



## Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético (EROI) del Petróleo Ecuatoriano

### Preliminary Calculation of the Energy Return on Investment (EROI) of Ecuadorian Oil

JORGE AMORES RIVAS<sup>1</sup>, EDUARDO GUTIÉRREZ GUALOTUÑA<sup>1</sup>, GUILLERMO VINUEZA MUÑOZ<sup>2</sup> y GABRIELA TORRES RODRIGUEZ<sup>2</sup>

#### RESUMEN

Ecuador en 1972 transformó su economía agrícola a una dependiente de los ingresos de la exportación de petróleo. Sin embargo, se prevé una disminución agravada por un mayor costo energético de extracción. La tasa de retorno energético (EROI), implica que cuanto menor sea su valor, menor será la energía neta a favor de la sociedad. Como metodología se utilizó el enfoque basado en el protocolo de David Murphy. El objetivo de la presente investigación es realizar un cálculo preliminar del EROI del petróleo ecuatoriano, a nivel país y por bloques, obteniendo resultados preliminares de EROI para los Bloques 7, 10, 15, 16, 21, 46, 47, 56, 57, 60, 61, 62 y 67, y del Ecuador. Se verifica que el EROI decrece de una relación 43 : 1 a 27 : 1 en doce años, conforme la densidad API y el porcentaje de BSW del crudo extraído es mayor. Se concluye que el Ecuador, invierte cada vez más recursos, especialmente combustible para generación eléctrica, en doce años incrementó en un 65 %.

**Palabras clave:** BSW; densidad API; Ecuador; EROI; petróleo.

<sup>1</sup>Departamento de Energía y Mecánica, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE. Sangolquí, Ecuador

<sup>2</sup>Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador-ARCH.

© Los autores. Este artículo es publicado por la Revista Aporte Santiaguino de la Universidad Nacional Santiago de Mayolo. Este es un artículo de acceso abierto, distribuido bajo los términos de la Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4,0 Internacional. (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>), que permite el uso no comercial, distribución y reproducción en cualquier medio, siempre que la obra original sea debidamente citada.

## **ABSTRACT**

Ecuador in 1972 transformed its agricultural economy to one dependent on oil export earnings. However, a decrease is expected, exacerbated by a higher extraction energy cost. The energy rate of return (EROI), implies that the lower its value, the lower the net energy in favor of society. The methodology based on the David Murphy protocol was used as methodology. The objective of this investigation is to carry out a preliminary calculation of the EROI of Ecuadorian oil, at the country level and by blocks, obtaining preliminary EROI results for Blocks 7, 10, 15, 16, 21, 46, 47, 56, 57, 60, 61, 62 and 67, and from Ecuador. It is verified that the EROI decreases from a 43 : 1 to 27 : 1 ratio in twelve years, according to the API density and the percentage of BSW of the extracted crude oil that is higher. It is concluded that Ecuador, invests more and more resources, especially fuel for electricity generation, in twelve years increased by 65 %.

**Keywords:** BSW; API density; Ecuador; EROI; oil; resources.

## **INTRODUCCIÓN**

Al inaugurar el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) para un crudo de 30 grados API en 1972, el Ecuador transformó su economía agrícola, en una dependiente de los ingresos de la exportación del petróleo ([Petroecuador EP, 2015](#)). Sin embargo, este recurso es no renovable y por lo tanto finito, por lo cual la eventual disminución de la producción de hidrocarburos, además se ve agravada, debido a que la cantidad de recursos invertidos que se requiere para obtener un barril de petróleo, es cada vez mayor, ya sea por factores como la densidad del crudo, la concentración de agua y sedimentos, entre otros ([Parra, 2018](#)).

Un indicador para analizar o establecer el retorno de la inversión en términos de energía, se conoce como la Tasa de Retorno Energético. En 1979, el Dr, Charles Hall, define el índice denominado Energy Return on Investment EROI (Tasa de Retorno Energético), que se define como la relación entre la energía obtenida de un proceso determinado y la invertida para conseguirla [Hall et al. \(2013\)](#). Para entender lo que representa este índice.

Si el EROI tiene una relación de 90 : 1, significa que por cada barril invertido se obtiene 90 barriles, si el EROI es cada vez más cerca de 1 : 1, representa un escenario alarmante ya que no hay una ganancia a favor de la actividad.

La tendencia del EROI específicamente para el petróleo y el gas a nivel mundial presenta una tendencia decreciente a lo largo del tiempo ( [Gagnon et al., 2009](#)). En los lugares donde se presentan estudios podemos mencionar; Noruega, el EROI del petróleo era 46 : 1 en 1996, a aproximadamente 20 : 1 en 2009 [Grandell et al. \(2011\)](#). En Daqing China el EROI del petróleo descendió de 23 : 1 en 2001 a 18 : 1 en 2009 [Hu et al. \(2011\)](#). En Estados Unidos, el EROI del petróleo y gas pasó de 15 : 1 en 1919 a 11 : 1 en 2007 [Guilford et al. \(2011\)](#). En Canadá, el país con las mayores reservas de petróleo en arena bituminosa, el EROI del petróleo y gas alcanza su punto máximo a inicios de los años setenta, siendo alrededor de 79 : 1 y desciende en 2009 a 20 : 1 [Freise \(2011\)](#). En Rusia, el EROI del petróleo cambia de 36 : 1 en 2005 a 30 : 1 en 2012 [Safronov y Sokolov \(2014\)](#).

