

**Evaluación de la tasa de retorno energético para la producción de petróleo crudo de  
Petroamazonas EP**

Amores Rivas, Jorge Andrés

Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica

Carrera de Ingeniería Mecánica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico

Mgs. Gutiérrez Gualotuña, Eduardo Roberto

1 de diciembre del 2020



## Document Information

---

**Analyzed document** AMORES RIVAS JORGE ANDRÉS Urkund.pdf (D87156103)  
**Submitted** 11/30/2020 7:49:00 AM  
**Submitted by**  
**Submitter email** ergutierrez@espe.edu.ec  
**Similarity** 0%  
**Analysis address** ergutierrez.espe@analysis.arkund.com

## Sources included in the report

---

Firma:

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'E' and 'R' intertwined, enclosed in a circular flourish.

.....  
Gutiérrez Gualotuña, Eduardo Roberto

C.C.: 1711011385

**DIRECTOR**



**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, “Evaluación de la tasa de retorno energético para la producción de petróleo crudo de Petroamazonas EP” fue realizado por el señor **Amores Rivas, Jorge Andrés** el cual ha sido revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

**Sangolquí, 18 de diciembre de 2020**

Firma:

.....  
**Gutiérrez Gualotuña, Eduardo Roberto**

C. C.: 1711011385



**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA**

Yo, **Amores Rivas, Jorge Andrés**, con cédula de ciudadanía n°070486417-2, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Evaluación de la tasa de retorno energético para la producción de petróleo crudo de Petroamazonas EP** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

**Sangolquí, 18 de diciembre de 2020**

Firma

**Amores Rivas, Jorge Andrés**

C.C.: 070486417-2



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA MECÁNICA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN**

Yo, **Amores Rivas, Jorge Andrés**, con cédula de ciudadanía n°070486417-2, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Evaluación de la tasa de retorno energético para la producción de petróleo crudo de Petroamazonas EP** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

**Sangolquí, 06 de enero de 2021**

Firma

**Amores Rivas, Jorge Andrés**

C.C.:070486417-2

### **Dedicatoria**

Este trabajo está dedicado a mis señores padres, a los únicos a los que debo lealtad, fidelidad y amor, ya que ellos han estado presentes en las circunstancias más difíciles en mi vida, me han apoyado en cada una de mis metas.

### **Agradecimiento**

Agradezco a mi familia por apoyarme en cada instante de mi vida, por levantarme en cada caída que he atravesado para lograr mi superación personal, para una mejor calidad de vida.

## Índice de contenidos

Hoja de resultados de la herramienta URKUND .....	2
Certificación .....	3
Autorización de Publicación .....	5
Dedicatoria.....	6
Agradecimiento .....	7
Resumen .....	12
Abstract.....	13
Capítulo I: Introducción.....	14
Antecedentes .....	14
Planteamiento del Problema .....	17
Justificación, Importancia y Alcance .....	18
Capítulo II: Objetivos.....	20
Objetivos .....	20
<i>Objetivo General</i> .....	20
<i>Objetivos Específicos</i> .....	20
Hipótesis o Interrogante.....	20
Capítulo III: Estado del Arte y Marco Teórico .....	21
Estado del arte.....	21
<i>Charles Hall</i> .....	21
<i>Alexander Safronov y Anton Sokolov</i> .....	22
<i>Ronny Parra</i> .....	22
<i>Jorge Amores Rivas</i> .....	23
<i>Petroamazonas EP</i> .....	23
Marco Teórico .....	25



<i>Grado API</i> .....	25
<i>Basic Sediment &amp; Water (BSW)</i> .....	25
<i>Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP)</i> .....	26
<i>Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP)</i> .....	26
<i>Sistemas de generación de electricidad (Centrales Térmicas)</i> .....	27
<b>Capítulo IV: Metodología y Datos</b> .....	30
<b>Metodología Propuesta</b> .....	30
<b>Datos</b> 31	
<b>Capítulo V: Resultados y Discusiones</b> .....	32
<b>Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético TRE o “EROI”</b> .....	32
<b>Indicadores de optimización de recursos y de la eficiencia energética y generación eléctrica</b> .....	37
<b>Evolución de la densidad API y la concentración de agua y sedimentos</b> .....	40
<b>Tasa de perforación de pozos y tasa de pozos en operación en Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019</b> .....	41
<b>Producción total de producción eléctrica de centrales hidroeléctricas del Ecuador y energía eléctrica de las centrales térmicas de Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019</b> .....	43
<b>Consumo de energía eléctrica por barril de petróleo crudo producido por Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019</b> .....	46
<b>Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones</b> .....	49
<b>Conclusiones</b> .....	49
<b>Recomendaciones</b> .....	51
<b>Referencias Bibliográficas</b> .....	52

**Índice de tablas**

<b>Tabla 1</b> Tipo de petróleo según su densidad API .....	25
<b>Tabla 2</b> Factores de Conversión .....	27
<b>Tabla 3</b> Centrales térmicas, producción de energía eléctrica y tipos de generadores año 2019 .....	27
<b>Tabla 4</b> Consumo de combustibles en toneladas equivalentes de petróleo .....	34
<b>Tabla 5</b> Cálculo preliminar de la tasa de retorno energético EROI o TRE de Petroamazonas EP .....	35
<b>Tabla 6</b> Tasa de perforación de pozos y tasa de pozos en operación .....	43
<b>Tabla 7</b> Producción de energía eléctrica de las centrales térmicas de Petroamazonas EP .....	44
<b>Tabla 8</b> Producción de electricidad y crudo fiscalizado .....	47

## Índice de figuras

<b>Figura 1</b> EROI del petróleo y gas en diferentes países.....	21
<b>Figura 2</b> EROI del petróleo y gas en Rusia.....	22
<b>Figura 3</b> EROI del petróleo en Ecuador y para los Bloques 21, 46, 47, 56, 57, 7, 10, 15, 16, 60, 62, 61 y 67 .....	23
<b>Figura 4</b> Bloques administrados por Petroamazonas EP Año 2019.....	24
<b>Figura 5</b> Consumo de combustibles empleados para las centrales térmicas de Petroamazonas EP .....	33
<b>Figura 6</b> Resultado preliminar de la tasa de retorno energético de Petroamazonas EP .....	37
<b>Figura 7</b> Optimización de recursos.....	38
<b>Figura 8</b> Costos de producción, precio de barril y optimización de eficiencia energética y generación eléctrica .....	39
<b>Figura 9</b> Evolución de indicadores petrofísicos .....	41
<b>Figura 10</b> Actividades perforación y pozos en operación .....	42
<b>Figura 11</b> Producción de energía eléctrica de centrales hidroeléctricas y de Petroamazonas EP .....	46
<b>Figura 12</b> Consumo de energía eléctrica por barril de crudo producido vs EROI .....	48

## Resumen

Petroamazonas EP inició sus operaciones desde inicios de 2008, en 2013 se convirtió en la única empresa pública encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos llegando a administrar hasta finales del 2020 alrededor de 22 bloques petroleros en el distrito amazónico. En el periodo 2009-2018, ha mantenido el rendimiento con una tasa de retorno energético entre 20:1 y 60:1 con una media de 40:1. Cada bloque petrolero tiene condiciones y características petrofísicas particulares y complejas principalmente la densidad API y concentración de agua y sedimentos. Petroamazonas EP en doce años ha demandado de 116 millones de galones de Diesel 2, 319 millones de galones de Diesel, 48 billones de pies cúbicos de gas natural, 383 millones de galones de crudo, más de 18 millones de galones de residuo. Ha perforado en torno a una media de 115 pozos por año, manteniendo 1346 pozos en operación por año. En promedio Petroamazonas EP durante doce años ha demandado de 14 kWh por barril de crudo fiscalizado. Los costos de operación o producción en el periodo 2008-2019 se ha mantenido entre 16 y 29 USD/BBL con una media en torno a 21 USD/BBL, frente a un precio de barril que ha registrado como valores mínimo y máximo alrededor de 32 y 99 USD/BBL.

### Palabras clave:

- **POZOS**
- **HIDROELÉCTRICA**
- **GENERACIÓN**
- **EROI**
- **OPTIMIZACIÓN**

### **Abstract**

Petroamazonas EP started its operations since the beginning of 2008, in 2013 it became the only public company in charge of the exploration and exploitation of hydrocarbons, managing until the end of 2020 around 22 oil blocks in the Amazon district. In the period 2009-2018, it has maintained the performance with an energy return rate between 20: 1 and 60: 1 with an average of 40: 1. Each oil block has particular and complex petrophysical conditions and characteristics, mainly the API density and concentration of water and sediments. Petroamazonas EP in twelve years has demanded 116 million gallons of Diesel 2, 319 million gallons of Diesel, 48 billion cubic feet of natural gas, 383 million gallons of crude oil, more than 18 million gallons of waste. It has drilled an average of 115 wells per year, keeping 1,346 wells in operation per year. On average, Petroamazonas EP for twelve years has demanded 14 kWh per barrel of controlled crude. The operating or production costs in the period 2008-2019 have remained between 16 and 29 USD / BBL with an average of around 21 USD / BBL, compared to a barrel price that has registered as minimum and maximum values around 32 and 99 USD / BBL.

#### **Keywords:**

- **WELLS**
- **HYDROELECTRIC**
- **GENERATION**
- **EROI**
- **OPTIMIZATION**

## Capítulo I: Introducción

### Antecedentes

Uno de los indicadores para estudiar el retorno de la inversión en términos de unidades de energía, es la Tasa de Retorno Energético. En 1979, el Dr, Charles Hall, define el término denominado *Energy Return on Investment* EROI (Tasa de Retorno Energético), como la relación entre la energía obtenida en una actividad y la invertida para realizar esta actividad (Hall et al., 2013).

Para entender lo que implica este índice, si el EROI tiene una relación de 80:1, significa que por cada barril invertido se obtiene 80 barriles, si el EROI es cada vez más cercano a 1:1, representa un escenario alarmante ya que no hay una ganancia a favor de la actividad (Amores et al., 2020; Ronny Parra, 2019).

La tendencia de la Tasa de Retorno Energético, abreviado en castellano “TRE” o traducido en inglés Energy Return on Investment abreviado “EROI” para el petróleo y el gas a nivel mundial presenta un comportamiento decreciente en función del tiempo (Gagnon et al., 2009). El petróleo es un recurso natural no renovable y en consecuencia finito; la extracción del mismo, demanda de mucha inversión según la zona geográfica donde se encuentra el yacimiento hasta los puntos de transferencia de crudo, según el tipo exploración petrolera sea en yacimientos bajo el mar *offshore* (costa afuera) o en tierra firme *onshore* (costa adentro).

En Ecuador, el Bloque 6 ubicado en el Océano Pacífico se encuentra la plataforma marítima donde sólo se extrae gas natural, los bloques activos en explotación de crudo se encuentran actualmente sólo en la Región Amazónica. Actualmente Ecuador posee 70 bloques petroleros: 23 bloques administrados por el sector público, 26 bloques administrados por el sector privado y 21 bloques no asignados según (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2020). La dificultad de extraer crudo se debe principalmente a la densidad

API y al *Basic Sediment and Water BSW* (concentración de agua y sedimentos), que han variado dificultando las operaciones, requiriendo mayor inversión.

El estudio realizado previo a este proyecto en el Ecuador sobre el cálculo preliminar o estimado de la tasa de retorno energético en un periodo superior a tres años fue hecho por (Amores et al., 2020) para cada uno de los trece bloques expuestos en este trabajo y a nivel país, utilizando un enfoque que ha considerado los lineamientos propuestos en (Murphy et al., 2011).

No obstante es necesario resaltar que el primer estudio sobre este índice fue realizado por (Ronny Parra, 2019) desafortunadamente la investigación se concentró exclusivamente para el año 2016, un análisis dinámico era imposible de realizar.

Ecuador es un país exportador de petróleo crudo a partir de 1972, cuando la inversión extranjera privada concretó la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) e inició sus operaciones con una capacidad de transporte de 250 000 barriles de petróleo diarios de crudo tipo semipesado transportando desde la Región Amazónica Ecuatoriana hasta la Terminal Marítima ubicado en el Puerto de Balao (Provincia de Esmeraldas) recorriendo alrededor de 500 kilómetros, con el incremento de la producción de petróleo y aumento de existencias de crudo tipo pesado, fue necesario la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) con inversión del sector público y empezó a operar en 2003 con una extensión de alrededor de 480 kilómetros (Petroecuador E.P., 2018).

