (ICOB) se consideró que en vista de que pueden influenciar otros factores como la economía de escala y las ventajas geológicas, la variabilidad de este indicador debería estar entre 0.5 y 1, es decir que ninguna empresa podrá obtener valores menores a 0.5. Para aplicar el PRS en el análisis de empresas distintas de las petroleras, se deberá analizar el proceso productivo para identificar el sistema de cálculo más apropiado del indicador de eficiencia empresarial.

Los indicadores simples utilizados para calcular los indicadores compuestos representativos de cada dimensión están relacionados con el punto de vista empresarial y el punto de vista social y tienen un 40% y 60% de ponderación, correspondiendo la mayor ponderación a los indicadores que se consideran representativos del punto de vista social.

La ponderación utilizada para los indicadores compuestos que aportan al índice PRS es igualitaria, lo que indica que cada una de las dimensiones pesa de manera similar en la conformación del índice. Un caso alternativo sería el de utilizar un tipo de ponderación diferente para cada uno de los indicadores compuestos, por ejemplo, que el Indicador de Bienestar Social aporte el doble que los otros indicadores, lo cual no fue considerado en esta investigación puesto que se desea que los indicadores representativos de cada una de las dimensiones incluidas en el PRS tengan la misma incidencia.

El promedio seleccionado para obtener el índice PRS a partir de los indicadores dimensionales es el aritmético. Con el fin de comparar la incidencia de la forma de obtención del promedio, en la Tabla 23 se presenta el cálculo del PRS utilizando un promedio aritmético y un promedio geométrico de los indicadores dimensionales. Se puede apreciar que las diferencias alcanzan hasta un 12% notándose que en todos los casos el promedio geométrico obtenido es igual o menor al promedio aritmético.

La selección del promedio aritmético como mecanismo del cálculo del PRS se debe a una consideración matemática en el sentido de que cuando el valor de uno de los indicadores simples es bajo o cercano a cero, el promedio geométrico es influenciado fuertemente por este valor y se obtiene un resultado demasiado afectado por el valor bajo. Por ejemplo, en el caso

analizado en la investigación podría existir una deforestación devastadora en el área de operación de una empresa petrolera, lo cual produciría un valor muy bajo del indicador de gestión ambiental que afectaría fuertemente a la baja al índice PRS utilizando el promedio geométrico.

Tabla 23. Diferencia en los valores obtenidos del PRS utilizando promedios aritméticos y geométricos

EMPRESA	Promedio Aritmético	Promedio Geométrico	Diferencia
PETROAMAZONAS EP	0.891	0.885	-0.7%
ANDES PETROLEUM	0.764	0.750	-1.9%
ENAP-SIPEC	0.777	0.775	-0.3%
REPSOL YPF	0.638	0.601	-5.9%
PETROORIENTAL	0.546	0.479	-12.3%
AGIP-PLUSPETROL	0.690	0.657	-4.8%

Fuente: Elaboración propia

Sobre el indicador simple de ingresos fiscales por barril IIFB, que guarda relación con el monto que entrega la empresa petrolera al estado por barril producido, la discusión se da sobre el uso que da el estado a estos ingresos. El concepto que se utiliza para definir este indicador es que el Estado destina los recursos que provienen de la producción petrolera a programas de beneficio social. Esto en muchos casos no sucede, sobre todo cuando el estado se ve urgido de trasladar fondos del presupuesto general a actividades que no redundan en beneficio de la sociedad en su conjunto.

En el caso del indicador simple de deforestación del bosque nativo IDBN, que guarda relación con resultados obtenidos por los departamentos de Seguridad Salud y Ambiente de las empresas petroleras para evitar la deforestación en sus respectivas áreas de trabajo, la discusión se da en cuanto a la delimitación de la zona geográfica del trabajo de cada una de las empresas petroleras y a la disponibilidad de datos estadísticos de cambios en el uso del suelo en esta zona. En la investigación se han tomado los datos estadísticos correspondientes a las parroquias en las cuales trabajan cada una de las empresas, sin embargo, estas tienen áreas diferentes y no representan exactamente el área involucrada en la operación, lo cual podría producir imprecisiones en la determinación del indicador.

6.5.4 Sobre líneas de investigación relacionadas

La privatización de empresas públicas en una línea de investigación bastante amplia, que tiene gran importancia en los países en vías de desarrollo, puesto que el debate de las ventajas o desventajas de la privatización se mantiene vigente en muchos países latinoamericanos, de manera particular en aquellos que tienen gobiernos de tendencia neoliberal, en los cuales cada vez son incluidas más empresas en la bolsa de interés de la privatización.

En el Ecuador existe un amplio campo para la realización de posteriores investigaciones sobre la línea de la privatización de empresas públicas, tales como las relacionadas con los sectores de telefonía, electricidad y banca, cada uno de los cuales tiene características especiales que ameritan sendas investigaciones por parte de economistas e investigadores sociales. Los resultados de estas investigaciones darán luces al intenso debate público sobre la privatización de empresas públicas que se está dando en varios países de América Latina.

Es de esperar que el índice PRS propuesto se popularice primero a nivel del análisis de empresas petroleras, tanto a nivel de Ecuador como a nivel internacional. También es deseable que la metodología propuesta de utilizar índices multidimensionales para evaluar la gestión empresarial petrolera sea utilizada en otro tipo de industrias como pueden ser la eléctrica y la minera.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

La investigación realizada permitió constatar que Petroamazonas EP fue el resultado exitoso de la suma de esfuerzos para construir una empresa estatal petrolera en un país en vías de desarrollo, en el Siglo XXI, en un contexto pendular de gobiernos favorables y desfavorables al fortalecimiento de las empresas públicas.

El análisis de la formación y desarrollo de la empresa Petroamazonas EP hasta constituirse en la principal empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador, y los resultados obtenidos con la aplicación del índice Potencial de Rentabilidad Social permiten cumplir con el objetivo general de la investigación y confirmar la hipótesis de investigación de que la empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas EP brindó una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que realizaron operaciones en la Región Amazónica Ecuatoriana en el periodo 2015-2022.

Desde su origen en el año 2006 por la salida de la empresa petrolera multinacional OXY como producto de la decisión del Gobierno Ecuatoriano de aplicar la cláusula de caducidad por incumplimiento contractual, la empresa estatal que inició denominándose Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 (UAOT B-15) fue adquiriendo prestigio por su manejo administrativo, operativo y ambiental. La naciente empresa mantuvo los procedimientos y estándares de la anterior operadora privada lo que le dio reconocimiento público por su eficiencia operativa y manejo ambiental. En el año 2008 la UAOT B-15 se transformó en la sociedad anónima Petroamazonas Ecuador S.A. la cual en el año 2010 pasó a ser la Empresa Pública de Exploración y Producción de Hidrocarburos, Petroamazonas EP.

Petroamazonas EP comenzó su operación trabajando en los campos que habían sido asignados a la empresa petrolera privada OXY, y fue incrementando su radio de acción con la incorporación de las operaciones de compañías petroleras que finalizaron sus contratos en Ecuador como Perenco, Petrobras, Tecpecuador y fundamentalmente con la absorción empresarial de la Gerencia de Exploración y Petroproducción de EP Petroecuador, con lo cual Petroamazonas EP pasó a ser la mayor empresa petrolera de exploración y producción del Ecuador. Desde enero 2021 Petroamazonas EP pasó a ser una gerencia de la empresa pública EP Petroecuador, pero su actividad continúa siendo la misma y sigue a cargo de la exploración y producción del 80 % del crudo ecuatoriano.

El manejo ambiental de Petroamazonas EP ha tenido buena aceptación por parte de la opinión pública nacional e internacional, por la utilización de sistemas novedosos de reducción del impacto ambiental en la Región Amazónica Ecuatoriana, a pesar de los cuestionamientos por la incorporación a la producción de los campos Tiputini y Tambococha, que forman parte del tren ITT (Ishpingo-Tiputini-Tambococha), debido a su ubicación en los límites del Parque Nacional Yasuní.

El análisis comparativo entre Petroamazonas EP y la empresa noruega Equinor, permitió obtener lineamientos de mejora aplicables a la petrolera estatal ecuatoriana, en aspectos como el sistema institucional, manejo financiero, manejo de reservas y producción, manejo energético y constitución de un fondo petrolero. Con base en ese análisis se realizó una propuesta de mejoramientos de la empresa petrolera estatal, la cual se focaliza en seis puntos de mejora: institucionalidad, estructura organizacional, gestión operativa, gestión administrativa, gestión financiera y vinculación con la sociedad.

A fines del Siglo XX se inició un proceso de privatización de las empresas estatales que habían sido creadas en los años anteriores, particularmente en América Latina en la ola nacionalista de mediados del siglo. El proceso de privatización continúa en el Siglo XXI sobre todo en países latinoamericanos con gobiernos de tendencia neoliberal. La privatización parte del concepto de la mayor eficiencia de la empresa privada sobre la empresa pública, sin embargo, esta afirmación en muchos casos no es respaldada con datos e indicadores objetivos. Se ha constatado en investigaciones realizadas en diferentes países que cuando se evalúan los rendimientos de las empresas privatizadas y se comparan con el rendimiento de una empresa pública que realiza la misma actividad productiva, el criterio de eficiencia privada no siempre se cumple. Por ello es necesario establecer procedimientos que permitan disminuir o eliminar la subjetividad en la determinación de los beneficios que obtendría la sociedad con la privatización de empresas públicas, que es uno de los motivos para la realización de la presente tesis.

En esta investigación se definió a la “rentabilidad social” como un concepto multidimensional que incluye las dimensiones de eficiencia empresarial, beneficio social y gestión ambiental, y se estableció sus diferencias con el concepto de “responsabilidad social corporativa”.

Se desarrolló un procedimiento para determinar el índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS) que permite a los tomadores de decisiones, comparar la rentabilidad social de una empresa candidata a privatizarse en relación con otras empresas privadas o mixtas comparables. El procedimiento parte de la información extraída de diversas bases de datos para determinar los indicadores simples que luego son utilizados para obtener los indicadores compuestos representativos de las dimensiones de eficiencia empresarial, beneficio social y gestión ambiental, los cuales se utilizan para el cálculo del índice PRS.

El procedimiento para establecer el índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS) fue aplicado a Petroamazonas EP y cinco empresas operadoras petroleras que realizan actividades en la Región Amazónica Ecuatoriana: Andes Petroleum Ecuador Ltd., Enap Siptrol S.A., Repsol Ecuador S.A., PetroOriental S.A. y Pluspetrol Ecuador B.V. (Anteriormente Agip Oil Ecuador B.V.). Los resultados obtenidos en el cálculo del índice PRS indican que la empresa Petroamazonas EP tiene un mayor PRS y por tanto realizó una mejor gestión empresarial, social y ambiental que las otras empresas seleccionadas para comparación.

Con base en los resultados obtenidos del cálculo del índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS), se puede confirmar la hipótesis de investigación de que la empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas EP brindó una mayor rentabilidad social que otras empresas petroleras que realizaron operaciones en la Región Amazónica Ecuatoriana en el periodo 2015-2022.

La principal limitación encontrada en la investigación fue la falta de disponibilidad de datos básicos o su discontinuidad en el periodo analizado. Tal es el caso de información financiera, datos de producción y reservas, inexistencia en el Ecuador de una base de datos de indicadores sociales o datos dispersos en diferentes bases de datos institucionales. Esto implicó a que en la investigación se tenga que calcular desde los indicadores simples, los mismo que en países desarrollados se pueden encontrar en bases de datos estructuradas. Se desarrollaron procedimientos para el cálculo de los indicadores simples e indicadores compuestos, partiendo de información básica extraída de diversas fuentes institucionales.

La definición del concepto de rentabilidad social y el establecimiento de un procedimiento de cálculo de un índice que lo represente es el aporte de esta investigación al conocimiento y trabajo de otros investigadores que se esfuerzan por crear herramientas para la comprensión de los fenómenos sociales.

El trabajo realizado abre líneas de investigación para la realización de otras investigaciones. Una línea que es de interés en países de América Latina es la privatización de empresa públicas, de manera particular la relacionadas con energía, telefonía, minería y banca. También se abre una línea de investigación relacionada con los indicadores compuestos o sintéticos, la cual es aplicable a diversas áreas del conocimiento. Finalmente, una línea adicional de investigación es la relacionada con el concepto de “rentabilidad social” o conceptos similares que tengan que ver con el desempeño de empresas, instituciones, regiones o países desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto.

7.2 RECOMENDACIONES

Los resultados obtenidos con esta investigación conducen a las siguientes recomendaciones:

A los encargados de diseñar las políticas públicas en el gobierno ecuatoriano, tomar en cuenta los resultados de esta investigación, los cuales indican que la empresa petrolera estatal Petroamazonas EP se desempeñó eficientemente y brindó un mayor beneficio a la sociedad ecuatoriana que otras empresas petroleras estatales, privadas o mixtas que realizan sus actividades en la Región Amazónica Ecuatoriana. Lo cual indica que una empresa pública bien manejada puede crear mayor valor para la sociedad que empresas privadas que realicen la misma actividad.

A los actuales directivos de la empresa estatal petrolera ecuatoriana, conocer y analizar la historia de la creación y desarrollo de Petroamazonas EP, aplicar las enseñanzas que esta historia deja, como lo es que la empresa estatal puede replicar exitosamente los procedimientos administrativos, operativos y de control de la empresa privada, y alcanzar altos estándares en la gestión operativa, social y ambiental.

Aplicar, en la institucionalidad energética del país y en la empresa petrolera estatal ecuatoriana, algunos de los mecanismos que han permitido a la empresa estatal noruega ser un referente a nivel mundial, como gestionar el negocio petrolero incentivando el desarrollo de la industria local, implementar un fondo petrolero que sirva como respaldo social para las épocas de precios bajos de los hidrocarburos, generar proyectos de desarrollo energético a largo plazo, establecer los debidos controles para evitar corruptelas y que las actividades de la empresa se orienten al desarrollo social y económico del país.

Recomendar a los gestores de políticas públicas que analicen los resultados reales obtenidos en los procesos de privatización de empresas públicas en América Latina, puesto que en muchos casos el criterio de la eficiencia privada no se cumple y en otros los resultados a mediano y largo plazo son inferiores a los que se hubieran obtenido manteniendo a la empresa en manos del Estado.

Recomendar al gobierno ecuatoriano, en particular al Ministerio de Energía y Minas, la no privatización de la empresa estatal petrolera puesto que, de acuerdo con la investigación realizada, ésta se desempeñó mejor, desde el punto de vista operativo y de beneficio social, que otras empresas petroleras estatales, privadas o mixtas que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana.

Sugerir a las autoridades energéticas la aplicación del procedimiento del índice Potencial de Rentabilidad Social (PRS), diseñado en este trabajo de investigación, o procedimientos similares para evaluar la viabilidad de la privatización de empresas públicas en base a la valoración del comportamiento operativo, social y ambiental, de empresas privadas similares que trabajen en la misma área geográfica.

Recomendar a las gerencias de EP Petroecuador la revisión y aplicación de la propuesta de mejoramiento empresarial que se ha preparado en esta investigación, la cual da lineamientos de mejora de la institucionalidad, la estructura organizacional, las gestiones operativa, administrativa y financiera, y la vinculación de la empresa con la sociedad.

Replicar el procedimiento para determinar el índice Potencial de Rentabilidad Social en otras ramas económicas como son la explotación minera, la generación y transmisión eléctrica, las telecomunicaciones, etc., tomando en cuenta las particularidades de cada sector.

BIBLIOGRAFIA

- Abata, G. (2018, noviembre 7). Deforestación en la Amazonía ecuatoriana. *Green World Journal*. <https://www.greenworldjournal.com/copia-de-article-v3-n1-002-2020>
- Abramovich, V., & Pautassi, L. (2010). *La medición de derechos en las políticas sociales* (Argentina). Editores del Puerto s.r.l. <https://www.dspp.com.ar/wp-content/uploads/La-medición-libro-entero.pdf#page=14>
- Acción Ecológica. (2005, diciembre). *Atlas Amazónico del Ecuador Agresiones y Resistencias: Inventario de Impactos petroleros—2*. Acción Ecológica, A Sud, Hivos.
- Acosta, A. (2006). Efectos de la maldición de la abundancia de recursos naturales. En *Petróleo y Desarrollo Sostenible en el Ecuador: Vol. Las ganancias y pérdidas* (1a., pp. 88-110). Rispergraf; FLACSO Ecuador.
- ADN. (2023). *Plan de Trabajo Plurianual para Presidente y Vicepresidente de la República del Ecuador*. Alianza Acción Democrática Nacional; Consejo Nacional Electoral.
- Agramont-Lechín, D., & Vidaurre Valdivia, A. L. (2024). La transición energética en la nueva revolución verde: Estrategias geopolíticas de Occidente ante el ascenso de China. En *Geopolítica de la transición energética: Perspectivas del Sur Global y el caso de Bolivia* (Primera, p. 367). Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia); Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia).
- Aguilera, F., & Alcántara, V. (1994). *De la Economía Ambiental a la Economía Ecológica* (Edición electrónica revisada, 2011). Barcelona ICARIA FUHEM.
- Aldás, K. (2015). Instituciones y Voluntad Política: Su influencia en la Política de Eficiencia Energética del Brasil. *Revista técnica energía*, 11(1), 211-217. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.90>
- Al-Fattah, S. M. (2013, enero 27). The Role of National and International Oil Companies in the Petroleum Industry. *SSRN Electronic Journal, January 2013*(USAEE Working paper Nro. 13-137), 10. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2299878>
- Algers, J., & Kattel, R. (2021, marzo). *Equinor and Orsted: How Industrial policy shaped the Scandinavian energy giants* (Policy Brief Series: IIPP PB 14). UCL; UCL Institute for Innovation and Public Purpose (IIPP). https://www.ucl.ac.uk/bartlett/public-purpose/sites/public-purpose/files/iipp_pb14_equinor-and-orsted_industrial-policy_final.pdf
- Altomonte, H., Coviello, M., & Lutz, W. (2003). *Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe, restricciones y perspectivas* (ISSN impreso 1680-9017 ISSN

electrónico 1680-9025). Naciones Unidas / CEPAL; Publicación de las Naciones Unidas.
https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6426/S039642_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Álvarez, S., Barceló, A., Carpintero, Ó., Carrasco, C., Martínez, Á., Recio, A., & Roca, J. (2012). Por una economía inclusiva, hacia un paradigma sistémico. *Revista de Economía Crítica, Segundo semestre 2012*(14), 277-301.
https://ddd.uab.cat/pub/artpub/2012/128212/rec_a2012n14p277iSPA.pdf

América Economía. (2020, mayo 15). Petrolera rusa Rosneft formaliza el cese de todas sus actividades en Venezuela. *América Economía, Negocios&Empresas*. América Economía.
<https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/petrolera-rusa-rosneft-formaliza-el-cese-de-todas-sus-actividades-en-venezuela>

Andes Petroleum Ecuador. (2022). *Notas a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020*.

