

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 43 DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA

*CONSTRUCTION OF ENERGY SCENARIOS FOR OIL EXTRACTION IN BLOCK 43
OF THE ECUADORIAN AMAZON*

Bryan José Infante Proaño ¹, Anderson Alberto Jiménez Landa ², Rony Parra Jácome ³

Recibido: 22/03/2021 y Aceptado: 12/08/2021

ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (58 - 71)

ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Christina Victoria Craft de Unsplash.

1 Investigador independiente. Ecuador.

bryan_1994jose@hotmail.com

<https://orcid.org/0000-0001-6788-3643>

2 Investigador independiente. Ecuador.

andersonj96@hotmail.es

<https://orcid.org/0000-0001-5834-7398>

3 Universidad Central del Ecuador. Instituto de Investigaciones Hidrocarburíferas.

parrarony@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2942-7449>

RESUMEN

El artículo presenta un trabajo sobre la variación del gasto energético, que será necesario para sostener la extracción de petróleo pesado, aplicado a uno de los bloques más representativos del sistema de extracción hidrocarburífera del Ecuador (Bloque 43). El método utilizado hace referencia al uso integral de variables biofísicas input-output y bottom-up. Primero se identificó la importancia de la extracción petrolera en los sistemas de energía a nivel global, y cómo el desgaste en el tiempo de estos recursos convencionales incrementa la intensidad energética. Se muestra la necesidad de analizar el sistema de energía del Bloque 43 para calcular las Tasas de Retorno Energético (TRE) y construir escenarios de consumo-producción de energía al 2035, para finalmente discutir sus impactos en términos ambientales y económicos. Los resultados obtenidos muestran que la TRE cayó un 70% en 15 años, requiriendo una inversión energética de 8.8 millones de barriles de diésel y 1,943 MMSCF de gas asociado (US\$ 562 millones en total). En términos ambientales, el sistema de energía producirá 4.3 millones de ton CO₂ producto del uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad y la quema de gas natural en los flaring de los campos.

Palabras clave: Energía, Extracción de Petróleo, Tasas de Retorno Energético, Análisis Biofísicos, Bloque 43, Ecuador.

ABSTRACT

This article presents a research about the change in energy consumption that is necessary to sustain heavy oil extraction, applied to one of the most representative blocks of the Ecuadorian extraction system (Block 43). The method employed refers to the comprehensive use of input-output and bottom-up biophysical and economic variables. At first, the importance of oil extraction in energy systems worldwide was identified and how the wear and tear of these conventional resources increases energy intensity. The need to analyze the energy system of Block 43 is shown for calculating the Energy Return on Investment (EROI) and for constructing energy consumption-production scenarios by 2035, to finally discuss its impacts in environmental and economic terms. The results obtained show that the EROI fell 70% in 15 years, requiring an energy investment of 8.8 million barrels of diesel and 1,943 MMSCF of associated gas (US\$ 562 million). In environmental terms, the energy system will produce 4.3 million tons of CO₂ due to the use of fossil fuels for power generation and the burning of natural gas in the flaring of the fields.

Keywords: Energy, Oil Extraction, Energy Return of Investment, Biophysical Analysis, Block 43, Ecuador.

INTRODUCCIÓN

La sociedad y el petróleo han tenido una relación cercana por más de 6 mil años, cuando el hoy conocido “oro negro” se presentaba de forma natural en las superficies de los suelos de Medio Oriente. La extracción de petróleo se hizo comercialmente viable en el año de 1859 con la perforación del primer pozo de petróleo en Pensilvania por parte del coronel Edwin Drake. Aquella perforación alcanzó una profundidad promedio de 23 metros para que el petróleo pueda alcanzar la superficie y sea extraído a partir de la presión propia del yacimiento (Jaimes, 2012).

Con el paso de los años, el petróleo se posicionó como la materia energética base para brindar la energía en el desarrollo industrial y tecnológico del ser humano. En los inicios de la extracción petrolera muchos pozos producían petróleos de alta calidad, que además de ser sencillos de extraer, eran también fáciles de transportar y refinar. La demanda mundial de petróleo muestra un aumento continuo en el tiempo, pasando de 30.4 MMBP (millones de barriles de petróleo) en 1965 a 99.7 MMBP en 2019 (BP plc, 2020) y convirtiéndose en uno de los recursos energéticos de mayor importancia al proveer más de un tercio de la energía mundial y más del 80% de los combustibles para el sector del transporte (Cobb, 2012).

La industria petrolera ha incursionado en nuevas técnicas para optimizar el aprovechamiento de la producción de petróleo, sin embargo, la naturaleza misma de los recursos nos muestra un perfil de producción de petróleo en forma de campana. Al inicio de la extracción existe un incremento rápido de producción hasta llegar a un cénit, en el cual, las empresas intentan mantener la producción durante el mayor tiempo posible. No obstante, pese a las inversiones en I+D por mejorar los índices de producción, el agotamiento de los campos se evidencia

mientras pasa el tiempo. La reducción en la producción de petróleo es inevitable, puesto que la energía de los yacimientos se va debilitando mientras envejecen los campos, y cada vez se presentan mayores cantidades de agua de formación en superficie, inclusive, el agua ocupará el volumen poroso de la roca que va dejando el petróleo cuando es extraído.

Para disminuir la declinación de producción de petróleo en los yacimientos tradicionales existentes, se usan diversos métodos que implican altas inversiones tecnológicas y económicas. El uso de mecanismos de levantamiento artificial, dado principalmente por bombas eléctricas que se sitúan en el subsuelo para ayudar a mejorar las tasas de producción, la inyección de agua a los reservorios para ayudar a mantener la energía de la arena productora, y hasta trabajos de *fracking* y métodos termales para cambiar las condiciones originales de la roca, son implementados como alternativas de mejoras en la producción de petróleo.

