

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estimación de la huella de carbono en el campo ITT por la
operación de los Bloques Ishpingo Tambococha y Tiputini

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Andrews Joshua Dávila Talledo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

A mi mamá, gracias por ser la persona increíble que eres, por tu ejemplo de fortaleza y amor incondicional. Me enseñaste a nunca rendirme, a siempre luchar por mis sueños y a no dejar de creer en mí mismo, incluso cuando las cosas parecían imposibles. Gracias por ver el potencial que había en mí, aun cuando yo mismo no podía verlo. Tus palabras de aliento y tus constantes oraciones han sido mi guía y mi fuerza en cada paso del camino. Todo lo que soy y todo lo que logro es gracias a ti.

A mi abuelo Vicente, gracias por ser mi figura paterna todo este tiempo. Agradezco todo el apoyo que me has dado todos estos años desde que entré a la universidad siempre estuviste presente, hoy este título de lo dedico y espero llenarte de orgullo.

A mis tías Consuelo, Inés y Beatriz gracias por darme un hogar, cuidarme y siempre estar presente en cada parte de mi vida, agradezco tenerlas junto a mí que me hayan visto crecer. Ustedes han sido parte fundamental en este camino.

A mi amada Nylita, gracias por ser mi inspiración diaria y mi apoyo incondicional. Tu amor, tus palabras de ánimo, tu fe en mí y tu confianza me han dado fuerzas cuando más lo he necesitado. Eres mi motivación, mi alegría, eres luz y mi compañera en cada paso que doy en la vida. Gracias por verme convertirme en ingeniero y me muero de ganas seguir viéndote crecer, admirando cada día y celebrar contigo cada triunfo que consigas en la vida, te admiro y amo mi doctora increíble.

Una dedicatoria al cielo, a mi abuelita Rosa Elisa quien me guío e inculcó la importancia del estudio los primeros años de mi vida, gracias por la paciencia que tuvo al sentarse conmigo cada tarde a hacer deberes, hoy su nieto es ingeniero y donde quiera que usted esté en el cielo, este logro va para usted.

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a ESPOL por abrirme sus puertas en este arduo camino que hoy concluye con muchísimo esfuerzo y dedicación después de 7 largos años, así como también agradezco a los profesores que formaron parte de este camino y de los que me llevo siempre sus enseñanzas, a mis compañeros que hicieron parte de mi vida estudiantil y me apoyaron de principio a fin.

Agradezco con el más profundo respeto y consideración al Ing. Fernando Sagnay por brindarme su soporte y recomendaciones para realizar este trabajo, por ser una guía al inicio de este arduo proceso.

Así también al Ing. Jorge Cusme de Petroecuador por ser parte fundamental de este proyecto al guiarme sobre las operaciones del Bloque 43 – ITT y ayudarme en la obtención de la información necesaria para la realización del mismo, sus consejos y su mentoría fue esencial en este proceso.

Declaración Expresa

Yo **Andrews Joshua Dávila Talledo** acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 20 de mayo del 2024.



Andrews Joshua Dávila Talledo

EVALUADORES

ANDRES
EDUARDO
GUZMAN
VELASQUEZ

Firmado digitalmente
por ANDRES
EDUARDO GUZMAN
VELASQUEZ
Fecha: 2024.09.09
16:29:11 -05'00'



Firmado electrónicamente por:
DANILO ANDRES
ARCENTALES BASTIDAS

Ing. Andrés Guzmán

PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Danilo Arcenales

PROFESOR TUTOR

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	¡Error! Marcador no definido.
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	II
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VI
CAPÍTULO 1.....	¡Error! Marcador no definido.
1. Introducción	¡Error! Marcador no definido.
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico.....	4
1.4.1 Industria Petrolera Ecuatoriana	4
1.4.2 Parque Nacional Yasuní.....	4
1.4.3 Bloque 43 - ITT.....	4
1.4.4 Etapas de la industria petrolera.....	5
1.4.5 Producción de hidrocarburos.....	6
1.4.6 Sistemas de levantamiento	6
1.4.7 Facilidades de producción.....	8
1.4.8 Sistemas de generación en la industria petrolera.....	9
1.4.9 Impacto de la explotación del Bloque 43 ITT	9
1.4.10 Efecto invernadero	10

1.4.11 Gases de efecto invernadero	10
1.4.12 Emisión de CO ₂ en la producción de petróleo	11
1.4.13 Huella de Carbono.....	12
1.4.14 Revisión bibliográfica de la huella de carbono	12
CAPÍTULO 2.....	14
2. Metodología	14
2.1 Descripción Genral	14
2.1.1 Métodos para estimar la huella de carbono	16
2.1.2 Metodologías a utilizar	17
2.2 Gases de efecto inverdanero a considerar en la metodología IPCC	18
2.2.1 Estimación de la huella de carbono en función del CO ₂	19
2.2.3 Sectores considerados en la metodología IPCC	20
2.2.4 Categoría de las fuentes.....	20
2.3 Métodos de estimiación IPCC.....	21
2.3.1 Combustión estacionaria	21
CAPÍTULO 3.....	2¡Error! Marcador no definido.
3. Resultados y análisis	2¡Error! Marcador no definido.
3.1 Proyección de producción del Bloque 43 – ITT del 20242¡Error! Marcador no definido.	
3.2 Consumo energético mensual	25
3.3 Consumo de combustible en generación.....	26
3.4 Quema de gas	28
3.5 Emisiones por generación de energí del Bloque 43 - ITT	29
3.6 Emisiones por quema de gas	31
3.6 Emisiones totales	32
3.7 Indicadores de kg de gas/ barril producido	33

3.8	Reducción de emisiones por aprovechamiento de gas.....	35
CAPÍTULO 4.....		36
4.	Conclusiones y recomendaciones	36
4.1	Conclusiones	36
4.2	Recomendaciones.....	37
BIBLIOGRAFÍA.....		39
ANEXOS.....		43

RESUMEN

Los procesos operativos para la producción de hidrocarburos emiten gases de efecto invernadero a la atmosfera causando un impacto ambiental negativo. La cuantificación del volumen de gases liberados se conoce como huella de carbono, la cual permite para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero, como consecuencia de una actividad determinada. Para este proyecto se estimó la huella de carbono del Bloque 43 – ITT, una de las zonas petroleras más importantes y sensibles del Ecuador. La estimación de estas emisiones se realizó utilizando dos métodos esenciales la normativa ISO 14064 y la metodología IPCC. La normativa ISO 14064 permitió definir el inventario de fuentes de emisión y la metodología del IPCC sirvió para cuantificar dichas emisiones. Se estimó que para una producción para el año 2024 de aproximadamente 8 millones de barriles de fluido, el campo necesitará en promedio 58 kW de generación de energía eléctrica, misma que producirá emisiones de casi 12 toneladas de CO₂ para las operaciones del Bloque 43 ITT. Estos resultados permitirán contribuir a la desestigmatización de la sociedad de la industria petrolera como una de las principales gestoras de gases de efecto invernadero y permitirá demostrar que se pueden llevar a cabo proyecto de reducción eficientes como la generación por gas.

Palabras Clave: Huella de Carbono, Gases de efecto Invernadero, Dioxido de Carbono, Petróleo, ITT

ABSTRACT

The operational processes for hydrocarbon production emit greenhouse gases (GHGs) into the atmosphere, causing a negative environmental impact. The quantification of the volume of gases released is known as the carbon footprint, which allows for the measurement of GHG emissions resulting from a specific activity. For this project, the carbon footprint of Block 43 – ITT, one of the most important and sensitive oil regions in Ecuador, was estimated. The estimation of these emissions was carried out using two essential methods: the ISO 14064 standard and the IPCC methodology. The ISO 14064 standard helped define the emission source inventory, while the IPCC methodology was used to quantify these emissions. It was estimated that for a production volume of approximately 8 million barrels of fluid in 2024, the field would require an average of 58 kW of electricity generation, which would produce nearly 12 tons of CO₂ emissions for the operations of Block 43 ITT. These results will help contribute to reducing the stigma of the oil industry in society as one of the main contributors to GHG emissions and demonstrate that efficient reduction projects, such as gas-based generation, can be successfully implemented.