Hasta donde se conoce, el único estudio de la tasa de retorno energético de la extracción de petróleo en Ecuador, fue hecho por [Parra \(2018\)](#), quien analizó el sistema de extracción de petróleo exclusivamente del año 2016, utilizando el enfoque MuSIASEM.

La presente investigación tiene como objetivo, realizar un cálculo preliminar de la tasa de retorno energético EROI del petróleo ecuatoriano, analizando el caso Ecuador, y particularmente los Bloques 7, 10, 15, 16, 21, 46, 47, 56, 57, 60, 61, 62 y 67, utilizando un enfoque basado en la metodología propuesta en el protocolo de ( [Murphy et al., 2011](#)).

Para el análisis se debe tomar en cuenta que el suministro de energía eléctrica en los bloques petroleros de la Región Amazónica proviene en su totalidad de sistemas de generación térmica, sin embargo, a finales del 2017, los Bloques: 15, 18, 56, 57, 60 y 61 administrados por Petroamazonas EP ( [Cela, 2018](#)), se conectaron por primera vez al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de su interconexión con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) agregando alrededor de 40 [MW] ( [Petroamazonas, 2017](#)) como parte de un proyecto de optimización de eficiencia energética y generación eléctrica ( [Petroamazonas, 2015](#)), sin embargo, en el 2018 esto sólo corresponde al 5 % de la potencia total instalada en Petroamazonas EP y es apenas el 3 % de lo requerido por todo el sector petrolero con respecto a las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos en el Distrito Amazónico.

Las empresas operadoras diseñan la infraestructura y capacidad instalada de sus propios sistemas

de generación eléctrica de acuerdo a su demanda energética y disponibilidad de combustible. La energía total eléctrica producida por las empresas petroleras autogeneradoras dedicadas a explotación y explotación de hidrocarburos en doce años se incrementó en aproximadamente 62 % y en 2018 ese valor fue de 3 645 [GWh]. Para tener una mejor idea de la magnitud e importancia de este resultado, en ese mismo año las centrales hidroeléctricas que generaron una cantidad de energía eléctrica cercana fueron Coca Codo Sinclair con 6 201 [GWh], Paute con 4 904 [GWh] y Sopladora con 2 138 [GWh] ( [ARCONEL, 2018](#)).

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

Como metodología se utilizó el enfoque basado en el protocolo de ( [Murphy et al., 2011](#)), al igual que lo hace ( [Safronov y Sokolov , 2014](#); [Hu et al., 2011](#); [Wang et all. , 2017](#); [Poisson y Hall , 2013](#); [Cleveland y O'Connor, 2011](#)). Este es un procedimiento preliminar que proporciona una guía para el análisis del EROI, dependiendo de las diferentes consideraciones a cada límite de entrada y de salida de energía del recurso estudiado, que para el caso es el petróleo fiscalizado. En la presente investigación, el EROI en términos generales relaciona el valor obtenido de un proceso y lo invertido o consumido en ese determinado proceso. En base a Murphy y la información obtenida, se ha optado por el  $EROI_{1d}$ .

$$EROI = \frac{\text{Energía obtenida}}{\text{Energía invertida}} \rightarrow EROI_{1d} = \frac{E_o}{E_i}$$

El  $EROI_{1d}$ , se define como la relación entre la energía obtenida  $E_o$ , y la energía directa invertida  $E_i$ . Para el límite de entrada se utiliza el consumo de combustibles para generación eléctrica  $E_i$  y como límite de salida, la producción fiscalizada  $E_o$ .

La energía obtenida  $E_o$ , es el volumen de la producción fiscalizada, en términos energéticos como toneladas equivalentes de petróleo (TEP), la cual es medida previamente al ingreso al Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) y al Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) a través de unidades *Lease Automatic Custody Transfer* LACT (transferencia de custodia automática de arrendamiento) y *Automatic Custody Transfer* ACT (transferencia de custodia automática).

La información que sirve como material para esta investigación fue aportada por la Agencia de Regulación y Control y Hidrocarburífero (ARCH), Regional Centro Oriente ARCH y Re-

gional Sucumbíos ARCH, y los datos disponibles en las bases estadísticas de acceso público de ( ARCH, 2020); Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) 2018; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables ( MERNNR., 2019).

La energía directa invertida  $E_i$ , se ha considerado el consumo de combustibles, como por ejemplo, diésel, diésel 2, gas natural, residuo, crudo, glp y nafta, invertidos en las centrales de generación térmica (Wartsila, Waukesha, Jenbacher, etc) para producir electricidad, la misma que es utilizada para procesamiento de Basic Sediment and Water BSW (concentración de agua y sedimentos), tratamiento térmico de crudo, bombeo eléctrico de fondo de pozo, separación trifásica o bifásica de crudo, sistemas de inyección a pozos, planta topping, transporte de crudo hasta los puntos de transferencia de custodia de petróleo, uso en campamentos y oficinas ( Parra, 2018).

La figura 1 refleja las condiciones de frontera establecidos para la relación del EROI analizado, y la figura 2 ubica los Bloques analizados en el mapa petrolero del (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables ( MERNNR., 2019) (figura 2), cabe resaltar que este grupo de bloques seleccionados en el 2018 aportaron al país con alrededor de 68 % de la producción nacional de crudo en campo. En la tabla 1, se indica la clasificación del petróleo según la densidad API ( Petroleum, s.f).