El agotamiento irreversible de la producción en los yacimientos convencionales, trae como consecuencia el desarrollo de reservas de petróleos no tradicionales (arenas bituminosas, petróleo de esquistos, petróleos extrapesados, petróleos en aguas profundas, etc.), que anteriormente eran considerados poco viables, no solo por la dificultad técnica para producirlos, sino también, por la abundancia de los yacimientos fáciles de extraer. En la actualidad, tras el incremento de la demanda energética, los proyectos de extracción de yacimientos no convencionales y procesos innovadores en campos en producción, resultan iniciativas atractivas y necesarias para suplir la brecha energética a nivel global (Parra, 2019).

De acuerdo con las cifras de la Agencia Internacional de Energía expuestas en el 2020, la contabilidad de recursos no convencionales supera a los convencionales, sin embargo, su eficiencia es menor debido a las características geológicas de las reservas (Cobb, 2012). Una

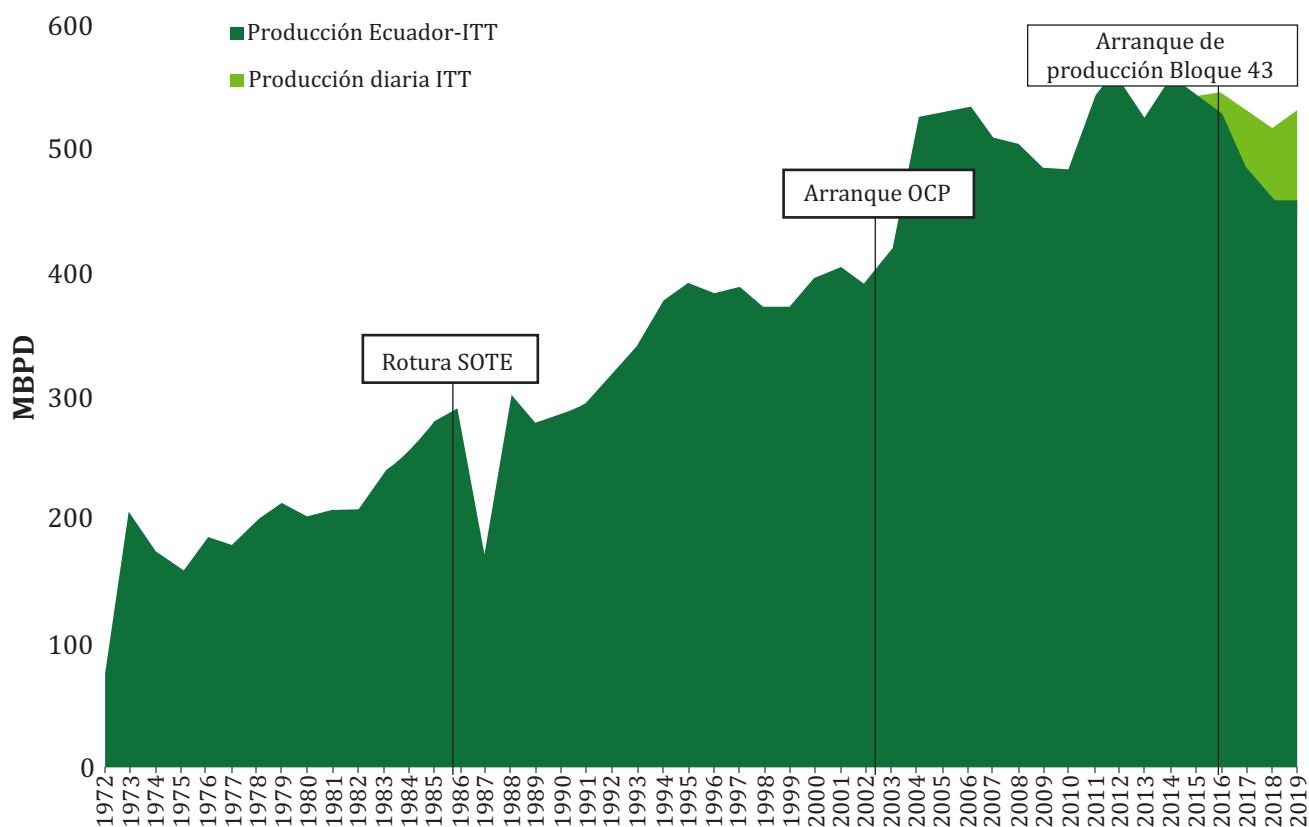
de las dificultades en la explotación de estos yacimientos es el incremento de la intensidad energética en los subprocesos, motivo por el cual, en este trabajo se estudia el sistema de producción a partir de la Tasa de Retorno Energético (TRE), misma que relaciona los recursos energéticos que se consumen y los que se producen dentro del Bloque 43.

La rentabilidad energética de un campo de petróleo está dada por variables de fondo (tipo de yacimiento) y variables de superficie (tipología de extracción), que dependen de las características específicas en sí mismas. Por ejemplo: en los años 70's los campos estadounidenses mostraban una TRE de 30:1, es decir, entregaban energía equivalente a 30 barriles de petróleo (BP) con un consumo equivalente a un barril, mientras que en el 2018 existían campos con una relación menor a 10:1 (Parra, 2019). Para el caso ecuatoriano el

sistema de extracción en el 2019 mostró una TRE promedio de 22:1 (Parra, Bukkens and Giampietro, 2020).

En el Ecuador la presencia de petróleo se confirmó con la perforación del pozo Ancón 1 en la Provincia de Santa Elena en 1911, pero no fue hasta 1967 que se dio inicio al boom petrolero con la perforación del pozo Lago Agrio 1 en la Región Amazónica (EP PETROECUADOR, 2013). A partir de 1970, se incrementó la producción nacional e iniciaron las exportaciones de petróleo con la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Luego en el 2003, se incorporó el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) y se alcanzó una producción promedio de 500 mil barriles por día (Mendoza, 2016). En la actualidad varios campos se encuentran en procesos avanzados de declinación, mientras que otros se van incorporando a la contabilidad nacional.

Figura 1. Histórico de la producción petrolera del Ecuador



Fuente: Elaboración propia basado en (Asociación de Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020)

La calidad de petróleo, el elevado corte de agua, la aplicación de nuevas tecnologías y los altos estándares ambientales necesarios, hacen del Bloque 43 uno de los mayores retos del sistema hidrocarburífero del Ecuador.