ANTEP. (2024, septiembre 5). Trabajadores denunciaron el retiro del presupuesto de Petroecuador para justificar la privatización de los Campos Sacha, Amistad y Bloques 16 y 67 [Informativa]. *antepecuador.com*. <https://antepecuador.com/2024/09/05/trabajadores-denunciaron-el-retiro-del-presupuesto-de-petroecuador-para-justificar-la-privatizacion-de-los-campos-sacha-amistad-y-bloques-16-y-67/>

Araujo, A. (2015, noviembre 1). Tras nueve años de litigio llega el fallo definitivo en el caso OXY. *El Comercio*. <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/fallo-oxy-petroamazonas-petroecuador-rafaelcorrea.html>

Arauz Jaramillo, L. (2020, diciembre 31). Análisis sobre la renegociación de contratos de prestación de servicios a participación. *Figempa: Investigación y Desarrollo, 10*(2). Universidad Central del Ecuador.
<https://revistadigital.uce.edu.ec/index.php/RevFIG/article/view/2457/4953>

ARCERNNR. (2021). *Producción mensual nacional de petróleo fiscalizado 2020* (Producción de petróleo fiscalizado) [Informe estadístico]. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Arias Chaves, V. (2011). *Lineamientos económicos para la optimización de la participación del estado en contratos de explotación petrolera* [Tesis para obtener el título de Maestría en Economía y Gestión Empresarial, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales sede Ecuador]. <https://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/7629/7/TFLACSO-2011VHAC.pdf>

Arias-Bello, M. L., & Gómez-Villegas, M. (2022). Los procesos de corporatización y privatización parcial de las empresas de propiedad del Estado: Una revisión de la literatura. *Innovar: Revista de ciencias administrativas y sociales, 32*(85), 171-186. Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Colombia. <https://doi.org/DOI:10.15446/innovar.v32n85.101193>

- Arza, C. (2002). *El impacto social de las privatizaciones, el caso de los servicios públicos domiciliarios* (Área de Economía y Tecnología). Flacso-Sede Académica de Argentina; FLACSO Argentina. <https://biblioteca.clacso.edu.ar/Argentina/flacso-ar/20121207122600/arza.pdf>
- Atienza Serna, L. (2020). España y el reto de la transición energética. *Política Exterior*, 34(194), 126-135. JSTOR Archival Journals and Primary Sources Collection.
- Ayala Mora, E. (2008). *Resumen de Historia del Ecuador* (Tercera). Corporación Editora Nacional.
- Ayala, S. A., Jijón, P. F., & Ayala, D. R. (2020, septiembre 24). Análisis de operación de bombas eléctricas sumergibles (BES) para determinar su relación con fallas mecánicas por sobreproducción. *Revista Espacios*, 41(36), 11-20. <https://www.revistaespacios.com/a20v41n36/a20v41n36p02.pdf>
- Azamar Alonso, A., Silva Macher, J. C., & Zuberger, F. (2021). *Economía Ecológica Latinoamericana* (Primera). CLACSO / Siglo XXI Editores.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Primera). IFEA-IRD-PETROECUADOR.
- Bäckström, C. (2013). Evolución y tendencias del rentismo petrolero en el Ecuador 2001-2010. *Papeles de Europa*, 26(2). Universidad Complutense de Madrid. https://doi.org/10.5209/rev_PADE.2013.v26.n2.44182
- Banco Central del Ecuador. (1990, diciembre 20). *La Actividad Petrolera en el Ecuador en la Década de los 80* (Gerencia de Estudios Cambiarios, Subgerencia de Economía Internacional). BCE.
- Banco Mundial. (2008). *Informe sobre el crecimiento, Estrategias para el crecimiento sostenido y el desarrollo incluyente* (Comisión sobre el crecimiento y desarrollo; Primera edición en castellano). Banco Mundial en coedición con Mayol Ediciones S.A.; The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank.
- Barragán Ocaña, A., Cecilio Ayala, E., Silva Borjas, P., Cortés Ruiz, J., & Hernández Cardona, E.-Y. (2025). Policies and sustainable energy transition in the global environment: Challenges for Latin America. *Heliyon*, 11(6), 16. Alma/SFX Local Collection, DOAJ Directory of Open Access Journals. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2025.e42295>
- Basabe Serrano, S., Laso Ortiz, E., Jurado Vargas, R., Ocampo Meneses, H., & Mejía Rivera, J. (Eds.). (2007). *Instituciones e institucionalismo en América Latina: Perspectivas teóricas y enfoques disciplinarios* (1a ed). Editorial del Centro de Investigaciones de Política y Economía (CIPEC); CIPEC.
- Bauer, S., O'Malia, K., Prasad, S., Clark, G., & Behrsin, I. (2023, marzo). *Una carrera hacia la cima: América Latina, la ampliación de la energía eólica y solar a gran escala se acelera en Brasil, Chile y Colombia, mientras que México se queda atrás*. Global Energy Monitor. <https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/03/GEM-LATAM-report-Spanish.pdf>

- BBC News Mundo. (2019a, octubre 1). Por qué Ecuador anunció su salida de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). *bbc.com*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-49901057>
- BBC News Mundo. (2019b, octubre 10). Crisis en Ecuador: Lenín Moreno vs. Rafael Correa, los antiguos aliados cuya enemistad divide al país. *bbc.com*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-49987257>
- BBC News Mundo. (2023, mayo 17). Que es la «muerte cruzada» invocada por el presidente Lasso en Ecuador y qué pasa ahora. *bbc.com*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-65624119>
- Becerra, R. (2015). Las Rondas Petroleras y los Bloques Petroleros en el Ecuador. *Petróleo al Día, Boletín estadístico del sector de hidrocarburos, Observatorio de Energía y Minas (OEM)*, 1, 21-33. Universidad de las Américas (UDLA).
- Belmonte, L. J. (2012, enero). La eficiencia social de las cooperativas de crédito españolas. Una aproximación mediante el análisis DEA. *Revista MBS*, 1(1), 133-151. Universidad de Almería.
- Black, S. (2019, julio 22). Historia del Ecuador en el siglo XXI [Historia y derecho]. *Ecuador.leyderecho.org*. <https://ecuador.leyderecho.org/ecuador-en-el-siglo-xxi/>
- Blasco-Blasco, O., Rodríguez-Castro, M., & Túnuez-López, M. (2020). Indicadores compuestos como metodología innovadora en Comunicación. Aplicación para la evaluación de los medios públicos europeos. *El profesional de la información*, 29(4), 1-13. <https://doi.org/10.3145/epi.2020.jul.37>
- Bona, L., & Flores Zendejas, J. (2022). La Gran depresión y las dos «décadas perdidas». Una mirada comparativa de las crisis en Latinoamérica bajo los cambios en la hegemonía global. *Cuadernos de economía crítica, Año 8(16)*, 13-41. Dialnet.
- Borgez, V. (2015). La gestión de las inversiones y el ciclo de vida de los activos. *Petrotecnia*, 4-15, 74-93. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. http://www.petrotecnia.com.ar/agosto15/Completo/Petro_4_15.pdf
- Bosch, M. T. (2008). Repsol: De empresa pública a multinacional del petróleo. *Revistas ICE, Tribuna de Economía, Mayo-Junio 2008(842)*, 217-234. Tribuna de Economía.
- Boué, J. C. (2003). ¿Eficiencia o Ingreso Fiscal? El Verdadero Desafío para las Grandes Empresas Petroleras Estatales. *Memorias del coloquio internacional 'Energía, reformas estructurales y desarrollo en América Latina'*, 173-200. UNAM, Université PMF de Grenoble. <http://132.247.149.1/p-cientifica/coloquio-erdal/07CJuanCarlosBoueLtt.pdf>
- BP. (2024). *Annual Report 2023* (Anual Annual Report and Form 20-F 2023). <https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-reporting-and-presentations/annual-report.html#ar-highlights-1-5>

- Briones Veliz, T. G., Carvajal Ávila, D. A., & Sumba Bustamante, R. Y. (2021). Utilidad del benchmarking como estrategia de mejora empresarial. *Polo del Conocimiento*, 6(3), 2026-2044.
- Buján, S. (2018). Energía nuclear: Una historia de engaños, ocultamientos y abandono. En *Soberanía Energética: Propuestas y debates desde el campo popular* (pp. 147-165). Ediciones del Jinete Insomne.
- Caicedo Salcán, O. (2012). *Petroamazonas como instrumento de la política petrolera* (Programa de estudios socioambientales) [Tesis para obtener el título de Maestría en Ciencias Sociales con mención en Gobernanza Energética, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales sede Ecuador]. UASB sede Ecuador. <http://repositorio.flacsoandes.edu.ec/handle/10469/9036>
- Calles Almeida, P., Vega Araújo, J., Arond, E., Muñoz Cabré, M., Guerrero, R., Valle Riestra, E., Mariño, H., Fonseca, R., & Tamborrel, A. (2023, enero). *Transición energética en Latinoamérica: ¿hacia dónde vamos?* SEI; Stocholm Environment Institute. <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2023/01/transicion-energetica-sei2023.002.pdf>
- Campos-Climent, V., Sanchis-Palacio, J., & Ejarque-Catalá, A. (2022). Relevancia del valor social en las empresas agroecológicas de la Comunidad Valenciana. Aplicación de la Economía del Bien Común para la mejora de su gestión sostenible. *TERRA, Revista de Desarrollo Local*, 2022(10), 112-137. IIDL Instituto Interuniversitario de Desarrollo Local. <https://doi.org/10.7203/terra.10.23847>
- Cañizares-Arévalo, J. de J. (2020). El rol de la responsabilidad social empresarial para las microempresas: ¿Qué tanto se cumplen las buenas prácticas? *Aibi revista de investigación, administración e ingeniería*, 8(1), 107-115. <https://doi.org/10.15649/2346030X.700>
- Carpintero, Ó. (2010). Entre la mitología rota y la reconstrucción: Una propuesta económico-ecológica. *Revista de Economía Crítica, Primer semestre 2010*(9). Departamento de Economía Aplicada, Universidad de Valladolid.
- Cecchini, S. (2005). Indicadores sociales en América Latina y el Caribe. *CEPAL Santiago de Chile*, 34, 82. CEPAL.
- Celi, E. (2021, junio 29). Seguros Sucre: El monopolio que movió contratos por USD 785,8 millones. *Primicias Periódico Digital*. Primicias Periódico Digital. <https://www.primicias.ec/noticias/politica/seguros-sucre-monopolio-785-millones/>
- CEPA. (2022). *Los Ricos de Argentina*. Centro de Economía Política Argentina. <https://losricosdeargentina.com.ar/rey2.html>
- CEPAL. (2023). *Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe 2023* (Resumen Ejecutivo LC/PUB.2023/7; Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe, p. 39). Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

- CEPAL, Calderón, Á., Dini, M., & Stumpo, G. (2016, diciembre). *Los desafíos del Ecuador para el cambio estructural con inclusión social* (División de Desarrollo Productivo y Empresarial). Naciones Unidas; Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Chang, H.-J. (2007). *State-Owned Enterprise Reform* (Policy Notes). UN DESA; Naciones Unidas.
- Chaparro, M., Olmedo, S., & Gabilondo, V. (2016). El Indicador de la Rentabilidad Social en Comunicación (IRSCOM): Medir para transformar. *Cuadernos de información y comunicación*, 21(21), 47-62. <https://doi.org/10.5209/CIYC.52944>
- Chevron. (2024). *Who we are, Chevron the human energy company*. <https://www.chevron.com/who-we-are>
- Clavijo Cevallos, M. P., & Gutiérrez Toscano, K. V. (2023). Sistema de indicadores de sostenibilidad ambiental para la conservación del cerro Putzalagua, Ecuador. *Revista Espamciencia para el Agro*, 14(1), 15-21. https://doi.org/10.51260/revista_espamciencia.v14i1.359
- Clementi, L., Carrizo, S., & Berdolini, J. L. (2018). Vaivenes en el camino de las energías renovables en Argentina, desafíos para una transición latente. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 41, 19-26.
- CNE. (2007). *Cronología del sector petrolero Francés* (Dirección de Petróleo; p. 8). Comisión Nacional de Energía.
- CNPC. (2019). *CNPC Informe Anual 2018* (CNPC; CNPC Informe Anual, p. 66). CNPC; Corporación Nacional de Petróleos de China. <https://www.cnpc.com.cn/es/2018nb/201908/04ba9242c4544579b9cbdee45e0d0e94/files/c254d407a69240d9a06eadc9db02cc0d.pdf>
- Colmenares, F. (2019). *Despojo, resistencia y corrupción: México en los ciclos del precio del petróleo* (eLibro Cátedra España; 1a.). Ciudad de México : Cámara de Diputados, LXIV Legislatura, Consejo Editorial : Plaza y Valdés Editores ; Madrid, España : Plaza y Valdés S.L.
- Companys, R., & Corominas, A. (1988). *Planificación y rentabilidad de proyectos industriales*. <https://elibro-net.ezbusc.usc.gal/es/ereader/busc/45846>
- Constante, S. (2019, marzo 5). Las ciudades artificiales no funcionan en la selva. *elpais.com*. https://elpais.com/elpais/2019/02/18/planeta_futuro/1550490754_608600.html
- Constitución de la República del Ecuador, 449 Registro Oficial del Ecuador (2008).
- Córdova Vaca, A. (2011). *El Ecuador en la OPEP: Análisis de su conveniencia e influencia en la política petrolera nacional* [Tesis para optar por el título de Magister en Seguridad y Desarrollo, Instituto de Altos Estudios Nacionales]. IAEN.
- Correa Delgado, R. (2009). *Ecuador: De Banana Republic a la no república* (Primera). Nomos Impresores.

- CREO. (2021). *Plan de Trabajo 2021-2025, por un Ecuador justo, próspero y solidario*.
<https://creostorage.blob.core.windows.net/uploads/2020/11/Plan-de-Gobierno-Lasso-Borrero-2021-2025.pdf>
- Cubillo-Guevara, A. P., Hidalgo-Capitán, A. L., & García-Álvarez, S. (2016). El Buen Vivir como alternativa al desarrollo para América Latina. *Revista Iberoamericana de Estudios de Desarrollo*, 5(2), 30-57.
- Cubillos, A., & Estenssoro, F. (Eds.). (2011). *Energía y medio ambiente: Una ecuación difícil para América Latina, los desafíos del crecimiento y desarrollo en el contexto del cambio climático* (Instituto de Estudios Avanzados; Primera). Inst. Igualdad Centro de Estudios; Universidad Santiago de Chile.
- Cuesta, A., & Valencia, M. (2014). *Indicadores de gestión humana y del conocimiento en la empresa* (Primera edición). <https://elibro-net.ezbusc.usc.gal/es/ereader/busca/96906>
- Dalton, J. A., & Esposito, L. (2011, mayo). Standard Oil and Predatory Pricing: Myth Paralleling Fact. *Review of industrial organization*, 38(3), 245-266. JSTOR Archival Journals and Primary Sources Collection Springer Online Journals Complete.
- Dávalos, P. (2006, mayo 15). Estado ecuatoriano decreta caducidad de contrato con Oxy. *América Latina en movimiento*. <https://www.alainet.org/es/active/11484?language=en>
- Dávila Toro, L. A., Heredia Logroño, P. A., Lara Núñez, T. de L., & Looz Gómez, J. A. (2024). Las empresas públicas en Ecuador: Historia y evolución. *Latam: revista latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades*, V(2), 1256-. <https://doi.org/10.56712/latam.v5i2.1948>
- Decreto Ejecutivo 314, No. 171 del Miércoles 14 de Abril del 2010 Registro Oficial 4 (2010).
- Decreto Ejecutivo 315, No. 171 del Miércoles 14 de Abril del 2010 Registro Oficial 5 (2010).
- Decreto Ejecutivo 399 creación del MERNNR, Año II Registro Oficial (2018).
- Decreto Ejecutivo 1051, Suplemento 209 del 22 de Mayo 2020 Registro Oficial 13 (2020).
- Decreto Ejecutivo 1351-A, Año IV-No. 860 del Miércoles 2 de Enero de 2013 Registro Oficial 2 (2012).
- Decreto Ejecutivo No. 1221 (2021).
- Desfrancois, P. G. F. (2019). Evaluación Empírica de los Síntomas de la Enfermedad Holandesa en la Historia Ecuatoriana Reciente (2007-2017). *Actualidad Económica*, 29(97), 23-35. Dialnet.
- Devlin, R., & Cominetti, R. (1994). La crisis de la empresa pública, las privatizaciones y la equidad social. *CEPAL, Abril 1994*, 83. CEPAL.

- Dirección Nacional de Hidrocarburos. (2005). *Estadística Hidrocarburífera 2004* (Estadístico anual DNH-2004; Estadística Hidrocarburífera del Ecuador, p. 54). Ministerio de Energía y Minas; Ministerio de Energía y Minas.
- Dirección Nacional de Hidrocarburos. (2007). *Estadística Hidrocarburífera 2006* (Estadístico anual DNH-2006; Estadística Hidrocarburífera del Ecuador, p. 30). Ministerio de Energía y Minas; Ministerio de Energía y Minas.
- Donoso Game, A. (2008). De deudores a acreedores. En *Territorios y recursos naturales: El saqueo versus el buen vivir*.
- EFE. (2010, noviembre 24). Ecuador inicia la toma de control de los campos de Petrobras y de otras petroleras. *eleconomista.es*.
<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/2629843/11/10/Ecuador-inicia-la-toma-de-control-de-los-campos-de-Petrobras-y-de-otras-petroleras.html>
- Ekos. (2024). Petróleo, combustibles y minería. *Ekosnegocios.com, Servicios*.
<https://ekosnegocios.com/sector/servicios-petroleo-y-mineria>
- El Comercio. (2012, noviembre 16). Petroamazonas se consolida como petrolera estatal. *elcomercio.com*. <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroamazonas-se-consolida-petrolera-estatal.html>
- El Comercio. (2015, noviembre 15). *Petroamazonas recibió un reconocimiento ambiental en Londres*.
<https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroamazonas-yasuni-londres-puentesdosel-crudo.html>
- El Comercio. (2016, agosto 4). Petroamazonas asumió operación del campo Sacha en lugar de Río Napo en liquidación. *elcomercio.com*.
<https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroamazonas-operacion-camposacha-rionapo-ecuador.html>
- El Comercio. (2018, febrero 7). Petroamazonas depende de las asignaciones del Ministerio de Finanzas. *elcomercio.com*.
<https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroamazonas-ingresos-finanzas-ecuador-produccionpetrolero.html>
- El Comercio. (2024, julio 11). Banco del Pacífico registró un récord histórico de utilidades. *elcomercio.com*. <https://www.elcomercio.com/empresariales/banco-pacifico-registro-record-historico-utilidades.html>
- El Diario. (2007, febrero 9). Wilson Pastor nuevo gerente del Bloque 15. *eldiario.ec*.
<https://www.eldiario.ec/noticias-manabi-ecuador/24780-wilson-pastor-nuevo-gerente-del-bloque-15/>
- El Economista. (2015, febrero 10). ¿Por qué se desplomó el petróleo en 2014? Los verdaderos culpables más allá del fracking. *eleconomista.es*. <https://www.eleconomista.es/materias->

primas/noticias/6463592/02/15/Los-verdaderos-responsables-del-desplome-del-petroleo-durante-2014-el-fracking-no-esta-solo.html

- El Tiempo. (2006, noviembre 16). Se reinició producción de Oxy en Ecuador. *eltiempo.com*.
<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-2280070>
- El Universo. (2005, abril 21). Alfredo Palacio jura como Presidente y posesiona a varios funcionarios. *eluniverso.com*.
<https://www.eluniverso.com/2005/04/21/0001/8/8EE2612625614AB2B62DC21D64654153.html/>
- El Universo. (2006, mayo 21). Ecuador aplicará régimen especial en bloque petrolero 15. *EL UNIVERSO*. Noticias.
<https://www.eluniverso.com/2006/05/21/0001/9/3D5EF438B1A24981AE7E6B217F6EDB48.html/>
- Emaides, A., Salerno, M. L., & Paredes, M. D. (2018). Políticas públicas para el desarrollo sustentable: Indicadores de gestión ambiental. *InterNaciones, enero-abril 2018*(Año 5, Número 13), 131-158. Universidad de Guadalajara. <https://doi.org/10.32870/in.v5i13.7069>
- Enap Sipec. (2022). *Notas a los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2021*.
- EP Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera* (Coordinación General de Imagen Empresarial EP Petroecuador; p. 146) [Imagen empresarial]. EP Petroecuador; EP Petroecuador.
- EP Petroecuador. (2018). *45 años al servicio del país, informe estadístico 1972-2017* (p. 163) [Informe estadístico]. EP Petroecuador; EP Petroecuador.
- EP Petroecuador. (2021, febrero). *Listado oficial de nomenclatura interna para facilidades de producción, activos, bloques, campos, plataformas y pozos de EP Petroecuador* (Gerenciamiento de Datos & SIG). <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/02/GDD-PEC-RPR-LISTADO-OFICIAL-NOMENCLATURA-20210226.pdf>
- EP Petroecuador. (2022). *EP Petroecuador, Rendición de Cuentas 2021* (Empresarial 2021; Rendición de Cuentas, p. 17). EP Petroecuador; EP Petroecuador. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/03/23.03.2022-INFORME-RENDICION-DE-CUENTAS-2021.pdf>
- Equinor. (2018). *The Equinor Book*. www.equinorbook.com
- Equinor. (2020a). *2019 Annual report and Form 20-F*.
- Equinor. (2020b). *Equinor: About us*. <https://www.equinor.com/about-us>
- Equinor. (2024). *Tax contribution report 2024*.