Keywords: Carbon Footprint, Greenhouse gases, Carbon Dioxide, Oil, ITT

ABREVIATURAS

GEI	Gases de Efecto Invernadero
API	American Petroleum Institute
ITT	Ishpingo Tiputini Tambococha
CO₂	Dióxido de Carbono
GIECC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
PIB	Producto Interno Bruto
UNESCO	The United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
CH₄	Metano
N₂O	Óxido Nitroso
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
PFC	Perfluorocarbonos
SF₆	Hexafluoruro de Azufre
HFC	Hidrofluorocarbonos
BPD	Barriles por día
CPT	Central de procesos Tiputini
ISO	International Organization for Standardization
ISAE	International Standard on Assurance Engagements
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
AD	Activity data
PCA	Potencial de calentamiento atmosférico
MPCD	Millones de pies cúbicos por día
HFO	Heavy Fuel Oil
CELEC	Corporación Electrica del Ecuador

SIMBOLOGÍA

Kg Kilogramos

Tj Terajoules

Ppm Partes por millón

Ton CO₂ eq Toneladas de CO₂ equivalente

kW Kilowatt

MW Megawatt

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de Bombeo Mecánico	6
Figura 2. Bomba hidráulica tipo jet.....	7
Figura 3. Sistema de bombeo electrosumergible.....	7
Figura 4. Proyección de las emisiones de CO ₂ en el 2022	11
Figura 5. Diagrama de las facilidades de superficie para deshidratación primaria de crudo	15
Figura 6. Flujo grama de actividades	16
Figura 7. Inventario de gases de efecto invernadero	17
Figura 8. Concentración de CO ₂ en la atmosfera desde 1751 hasta 2022	20
Figura 9. Proyección de la producción en el B43 – ITT 2024	25
Figura 10. Proyección del consumo de energía del B43 – ITT 2024	26
Figura 11. Consumo de diesel & hfo para generación	27
Figura 12. Consumo de gas para generación	27
Figura 13. Quema de gas mensual 2024	29
Figura 14. Emisiones de CO ₂ por generación en toneladas	31
Figura 15. Emisiones por quema de gas	31
Figura 16. Porcentaje de emisiones por día B43	32
Figura 17. Emisiones totales por día	33
Figura 18. Indicador de kg de CO ₂ / barril de fluido	34
Figura 19. Indicador de kg de CO ₂ / barril de petróleo	34
Figura 20. Reducción de emisiones por aprovechamiento de gas	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tiempo de degradación para los GEI directos	11
--	----

Capítulo 1

1. Introducción

La producción de hidrocarburos permite extraer los fluidos desde el yacimiento hasta las plantas de procesos en superficie en donde se tratan para cumplir con rigurosos estándares de calidad para la comercialización, refinación o generación de energía. En estos procesos se liberan partículas conocidas como gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, causando un impacto ambiental negativo. La cuantificación de dichos gases se realiza mediante la utilización de la huella de carbono.

La huella de carbono es considerada una de las más importantes herramientas para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero, como consecuencia de una actividad determinada, permitiendo la gestión y evaluación de las medidas de mitigación. Una vez cuantificadas, se pueden identificar las fuentes importantes de emisión, dando prioridad a la reducción de estas.

Los GEI, definidos en el protocolo de Kioto el año 1997, forman una capa permanente en la parte media de la atmósfera que impide que toda la radiación solar que es devuelta por la tierra pueda salir, provocando con ello que la temperatura bajo la capa aumente (Espíndola & Valderrama, 2012).

El presente proyecto se basa en el cálculo de las emisiones de efecto invernadero en uno de los campos más importantes de Ecuador, ubicado en la cuenta oriental amazónica, en donde se produce crudo mediano y liviano. Específicamente se ha trabajado en el Bloque 43 ITT, que abarca los campos Ishpingo-Tambococha-Tiputini. Esta zona es considerada estratégica para la producción de petróleo en la Amazonía ecuatoriana.

1.1 Descripción del Problema

La industria petrolera ecuatoriana ha sido un pilar económico desde su descubrimiento en la década de 1960. En la amazonia ecuatoriana se extraen y producen dos tipos de crudo: Oriente que está entre 22.2 y 24.2 grados API y el crudo Napo entre 16 y 18 grados API (EP Petroecuador, 2024).

El Bloque 43 cuenta con reservas probadas de 458,22 millones de barriles de crudo y una producción de aproximadamente 53000 BDP (EP PETROECUADOR, 2021), representando el 18,3% de las reservas probadas del país. Este bloque es considerado una de las áreas petroleras más importantes del país en la actualidad y a su vez vulnerables desde el punto de vista ambiental por las operaciones que se desarrollan en el bloque.

Las operaciones de producción realizadas en el ITT generan continuamente contaminación a nivel de fuentes hídricas, suelo, auditivo e incluso altos volúmenes gases de efecto invernadero, causando un impacto medioambiental negativo.

Este proyecto busca identificar en este campo petrolero las etapas de la vida productiva donde se produce mayor volumen de gases de efecto invernadero, permitiendo cuantificar detalladamente la huella de carbono del Bloque 43 e incluso comparar los datos de otros sectores productivos.

1.2 Justificación del Problema

El objetivo de este trabajo es identificar los procesos o etapas del ciclo productivo del petróleo que usan más energía y producen más emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al ambiente, considerando que la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero es un problema mundial que contribuye al calentamiento global.

Dado que este trabajo se aboca a definir cuál es la etapa del proceso productivo en este Bloque, que genera más emisiones de GEI, esta investigación contribuirá a enfocar mejor los esfuerzos técnico-económicos hacia tales procesos específicos, lo

cual a su vez ayude a promover técnicas de innovación que conlleven a procesos más sostenibles.

Además, este proyecto tiene gran importancia social, ya que disminuye la desinformación en varios sectores de la sociedad, que muestran suposiciones erróneas y estigmatizaciones equivocadas hacia la industria, acerca de que hay emisiones excesivas en el proceso productivo. Con este proyecto se puede incluso demostrar a la población que es factible aprovechar esta fuente de recursos naturales de manera eficiente y sostenible.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Estimar la huella de carbono del campo ITT aplicando la metodología del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (GIECC), para la identificación de puntos y procesos críticos de emisiones de CO₂ dentro del ciclo productivo del petróleo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Diagramar las operaciones y/o actividades petroleras que se realizan en el campo ITT mediante uso de aplicación y/o software
- Realizar el balance de masa y energía de los procesos del sistema mediante el uso de hojas de cálculo de Excel.
- Determinar la cantidad exacta de emisiones de CO₂ de las operaciones petroleras basándose en los consumos de energía y de recursos de cada proceso del ciclo productivo del petróleo.
- Comparar la huella de carbono generada en la industria petrolera versus la huella de carbono generada en otras industrias, para la concientización de la población en aspectos de democracia popular.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Industria Petrolera en Ecuador

La industria petrolera en Ecuador es un sector clave de la economía, con una producción principalmente concentrada en la región amazónica y costa ecuatoriana. El petróleo es sin lugar a duda el principal producto de exportación del Ecuador, que representa aún cerca del 40% de las exportaciones totales, con una participación importante del PIB, representando el 9% al 2019. (Pastor, 2020).

El crudo que se exporta desde la Amazonía ecuatoriana tiene 26° API en promedio y se denomina Oriente (inicialmente era un crudo liviano de 29°; sin embargo, se fue agotando). El país también exporta crudo semipesado, de 19° API, conocido como Napo (EP Petroecuador, 2013).

1.4.2 Parque Nacional Yasuní

La Reserva de Biosfera Yasuní se encuentra en la región amazónica, en la provincia de Napo, en el norte del Ecuador, está catalogada como una de las zonas con mayor diversidad por metro cuadrado del planeta. El 99.73% de la Reserva de Biosfera está representada por vegetación natural original (Unesco).

El PNY alberga a los pueblos indígenas Shuar, Kichwa y Huaorani (o Waorani) quienes mantienen actividades de caza, recolección y pesca en la zona. Dentro de este último grupo se encuentran los Tagaeri y Taromenane, pueblos indígenas en aislamiento voluntario (PIAV) (Villareal Sosa, 2023).

1.4.3 Bloque 43 - ITT

La extracción de crudo en el Bloque 43-ITT, ubicado en el Parque Nacional Yasuní, comenzó en julio de 2016. Desde entonces, la producción total de este bloque ha alcanzado 125,5 millones de barriles, sumando las contribuciones de los tres campos (Ishpingo, Tambococha y Tiputini). Durante el año 2022, la producción del bloque alcanzó los 18,5 millones de barriles, equivalente a un promedio diario de 50,6 mil barriles, lo que representó el 13,5% de la producción total de EP Petroecuador (Yaselga Alvarado, 2023).

Actualmente, se han perforado 230 pozos y tiene en funcionamiento 12 plataformas, en las cuales se realiza perforación de pozos horizontales y en racimo para un menor uso del espacio en superficie, colocando varios pozos en una misma plataforma (EP Petroecuador, 2023).

Los ingresos generados por la explotación petrolera del Bloque 43-ITT durante el período comprendido entre 2016 y 2022 alcanzaron un total de USD 6.733 millones. (Yaselga Alvarado, 2023).