En 2016, se incorporó el Bloque 43 conocido como ITT, por sus siglas de los campos (Ishpingo, Tambococha y Tiputini). Este bloque se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, dentro de la Cuenca Oriente ecuatoriana, sobre el corredor de crudos pesados Capirón – Tiputini y es parte de la Reserva de Biosfera Yasuní (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014). La calidad del petróleo muestra un API promedio de 14,7 API (pesado, bajo la categorización de la American Petroleum Institute) y un alto contenido de agua de formación en la producción, cercano a un BSW del 82% en el 2019 (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020), lo cual implica una mayor atención a la gestión, tratamiento y posterior reinyección del agua producida en superficie.

Desde el inicio de la operación del Bloque 43 hasta septiembre de 2019, se perforaron 131 pozos productores (69 en el campo Tiputini y 62 en Tambococha). En el 2020, su producción aportó cerca del 14% de la producción petrolera nacional, y representó cerca del 2% del PIB nacional (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020). Por su lado, las reservas representaron el 24% del total de reservas 3P del país (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).

Tabla 1. Reservas de petróleo del Ecuador

	Bloque 43	Ecuador
Reservas probadas (MMB)	89.7	1,704
Reservas probables (MMB)	53.9	288
Reservas posibles (MMB)	498.42	704
Reservas totales (MMB)	642.02	2,695

Fuente: Elaboración propia basado en (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018)

La calidad de petróleo de ~14 API, el elevado corte de agua, la aplicación de nuevas tecnologías como la perforación en racimo, y los altos estándares ambientales necesarios por su ubicación geográfica, hacen del Bloque 43 uno de los mayores retos del sistema hidrocarburífero del Ecuador (Valencia, 2014).

En este contexto, el estudio tiene por objetivo determinar y entender la dinámica del desempeño energético en el sistema de extracción de petróleo del Bloque 43, a partir de la implementación de variables biofísicas, para desarrollar un escenario de consumo-producción de energía al 2035, y discutir sus implicaciones en términos ambientales y económicos para el Ecuador.

METODOLOGÍA Y OBTENCIÓN DE DATOS

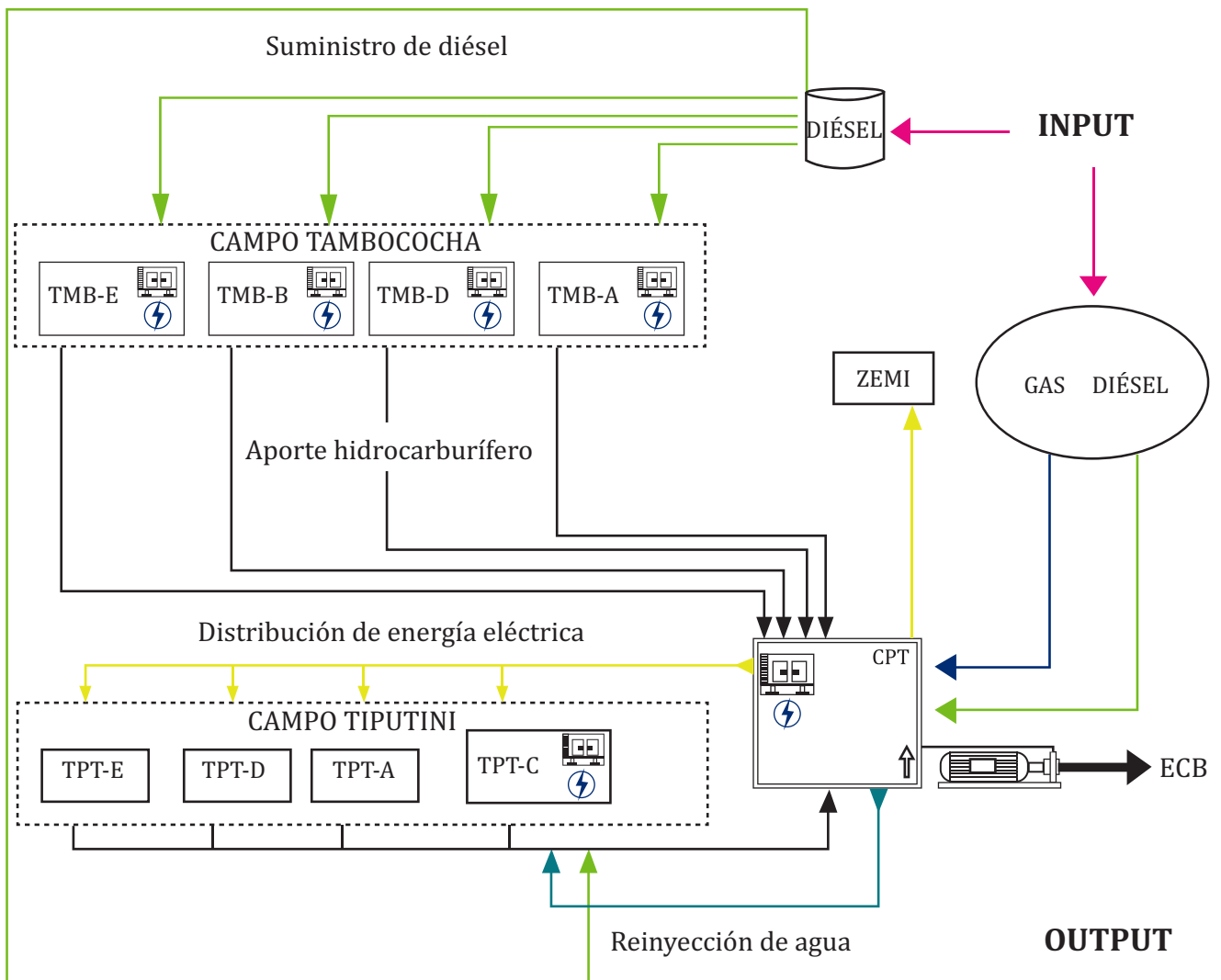
El estudio analiza el comportamiento del gasto energético en los procesos de extracción de petróleo en el Bloque 43, utilizando variables biofísicas input-output y bottom-up. Primero, se realizó un diagrama de entradas y salidas de energía por cada subproceso presente en el sistema de extracción de petróleo. Se identificó la generación de electricidad por cada una de las fuentes utilizadas y el consumo por usuario. Después, se calculó la TRE y, finalmente, se desarrolló un escenario de producción petrolera identificando la necesidad energética al 2035, para generar discusión sobre las implicaciones energéticas, económicas y ambientales.