Los dos únicos sistemas de transporte de petróleo crudo (Oleoductos) desde el Distrito Amazónico hasta la Terminal Marítima en la provincia de Esmeraldas, por lo general, SOTE transporta crudo tipo semipesado o mejor conocido en Ecuador como Crudo Oriente y OCP traslada crudo tipo pesado o también denominado Crudo Napo, estos dos tipos se diferencian por su densidad API, adicional a este factor se debe enfatizar que están diseñados para soportar un porcentaje de concentración de

agua y sedimentos que por lo general es de alrededor del 0.5 %BSW, es decir, desde la unidad de transferencia de custodia no se permite el ingreso de producción de crudo con %BSW superior al valor establecido previamente con la empresa administradora del bloque petrolero, esto es controlado por unidades LACT/ACT y agentes fiscalizadores (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2017; Petroecuador E.P., 2013b, 2013a, 2018).

Desde que Ecuador empezó su campaña de nacionalización de los recursos hidrocarburíferos con la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEP), luego a ser Petroecuador EP, y paralelamente otras compañías filiales como Petroproducción que luego pasó a ser Petroamazonas EP, y al final en 2020, como una iniciativa de optimización de recursos, Petroecuador EP absorbió a Petroamazonas EP, esta última entidad fue una iniciativa de el anterior gobierno presidido por el expresidente Rafael Correa (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2017; Petroecuador E.P., 2013b), se encargaría particularmente de gestionar o administrar las actividades de exploración y explotación de los bloques más importantes y de mayor producción de crudo del país, desde que inició sus operaciones a inicios del 2008 hasta finales del 2020, administró alrededor de 22 bloques petroleros destacándose el bloque 43, 60, 61, 56, 57, 7, 21, 15, 1 y entre otros; en si la producción de petróleo crudo fiscalizado de esta entidad pública en el año 2019 representó el 79% a nivel nacional resultando en alrededor de 147 millones de barriles de petróleo (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2019).

El presente estudio tiene como objetivo realizar el cálculo preliminar o estimado de la tasa de retorno energético para la producción del petróleo crudo de Petroamazonas EP, analizar el índice mediante estudios complementarios para establecer el rendimiento de la empresa desde el año 2008 hasta el año 2019.



## Planteamiento del Problema

La economía ecuatoriana se ha mantenido dependiente de la extracción petrolera desde 1972 (Petroecuador E.P., 2013b), del vaivén de los precios del barril en el mercado mundial, convirtiéndose en la primera fuente de ingresos hasta la actualidad, sin embargo, el grado de viscosidad del crudo ecuatoriano se ha incrementado y el país ha comenzado a explotar un tipo de crudo llamado “pesado”, cada vez se van reduciendo las reservas, hay que perforar a mayor profundidad en los pozos, por lo cual cada vez requiere mayor inversión energética extraer este recurso, por consiguiente se reduce el índice EROI.

La tasa de agotamiento del petróleo a largo del tiempo es un tema cuyo estudio más influyente y más aceptado entre la comunidad científica y la industria petrolera fue desarrollado por el geofísico Marion King Hubbert cuyo modelo matemático conocido como la Teoría del Pico de Hubbert (Brandt, 2006).

En el país y en todo el mundo, se ha evidenciado este tipo de situaciones. Tomando como ejemplo, Estados Unidos, una de las principales potencias y pioneras en la industria hidrocarburífera, cuyo boom petrolero se remonta a 1859 con la fiebre del petróleo en Pensilvania y con el paso de los años, esos pozos fueron secándose, lo cual requirió encontrar métodos de detección y de extracción más eficientes, de tal forma que llegaron extender sus operaciones fuera del continente usando el ingenio y desafiando retos con la construcción de plataformas marítimas y obviamente, esto requiere mucha más inversión que hacerlo en tierra firme (Guilford et al., 2011).

El estudio de un índice de carácter técnico energético formalmente y más difundido lo realizó el profesor Charles Hall donde demostró un declive de la tasa de retorno energético del petróleo en EE. UU. Así mismo, con la difusión de este trabajo, despertó el interés de otros investigadores, ya sea para determinar el EROI de sus propios recursos bajo sus propias condiciones geográficas y tecnológicas de ahí se

encuentran estudios en China, Canadá, Noruega y el único estudio en Latinoamérica con respecto al petróleo fue hecho en México (Hall et al., 2013).

En Ecuador se han hecho estudios sobre la relación entre la energía requerida en la extracción de los barriles de petróleos y lo que se ha obtenido de esta inversión (Amores et al., 2020; Ronny Parra, 2019). Es importante observar el comportamiento de este índice de rendimiento en función del tiempo, llegar a conclusiones que permitan continuar con la innovación y mejoras tecnológicas que aumenten la eficiencia energética de todo el sistema, resultando en el proceso una reducción de los costos energéticos.

### **Justificación, Importancia y Alcance**

Ecuador empezó exportando petróleo semipesado pero a medida que hemos avanzado con la explotación y explorando hasta avanzar en la Cuenca Oriental Ecuatoriana en los años 60 donde se definió la existencia del crudo pesado. El desafío presente en la actualidad es el de explotar yacimientos con crudo pesado y con alta concentración de agua y sedimentos, por lo cual, es importante calcular un índice que permita obtener una planificación energética sobre la producción de petróleo (Petroecuador E.P., 2018).

El estado ecuatoriano, específicamente, las empresas petroleras, no tienen elaborada una cuenta sistemática de la energía consumida en todos los sectores de producción, exploración y producción, logísticas, procesamiento y ventas, ante la situación antes descrita, se debe prestar atención a la eficiencia energética de la producción de hidrocarburos. Los cálculos de EROI nos informarán sobre los esfuerzos realizados para mejorar la eficiencia energética de la producción. No es suficiente decir que el país o empresa petrolera en dicho campo en el año de referencia ahorró cierta cantidad de energía, es necesario hacer una estimación comparativa y mostrar cómo este ahorro ha afectado a las operaciones en general.

En el futuro, será necesario hablar sobre la auditoría energética completa, y esto debe convertirse en una práctica común, como una auditoría fiscal.

Por tal motivo es necesario evaluar desde el punto de vista de energético el desempeño de Petroamazonas EP que ha tenido por más de diez años, bajo su administración alrededor de 22 bloques destacándose los Bloque 60, 61, 43, 56, 57, 7 y 15. Por lo cual determinar cómo evolucionó la tasa de retorno energético en ese intervalo de tiempo desde su inicio en 2008 hasta su fin en 2020, es crucial, ya que la administración de estos prometedores bloques será transferido a Petroecuador EP.

## Capítulo II: Objetivos

### Objetivos

#### **Objetivo General**

- Evaluar la tasa de retorno energético anual desde 2008 hasta 2019 para la producción de petróleo crudo de Petroamazonas EP realizando el cálculo del índice y analizando estudios complementarios de indicadores técnicos para establecer el rendimiento de la empresa pública.

#### **Objetivos Específicos**

- Analizar indicadores de optimización de la eficiencia energética, generación eléctrica y otros recursos.
- Analizar la evolución de la densidad API y la concentración de agua y sedimentos.
- Examinar la tasa de perforación de pozos y tasa de pozos en operación en Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019.
- Comparar la producción total de energía eléctrica de las centrales térmicas de Petroamazonas EP con la producción eléctrica de centrales hidroeléctricas del Ecuador desde 2008 hasta 2019.
- Evaluar el consumo de energía eléctrica por barril de petróleo crudo producido por Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019.

#### **Hipótesis o Interrogante**

**Hi:** La extracción del petróleo en los bloques administrados por Petroamazonas EP en el tiempo que existió ha requerido constantemente mayor inversión

**Ho:** La extracción del petróleo en los bloques administrados por Petroamazonas EP en el tiempo que existió no ha requerido constantemente mayor inversión

### Capítulo III: Estado del Arte y Marco Teórico

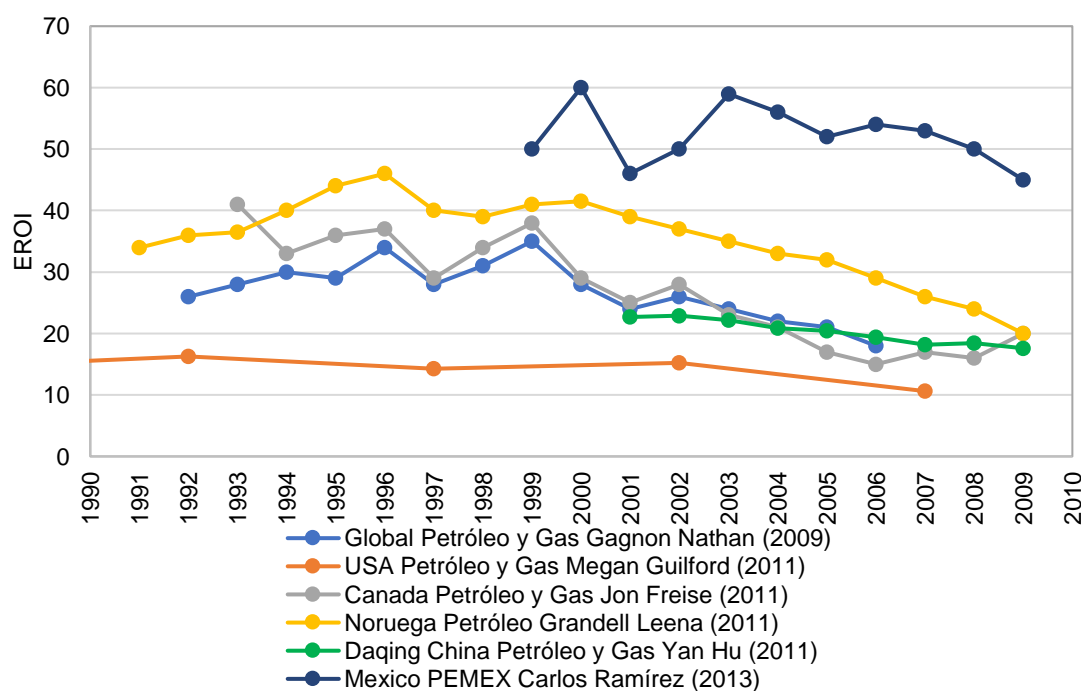
#### Estado del arte

##### *Charles Hall*

Charles Hall en 1980 emplea por primera vez el término *Energy Return on Investment* EROI (Tasa de Retorno Energético) en Estados Unidos, y este estudio ha sido llevado a nivel global y a otros países Canadá, México, Noruega y China junto a su colaboración (Hall et al., 2013). En resumen, a continuación, en la Figura 1, se presentan algunos de los resultados de estas investigaciones (Freise, 2011; Gagnon et al., 2009; Grandell et al., 2011; Guilford et al., 2011; Hu et al., 2011; Pascualli-Ramirez & Hall, 2013).

#### Figura 1

##### *EROI del petróleo y gas en diferentes países*



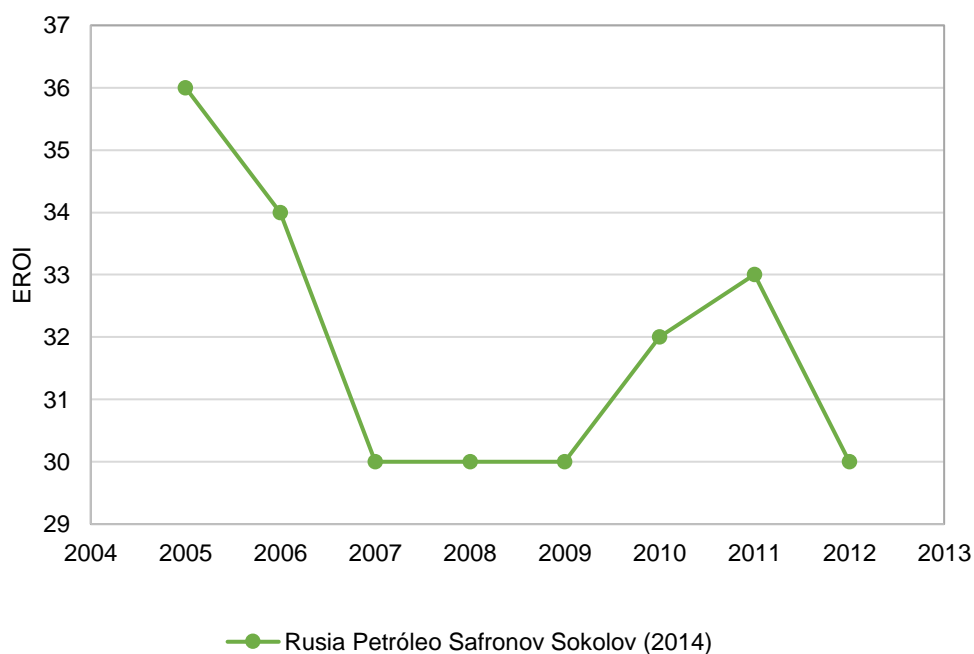
Nota: Basado en (Freise, 2011; Gagnon et al., 2009; Grandell et al., 2011; Guilford et al., 2011; Hall et al., 2013; Hu et al., 2011; Pascualli-Ramirez & Hall, 2013)

### **Alexander Safronov y Anton Sokolov**

Alexander Safronov y Anton Sokolov en 2014 como miembros del Laboratorio de Geología de Campos de Petróleo y Gas del Instituto de Problemas de Petróleo y Gas SB RAS realizaron un estudio para realizar un cálculo preliminar del índice para nivel nacional (Ver Figura 2) y a nivel de empresas, considerando variables como combustibles para generación eléctrica, producción de petróleo y gas, electricidad, etc., en términos de unidades energéticas como toneladas equivalentes de petróleo (Safronov & Sokolov, 2014).