1.4.4 Etapas de la industria petrolera

Las etapas de la industria hidrocarburífera refieren las distintas operaciones de llevadas a cabo para extraer petróleo y gas desde el yacimiento hasta su comercialización, se divide en las siguientes etapas:

- **Upstream**
 - **Exploración:** Consiste en la localización de las capas de rocas sedimentarias en el subsuelo, con la ayuda de métodos geológicos y geofísicos (**EP Petroecuador, 2013**)
 - **Perforación:** Permite la comunicación de los yacimientos con la superficie, mediante la perforación de pozos exploratorios o de avanzada.
 - **Producción:** Se encarga de las operaciones de extracción, tratamiento y la entrega final del hidrocarburo a los sistemas de transferencia
- **Midstream**
 - **Transporte:** Etapa conformada por los sistemas de oleoductos, tanques y poliductos, que sirven para el transporte (**EP Petroecuador, 2013**) hasta las terminales de distribución.
 - **Almacenamiento:** El crudo que sale de los oleoductos, se almacena en tanques o depósitos en espera de su distribución, refinamiento o comercialización.
- **Downstream**
 - **Refinación:** Fase en la que el crudo es transformado en diversos tipos de combustible, para darle valor agregado y satisfacer las necesidades energéticas del país y la exportación (**EP Petroecuador, 2013**)

- **Comercialización:** Es el proceso de venta del petróleo crudo en los mercados internacionales y de combustibles, en el interno (**EP Petroecuador, 2013**).

1.4.5 Producción de hidrocarburos

Es la fase durante la cual se busca extraer el hidrocarburo (petróleo y gas) desde un yacimiento hasta el pozo y de allí a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización. La producción forma parte de la cadena de actividades que realiza la industria petrolera (**PDVSA**).

La etapa de producción está caracterizada por elementos claves tales como: sistemas de levantamiento artificial para extraer crudo, facilidades o plantas de producción, sistemas de generación de electricidad para consumo interno, etc.

1.4.6 Sistemas de levantamiento

- **Bombeo Mecánico**

El bombeo mecánico es el más común de los métodos de levantamiento artificial, empleado para la extracción de crudo en pozos con volúmenes pequeños y medianos de producción y especialmente en crudos medianos y pesados. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante y desplazamiento positivo conectado a una sarta de cabillas que permiten transmitir el movimiento generado en la superficie por la unidad de bombeo o balancín a través de la energía suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna (**Camargo, Briceño, Aceros, & Hernández, 2019**).

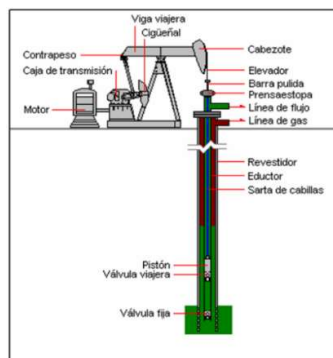


Figura 2. Esquema de Bombeo Mecánico.

Fuente: (Camargo, Briceño, Aceros, & Hernández, 2019)

- **Bombeo Hidráulico**

Sistema de levantamiento artificial que funciona con una bomba de fondo de pozo. Una bomba hidráulica de superficie presuriza el petróleo crudo llamado petróleo motriz, que hace funcionar la bomba inferior. Cuando se utiliza una sola sarta de producción, el petróleo motriz se bombea hacia abajo por la tubería de producción y se produce una mezcla del petróleo crudo de la formación y el petróleo motriz, a través del espacio anular (**SLB, s.f.**)



Figura 3. Bomba Hidráulico Tipo Jet

Fuente: (Sertecpet, s.f.)

- **Bombeo Electrosumergible**

Utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada (**SLB, s.f.**).

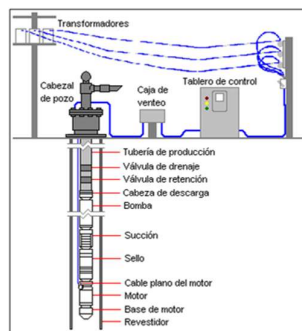


Figura 4. Sistema de bombeo electrosumergible.

Fuente: (Vásquez, 2020)

1.4.7 Facilidades de producción

Son una serie de plantas o equipos de producción cuya función es recolectar y almacenar los fluidos que vienen de los pozos y posteriormente separar el aceite, el gas, el agua y los sólidos en suspensión, medir los volúmenes producidos, estudiar las propiedades y producción de cada pozo sometido a prueba, iniciar el tratamiento de deshidratación y desalado de crudo, entre otros (**Secretaría de Energía, 2015**).

Las etapas por las que pasa el crudo dentro de las facilidades de producción, pueden dividirse en:

- **Etapas de recolección:** Implica la recolección de la producción de varios pozos en una zona específica. Se realiza utilizando tuberías que conectan cada pozo con su respectiva Estación de Flujo, o mediante líneas provenientes de los manifolds que reciben la producción de múltiples pozos.
- **Etapas de separación:** Una vez que se ha recolectado, el petróleo crudo o la mezcla de fases (líquido y gas) se separa mediante un proceso de separación líquido-gas dentro de un separador. Esta separación se realiza a diferentes niveles de presión y temperatura, ajustados según las condiciones específicas del pozo del cual proviene el fluido. Tras la separación, el gas se libera por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior, preparándose para avanzar a las siguientes fases del proceso.
- **Etapas de Deshidratación:** Una parte del agua producida junto con el aceite, se presenta como agua libre, la cual se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja o se encuentra en reposo. El proceso de deshidratación de crudo es aquel mediante el cual se retira el agua asociada al aceite, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado (Perez, 2017).
- **Etapas de almacenamiento:** Comprende el depósito del crudo en tanques diseñados para su conservación temporal. Estos tanques están equipados con sistemas de medición y control para garantizar la seguridad y la gestión eficiente del producto almacenado. El petróleo se almacena a presiones y temperaturas controladas para mantener su calidad y facilitar su posterior transporte o procesamiento.

Para que ocurran los procesos antes mencionados, las facilidades de producción requieren un suministro de energía constante y que satisfaga las necesidades energéticas requeridas en el proceso de tratamiento de los hidrocarburos, este suministro eléctrico es generado por un sistema de generación que provee la energía al campo para sus operaciones diarias.

1.4.8 Sistema de generación en la industria petrolera

Las plantas de generación de energía son instalaciones que convierten diversas fuentes de energía en electricidad. En la industria petrolera se genera energía eléctrica a partir del calor que genera la combustión de los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural (Asobanca, 2022).

Para la generación de energía en los sistemas de generación en la industria petrolera ecuatoriana se emplean motores a gas, petróleo y diesel:

- **Motor a gas**
 - Jenbacher
 - Waukesha
- **Motor a petróleo**
 - Wartsila
- **Motor a diésel**
 - Caterpillar

Debido a la combustión de estos motores para la generación de electricidad y a la combustión en otros procesos de la etapa de producción de petróleo, se generan impactos ambientales que tenemos que considerar en este estudio.

1.4.9 Impacto de la explotación del Bloque 43-ITT

- **Impacto sobre los componentes bióticos:** La calidad del aire en el área del proyecto y zonas adherentes se vería afectada por el levantamiento de partículas de polvo y emisiones gaseosas relacionadas al desbroce del terreno y perforación, entre otras acciones (Banco Central del Ecuador, 2023). La calidad del agua podría verse afectada por la contaminación de fuentes hídricas producto de las operaciones de extracción y transporte de crudo.

- **Impacto sobre los componentes abióticos:** Se considera una afectación sobre la flora y vegetación del área de estudio, particularmente en las fases de construcción de las instalaciones a causa de obras como el desbroce de terreno y corte de material vegetal (Banco Central del Ecuador, 2023).
- **Impacto socioeconómico:** El desarrollo de las operaciones y proyectos petroleros dentro del Bloque 43 permite la generación de plazas de trabajo de forma directa, como indirecta.

1.4.10 Efecto invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno natural y vital para la vida en la Tierra, puesto que ayuda a mantener la temperatura de la misma, sin embargo, la emisión de ciertos gases atmosféricos, como el dióxido de carbono y el metano, absorben y emiten radiación infrarroja, lo que resulta en el calentamiento de la superficie terrestre.

- **Efecto invernadero natural:** Causado por acciones propias de la naturaleza, como erupción de volcanes, descomposición de animales, evaporación de fuentes hídricas, etc.
- **Efecto invernadero antropogénico:** Producto de la actividad humana en la quema de combustibles fósiles. Esto ha provocado un aumento paulatino pero continuo de la temperatura, modificaciones en los patrones de lluvia, reducciones de las capas de hielo en los polos, etc. (Garolera de Nucci & Cárdenas, 2018).

1.4.11 Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero (GEI) o gases de invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro

Los GEI se clasifican en:

- **Directos:** Los gases liberados (CO_2 , CH_4 , N_2O) producto de las actividades humanas contribuyen de manera directa al efecto invernadero, persisten en la atmósfera durante escalas de tiempo desde décadas hasta siglos o más

- **Indirectos:** Se generan como resultado de actividades humanas, pero no son emitidos directamente a la atmósfera. Surgen como subproductos de procesos industriales, agrícolas o de gestión de residuos.

El CO₂ no tiene un período específico de vida porque está en ciclo continuo con la atmósfera, los océanos y la biosfera terrestre y su eliminación neta de la atmósfera involucra una gama de procesos con escalas de tiempo diferentes (IPCC, 2007).