En la figura 2 se observa el sistema de energía del Bloque 43 en el 2020, mostrando las entradas de las fuentes de energía, la transformación y su distribución, además de las salidas de energía en todas las locaciones que forman parte de la cadena de producción.

Las fuentes de energía son los combustibles que se utilizan en la operación: a) diésel re-

presentado con líneas de color amarillo, que se importa al sistema; y b) gas asociado con línea de color verde, que es producto del proceso de la extracción de petróleo (a y b son utilizados para la generación de electricidad a partir de generadores termoeléctricos). La salida de energía está representada con la línea color negro que es el aporte de la producción de petróleo del total de pozos activos.

Figura 2. Sistema de energía del Bloque 43



Fuente: Elaboración propia

Las plataformas del campo Tiputini están sujetas a una distribución de energía eléctrica centralizada, es decir, desde la Central de Procesos Tiputini (CPT) se genera y se distribuye la electricidad para cada uno de los *wellpads* de Tiputini. Por su parte, el campo Tambococha cuenta con cuatro plataformas productoras, pero difiere de Tiputini por contar con un grupo de generadores en cada plataforma (generación de energía aislada). En la plataforma Tiputini C, se encuentra un grupo de generadores que está destinado al proceso de reinyección del agua de formación recolectado de las otras plataformas.

La contabilidad energética se realizó de manera mensualizada, mostrando el siguiente detalle: La generación de electricidad (ejemplo: feb-2020) fue de 28.46 GWh a partir de 57 generadores termoeléctricos. 27.61 GWh (97%) fueron generados a partir de 48 mil barriles diésel, mientras que 0.85 GWh (3%) de energía, correspondió al uso de 11.6 MMSCF de gas asociado. La energía se encuentra distribuida en los subprocesos de extracción de fluidos y auxiliares (10.48 kWh por barril de petróleo), transferencia (0.39 kWh por barril de fluido) y reinyección de agua de formación (0.59 kWh por barril de agua). La producción de petróleo neto, entregado en el punto de fiscalización fue de 2.08 MMBP provenientes de las plataformas Tiputini y Tambococha.

La relación consumo-producción fue determinada utilizando el concepto de TRE, la cual está definida por la relación biofísica existente entre el gasto de energía utilizada en un proceso particular (E_i) y la energía que se ha entregado a la sociedad (E_p) producto del mismo proceso (Parra, 2019). Esto se puede expresar de la siguiente manera: $TRE = E_p / E_i$. La sostenibilidad de la extracción estará dada por $E_p / E_i \geq 1$, sin embargo, mientras mayor TRE se identifique en un campo, quiere decir que el proyecto representa mayores oportunidades de rentabilidad biofísica.

Finalmente, se trabajó en la construcción de escenarios futuros de energía, para estimar la

relación consumo-producción al 2035, utilizando los perfiles de producción bajo el análisis de los planes de desarrollo de la empresa pública, y los métodos de las curvas de declinación matemática armónica, hiperbólica y exponencial.

Estimación de los perfiles de producción

El análisis de las curvas de declinación de producción de un reservorio de petróleo, publicado por el geólogo americano J. Arps en 1945, es uno de los métodos más utilizados para la estimación de reservas recuperables, cuando se tiene disponible la información de la producción histórica del campo, ya que estas curvas se basan de las observaciones del comportamiento de declinación natural de producción en los pozos. A través de esta técnica se puede extrapolar las tendencias de producción y reservas recuperables (Macualo, 2007). El perfil está definido matemáticamente de la siguiente manera:

$$\frac{D}{D_i} = \left[\frac{q}{q_i} \right]^n$$

Donde:

n : exponente de declinación

D_i : Tasa de declinación inicial

D : Tasa de declinación en otro período de tiempo

Q_i : Tasa de producción inicial

Q : Tasa de producción a cualquier periodo

El comportamiento de la producción puede ser caracterizado según el exponente de declinación en armónica, hiperbólica o exponencial.

De acuerdo con el trabajo de (Macualo, 2007), la **declinación armónica** es identificada cuando la tasa de declinación es variable en el tiempo, y posee un exponente de declinación (n) igual a 1.

Este tipo de comportamiento es observado cuando se tiene mecanismos de recuperación muy efectivos, que son poco frecuentes en el Ecuador. La curva tiende a generar escenarios más optimistas en el cálculo de reservas y está dada por la siguiente ecuación:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

La **declinación hiperbólica**, presenta una tasa de declinación variable en el tiempo, y el exponente de declinación (n) se encuentra entre 0 y 1, pero requiere un mayor número de datos a comparación de los otros tipos de curvas de declinación. Está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i (1 + n D_i t)^{-\left(\frac{1}{n}\right)}$$

La **declinación exponencial**, presenta el exponente de declinación $n = 0$, es decir la tasa de declinación es constante, aunque es la menos optimista en el cálculo de reservas recuperables, se ajusta al comportamiento de los perfiles de producción de los campos de la Cuenca Oriente ecuatoriana. Está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i e^{-D_i t}$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los escenarios de consumo-producción de energía del Bloque 43 construidos hasta el 2035, fueron realizados mediante el análisis del histórico de producción, desde el arranque de los pozos en el 2016 hasta julio de 2020, de acuerdo con los reportes ejecutivos de operaciones disponibles en la web oficial de Petroamazonas EP, y a los patrones de consumo de energía identificados en el estudio de (Infante y Jiménez, 2020), descritos en la sección metodológica. Además, se consideró como premisa, el análisis de los planes de perforación dispuestos por la estatal Petroamazonas de acuerdo con el siguiente detalle:

- Proyección de los trabajos en las plataformas Tiputini y Tambococha, adicionalmente se incluyó el desarrollo del campo Ishpingo a partir del 2021 a través de 4 rondas anuales de perforación. En las tres primeras rondas (2021-2023) se perforarán 84 pozos por año y en la última ronda (2024) se perforará 12 pozos en el año.