- Escuela de Estadística UCR. (2020). *Notas Técnicas: Cálculo de los índices de desarrollo humano— Presentación gráfica*. https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-09/notas_tecnicas.pdf
- España, S. (2020, enero 1). Ecuador sale de la OPEP para escapar de los recortes de producción. *El País*. https://elpais.com/economia/2019/12/30/actualidad/1577730826_832157.html
- Estrada, J. (2006, noviembre). *El modelo petrolero noruego y sus beneficios*. Analítica Energética S.C. http://analiticaenergetica.com/El_Modelo_Petrolero_Noruego.pdf
- European Commission. (2024). What is Corporate Social Responsibility? [Informativa]. *Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/corporate-sustainability-and-responsibility_en?prefLang=es#what-is-corporate-social-responsibility
- Expansión. (2013, abril 8). Rosneft: En camino a las `grandes ligas`. *Expansión, México*. <https://expansion.mx/negocios/2013/04/05/rosneft-en-camino-a-grandes-ligas>
- Expansión / Datosmacro. (2023). Producción de petróleo [Informativa]. *datosmacro.expansion.com*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/petroleo/produccion/ecuador>
- ExxonMobil. (2024). *About us, who we are*. <https://corporate.exxonmobil.com/who-we-are>
- Fernández A., G. (2005). Abundancia de recursos naturales o instituciones de calidad: ¿qué define el crecimiento económico? *Cuestiones Económicas*, 21(3), 165-179.
- Flores Trujillo, C. O., Ramírez Ramírez, C., Pérez Hernández, J. L., Orantes López, R., & León García, A. (2017). Cálculo de las reservas de hidrocarburos en diferentes etapas de la explotación de un yacimiento petrolero. *Ingeniería Petrolera*, 58(1), 21-43. UNAM.
- FMI. (2019). *Perspectivas Económicas, Las Américas frustradas por la incertidumbre* (Edición en Español ©2019 Fondo Monetario Internacional Oct 19). Fondo Monetario Internacional.
- Fontaine, G. (2002). Sobre bonanzas y dependencia: Petróleo y enfermedad holandesa en el Ecuador. *Íconos-Revista de Ciencias Sociales*, 13, 102-110. <http://revistas.flacsoandes.edu.ec/iconos/article/view/628>
- Fontaine, G. (2009, abril). Los conflictos ambientales por petróleo y la incidencia del movimiento ambientalista en el Ecuador. *Letras Verdes, revista latinoamericana de estudios socioambientales*, 1-7. FLACSO, Ecuador. <https://revistas.flacsoandes.edu.ec/letrasverdes/article/view/825/793>
- Fornillo, B. (2024). Hacia una definición de transición energética para Sudamérica: Antropoceno, geopolítica y posdesarrollo. En *Geopolítica de la transición energética: Perspectivas del Sur Global y el caso de Bolivia* (Primera, pp. 83-102). Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia); Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia).

- Frérot, A. (2014, noviembre 3). Economía circular y eficacia en el uso de los recursos: Un motor de crecimiento económico para Europa. *Fundación Robert Schuman / Cuestión de Europa*, 331.
- Fresco, P. (2020). Geopolítica de la transición energética. *Política Exterior*, 34(198), 150-161. JSTOR Archival Journals and Primary Sources Collection.
- Galarza Zavala, J. (1974). *El Festín del Petróleo* (Tercera).
<https://cehist.mil.ec/images/2019/libros3/10.pdf>
- Galeano, E. (2004). *Las venas abiertas de América Latina* (76.^a ed.). Siglo XXI Editores.
- Galindo Castro, M. (2015). *Una sola vía, un solo camino: El desarrollo. La ideológica militar y la administración del nacionalismo revolucionario (1927-1975)* [Tesis para obtener el título de Maestría en Ciencias Sociales con mención en Sociología, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales sede Ecuador]. FLACSO, Ecuador.
- Galindo, J. (2021). El origen del capitalismo de amigos latinoamericano actual: La operación de redes de intereses e instituciones clave en el periodo colonial. *América latina en la historia económica*, 28(3), 1-24. Instituto de Investigaciones Dr. José María Luis Mora.
<https://doi.org/10.18232/alhe.1221>
- Galli, A. (2012, noviembre). *La alianza entre Estados Unidos y Arabia Saudita: ¿Que perspectivas?* (Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales). VI Congreso de Relaciones Internacionales, La Plata, Argentina. Instituto de Relaciones Internacionales, Universidad Nacional de La Plata.
http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/40084/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013, octubre). *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*. Centro de Investigación Económica y Social.
https://repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/331/Repor_Octubre_2013_Garcia_et_al.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- García Jiménez, O. (2014). Fórmula Du Pont y su rentabilidad, vista desde la óptica administrativa. *Inquietud Empresarial*, 15(2), 89-113. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
<https://doi.org/10.19053/01211048.3342>
- García-Carro, B., & Sánchez-Sellero, M.-C. (2022). Evolución de la calidad de vida subjetiva en la Unión Europea. Comparación de diferentes metodologías para la construcción de indicadores sintéticos. *Revista de economía mundial*, Vol. 61(61), 21-38.
<https://doi.org/10.33776/rem.v0i61.5140>
- Gazprom EP International. (2022). *Gazprom EP International, History*. Gazprom International.
<https://www.gazprom-international.com/about/history/>

- Gilces Vidal, C. N., & Salazar Cobeña, G. V. (2023). Gestión ambiental y su efecto en la rentabilidad financiera de la empresa «Avícola Mía» del Cantón Bolívar-Ecuador 2019. *Polo del Conocimiento: Revista científico - profesional*, 8(4), 455-482.
<https://doi.org/10.23857/pc.v8i3>
- Giordano, E. (2002). *Las guerras del petróleo: Geopolítica, economía y conflicto* (1a.). Icaria editorial, s.a.
<https://books.google.com.gt/books?id=MiTmOajkQwC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false>
- Gisbert Soler, V., & Raissouni, O. (2014). Benchmarking, herramienta de control de calidad y mejora continua. *3C Empresa*, 3(4), 217-233.
- González Calle, F. T. (2017). *Las Empresas Públicas en el Ecuador: Su situación jurídica y su régimen laboral* (Primera). Universidad de Cuenca.
- González, M. (2023, octubre 23). En Ecuador se registra un promedio de 21 homicidios diarios. *Primicias*. <https://www.primicias.ec/noticias/seguridad/personas-asesinadas-promedio-diario-ecuador/>
- Grajales Guerra, T. (2017). La metodología de la investigación histórica: Una crisis compartida. *Enfoques : revista de la Universidad Adventista del Plata*, 14(1 y 2), 5-21. DOAJ Directory of Open Access Journals.
- Greco, S., Ishizaca, A., Tasiou, M., & Torrisi, G. (2019). On the Methodological Framework of Composite Indices: A Review of the Issues of Weighting, Aggregation, and Robustness. *Social indicators research*, Vol. 141(1), 61-94. SpringerNature Journals.
- Guajardo Soto, G. (2013, junio). Empresas públicas en América Latina: Historia, conceptos, casos y perspectivas. *Revista de Gestión Pública*, 2(1), 5-24.
https://www.researchgate.net/publication/342795387_Empresas_publicas_en_America_Latina_historia_conceptos_casos_y_perspectivas
- Gudynas, E. (2003). *Ecología, Economía y Ética del Desarrollo Sostenible* (Primera). ILDIS.
https://ecuador.fes.de/fileadmin/user_upload/pdf/0399.pdf
- Guédez Mozur, C. G., De Armas Hernández, D., Reyes Jil, R., & Galván Rico, L. (2003). Los sistemas de gestión ambiental en la industria petrolera internacional. *Interciencia*, 28(9), 528-533. <http://search.proquest.com/openview/77c4b485c4eedd3b25a2314adf9c9c06/1?pq-origsite=gscholar&cbl=21011>
- Guevara, V. (2001). *El Sistema de Contratación en las actividades del Sector Petrolero y su Incidencia an la Economía del País* (XXVIII CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL Y DESARROLLO) [Tesis presentada como requisito para optar al título de Máster en Seguridad y Desarrollo con mención en Gestión Pública y Gerencia Empresarial, Instituto de Altos Estudios Nacionales]. IAEN.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. del P. (2010). *Metodología de la Investigación* (Quinta).

- Howard, C. A. (2015, octubre). Models within the Norwegian Model of Oil Sector Performance. *The Journal of Global Business Management*, 11(2), 96-75.
<http://www.jgbm.org/page/9%20Carol%20A.%20Howard.pdf>
- Howard, R. (2008, mayo). Britain, Persia and petroleum. *History today*, 58(5), 44-50. Alma/SFX Local Collection. <https://www.historytoday.com/archive/britain-persia-and-petroleum>
- Huerta, C., & Ruíz, F. (2012, agosto). Petrobras: Petróleo, finanzas públicas y desarrollo. *Ola Financiera México, Mayo-Agosto 2012*(12).
http://www.olafinanciera.unam.mx/new_web/12/pdfs/Huerta-Ruiz_OlaFin-12.pdf
- IAEA Organismo Internacional de Energía Atómica. (2015). *El accidente de Fukushima Daiichi, Informe del Director General* (Informe de accidente GC(59)/14; p. 219). IAEA Organismo Internacional de Energía Atómica; IAEA.
- IDAE. (2006a, septiembre). *Energía eólica* (Manuales de energías renovables). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; IDAE.
<http://www.esengrupo.com/uploads/descargas/archivo/Manual%20de%20Energ%C3%ADa%20Eólica%20IDAE.pdf>
- IDAE. (2006b, octubre). *Minicentrales hidroeléctricas* (Manuales de energías renovables). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; IDAE.
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024* (Estadístico anual 2024; Worl Energy Outlook, p. 398). International Energy Agency.
- INEC. (2023). *Encuesta Nacional de Empleo, Desempleo y Subempleo—ENEMDU, Indicadores Laborales I Trimestre 2023* (Encuesta 2023 I; Indicadores Laborales, p. 63). Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- INEEP. (2020). *Transición energética, estrategias nacionales y empresas petroleras: ¿Cuáles son sus impactos sobre los trabajadores?* (Fundación Friedrich Ebert Stiftung; p. 81) [Informe Especial]. Instituto de Estudios Estratégicos de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles; IndustriALL Global Union. https://www.industriall-union.org/sites/default/files/uploads/documents/2021/Energy/sr_energy_transition_es_v31.pdf
- Innovacion y Cualificacion, S.L. (2019). *Gestion ambiental y desarrollo sostenible* (2a.). IC Editorial. <https://elibro-net.ezbusc.usc.gal/es/ereader/busca/124252>
- International Energy Agency. (2023). *Energy Technology Perspectives 2023* (Reports; Energy Technology Perspectives). 1; IEA.
- IRENA. (2025). *Renewable Energy Statistics 2025* (Renewable Energy Statistics, p. 288). International Renewable Energy Agency; International Renewable Energy Agency. ISBN: 978-92-9260-675-6

- Jarrín Ampudia, G. (2006). ¿Cómo recobrar el patrimonio petrolero de todos los ecuatorianos? *Comentario Internacional: revista del Centro Andino de Estudios internacionales*, 6. Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, UASB.
- Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (1996). Using the Balanced Scorecard as a Strategic Management System. *Harvard Business Review*, 74(1), 75-85. Business Source Premier.
- Kuwait Petroleum Corporation. (2022). *KPC About Us* [Empresarial]. Kuwait Petroleum Corporation. <https://www.kpc.com.kw>
- L'histoire. (2016, junio 24). *Fundación de Pemex (7 de junio de 1938)* [Compendio histórico]. L'Historia/América/México/Fundación de Pemex. <https://www.lhistoire.com/mexico/pemex>
- La Hora. (2006, mayo 19). Ecuador depende de tecnología de Oxy para la extracción de crudo. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/noticias/ecuador-depende-de-tecnolog-a-de-oxy-para-la-extracci-n-de-crudo/>
- La Hora. (2007, enero 15). Rafael Correa jura su cargo como Presidente de Ecuador. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/noticias/rafael-correa-jura-su-cargo-como-presidente-de-ecuador/>
- La Hora. (2018, marzo 8). Campo petrolero Tortuga se incorpora a la producción nacional. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/noticias/campo-petrolero-tortuga-se-incorpora-a-la-produccion-nacional-3/>
- La Hora. (2019, julio 23). Petroamazonas asume la operación del campo petrolero Bermejo, Bloque 49. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/noticias/petroamazonas-asume-la-operacion-del-campo-petrolero-bermejo-bloque-49/>
- La Hora. (2022a, marzo 28). Ecuador pierde \$500 millones al año por quemar el gas asociado a la producción petrolera. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/pais/gas-desprecio-quema-campos-petroleros/>
- La Hora. (2022b, noviembre 14). Fracaso en la venta del Banco del Pacífico. *Lahora.com.ec*. <https://www.lahora.com.ec/editorial/fracaso-en-la-venta-del-banco-del-pacifico/>
- Landázuri, H., & Jijón, C. (1988). *El Medio Ambiente en el Ecuador*. ILDIS. https://ecuador.fes.de/fileadmin/user_upload/pdf/502%20MEDAMB1988_0126.pdf
- Larrea, C. (2006a). *Hacia una historia ecológica del Ecuador: Propuesta para el debate* (Primera). Corporación Editorial Nacional.
- Larrea, C. (2006b). Petróleo y estrategias de desarrollo en el Ecuador: 1972-2005. En *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador 3. Las ganancias y pérdidas* (Abril 2006, Vol. 3, pp. 57-68). Flacso-Sede Ecuador; FLACSO Ecuador. <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/58306.pdf>
- Larrea, C., & Sánchez, J. (2003, diciembre). Pobreza, dolarización y crisis en el Ecuador. *Ecuador Debate*, 60, 7-24. Centro Andino de Acción Popular CAAP.

<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Gj2gWADSflAC&oi=fnd&pg=PA7&dq=precios+del+petroleo+ecuador&ots=GhJ3I7LN-w&sig=wS1OCfJxGPRU-NZ0IB6LsIyWYbY>

- Latorre, S. (2009). *El ecologismo popular en el Ecuador: Pasado y presente*. IEE; Instituto de Estudios Ecuatorianos, FLACSO.
- Ledesma, F. R. (2015). *Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera* [Trabajo de investigación para obtener la Licenciatura en Economía]. Universidad Nacional de Cuyo (UNCUYO).
- Ley de Hidrocarburos del Ecuador, Decreto Supremo No. 2967, 711 Registro Oficial del Ecuador (1978). Última Reforma: Tercer Suplemento del Registro Oficial 587, 29-XI-2021
- Ley de Hidrocarburos del Ecuador, Decreto Supremo No. 2967, Registro Oficial (2023). Decreto Supremo No. 2967, Última Reforma: Edición Constitucional del Registro Oficial 160, 11-I-2023 https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/07/17_Ley_Hidrocarburos.pdf
- Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública, 245 del 7 de febrero 2023 Registro Oficial (2023).
- Ley Orgánica del Servicio Público, LOSEP, 11 Agosto 2010, Año II, 6 Octubre 2010, No. 294 Registro Oficial (2010).
- Ley Orgánica para el desarrollo económico y sostenibilidad fiscal tras la pandemia Covid-19, Año III-Nro. 587, Año III Registro Oficial 120 (2021). Promulgado en el Registro Oficial por el gobierno de Guillermo Lasso «en vista que el Pleno de la Asamblea Nacional no ha aprobado, modificado o negado el proyecto de ley... de conformidad con el artículo 140 e la Constitución de la República»
- Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos, 2006-42, Año II, No. 257, Suplemento Registro Oficial del Ecuador (2006). Primer Debate: 9-Mar-2006, Segundo Debate: 29-Mar-2006, Allanamiento a la Objeción Parcial: 19-Abr-2006
- Longhini, M. V., & Ajmat, R. F. (2021). Nuevo indicador de sostenibilidad ambiental urbana. *Legado de arquitectura y diseño*, 15(28), 14-. Universidad Nacional de Tucuman, Argentina. <https://doi.org/10.36677/legado.v15i28.14158>
- López Álvarez, N. L., & Blanco Heras, D. (2010). *Sostenibilidad y Responsabilidad Social. La estrategia de la Universidad de Santiago de Compostela y los resultados obtenidos*. CONAMA10 Congreso Nacional del Medioambiente, Madrid. <http://www.conama.org/conama10/download/files/conama/CT%202010/40861.pdf>
- Mabro, R. (2007, noviembre 21). *El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética* (ARI No. 114/2007). Real Instituto Elcano. <https://www.realinstitutoelcano.org/analisis/el-nacionalismo-petrolero-la-industria-del-petroleo-y-la-seguridad-energetica-ari/>

- Madaula Munt, M. (2022, febrero 16). Cómo afecta la privatización del agua en una emergencia climática. *climatica.coop*. <https://climatica.coop/2022-02-16-privatizacion-agua/#>
- MapBiomás Ecuador. (2023). Qué es la iniciativa Mapbiomas Ecuador [Institucional]. *ecuador.mapbiomas.org*. <https://ecuador.mapbiomas.org/proyecto/>
- March Corbella, H. (2019, febrero). *El surgimiento de la Economía Ecológica*. Oberta UOC Publishing, SL; Universitat Uberta de Catalunya.
- Martínez Alier, J. (2008). Decrecimiento Sostenible: París, abril del 2008. *Ecología Política*, 35, 51-58. JSTOR Archival Journals and Primary Sources Collection Dialnet. <https://www.jstor.org/stable/20743422>
- Martínez Alier, J. (2011). Hacia una economía sostenible: Dilemas del ecologismo actual. *Letras Verdes, revista latinoamericana de estudios socioambientales*, 9, 5-25. <http://www.flacsoandes.org/letrasverdes>
- Martínez Alier, J., & Roca Jusmet, J. (2013). *Economía Ecológica y Política Ambiental* (Tercera). Fondo de Cultura Económica. https://www.google.com.ec/books/edition/Economía_ecológica_y_política_ambient/dvoTDQAAQBAJ?hl=es&gbpv=1&printsec=frontcover
- Martínez, F., & Herrera, S. (2021, abril 1). Pemex, su reestructuración corporativa, financiera y productiva, y los efectos de ésta sobre la balanza comercial petrolera. *El trimestre económico*, 88(349), 143-180. <https://www.eltrimestreeconomico.com.mx/index.php/te/article/view/1005/1301>
- Martín-Mayoral, F. (2009). Estado y mercado en la historia de Ecuador: Desde los años 50 hasta el gobierno de Rafael Correa. *Nueva Sociedad, Mayo-Junio de 2009*(221), 120-136.
- Mazzucato, M. (2019). El Estado emprendedor: Socializar riesgos y recompensas. *Revista Propuestas para el Desarrollo, Año III*(III), 225-244.
- MERNNR. (2019a). *Informe anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2018* (Anual 2018; Informe anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador, p. 104). Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR); MERNNR.
- MERNNR. (2019b). *Organigrama del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables*. MERNNR. <https://es.scribd.com/document/427711913/Organigrama-MERNNR>
- MERNNR. (2019c). *Planificación Estratégica del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables*. MERNNR. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/planificacion-estrategica/>
- MERNNR. (2020). *Estadística de hidrocarburos de crudo y derivados 2019* (Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos; Estadística de hidrocarburos de crudo y derivados, p. 165) [Estadístico anual]. MERNNR - Viceministerio de Hidrocarburos - Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos; MERNNR.

- MERNNR. (2022). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2021* (Anual 2021; Informe anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador). Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR).
- Ministerio de Energía y Minas. (2020, agosto 28). Petroecuador EP absorberá a Petroamazonas EP, acorde la decisión de los Directorios de ambas empresas. *Comunicado Oficial MERNNR*. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/petroecuador-ep-absorbera-a-petroamazonas-ep-acorde-la-decision-de-los-directorios-de-ambas-empresas/>
- Ministerio de Energía y Minas. (2024). *Balance Energético Nacional 2023* (Estadístico anual 2023; Balance Energético Nacional, p. 32). Ministerio de Energía y Minas del Ecuador; MEM.
- Ministerio de Minas y Petróleos. (2009). *Reservas de petróleo crudo y gas del País al 31 de Diciembre del 2008* (Dirección Nacional de Hidrocarburos; Anual 2008; Reservas de petróleo crudo y gas del Ecuador, p. 52). Ministerio de Minas y Petróleos, República del Ecuador; Ministerio de Minas y Petróleos.
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. (2010). *Reservas de petróleo crudo y gas del País al 31 de Diciembre del 2009* (Dirección Nacional de Hidrocarburos; Anual 2009; Reservas de petróleo crudo y gas del Ecuador, p. 34). Ministerio de Recursos Naturales No Renovables; MRNRR.
- Ministerio del Ambiente. (2019). *Valores, Misión y Visión del Ministerio del Ambiente del Ecuador* (Misión, Visión, Valores). MAE. <http://www.ambiente.gob.ec/valores-mision-vision/>
- Miramontes Viña, V. (2020). *Emprendimiento y Energías Renovables. Las Comunidades de Energías Renovables como base de un Desarrollo Rural Sostenible* [Tesis Doctoral, USC]. Minerva. Repositorio institucional da Universidade de Santiago de Compostela.
- Montesdeoca Espin, L., Narváez Gómez, G., & Lee, P. C. (2019). El retorno de la “enfermedad holandesa”: Un análisis del caso ecuatoriano. *Estado & comunes, revista de políticas y problemas público, enero-junio 2020*(10), 141-167. Instituto de Altos Estudios Nacionales (IAEN). Quito-Ecuador.
- Morales Reyes, G. (2008). Optimización de costos de producción a través de indicadores de eficiencia operativa para la industria petrolera. *Investigación Administrativa*, 37(101). scielo.org.mx. https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2448-76782008000100077&lng=es&nrm=iso
- Morales Villagomez, G. (2012). *Los contratos petroleros utilizados discrecionalmente en el Ecuador, como instrumentos de control político, económico y social: Enfoque realizado desde el estado social de derecho y el neo-constitucionalismo* (Programa de estudios socioambientales) [Tesis para obtener el título de Maestría en Ciencias Sociales con mención en Gobernanza Energética, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales sede Ecuador]. FLACSO Ecuador.