Gas	Tiempo estancia en la atmosfera
Gas carbónico: CO ₂	Entre 100 - 150 años
Metano: CH ₄	12 años
Óxido nitroso: N ₂ O	120 años

Tabla 1: Tiempo de degradación para los GEI directos (Trespalacios, Blanquicett, & Carrillo, 2018)

1.4.12 Emisión de CO₂ en la producción de petróleo

Las emisiones en el sector de gas y petróleo son producto de la combustión de fuentes fijas y móviles, de venteos de procesos o fugas y emisiones indirectas. La combustión es utilizada para la generación y consumo de energía requerida en la producción, transporte y refinación de gas y petróleo (Alvarez, 2017)

La industria hidrocarburífera generó en 2021 emisiones de CO₂ procedentes del gas natural repuntaron muy por encima de sus niveles de 2019, y alcanzaron los 7,500 millones de toneladas. Con 10,700 millones de toneladas, las emisiones de CO₂ procedentes del petróleo se mantuvieron significativamente por debajo de los niveles pre-pandemia debido a la limitada recuperación de la actividad del transporte mundial (United Nations, Climate Change, 2022)

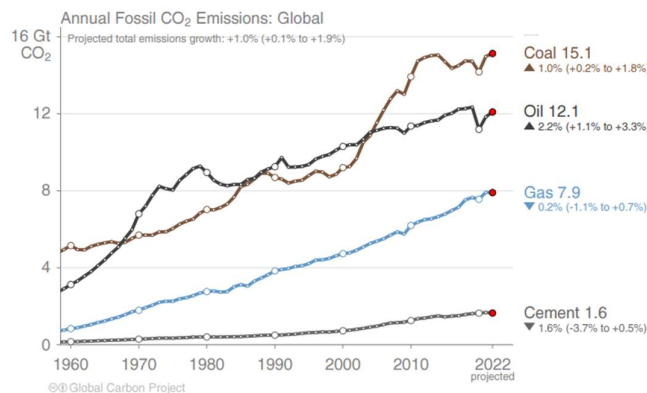


Figura 4. Proyección de las emisiones de CO₂ en el 2022 (Global Carbon Project, 2022)

1.4.13 Huella de carbono

Se define como la cantidad de emisión de gases relevantes al cambio climático asociada a las actividades de producción o consumo de los seres humanos, aunque el espectro de definiciones varía desde una mirada simplista que contempla sólo las emisiones directas de CO₂ (Millán & Narváez Rosero, 2015).

Considera los seis gases contemplados en el Protocolo de Kyoto, a saber, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Cada uno de estos gases tiene distinto poder para producir calentamiento global (MAGyP, 2014)

1.4.14 Revisión Bibliográfica de la estimación de la huella de carbono en la industria hidrocarburífera

Los estudios recientes sobre la estimación de la huella de carbono en la industria hidrocarburífera, se ha observado un creciente interés y esfuerzo por cuantificar y reducir el impacto ambiental de las operaciones relacionadas con la extracción, procesamiento y distribución de combustibles fósiles. Estos estudios no solo buscan evaluar las emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero, sino también identificar oportunidades para implementar tecnologías y prácticas que minimicen estas emisiones y promuevan la transición hacia una producción más sostenible de energía.

Los esfuerzos para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria de hidrocarburos tienen su incidencia en todas las etapas de la misma, teniendo en cuenta la demanda energética y el depleto de las reservas conocidas.

Los horizontes hasta la producción de crudo en zonas remotas del ártico, en el año 2021 se realizó un estudio para reducir la huella de carbono producto de la compleja explotación de petróleos de alta viscosidad en esta región. Los petróleos pesados y de alta viscosidad (HVO), típicos de la región ártica, requieren una cantidad considerable de energía para ser extraídos. Esto, a su vez, podría conducir a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero **(Buslaev, Morenov, Konyaev, & Kraslawski, 2021)**.

El método propuesto en la investigación emplea tecnología que permite convertir gas de petróleo asociado en petróleo sintético, que al mezclarse con el crudo producido reduce la viscosidad del mismo, facilitando el proceso de extracción y disminuyendo la energía requerida para transportar petróleo. La simulación realizada con ASPEN Hysys muestra que la huella de carbono del proceso propuesto será hasta un 24 % menor que los resultados obtenidos con la tecnología que se utiliza actualmente en los yacimientos petrolíferos de la región ártica **(Buslaev, Morenov, Konyaev, & Kraslawski, 2021)**.

Así mismo, en el año 2023, un estudio realizado en una refinería en Malasia perteneciente a la empresa Petronas, permitió evaluar y cuantificar la huella de carbono. El estudio se centra en las principales unidades de proceso involucradas en la producción de queroseno dentro de la refinería de petróleo, siguiendo los estándares marcados por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Se concentra específicamente en dos gases de efecto invernadero, a saber, el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄), y limita la contabilidad de carbono al Nivel 1 de los estándares del IPCC **(Jamadulin, Shuhaimi, Mohamed, & Hadipornama, 2023)**.

Dicho estudio determinó que las emisiones de carbono en la producción de queroseno dependen sobre la tasa de producción. Esto se desprende de los datos de 2020, durante la pandemia, cuando las emisiones totales de carbono alcanzaron su nivel más bajo, midiendo 220,81 kg por 1.000 kg de pienso al año. Cuando el mundo comenzó a recuperarse en 2021, las emisiones totales de carbono aumentaron a 252,07 kg por 1.000 kg de pienso al año. A medida que la demanda del mercado continúa aumentando, se espera que las emisiones totales de carbono aumenten en consecuencia **(Jamadulin, Shuhaimi, Mohamed, & Hadipornama, 2023)**

Capítulo 2

2. Metodología

Para el desarrollo de este estudio se utilizó una metodología cuantitativa para la estimación de la huella de carbono debido a su capacidad para proporcionar mediciones precisas y verificables de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este enfoque utiliza datos numéricos y técnicas de cálculo estandarizadas, lo que asegura la comparabilidad entre diferentes productos, servicios u organizaciones.

Además, facilita la identificación de áreas específicas donde se pueden implementar acciones efectivas para reducir las emisiones, promoviendo así la transparencia, la credibilidad y la toma de decisiones informadas en la gestión de la sostenibilidad ambiental.

2.1 Descripción general

La huella de carbono está definida como la cantidad total de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente dióxido de carbono (CO₂) liberados a la atmósfera como resultado de las actividades humanas. Esta métrica es fundamental para evaluar el impacto ambiental de sectores industriales clave como la industria hidrocarburífera. La utilidad principal de la huella de carbono radica en su capacidad para cuantificar y gestionar las emisiones de (GEI), proporcionando a las organizaciones datos concretos sobre sus contribuciones al cambio climático. Este conocimiento permite implementar estrategias efectivas de mitigación y adaptación, como la optimización de procesos, la adopción de tecnologías más limpias y la compensación de emisiones mediante proyectos de carbono neutro.

El cálculo de la huella de carbono en la industria hidrocarburífera implica un enfoque meticuloso que considera todas las fuentes de emisiones directas e indirectas asociadas con la exploración, extracción, transporte y procesamiento de combustibles fósiles. Esto incluye desde la quema de combustibles en maquinaria y vehículos hasta la liberación de metano durante la producción.

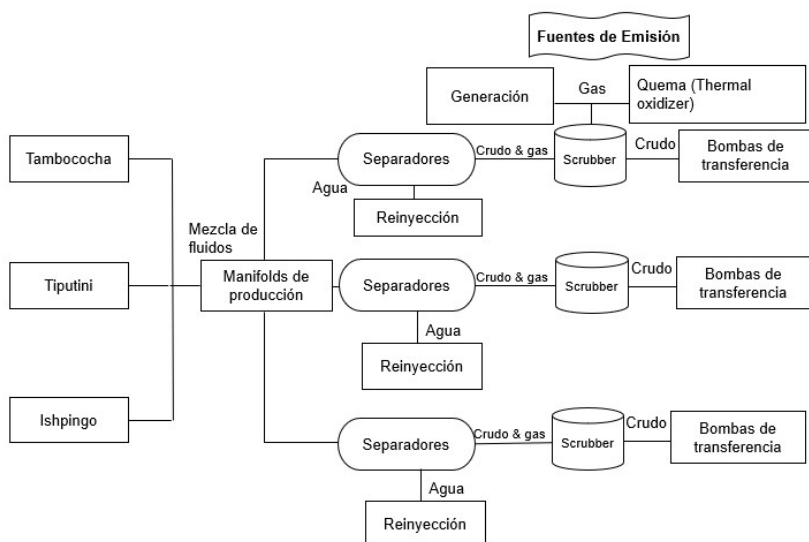


Figura 5. Diagrama de las facilidades de superficie para deshidratación primaria de crudo. Elaboración propia.