- La Relación Gas Petróleo (GOR) promedio del bloque se mantuvo en 0.03 MSCF/BP desde 2020 hasta el 2035.

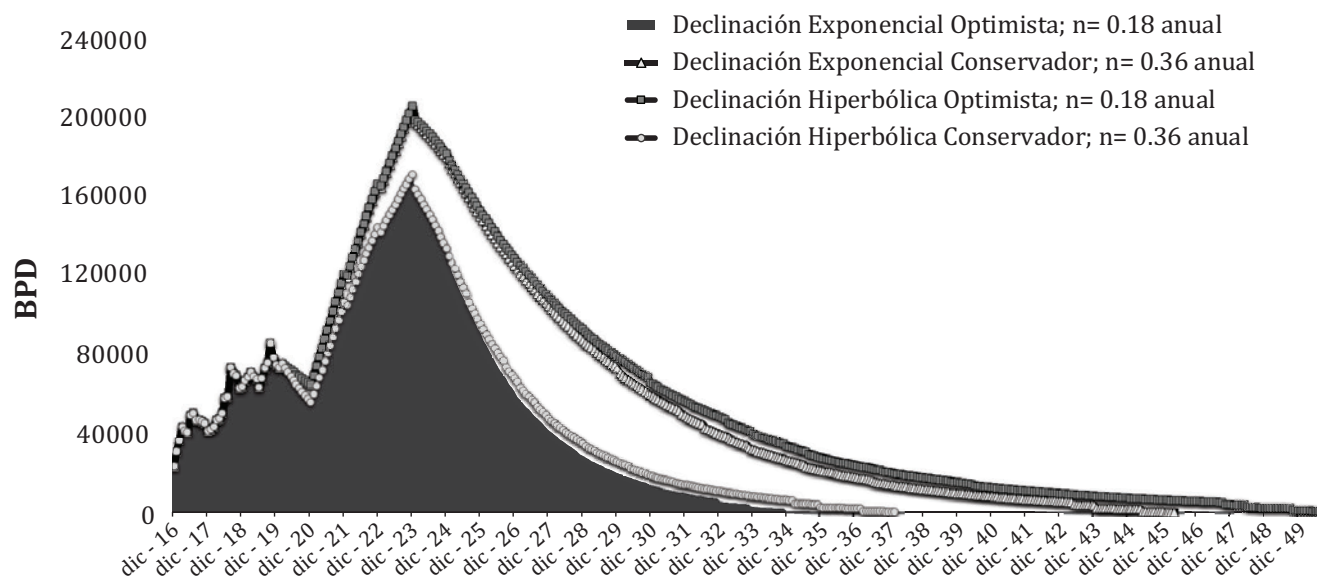
- El rendimiento de generación de energía a partir de diésel: 14 kWh/gal y de gas: 70kWh/MSCF.

- Límite económico: 98.5% de BSW en pozos productores.



Foto de Nathalia Segato de Unsplash.

Figura 3. Escenarios de producción



Fuente: Elaboración propia

El desarrollo del perfil de producción futura consideró los métodos de tasas de declinación hiperbólica y exponencial. En este ejercicio, no se consideró el perfil de producción por declinación armónica, debido a que el Bloque 43 utiliza levantamiento artificial para su producción, y según (Macualo, 2007) este tipo de declinación solamente se presenta en campos de recuperación primaria.

Desarrollamos dos escenarios: 1) utilizando la declinación hiperbólica y 2) utilizando la declinación exponencial. Para ambos casos se consideró un exponente de declinación optimista de 18% anual propuesto por (Petroamazonas EP, 2014), y un exponente conservador (actualizado con el histórico de producción real) del 36% anual. Analizando los perfiles propuestos, se observó que aquellos obtenidos a partir de las tasas de declinación exponencial presentaron un mejor ajuste al comportamiento histórico de los campos de la Cuenca Oriente del Ecuador.

En el escenario de declinación exponencial optimista, se evidencia que el pico de producción llegará en el 2023 con 207,060 BPD y una producción acumulada hasta el 2035 de 618 MMBP. Mientras que, en el mismo escenario con declinación exponencial, pero con exponente de declinación conservador, el pico máximo de producción alcanza los 171,029 BPD en 2023 y una producción acumulada de 394 MMBP hasta 2035. En adelante, el análisis del escenario de consumo fue analizado a partir del escenario de declinación exponencial conservador (n=0.36 anual).

El Subsistema de Extracción de Petróleo y Auxiliares, agrupa a todos los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, encargados de extraer el crudo desde yacimiento hasta superficie en las plataformas del bloque, y a los equipos auxiliares consumidores de energía repartidos en los demás procesos como inyección de químicos, bombas de