### **Figura 2**

*EROI del petróleo y gas en Rusia*



*Nota:* Basado en (Safronov & Sokolov, 2014)

### **Ronny Parra**

(Ronny Parra, 2019) fue el primer investigador en aplicar el concepto de la tasa de retorno energético para la extracción de petróleo crudo en Ecuador, elaboró el

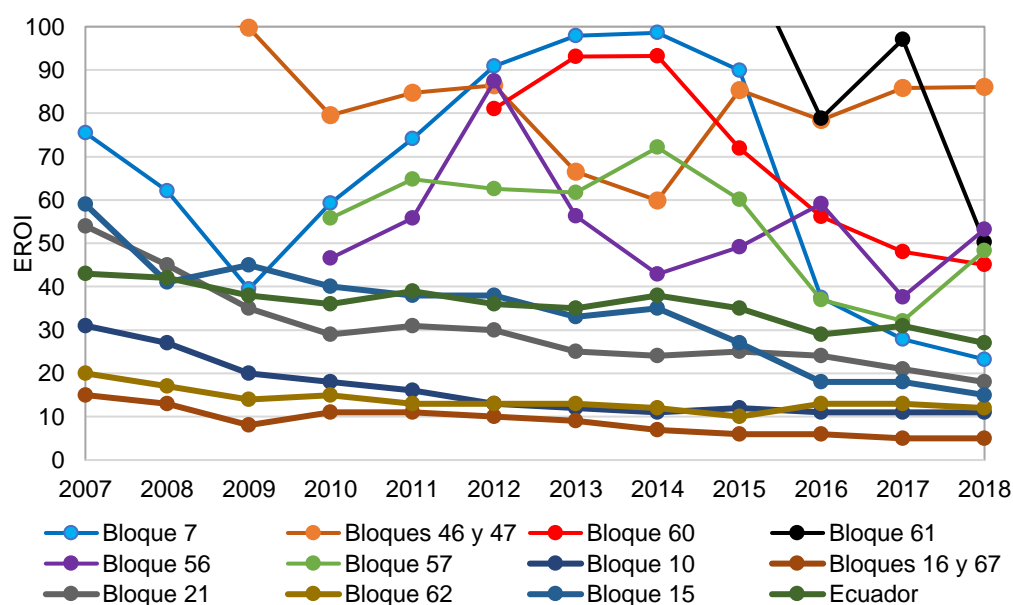
cálculo del índice para cada uno de los bloques petroleros y para el caso Ecuador, sin embargo, el estudio sólo se aplicó para el año 2016, por lo cual era imposible hacer un análisis dinámico del comportamiento del índice en función del tiempo.

### **Jorge Amores Rivas**

Jorge Amores, un estudiante de pregrado de la carrera de Ingeniería Mecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE en conjunto con ARCH, realizaron una investigación para obtener un cálculo preliminar del EROI y tratar obtener un relación causa efecto al tomarse en cuenta la densidad API y el porcentaje de BSW (Amores et al., 2020).

### **Figura 3**

*EROI del petróleo en Ecuador y para los Bloques 21, 46, 47, 56, 57, 7, 10, 15, 16, 60, 62, 61 y 67*



Nota: Basado en (Amores et al., 2020)

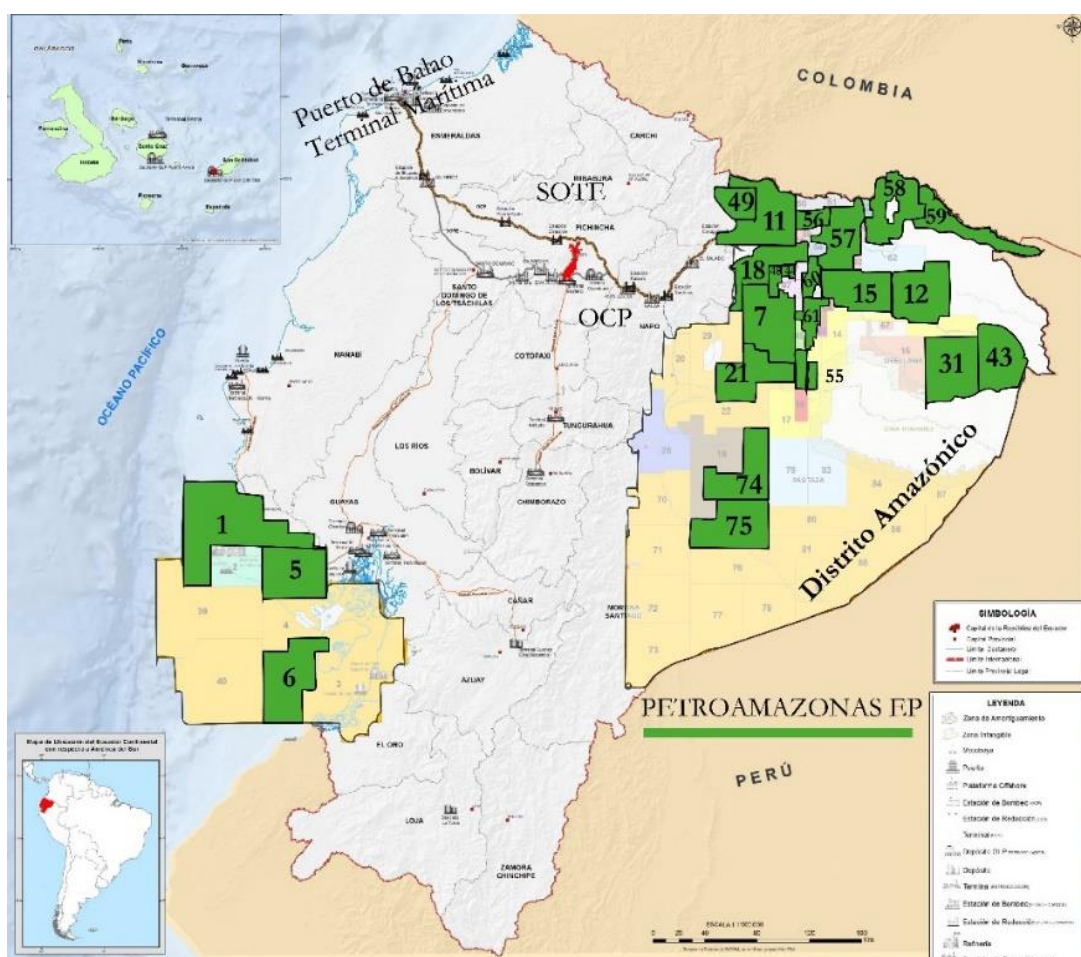
### **Petroamazonas EP**

La empresa pública del Ecuador creado en el 2007 para administrar la producción petrolera estatal, enfocada a las operaciones hidrocarburíferas como

exploración y explotación, sin embargo, fue en el año 2013, operó como la única empresa estatal encargada de los bloques petroleros administrados por sector público (ver Figura 4), antes gestionados junto con Petroecuador Ep y la extinta Petroproducción (Petroecuador E.P., 2018). En el año 2009 su producción representaba sólo el 20,37% del total a nivel nacional, en el año 2013 fue de 61,97%, y en el año 2018 subió a 77,52%, se debe hacer énfasis en lo siguiente, en el 2016, ingresó a operar el Bloque 43 y el Bloque 60, aumentado así su producción y la inversión energética.

**Figura 4**

*Bloques administrados por Petroamazonas EP Año 2019*



Nota: Basado en el mapa de (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2020)



## Marco Teórico

### **Grado API**

El Grado API representa la medida de la densidad del petróleo, expresada en grados y el método usual para medir la densidad API es con un instrumento llamado Hidrómetro o Termohidrómetro (Oilfield Glossary, s. f.-b). Este valor ha permitido clasificar el crudo extraído como se indica en la Tabla 1. En Ecuador según (Rony Parra et al., 2018) en el año 2016, el 44% de la producción de petróleo era tipo semipesado (Crudo Oriente) y el 55% tipo pesado (Crudo Napo).

**Tabla 1**

*Tipo de petróleo según su densidad API*

<b>Clasificación</b>	<b>Grado API [°]</b>
Ligero	>31.1
Semipesado	22.3-31.1
Pesado	10.0-22.3
Extra pesado	<10.0

*Nota:* Basado en (Petroleum.co.uk, s. f.)

### **Basic Sediment & Water (BSW)**

Basic Basic Sedimento and Water (BSW) o en castellano concentración de agua y sedimentos, por lo general está expresado en porcentaje, este porcentaje indica la proporción de un fluido que incluye agua, sedimentos y emulsiones que contiene un volumen de producción (Oilfield Glossary, s. f.-a). Por ejemplo, si una determinada producción de crudo en campo, se recoge una muestra de producción y resulta en 90 %BS&W, esto significa que, por cada 10 barriles producidos o extraídos del yacimiento, 9 barriles contienen agua, sedimentos y emulsiones, y que sólo se extrajo un barril de petróleo crudo puro. Por supuesto, si en el caso da como resultado un 20 %BSW, significa, de 10 barriles producidos, 2 son de agua y sedimentos y 8 corresponden a petróleo crudo puro.

### ***Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP)***

SEIP es un sistema eléctrico interconectado que hasta la actualidad únicamente están ubicados los bloques petroleros 60, 61, 15, 56, 57 y 18 (Cela, 2018), está construido con la finalidad de abastecer los sistemas de bombeo de fluidos, hasta finales del 2017 su fuente primaria de electricidad provenía en su totalidad de centrales térmicas consumidores de combustibles fósiles destacándose el crudo. No obstante debido a sus sistemas de protección cada bloque tenía un valor máximo permitido para abastecer al sistema, por lo cual, en los eventos de mayor producción de barriles de petróleo cada bloque se desconectaba para así cada central térmica cumplir con la demanda de energía eléctrica de su respectivo bloque de tal manera se evitaba fallas por altas fluctuaciones de corriente, potencia entre otras para así proteger la integridad de las propias plantas generadores y otros equipos conectados al SEIP. Sin embargo, debido a la iniciativa en los últimos 10 años de aprovechar el potencial hídrico de Ecuador, la edificación de centrales hidroeléctricas como Coca Codo Synclair, esta central con un potencial optimista fue interconectada al SEIP a través de la subestación Jivino en 2017 proporcionando alrededor de 47 MW no obstante a nivel Petroamazonas sólo es aproximadamente el 5% del potencial demandado en Petroamazonas EP (Amores et al., 2020; Petroamazonas EP, 2015, 2017a).

### ***Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP)***

En los artículos de (Amores et al., 2020; Safronov & Sokolov, 2014) emplean la unidad Tonelada Equivalente de Petróleo para esto es necesario indicar los valores de conversión a emplearse en los cálculos como se indica en la Tabla 2 (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2016, 2017, 2018). Los combustibles más empleados por Petroamazonas EP como empresa autogeneradora de electricidad es el crudo, diesel y gas natural. El Crudo es un combustible muy recurrente en escenario de reducción de costos de operación, de presupuesto, ya que

es recogido de la propia producción, por lo que el volumen de galones de crudo consumidos por plantas de generación eléctrica a crudo, es gratuito, por consiguiente, no influye el valor del costo de producción.

**Tabla 2**

*Factores de Conversión*

<b>Unidades</b>	<b>Factor de conversión</b>
1 barril equivalente de petróleo	1 barril de petróleo
1 barril equivalente de petróleo	0.138780000 toneladas equivalente de petróleo
1 barril equivalente de petróleo	1 700 kilovatios-hora
1 galón de Diesel	0.003302303 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de Diesel 2	0.003302303 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de Fuel Oil	0.003404736 toneladas equivalente de petróleo
1 mil pies cúbicos de Gas Natural	0.022278869 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de Crudo	0.003404736 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de GLP	0.002214202 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de Residuo	0.003302303 toneladas equivalente de petróleo
1 galón de Nafta	0.002910000 toneladas equivalente de petróleo

*Nota:* Los valores de conversión fueron tomados de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2016, 2017, 2018).