- Morandé L., F. (2016). A casi tres décadas del Consenso de Washington ¿Cuál es su legado en América Latina? *Estudios internacionales (Santiago, Chile)*, 48(185), 31-58. Universidad de Chile. <https://doi.org/10.5354/0719-3769.2016.44553>
- Moschella, P. (2023). Pérdida de bosques amazónicos por expansión urbana en el Perú. *Revista Kawsaypacha*, 2023-08(12), 1-17. <https://doi.org/10.18800/kawsaypacha.202302.A007>
- Naciones Unidas. (1973). *Informe de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el medio humano: Estocolmo, 5 a 16 de junio de 1972* (S.73.II.A.14; Estocolmo, 5 a 16 de junio de 1972, p. 83). Naciones Unidas; Naciones Unidas. <https://documents.un.org/doc/undoc/gen/n73/039/07/pdf/n7303907.pdf?token=Bo8jiEnqINEKYoAadj&fe=true>
- Naciones Unidas. (1993). *Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo: Río de Janeiro, 3 a 14 de Junio de 1992* (Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo; Naciones Unidas). Naciones Unidas; Naciones Unidas.
- Naciones Unidas. (2022a). *Conferencias, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible* [Institucional]. Bienvenidos a las Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/conferences/environment>
- Naciones Unidas. (2022b). *Naciones Unidas, Desafíos Globales, Cambio Climático* [Institucional]. Naciones Unidas, Desafíos Globales. <https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>
- Naciones Unidas. (2023). *Situación y perspectivas de la economía mundial 2023: Resumen ejecutivo* (Departamento de Asuntos Económicos y Sociales). Naciones Unidas; Naciones Unidas. <https://desapublications.un.org/sites/default/files/publications/2023-01/WESP2023ExecutiveSummaryS.pdf>
- Nansen, K. (2021, noviembre 10). *La mercantilización y privatización de la naturaleza avanza en América Latina* [La diaria ambiente]. <https://ladiaria.com.uy/ambiente/articulo/2021/11/la-mercantilizacion-y-privatizacion-de-la-naturaleza-avanza-en-america-latina/>
- Naredo, J. M. (2018). Orígenes y enfoques de la Economía Ecológica. *Gestión y ambiente*, 21(1), 35-48. Dialnet.
- National Iranian Oil Company. (2022). *National Iranian Oil Company at a Glance* [Empresarial]. <https://nioc.ir/en-US/nioc/5696/page/NIOC-at-a-Glance>
- Nauzán, V. H., Gutiérrez, D. P., & Persson, M. (2020, julio). Un nuevo Índice de Productividad Petrolera. *ESPACIOS*, 41(25), 329-347. <https://www.revistaespacios.com/a20v41n25/a20v41n25p26.pdf>
- Neiva Santos, R. (2009). *Pettobras en la política exterior del gobierno de Lula: Una mirada desde la Economía Política Internacional* [Trabajo de disertación final para obtener la Maestría en Relaciones y Negociaciones Internacionales]. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales sede Argentina, Universidad de San Andrés en cooperación con la Universidad de Barcelona.

- Niño Villamizar, Y. A., Nieves Plata, M. E., & Cortés Jiménez, C. A. (2023). Desafíos de la transición energética sostenible. *Revista Facultad de Ciencias Económicas*, 31(2), 137-158. DOAJ Directory of Open Access Journals. <https://doi.org/10.18359/rfce.6423>
- Norsk Petroleum. (2023). State organisation of petroleum activities [Institucional]. *norskpetroleum*. <https://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/#:~:text=Through%20the%20SDFI%2C%20the%20Norwegian,shelf%20and%20asociated%20onshore%20facilities>.
- Ocampo, L. (2005). El manejo óptimo de la “Enfermedad Holandesa” para Ecuador. *Cuestiones Económicas*, 21(3), 5-46. Dialnet.
- Ojeda Segovia, L. (1992). *Bondad y perversidad de la privatización -Opinión pública y publicada-*. ILDIS.
- OPEC. (2021). *2021 World Oil Outlook 2045* (OPEC Secretariat). OPEC Secretariat; OPEC.
- OPEC. (2022a). *2022 World Oil Outlook 2045* (OPEC Secretariat). OPEC Secretariat; OPEC.
- OPEC. (2022b). *Monthly Oil Market Report, 12 April 2022* (Report Abril 2022; OPEC Monthly Oil Market Report, p. 90). OPEC; OPEC.
- OPEC. (2023a). *2023 World Oil Outlook 2045* (OPEC Secretariat). OPEC Secretariat; OPEC.
- OPEC. (2023b, enero). *About us: Brief History* [Institucional]. Organization of the Petroleum Exporting Countries. https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm
- OPEC. (2024). *Monthly Oil Market Report, 17 January 2024* (Report January 2024; OPEC Monthly Oil Market Report, p. 96). OPEC; OPEC.
- Orozco, M. (2022a, julio 27). 22 contratos petroleros podrían ser auditados por la Contraloría General. *primicias.ec*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/auditoria-contratos-petroleros-servicios-shushufindi/>
- Orozco, M. (2022b, septiembre 27). Schlumberger se lleva la mejor tajada en cinco contratos petroleros. *primicias.ec*. <https://www.primicias.ec/noticias/en-exclusiva/schlumberger-contratos-petroecuador-ecuador/>
- Orozco, M. (2022c, diciembre 1). El proceso para cambiar los contratos petroleros está «congelado». *Primicias Periódico Digital*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/contratos-petroleros-negociacion/>
- Orozco, M. (2023, agosto 8). Schlumberger enfrenta denuncia por contrato petrolero en Auca. *primicias.ec*. Primicias Periódico Digital. <https://www.primicias.ec/noticias/elecciones-presidenciales-2023/schlumberger-enfrenta-denuncia-por-contrato-petrolero-en-auca/>

- Pacheco, M. (2019, abril 24). *Ejecutivo dispone iniciar fusión de Petroecuador y Petroamazonas*. <https://www.elcomercio.com/actualidad/petroecuador-petroamazonas-fusion-moreno-decreto.html>
- Pacto Mundial Red Española. (2023, diciembre 19). COP28: El inicio del fin de los combustibles fósiles. *pactomundial.org*. <https://www.pactomundial.org/noticia/cop28-el-inicio-del-fin-de-los-combustibles-fosiles/#:~:text=Conclusiones%20de%20la%20COP28,-El%20primer%20balance&text=Para%20limitar%20el%20calentamiento%20global,de%20carbono%20cero%20para%202050>.
- Palacios Acero, L. C. (2015). *Estrategias de creación empresarial* (Segunda). Ecoe Ediciones. <https://elibro-net.ezbusc.usc.gal/es/ereader/busc/70450>
- Palacios, I. F. (1996). *América Latina: El estigma del petróleo (México, Ecuador, Venezuela)* (Primera). Instituto de Investigaciones Económicas UNAM y Ediciones El Caballito S.A.
- Paniagua, P. (2022). Empresas, privatización y control estatal: ¿qué sabemos hasta ahora? *Revista enfoques: ciencia política y administración pública*, 20(37), 1-30. Dialnet.
- Paredes, C. (2024, agosto 7). Gobierno privatizaría campos petroleros para empresas extranjeras. *La Prensa Chimborazo*. <https://www.laprensa.com.ec/privatizacion-de-campos-petroleros-a-internacionales/>
- Paredes-Gazquez, J. D., Rodríguez-Fernández, J. M., & de la Cuesta-González, M. (2016). Measuring corporate social responsibility using composite indices: Mission impossible? The case of the electricity utility industry. *Revista de contabilidad*, Vol. 19(1), 142. <https://doi.org/10.1016/j.rcsar.2015.10.001>
- Parsa, R., Kalahdoozan, M., & Alavi Moghaddam, M. R. (2016). Mid-depth oil concentration due to vertical oil dispersion in a regular wave field. *Environmental Fluid Mechanics*, 16(2), 335-346. <https://doi.org/10.1007/s10652-015-9423-2>
- Passet, R. (2013). *Las grandes representaciones del mundo y la economía a lo largo de la historia, del universo mágico al torbellino creador* (Primera). Clave Intelectual S.L. y Eudeba Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Paz y Miño, J. J. (2021, marzo 15). La «era neoliberal» latinoamericana [Blog de análisis político]. *Historia y Presente*. <https://www.historiaypresente.com/la-era-neoliberal-latinoamericana/>
- PDVSA. (2022). *Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)* [Empresarial]. http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8917&Itemid=569&lang=es
- Peláez, K. (2009). *Análisis de viabilidad del campo Drago de Petroproducción en el Oriente Ecuatoriano* [Tesis para la obtención del grado de Magister en Dirección de Empresas]. Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador.

- Pengue, W. A. (2023). *Economía ecológica, recursos naturales y sistemas alimentarios: ¿Quién se come a quién?* (1a ed.). Orientación Gráfica Editora.
- Peñañiel Loor, J. F., Pibaque Pionce, M. S., Morán Chilán, J. H., & Parrales Reyes, J. E. (2021). Consideraciones de la responsabilidad social empresarial en la rentabilidad económica de las empresas. *Dominio de las Ciencias*, 7(5), 1262-1279. Universidad de la Rioja.
- Pérez Espinoza, M. J., Espinoza Carrión, C., & Peralta Mocha, B. (2016). La Responsabilidad Social Empresarial y su enfoque ambiental: Una visión sostenible a futuro. *Revista Universidad y Sociedad*, 8(3), 169-178. Universidad de Cienfuegos.
- Perkins, J. H. (2017). *Changing energy: The transition to a sustainable future*. Oakland, California: University of California Press; Ebook Central Perpetual and DDA.
- Petroamazonas EP. (2013, octubre). *Comunidades del Milenio, Pañacocha—Playas de Cuyabeno* (Jefatura de Comunicación Corporativa). Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2014). *Informe de Gestión 2013* (Jefatura de Comunicación Corporativa; Anual 2013; Informe de Gestión, p. 94). Petroamazonas EP; Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2015a). *Rendición de Cuentas 2014* (Anual 2014; Rendición de Cuentas, p. 86). Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2015b, noviembre 23). Cuatro galardones recibió Petroamazonas EP por sus buenas prácticas de Responsabilidad Social, Ambiental y Gestión empresarial. *Noticias EP Petroecuador*. Petroamazonas EP. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12671>
- Petroamazonas EP. (2017, abril 28). *Reglamento para el funcionamiento del Directorio de Petroamazonas EP*. Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2018). *Plan Estratégico Empresarial 2017-2021* (p. 52). Petroamazonas EP; Petroamazonas EP. <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/09172018-PLAN-ESTRATEGICO-2017-2021-V1R4-con-Anexos-y-Resolucion.pdf>
- Petroamazonas EP. (2019). *Reporte Gerencial 2018* (Anual 2018; Reporte Gerencial, p. 68). Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2020a). *Reporte Gerencial 2019* (Anual 2019; Reporte Gerencial, p. 66). Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP. (2020b, marzo). *Plan Estratégico Empresarial 2018-2021*. Petroamazonas EP. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/05/Plan-Estrategico-2018-2021-actualización-2020.pdf>
- Petroecuador. (2005, julio). *Ley Especial de Petroecuador*. <https://faolex.fao.org/docs/pdf/ecu78460.pdf>

- Petroecuador. (2007). *Informe anual 2006* (Informe de labores, p. 82) [Anual]. Petroecuador.
- Petroecuador. (2008). *Informe de Labores 2007* (Informe de labores, p. 106) [Anual]. Petroecuador.
- Petrooriental Sucursal Ecuador. (2022). *Notas a los estados financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020*. Petrooriental Sucursal Ecuador.
- Pluspetrol Ecuador. (2022). *Notas explicativas a los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2021*.
- Primicias. (2022, julio 27). 22 contratos petroleros podrían ser auditados por la Contraloría General. *primicias.ec*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/auditoria-contratos-petroleros-servicios-shushufindi/>
- Primicias. (2024, enero 12). ¿Una ciudad perdida en Morona Santiago? Este es el asombroso hallazgo de la ciencia. *primicias.ec*. <https://www.primicias.ec/noticias/entretenimiento/cultura/ciudad-perdida-morona-santiago-ciencia/>
- Quiroga Martínez, R. (2009). Guía metodológica para desarrollar indicadores ambientales y de desarrollo sostenible en países de América Latina y el Caribe. *CEPAL, 61*. CEPAL, Santiago de Chile. https://www.cepal.org/sites/default/files/courses/files/8_manual-61-cepal_formatoserie_color.pdf
- Ramírez Gallegos, F. (2018, diciembre). El regreso del neoliberalismo a Ecuador. *Le Monde Diplomatique en español*. <https://mondiplo.com/el-regreso-del-neoliberalismo-a-ecuador>
- Real Academia Española. (2015). *Diccionario de la Lengua Española* (23a.). Planeta Publishing; RAE.
- Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas, Decreto Ejecutivo 1215, 265 Registro Oficial (2001).
- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Registro Oficial, Acuerdo Ministerial 1 Edición Especial 254 (2018).
- Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la ARCH, No. 005-001-DIRECTORIO-ARCH-2013, 43 Registro Oficial Edición Especial (2013).
- Regueiro, R. M., Doldán, X. R., & Chas, M. L. (2010). *El sector eólico en la promoción de energías renovables en Galicia: Desarrollo normativo y justificación ambiental*.
- Repsol Ecuador. (2022). *Notas explicativas a los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2021* (p. 60) [Empresarial]. REPSOL ECUADOR S.A. SUCURSAL ECUADOR.
- Reuters. (2021, octubre 11). *Qatar Petroleum changes name to Qatar Energy signalling new strategy*. <https://www.reuters.com/business/energy/qatar-petroleum-changes-name-qatar-energy-signalling-new-strategy-2021-10-11/>

- Revista Crisis. (2021, diciembre 7). Lasso: Colectivizar las pérdidas, privatizar las ganancias. *Editorial*, <https://www.revistacrisis.com/editorial/lasso-colectivizar-las-perdidas-privatizar-las-ganancias>. <https://www.revistacrisis.com/editorial/lasso-colectivizar-las-perdidas-privatizar-las-ganancias>
- Revista Líderes. (2015, agosto 30). Petroamazonas es reconocida por programa de eficiencia energética. *Líderes*. <https://www.revistalideres.ec/lideres/petroamazonas-reconocida-programa-eficiencia-energetica.html>
- Reyes, M. (1997). La rentabilidad social de la investigación agrícola gubernamental en granos básicos: El caso del maíz en Guatemala, 1973-90. *Agronomía Mesoamericana*, 8(2). Instituto de Ciencias y Tecnología Agrícolas (ICTA), Guatemala. <https://doi.org/10.15517/am.v8i2.24652>
- Rivera González, L. M. (2015). *Project Management: Planificación para la producción de los campos petroleros Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT) dentro del Parque Nacional Yasuní en el Ecuador* (Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales) [Trabajo fin de Máster para la obtención del título de Máster en Ingeniería de la Energía, Universidad Politécnica de Madrid]. UPM.
- Rojas Briceño, N., Barboza Castillo, E., Maicelo Quintana, J., Oliva Cruz, S., & Salas López, R. (2019). Deforestación en la Amazonía peruana: Índices de cambios de cobertura y uso del suelo basado en SIG. *Boletín de la Asociación de Geógrafos Españoles*, 81, 1-34. <https://doi.org/10.21138/bage.2538a>
- Rojas, J. (2007). ¿La OXI caso cerrado? *Revista Retos*, 01(02). Universidad Politécnica Salesiana Ecuador. <https://doi.org/10.17163/ret.n2>
- Roura, A. M. (2023, noviembre 23). Daniel Noboa asume la presidencia en Ecuador por un año y medio: Para qué sirve un gobierno tan corto. *BBC News Mundo*. <https://www.bbc.com/mundo/articles/c7291r4xxneo>
- Ruiz, A. (2003, diciembre). Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo. *CEPAL Recursos naturales e infraestructura*, 69(Diciembre 2003), 1-77. CEPAL, Santiago de Chile.
- Ruiz Acosta, L. E., Camargo Mayorga, D. A., & Muñoz Murcia, N. M. (2020). Relación entre responsabilidad social empresarial y rentabilidad: Una revisión de literatura. *Encuentros (Barranquilla, Colombia)*, 18(2), 128-141. <https://doi.org/10.15665/encuen.v18i02.2406>
- Ruiz-Caro, A. (2021). *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional* (Proyecto CEPAL/Comisión Europea «Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina»; CEPAL). Naciones Unidas CEPAL ECLAC. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6372/S0103287_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Ryggvik, H. (2010, octubre 12). *La experiencia petrolera de Noruega*.

- Sámegillii, L. (2017, julio 25). How is Norway governed? [Institucional]. *negjeringen.no*.
<https://www.regjeringen.no/en/the-government/the-government-at-work1/the-government-at-work1/id2564958/>
- Sánchez, C. (2007, febrero). El accidente de Chernóbil. *Vivat Academia*, 82, 1-32. Redalyc.
- Sánchez Vela, J. J. (2015). *Estimación de recursos petroleros bajo la guía PRMS: Enfoque probabilístico* [Tesis para optar por el grado de Maestro en Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)].
<https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000735546/3/0735546.pdf>
- Sánchez-Albavera, F., & Vargas, A. (2005, septiembre). La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina. *CEPAL Recursos naturales e infraestructura*, 100. CEPAL, Santiago de Chile.
https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/6291/S050719_es.pdf
- Santos Jiménez, N. (2014). Indicadores de Gestión Empresarial. *Industrial data*, 3(2), 59.
<https://doi.org/10.15381/idata.v3i2.6668>
- Santoyo, É., & Barragán-Reyes, R. M. (2010, junio). Energía Geotérmica. *Ciencia Revista de la Academia Mexicana de Ciencias*, 61(2 Abril-Junio 2010), 40-51. Academia Mexicana de Ciencias.
https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaGeotermica.pdf
- Saudi Aramco. (2021). *Resilience and agility, Saudi Aramco Annual Report 2020* (Saudi Aramco Annual Report, p. <https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/saudi-aramco-ara-2020-english.pdf>) [Annual Report]. <https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/annual-reports/saudi-aramco-ara-2020-english.pdf>
- Schuldt, J., & Acosta, A. (2009). Petróleo, rentismo y subdesarrollo: ¿una maldición sin solución? En *Extractivismo, política y sociedad* (Centro Latinoamericano de Ecología Social; Vol. 204, pp. 9-40). Centro Andino de Acción Popular –CAAPCentro Latinoamericano de Ecología Social –CLAES-; Centro Andino de Acción Popular CAAP.
<http://search.proquest.com/openview/6ba0f183300725a923a7e95b38d6bd55/1?pq-origsite=gscholar&cbl=13322>
- Sebastián, M. (2019). Transición verde y política industrial. *Política Exterior*, 33(190), 92-99. JSTOR Archival Journals and Primary Sources Collection.
- SENPLADES. (2009). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013: Construyendo un Estado Plurinacional e Intercultural* (Segunda). Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo; Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES,.
- SENPLADES. (2013). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017: Todo el Mundo mejor* (Primera). Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo; Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – Senplades.