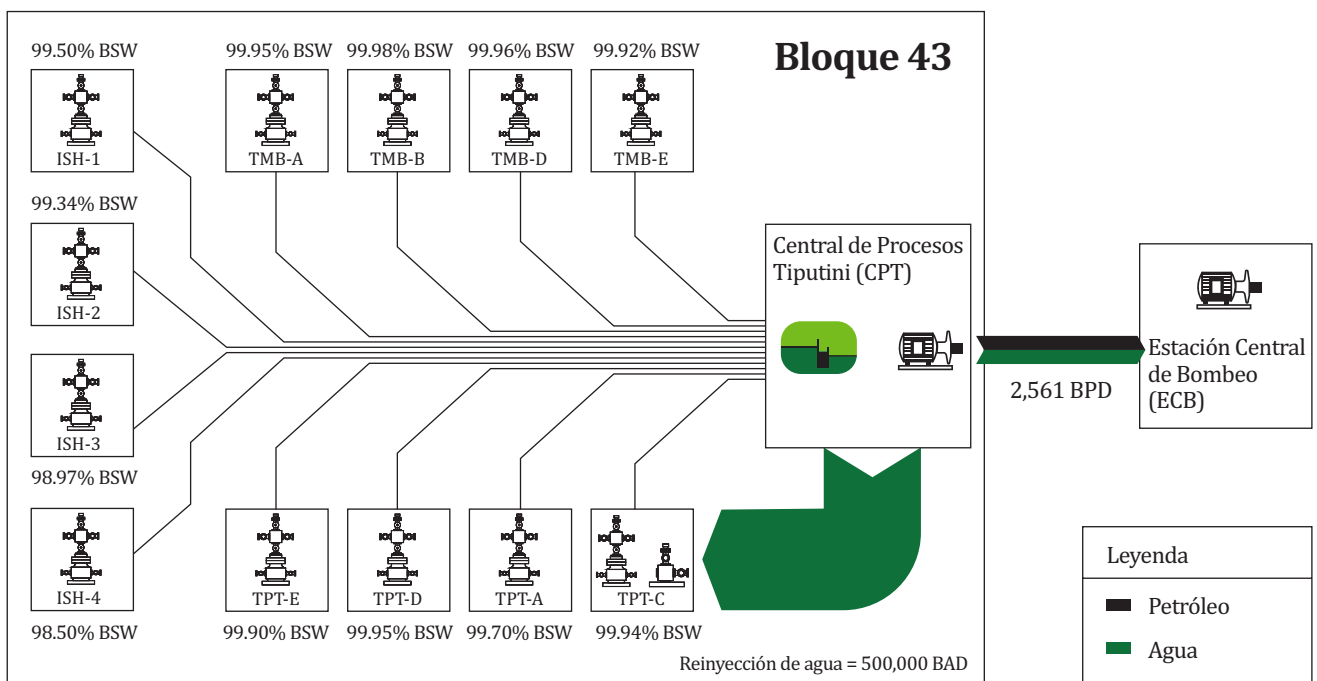
sumidero, separadores, controladores, etc. Para el período 2020-2035 este subsistema consumirá 3,446 GWh de energía.

En el **Subsistema de Reinyección de Agua**, están todos los equipos consumidores de energía pertenecientes a los arreglos de bombas que se encuentran actualmente ubicados en la plataforma Tiputini C, y los arreglos que se realicen para la reinyección de agua del campo Ishpingo. Para el período 2020-2035 este subsistema demandará una energía de 1,314 GWh.

El **Subsistema de Transferencia de Petróleo**, está conformado por los arreglos de bombas que se encargan de enviar el crudo del Bloque 43, desde la Central de Procesos Tiputini (CPT) hasta la Estación Central de Bombeo (ECB) y otros que sean necesarios con el incremento de la producción. Para el período 2020-2035 este subsistema necesitará 570 GWh de energía para satisfacer su operación.

Se espera que al 2035 el sistema gestione aproximadamente 505,450 BFD de los cuales menos del 2% corresponderá a petróleo neto.

Figura 4. Visualización de la extracción de petróleo (2035)