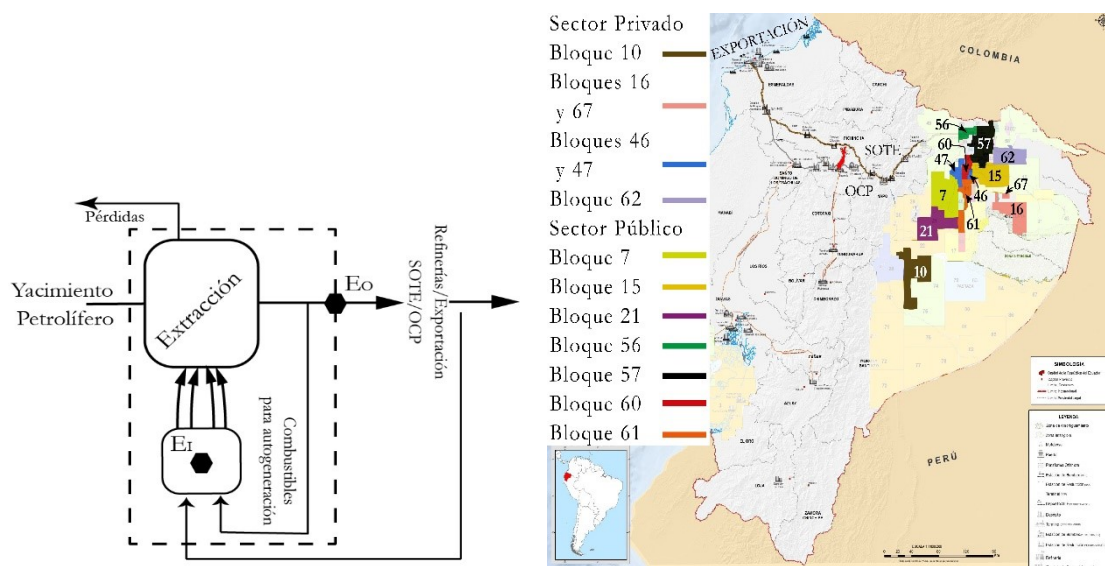


Figura 1. Esquema de límites de entrada y salida de energía

Figura 2. Bloques analizados ubicados en el mapa petrolero del Ecuador 2020.

Tabla 1. Tipo de petróleo según su densidad API

Grado API [?]	Clasificación
> 31, 1	Ligero
22, 3-31, 1	Semipesado
10, 0-22, 3	Pesado
< 10, 0	Extra pesado

## RESULTADOS

Se muestran los resultados obtenidos del cálculo preliminar del  $EROI - 1d$  en tres subsecciones, primero el caso Ecuador, segundo los Bloques administrados por el sector privado, y tercero los Bloques administrados por el sector público.

### Caso nacional

En la tabla 2, se presentan datos consolidados del sector petrolero ecuatoriano, desde el año 2007 al año 2018. Se evidencia que la producción fiscalizada crece hasta el año 2014, luego de lo cual comienza a disminuir. Sin embargo, el consumo de combustible para generación eléctrica muestra un crecimiento constante. Dentro de los distintos combustibles empleados, el crudo es el recurso cuyo consumo ha presentado un incremento en los últimos seis años del 57%. Para ello, hay que considerar que las empresas petroleras de exploración y explotación de hidrocarburos, pueden en según con las cláusulas 8,1,7 y 8,3,8 del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, utilizar sin costo el petróleo crudo y gas asociado para las operaciones, en especial para, la generación eléctrica, esto se evidencia en el modelo de contrato publicado por la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE, 2013). En base a los resultados, Ecuador en 2007 presentaba un EROI de 43 : 1 y en 2018 decreció a 27, en promedio en este periodo de tiempo el EROI estuvo alrededor de 36 : 1.

Tabla 2. Combustibles empleados en generación eléctrica

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	25276	26214	24326	24280	24268	24485	25563	27045	26316	26618	25807	25956
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	583	628	634	670	630	679	739	719	761	906	830	963
Diesel							240	265	308	294	305	
Diesel 2	237	248	239	240	223	222	239					
Fuel Oil										7	17	22
Gas Natural	143	162	170	186	156	206	215	188	203	223	211	221

*(Continúa en la página siguiente)*

Tabla 2. Combustibles empleados en generación eléctrica

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residuo	16	16	153	33	32	19	18	19				
21												
Crudo	169	183	55	193	203	218	253	258	253	329	292	398
GLP	18	19	17	17	16	14	13	14	16	18	16	17
$EROI_{1d}$	43	42	38	36	39	36	35	38	35	29	31	27

### Bloques administrados por el sector privado

A continuación, se presenta los Bloques 10, 16-67, 46-47 y 62 administrados por el sector privado.

**Bloque 10.** En el año 2007 su producción de crudo en campo era el 5 % del total a nivel nacional, en el año 2018 ese valor representaba el 7 % ( ARCH, 2020). En la tabla 3, se observa, que maneja un crudo tipo pesado con una densidad promedio de 18, 7°API y 94, 7 % de promedio de BSW. En el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 31 : 1-11 : 1.