- SENPLADES. (2017). *Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021: Toda una Vida* (Consejo Nacional de Planificación (CNP)). Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo; Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - Senplades.
- Sentencia No. 110-21-IN/22, 160 Registro Oficial (2023).
- Servicios Postales del Ecuador (SPE EP). (2022). *Servicios Postales del Ecuador: Informe Rendición de cuentas 2021* (Rendición de cuentas 2021). Empresa Pública Servicios Postales del Ecuador (SPE EP); SPE EP. https://www.serviciopostal.gob.ec/wordpress/wp-content/uploads/2022/04/Informe_Rendicion_Cuentas_2021.pdf
- Shell. (2024). *Our company history*. <https://www.shell.com/who-we-are/our-history/our-company-history.html>
- Silva, S. (2010, julio 22). Ecuador termina contrato petrolera francesa Perenco. *reuters.com*. <https://www.reuters.com/article/world/us/ecuador-termina-contrato-petrolera-francesa-perenco-idUSSIE66L0UO/>
- SINOPEC. (2022). *Sinope 2021 Annual Report and Accounts* (Annual Report). Corporación Petrolera y Química China. <http://www.sinopecgroup.com/group/en/Resource/Pdf/AnnualReport2021en.pdf>
- Soria, E. (2011). *Energía hidráulica*. Iberdrola. https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/cuaderno_HIDRAULICA.pdf
- Sorkhabi, R. (2010, mayo 1). The Qatar Oil Discoveries. *GeoExPro*, 7(1). <https://geoexpro.com/the-qatar-oil-discoveries/>
- SPE, WPC, AAPG, SPEE, SEG, SPWLA, & EAGE. (2019). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS)* (1.01). Society of Petroleum Engineers. https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf
- Speight, J. G. (2011). *An introduction to petroleum technology, economics, and politics*. Salem, MA : Scrivener ; Hoboken, N.J. : Wiley.
- Suárez Ántola, R. (2009). *La Energía Nuclear: Aspectos científicos, técnicos y sociales de la conversión núcleo-eléctrica*. Mastergraf Srl.
- Suárez, E. (2014). La madrugada del vertido. *elmundo.es*. https://www.elmundo.es/especiales/2014/ciencia/exxon_valdez/alaska/
- Suárez R., O. (2014). La eficiencia productiva como indicador de desempeño empresarial. *Revista economía y negocios*, 5(1), 14-23. Universidad UTE, Facultad de Ciencias Administrativas. <https://doi.org/10.29019/eyn.v5i1.203>

- Surasky, J. (2018, diciembre). Pobreza: Medición y presencia en el índice de Desarrollo Humano y en los Objetivos de desarrollo del milenio. *Relaciones internacionales*, 13(27), 195-218. DOAJ Directory of Open Access Journals.
- Tapia, E. (2023, enero 26). Ingresos de las empresas cuestionadas llegan a USD 18.523 millones. *Primicias*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/empresas-publicas-corrupcion-ecuador/#:~:text=Las%2012%20empresas%2C%20cobijadas%20bajo,18%25%20del%20PIB%20de%20Ecuador.>
- Thompson, H. (2024). Las dos geopolíticas de la energía: Entrevista a Helen Thompson. En *Geopolítica de la transición energética: Perspectivas del Sur Global y el caso de Bolivia* (Primera, pp. 103-117). Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia); Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia (FES Bolivia).
- Thurber, M. C., Hults, D. R., & Heller, P. R. P. (2011). Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance. *Energy Policy*, 39(9), 5366-5378. Elsevier ScienceDirect Journals Complete. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.027>
- Timmons, D., Harris, J., & Roach, B. (2014). *La Economía de las Energías Renovables*. Tufts University; Global Development And Environment Institute, Tufts University. <https://www.bu.edu/eci/files/2019/06/EconomiaEnergiasRenovables.pdf>
- Tordo, S., Tracy, B. S., & Arfaa, N. (2011). *National Oil Companies and Value Creation Vol. I* (ESMAP Energy Sector Management Assistance Program). The World Bank; World Bank.
- Torres Maldonado, Á. E. (2014, diciembre). Derecho Interno vs. Derecho Externo: El caso oxy-Ecuador. *Sur-Academia*, 2, 46-53. <https://revistas.unl.edu.ec/index.php/suracademia/article/view/19/19>
- Torres, W. (2020, noviembre 5). Los cuatro problemas de Petroecuador y Petroamazonas. *Primicias Periódico Digital*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/cuatro-problemas-petroamazonas-petroecuador-renuncias/>
- Torres, W. (2021, julio 7). Guillermo Lasso reorganiza el sector petrolero en un decreto. *Primicias*. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/decreto-lasso-produccion-petroleo-gasolineras-refinerias-ecuador/>
- TotalEnergies. (2024). *TotalEnergies Our History*. <https://totalenergies.com/company/identity/history>
- Unda, M. (2020). La crisis de la democracia entre el «retorno» y los desbordes populares. En *Antología de la Democracia Ecuatoriana: 1979-2020* (p. 454).
- Vakulchuk, R., Overland, I., & Scholten, D. (2020). Renewable energy and geopolitics: A review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 122(109547), 12. Elsevier ScienceDirect Journals Complete. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547>

- Valdivia-Loro, A. (2019). Evaluación del índice de sostenibilidad urbana. Aplicación para Lima Metropolitana. *Bitácora urbano-territorial*, 29(3). DOAJ Directory of Open Access Journals. <https://doi.org/10.15446/bitacora.v29n3.66568>
- Valenzuela, C. M. (2014). Determinación del costo unitario, una herramienta financiera eficiente en las empresas. *Revista el Buzón de Pacioli*, XIV(87), 4-18. <https://www.itson.mx/publicaciones/pacioli/Documents/no87/Pacioli-87-eBook.pdf>
- Vásconez Cueva, P. F. (2023). *Efectos del control interno en la ejecución presupuestaria de Petroamazonas EP en el período 2014—2019* [Trabajo de Titulación para obtener la Maestría en Auditoría Gubernamental y Control]. Instituto de Altos Estudios Nacionales.
- Velasco, G. (2010, diciembre). Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. *petrotecnia.com.ar*, 36-46. <https://www.petrotecnia.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>
- Vergara Estévez, J. (2005, julio 1). El mito de las privatizaciones y la experiencia chilena. *Polisemia*, 1(1), 45-67.
- Vergés, J. (2010, abril). *Privatización de Empresas Públicas y Liberalización*. Departament d'Economia de l'Empresa, UAB.
- Vergés, J. (2014, octubre). *Resultados y consecuencias de las privatizaciones de las empresas públicas, una perspectiva internacional*. Universidad Autónoma de Barcelona. https://mpr.a.uni-muenchen.de/62655/1/MPRA_paper_62655.pdf
- Viale, C., & Monge, C. (2012, julio). La distribución de la renta de las industrias extractivas en Colombia y América Latina. *Controversia (Bogotá)*, 2012-07(199), 145-163.
- Vigil García, A. (2002, septiembre 19). *El petróleo, geopolítica en Oriente Medio y la OPEP*. Real Instituto Elcano. <https://core.ac.uk/download/pdf/42964833.pdf>
- Villavicencio, D., Morales, A., & Amarco, M. (2012). Indicadores y asimetrías sobre la Sociedad Basada en el Conocimiento en América Latina. *Perfiles latinoamericanos: revista de la Sede Académica de México de la FLACSO*, 20(40), 63-95.
- Villavicencio, M. (1858). *Geografía de la República del Ecuador*. Imprenta de Robert Craighead; Biblioteca Nacional del Ecuador «Eugenio Espejo».
- Whitten, D. O., & Whitten, B. E. (2005). *The birth of big business in the United States, 1860-1914: Commercial, extractive, and industrial enterprise*. Westport, Conn. : Praeger.
- Wirth, E., & Ramírez Cendrero, J. M. (2020). Las asimetrías de la enfermedad holandesa Revisando el modelo petrolero noruego, 1970-2018. *Revista Iberoamericana de Estudios de Desarrollo*, 9(2), 142-173. DOAJ Directory of Open Access Journals. https://doi.org/10.26754/ojs_ried/ijds.416

Zamponi, A. M. (2020). *Historia de una expropiación: Cómo y por que el Estado argentino recuperó YPF* [Tesina para obtener el título de Licenciado en Sociología]. Universidad Nacional de San Martín, Instituto de Altos Estudios Sociales (IDAES).

ANEXOS

ANEXO 1: HITOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA 2004-2023

Año	Presidente de la República	Denominación del Ministerio	Ministro	Gerente o Presidente de Petroecuador	Gerente Petroamazonas EP o de la GEP	Hito de la industria petrolera ecuatoriana
2004	Lucio Gutiérrez Burbúa	Ministerio de Energía y Minas	Eduardo López Robayo	Luis Camacho: desde Mar-2004	Paul S. Macinnes y otros Presidentes de OXY Ecuador	El 12 de agosto del 2004 el Procurador del Estado Dr. José María Borja acusa a Occidental de incumplir el contrato suscrito con Petroecuador por haber transferido sin previa autorización el 40% de sus acciones
2005	Alfredo Palacio			Fausto Cordovez Chiriboga		
			Carlos Iván Rodríguez: desde 16-Jun-2005	Carlos Pareja Yannuzzelli: desde Abr-2005 hasta 29-Jul-2005		
Luis Román Lazo: desde 4-Ago-2005						
Fernando González Williams: desde 4-Mar-2006						
Galo Chiriboga: desde Jul-2006 hasta Ene-2017				Carlos Blum, desde Ago-2006		
2006		Rafael Correa Delgado	Alberto Acosta Espinoza: desde Ene-2007 hasta Jun-2007	Carlos Pareja Yannuzzelli: desde 17-Ene-2007	Wilson Pástor Morris: desde 9-Feb-2007 hasta 20-Abr-2010	El 15 de Mayo 2006 el Gobierno Ecuatoriano aplica la cláusula de caducidad con la empresa OXY por incumplimiento del contrato
	Galo Chiriboga Zambrano: desde 23-Jul-2007 hasta 8-Oct-2008			Contralmirant e Guillermo Zurita Fabre, desde 1-Dic-2007		
2007			Contralmirant e Luis Jaramillo, desde 21-May-2008	Se crea la UAOT B-15 DE 1546		
2008			Mediante Decreto Ejecutivo 662 se aumenta el porcentaje para el Estado de los ingresos extraordinarios al 99%			
	El 7 de Abril del 2008 se constituye la Sociedad Anónima Petroamazonas S.A. con dos accionistas: EP Petroecuador y Petroproducción					

				<p>El 30 de Julio del 2008, se termina de mutuo acuerdo el contrato de participación entre el Estado Ecuatoriano y la empresa City Oriente</p> <p>Se crea la ARCH</p>
2009		<p>Derlis Palacios Guerrero: desde 8-Oct-2008</p>		
2010		<p>Germánico Pinto Troya: desde 8-Jun-2009</p>	<p>Manuel Zapater, desde 16-Mar-2010</p>	<p>El 6/Abr/2010 mediante Decreto Ejecutivo 314 se crea Petroamazonas EP y mediante DE 315 publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 171, del 14 de Abril de 2010 se transforma PETROECUADOR en la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP PETROECUADOR) como una sola empresa con seis Gerencias: Exploración, Refinación, Comercialización, Transporte y Almacenamiento, Desarrollo Humano, Seguridad Salud y Ambiente, Gas Natural y Comercio Internacional</p>
2011	<p>Ministerio de Recursos Naturales No Renovables</p>	<p>Wilson Pástor Morris: 21 Abr-2010 al 30-Abr-2013</p>	<p>Oswaldo Madrid Barrezueta: desde 21-Abr-2010</p>	<p>El Ministerio de Recursos Naturales No Renovables declara la caducidad del contrato y convenios suscritos con PERENCO Ecuador y Burlington, y encargó a Petroamazonas EP la operación del Bloque 7-21 y del campo unificado Payamino</p> <p>La Secretaría de Hidrocarburos mediante resolución 036 asigna la gestión directa de los Bloques 7-21 a Petroamazonas EP</p> <p>Se da por terminado el contrato de participación con la empresa TLC S.A./Petrobras y se asigna a Petroamazonas EP su operación</p> <p>Décima Ronda Petrolera: convocada el 16/Jun/2011</p> <p>Porcentaje por ingresos extraordinarios 70-30</p> <p>Porcentaje por ingresos extraordinarios 99-1</p> <p>Se cambia la Ley de Hidrocarburos y se crean los Contratos de Servicios con Tarifa Fija</p> <p>Se firma el primer contrato de "Servicios Específicos" para el campo Shushufindi-Aguarico, que es una "Degeneración" del contrato de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos según Ítalo Cedeño</p>
2012			<p>Marco Calvopiña: desde Ene-2011 hasta 20-Jul-2015</p>	

2013					Mediante Decreto Ejecutivo 1351 las actividades de exploración y explotación de EP PETROECUADOR son transferidas a Petroamazonas EP
2014			Pedro Merizalde Pavón: desde 14-Jun-2013 hasta 13-Nov-2015		Mediante Resolución 259 la Secretaría de Hidrocarburos realiza la asignación directa del Bloque 43 ITT a Petroamazonas EP Se produce la caída de los precios de petróleo en el mercado internacional
2015		Ministerio de Hidrocarburos		Carlos Pareja Yannuzzelli: desde 15-Jul-2015	Petroamazonas firma nueve contratos de prestación de servicios con financiamiento
2016			Carlos Pareja Yannuzzelli: desde 14-Nov-2015	Álex Fabricio Bravo Panchano: desde 18-Nov-2015 hasta 10-May-2016	José Icaza Romero: desde 26-Nov-2015
2017	Lenin Moreno Garcés		José Icaza Romero: desde 2-May-2016	Byron Rodrigo Ojeda Oliva: desde 10-May-2016 hasta 6-Nov-2017	José Luis Cortázar: desde 3-May-2016
2018			Carlos Pérez García: desde 24-May-2017 hasta 12-Nov-2019	Carlos Tejada: desde 17-Nov-2017 hasta 11-Jul-2018	Álex Galárraga Hunter: desde 16-Sep-2016
				Marcelo Proaño (Encargado)	Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas

2019				Pablo Flores Cueva: hasta 2-Sep-2020		Ronda Intracampos 1: Contratos de Participación
						Ronda Intracampos 2: Contratos de Participación
2020		Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)	José Augusto Briones: desde 19-Nov-2019 hasta 9-Mar-2020		Lenin Pozo (Encargado) desde Octubre 2019	Ecuador anuncia la salida de la OPEP a partir del 1 de Enero 2020
				Ricardo Xavier Merino Avendaño, desde 2-Sep-2020	Juan Carlos Bermeo Calderón, dese el 31 de enero 2020	Se emite el Decreto Ejecutivo mediante el cual se da inicio al proceso de unificación de EP PETROECAUDOR y Petroamazonas EP
			René Ortiz Durán: desde 9-Mar-2020		Franklin Paredes Galeas, desde el 8-Nov-2020	el 24 de Abril 2020 el presidente de la República emite el Decreto Ejecutivo 723 que dispone la unificación de Petroamazonas y Petroecuador
				Gonzalo Maldonado Albán. Desde el 8-Dic-2020	Germán Rodrigo Pillajo Sigcha	Resolución de Directorio: EP Petroecuador absorbe a Petroamazonas EP
2021	Guillermo Lasso, desde el 24 de mayo 2021		Juan Carlos Bermeo Calderón desde el 2 de Junio 2021 al 27 de Abril 2022		Santiago León (Encargado), desde el 27 de agosto 2021	El 28 de Agosto 2020 los directorios resuelven fusión por absorción de Petroamazonas EP por parte de EP Petroecuador
				Pablo Luna Hermosa, desde el 8 de junio 2021 al 27 Dic 2021	Iván Renán Vela Sevilla, desde el 23? de agosto 2021	7 de Enero 2021 Directorio aprueba Incorporación de la Gerencia de Exploración y Producción a la estructura de EP Petroecuador
					Santiago León (Encargado), desde el 19 de Octubre 2021 a Febrero 2022	Guillermo Lasso emite el Decreto Ejecutivo 095 promoviendo el cambio de los contratos petroleros
				Ítalo Cedeño desde el 28 de Diciembre de 2021 al 1 Ago 2022	Bladimir Cerón desde Febrero 2022 hasta Junio 2022	Guillermo Lasso envía a la Asamblea el proyecto de ley urgente económico
2022						



2023	Daniel Noboa Azín desde el 23 de Noviembre 2023	Ministerio de Energía y Minas, desde el 14 de Abril de 2022	Xavier Vera Grunauer desde el 28 de Abril 2022 al 28 de Octubre 2022	Washington Gallegos desde del 2 al 17 de Agosto 2022	Benito Cabrera dese Junio 2022 a Agosto 2022
			Fernando Santos Alvite desde el 31 de Octubre 2022 al -- de Noviembre 2023	Hugo Aguiar desde el 18 de Agosto 2022 al 11 Feb 2023	Ramón Homero Correa Vivanco desde Agosto 2022 hasta el 31 de Marzo 2023
				María Elisa Soledispa desde el 11 de Febrero 2023	Linda Marielisa Barragán del 1 Abr 2023
				Ramón Correa desde el 11 de Abril 2023	Francisco Paz Villarroel desde abril 2023
				Reinaldo Armijos desde el 18 de Octubre 2023	Bruno Santiago Salguero Sanbonino desde octubre 2023 hasta el 27 de Febrero 2024
			Andrea Arrobo Peña desde el 23 de Noviembre de 2023 al 15 de Abril 2024	Eduardo Miranda Patiño desde el 11 de Diciembre 2023	Nelson Troncoso
				Sylvia Marcela Reinoso Esparza desde el 10 de Enero 2024	Xavier Mora

Nota: Elaboración propia a partir de reportes de Petroamazonas EP, EP Petroecuador, MEM y publicaciones de prensa

ANEXO 2: ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PETROAMAZONAS EP Y EQUINOR

Área de Análisis	Petroamazonas EP	Equinor	Comentario
Institucional	Tiene un modelo institucional que parte de la Constitución de la República, pero una institucionalidad débil ha permitido que se adapten formas contractuales de acuerdo con el interés temporal de los ministros de turno	Sistema institucional desarrollado, confiable y eficaz. Fuertes tradiciones de derecho internacional y derechos humanos. Desarrolla los proyectos y la infraestructura en un marco legal e institucional predecible, ordenadamente planeado	El modelo institucional energético debe fortalecerse dándole transparencia y aplicación con objetivos claros
Finanzas	El sistema financiero de la empresa no es independiente y depende del presupuesto del Estado lo cual impide una planificación a largo plazo	Mantiene un nivel estable de inversiones anuales, teniendo en cuenta el gradual declive de los recursos no-renovables	Petroamazonas debe tener un porcentaje fijo de la renta petrolera para actuar con visión de largo plazo
RRHH	Cuenta con un sistema de selección por meritocracia, pero carece de un plan de desarrollo profesional	La empresa se preocupa por que el personal haga carrera en la empresa	Establecer un plan de carrera profesional en todas las áreas de la Empresa
Control Interno	Existe control interno en las operaciones, pero carece de un control especializado previo a las firmas de contratos de alta significancia	Los procesos están diseñados para obtener la mayor eficiencia del personal	Preparar un equipo de analistas técnico-económicos para la revisión de los modelos contractuales en beneficio de la Empresa
Medio Ambiente	Mantiene una política de salud, seguridad y ambiente, ha sido premiada, aunque muchas no han sido evaluadas en los resultados a largo plazo	Reduce al mínimo los riesgos para las personas y el Medio Ambiente	Evaluar soluciones ambientales aplicadas, con la ayuda de las universidades y organizaciones ambientalistas
Operaciones	Mantiene una operación con costos por barril bajos para la industria, aunque se han incrementado en el último quinquenio por la firma de contratos de prestación de servicios con financiamiento	Es capaz de explorar, extraer y entregar a los clientes el petróleo y el gas al menor costo y con los más altos niveles de productividad y fiabilidad posibles	Revisar o dar caducidad a contratos que sean perjudiciales para la empresa y el País
	El incremento de reservas está establecido en los objetivos estratégicos, pero en el último quinquenio no se ha realizado acciones firmes para alcanzar este objetivo	Ejecuta acciones tendientes a reemplazar las reservas probadas tan pronto como se extraen	Petroamazonas EP (EP Petroecuador) debe realizar el reemplazo adecuado de reservas

	Se utilizan últimas tecnologías, pero no se ha podido aplicar algunas como la recuperación terciaria o la perforación en racimo, debido a limitaciones técnico-económicas y a que las contratistas han dejado de incluir este rubro en los planes de acción	Usa las mejores tecnologías disponibles para la producción sustentable y sostenible	Aplicar la recuperación mejorada de petróleo o perforación en racimo
Negocios Corporativos	Actualmente maneja el 80% de la producción del petróleo en el Ecuador, sin embargo, existe cuestionamiento en el establecimiento de las tarifas de los contratos de prestación de servicios con financiamiento sobre todo en escenarios de precios bajos del petróleo	Es capaz de balancear la competencia entre las empresas para obtener las concesiones petroleras, con la cooperación que deberá existir entre ellas cuando deban convertirse en socios para desarrollar un proyecto	Establecer lineamientos para que los modelos económicos de los contratos beneficien mayoritariamente al Estado Ecuatoriano
Renta Petrolera	La renta petrolera pasa al Presupuesto General del Estado, no existe un fondo petrolero tampoco una asignación fija para la operación de la Empresa	El Estado organiza la fiscalización del sector para extraer el máximo posible de la renta económica, pero cediendo a las empresas ingresos suficientes que los motiven a continuar invirtiendo en el negocio petrolero en el país	Crear el Fondo Petrolera Ecuatoriano, descartar contratos que no brinden una adecuada renta petrolera al país

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Petroamazonas EP y Equinor

ANEXO 3: PROPUESTA DE MEJORAMIENTO EMPRESARIAL DE LA PETROLERA ESTATAL

Como parte de la investigación, se realizó una propuesta de mejoramiento empresarial de la empresa Petroamazonas EP actualmente Gerencia de Exploración y Producción que es como se denomina en la estructura organizacional de EP Petroecuador. El principal objetivo de la empresa petrolera estatal es crear valor para sus accionistas, en este caso para el pueblo ecuatoriano, y como empresa estatal, debe además realizar sus actividades de manera sustentable y sostenible, es decir tomando en cuenta el medioambiente y el interés de las futuras generaciones.