**Sistemas de generación de electricidad (Centrales Térmicas)**

Petroamazonas hasta el 2020 se abasteció con energía eléctrica cuya fuente primaria casi en su totalidad provino de combustibles derivados del petróleo y principalmente de crudo. De acuerdo a la (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2019) esta entidad tiene como potencia nominal instalada 833 MW que permitió generar 2343 GWh de energía bruta producto de todas las centrales térmicas. En la tabla se presenta las 76 centrales térmicas registradas en el 2019 en ARCONEL que suministran electricidad para satisfacer las actividades como procesos de bombeo, inyección, reinyección, campamentos, oficinas, tratamientos térmicos, separaciones trifásicas o bifásicas, entre otros.

**Tabla 3***Centrales térmicas, producción de energía eléctrica y tipos de generadores año 2019*

<b>Central Térmica</b>	<b>Energía Bruta [GWh]</b>	<b>Diesel</b>	<b>Generadores a</b>		<b>Crudo</b>
			<b>Fuel Oil</b>	<b>Gas Natural</b>	
Aguajal	3.25	x			
Anaconda	3.61	x			
Angel Norte	0.47	x			
Arazá	1.58	x			
Auca	49.57	x			
Auca 51	10.71	x			
Auca Central	4.09	x			
Auca Sur	79.31	x			x
CELEC Sacha	66.11	x	x		
Coca	21.16	x			
Concordia	0.12	x			
Cononaco	19.89	x			
CPF	136.94	x		x	x
Cuyabeno	44.98	x		x	
Dumbique	0.96	x			
EPF-Eden Yuturi	490.78	x			x
Frontera	6.98	x			
Gacela	9.84	x			
Guanta	22.92	x			
Indillana	7.07	x			
Itaya A	1.01	x			
Itaya B	2.67	x			
Jaguar	0.31	x			
Lago Agrio	47.46	x			x
Limoncocha	38.99			x	
Lobo	1.75	x			
Mono	5.20	x			
Oso	122.56	x			x
Pacayacu	0.09	x			
Paka Norte	8.68	x			
Paka Sur	22.96	x		x	
Pakay	5.24	x			
Palmar Oeste	6.81	x			
Palo Azul PGE	187.42	x		x	x
Pañayacu	0.03	x			
Payamino	24.55	x			
Pichincha	0.76	x			
RS Roth					
Shushufindi Drago 2	4.51	x			
Sansahuari	13.02	x			

Central Térmica	Energía Bruta [GWh]	Diesel	Generadores a		
			Fuel Oil	Gas Natural	Crudo
RS Roth					
Shushufindi Drago N1	1.77	x			
Sacha	107.41	x	x	x	
Sacha Norte 1	5.24	x			
Sacha Norte 2	27.29	x		x	
Sacha Sur	1.10	x			
Shushufindi Norte	10.11	x			
Tangay	0.31	x			
Tapi	7.80	x			
Tetete	8.59	x			
Tipishca	1.54	x			
Tumali	1.29	x			
VHR	26.85	x			x
Vinita	4.04	x			
Yamanunka	5.70			x	
Yuca	19.46	x			
Yuralpa	61.38	x			x
Aguarico	35.37	x			
Yanaq Oeste	0.40	x			
Pucuna	1.54	x			
Central de Procesos Tiputini	19.10	x			
Tiputini C-1	143.73	x			
Tiputini C-2	59.89	x			
Tiputi A-2	45.03	x			
Tiputini A-1	24.28	x			
Zemi	2.33	x			
Puerto Nuevo	0.00	x			
Playas del Cuyabeno	1.12	x			
Sacha Sur GAS Wakesha	23.58			x	
Tambococha D	5.02	x			
Tambococha A	8.89	x			
Cuyabeno E	8.33	x			
Tiputini Gas	0.27			x	
Bermejo	0.00			x	
Santa Elena	2.96	x			
Secoya	134.81	x		x	x
Shushufindi	23.62	x		x	
Shushufindi Estación Sur-oeste	38.31	x			

*Nota:* Los datos han sido conseguidos de (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2019).

## Capítulo IV: Metodología y Datos

### Metodología Propuesta

La tasa de retorno energético “EROI” desde su concepción ha tenido diversas metodologías, distintos enfoques; tal divergencia incentivó a la propuesta de (Murphy et al., 2011) proponiendo un protocolo que dieran las bases e indicara ciertos lineamientos a futuros investigadores de este índice, obviamente considerando las dificultades o complejidades al acceso a la información presentados en investigaciones previas como lo expuesto por (Gagnon et al., 2009; Grandell et al., 2011; Guilford et al., 2011; Hall et al., 2013; Hu et al., 2011; Ronny Parra, 2019; Pascualli-Ramirez & Hall, 2013; Safronov & Sokolov, 2014).

EROI es la relación entre la energía invertida y la energía obtenida, por lo cual es importante, establecer la relación que se empleará en esta investigación, que se considera como energía invertida y obtenida. En base a las investigaciones de (Amores et al., 2020; Ronny Parra, 2019) centradas en Ecuador, su enfoque es considerar la producción de petróleo fiscalizado y los combustibles invertidos o consumidos, particularmente el consumido por las centrales térmicas. Como se observa en la siguiente relación:

$$EROI \text{ o } TRE = \frac{\text{Energía obtenida (Producción barriles de crudo fiscalizada)}}{\text{Energía invertida (Combustible para generación eléctrica)}} \Rightarrow EROI \text{ o } TRE = \frac{E_o}{E_i}$$

Si bien el protocolo de (Murphy et al., 2011) establece específicamente 15 tipos de relaciones de entrada y salida de energía, el primero tipo el  $E_{1d}$  es el primer tipo y el más investigado en todos los estudios, es un cálculo con variables relacionados directamente, no obstante, el valor o índice “EROI” o “TRE” es adimensional, por ende, se debe emplear valores en la misma unidad.

## **Datos**

La información recopilada para esta investigación fue obtenida de bases de datos estadísticos, informes y boletines de acceso público de la (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables-ARC, 2020; Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2016, 2017, 2019; Banco Central del Ecuador-BCE, 2016, 2018; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018, 2019; Petroamazonas EP, 2015, 2016, 2017b, 2018, 2019; Petroecuador E.P., 2013a, 2013a; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015, 2016), y de la investigación presentada por (Amores et al., 2020).

Los datos se presentarán en las tablas del capítulo 5, no obstante, se aclara que la calidad y la confiabilidad de los datos depende de los informes y boletines estadísticos de las bases de datos de acceso público de las entidades estatales, por consiguiente, estos datos se encuentran sujetos a revisión como lo indican estos documentos.

## Capítulo V: Resultados y Discusiones

### Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético TRE o “EROI”

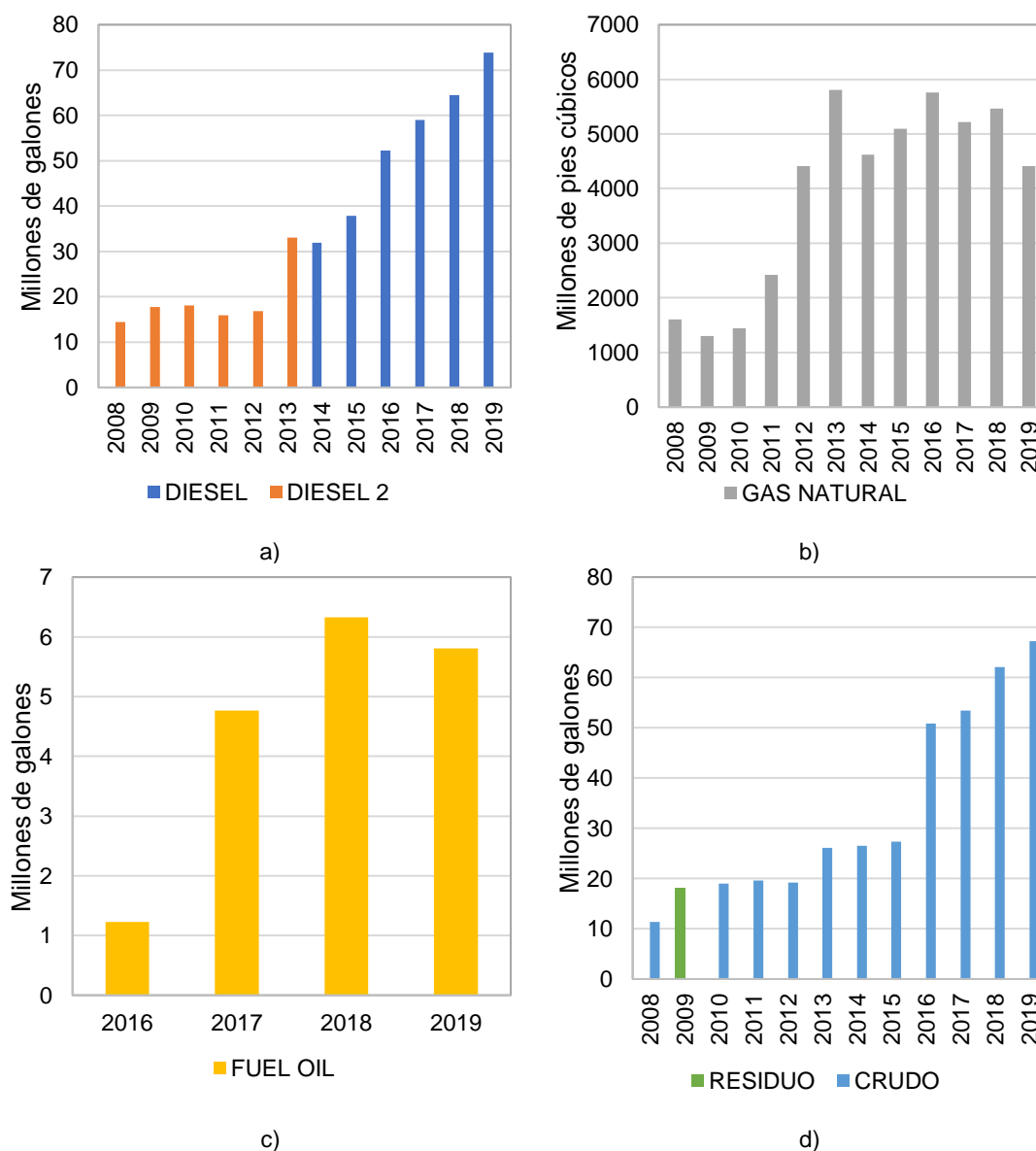
Para realizar la evaluación de la empresa en cuestión, es necesario resaltar, una serie de cambios en la cantidad de bloques administrados, ya que no fue hasta el año 2013, donde Petroamazonas EP toma la administración absoluta de los bloques hidrocarburíferos del sector público. Para empezar en el año 2008 tenía a su operación únicamente el Bloque 15 que anteriormente está bajo la concesión de Occidental, y posteriormente se le fue adjudicado las operaciones del bloque 7 y 21, hasta en 2013, donde era la empresa pública encargada de administrar hasta fines del 2020 los siguiente bloques en el distrito amazónico los Bloques: 7, 11, 12, 15, 18, 21, 31, 43, 44, 48, 49, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 74 y 75 (Petroecuador E.P., 2018). Por consiguiente, con el incremento de bloques, derivó el aumento de inversión, demanda de recursos, de maquinaria, de equipos, y por supuesto de mayor energía, como se observa en la Figura 5. Según la figura 5.a, 5.b., 5.d, presentan un consumo constante y en incremento; a pesar de los esfuerzos de esta entidad en reducir el consumo de diesel con el aprovechamiento de gas natural como se observa en la figura 5.b, se observa que en los últimos 7 años el consumo en diesel creció 41 millones de galones, con un incremento anual del 19%. El resultado más alarmante es la evolución del consumo del crudo, cuyo elevado uso propasa el millón de barriles de crudo desde 2016 con incremento anual del 10% según ARCONEL y un consumo de más de 8 millones de barriles en 12 años, a diferencia del diesel el gas natural y crudo son combustibles que no está dentro del costo de operación, ya que según las cláusulas del modelo de contrato (Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2013a) toda empresa de exploración y explotación puede usar sin costo estos recursos de forma gratuita para operaciones de generación (Amores et al., 2020).



**Figura 5**

*Consumo de combustibles empleados para las centrales térmicas de Petroamazonas*

EP



*Nota:* a) Consumo de diesel y diesel 2. b) Consumo de gas natural. c) Consumo de fuel oil. d) Consumo de residuo y crudo. Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013).

Por otro lado, los combustibles como el diesel es importado y sin subsidio, si bien cuenta con la Refinería Shushufindi de la cual se obtiene residuos y otros

derivados, no permite abastecer por completo a las operaciones por la cual se opta por importar y como se mencionó anteriormente el combustible tal cual se evidencia en la figura 5.d el incremento del consumo es acelerado posiblemente a causa de las cláusulas de contrato, que permite usar crudo como combustible para generar electricidad sin costo, según (Amores et al., 2020; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018; Petroamazonas EP, 2018; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2013a).