Tabla 3. Bloque 10

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	1274	1258	1007	906	817	722	637	576	532	498	552	583
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	42	47	50	51	52	55	51	52	46	46	50	53
$EROI_{1d}$	31	27	20	18	16	13	12	11	12	11	11	11
Grado API [°]					18,8	18,7	18,7	18,7	18,6	18,7	18,8	18,8
BSW [%]							94,0	94,7	94,6	95,1	94,9	94,8

**Bloques 16 y 67.** En el año 2007 la producción de crudo en campo de los Bloques 16 y 67 era el 13 % del total producido a nivel nacional, en el año 2018 ese valor fue de 4 %. La tabla 4, presenta datos de la producción de los Bloques 16 y 67. Se puede visualizar, que el grado API del crudo en el área operada es en promedio 15, 1°API, que se considera como crudo pesado según la clasificación API. Los datos de porcentaje de BSW tienen un promedio de 96, 8 %. En el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 15 : 1-5 : 1.

Tabla 4. Bloques 16 y 67

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	3094	2581	2109	2098	2180	2050	1747	1471	1273	1107	921	847
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	202	195	274	199	197	197	203	205	198	192	175	167

(Continúa en la página siguiente)

*Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético (EROI) del Petróleo Ecuatoriano*

Tabla 4. Combustibles empleados en generación eléctrica

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>EROI<sub>1d</sub></i>	15	13	8	11	11	10	9	7	6	6	5	5
Grado API [°]			14,5	14,6	15,0	15,0	14,8	14,6	14,4	16,0	15,9	15,9
BSW [%]							96,0	96,5	96,8	97,1	97,3	97,4

**Bloques 46 y 47** En el año 2018 su producción de crudo en campo fue del 3 %. Las características de producción de los Bloques 46 y 47 se indican en la tabla 5. En promedio, el porcentaje de BSW es de 54,6 % y su densidad 23,5°API calificando al crudo como semipesado. Esta empresa no emplea crudo para generación eléctrica, en el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI ha estado por encima de 86 : 1.

Tabla 5. Bloques 46 y 47

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	850	856	753	690	632	709	647	619	641	663	803	907
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	7	8	8	9	7	8	10	10	8	8	9	11
<i>EROI<sub>1d</sub></i>	124	105	100	80	85	86	67	60	85	78	86	86
Grado API [°]			23,1	23,0	23,5	23,1	23,0	23,3	23,8	24,1	24,1	23,8
BSW [%]							46,5	53,3	54,3	59,3	58,3	55,9

**Bloque 62.** El Bloque 62 en el año 2007 su producción de crudo en campo era el 9 % a nivel nacional, en el año 2018 ese valor descendió 7 %. En la tabla 6, se presentan los datos del bloque 62, este bloque opera con un porcentaje de BSW promedio de 93,5 % y un crudo tipo pesado de densidad promedio de 21,0°API y creciente. En el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 20 : 1-12 : 1.

Tabla 6. Bloques 62

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	2303	2223	1949	1945	1784	1677	1648	1640	1636	1695	1656	1697
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	113	127	138	132	137	127	129	137	157	133	129	136
<i>EROI<sub>1d</sub></i>	20	17	14	15	13	13	13	12	10	13	13	12
Grado API [°]			21,2	21,2	21,1	21,2	21,2	21,0	20,9	20,8	20,8	20,6
BSW [%]							93,4	93,6	93,7	93,3	93,4	93,6

### Bloques administrados por el sector público

A continuación, se presentan los Bloques 7, 15, 21, 56, 57, 60 y 61, administrados por el sector público.

**Bloque 7 .** El Bloque 7 en 2007 aportó con el 3 % de la producción de crudo en campo y en



2018, con el 4%. En la tabla 7, se visualiza que la energía requerida ha crecido constantemente, incluso llegando a casi doblar la consumida en el 2016 con respecto al 2014. El porcentaje de BSW registra un incremento desde 2012 con 78,0% al 2018 con 88,3%. Por otro lado, el crudo tipo semipesado extraído, cambió de 24,3°API en 2013, a 23,3°API en 2018. La disminución del EROI desde 2012 se debe, entre otras causas, al aumento del BSW y a la densidad API. En el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI ha presentado valores superiores a 23 : 1.

Tabla 7. Bloques 7

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	1258	1103	620	867	1272	1563	1798	1919	1878	1627	1301	1109
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	17	18	16	15	17	17	18	19	21	43	47	48
$EROI_{1d}$	76	62	39	59	74	91	98	99	90	37	28	23
Grado API [°]				23,4	23,5	23,6	24,3	24,1	24,1	24,0	23,4	23,3
BSW [%]							78,0	81,5	83,4	84,8	87,1	88,3

**Bloque 15.** La producción de crudo en campo del Bloque 15 en 2007 representaba el 17% y en 2018 el 4%. En la tabla 8 se puede destacar lo siguiente, la reducción de producción y la energía intida desde 2011 se debe a la división del bloque, en base a la densidad API, el crudo extraído es tipo pesado, el BSW cambió de 51,7% a 81,2% en diez años, y por último en el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 59 : 1-15 : 1.

Tabla 8. Bloques 15

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	4414	4761	4956	5013	5221	1868	1805	1583	1388	1372	1156	1017
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	75	116	111	124	136	49	55	45	52	75	65	68
$EROI_{1d}$	59	41	45	40	38	38	33	35	27	18	18	15
Grado API [°]			22,0	22,9	23,3	22,7	22,0	22,0	21,5	21,5	21,3	21,3
BSW [%]			51,7	54,8	60,4	64,4	71,3	73,5	76,1	78,2	79,7	81,2

**Bloque 21 .** El Bloque posee un solo campo que produjo el 3% en 2007 y el 1% en el 2018 a nivel nacional. En la tabla 9, se evidencia que el tipo de crudo de este bloque es pesado, con una densidad promedio decreciente de 17,2°API. El BSW pasó de 79,80% a 91,8% en diez años. En el periodo comprendido entre 2007 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 54 : 1-18 : 1.