La figura 5, detalla el diagrama de facilidades de superficie del Bloque 43, el fluido que se extrae de los campos Tiputini, Tambococha e Ishpingo llega a la Central de procesos Tiputini (CPT) en dos ductos, uno de 24" que recoge crudo de Tambococha e Ishpingo y uno de 18" que lleva el crudo desde las plataformas Tiputini, hacia los recolectores y posteriormente a los separadores donde se expone un proceso de deshidratación primaria, al separarse sus 3 fases el agua es enviada a los sistemas de reinyección, mientras el crudo que posee gas disuelto en su composición pasan por scrubbers donde se separan, este último es aprovechado para generación o quema en teas conocidas como thermal oxidizers, mientras que el petróleo aún con cierto porcentaje de agua es bombeado hacia el Bloque 12 para su posterior deshidratación final.

Conocer el proceso de extracción y tratamiento de los fluidos permite identificar las posibles fuentes de emisión de GEI en las facilidades de superficie del Bloque 43. Una vez identificadas los puntos de emisión, se solicita la data necesaria y utilizando métodos reconocidos como los establecidos por el IPCC y la norma ISO 14064-1, se define el inventario de gases de efecto invernado y se estima la huella de carbono dentro de las

actividades de producción en la industria petrolera, como lo detalla el flujograma de actividades (Figura 6)

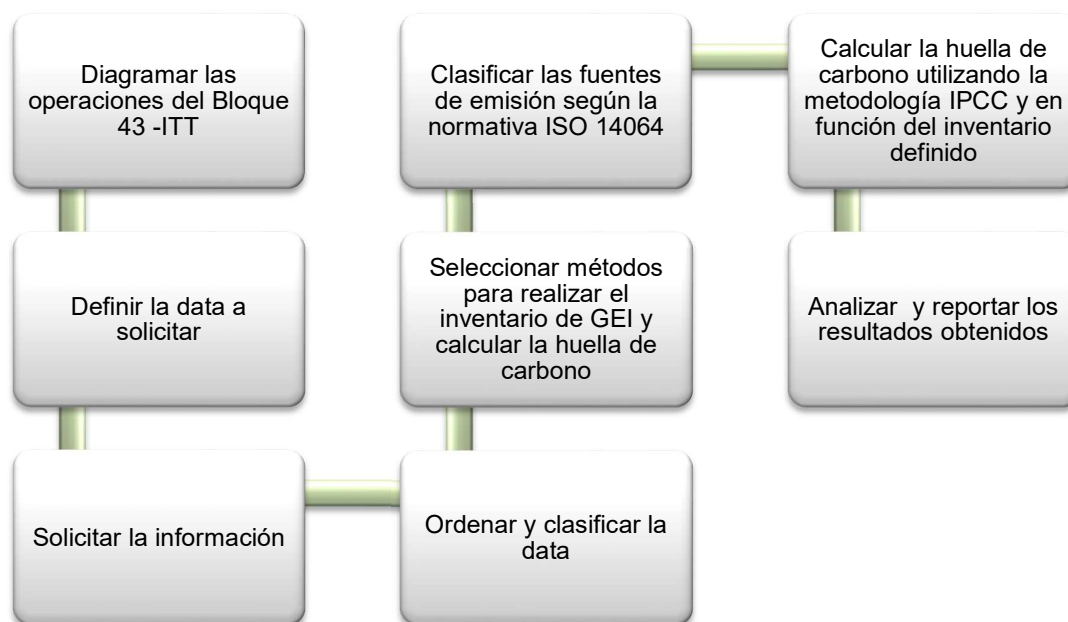


Figura 6 Flujograma de actividades

Elaboración propia

2.1.1 Métodos para estimar la huella de carbono

Para estimar la emisión de gases de efecto invernadero producto de una actividad humana, se han empleado diversas metodologías para el cálculo de la huella de carbono. Todas ellas se basan en los principios de relevancia, consistencia, exactitud y transparencia, y comparten ciertos pasos a seguir en la hora de realizar este cálculo como, por ejemplo, la definición de los límites del cálculo (temporales, organizacionales y operativos), la recolección de los datos de actividad o la elección de los factores de emisión a utilizar **(Rodríguez, 2024)**.

Existen varias metodologías y estándares reconocidos internacionalmente para determinar la huella de carbono de una organización, producto o actividad. Algunos de los más utilizados son:

- Green Gas Protocolo Corporate Standard (GHG Protocolo)
- UNE – EN ISO 14064-1

- UNE-EN ISO 14065:2021
- UNE-ISO/TR14069: 2015.
- 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
- ISAE 3410

2.1.2 Metodologías a utilizar

- **UNE – EN ISO 14064-1**

ISO 14064 detalla los principios y requisitos para el diseño, desarrollo y gestión de inventarios de GEI para compañías y organizaciones, y para la presentación de informes sobre estos inventarios. Incluye los requisitos para determinar los límites de la emisión de GEI, cuantificar las emisiones y remociones de GEI de la organización e identificar las actividades o acciones específicas de la compañía con el objeto de mejorar la gestión de los GEI **(ISO, s.f.)**.

La normativa ISO 14064-1 indica que se pueden clasificar las emisiones según el alcance las mismas en tres categorías.

- Alcance 1: Emisiones directas, producidas y controladas por la propia organización.
- Alcance 2: Emisiones por generación eléctrica para consumo de la organización, pero producida de manera externa.
- Alcance 3: Emisiones indirectas de la organización, pero son controladas por terceros.

La figura 9, muestra el inventario de gases de efecto invernadero determinados para este proyecto.

Alcance 1 (Emisiones directas)	Alcance 2 (Emisiones por generación eléctrica, externa)	Alcance 3 (Emisiones indirectas)
• Generación eléctrica • Quema de gas (Thermal Oxidizer)	• N/A	• N/A

Figura 7: Inventario de gases de efecto invernadero

Elaboración propia

El inventario de gases de efecto invernadero desarrollado para este proyecto contempla solamente las emisiones directas controlada por la organización, a pesar de que en el campo operan empresas de servicio que generan emisiones indirectas por ejemplo para el transporte de combustibles, empresas de gatering, etc. Se delimitó el problema a emisiones de la empresa operadora, por la disponibilidad de la data necesaria para posterior cálculo.

- **Metodología IPCC**

Las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (Directrices de 2006) constituyen el resultado de la invitación efectuada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en las que se brindan metodologías acordadas internacionalmente para que utilicen los países, con el objeto de estimar los inventarios de gases de efecto invernadero e informarlos a la CMNUCC **(Rypdal, y otros, 2006)**.

Fue creada con el objetivo de servir de orientación para cuantificar las emisiones de GEI de los inventarios nacionales, pero puede ser de gran utilidad en la hora de calcular la huella de carbono por las organizaciones. Si no se dispone de factores de emisión específicos, el IPCC 2006 Guidelines proporciona factores de emisión genéricos que pueden servir para calcular la huella de carbono **(Rodriguez, 2024)**.

Esta metodología consiste en combinar la información sobre el alcance hasta el cual tiene lugar una actividad humana (denominado datos de la actividad o AD, del inglés activity data) con los coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones por actividad unitaria, denominados factores de emisión **(Rypdal, y otros, 2006)**.

$$\text{Emisiones GEI} = \text{Actividad} * \text{Factor de Emisión}$$

Fuente: (Rypdal, y otros, 2006)

2.2 Gases de efecto invernadero a considerar en la metodología IPCC

Las directrices definidas en 2006 por el IPCC, tomaron en consideración la acción de los siguientes GEI para expresarlos en toneladas de CO₂ equivalente:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- metano (CH₄)

- Óxido nitroso (N_2O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF_6)
- Trifluoruro de nitrógeno (NF_3), etc.

Los gases antes enumerados tienen potenciales de calentamiento atmosférico (PCA) identificados por el IPCC antes de la finalización de las Directrices de 2006. Un PCA compara el forzamiento radiactivo de una tonelada de un gas de efecto invernadero en un período de tiempo dado con una tonelada de CO_2 (Rypdal, y otros, 2006).

2.2.1 Estimación de la huella de carbono en función del CO_2

A pesar de la incidencia de los gases de efecto invernadero antes mencionados y su aporte al cambio climático, se enfoca principalmente en el dióxido de carbono (CO_2) debido a su abundancia y persistencia en la atmósfera.

Representa el 74% de las emisiones de gases de efecto invernadero. La mayoría de las emisiones de CO_2 (93%) provienen del uso de combustibles fósiles, especialmente para la generación de electricidad y calor, transporte, y manufactura y consumo. El uso de suelo, el cambio de uso y la silvicultura es otro sector que contribuye (3.3%) a las emisiones de CO_2 causadas por el hombre, principalmente debido a la deforestación (Ge, Friedrich, & Vigna, 2021). La concentración promedio de dióxido de carbono en el medio ambiente en el año 2023, fue de 420 ppm como se muestra en la figura 6.

Desde mediados del siglo XX, las emisiones anuales derivadas de la quema de combustibles fósiles han aumentado cada década, desde cerca de 11 mil millones de toneladas de dióxido de carbono por año en la década de 1960 a aproximadamente 36,6 mil millones de toneladas en 2023 (Lindsey, 2024).