**Tabla 4**

*Consumo de combustibles en toneladas equivalentes de petróleo*

AÑO	DIESEL [kTEP]	DIESEL 2 [kTEP]	FUEL OIL [kTEP]	GAS NATURAL [kTEP]	RESIDUO [kTEP]	CRUDO [kTEP]
2008		47.74		35.82		38.52
2009		58.55		28.93	59.50	61.35
2010		59.55		32.27		64.77
2011		52.42		53.96		66.93
2012		55.66		98.22		65.43
2013		109.16		129.30		88.75
2014	105.21			102.99	7E-05	90.17
2015	125.18			113.56		93.04
2016	172.42		4.17	128.39		173.22
2017	194.92		16.24	116.24		181.85
2018	213.00		21.55	121.64		211.45
2019	243.95		19.75	98.26		228.90

*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013).

En doce años, Petroamazonas EP ha consumido alrededor de 116 millones de galones de Diesel 2, 319 millones de galones de Diesel, 48 billones de pies cúbicos de gas natural, 383 millones de galones de crudo, 18 millones de galones de FUEL OIL y más de 18 millones de galones de residuo. De los distintos recursos para generar electricidad, Petroamazonas EP, emplea Diesel, Diesel 2, Fuel Oil, Gas Natural, Residuo y Crudo, no obstante, según (Petroamazonas EP, 2015) su objetivo

era minimizar el consumo de diesel y crudo, en base a la tabla 4, el consumo es constante y a la alza, especialmente de diesel y crudo, cuyo aporte energético sobrepasa los 200 kTEP. La tasa de retorno energético TRE o EROI, durante 12 años de administración y existencia, Petroamazonas EP en promedio es alrededor de 40:1 según la Tabla 5, y en base a la figura 6, se ha mantenido entre 20:1 y 60:1; no obstante, la tendencia presenta dos periodos, el primer tramo 2008-2013 presenta una tendencia positiva y posteriormente en el segundo tramo 2014-2019 es decreciente y negativa. Claro está que en esto tiene posiblemente influencia el hecho de la ampliación de las operaciones sobre otros bloques hidrocarburíferos desde 2013.

**Tabla 5**

*Cálculo preliminar de la tasa de retorno energético EROI o TRE de Petroamazonas EP*

<b>Años</b>	<b>Consumo de combustibles [kTEP]</b>	<b>Producción Fiscalizada [kTEP]</b>	<b>EROI</b>
2008	122.08	4761.17	39
2009	208.33	4955.87	24
2010	156.59	5672.77	36
2011	173.30	7846.29	45
2012	219.30	7442.86	34
2013	327.20	15734.35	48
2014	298.37	17440.75	58
2015	331.77	16748.64	50
2016	478.21	18826.87	39
2017	509.25	20255.10	40
2018	567.64	19442.13	34
2019	590.86	20400.36	35

*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2016, 2017, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018, 2019; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015, 2016)

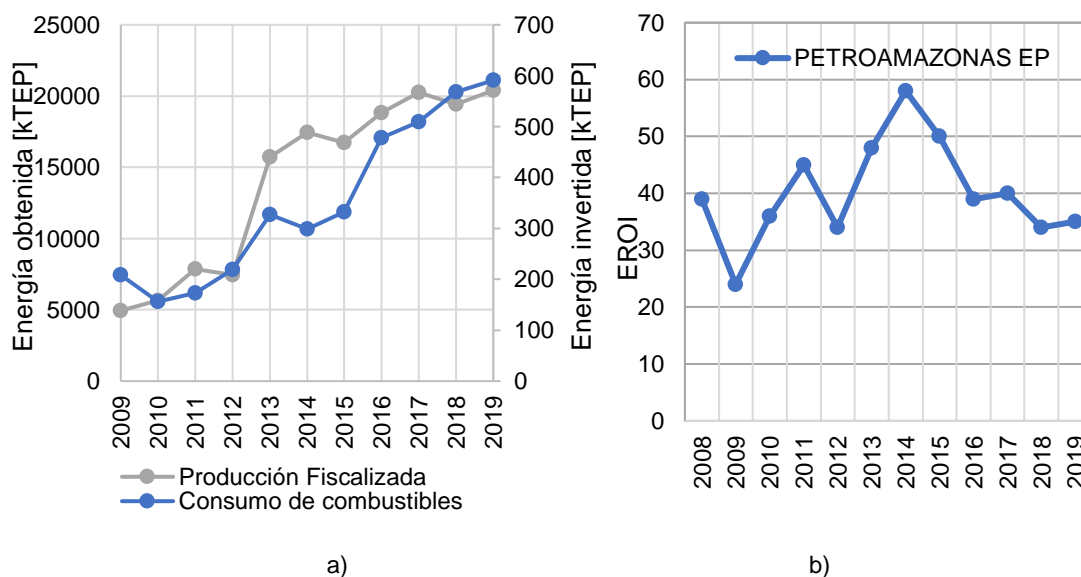
Para el análisis y como límite de entrada de energía, se ha tomado en cuenta la energía que tiene como fuente combustibles y derivados de crudo; principalmente hasta fines de 2017, era la única fuente para generación eléctrica, no obstante, desde 2017 al conectarse el SEIP con el SNI, se agregaron alrededor de 40 MW proveniente de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. A pesar de esta contribución, este aporte representa alrededor del 5% de la demanda eléctrica, por lo cual, no fue considerado esto en el año 2018 y 2019 (Amores et al., 2020). La figura 6.b, indica un incremento de 98% en consumo de combustibles, en el tramo 2013-2015, hay una notable disminución del gasto, reflejándose en el comportamiento del EROI elevándose.

En la figura 6.b se observa la evolución del EROI; el postulado general indicado en (Murphy et al., 2011), que a nivel global el EROI del petróleo se encuentra hoy en día en 20 y 40, por consiguiente, Petroamazonas EP se encuentra en ese margen, no obstante en el periodo 2011, 2013-2015 ha superado este resultado esto se debe probablemente a un cambio en la eficiencia de las operaciones.

Es evidente que así como ya lo ha indicado por (Amores et al., 2020; Ronny Parra, 2019) las empresas ante la disminución de las reservas de petróleo, el deterioro de la calidad del crudo, la antigüedad de los yacimientos, mayor %BSW, entre otros; intensifica la dificultad de elevar el EROI, así pues, es loable, los esfuerzos de Petroamazonas EP por mejorar estos resultados y por mantener al aplicar programas OGE.

**Figura 6**

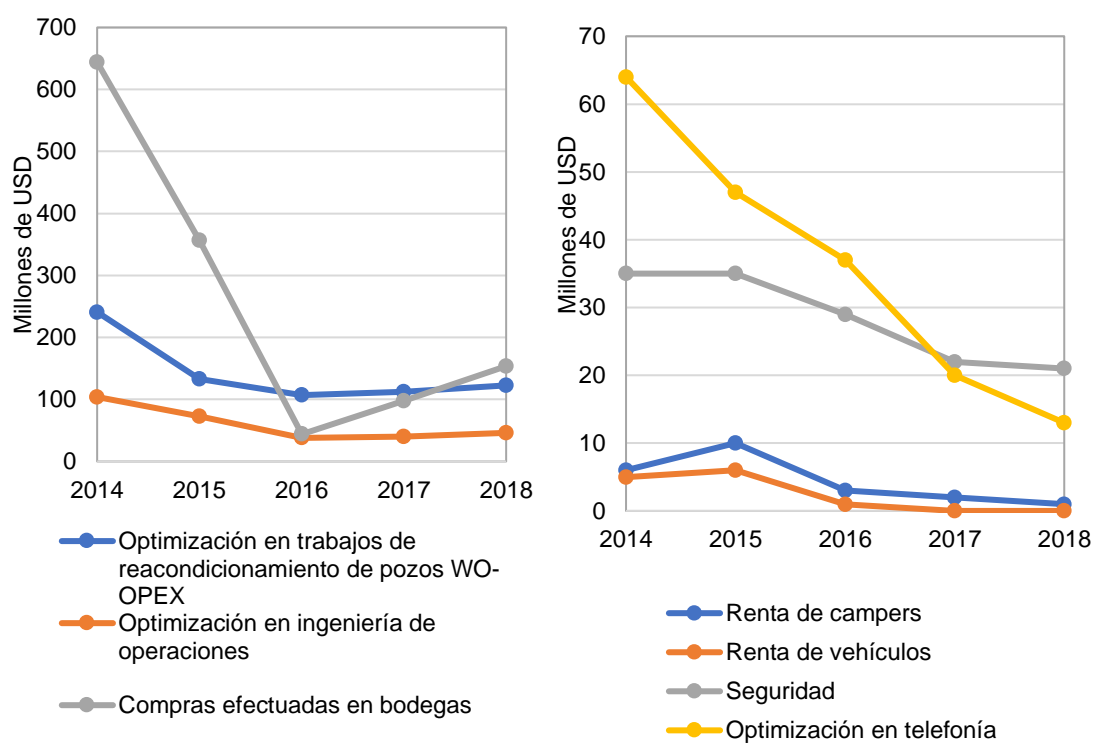
*Resultado preliminar de la tasa de retorno energético de Petroamazonas EP*



*Nota:* a) Energía obtenida (producción de barriles de crudo fiscalizada). b) EROI de Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019.

### **Indicadores de optimización de recursos y de la eficiencia energética y generación eléctrica**

Toda empresa enfocada a la explotación de petróleo tiene como objetivo de sostenibilidad la optimización de recursos, y más aún cuando el factor determinante de la rentabilidad desde el punto de vista económico lo marca el precio del barril, un escenario donde el precio de crudo esté a la baja por un considerable tiempo y no haya un horizonte a la vista optimista, intensifica los esfuerzos para reducir costos, como se observa en la figura 7, en 4 años redujeron los costos en 741 millones de USD en costos de ingeniería de operaciones, reacondicionamiento de pozos, compras de insumos, rentas de campers, vehículos, seguridad y en telefonía (Petroamazonas EP, 2018).

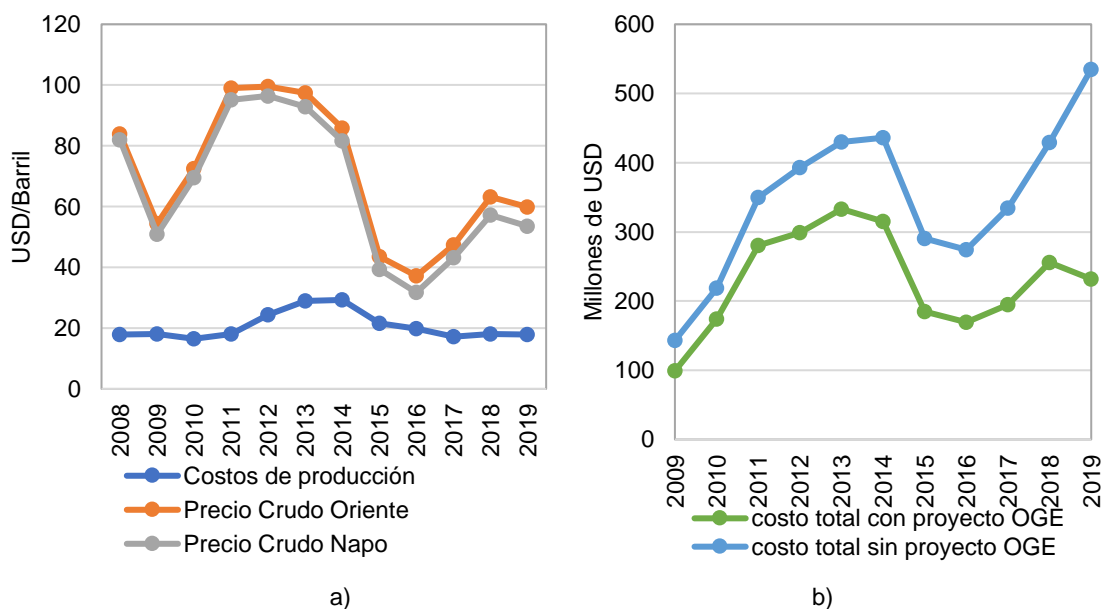
**Figura 7***Optimización de recursos*

*Nota:* Basado en (Petroamazonas EP, 2016, 2017b, 2018)

Si bien, el EROI es un índice de rentabilidad o rendimiento desde el punto de vista energético, no significa, que no es necesario tomar en consideración otros factores, para establecer un rendimiento preliminar. El costo de producción vs el precio de barril son dos variables delimitantes del futuro de una empresa. En base a la figura 8.b. Petroamazonas EP, ha llevado a cabo un importante trabajo en la optimización de recursos y redistribución de presupuesto enfocando los sectores estratégicos de las operaciones. En el intervalo 2011-2014, el precio del barril para Crudo Napo y Crudo Oriente se caracteriza por precio elevados llegando alrededor de 100 USD/barril, por supuesto esto también eleva los precios de los combustibles.