*Cálculo Preliminar de la Tasa de Retorno Energético (EROI) del Petróleo Ecuatoriano*

Tabla 9. Bloques 21

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	697	594	477	372	441	422	356	326	305	275	251	232
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	13	13	14	13	14	14	14	13	12	12	12	13
$EROI_{1d}$	54	45	35	29	31	30	25	24	25	24	21	18
Grado API [°]				17,3	17,3	17,2	17,2	17,2	17,1	17,2	17,2	17,1
BSW [%]			79,8	83,4	83,4	85,3	87,5	88,4	89,1	90,3	91,3	91,8

**Bloque 56.** La producción de crudo en campo, de manera general representa aproximadamente el 1 % del país. En la tabla 10, la densidad promedio resulta en 28, 9°API, etiquetándolo como petróleo tipo semipesado, el porcentaje de BSW registra valores desde 20, 3 % hasta 50, 2 % en nueve años. En el periodo comprendido entre 2010 y 2018, el EROI se ha mantenido por encima de 38 : 1, teniendo un comportamiento variable, por lo cual, es necesario además de la densidad API y %BSW, integrar variables, como envejecimiento de los pozos, tecnología de extracción y procesamiento, eficiencia de la operación, entre otros, para analizar por completo la variación del EROI.

Tabla 10. Bloques 56

Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	609	507	502	524	591	603	548	552	525
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	13	9	6	9	14	12	9	15	10
$EROI_{1d}$	47	56	87	56	43	49	59	38	53
Grado API [°]	29,9	29,7	29,9	28,9	28,2	27,9	28,4	28,7	28,6
BSW [%]	27,0	20,3	25,4	30,7	25,0	32,9	47,3	50,2	48,4

**Bloque 57.** El Bloque 57, en 2007 aportó con el 16 % de la producción nacional de crudo en campo y en 2018 con el 14 %. En la tabla 11, la producción fiscalizada y el consumo de combustibles presentan un comportamiento en crecimiento, además, entre la densidad API y el porcentaje de BSW del Bloque, este último, registra valores en aumento desde 52, 8 % hasta 80, 1 % en 2018. En el periodo comprendido entre 2010 y 2018, el EROI se ha mantenido en el intervalo 72 : 1-32 : 1, si bien tiene una tendencia negativa, no presenta una disminución constante, esto puede ser causa, de mejoras en la eficiencia energética, en los sistemas de generación y tecnologías de explotación.

Tabla 11. Bloques 57

Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	2337	2635	2784	3522	3875	4258	4534	3695	3695
Ei Consumo de combustibles	42	41	44	57	54	71	123	115	76

*(Continúa en la página siguiente)*

Tabla 11. Combustibles empleados en generación eléctrica

Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
para generación[kTEP]									
$EROI_{1d}$	56	65	63	62	72	60	37	32	48
Grado API [°]	27,3	26,5	26,7	28,3	28,3	28,1	27,5	27,9	27,8
BSW [%]	65,9	62,6	52,8	66,0	64,7	67,2	72,0	76,3	80,1

**Bloque 60.** El Bloque 60 posee sólo el campo Sacha, que produjo en 2007 el 9% y en 2018 el 13% del crudo en campo nivel nacional. En la tabla 12, se distingue un crudo semipesado, con una densidad promedio de 26,00°API y un porcentaje promedio de 52,7% de BSW. La densidad API, tiene una tendencia decreciente. En el año 2016, este bloque pasa a ser operado por otra empresa. Este cambio, seguramente, influyó en el comportamiento del EROI, el cual es afectado también por factores como la eficiencia de la operación, antigüedad del campo, tecnología, entre otros. En el periodo comprendido entre 2012 y 2018, el EROI se ha mantenido en valores superiores a 45 : 1.

Tabla 12. Bloques 57

Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	2930	3569	3646	3751	3678	3402	3367
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	36	38	39	52	65	71	75
$EROI_{1d}$	81	93	93	72	56	48	45
Grado API [°]		26,7	26,4	25,7	25,8	25,7	25,6
BSW [%]		53,2	53,5	51,7	51,1	52,3	54,3

**Bloque 61.** La producción de crudo en campo del Bloque 61 en 2007 era 6%, en 2018 el 12% a nivel nacional. En la tabla 13, se distingue un porcentaje de BSW, con 51,3% de promedio, sin embargo, ha crecido a partir del 2016. El grado API indica que es un crudo semipesado, con una densidad promedio de 24,7° API. El  $EROI_{1d}$  disminuye fuertemente, de 79 en el 2016, a 50 en el 2018, se debe recordar que desde 2016 cambió de empresa operadora. Sin embargo, de la información obtenida y presentada, el porcentaje de BSW es una de las principales razones de la tasa de disminución. En sólo tres años incrementó en 17%. En el periodo comprendido entre 2015 y 2018, el EROI presenta valores superiores 50 : 1.