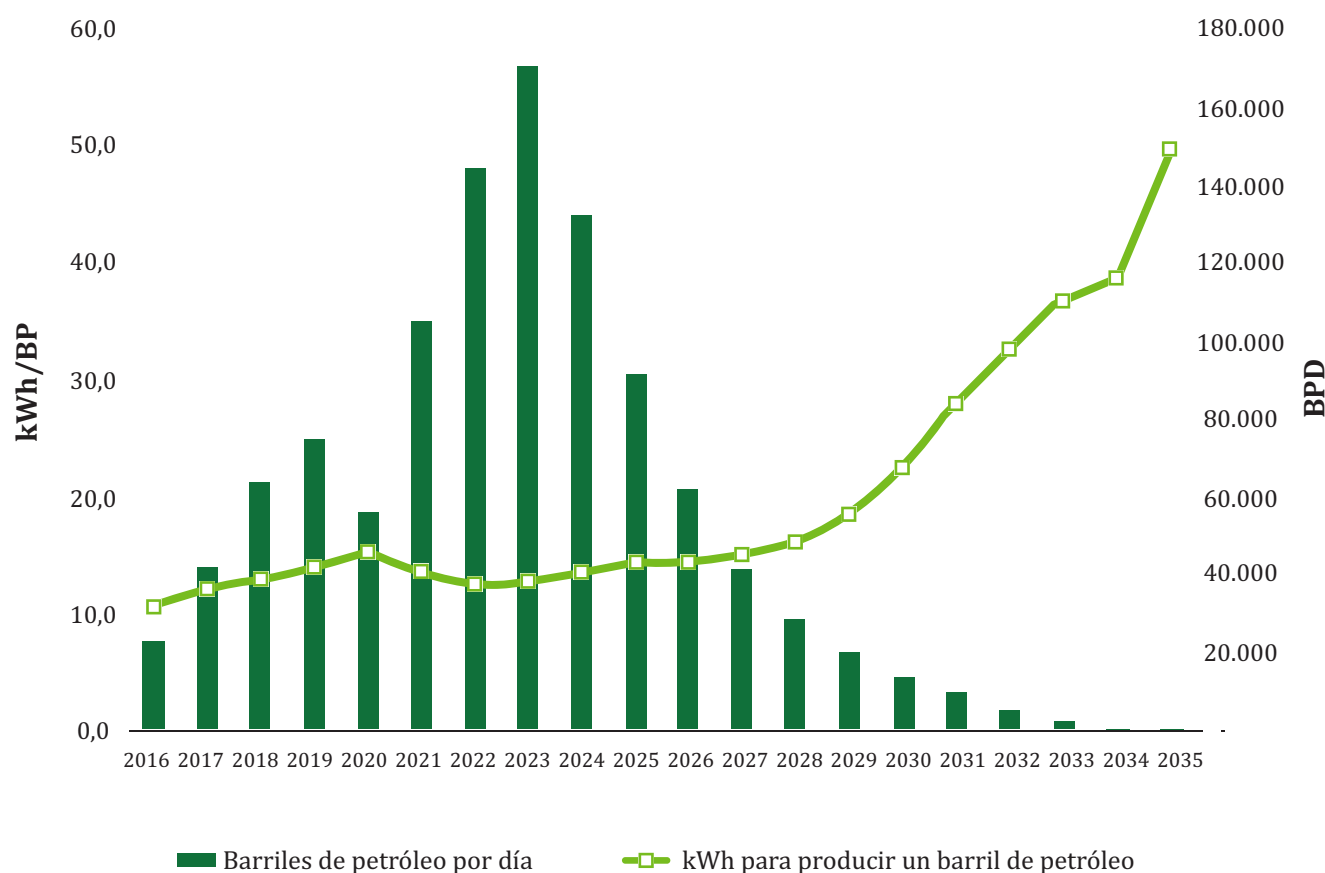


Fuente: Elaboración propia

En la figura 4, se muestra el flujo de fluidos que se espera para el 2035, lo cual trae consecuencias directas en la eficiencia energética de producción de petróleo. El alto contenido de agua de formación permite observar el incremento del tamaño del sistema para la extracción, transferencia y reinyección de agua al subsuelo. Se espera que al 2035 el sistema gestione aproximadamente 505,450 BFD de los cuales menos del 2% corresponderá a petróleo neto.

En términos intensivos se evidencia un gasto energético cada vez mayor para entregar a la sociedad la misma cantidad de energía. En la figura 5, se muestra que en el 2020 se necesitó de 17 kWh por cada barril de petróleo extraído, sin embargo, luego de 15 años, el sistema requerirá de 52 kWh por la producción del mismo barril de petróleo. Es decir, se incrementará el consumo unitario de energía en un 235%.

Figura 5. Consumo-producción de energía 2016-2035



Fuente: Elaboración propia

La TRE del Bloque 43 fue calculado relacionando la energía producida (petróleo y gas asociado) y energía consumida (diésel y gas asociado), utilizando unidades energéticas en Pentajoule

(PJ). Mientras mayor sea la relación producción: consumo quiere decir que mayor es la rentabilidad biofísica del campo, y en el caso contrario existirá menor eficiencia en la extracción de petróleo.

Tabla 2. Tasa de Retorno Energético del Bloque 43 (2020 – 2035)

Año	2020	2023	2025	2027	2030	2033	2035
TRE	50	53	47	45	31	20	15

Fuente: Elaboración propia

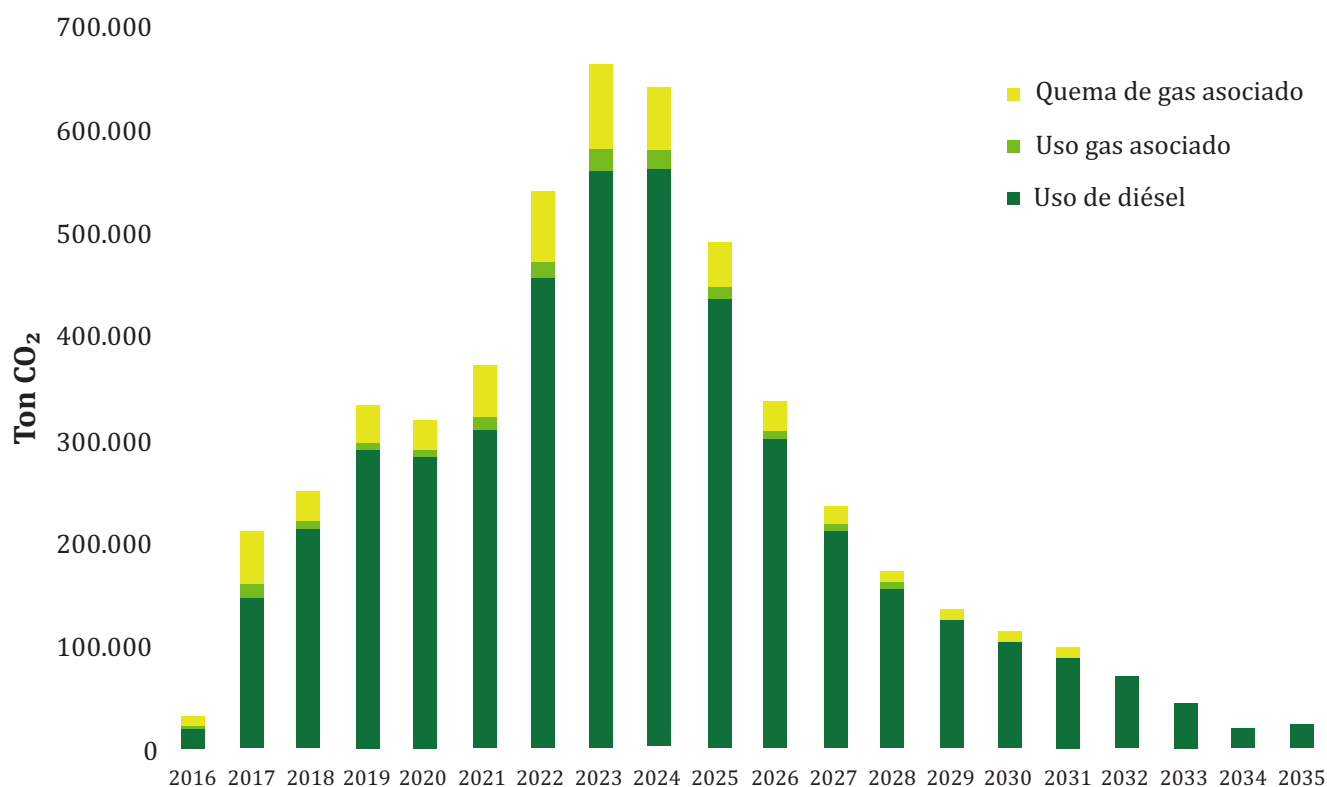
La tabla 2 muestra que la TRE pasó de 50:1 a 15:1 en los 15 años de producción, lo cual representa no solo mayor gasto de energía y recursos, sino incremento en la inversión económica y aumento en los impactos ambientales para sostener la producción de petróleo.

IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL

Para satisfacer la demanda energética 2020-2035 se necesitarán aproximadamente 8.8 millones de barriles de diésel y 1,944 MMSCF, lo cual

representa un gasto en combustibles de US\$562 millones. Para esta aproximación, se consideró un precio estático del diésel para el sector industrial en terminal de US\$ 63 por barril, mientras que, para el gas natural, se tomó el valor estático de US\$ 3.08 por MMBTU (valor promedio del gas natural del Campo Amistad del Ecuador). La intensidad energética fácilmente podría ser mayor, si en el futuro se consideran trabajos de recuperación mejorada o técnicas no convencionales para mejorar las tasas de producción de petróleo.