**Figura 8**

*Costos de producción, precio de barril y optimización de eficiencia energética y generación eléctrica*



*Nota:* a) Evolución de los costos de producción y el precio de barril del Crudo Napo y Crudo Oriente. b) Comparativa de costos de combustibles aplicando programa OGE y sin OGE. Basado en (Banco Central del Ecuador-BCE, 2016, 2018; Petroamazonas EP, 2016, 2017b, 2018, 2019)

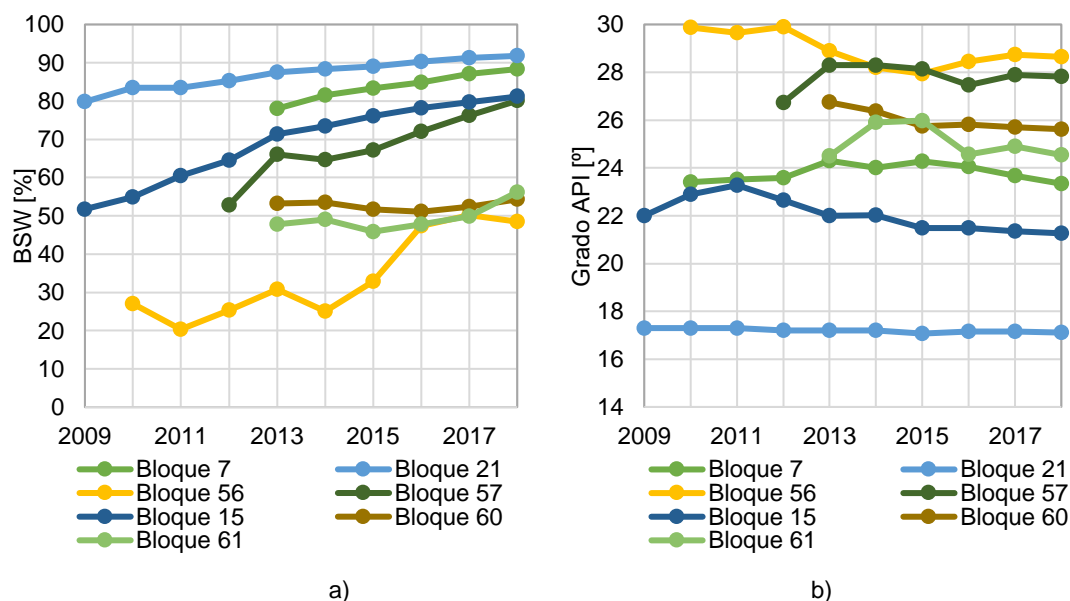
El Programa OGE Optimización-Generación-Eléctrica, tenía como objetivo desplazar el consumo de diesel, aprovechando gas natural y la interconexión con el SNI (Coca Codo Sinclair) (Petroamazonas EP, 2015), en la figura 8.b se observa la reducción del costo de combustibles aplicando el proyecto OGE, por lo cual se optimiza recursos para la generación eléctrica y eficiencia energética, puesto a que se aprovecha el gas natural asociado a la explotación, considerando que ese derivado generalmente era quemado en su totalidad, no obstante, es necesario resaltar que cada bloque posee diferentes condiciones petrofísicas a considerar para definir si es o no recomendable el sistema de aprovechamiento de gas natural.

Volviendo a la figura 8.b. en 12 años Petroamazonas EP, al no aplicar el programa OGE su costo de combustibles en doce años suman 3833 millones de USD, al aplicar el proyecto logran reducir 1296 millones de USD, este margen es un claro avance en la optimización de la generación eléctrica. La figura 8.a. el tramo 2011-2014, se caracteriza por la elevación de los costos de operación, y paralelamente el precio del barril está al máximo esto permite aumentar las inversiones en la explotación, no obstante, cuando los precios bajan a menos de 60 USD/barril los costos tratan de mantenerse, lo que permite aumentar el margen de ganancias.

### **Evolución de la densidad API y la concentración de agua y sedimentos**

Según (Rony Parra et al., 2018) en el distrito amazónico de los 22 bloques administrados por Petroamazonas EP en torno a 10 bloques producen crudo tipo pesado. (Amores et al., 2020) presenta la evolución de 7 importantes bloques (ver figura 9 destacándose los bloques 60, 56, 57 y 61; los bloques que más ingresos netos aportan el Ecuador. De manera general en este último estudio se evidencia el incremento de la concentración de agua y sedimentos a lo largo del tiempo como se observa en la figura 9.a, lo que implica mayor inversión energética para la separación trifásica, procesos de deshidratación, tratamientos térmicos para obtener petróleo crudo que cumpla con las especificaciones de los oleoductos SOTE y OCP que es alrededor del 0.5%BSW. En la figura 9.b la densidad API indica una disminución del Grado API, lo que significa que el crudo adquiera mayor densidad, es decir, aumenta la dificultad de transportar un fluido cada vez más denso. Se debe resaltar que los 7 bloques presentados en la figura 9, en el 2018 aportaron con más de 1500 millones de USD en ingresos netos y superan el 46% de la producción de barriles netos de crudo fiscalizado de Petroamazonas EP (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018; Petroamazonas EP, 2018).



**Figura 9***Evolución de indicadores petrofísicos*

Nota: a) Concentración de agua y sedimentos (%BSW). b) Densidad API.

Recuperado de (Amores et al., 2020)

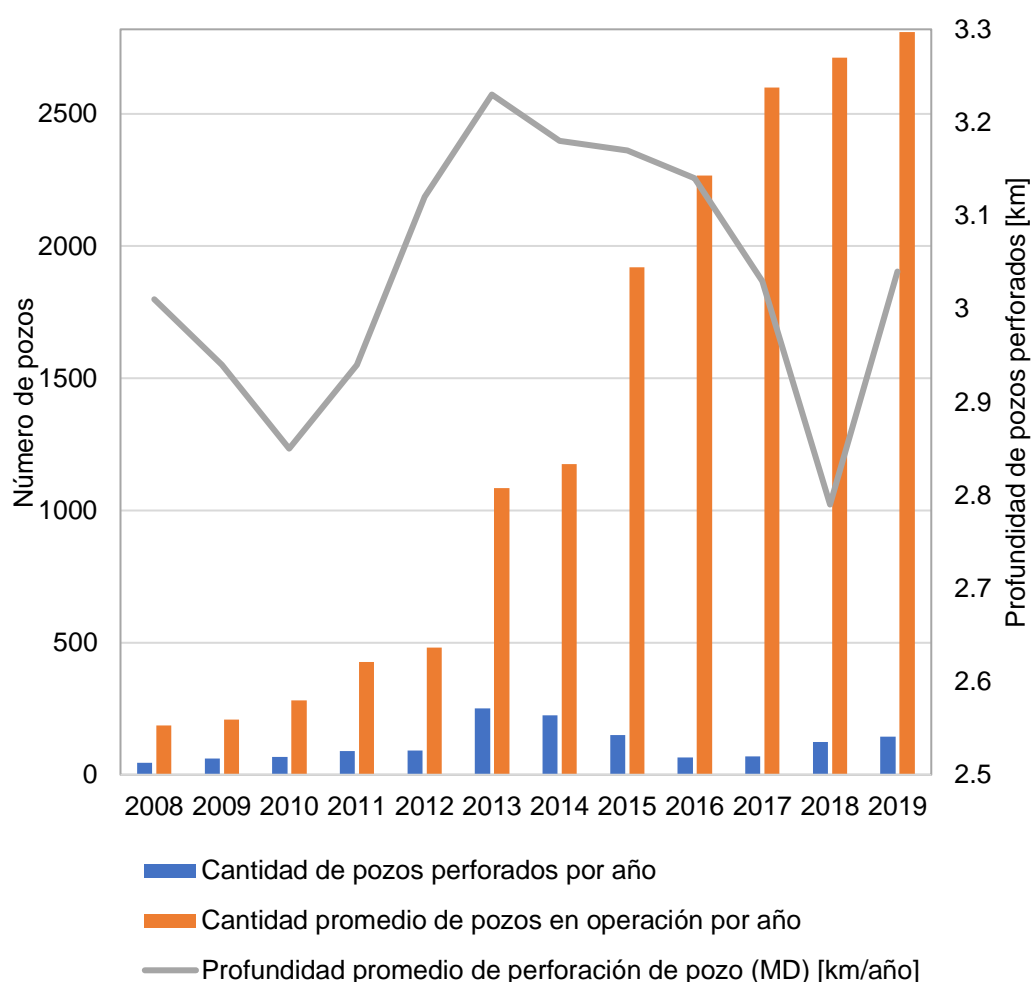
### Tasa de perforación de pozos y tasa de pozos en operación en Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019

Como se ha mencionado anteriormente Petroamazonas EP había aumentado sus costos de operación en el tramo 2011-2014, aprovechando el precio de barril de alrededor de 100 USD/barril, se realizaron inversiones para aumentar la producción y en la Tabla 6 se evidencia el incremento de la tasa de perforación de pozos en ese mismo periodo de tiempo. Por supuesto es evidente el crecimiento de la tasa de operación de pozos por año desde 2013 por la ampliación de número de activos, desde 2008 hasta 2019 incrementó el número de pozos operativos en 2624, los pozos perforados en los activos de Petroamazonas EP tienen una longitud promedio de 3 kilómetros con una desviación estándar de alrededor de 138 metros, por tanto, la profundidad de los pozos no ha experimentado un cambio o incremento constante como la densidad API y porcentaje de BSW (ver figura 10). Con respecto a

la tasa de perforación en 12 años se han excavado o perforado alrededor 7297 kilómetros en el distrito amazónico. Cabe hacer énfasis que, a pesar de un incremento constante anual de pozos en operación, la producción de crudo fiscalizado no tiene un comportamiento igual, probablemente se debe a otras causas relacionados con el sistema de transporte, bombeo, almacenamiento y facilidades de producción.

**Figura 10**

*Actividades perforación y pozos en operación*



*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2016, 2017, 2019; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018, 2019; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015, 2016)

**Tabla 6***Tasa de perforación de pozos y tasa de pozos en operación*

<b>Años</b>	<b>Tasa de pozos perforados por año</b>	<b>Tasa de pozos en operación por año</b>	<b>Tasa de perforación [km/año]</b>	<b>Profundidad promedio de pozo (MD) [km]</b>
2008	46	186	135.67	3.01
2009	61	209	489.62	2.94
2010	68	282	540.49	2.85
2011	90	426	619.23	2.94
2012	91	481	866.04	3.12
2013	252	1085	1143.19	3.23
2014	224	1176	1067.46	3.18
2015	150	1919	666.18	3.17
2016	65	2267	300.30	3.14
2017	69	2599	333.86	3.03
2018	123	2712	489.59	2.79
2019	145	2810	645.32	3.04

*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2016, 2017, 2019; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018, 2019; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015, 2016)

**Producción total de producción eléctrica de centrales hidroeléctricas del Ecuador y energía eléctrica de las centrales térmicas de Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019**

Las centrales hidroeléctricas presentadas en la tabla 7 pertenecen a empresas categorizadas según ARCONEL como empresas generadoras las cuales son: CELEC-Coca Codo Sinclair, CELEC-Gensur, CELEC-Hidroagoyán, CELEC-Hidroazogues, CELEC-Hidronación, CELEC-Hidropaute, Ecuagesa, Elecaastro, EPMAPS, Hidrosibimbe, Hidrosigchos, Hidrotambo, Hidrovictoria, Hidrootavalo, IPNEGAL, ElitEnergy, CELEC-Enerjubones, Hidrosierra (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2018).