Tabla 13. Bloques 61

Años	2015	2016	2017	2018
Eo Producción fiscalizada [kTEP]	3624	3461	3416	3189
Ei Consumo de combustibles para generación[kTEP]	30	44	35	63
$EROI_{1d}$	119	79	97	50
Grado API [°]	26,0	24,6	24,9	24,5
BSW [%]	45,9	47,8	49,9	56,2

## DISCUSIÓN

La figura 3, permite observar la tendencia del  $EROI_{1d}$  en todos los Bloques que operan con petróleo tipo semipesado y en la figura 4, se puede visualizar el  $EROI_{1d}$  de los Bloques que operan con petróleo tipo pesado. En ambas figuras, la tendencia es decreciente. Al comparar las figuras 3 y 4, se evidencia una mayor variabilidad del  $EROI_{1d}$  en los bloques que extraen petróleo tipo semipesado, en comparación con aquellos que explotan petróleo tipo pesado. Para comprender este comportamiento, es necesario destacar el establecimiento y permanencia de las empresas operadoras en los Bloques 10, 15, 16, 46, 47, 62 y 67, en el periodo 2007 – 2018, por lo contrario, en los Bloques 7, 21, 56, 57, 60 y 61 en el período 2007?2013, fueron operados por distintas empresas del sector público y por el sector privado, e incluso se hizo presente la actividad de una empresa de economía mixta en el caso del Bloque 60, para luego pasar a una única empresa pública de exploración y explotación de hidrocarburos. Considerando esto y lo observado en la figura 3, las empresas administradoras de los Bloques cuya densidad API a boca de pozo, es tipo petróleo pesado, han ejecutado acciones a favor de la eficiencia, ante la dificultad de transportar un crudo con tal nivel de grado API, a esto se adhiere, el reto de la inversión energética para el procesamiento de petróleo crudo con un porcentaje de BSW superior al 70 %. La figura 5 evidencia el notable crecimiento en la concentración de agua y sedimentos en cada uno de los bloques, y la figura 6 muestra la evolución del grado API, de manera general los bloques presentan una tendencia negativa, por lo cual, el transporte del petróleo representa mayor dificultad, aunado a lo observado anteriormente.

La relación entre la producción e inversión energética, generalmente es directamente proporcional, es inverosímil, sin embargo, al observar la figura 6, la energía invertida o consumo de combustibles para generación eléctrica ha mantenido un constante crecimiento en los doce años analizados, a pesar de ello, la energía obtenida o producción fiscalizada en los intervalos 2008 – 2011 y 2014 – 2018, el comportamiento es inverso al incremento de la inversión, este