Para alcanzar este objetivo, se deben seguir los siguientes lineamientos que deben ser considerados para seguir un camino de mejoramiento continuo de la empresa:

- 1) Contar con un marco institucional que le permita realizar sus actividades dentro y fuera del territorio nacional, pero siempre priorizando el beneficio económico del país y el desarrollo integral de la sociedad ecuatoriana.
- 2) Establecer una estructura organizacional que le permita adaptarse al desempeño de actividades a nivel internacional y a los drásticos cambios en el ámbito energético, tanto a nivel de las energías convencionales como de las energías alternativas.
- 3) Impulsar una gestión operativa que incluya la aplicación de nuevas tecnologías, la optimización de recursos, y la realización de contrataciones que creen valor en beneficio de la empresa.
- 4) Aplicar una gestión administrativa transparente, orientada al beneficio de la empresa y la sociedad antes que al beneficio de grupos económicos o de poder.
- 5) Contar con autonomía financiera, que le permita planificar y cumplir los planes a largo plazo, y que no dependa de decisiones políticas cortoplacistas.
- 6) Mantener una vinculación permanente con la sociedad, de tal manera que sus actividades contribuyan al desarrollo socioambiental de la zona de influencia, que se priorice el uso de la producción nacional y contribuya al desarrollo de la industria local.

Con estos lineamientos, se plantean la siguiente propuesta de mejoramiento empresarial para la empresa petrolera estatal unificada:

a) Mejoramiento Institucional

El mejoramiento institucional implica cambios tanto a nivel de la normativa energética, ambiental y productiva del país, como de la estructura misma de la empresa. El mejoramiento institucional parte de crear una mayor confianza en las instituciones del país, ir hacia una cultura de cumplimiento de la ley y la normativa, dar probidad y confiabilidad al sistema de justicia, mejorar el sistema educativo, etc., lo cual es un esfuerzo nacional que implica la participación de todas las instancias de la sociedad. En Ecuador se tiene la normativa y se tienen las instituciones, lo que se requiere es que las leyes se apliquen y que las instituciones funcionen.

Particularizando este esfuerzo para el mejoramiento institucional de la empresa petrolera estatal, se plantean definir claramente los objetivos nacionales a largo plazo, perfeccionar la

misión y visión de la empresa, impulsar su participación internacional y mejorar su vinculación con la sociedad.

Objetivos nacionales a largo plazo

A más de los principios fundamentales de conformación del Estado Ecuatoriano, establecidos en la Constitución de la República, los objetivos nacionales son los pilares que sustentan una política energética a largo plazo. En el Ecuador los “Grandes objetivos nacionales” son difusos y cada gobierno los ajusta a su ideología, a su cosmovisión y a intereses económicos de grupos de poder.

Por ello se deben clarificar los grandes objetivos nacionales, los mismos que deben estar relacionados con la búsqueda del bienestar de todos los ecuatorianos, la generación de fuentes de trabajo, la disminución de la pobreza y la desigualdad, la priorización de los sectores menos favorecidos de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y la búsqueda de un desarrollo sustentable.

Misión y visión

La misión y visión de Petroamazonas EP, manifestada en el Plan Estratégico 2017-2021 (Petroamazonas EP, 2018), restringe las actividades de la petrolera estatal al sector hidrocarburífero ecuatoriano, es decir que no le da apertura al sector energético en general. La misión y visión de la empresa debe mantener los conceptos de beneficio de la sociedad en su conjunto, pero además extender su alcance geográfico a Latinoamérica y el Mundo, y no restringirse a los hidrocarburos, sino que debe extender su accionar al manejo de todo tipo de energía, como es la tendencia actual de muchas empresas que anteriormente eran únicamente petroleras.

Normativa energética y manejo internacional

La legislación y normativa actuales aplicable a la empresa pública petrolera ecuatoriana no fortalece los vínculos entre el sector energético y otros sectores productivos del país, lo cual ha producido que tales sectores productivos no se enlacen a la dinámica petrolera y queden rezagados. Por otro lado, la normativa energética está hecha para un ambiente localista y no contempla la posibilidad de que las empresas públicas ecuatorianas incursionen en los proyectos internacionales.

Se debe ajustar la normativa legal energética, ambiental y productiva del país para que la empresa energética estatal unificada tenga vinculación con los sectores productivos e impulsen su desarrollo. La normativa debe permitir a la empresa estatal expandir sus actividades al manejo y desarrollo de otras fuentes de energía y debe facilitar su participación en proyectos internacionales.

Vinculación con la sociedad

La estructura institucional energética debe permitir la generación de conglomerados industriales (“clústers”) que fortalezcan el desarrollo tecnológico, industrial y productivo

nacional y dinamicen la vinculación con las universidades, instituciones de investigación y organizaciones de la sociedad civil.

La empresa debe vincular sus acciones con las necesidades de la sociedad, tanto de los sectores consumidores como de los sectores productivos y generadores de tecnología, con el fin de establecer asociaciones virtuosas que impulse el desarrollo de proyectos productivos locales y otros sectores productivos del país.

b) Estructura Organizacional

La estructura organizacional debe ser ágil y eficaz, ajena a la burocratización y al sobrecontrol de los procesos. La estructura debe ser plana, lo que significa minimizar las jefaturas intermedias y contar con los niveles de supervisión absolutamente necesarios. A más de los departamentos productivos y de apoyo que han demostrado su eficacia en la ejecución de los proyectos productivos de Petroamazonas EP, se propone el establecimiento de una estructura que facilite los negocios internacionales, que permita el manejo de diferentes tipos de energía y el desarrollo tecnológico.

Estructura multinacional

La empresa pública petrolera ecuatoriana actualmente está diseñada y organizada para gestionar el desarrollo de la industria hidrocarburífera en los límites del territorio ecuatoriano. Sin embargo, dada la experiencia adquirida en el manejo productivo en zonas ambientalmente frágiles y considerando sus bajos costos operativos, debe contar con una estructura organizacional que le permita participar en licitaciones y trabajar en proyectos energéticos en otros países. En un inicio se debe establecer una gerencia de operaciones internacionales con una estructura que le permita evaluar por separado los resultados operativos y financieros de cada uno de los proyectos internacionales en los que participe.

Manejo energético

El accionar de la empresa pública petrolera ecuatoriana actualmente está limitado al manejo de hidrocarburos, a diferencia de lo que están realizando otras empresas petroleras a nivel mundial, que han extendido su accionar a energías alternativas. Tomando en cuenta el carácter no renovable de los hidrocarburos, y la tendencia mundial hacia la descarbonización, se debe incluir en la estructura organizacional de la empresa, el departamento encargado del manejo de fuentes alternativas de energía como geotérmica, eólica, solar, mareal, hidratos de carbono, etc.

Desarrollo tecnológico

Petroamazonas EP ha venido utilizando nuevas tecnologías, muchas ellas de punta, que son proveídas por empresas multinacionales de servicios petroleros. Esta práctica le ha permitido estar a nivel de otras empresas petroleras en el uso de desarrollo tecnológico, pagando a las contratistas los altos precios del servicio en el cual se incluye los costos de investigación. El abanico de tecnologías ofrecidas, se limitan a las que son rentables para las contratistas

oferentes de las mismas, algunas de las cuales son válidas para otros ambientes geológicos y no se adaptan a las características de los campos petroleros ecuatorianos.

La empresa unificada debe fomentar la investigación a través de proyectos, presupuestos y vinculación con las universidades e instituciones de investigación tecnológica. Por otro lado, considerando que la empresa tiene laboratorios y equipos subutilizados, se deben fortalecer y dar uso a los laboratorios, capacitar a un grupo de técnicos en los procesos de laboratorio, y ofrecer los servicios de laboratorio a otras empresas, personas e instituciones que los requieran.

c) Cambios Operativos

Si bien Petroamazonas EP fue reconocida por sus bajos costos operacionales y por su fortaleza al incorporar diferentes culturas de trabajo e integrar las operaciones de empresas petroleras privadas que concluyeron sus contratos con el Estado Ecuatoriano, se realizan recomendaciones para fortalecer las operaciones de la empresa estatal, como la realización de proyectos tomando en cuenta el largo plazo y priorizar la incorporación de reservas.

Proyección a largo plazo

Cuando no existe una fuerte planificación estratégica o hay inestabilidad en los directivos, las empresas tienden a tener una visión cortoplacista de sus operaciones. Eso ha pasado en la estatal petrolera en los últimos años, lo cual ha provocado que se priorice el cumplimiento de objetivos inmediatistas y se realice una gestión orientada a “apagar incendios” con resultados que disminuyen la capacidad de la empresa de cumplir sus objetivos de largo plazo.

La empresa debe continuar con lo establecido en la planificación estratégica, con un seguimiento permanente para evitar las desviaciones por presiones inmediatistas internas o externas.

Incorporación de reservas

Las reservas de petróleo son el principal activo de una empresa petrolera por lo mismo se debe poner especial cuidado en su mantenimiento y reemplazo. En los planes estratégicos de Petroamazonas EP se incluye el reemplazo de reservas como un objetivo fundamental, sin embargo, en la práctica en los últimos años, no se ha cumplido con esta planificación.

La empresa unificada debe aplicar un sistema de reemplazo de reservas, establecer un cronograma de reinterpretación sísmica y perforación de pozos exploratorios y debe incluir en los presupuestos anuales los fondos necesarios para su ejecución. Se debe propender al uso de nuevas tecnologías de exploración de hidrocarburos y a la capacitación del personal técnico en la exploración de hidrocarburos y nuevas fuentes de energía como los hidratos de metano.

d) Gestión Administrativa

A continuación, se indican algunos aspectos de la gestión administrativa que se considera deben tener ajustes en la empresa unificada, destacándose la aplicación de un sistema de carrera, la selección de administradores y del personal en general en base a sus capacidades y formación,

el mejoramiento de la gestión de control y la aplicación de un sistema salarial justo y equilibrado.

Carrera profesional

Debido a la incorporación de personal proveniente de diferentes compañías con diferentes sistemas laborales, Petroamazonas EP no ha establecido un sistema de carrera profesional en base a méritos.

La empresa estatal petrolera debe establecer un modelo de carrera profesional transparente, que permita a cada trabajador determinar cuál será su proceso de desarrollo profesional en la empresa, basado en su experiencia, capacitación, logros en beneficio de la empresa y méritos profesionales.

Selección de administradores

La selección de administradores, gerencias o jefaturas en la empresa estatal muchas veces no es un proceso en el cual prime de formación técnica o administrativa y la meritocracia del funcionario designado. En general prima la selección a dedo o el amiguismo bajo el concepto de que lo fundamental es la lealtad a los superiores.

La petrolera estatal debe establecer una normativa clara para la selección de administradores mediante procesos de selección transparentes, que prioricen la formación técnico-administrativa, experiencia, las capacidades y los logros alcanzados.

Contratación de personal

La selección de personal en la empresa estatal petrolera se realiza mediante concursos públicos, pero muchas veces la difusión presenta muchas fallas, los procesos carecen de transparencia y se termina en selecciones predefinidas.

La contratación de personal se debe realizar por concurso público, con reglas claras que se cumplan a cabalidad. En general los profesionales nuevos deben entrar en el rango inferior del sistema salarial y luego podrán ir subiendo a los rangos superiores dentro de una misma posición, con la posibilidad de ir escalando en posiciones dependiendo de la experiencia, capacitación y meritocracia.

Gestión de control

Petroamazonas EP realizó la evaluación y control de gestión de las actividades fundamentales de la empresa mediante el sistema de cuadro de mando integral.

La empresa petrolera estatal debe mantener el sistema de control de cuadro de mando integral, extender su aplicación a todas las actividades de la empresa y aplicar los conceptos de mejoramiento continuo a toda la operación.

El manejo de indicadores debe guardar relación con los objetivos estratégicos empresariales. Si bien actualmente se incluyen indicadores de producción, costo operativo, accidentabilidad, se deben incluir indicadores relacionados con la visión de la empresa y su estrategia empresarial, como la incorporación de nuevas reservas y la rentabilidad financiera de los contratos de prestación de servicios.

Sistema salarial

El sistema salarial actual ha sido el resultado de las numerosas fusiones que se han dado hasta conformar la empresa Petroamazonas EP actual Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador. Si bien existe un sistema de valoración de puestos, en la práctica tiene una variedad de escalas que no guardan relación lógica: Sueldos que se mantienen desde las empresas originarias, sueldos gerenciales basados en decretos ejecutivos y no en un sistema de recursos humanos, diferentes remuneraciones para trabajos similares, etc.

Se debe conformar un sistema salarial coherente, que guarde relación con un sistema de carrera profesional para todos los niveles, que tenga como fundamento de superación personal, la capacitación, experiencia y logros profesionales.

e) Gestión Financiera

Para un buen funcionamiento de la empresa petrolera estatal se recomienda que tenga autonomía financiera, que cumpla con una planificación a largo plazo y que mantenga un sistema presupuestario realizado técnicamente considerando los objetivos estratégicos y los proyectos y actividades que se derivan de ellos.

Autonomía financiera

La empresa petrolera estatal no cuenta con autonomía financiera, su presupuesto proviene del Presupuesto General del Estado y tiene que ser gestionado año a año ante el Ministerio de Finanzas, lo cual le impide cumplir con sus planes estratégicos de mediano y largo plazos.

La empresa debe contar con autonomía financiera para que no dependa del Presupuesto General del Estado. La financiación del presupuesto anual debe provenir de un porcentaje del rendimiento económico de las ventas del crudo producido por la misma empresa en el año anterior. Este sistema permitirá a la empresa realizar una mejor planificación a mediano y largo plazos y el cumplimiento de sus objetivos estratégicos.

Planificación a largo plazo

Petroamazonas realiza planificación anual y planificación estratégica cada cuatro años, sin embargo, esta última se cumple parcialmente debido a las limitaciones presupuestarias y directrices de la empresa que hacen que se priorice el corto plazo.

Se debe mantener la planificación estratégica y enfocar los esfuerzos de la empresa para su cumplimiento. La planificación anual debe guardar relación con la planificación estratégica de la empresa.

f) Vinculación con la sociedad

La empresa petrolera estatal es la mayor empresa del Ecuador, por el volumen de ventas y por los ingresos que genera para las arcas fiscales, por lo mismo debe estar estrechamente vinculada a la sociedad, contribuir a su desarrollo y a la solución de sus problemas. Muchas de

las actividades de la empresa se realizan mediante contratos, los mismos que debe propender al beneficio de la empresa y la sociedad en su conjunto. Por otro lado, la empresa estatal debe mantener una relación permanente con las universidades y otros centros educativos y de la sociedad civil, pues ellos proveen el personal, la capacitación y la tecnología requeridos para su funcionamiento.

Manejo de contratos

Los valores históricos del costo operativo por barril producido de Petroamazonas EP se mantuvieron por debajo de los costos de producción de las empresas privadas, lo cual indica la existencia de ventajas competitivas y características en la operación de Petroamazonas EP, que se han mantenido en el tiempo. Entre estas características de la operación de Petroamazonas EP que han permitido bajos costos operativos pueden mencionarse la economía de escala, las características geológicas los yacimientos explotados, los salarios del personal bajos en relación a otras empresas del sector, la ausencia de rentabilidad para la contratista que prima en los contratos con otras empresas, el conocimiento del comportamiento de los yacimientos y un espíritu nacionalista en una buena parte del personal operativo, que trata de obtener una ventaja económica para la empresa estatal en cada trabajo o contrato.

Los contratos deben estructurarse y negociarse con el objetivo de obtener una ventaja económica para la empresa y el país. Deben estar fundamentados en un análisis económico que garantice la obtención de las mayores ganancias para la empresa en el mediano y largo plazos. En la mayoría de los casos se trabaja de esa manera, pero también existen contratos que a la larga resultan antieconómicos para la empresa.

El adecuado manejo de la incertidumbre en los precios del petróleo debe ser parte importante tanto en el manejo presupuestario como en el manejo de los contratos por parte de las empresas estatales petroleras. Los contratos deben tener cláusulas de tal manera que, en cualquier escenario de precios, se priorice la rentabilidad estatal.

Relación con las universidades

Se debe ampliar la vinculación con las universidades en las carreras relativas a la industria petrolera y energética. Coordinar la ejecución de proyectos de investigación petrolera que permitan ir desarrollando tecnología propia en las diferentes fases de la industria, facilitar la realización de prácticas y pasantías a los estudiantes de los últimos años y promover la selección de un número anual de nuevos profesionales para que se incorporen a la empresa, de acuerdo con sus necesidades.

Relación con los sistemas productivos

Se debe promover que las empresas nacionales provean implementos, materiales y servicios que sirvan para las diferentes fases de la industria hidrocarburífera. Se debe estimular a las empresas ecuatorianas para que se adapten y renueven sus procesos productivos y pasen a ser proveedoras de la industria petrolera. En la actualidad se sigue importando piezas tubulares, herramientas de reacondicionamiento, piezas de los sistemas de bombeo que pueden ser fabricados en el país. Inclusive trabajos de consultoría como las certificaciones de reservas y

las simulaciones de yacimientos se realizan con empresas extranjeras, y podrían ser realizadas por empresas ecuatorianas. La promoción de la industria nacional es uno de los mecanismos para que la renta petrolera apoye al desarrollo integral de la sociedad.

Se debe mantener e incrementar la responsabilidad social en las zonas donde se efectúan las actividades petroleras. Se debe realizar un análisis pormenorizado de la estructura social y tomar las medidas necesarias para promover fuentes de trabajo que aseguren un desarrollo armónico de los miembros de las comunidades en las zonas de incidencia de la industria. Debe haber una acción coordinada con otros entes estatales, como los Ministerio del Trabajo y de Bienestar Social, y las entidades seccionales, a fin de mantener buenas relaciones con las comunidades y evitar conflictos que pueden afectar a las actividades productivas.

Desarrollo tecnológico

La industria petrolera requiere de tecnología de punta tanto en la exploración de hidrocarburos, simulación de yacimientos, perforación de pozos horizontales, toma de núcleos, bombeo electro-sumergible, cementación de tubería de revestimiento, registros de pozos, control de la producción, etc. En el Ecuador las nuevas tecnologías han sido proveídas generalmente por las empresas contratistas multinacionales, a las cuales se debe pagar el costo adicional por investigación y desarrollo. No ha habido un desarrollo sostenido de tecnologías propias, salvo contados y meritorios casos.

La empresa petrolera estatal debe impulsar el desarrollo tecnológico local a través sus propios departamentos técnicos, el apoyo a la investigación y desarrollo de tecnologías en institutos de investigación y universidades que tengan carreras relacionadas con la industria, o mediante mecanismos que incentiven la conformación de empresas ecuatorianas de prestación de servicios petroleros. Se debe crear una vinculación de doble vía entre las empresas petroleras, la comunidad, las universidades, los institutos de investigación, el sector productivo y el emprendimiento nacional.