Tabla 7

*Producción de energía eléctrica de las centrales térmicas de Petroamazonas EP*

Centrales Hidroeléctricas de Empresas Generadoras	Producción de Energía Eléctrica [GWh]					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agoyán	1155.51	946.71	914.90	935.12	984.56	1013.52
Pucará		251.12	141.94	149.44	42.02	180.67
San Francisco	972.39	1064.82	1043.88	913.52	1300.06	1398.56
Marcel Laniado		599.27	773.79	657.39	1051.04	832.86
Mazar			262.29	908.40	937.83	621.25
Paute	6285.85	4796.31	4048.76	5849.50	6191.04	5244.80
Ocaña					89.18	189.52
Saucay	157.53	118.98	101.67	143.33	139.66	115.32
Saymirín	109.31	85.75	71.56	97.62	96.75	80.19
El Carmen	39.88	46.69	36.03	38.21	39.21	59.00
Noroccidente			1.79	1.98	1.76	1.58
Recuperadora			99.59	105.40	105.84	117.04
Corazón				7.80	8.30	7.96
Sibimbe	85.17	80.67	80.36	89.25	84.09	70.15
Urvia		5.52	7.59	8.19	8.10	7.59
Coca Codo Sinclair			2971.63	5913.82	6200.71	6401.91
Manduriacu	144.31		292.38	328.83	287.73	328.66
Delsitanisagua					261.71	621.20
Agoyán	976.56	1105.99	1000.07	961.31	913.44	989.45
Pucará	247.47	300.48	273.01	196.35	209.02	248.59
San Francisco	1327.85	1486.65	1163.20	1221.89	972.35	1301.41
Alazán			6.84	20.37	22.30	27.36
Baba		40.08	125.08	131.70	104.35	150.52
Marcel Laniado	948.18	1040.77	1099.82	1077.27	887.98	1180.14
Mazar	759.13	956.15	763.45	713.71	691.10	774.26
Paute	5370.50	6047.67	5161.57	4614.25	4903.85	2396.94
Sopladora			985.96	2199.65	2137.67	5608.74
Topo			36.73	212.35	210.60	213.31
Gualaceo		5.29	6.19	6.54	4.08	4.27
Ocaña	189.35	194.15	170.99	191.69	185.46	206.64
Saucay	118.04	142.70	116.93	127.82	103.85	111.65
Saymirín	87.48	100.41	87.21	92.11	86.42	96.44
El Carmen	52.67	53.17	50.45	50.07	47.64	50.50
Noroccidente	1.80	1.43	1.69	1.90	0.99	1.13
Recuperadora	117.22	117.04	117.87	118.33	48.21	51.16
Carcelén	0.10	0.13	0.37	0.25	0.15	0.12
Corazón	8.03	7.60	8.17	7.71	7.99	8.34
Sibimbe	83.59	90.66	83.57	84.90	64.63	84.04
Urvia	7.73	7.99	8.05	8.01	7.80	7.60
Sigchos				25.60	99.17	99.59
Hidrotambo			32.04	42.29	40.56	44.46
Victoria			1.79	28.59	46.08	44.42
Otavalo II				2.50	2.57	2.28
Otavalo I				1.15	2.32	2.13
Ipnegal					57.84	61.71

<b>Centrales Hidroeléctricas de Empresas Generadoras</b>	<b>Producción de Energía Eléctrica [GWh]</b>					
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Pusuno					7.31	213.85
Minas San Francisco					101.48	1015.86
Rio Verde Chico						60.97

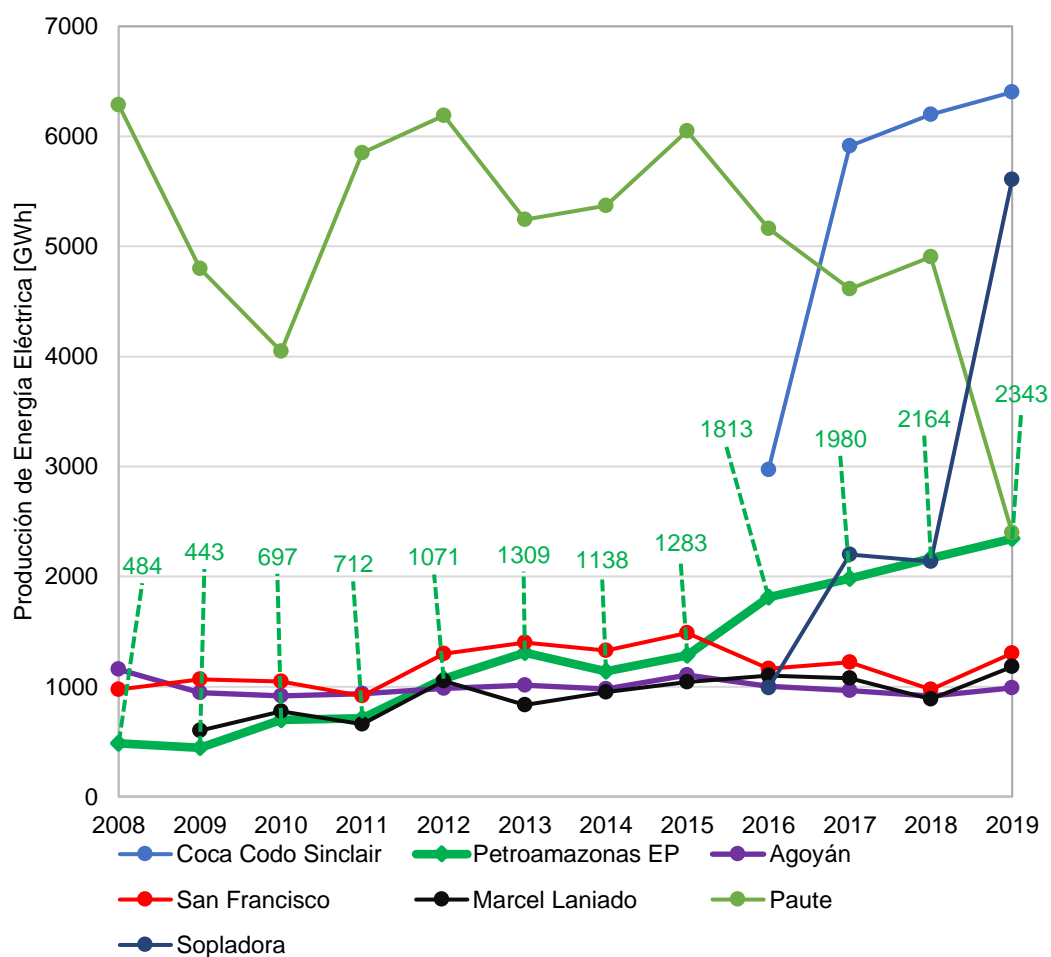
*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013)

De la tabla anteriormente expuesta, sólo son algunas centrales cuya producción de generación eléctrica equipara a Petroamazonas EP, e inclusive superan. Son Central Coca Codo Sinclair, Paute, Sopladora, Marcel Laniado, San Francisco y Agoyán. Al comparar con las centrales hidroeléctricas, a simple vista la Central Coca Codo Sinclair y Paute superan la producción de Petroamazonas EP, por otra parte, las centrales restantes lo equiparan, esto utópicamente, es posible si toda la energía generada por la central San Francisco como ejemplo, lograría desplazar casi en su totalidad todos los combustibles fósiles y derivados de crudo.

Por otro lado, Petroamazonas EP ha demandado de más de 15438 GWh de energía eléctrica para todas sus operaciones en campo en el distrito amazónico, con un crecimiento anual en promedio en torno al 21%. Si en 7 años, desde que se estableció como la única empresa pública de exploración y explotación la demanda de energía creció en 79%, es alarmante el hipotético caso que en 10 años más, estos mismos bloques que serán administrados desde marzo del 2021 por Petroecuador EP, la cantidad de energía eléctrica que requerirán, esto aunado al declive de las reservas de petróleo.

Figura 11

*Producción de energía eléctrica de centrales hidroeléctricas y de Petroamazonas EP*



*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013)

### **Consumo de energía eléctrica por barril de petróleo crudo producido por Petroamazonas EP desde 2008 hasta 2019**

Un indicador importante que está relacionado no directamente con la eficiencia y optimización energética es la demanda de energía eléctrica por barril, la energía requerida está relacionado directamente con la energía generada por una central mas no con la energía invertida en la generación eléctrica. En promedio Petroamazonas

EP durante doce años ha demandado de 14 kWh por barril de crudo fiscalizado, y este requerimiento se ha mantenido entre 9 y 20 kWh/Barril, es necesario destacar, el incremento del 76% en los últimos seis años.

**Tabla 8**

*Producción de electricidad y crudo fiscalizado*

<b>Años</b>	<b>Energía Eléctrica Producida [KWh]</b>	<b>Producción Fiscalizada [Barriles]</b>	<b>[KWh/Barril de petróleo]</b>
2008	484110000	34307344	14
2009	443276770	35710271	12
2010	696944850	40875960	17
2011	712321050	56537593	13
2012	1071288680	53630630	20
2013	1309118970	113376177	12
2014	1137632830	125671936	9
2015	1283431140	120684820	11
2016	1813089280	135659819	13
2017	1980155230	145951138	14
2018	2163779210	140093139	15
2019	2342791123	146997847	16

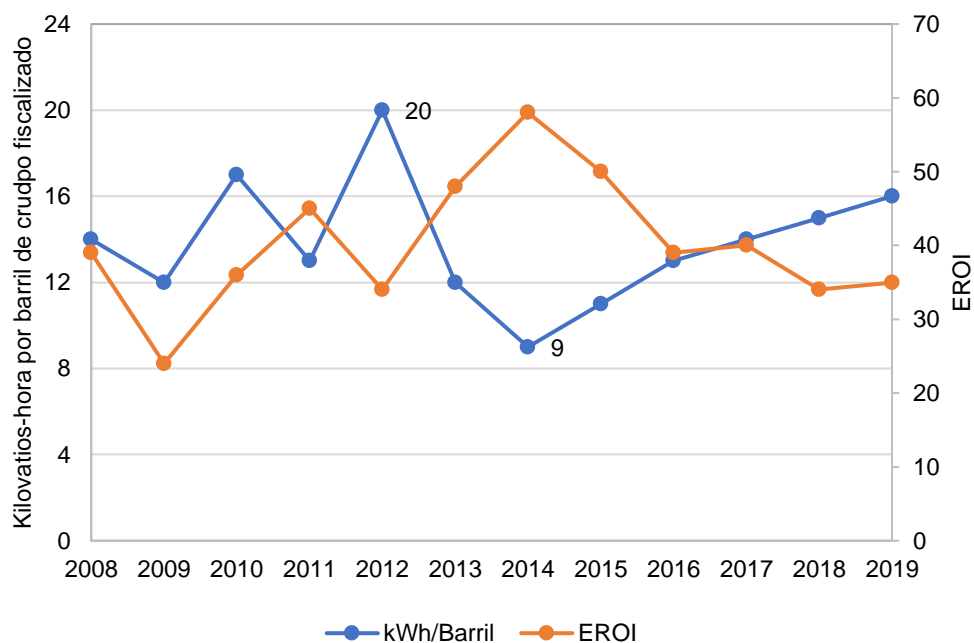
*Nota:* Basado en (Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019; Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH, 2016, 2017, 2019; Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR, 2018, 2019; Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015, 2016)

En la figura 12, se evidencia lo mencionado anteriormente. Con relación a si comparamos este índice de demanda con el índice de rendimiento es necesario a considerar lo siguiente, en el caso de requerir más energía de entrada esto significa el decrecimiento del EROI, y como reflejo de esto en otros indicadores, significaría que se necesita más energía eléctrica para producir un barril de crudo fiscalizado.

Petroamazonas EP ha requerido incrementar anualmente la producción de electricidad para producir barriles de petróleo, esto es notable en el intervalo 2014-2019, la demanda de energía eléctrica creció constantemente en el último periodo antes mencionado.

**Figura 12**

*Consumo de energía eléctrica por barril de crudo producido vs EROI*



Petroamazonas EP, ha requerido una producción de 14 kWh por barril para obtener un rendimiento de 40 barriles equivalentes de petróleo por cada barril equivalente de petróleo invertido en generación eléctrica.



## Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

- La tasa de retorno energético es un índice de rendimiento desde el punto de vista energético, en el caso de Ecuador se ha mantenido por doce años desde 2008 hasta el 2019 en un intervalo comprendido entre 20:1 y 60:1, con un valor promedio en torno a 40:1, durante los últimos 6 años dentro del periodo de investigación el comportamiento de este indicador ha presentado una tendencia negativa constante.
- Petroamazonas EP ha consumido alrededor de 116 millones de galones de Diesel 2, 319 millones de galones de Diesel, 48 billones de pies cúbicos de gas natural, 383 millones de galones de crudo, 18 millones de galones de FUEL OIL y más de 18 millones de galones de residuo.
- Petroamazonas EP ha optimizado los costos, reduciendo 741 millones de USD en costos de ingeniería de operaciones, reacondicionamiento de pozos, compras de insumos, rentas de campers, vehículos, seguridad y en telefonía.
- El Programa OGE Optimización Generación Eléctrica, ha permitido reducir 1296 millones de USD en combustibles consumidos para generación eléctrica por centrales térmicas durante doce años.
- Las actividades de perforación han tenido como resultado un incremento en el mismo periodo de estudio de 2624 pozos en operación, con una media de 1346 pozos en operación por año; también registró 7297 km perforados o excavados con una media de 608 km por año, los pozos en promedio tienen una longitud de 3 km. Petroamazonas EP tiene documento dentro de sus bloques activos en el periodo 2008-2019 un total de 1384 pozos perforados con una tasa anual promedio en torno a 115 pozos perforados por año.
- Petroamazonas EP ha demandado de más de 15438 GWh de energía eléctrica para todas sus operaciones en campo en el distrito amazónico en doce años

con una media de 1286 GWh por año y con un crecimiento anual en promedio en torno al 21%. En los últimos 7 años desde que se estableció como la única empresa pública de exploración y explotación administrando alrededor de 22 bloques petroleros ha incrementado la demanda de energía en 79%.