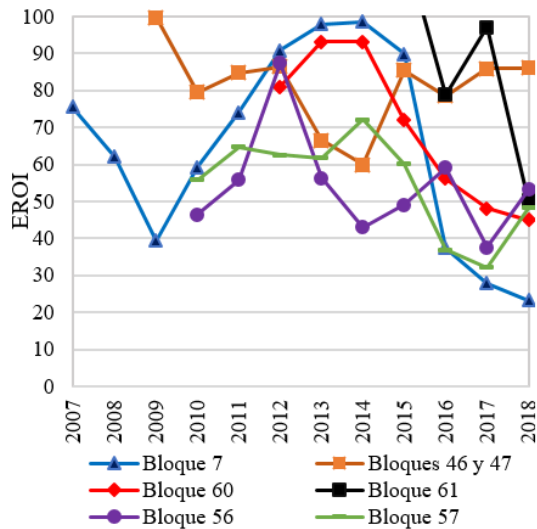


Figura 3.  $EROI_{1d}$  de los Bloques analizados con crudo tipo semipesado

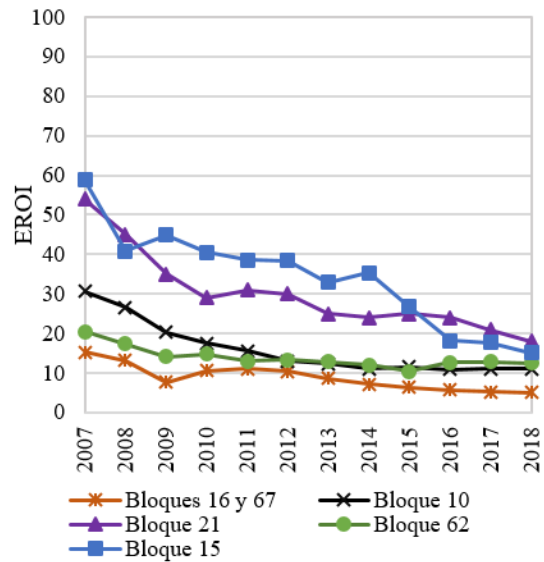


Figura 4.  $EROI_{1d}$  de los Bloques analizados con crudo tipo pesado

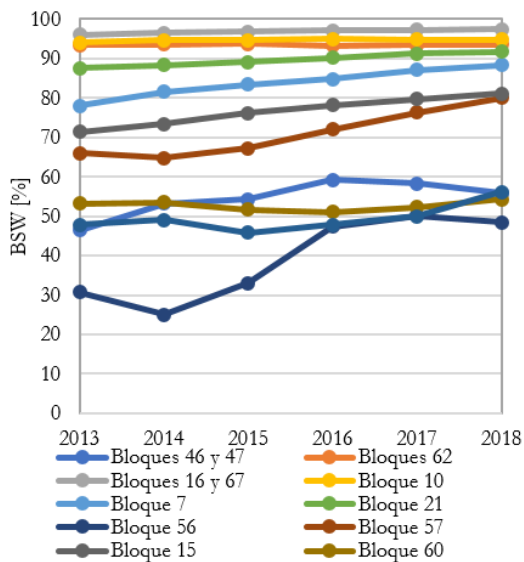


Figura 5. Porcentaje de BSW de cada caso estudiado

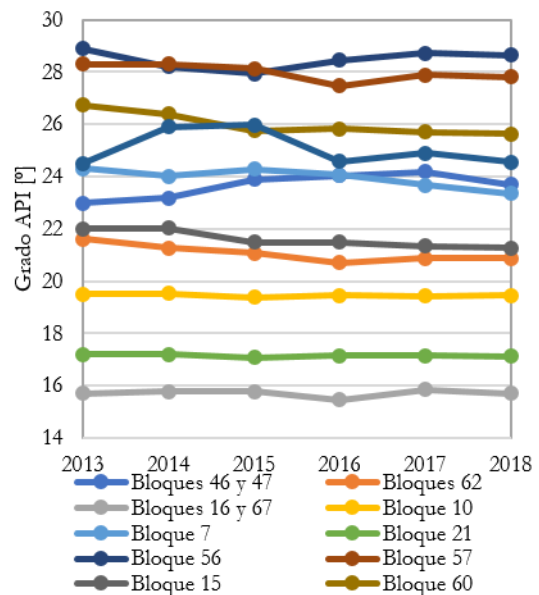


Figura 6. Grado API para cada caso estudiado

escenario, posiblemente es causado por problemas técnicos en las operaciones extractivas, generación eléctrica, mantenimiento, transporte y procesamiento de crudo. Esto se refleja en la disminución del EROI de 43 : 1 en el 2007 a 27 : 1 en el 2018, un decremento del 37 % en doce años (figura 7).

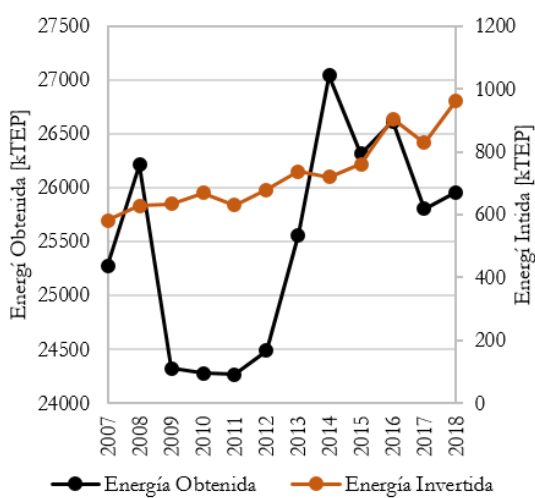


Figura 7. Energía obtenida (producción fiscalizada) y Energía intida (consumo de combustibles para generación eléctrica) en las centrales térmicas de las empresas petroleras operadoras desde 2007 a 2018

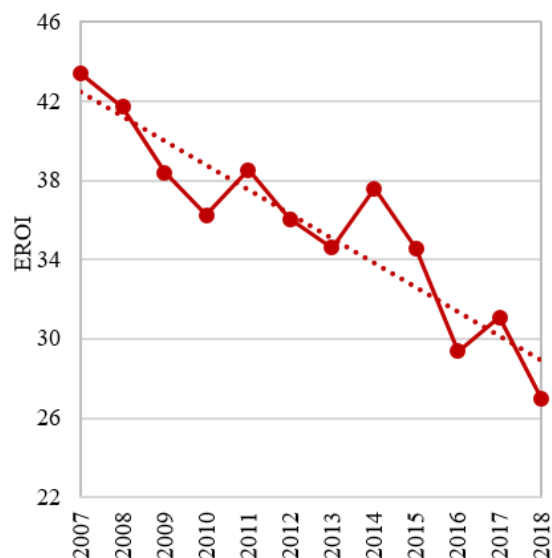


Figura 8.  $EROI_{1d}$  de Ecuador desde 2007 a 2018

La demanda de energía eléctrica del sector petrolero, es significativa, representó el 13 % de toda la demanda nacional del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y No Incorporado. Con el fin de contextualizar, en el año 2018, la generación térmica de las empresas de exploración y explotación del sector petrolero produjo 3645 [GWh], que es aproximadamente el 59 % de lo producido por la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y 74 % en el caso de la Central Hidroeléctrica Paute, siendo estas dos las más importantes centrales de generación eléctrica en el Ecuador.

## CONCLUSIONES

Los resultados a nivel nacional en el periodo 2007 – 2018 se han mantenido en el intervalo 43 : 1-27 : 1; no obstante, estos resultados difieren a nivel de bloques petroleros, en base a

*Jorge Amores Rivas, Eduardo Gutiérrez Gualotuña, Guillermo Vinuesa Muñoz y Gabriela Torres Rodríguez*

la información presentada de la densidad API y porcentaje de BSW y sin considerar el sector al cual pertenece la empresas administradora, se distingue lo siguiente: el EROI de los bloques extractores de petróleo tipo pesado y cuyo %BSW en al menos seis años ha sido superior al 70 % se han establecido en el rango 59 : 1-5 : 1, en contraparte, los bloques explotadores de petróleo tipo semipesado y %BSW menor al 70 % en al menos seis años, sus valores son superiores a 23 : 1, llegando a sobrepasar 70 : 1.

En todos los casos analizados, tienen en común la disminución del EROI, esta decadencia es una eventualidad ya postulado de manera general por (Hall, Lambert, y Balogh 2013), este crecimiento a la baja, es tarde o temprano inevitable, por consiguiente, las empresas administradoras sólo pueden enfocarse en implementar acciones cuyo objetivo sea estabilizar o reducir la tasa de reducción del EROI. Por este motivo, es de suma importancia la implementación de políticas de estado y control de entes reguladores a favor de la optimización y eficiencia energética en el sector petrolero, ante un futuro escenario donde la principal fuente de recursos económicos se vea reducida, desencadenándose en fuerte impacto en el desarrollo de la economía ecuatoriana, y a su vez en conflictos sociales.