ANEXO 4: ESTADOS FINANCIEROS 2015 A 2022 DE EMPRESAS SELECCIONADAS

a) Petroamazonas EP

Estados Financieros de Petroamazonas EP

PETROAMAZONAS EP				
Estado de situación financiera				
Expresado en Dólares de los E.U.A.				
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018
Expresado en Dólares de los E.U.A.				
ACTIVOS				
Activo corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	49,939,135	73,882,537	123,745,441	237,686,963
Anticipos a proveedores	16,841,082	86,640,467	30,167,648	36,978,999
Inventarios	485,774,097	401,638,154	356,338,551	347,969,155
Cuentas por cobrar onratistas, gastos anticipados y otras	16,697,403	39,482,990	32,124,916	18,389,787
Cuentas por cobrar Derecho Contractual	500,000,000	0	0	0
Fondos entregados en garantía Consorcio Shaya		65,367,526	16,929,966	24,867,510
Cuentas por cobrar Acuerdo Interinstitucional	400,000,000	324,185,417	0	118,000,000
Total activo corriente	1,469,251,717	991,197,091	559,306,522	783,892,414
Activo no corriente				
INVERSIONES EN COMPAÑÍAS				
Equipo de apoyo, neto	121,518,065	108,773,954	105,216,394	89,851,868
Inversiones en producción y transporte, Planta, equipo y n	7,979,977,396	11,586,469,958	11,313,927,798	11,273,727,345
Obras en curso - Negocios conjuntos				
Otros	2,970,617	1,184,182	451,875	451,875
Total activo no corriente	9,078,073,870	13,005,269,956	12,728,437,929	12,672,872,950
Inversiones a largo plazo				
Otros activos a largo plazo				
Total activo	10,547,325,587	13,996,467,047	13,287,744,451	13,456,765,364
PASIVOS				
Pasivo corriente				
Obligaciones financieras	19,152,341	19,152,341	19,152,341	0
Acuerdo Reconocimiento Deuda (ARD)			0	346,987,625
Cuentas por pagar	1,409,383,999	2,042,175,744	697,613,719	743,816,555
Provisiones por pagar (Contratos Petroecuador)	748,855,167	1,465,362,487	1,362,996,620	1,122,665,746
Gastos acumulados y otras cuentas por pagar	81,387,598	85,119,917	96,188,330	98,545,793
Intereses por pagar	1,436,426	957,617	478,809	0
Total pasivo corriente	2,260,215,531	3,612,768,106	2,176,429,819	2,312,015,719
Pasivo no corriente				
Obligaciones financieras	38,304,681	19,152,341	0	0
Acuerdo Reconocimiento Deuda (ARD)			970,565,829	327,556,663
Otros pasivos	21,204,942	8,340,615	1,178,428	0
Fondos recibidos de terceros	1,000,000,000	928,954,430	848,634,034	762,680,101
Provisión jubilación patronal, desahucio, indemnizaciones	59,645,034	61,280,040	62,064,106	69,346,250
Contingencias por pagar			0	6,223,033
Provisión Abandono de Campo	464,658,496	527,174,117	575,732,311	501,630,463
Total pasivo no corriente	1,583,813,153	1,544,901,543	2,458,174,708	1,667,436,510
Total pasivo	3,844,028,684	5,157,669,649	4,634,604,527	3,979,452,229
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los accionistas controladores				
Aporte patrimonio ex operadoras	863,644,272	864,209,593	868,736,837	896,351,060
Aporte patrimonio Petroecuador	4,237,501,363	4,315,242,108	4,261,000,407	4,262,133,249
Aporte acciones Río Napo	70,000	112,070,000	112,070,000	112,070,000
Fondos recibidos Ministerio de Finanzas	15,951,955,983	17,258,527,302	20,056,414,295	23,414,361,014
Aporte Petronado		97,078	97,078	97,078
Baja por Pérdida de Materiales		-56,527	-477,778	-457,543
Donaciones - PP&E entregado por Consorcios			0	74,025
Recuperación de Costos y gastos acumulados	-14,349,874,714	-13,711,292,158	-16,644,700,913	#####
Total inversión	6,703,296,904	8,838,797,396	8,653,139,926	9,477,313,136
Participaciones no controladoras				
Total patrimonio	6,703,296,904	8,838,797,396	8,653,139,926	9,477,313,136
Total pasivos y patrimonio	10,547,325,588	13,996,467,045	13,287,744,453	13,456,765,365
Estado de resultados integrales				
Por los años terminados el 31 de diciembre				
Ingresos por ventas (Precio promedio * producción anual)	6,209,709,477	5,319,735,422	6,734,531,872	8,559,971,684
Costos de venta (Costos totales sin deprec. Ni financieros)	-1,117,851,216	-1,025,188,032	-986,188,454	-1,001,430,983
Utilidad bruta	5,091,858,261	4,294,547,390	5,748,343,418	7,558,540,701
Gastos de administración (Gastos de depreciación)	-4,685,321,975	-1,362,493,151	-1,939,015,853	-1,546,645,721
Gastos generales administrativos	-54,152,382	-38,108,144	-33,573,902	-35,578,242
Gastos generales operacionales	-31,261,749	-30,172,519	-18,600,577	-23,835,236
Utilidad operativa	321,122,155	2,863,773,576	3,757,153,086	5,952,481,502
Gastos financieros	-5,464,123	-7,286,945	-30,671,232	-34,961,219
Otros ingresos	17,373,913	3,123,910,646	105,330,667	110,684,430
Otros gastos no operacionales	-22,440,919	-22,079,297	-30,689,403	-30,847,863
Utilidad antes de impuesto a la renta	310,591,026	5,958,317,980	3,801,123,118	5,997,356,850
Impuesto a la renta				
Utilidad neta	310,591,026	5,958,317,980	3,801,123,118	5,997,356,850
Partidas que no se reclasificarán al resultado del ejercicio				
Resultado integral del año, neto de impuestos	310,591,026	5,958,317,980	3,801,123,118	5,997,356,850

b) Andes Petroleum Ltd.

Estados Financieros de Andes Petroleum Ltd.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador								
Estado de situación financiera								
Expresado en Miles de Dólares de los E.U.A.								
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo y equivalentes de efectivo	41,434	103,176	213,851	192,763	16,296	66,598	64,023	28,428
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	265,695	336,040	354,496	47,098	33,888	23,095	37,051	33,807
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	0	0	0	92,250	39,190	13,814	59,361	104,710
Inventarios	14,072	8,398	7,527	2,994	2,932	2,044	1,335	1,573
Impuestos por cobrar	21,974	16,625	2,218	6,732	12,806	22,613	9,386	11,541
Otros activos financieros	0	0	35,033	6,171	619	173	173	156
Gastos pagados por anticipado	1,063	745	813	872	736	1,052	1,073	1,003
Total activo corriente	344,238	464,984	613,939	348,880	106,465	129,389	172,402	181,218
Activo no corriente								
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	0	0	0	0	10,830	0	0	0
Inversiones de exploración	4,937	5,703	5,859	2,205	2,457	3,074	0	0
Inversiones de producción y desarrollo	440,000	417,062	413,840	407,461	373,450	300,752	252,440	226,965
Otras propiedades y equipo	4,309	2,927	2,320	2,640	2,899	2,556	3,708	3,197
Activos por derecho de uso	13,555	18,303	10,694	0	10,096	4,450	2,775	4,237
Activos por impuestos diferidos	13,176	1,332	0	27,502	12,271	12,573	15,543	21,757
Total activo no corriente	475,976	445,328	432,714	439,808	412,003	323,405	274,467	256,156
Total activo	820,214	910,311	1,046,652	788,688	518,468	452,794	446,869	437,374
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Pasivo								
Pasivo corriente								
Sobregiro bancario	58	0	0	1,069	375	95	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	124,801	143,589	175,892	77,026	84,873	41,852	77,872	96,349
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	0	0	0	33,190	23,317	9,335	11,224	14,556
Impuestos por pagar	6,093	5,059	6,095	24,081	19,637	2,907	25,766	70,837
Beneficios a empleados	987	1,302	1,600	3,471	4,748	2,805	9,173	16,470
Pasivo por arrendamiento 16 1,172,659 1,822,048	0	0	0	0	2,809	1,822	1,173	1,939
Total pasivo corriente	131,940	149,950	183,588	138,836	135,759	58,817	125,209	200,151
Pasivo no corriente								
Impuestos por pagar	0	0	16,800	0	0	0	2,606	0
Beneficios a empleados	8,759	12,400	14,471	20,551	21,010	20,463	22,496	41,329
Provisión para abandono de campos	118,885	69,689	40,670	46,231	47,731	44,648	50,233	68,444
Pasivo por arrendamiento	0	0	0	0	7,660	3,150	2,060	2,758
Total pasivo no corriente	127,644	82,089	71,941	66,783	76,401	68,261	77,395	112,530
Total pasivo	259,584	232,039	255,528	205,618	212,160	127,078	202,604	312,681
Inversión de la Casa Matriz								
Capital asignado	2	2	2	2	2	2	2	2
Reserva de capital	0	0	0	180,918	180,918	180,918	180,918	180,918
Resultados acumulados	560,628	678,271	791,122	402,150	125,389	144,795	63,345	-56,228
Patrimonio (Total inversión de la Casa Matriz)	560,630	678,273	791,124	583,070	306,309	325,716	244,265	124,693
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz	820,214	910,311	1,046,652	788,688	518,468	452,794	446,869	437,374
Estado de resultados integrales								
Expresado en Miles de Dólares de E.U.A.								
Por los años terminados el 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos								
Ingresos provenientes de acuerdos con clientes	429,326	340,533	373,404	364,238	430,338	226,881	422,424	561,696
Costo de producción	-198,867	-126,326	-147,200	-171,516	-182,817	-152,157	-166,171	-165,141
Utilidad bruta	230,460	214,207	226,203	192,722	247,522	74,724	256,253	396,554
Gastos administrativos	-38,327	-42,848	-55,443	-54,106	-73,149	-30,133	-68,717	-103,300
Otros gastos	-10,281	-42,831	-22,180	-946	-241	-16,697	-377	-126
Otros ingresos	1,176	28,475	8,147	11,063	8	3	0	44
Utilidad operativa	183,029	157,002	156,728	148,732	174,140	27,898	187,159	293,172
Ingresos financieros	0	0	0	318	104	178	2,473	1,639
Gastos financieros	-6,127	-4,921	-3,575	-3,378	-8,134	-1,347	-4,872	-9,234
Utilidad antes de impuesto a la renta	176,902	152,081	153,153	145,672	166,109	26,728	184,760	285,577
Impuesto a la renta	-46,753	-34,439	-40,302	-180,649	-40,721	-7,321	-47,322	-71,817
Utilidad neta	130,149	117,642	112,851	-34,977	125,388	19,407	137,438	213,761
Resultado integral del año, neto de impuestos	130,149	117,642	112,851	-34,977	125,388	19,407	137,438	213,761

Fuente: Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador

c) ENAP Sipetrol S.A.

Estados Financieros de Enap Sipetrol S.A.

ENAP SIPETROL S.A. - ENAP SIPEC								
Estado de situación financiera								
Expresado en Miles de Dólares de los E.U.A.								
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo y equivalentes de efectivo	178	8,541	13,511	14,268	26,960	52,104	15,084	34,140
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	23,381	19,287	38,884	29,877	36,349	52,698	32,010	42,746
Otros activos financieros			862	0	1,025	4,902	2,617	3,845
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	42	52	282	627	390	270	207	157
Inventarios	5,318	4,987	7,709	10,482	6,368	6,941	5,924	7,820
Activos por impuestos corrientes	3,643	1,952	1,617	3,149	6,155	2,658	6,853	7,401
Otros activos	90	345	390	100	505	682	737	1,709
Total activo corriente	32,652	35,164	63,255	58,503	77,752	120,255	63,432	97,818
Activo no corriente								
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar								
Inversiones de exploración								
Propiedades, planta y equipos	140,454	148,393	173,556	199,642	236,290	229,052	256,330	287,636
Otras propiedades y equipo								
Activos por derecho de uso					410	184	1,226	954
Activos por impuestos diferidos	3,822	3,531	4,398	1,013	1,171	0	2,685	4,339
Total activo no corriente	144,276	151,924	177,954	200,655	237,871	229,236	260,241	292,929
Total activo	176,928	187,088	241,209	259,158	315,623	349,491	323,673	390,747
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Pasivos								
Pasivos corrientes								
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8,056	5,175	7,941	13,822	31,964	21,830	23,495	37,686
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	108,799	134,225	157,508	145,260	153,120	150,135	200,148	164,148
Pasivos por impuestos corrientes	1,630	3,918	5,165	12,641	15,339	4,009	14,082	16,765
Beneficios a empleados	7,649	11,044	13,698	17,440	22,719	3,961	5,299	6,195
Obligaciones por retiro de bienes						290	1,389	1,935
Pasivos por arrendamientos					0	206	448	448
Total pasivos corrientes	126,134	154,362	184,312	189,163	223,142	180,431	244,861	227,177
Pasivos no corrientes								
Beneficios a empleados	1273	1780	2053	2220	2635	2,987	3552	3,910
Obligaciones por retiro de bienes	1,749	1,947	2,285	2,766	3,529	3,312	1,844	3,357
Pasivos por arrendamientos					450	23	851	665
Pasivos por impuestos diferidos					0	1,051	0	0
Total pasivos no corrientes	3,022	3,727	4,338	4,986	6,614	7,373	6,247	7,932
Total pasivos	129,156	158,089	188,650	194,149	229,756	187,804	251,108	235,109
Patrimonio								
Capital asignado	2	2	2	2	2	2	2	2
Resultados acumulados	47,770	28,997	52,557	65,007	85,865	161,685	72,563	155,636
Total Patrimonio	47,772	28,999	52,559	65,009	85,867	161,687	72,565	155,638
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz	176,928	187,088	241,209	259,158	315,623	349,491	323,673	390,747
Estado de resultados integrales								
Expresado en Miles de Dólares de E.U.A.								
Por los años terminados el 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos								
Prestación de servicios	92,535	97,751	123,951	154,122	192,249	190,024	193,716	236,068
Costos de producción	-54,922	-53,568	-58,200	-62,182	-74,881	-76,824	-86,524	-106,585
Utilidad bruta	37,613	44,183	65,751	91,940	117,368	113,200	107,192	129,483
Gastos de administración	-8,578	-8,718	-8,471	-10,970	-12,180	-11,193	-12,235	-13,354
Gastos de explotación	-1,871	-1,854	-1,541	-1,631	0	0	-7,926	-2,898
Utilidad operacional	27,164	33,611	55,739	79,339	105,188	102,007	87,031	113,231
Otros ingresos (gastos), neto	248	-173	-51	220	176	-595	212	-1,840
Ingresos (gastos) financieros, neto	-222	-1,561	-696	872	-559	-660	446	-174
Utilidad antes de impuesto a la renta	27,190	31,877	54,992	80,431	104,805	100,752	87,689	111,217
Impuesto a la renta								
Corriente	-11,634	-7,965	-10,662	-19,187	-26,379	-22,847	-26,140	-30,023
Diferido	-3926	-291	867	-3385	158	-2,222	3,737	1654
Utilidad del año	11,630	23,621	45,197	57,859	78,584	75,683	65,286	82,848
Nuevas mediciones de beneficios a empleados	-98	-317	132	187	133		-141	225
Resultado integral del año, neto de impuestos	11,532	23,304	45,329	58,046	78,717	75,683	65,145	83,073

Fuente: Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador

d) Repsol Ecuador S.A.

Estados Financieros de Repsol Ecuador S.A.

REPSOL ECUADOR S.A. SUCURSAL ECUADOR (PETROLIA)								
Estado de situación financiera								
(Expresado en Mles de dólares estadounidenses)								
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ACTIVOS								
Activos corrientes								
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,265	7,792	7,052	13,076	3,503	3,121	7,394	9,405
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	69,846	52,649	20,184	31,609	17,640	9,099	21,484	6,729
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	0	0	41,073	30,650	28,929	44,288	57,926	7,000
Impuestos por recuperar	3,973	10,324	12,578	6,713	13,453	10,813	9,889	14,462
Anticipos a proveedores y otros	456	468	1,481	1,226	741	1,655	1,321	1,355
Inventarios	5,652	4,809	2,540	3,221	2,722	2,059	2,107	0
Total activos corrientes	89,192	76,042	84,909	86,494	66,988	71,035	100,121	38,950
Activos no corrientes								
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	21,930	23,617	8,276	9,934	1,794	0	0	0
Propiedad, planta y equipos	38,309	43,352	51,046	57,522	41,210	1,455	5,031	0
Impuesto a la renta diferido	22,550	10,859	80	1,287	2,525	107	0	0
Activos por derecho de uso	0	0	0	0	7,756	7,317	1,064	0
Otros activos	303	303	303	303	264	303	303	0
Total activos no corrientes	83,092	78,131	59,705	69,045	53,550	9,181	6,398	0
Total activos	172,284	154,173	144,613	155,539	120,538	80,216	106,518	38,950
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Pasivos								
Pasivos corrientes								
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	35,548	34,389	27,841	16,692	15,111	19,894	20,954	7,567
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	0	0	22,551	6,690	6,370	0	0	3,690
Impuestos por pagar	5,183	43,577	50,432	4,154	3,844	3,568	1,087	2,269
Beneficios a empleados	0	0	2,193	1,825	1,123	1,799	1,815	717
Obligaciones por retiro de bienes	0	0	0	0	0	0	0	4,246
Pasivos por arrendamientos y provisiones	1,953	20,991	26,680	9,101	2,663	4,305	4,873	247
Total pasivos corrientes	42,684	98,957	129,697	38,461	29,110	29,565	28,729	18,737
Pasivos no corrientes								
Provisiones + impuesto a la renta por pagar	49,777	58,908	62,437	1,313	250	253	413	0
Obligaciones por beneficios definidos	5,427	5,888	17,921	21,729	24,331	25,748	26,687	0
Pasivos por arrendamiento	0	0	0	0	7,172	4,784	0	0
Obligación por retiro de bienes	0	0	17,804	18,019	16,236	12,038	4,710	0
Total pasivos no corrientes	55,204	64,796	98,162	41,061	47,988	42,822	31,811	0
Total pasivos	97,888	163,753	227,859	79,522	77,099	72,387	60,540	18,737
Patrimonio								
Capital asignado	2	2	2	2	2	2	2	2
Contribuciones de Casa Matriz	147,643	80,678	2,121	0	0	0	0	0
Resultados acumulados	-73,249	-90,260	-85,369	76,015	43,437	7,827	45,976	20,211
Total Patrimonio	74,396	-9,580	-83,245	76,017	43,439	7,829	45,978	20,213
Total pasivos y patrimonio	172,284	154,173	144,613	155,539	120,538	80,216	106,518	38,950
Estado de resultados integrales								
(Expresado en Mles de dólares estadounidenses)								
Por los años terminados el 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos								
Prestación de servicios + cesión de capacidad garantizada	122,827	72,022	83,445	89,909	63,795	35,470	65,427	85,994
Honorarios de operador	657	784	692	691	686	618	428	657
Otros	4,453	3,519	4,877	4,052	3,316	2,551	2,671	4,964
Total Ingresos	127,937	76,325	89,014	94,653	67,797	38,639	68,526	91,615
Costos y gastos de operación								
Amortización y depreciación	-33,813	-13,645	-14,829	-13,492	-20,177	-11,875	-2,091	-6,814
Deterioro de inversiones de producción	-50,211	14,215	14,755	14,700	-1,983	-28,175	0	0
Consumo de inventarios y compras	-7,617	-6,357	-7,988	-7,726	-8,671	-7,803	-7,721	-13,468
Beneficios a trabajadores	-16,237	-26,307	-22,943	15,669	-13,726	-11,759	-7,758	-11,222
Servicios y arrendamientos + transporte de crudo	-59,076	-61,956	-63,490	-20,013	-6,961	-3,497	-5,090	-10,893
Utilidad operacional	-39,017	-17,725	-5,481	83,790	16,279	-24,470	45,866	49,218
Participación al estado para proyectos de inversión social	-5,148	3,504	-1,437	-996	-308	-94	-1,150	1,063
Impuestos	-4,004	-3,945	-3,624	-2,277	-1,632	-1,433	-1,688	-2,049
Otros gastos	-29,951	-6,148	-24,654	12,488	-12,041	-7,192	-3,293	-12,849
Otros ingresos	1,860	-2,201	1,225	1,650	4,758	1,617	2,518	0
Costos, Ingresos financieros, neto	-1,287	-28,595	-19,176	48,006	-2,342	-1,553	-893	-329
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a la renta	-77,547	-55,110	-53,147	142,661	4,714	-33,125	41,359	35,053
Impuesto a la renta								
Corriente	-7,875	-636	-1,972	-1,695	-546	0	-2,036	1,882
Diferido	12,948	-11,691	-10,780	1,100	1,239	-2,419	0	0
Años anteriores	0	-16,041	-12,383	-36,693	0	-1,093	0	0
Utilidad (Pérdida) neta del año	-72,474	-83,478	-78,282	105,373	5,406	-36,637	39,323	36,935
Partidas que no se reclasificarán posteriormente	-775	-498	2,495	-1,558	643	1,026	-1,174	0
Resultado integral del año, neto de impuestos	-73,249	-83,976	-75,786	103,816	6,050	-35,611	38,149	36,935

Fuente: Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador

e) Petrooriental S.A.

Estados Financieros de PetroOriental S.A.