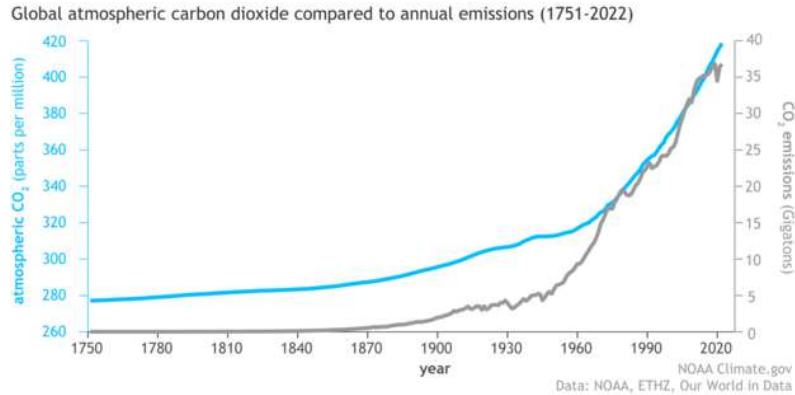


Figura 8. Concentración de CO₂ en la atmosfera desde 1751 hasta 2022

Fuente: (Lindsey, 2024)

2.2.2 Sectores considerados en la metodología IPCC

Las estimaciones de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero se dividen en sectores principales, que son grupos de procesos, fuentes y sumideros relacionados (Rypdal, y otros, 2006):

- Energía
- Procesos industriales y uso de productos (IPPU)
- Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU)
- Desechos

Cada sector comprende categorías individuales (p. ej. transporte) y subcategorías (p. ej. automóviles). Los países crean un inventario a partir del nivel de la subcategoría porque así están establecidas las metodologías del IPCC y calculadas las emisiones totales por sumatoria (Rypdal, y otros, 2006).

2.2.3 Categoría de las fuentes

Dentro del sector energético, el cálculo de la huella de carbono juega un papel crucial en la evaluación del impacto ambiental de diversas actividades y procesos. Utilizando metodologías específicas como las establecidas por el Protocolo GHG, normativas ISO o IPCC, las organizaciones pueden cuantificar con precisión las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de la generación, distribución y consumo de energía.

Las categorías principales que toma en consideración la metodología IPCC para categorizar el tipo de fuentes a utilizar en el sector energético comprenden, principalmente **(Rypdal, y otros, 2006)**:

- La exploración y explotación de las fuentes primarias de energía
- La conversión de las fuentes primarias de energía en formas más utilizables en refinerías y centrales eléctricas
- La transmisión y distribución de los combustibles
- El uso de combustibles en aplicaciones estacionarias y móviles

2.3 Métodos de Estimación (IPCC)

2.3.1 Combustión estacionaria

Se refiere a la quema de combustibles fósiles y biomasa en instalaciones fijas o estacionarias, como centrales eléctricas, plantas industriales, y sistemas de calefacción y refrigeración.

El cálculo de la huella de carbono mediante combustión estacionaria, se realiza utilizando 3 diferentes Tiers en función de los datos disponibles, estos son:

- **Tier 1**

Para la estimación de la huella de carbono utilizando el Tier 1, se requieren los datos de sobre la cantidad de combustible utilizado en la actividad y un factor de emisión por defecto, mismo que es proporcionado dentro de la metodología IPCC. El Tier 1, es representado por la siguiente ecuación:

$$Emisiones_{GEI} = Consumo_{combustible_{combustible}} * Factor\ de\ emisión_{GEI,combustible}$$

Fuente: (Gómez, y otros, 2006)

Donde:

$Emisiones_{GEI}$ = Emisiones de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg GEI)

$Consumo_{combustible_{combustible}}$ = Cantidad de combustible quemado (TJ)

$Factor\ de\ emisión_{GEI,combustible}$ = Factor de emisión por defecto de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg gas/TJ)

El Tier 1 establece los pasos necesarios para los métodos de cálculo más simples, o los métodos que requieren la menor cantidad de datos (**Gómez, y otros, 2006**), por su facilidad es el método que será el utilizado en este estudio para la estimación de la huella de carbono producto de las actividades operativas del Bloque 43.

- **Tier 2**

El Tier 2 del método IPPC, tiene gran semejanza con el Tier 1 antes mencionado. Sin embargo, toma en consideración un factor de emisión específico definido por el país en el que se hace el estudio, dicho factor es proporcionado tanto para el tipo de fuente, así como para el combustible utilizado.

$$Emisiones_{GEI} = Consumo\ combustible_{combustible} * FE\ por\ país_{GEI,combustible}$$

Fuente: (Gómez, y otros, 2006)

- **Tier 3**

Los métodos de Nivel 1 y 2 de estimación de emisiones descritos en las secciones anteriores exigen la utilización de un factor de emisión promedio para una combinación de categoría de fuente con combustible en toda la categoría de fuente. En realidad, las emisiones dependen de lo siguiente (**Gómez, y otros, 2006**):

- Tipo de combustible utilizado
- Tecnología de combustión
- Condiciones de uso
- Tecnología de control
- Calidad de mantenimiento
- Antigüedad del equipo usado para quemar el combustible.

La ecuación que describe el Tier 3, toma en consideración la tecnología utilizada en el proceso:

$$Emisiones_{GEI} = Consumo\ combustible_{combustible,tecnología} * FE_{GEI,combustible,tecnología}$$

Fuente: (Gómez, y otros, 2006)

Para aplicar un método de estimación de emisiones de Nivel 3 se requieren:

- Datos acerca de la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente para cada tecnología pertinente (tipo de combustible usado, tecnología de combustión, condiciones de uso, tecnología de control, así como mantenimiento y antigüedad del equipo). Un factor de emisión específico para cada tecnología **(Gómez, y otros, 2006)**

A pesar de que el tier 3 es mucho más preciso a la hora de estimar la huella de carbono, muchas veces es innecesario su uso para estimar las emisiones de CO₂, debido a que estas no dependen de la tecnología de combustión **(Gómez, y otros, 2006)**.

Capítulo 3

3. Resultados & Análisis

Para ilustrar la viabilidad de la metodología definida en el capítulo anterior, se tomó como punto de partida la información referente a la utilización de los diferentes combustibles utilizados en la generación eléctrica para satisfacer los procesos productivos dentro del bloque 43-ITT.

3.1 Proyección de producción del Bloque 43 – ITT del 2024

La estimación de la huella de carbono del bloque 43 en el año 2024, se realizó una proyección de la producción de gas y petróleo en los datos provistos por la empresa operadora, como muestra la figura 9 para finales de año se espera que la producción del campo decline hasta los 43000 BPPD.

Para la producción de gas se estimó un indicador del volumen de gas liberado por barril de crudo producido, dicho valor se multiplico para la producción de los meses de junio a diciembre obteniendo el volumen de gas producido en el campo. Esta proyección sirvió como punto de partida para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a las operaciones en el bloque. Dado que parte de la producción de gas se destinará a la generación eléctrica necesaria para las operaciones de producción del mismo, se incorporó este factor en los cálculos para obtener una estimación más precisa de la huella de carbono total.

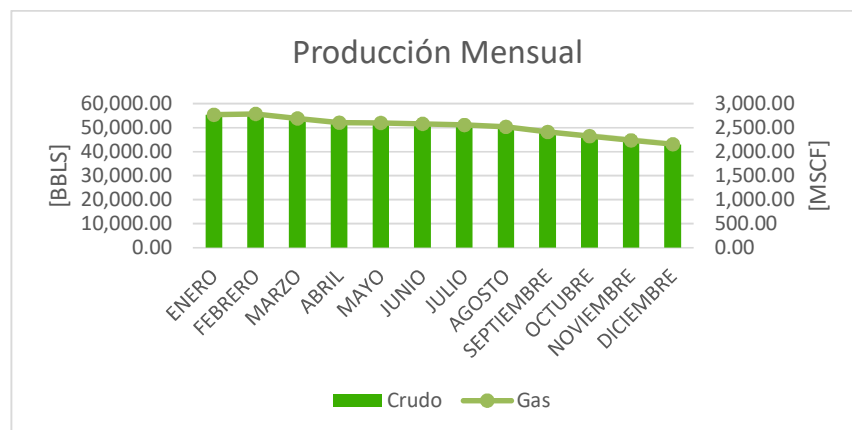


Figura 9. Proyección de la producción en el B43-ITT 2024. Elaboración propia

A lo largo del año 2024, la producción de petróleo en el Bloque 43 mostrará una reducción promedio mensual de aproximadamente 1,121.44 barriles por día (BPPD). De manera similar, la producción de gas experimentará una disminución promedio mensual de aproximadamente 55.62 miles de pies cúbicos por día (MPCD).

Esta tendencia puede ser atribuida a factores naturales de declinación del reservorio, ya que no contemplará inversiones para mejorar la eficiencia de recuperación, proyectos de perforación y workover, así como a factores económicos, geológicos y legales.