La variación del EROI, como lo indica Parra (2018) no dependerá exclusivamente de la densidad API o porcentaje de BSW que han ido representando mayor dificultad y más inversión energética para transportar, procesar y tratar el petróleo crudo cada año, también existen otras variables como el declive de las reservas petroleras, la tecnología de explotación instalada como centrales de procesamiento y tratamiento de petróleo crudo, red de oleoductos configurados según la ubicación geográfica de los campos, eficiencia en la operación de la empresa administradora, por lo cual, analizar y comprender por completo el comportamiento de este índice es necesario integrar las demás variables.

El protocolo de Murphy (2011), nos da una guía hasta obtener un índice que representa el retorno de la inversión de energía para conseguir un determinado recurso, según los límites expuestos, especialmente de los combustibles. En este estudio sólo se ha analizado uno de los quince tipos de EROI, considerando la complejidad al acceso de información técnica y más aún en un extenso intervalo de tiempo, dificultades ya presentadas en otras investigaciones que han enfocado sus estudios del EROI en base a este protocolo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) del Ecuador, por la apertura, colaboración y el haber compartido información en este estudio, con fines de plani-

ficación energética en el sector petrolero.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad). 2018. «Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 1990 – 2018». <<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/boletines-estadisticos/>>[Consulta: 11 – 05 – 2019]
- ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero). 2020. «Cifras Petroleras-Datos Históricos-Operaciones Hidrocarburíferas». <<https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/indicadores/>>[Consulta: 20 – 02 – 2020]
- Cela, J. 2018. Coordinación de protecciones en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando su conexión al Sistema Nacional Interconectado. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito. Ecuador.
- Cleveland, C., y O'Connor, P. 2011. «Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale». *Sustainability* 3(11): 2307 – 22. <<https://doi.org/10.3390/su3112307>>
- 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. y 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. y Höök, M. 2011. «Energy Return on Investment for Norwegian Oil and Gas from 1991 to 2008». *Sustainability* 3(11): 2050 – 70. <<https://doi.org/10.3390/su3112050>>
- Guilford, M., Hall, C., O'Connor, P. y 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 – 87. <<https://doi.org/10.3390/su3101866>>
- Hall, C., Lambert, J. y Balogh, S. 2013. «EROI of Different Fuels and the Implications for Society». *Energy Policy* 64: 141 – 52. <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>>



*Jorge Amores Rivas, Eduardo Gutiérrez Gualotuña, Guillermo Vinuesa Muñoz y Gabriela Torres Rodríguez*

Hu, Y., Feng, L., Hall, C. y Tian, D. 2011. «Analysis of the Energy Return on Investment (EROI) of the Huge Daqing Oil Field in China». *Sustainability* 3(12): 2323 – 38. <<https://doi.org/10.3390/su3122323>>

MERNNR (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables). 2019. «Biblioteca: Estadísticas Hidrocarburíferas 2002 – 2019». Biblioteca. <<http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/biblioteca/>>[Consulta:21 – 04 – 2019]

Murphy, D., Hall, C., Dale, M. y 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>>

Parra, R. 2018. Análisis del sistema de extracción de petróleo a partir del uso de la Tasa de Retorno Energética (TRE) para el caso del Ecuador. XV Congreso de la Sociedad Internacional de Economía Ecológica ? México. ISBN: 978 – 607 – 28 – 1611 – 4. pp 123 – 137

Parra, R., Di Felice, L., Giampietro, M. y 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>>

Petroamazonas EP. 2017. «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-interconexión-SNI.pdf>>[Consulta: 23 – 06 – 2019]

Petroamazonas EP Unidad de Gestión OGE & EE. 2015. «Alcance Iniciativa Pública-Privada Cambio de Matriz Energética Proyecto OGE&EE». <<http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/10/BerendVanDenBerg.pdf>>[Consulta:03 – 05 – 2019]

Petroecuador EP.2015. «El petróleo en el Ecuador: La nueva era petrolera». <<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petróleo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf>>[Consulta: 03 – 05 – 2019]

Petroleum.co.uk. s. f. «API Gravity». <<http://www.petroleum.co.uk/api>>[Consulta: 09 – 09 – 2019]

- Poisson, A., y Hall, C. 2013. «Time Series EROI for Canadian Oil and Gas». *Energies* 6(11): 5940 – 59. <<https://doi.org/10.3390/en6115940>>.
- Safronov, A. y Sokolov, A. 2014. «Preliminary Calculation of the EROI for the Production of Crude Oil and Light Oil Products in Russia». *Sustainability* 6(9): 5801 – 19. <<https://doi.org/10.3390/su6095801>>
- SHE (Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador). 2013. «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)>[Consulta:12-10 – 2019]
- Wang, K., Vredenburg, H., Wang, J., Xiong, Y. y Feng, L. 2017. «Energy Return on Investment of Canadian Oil Sands Extraction from 2009 to 2015». *Energies* 10(5): 614 <<https://doi.org/10.3390/en10050614>>.

Fecha de recepción: 12/03/2020

Fecha de aceptación: 21/05/2020

**Correspondencia**

Eduardo Gutiérrez Gualotuña

[ergutierrez@espe.edu.ec](mailto:ergutierrez@espe.edu.ec)