PETROORIENTAL S.A. - SUCURSAL ECUADOR								
Estado de situación financiera								
Expresado en Dólares de los E.U.A.								
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo en caja y bancos	12,881	10,426	20,799	18,668	7,671	2,171	11,311	12,194
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	69,924	35,951	28,801	7,386	11,798	7,927	3,859	12,401
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	0	0	0	12,533	11,049	78	36,849	127,345
Inventarios	5,580	4,626	4,085	2,291	376	216	587	614
Impuestos por cobrar	18,450	18,278	8,379	20,876	35,054	38,399	32,752	20,137
Otros activos financieros	0	0	9,124	7,517	1,434	474	295	74
Gastos pagados por anticipado	210	125	294	174	129	279	274	154
Total activo corriente	107,045	69,406	71,481	69,446	67,511	49,543	85,929	172,919
Activo no corriente								
Inversiones de exploración	755	580	630	607	6,364	0	0	0
Inversiones de producción y desarrollo	134,209	109,576	93,453	114,036	144,690	145,526	143,121	135,035
Otras propiedades y equipo	1,015	886	792	756	832	724	797	786
Activos por derecho de uso	5,171	5,171	7,609	0	530	286	41	663
Activos por impuestos diferidos	9,423	19,280	7,101	9,358	4,460	6,419	11,182	4,547
Total activo no corriente	150,573	135,493	109,586	124,756	156,877	152,954	155,141	141,031
Total activo	257,618	204,898	181,067	194,202	224,387	202,497	241,070	313,950
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Pasivo								
Pasivo corriente								
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	175,535	163,610	164,109	29,020	43,001	23,581	29,489	32,844
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	0	0	0	144,166	125,920	129,326	115,419	118,919
Sobrelavante de petróleo de crudo	2,073	2,950	2,950	3,750	3,337	2,456	3,695	3,618
Impuestos por pagar	223	135	171	275	1,024	466	886	793
Beneficios a empleados	0	0	0	0	0	0	116	2,393
Pasivo por arrendamiento	0	0	0	0	246	262	46	289
Total pasivo corriente	177,831	166,695	167,230	177,212	173,527	156,090	149,651	158,858
Pasivo no corriente								
Impuestos por pagar	0	0	0	0	0	0	282	0
Provisiones (Abandono de campos)	20,088	13,114	11,124	11,033	11,250	11,085	11,162	13,418
Pasivo por arrendamiento	0	0	0	0	305	46	0	395
Total pasivo no corriente	20,088	13,114	11,124	11,033	11,555	11,131	11,444	13,813
Total pasivo	197,919	179,809	178,354	188,245	185,083	167,221	161,095	172,671
Inversión de la Casa Matriz								
Capital asignado	0	0	0	0	2	2	2	2
Reserva de capital	59,699	25,089	2,713	5,680	15,474	15,474	15,474	15,474
Resultados acumulados	0	0	0	0	23,829	19,800	64,499	125,804
Total patrimonio inversión de la Casa Matriz	59,699	25,089	2,713	5,680	39,305	35,276	79,975	141,279
Total pasivo e inversión de la Casa Matriz	257,618	204,898	181,067	193,924	224,387	202,497	241,070	313,950
Estado de resultados integrales								
Expresado en Miles de Dólares de E.U.A.								
Por los años terminados el 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos								
Ingresos provenientes de acuerdos con clientes	132,059	118,930	80,531	97,445	121,060	70,492	143,753	214,707
Costo de producción	-126,429	-47,374	-61,028	-65,156	-72,277	-66,896	-92,966	-104,200
Utilidad bruta	5,630	71,556	19,502	32,289	48,783	3,596	50,787	110,507
Gastos administrativos	-13,917	-5,548	-10,031	-9,251	-9,261	-7,944	-10,816	-22,119
Otros gastos	-185	-103,060	-12,074	-568	-662	-1,552	-55	-10
Otros ingresos	1,117	8	3,467	11,290	352	1	1,013	19
Utilidad operativa	-7,356	-37,044	864	33,761	39,212	-5,898	40,929	88,397
Ingresos financieros	0	0	0	0	225	236	345	256
Gastos financieros	-6,885	-1,307	-1,002	-808	-913	-34	-516	-2,373
Utilidad (pérdida) antes de impuesto a la renta	-14,240	-38,351	-138	32,953	38,523	-5,697	40,758	86,280
Impuesto a la renta	-20,329	3,742	-14,238	-29,986	-4,898	-182	3,941	-24,976
Utilidad (pérdida) neta	-34,569	-34,610	-14,376	2,967	33,625	-5,879	44,699	61,304
Resultado integral del año, neto de impuestos	-34,569	-34,610	-14,376	2,967	33,625	-5,879	44,699	61,304

Fuente: Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador

f) AGIP Oil Ecuador / Pluspetrol

Estados Financieros de Pluspetrol

PLUSPETROL anteriormente AGIP OIL ECUADOR (ENI ECUADOR S.A.)								
Estado de situación financiera								
Expresado en Miles de Dólares de los E.U.A.								
Al 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo y equivalente de efectivo	1,679	446	4,647	22,086	1,380	6,070	16,742	54,915
Inversiones a costo amortizado	0	0	0	0	0	0	0	859
Cuentas por cobrar a clientes + Secretaría Hidrocarburos	13,364	13,274	23,977	9,840	2,740	7,650	20,699	35,491
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	4,217	7,631	10,285	55,611	62,849	49,225	49,169	49,132
Inventarios	7,457	4,727	3,267	2,456	2,600	4,628	3,776	4,948
Otras cuentas por cobrar	1,331	616	1,053	548	683	707	1,122	593
Impuestos por recuperar	6,083	416	1,616	410	4,516	11,150	14,290	3,164
Total activo corriente	34,131	27,110	44,844	90,952	74,768	79,430	105,797	149,101
Activo no corriente								
Cuentas por cobrar a clientes + Secretaría Hidrocarburos	28,396	76,621	82,537	58,320	2,369	0	0	0
Otras cuentas por cobrar	131	130	81	82	56	56	55	159
Propiedades, planta y equipos	264,725	249,166	252,084	216,964	195,184	179,992	211,831	127,641
Inversiones de exploración y evaluación	32,728	33,050	33,048	33,195	33,195	33,676	34,240	36,155
Activo por impuesto a la renta diferido	0	0	0	0	0	0	0	33,125
Activos por derecho de uso	0	0	0	0	8,932	3,208	17,680	13,933
Total activo no corriente	325,980	358,966	367,750	308,560	239,736	216,932	263,806	211,013
Total activo	360,111	386,076	412,594	399,512	314,503	296,363	369,604	360,115
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Pasivo corriente								
Cuentas por pagar a proveedores	21,898	12,880	18,606	14,622	14,930	13,429	31,371	20,714
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	4,253	5,102	7,036	1,616	502	3,850	617	2,474
Pasivos de arrendamiento	0	0	0	0	2,390	943	2,316	1,082
Impuestos por pagar	6,821	12,665	27,826	20,475	18,078	6,226	13,915	25,098
Beneficios sociales + pasivos acumulados	2,379	3,041	3,389	3,451	2,760	1,235	2,536	3,951
Provisiones	0	0	0	0	0	0	227	231
Total pasivo corriente	35,351	33,689	56,857	40,164	38,660	25,683	50,982	53,549
Pasivo no corriente								
Cuentas por pagar a largo plazo	179	179	179	179	179	179	179	185
Pasivos de arrendamiento	0	0	0	0	7,142	2,410	15,918	14,446
Impuestos por pagar	0	0	33,953	0	0	0	1,680	0
Beneficios Sociales	6,428	7,139	8,003	8,981	9,854	8,739	7,914	7,890
Pasivo por impuesto a la renta diferido	17,405	15,653	8,862	7,942	8,564	7,504	3,453	0
Provisiones	17,247	64,044	45,867	12,376	5,594	5,757	6,366	7,734
Total pasivo no corriente	41,260	87,016	96,864	29,479	31,334	24,590	35,510	30,255
Total pasivo	76,611	120,705	153,721	69,643	69,993	50,273	86,492	83,804
Patrimonio								
Capital asignado	2	2	2	2	2	40	40	40
Reserva legal	0	0	0	0	1	1	1	1
Resultados acumulados	283,498	265,370	258,871	329,867	244,507	246,049	283,071	276,270
Total patrimonio	283,500	265,372	258,873	329,869	244,510	246,090	283,112	276,311
Total pasivos y patrimonio	360,111	386,076	412,594	399,512	314,503	296,363	369,604	360,115
Estado de resultados integrales								
Expresado en Miles de Dólares de E.U.A.								
Por los años terminados el 31 de diciembre	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos								
Ingresos por ventas (Actividades ordinarias)	140,498	131,251	145,654	155,148	126,543	70,693	112,213	156,981
Costos de operación	-95,412	-70,478	-88,978	-72,543	-69,461	-59,765	-62,391	-78,328
Utilidad bruta	45,086	60,773	56,676	82,605	57,081	10,928	49,822	78,653
Gastos de administración	-8,065	-6,841	-8,159	-7,679	-7,393	-6,389	-8,516	-15,184
Otros gastos, neto	-4,854	-5,550	-4,839	-4,764	-57,820	-4,414	3,134	26,614
Deterioro de activos productivos, otros ingresos	41,198	47	21	2,325	0	0	0	-112,037
Utilidad operativa (Pérdida)	73,364	48,429	43,699	72,486	-8,132	124	44,440	-21,953
Gastos financieros, neto	-4,839	-2,970	-3,496	-1,389	-1,960	-98	-1,537	-1,731
Utilidad antes de impuesto a la renta (Pérdida)	68,526	45,459	40,202	71,097	-10,092	27	42,903	-23,685
Impuesto a la renta	-9,764	-64,062	-47,050	-301	-13,099	1,060	-6,291	16,168
Utilidad neta del año (Pérdida)	58,762	-18,602	-6,847	70,796	-23,191	1,087	36,612	-7,517
Resultados que no se reclasificarán al resultado del ejercicio	-280	474	349	200	832	493	410	716
Resultado integral del año, neto de impuestos	58,482	-18,129	-6,499	70,996	-22,359	1,580	37,022	-6,802

Fuente: Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador

ANEXO 5: MATRIZ DE FUENTES DE CONTAMINACIÓN HIDROCARBURÍFERA DE EMPRESAS SELECCIONADAS

a) Petroamazonas EP

Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS

Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver:

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	25 bl p
CONC_INDI_PIT_LOD_03P	PISCINA H	PENDIENTE	CONCORDIA	15
CONC_INDI_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	CONCORDIA	15
CONC_INDI_PIT_LOD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	CONCORDIA	15
CONC_INDI_PIT_LOD_04P	PISCINA H	PENDIENTE	CONCORDIA	15
CONC_INDI_PIT_LOD_05P	PISCINA H	PENDIENTE	CONCORDIA	15
EDEN_YUTR_A_23_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_A_24_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_B_02_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_B_04_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_C_18_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_C_20_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_C_21_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_D_14_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_D_15_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_D_17_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EDEN_YUTR_E_19_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	EDEN YUTURI	12
EST_LIM_01D	DERRAME	PENDIENTE	LIMONCOCHA	15
EST_LIM_02D	DERRAME	PENDIENTE	LIMONCOCHA	15
JIVI_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	JIVINO	15
JIVINO_G_15_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	15
LAGUN_11_A_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	LAGUNA	15
LAGUN_12_A_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	LAGUNA	15
PAKA_N_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	YANAQUINCHA OESTE	15
YANQ_OEST_A_02_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	YANAQUINCHA OESTE	15
YANQ_SUR_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	YANAQUINCHA OESTE	15

Fuente: Programa de Remediación Ambiental y Social (PRAS) del MAE

b) Andes Petroleum Ltd.**Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS****Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver:****31**

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	bl p
CUY_06_1D	DERRAME	PENDIENTE	MARIANNE CENTRO	62
DOR_02_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DORINE	62
DOR_02_PIT_LOD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	DORINE	62
DOR_05_PIT_LR_D5_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DORINE	62
DOR_MINA_PIT_LODOS_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DORINE	62
EST_CENT_TARA_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
EST_CENT_TARA_PIT_01	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
EST_FANNY_VIE_PIT_06	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
EST_FANNY_VIE_PIT_FV	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
EST_MAR_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	MARIANN 4A	62
EST_MAR_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MARIANN 4A	62
EST_MARIANN_VIEJ_01D	DERRAME	PENDIENTE	MARIANN CENTRO	62
EST_MARIANN_VIEJ_02D	DERRAME	PENDIENTE	MARIANN 4A	62
EST_MR_VIE_PIT_11_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MARIANN CENTRO	62
FANNY_04_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_03P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_04A_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_04B_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_05P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_07P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_08A_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_08B_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_HC_05F_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_HC_F1_08B1_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_HC_F1_08B1_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
FANNY_04_PIT_HC_F3_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
MARI_PIT_HC_M1_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MARIANN CENTRO	62
MARI_PIT_HC_M7_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MARIANN CENTRO	62
OLEC_CUYA_LAGO_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	62
OLEC_DORI_5_EST_LTF_01D	DERRAME	PENDIENTE	TARAPOA NW	62
TARAPOA_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	FANNY_U	62

c) ENAP Sipetrol S.A.

Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS

Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver: 49

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	bl p
BIGUN_01_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	47
BIGUN_01_02D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	47
EST_CPF_MDC_01_PI_01D	DERRAME	PENDIENTE	MDC	46
EST_CPF_MDC_01_PIT_GRD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
EST_CPF_MDC_01_PIT_PEQ_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
EST_CPF_PARAIS_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_CPF_PARAIS_02D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_CPF_PARAIS_03D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_CPF_PARAIS_04D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_CPF_PARAIS_05D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAI_PIT_01_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAI_PIT_02_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAIS_1P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAIS_2P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAISO_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAISO_02D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
EST_PARAISO_03D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
HUACH_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	HUACHITO	47
HUACH_02_PIT_01D	DERRAME	PENDIENTE	HUACHITO	47
LF_MDC_03_01D	DERRAME	PENDIENTE	MDC	46
LF_PARAISO_20_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
M.D.C._(HUAMAYACU)_2_D	DERRAME	PENDIENTE	MDC	46
MDC_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_01_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_02_PIT_CORT_PERF_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_02_PIT_TRATA_AGUAS_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_03_01D	DERRAME	PENDIENTE	MDC	46
MDC_03_PIT_CORT_PERF_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_03_PIT_TRATA_AGUAS_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_04_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_04_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_05_01D	DERRAME	PENDIENTE	MDC	46
MDC_12_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
MDC_14_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46

MDC_15_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	MDC	46
PARAIS_01_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_03_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_05_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_07_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_08_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_09_01D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_11_A_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_11_B_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_17_A_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_17_B_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_3_D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
PARAIS_9_D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47
TIGUIN_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	47
TIGUIN_02D	DERRAME	PENDIENTE	PARAISO	47

Fuente: Programa de Remediación Ambiental y Social (PRAS) del MAE

d) Repsol Ecuador S.A.

Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS

Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver:

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	54 bl p
AMO_A_01D	DERRAME	PENDIENTE	AMO	16
AMO_A_02D	DERRAME	PENDIENTE	AMO	16
AMO_A_PIT_DESNA_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_A01_PIT_BIOREM_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_B_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_B_PIT_RETEN_02P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_B01_PIT_BIOREM_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_C_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
AMO_C_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	AMO	16
BOGI_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
BOGI_PIT_LOD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
BOGI_PIT_LOD_03P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
BOGI_PIT_LOD_P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
BOGI_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
CAP1_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
CAP1_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	BOGI - CAPIRON	16
DAIMI_02_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
DAIMI_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
DAIMI_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
DAIMI_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
DAIMI_B_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
DAIMI_B01_PIT_BIOREM_01P	PISCINA H	PENDIENTE	DAIMI	16
EST_SPF_B16_PIT_DIORED_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
EST_SPF_B16_PIT_DIORED_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
EST_SPF_B16_PIT_DIORED_03P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
EST_SPF_B16_PIT_DIORED_04P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
EST_SPF_B16_PIT_RET_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
EST_SPF_B16_PIT_RET_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
GINTA_A_01D	DERRAME	PENDIENTE	GINTA	16
GINTA_A_02D	DERRAME	PENDIENTE	GINTA	16
GINTA_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	GINTA	16

RENÁN GONZALO RUIZ POZO

GINTA_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	GINTA	16
GINTA_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	GINTA	16
GINTA_B_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	GINTA	16
GINTA_B_PIT_RETEN_02P	PISCINA H	PENDIENTE	GINTA	16
IRO_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	IRO	16
IRO_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	IRO	16
IRO_A_PIT_RETEN_02P	PISCINA H	PENDIENTE	IRO	16
IRO_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	IRO	16
IRO_B_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	IRO	16
NPF_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
NPF_02D	DERRAME	PENDIENTE	AMO	16
TIVAC_A_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	TIVACUNO	67
TIVAC_A_B_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	TIVACUNO	67
TIVAC_C_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	TIVACUNO SW	67
TIVAC_C_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	TIVACUNO SW	67
WP_PIT:LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
WP_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
WP_PIT_RETEN_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
ZPR_C_01_PIT_INGIN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16
ZPR_C_01_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	16

Fuente: Programa de Remediación Ambiental y Social (PRAS) del MAE

e) **PetroOriental S.A.****Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS****Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver:**

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	9 bl p
BAT_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	14
BAT_02_PIT_LODOS__02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	14
EST_CAMI_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	14
KUPI_C_01D	DERRAME	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	14
PENKE_01_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	WANKE	14
SUNKA_B_01D	DERRAME	PENDIENTE	WANKE	14
WANKA_01_01D	DERRAME	PENDIENTE	WANKE	14
WANKE_02_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	WANKE	14
WANKE_A_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	WANKE	14

Fuente: Programa de Remediación Ambiental y Social (PRAS) del MAE

f) AGIP Oil Ecuador / Pluspetrol**Matriz de fuentes de contaminación hidrocarburífera del PRAS****Total de fuentes de contaminación pendientes de resolver:****20**

codpras	tpfcnt	estfcnt	cmp	bl p
EST_CPF_B10_PIT_RET_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_115_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_12_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_16_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_16_PIT_LOD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_16_PIT_LOD_03P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_16_PIT_LOD_04P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_16_PIT_LOD_05P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_17_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_A_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_A_PIT_LOD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_A_PIT_RETEN_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_B_PIT_LOD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	VILLANO	10
VILLA_N_PIT_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_03P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_BIOREMD_01P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_BIOREMD_02P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_BIOREMD_03P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10
VILLA_N_PIT_BIOREMD_04P	PISCINA H	PENDIENTE	SIN CAMPO DEFINIDO	10

Fuente: Programa de Remediación Ambiental y Social (PRAS) del MAE

ANEXO 6: DECLARACIONES DE USO DE FIGURAS

Las siguientes figuras incluidas en este trabajo de investigación son de elaboración propia y realizadas a partir de información obtenida en el trabajo de investigación: figuras 1 a 5, figuras 8 a 10, figuras 13 a 15 y figuras 22 a 26 (Total 14 figuras).

El resto de las figuras (10 figuras) presentadas en este trabajo de investigación también son de elaboración propia, pero realizadas a partir de información gráfica obtenida de otras fuentes, las mismas que son referenciadas específicamente en el trabajo, tal como se indica a continuación.

- Las figuras 6, 11 y 16 a 21 fueron elaboradas a partir de publicaciones oficiales de Petroamazonas EP y del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. El permiso de uso de la información que sirvió de base para la elaboración de estas figuras está estipulado en la Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública, que indica: “DERECHOS, GARANTÍAS Y SUJETOS OBLIGADOS, Art. 7.- Derecho de acceso a la información pública.- El derecho de acceso a la información pública comprende el derecho a buscar, acceder, solicitar, investigar, difundir, recibir, copiar, analizar, reprocesar, reutilizar y redistribuir información. Toda la información producida, obtenida, adquirida, transformada o en posesión de los sujetos obligados es pública y accesible a cualquier persona en los términos y condiciones establecidos en la presente Ley, la normativa vigente y en los instrumentos internacionales aprobados y ratificados por el Estado ecuatoriano” (Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública, 2023).
- La figura 7 es de elaboración propia a partir de información de SPE y otros (2019), cuyo permiso de uso indica que “Este trabajo está licenciado bajo la licencia internacional Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0”.
- La figura 12 es de elaboración propia a partir de información de Norsk Petroleum (2023), cuyo permiso de uso indica que “The content of the website Norwegianpetroleum.no may be copied and used free of charge so long as all content is clearly marked with the date, reference and link to the source. This information must be presented clearly”.



Se realizó el análisis histórico-descriptivo de la industria petrolera ecuatoriana, de las circunstancias que dieron origen a la empresa Petroamazonas EP luego de la terminación unilateral del contrato con la empresa multinacional OXY y del camino seguido hasta convertirse en la mayor empresa de exploración y producción de petróleo del Ecuador.

Con el fin de aportar con datos a los tomadores de decisiones sobre los resultados esperados en la privatización de empresas públicas, se definió el concepto de rentabilidad social y se construyó un índice compuesto que permite valorar el Potencial de Rentabilidad Social (PRS) de las empresas petroleras que trabajan en la Región Amazónica Ecuatoriana.