En términos porcentuales, la producción de petróleo disminuyó de 55,341.00 BPPD en enero a 43,005.21 BPPD en diciembre, lo que representa una reducción total de aproximadamente 22.31% durante el año. Por otro lado, la producción de gas bajó de 2,768.84 MSCD en enero a 2,157.01 MPCD en diciembre lo que equivale a una reducción total de alrededor de 22.08% en el mismo periodo.

3.2. Consumo energético mensual para generación

La demanda energética del Bloque 43 ITT para el año 2024 muestra una tendencia decreciente a lo largo del año. La demanda en enero fue de 59,475 kW/día, y en diciembre se espera que sea de 57,656 kW/día. Esto refleja una reducción general de 1,818.09 kW /día de enero a diciembre, la demanda de energía disminuye en un 3.06%, la figura 10 sugiere una ligera disminución de la demanda de energía a lo largo del año, con fluctuaciones mínimas mensuales lo cual podría estar influenciado por diferentes factores operativos o de producción en el Bloque 43 durante 2024, entre los que debemos considerar la declinación de producción, pozos que deben entrar a workover por daño eléctrico o mecánico o apagado de los pozos por alto corte agua, mantenimientos o daños en el sistema de generación, o el cierre progresivo del Bloque 43 – ITT.

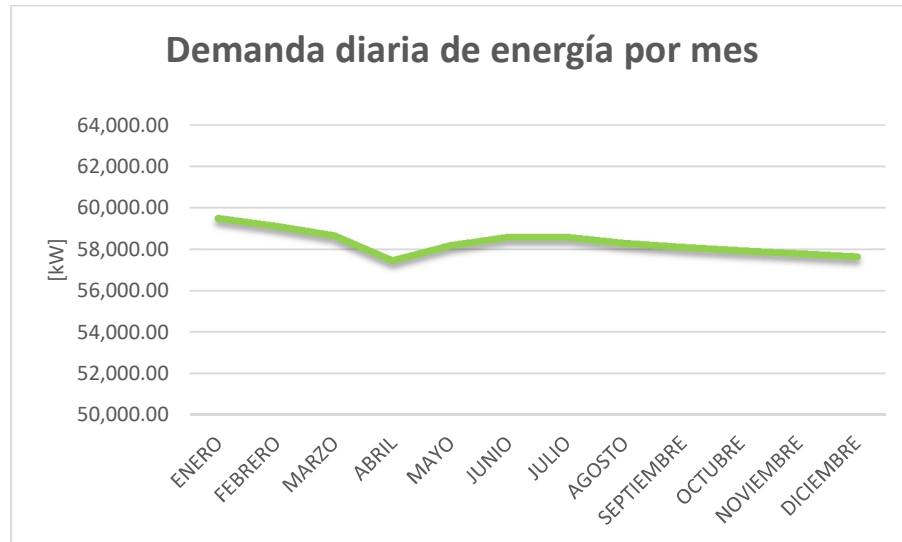


Figura 10. Proyección del consumo de energía del B43 - ITT 2024.

Elaboración propia

3.3 Consumo de combustible empleado en generación

Como se estimó en el literal pasado, el bloque 43 requiere alrededor de 58 MW/día para el desarrollo de sus operaciones. La figura 11 y 12 muestran el promedio diario de consumo por mes estimado para el año 2024.

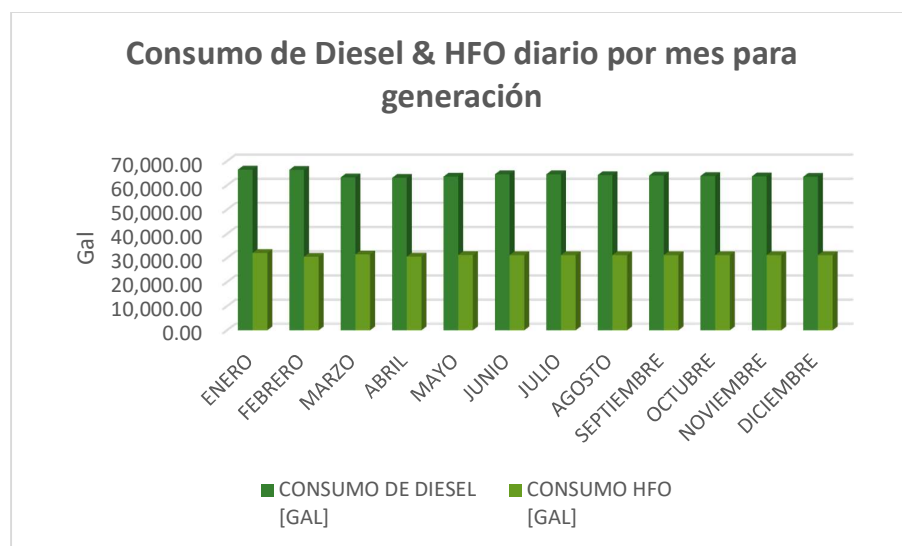


Figura 11. Consumo de diesel & hfo para generación.

Elaboración Propia

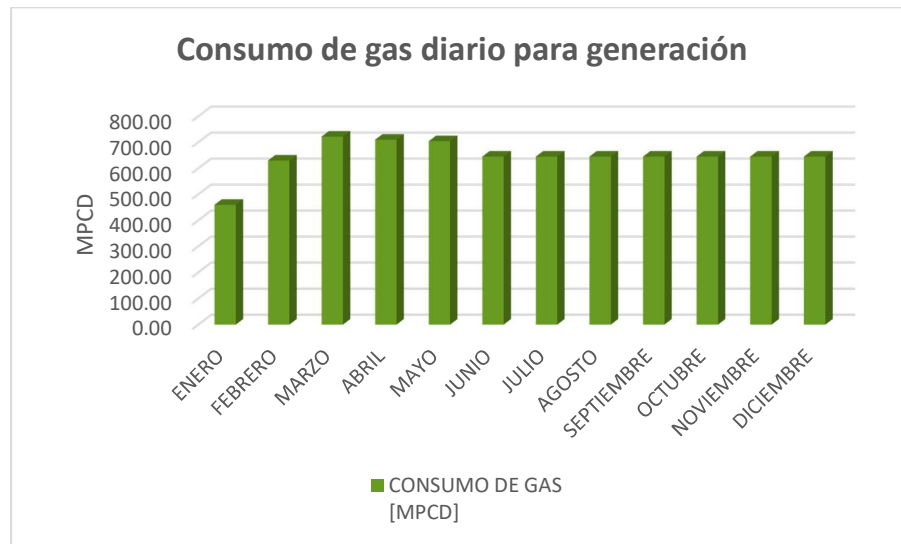


Figura 12. Consumo de gas para generación.

Elaboración Propia

El consumo disminuye ligeramente a lo largo del año. La proyección del consumo de diesel, se determinó mediante indicadores de galones de diesel por barriles de fluido total diario producido en el campo. Inicialmente tenemos un consumo de 66,505 galones/día en enero, para finales de año son 63,564 galones/día en el consumo. Esta reducción de 2,940.27 galones/día de enero a diciembre indica una ligera disminución en la necesidad de diésel a medida que avanza el año, La disminución del consumo de diésel de enero a diciembre es aproximadamente 4.42%, lo que podría reflejar mantenimientos preventivos o correctivos, una reducción en la actividad de producción. Una disminución constante en el consumo de diésel, aunque ligera, puede tener un impacto positivo en la reducción de emisiones de CO₂, lo cual es crítico para mejorar la sostenibilidad de las operaciones del Bloque 43.

El consumo de gas, aunque varió al inicio del año, se estabilizó en 645.98 MPCD a partir de junio. Este nivel de consumo constante sugiere que el volumen requerido por parte de generación se estabilizó para generar 3MW de potencia. Las mayores variaciones en el consumo se dieron al inicio del año, lo que puede sugerir que a inicios de año la generación por gas entró en mantenimientos preventivos o correctivos.

La proyección en el consumo de HFO es constante con 31,193 galones /día, a pesar de que existieron fluctuaciones menores al principio, el consumo se estabilizó en el segundo

semestre del año, la demanda constante en el volumen diario de HFO requerido se da porque es la materia prima para generar 22 MW de energía por parte de CELEC para suministrar al CPT, como a los sistemas de reinyección de agua dentro del Bloque

Haciendo un análisis con el punto anterior, la disminución en la demanda energética del Bloque 43 ITT está acompañada por una reducción en el consumo de combustibles, en particular el diésel, mientras que el consumo de gas y HFO se mantiene relativamente estable puesto que los sistemas a los que proveen energía no se ven afectados directamente a la producción de fluidos del campo. Esta relación sugiere que la reducción en la demanda de energía se ha traducido en un ajuste en el uso de combustibles.