- Las centrales hidroeléctricas cuya producción de electricidad que equipara la producción de energía eléctrica de Petroamazonas EP mediante sus centrales térmicas son Sopladora, Marcel Laniado, San Francisco y Agoyán; por otro lado, las Centrales Paute y Coca Codo Sinclair requieren alrededor del 43% y 35% respectivamente, de su producción para satisfacer la demanda de Petroamazonas EP.
- En promedio Petroamazonas EP durante doce años ha demandado de 14 kWh por barril de crudo fiscalizado, y este requerimiento se ha mantenido entre 9 y 20 kWh/Barril, es necesario destacar, el incremento del 76% en los últimos seis años.
- El estudio de (Amores et al., 2020) presenta la evolución del EROI de 7 bloques petroleros los cuales son 7, 15, 21, 56, 57, 60 y 61; estos 7 bloques presentados en la figura 9, en el 2018 aportaron con más de 1500 millones de USD en ingresos netos y superan el 46% de la producción de barriles netos de crudo fiscalizado de Petroamazonas EP, por lo consiguiente analizar estos bloques dan una referencia del estado de la evolución de la densidad API y concentración de agua y sedimentos evolucionan desfavorablemente para las operaciones. Está incrementándose el porcentaje de BSW y el Crudo Napo va en aumento llegando alcanzar más del 50% de la producción de crudo fiscalizado.
- En el estudio de (Amores et al., 2020) se calcula de forma preliminar la tasa de retorno energético de 7 bloques petroleros no obstante cada bloque presenta distintos valores. Aquellos bloques con crudo tipo semipesado

presenta valores superiores a 20:1, por lo contrario los bloques con crudo tipo pesado se encuentra entre 60:1 y 10:1, esto significa que es muy complejo aseverar un valor representativo para todos los 22 bloques, debido a la particularidad de las condiciones y características petrofísicas de cada uno de los bloques petroleros, entonces, los valores calculados del EROI preliminar representan a la empresa, es decir, representan el rendimiento de la entidad y de sus actividades, que en base a lo obtenido, se puede concluir que Petroamazonas EP en los últimos 7 años ha intensificado esfuerzos por mejorar la eficiencia y optimización de generación eléctrica que se reflejan en la tendencia del EROI.

- Los costos de operación o producción en el periodo 2008-2019 se ha mantenido entre 16 y 29 USD/Barril con una media en torno a 21 USD/barril, frente a un precio de barril que ha registrado como valores mínimo y máximo alrededor de 32 y 99 USD/barril.

### **Recomendaciones**

- El estado ecuatoriano debe incorporar medidas para la optimización de recursos para la explotación de petróleo.
- La economía de Ecuador debe enfocar sus recursos para incrementar e impulsar las empresas.
- El desarrollo de nuestra sociedad no debe depender ni sostenerse de un recurso finito.
- En una investigación debe estar integrada por sujetos que estén dispuestos a llevar a cabo el proyecto sin involucrar problemas o intereses personales, salvaguardando la integridad del tesista.

## Referencias Bibliográficas

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2014). *Estadística Anual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2014*. ARCONEL.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/EstadisticaSectorElectricoEcuatoriano2014B.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2015). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015*. ARCONEL.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Estad%ADsticaAnualyMultianual2015.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2016). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016*. ARCONEL.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estad%ADstica-anual-y-multianual-sector-el%A9ctrico-2016.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2017). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017*. ARCONEL.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/estadistica%20reducida.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2018). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018*. ARCONEL.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/08/Estad%ADsticaAnualMultianual2018.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL. (2019). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019*. ARCONEL.

[https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/06/Est\\_2019\\_Borrador\\_08-06-2020\\_1606.pdf](https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/06/Est_2019_Borrador_08-06-2020_1606.pdf)

Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables-ARC. (2020). *Página Oficial de ARC*.

<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/>

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH. (2016). *Boletín Estadístico 2016 ARCH*. ARCH. <http://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/boletin-estadistico/2016/BOLETIN-2016-V2.pdf>

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH. (2017). *Boletín Estadístico 2017 ARCH*. ARCH. <https://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=4429&force=0>

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero-ARCH. (2019). *PRODUCCIÓN MENSUAL NACIONAL DE PETRÓLEO FISCALIZADO 2019*. ARCH.

<https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/Produccion%CC%81n-Mensual-Acumulada-Enero-Diciembre-2019-ACTUALIZADO.pdf>

Amores, J., Gutiérrez, E., Vinuesa, G., & Torres, G. (2020). Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético (EROI) del Petróleo Ecuatoriano. *Revista Aporte Santiaguino*, 13(1), 59-76. <https://doi.org/10.32911/as.2020.v13.n1.681>

Banco Central del Ecuador-BCE. (2016). *Precio Promedio del Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional*.

<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/m1968/IEM-412b.xls>

Banco Central del Ecuador-BCE. (2018). *Precio Promedio del Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional*.

<https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Brandt, A. (2006). Testing Hubbert. *Energy Policy*, 35, 3074-3088.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.11.004>

Cela, J. (2018). *Coordinación de protecciones en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando su conexión al Sistema Nacional Interconectado* [Proyecto de Titulación, Escuela Politécnica Nacional].

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19482/1/CD-8879.pdf>

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2008). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2008*. CONELEC.

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2009). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2009*. CONELEC. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estad%C3%ADstica-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-2009.pdf>

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2010). *Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010*. CONELEC.

<https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estad%C3%ADstica-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-2010.pdf>

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2011). *Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011*. CONELEC.

<https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Bolet%C3%ADn-Estad%C3%ADstico-Sector-El%C3%A9ctrico-2011.pdf>

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2012). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012*. CONELEC. [https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Estadistica-Sector-Elctrico-2012.comp\\_.pdf](https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Estadistica-Sector-Elctrico-2012.comp_.pdf)

Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC. (2013). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2013*. CONELEC. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2015/11/Estad%C3%ADstica-del-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-2013.pdf

- Freise, J. (2011). The EROI of Conventional Canadian Natural Gas Production. *Sustainability*, 3 (11), 2080-2104. <https://doi.org/10.3390/su3112080>
- Gagnon, N., Hall, C., & Brinker, L. (2009). A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production. *Energies*, 2 (3), 490-503. <https://doi.org/10.3390/en20300490>
- Grandell, L., Hall, C., & Höök, M. (2011). Energy Return on Investment for Norwegian Oil and Gas from 1991 to 2008. *Sustainability*, 3(11), 2050-2070. <https://doi.org/10.3390/su3112050>
- Guilford, M., Hall, C., O'Connor, P., & Cleveland, C. (2011). A New Long Term Assessment of Energy Return on Investment (EROI) for U.S. Oil and Gas Discovery and Production. *Sustainability*, 3(10), 1866-1887. <https://doi.org/10.3390/su3101866>
- Hall, C., Lambert, J., & Balogh, S. (2013). EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy*, 64, 141-152. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>
- Hu, Y., Feng, L., Hall, C., & Tian, D. (2011). Analysis of the Energy Return on Investment (EROI) of the Huge Daqing Oil Field in China. *Sustainability*, 3(12), 2323-2338. <https://doi.org/10.3390/su3122323>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR. (2018). *Estadística Hidrocarburífera 2018*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/08/ESTADISTICA-HIDROCARBURIFERA-CRUDO-2018-DAIEH.pdf>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR. (2019). *Estadística Hidrocarburífera Primer Semestre 2019*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp->

content/uploads/2019/12/ESTADISTICA-HIDROCARBURIFERA-CRUDO-PRIMER-SEMESTRE-2019-DAIEH\_1.pdf

Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables-MERNNR. (2020). *Mapa Petrolero del Ecuador 2020*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/mapas/>

Murphy, D., Hall, C., Dale, M., & Cleveland, C. (2011). Order from Chaos: A Preliminary Protocol for Determining the EROI of Fuels. *Sustainability*, 3(10), 1888-1907. <https://doi.org/10.3390/su3101888>

Oildfield Glossary. (s. f.-a). *BS&W*. Oilfield Glossary en Español. Recuperado 21 de octubre de 2020, de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bsw.aspx>

Oildfield Glossary. (s. f.-b). *Gravedad API*. Oilfield Glossary en Español. Recuperado 21 de octubre de 2020, de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx)

Parra, Ronny. (2019). *Análisis del sistema de extracción de petróleo a partir del uso de la Tasa de Retorno Energética (TRE) para el caso del Ecuador*. 123-137. <http://www.casadelibrosabiertos.uam.mx/contenido/contenido/Libroelectronic/0/Ecological-economics.pdf>

Parra, Rony, Di Felice, L., Giampietro, M., & Ramos-Martin, J. (2018). The metabolism of oil extraction: A bottom-up approach applied to the case of Ecuador. *Energy Policy*, 122, 63–74. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.017>

Pascualli-Ramirez, C., & Hall, C. (2013). The relation of oil to the Mexican economy: Past, present and future. *in preparation*. [https://www.researchgate.net/publication/266386536\\_The\\_relation\\_of\\_oil\\_to\\_the\\_Mexican\\_economy\\_past\\_present\\_and\\_future](https://www.researchgate.net/publication/266386536_The_relation_of_oil_to_the_Mexican_economy_past_present_and_future)

Petroamazonas EP. (2015). *Unidad de Gestión OGE & EE Alcance Iniciativa Pública-Privada Cambio de Matriz Energética Proyecto OGE&EE*. <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/10/BerendVanDenBerg.pdf>



Petroamazonas EP. (2016). *Reporte Gerencial 2016 Petroamazonas EP.*

<https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/12/InformedegestionFinal29-12-16.pdf>

Petroamazonas EP. (2017a). *Hito histórico: Por primera vez, el sistema petrolero ecuatoriano usa energía eléctrica de Sistema Nacional Interconectado (SNI).*

<https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/09/Boletin-interconecci%C3%B3n-SNI.pdf>

Petroamazonas EP. (2017b). *Reporte Gerencial 2017 Petroamazonas EP.*

[https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/04/Reporte\\_Gererencial\\_2017\\_Final1.pdf](https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/04/Reporte_Gererencial_2017_Final1.pdf)

Petroamazonas EP. (2018). *Reporte Gerencial 2018 Petroamazonas EP.*

[https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/02/Reporte\\_Gererencial\\_2018\\_Final-pliegos-2.pdf](https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/02/Reporte_Gererencial_2018_Final-pliegos-2.pdf)

Petroamazonas EP. (2019). *Reporte Gerencial 2019 Petroamazonas EP.*

<https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/10/INFORMEDEGESTION2019REDES1.pdf>

Petroecuador E.P. (2013a). *40 Años Construyendo el Desarrollo del País 1972-2012*

(p. 270). Petroecuador EP. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/INFORME-ESTAD%C3%8DSTICO-1972-2017-45-A%C3%91OS.pdf>

Petroecuador E.P. (2013b). *El petróleo en el Ecuador. La nueva era petrolera.*

<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petr%C3%B3leo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf>

Petroecuador E.P. (2018). *45 Años al servicio del País Informe Estadístico 1972-*

*2017* (p. 164). Petroecuador EP. <https://www.eppetroecuador.ec/wp->

content/uploads/downloads/2019/03/INFORME-ESTAD%C3%8DSTICO-1972-2017-45-A%C3%91OS.pdf

Petroleum.co.uk. (s. f.). *API Gravity*. Recuperado 2 de julio de 2019, de <http://www.petroleum.co.uk/api>

Safronov, A., & Sokolov, A. (2014). Preliminary Calculation of the EROI for the Production of Crude Oil and Light Oil Products in Russia. *Sustainability*, 6(9), 5801-5819. <https://doi.org/10.3390/su6095801>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2008). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2008*. SHE.

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2009). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2009*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=56&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2010). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2010*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=52&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2011). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2011*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=40&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2012). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2012*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=37&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2013a). *CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO CRUDO), EN EL BLOQUE ..... DE LA REGIÓN AMAZÓNICA ECUATORIANA*.

[http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/PROYECTO\\_DE\\_CONTRATO.pdf](http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/PROYECTO_DE_CONTRATO.pdf)

- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2013b). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2013*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/04/Estad%C3%ADstica-Hidrocarbur%C3%ADfera-2013-Crudo.pdf>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2014). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2014*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/07/estadistica-crudo.pdf>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2015). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2015*. SHE. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/04/ESTADISTICA-HIDROCARBURIFERA-CRUDO-2015.pdf>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador-SHE. (2016). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2016*. SHE. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/01/ESTADISTICA-HIDROCARBURIFERA-CRUDO-2016.pdf>