Figura 6. Emisiones de CO₂ por la combustión de diésel y quema de gas asociado



Fuente: Elaboración propia

La necesidad de diésel para dar sostenibilidad al sistema de extracción, representa aproximadamente el 10% del total de la producción nacional de diésel en el parque refinador actual del Ecuador (producción promedio anual de diésel: 8.96 MMB).

En términos ambientales, se emanarán al ambiente 4.3 millones de Ton CO₂ producto del uso de combustibles (diésel y gas asociado) en la generación de electricidad necesaria para todos los subprocesos en la extracción, y el gas residual quemado en los flarings del bloque. Para este ejercicio, se utilizó los factores de emisiones: de 10.21 kg de CO₂ por cada galón de diésel para combustión (U.S Environmental Protection Agency, 2020); y el factor de 0.0547 kg de CO₂ por cada SCF de gas asociado quemado (Peláez, 2017).

CONCLUSIONES

En este artículo, se muestra el desarrollo metodológico para la construcción de escenarios energéticos relacionando el insumo-producto de energía en la extracción de un campo petrolero, aplicado al caso del Bloque 43 en el sistema ecuatoriano.

El estudio se basa en el entendimiento de la dinámica de las Tasas de Retorno Energético a partir de los flujos biofísicos (electricidad, combustibles, gas, petróleo y GEI) aplicado de abajo hacia arriba, lo cual permitió mostrar todos los flujos que entran y salen en los niveles más bajos del sistema (Wellpads) y luego ir escalando a niveles superiores (campos y luego bloque). Esto permite, no perder información valiosa como: consumos de electricidad en sistemas de bombeo electrosumergible en los pozos, bombeo para transferencias y reinyección de agua de formación, además de otros consumos menores como uso en campamentos y subprocesos en superficie, detalles que se perderían si se trabaja directamente en el nivel agregado.

Los resultados obtenidos son una aproximación a las necesidades de recursos de combustibles, implicaciones económicas y ambientales para continuar con el desarrollo de uno de los proyectos más importantes para el Ecuador. En el período 2020-2035, el Bloque 43 producirá 328.8 MMBP considerando un escenario con una tasa de declinación exponencial ($n=0.36$ anual), para lo cual se requerirá de 8.8 millones de barriles de diésel y 1,944 MMSCF para suplir la demanda de energía de 5,329 GWh.

El rubro económico por generación de electricidad será de aproximadamente US\$1,300 millones, si se considera un costo optimista de generación de US\$0.25 por cada kWh. Se emanarán 4.3 millones de toneladas de CO₂ producto del uso de combustibles para la generación de electricidad y la quema de gas asociado residual.

El gasto de energía cambió de 17 kWh/BP en 2020 a 52 kWh/BP en 2035. Lo cual refleja que, pese a que la producción del bloque disminuye con el tiempo, la intensidad energética incrementa precisamente por el aumento del tamaño del sistema, producto de los altos volúmenes de agua de formación que caracteriza a la producción de petróleos pesados.

Inclusive, esta premisa se complementa verificando los valores de TRE obtenidos, la rentabilidad biofísica cayó de 50:1 a 15:1 en 15 años de operación. Sin embargo, aún el TRE al 2035 se puede considerar aceptable si se compara con el promedio nacional de 22:1, calculado en el 2019.

Finalmente, los autores indican que este estudio no pretende informar la política energética del Bloque 43, sino más bien mostrar y transparentar el proceso metodológico para el análisis del desempeño energético en un campo de petróleo pesado, con el fin de proporcionar métricas de evaluación innovadoras a partir de análisis biofísicos. Los resultados deberán ser utilizados y validados por los diferentes actores en el ciclo de la política energética ecuatoriana. ■

REFERENCIAS

- Asociación de Industria Hidrocarburífera del Ecuador. (2020). Reservas mundiales de crudo por país. *El petróleo en cifras 2019*, pp. 4-10.
- Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. (2020). *El petróleo en cifras 2019*, pp. 16-17.
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2014). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Quito : Travaux de l'Institut Français d'Études Andines.
- BP plc. (2020). *Energy Outlook*.
- Cobb, K. (19 de Septiembre de 2012). *Oil Price*. <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-Unconventional-Oil-Will-Never-Provide-the-Volumes-that-we-Hope-For.html>
- EP PETROECUADOR. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era*. EP PETROECUADOR, 7.
- Infante, B. y Jiménez, A. (2020). *Estudio para la optimización del consumo de energía en el sistema de extracción de petróleo en el Bloque 43*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Jaimes, M. (2012). *Petróleo: historia y perspectivas geopolíticas*. San Cristóbal, Venezuela: Aldea Mundo.
- Macualo, F. H. (2007). *Fundamentos de la ingeniería de yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana .
- Mendoza, W. G. (2016). *Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador*. INREDH.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2018). *Informe anual del potencial hidrocarburífero del Ecuador*, pp. 6-7.
- Parra, R. (2019). *Análisis del sistema de extracción de petróleo a partir del uso de la Tasa de Retorno Energética (TRE) para el caso del Ecuador*. México: Universidad Autónoma Metropolitana.
- Parra, R., Bukkens, S. and Giampietro, M. (2020). Exploration of the environmental implications of ageing conventional oil reserves with relational analysis. *Science of the Total Environment*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142371>
- Peláez, A. A. (2017). *El gran impulso ambiental en el sector de la energía*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe .
- Petroamazonas EP. (2014). *Desarrollo del Bloque 43*. Petroamazonas EP, 15.
- U.S Environmental Protection Agency. (2020). *Emission factors for greenhouse gas*. United States of America: Center for Corporate Climate Leadership.
- Valencia, S. (2014). *Análisis de parámetros de perforación para pozos de crudos pesados del campo Pungarayacu*. Quito: Universidad Central del Ecuador.