3.4. Quema de gas

En un bloque petrolero, el gas se quema principalmente por razones de seguridad y eficiencia. A menudo, el gas asociado con la extracción de petróleo no se puede almacenar ni transportar económicamente debido a su volumen o ubicación remota. En lugar de permitir que se acumule y represente un riesgo de fuga o explosión, se opta por quemarlo de manera controlada

La figura 13 muestra una tendencia descendente constante en la quema de gas a lo largo del año 2024. El volumen de gas quemado disminuye de 2,309.09 MPCD en enero a 1,511.96 MPCD en diciembre, esta reducción representa una disminución total de 797.13 MPCD de enero a diciembre, lo que equivale a una disminución porcentual aproximada del 34.52% en la quema de gas durante este período. Esta declinación es directamente proporcional a la disminución en la producción de crudo, debido a que este se encuentra disuelto en el petróleo y se libera al experimentar cambios de temperatura y presión producto de la extracción y producción del crudo, esta reducción también se verá plasmada en la disminución de las emisiones en los últimos meses del año producto declinación del volumen de gas quemado

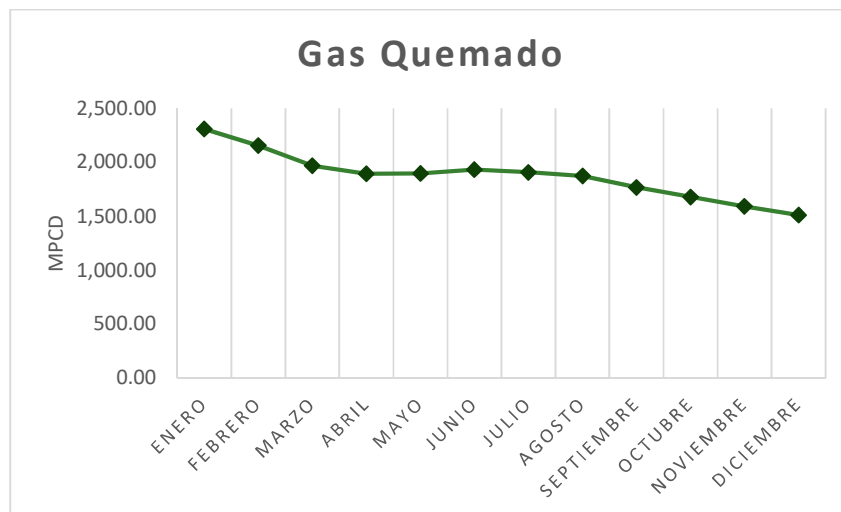


Figura 13. Quema de gas mensual 2024.

Elaboración propia

3.5. Emisiones generación de energía del Bloque 43 ITT

Las emisiones de CO₂ producidas por la generación eléctrica están relacionadas estrechamente a la cantidad de combustible utilizado producto de la combustión del gas, diésel y HFO. Como se puede observar en la figura 14, Las emisiones por generación con diésel son las más altas en comparación con las otras dos fuentes de energía. Esto es consistente con la naturaleza del diésel como un combustible fósil que produce emisiones significativas de CO₂ eq, abarcan gran porcentaje de emisiones del bloque y esto se debe principalmente a el 70% de la generación emplea este fluido como combustible. Se observa una ligera tendencia decreciente a lo largo del año. Las emisiones disminuyen de 670,49 toneladas de CO₂ eq / día en enero a 640,84 toneladas de CO₂ eq / día en diciembre. A pesar de la disminución, las emisiones de diésel siguen siendo la mayor fuente de emisiones de CO₂ eq / día, lo que resalta la necesidad de estrategias para reducir el uso de diésel en la generación de energía.

Las emisiones por generación con gas son las más bajas de las tres fuentes. Esto es consistente con el hecho de que el gas natural, aunque también es un combustible fósil, produce menos CO₂ eq por unidad de energía generada en comparación con el diésel y el HFO, lo que se refleja en que tenga un menor factor de emisión (56100 kg de gas / Tj).

Las emisiones de CO₂ eq de la generación con gas varían ligeramente, comenzando en 21,65 toneladas de CO₂ eq / día en enero y aumentando hasta 34,01 toneladas de CO₂ eq / día en marzo, las emisiones se estabilizan en 30,39 toneladas de CO₂ eq / día desde junio hasta diciembre, dicha estabilización indica que la planta de generación a gas está operando con normalidad, ocupando el volumen de fluido requerido para la generación promedio de 3 MW. Las emisiones de gas, aunque son las más bajas mostrando que es una opción más limpia y su uso puede alinearse con políticas de sostenibilidad y reducción de emisiones.

Las emisiones generadas por HFO son la segunda mayor fuente de CO₂ eq / día según la proyección influenciado por su alto factor de emisión (77400 kg gas/ Tj) y su uso también contribuye de manera significativa a las emisiones de gases de efecto invernadero. Hay una caída significativa en las emisiones de HFO en los primeros meses, lo cual podría ser el resultado de ajustes operacionales. A partir de junio, la estabilidad en las emisiones sugiere un uso constante del HFO como parte de la mezcla de energía.

Todas las fuentes de energía muestran una tendencia a la estabilización en términos de emisiones mensuales a partir de la mitad del año, a excepción del diesel puesto que las emisiones por consumo de este fluido declinarán en función al correcto funcionamiento de las plataformas productoras. Esto sugiere que la demanda de energía para las operaciones dentro del bloque se ha ajustado a la producción del mismo considerando las variables operativas y legales antes mencionadas.

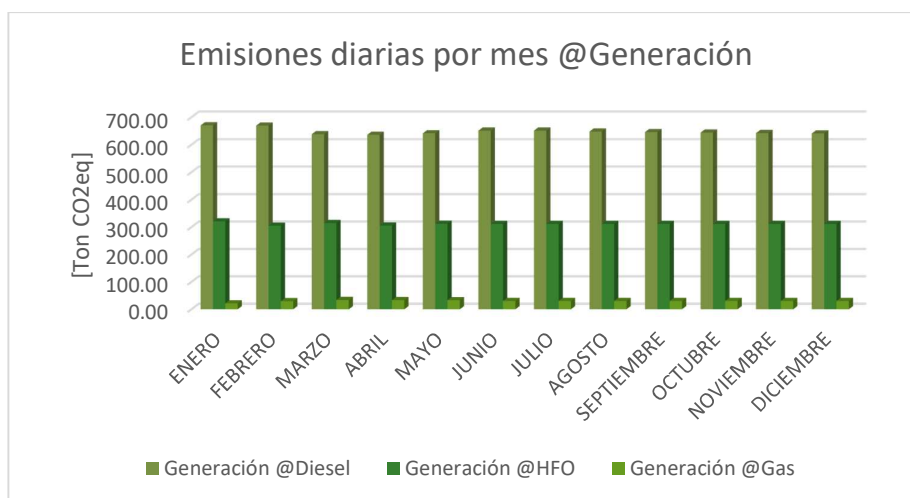


Figura 14. Emisiones de CO₂ por generación en toneladas. Elaboración propia.

3.6. Emisiones por quema de gas

La figura 15 muestra que lo largo del año, hay una clara tendencia decreciente en las emisiones por quema de gas. Las emisiones disminuyen su promedio diario mes a mes, alcanzando su punto más bajo en diciembre con 71,23 toneladas de CO₂ eq/día. Hay una reducción total de 37,56 toneladas de CO₂ eq/día desde enero hasta diciembre, lo que representa una disminución del 34.54% en las emisiones por quema de gas que está relacionada al declive de la producción de gas.

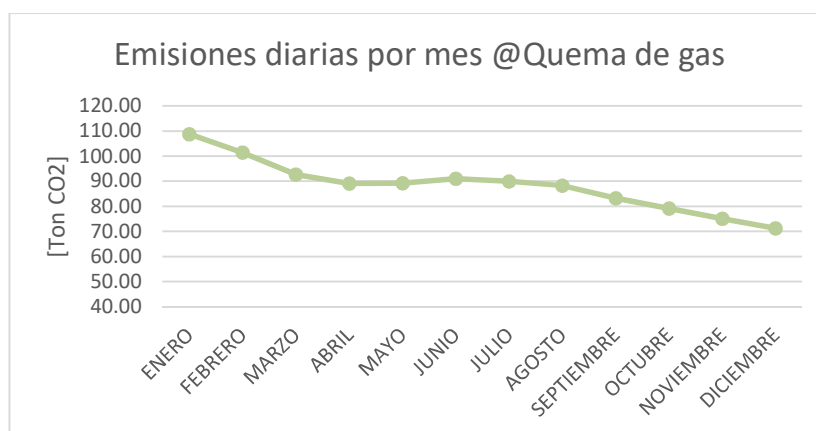


Figura 15. Emisiones por quema de gas.

Elaboración Propia

3.7. Emisiones totales de CO₂ eq / día y anual por la operación del Bloque 43-ITT

La figura 17 muestra la tendencia las emisiones totales diarias del Bloque 43 ITT. Las emisiones fluctúan a lo largo del año, comenzando en 1121,79 toneladas de CO₂ eq/día en enero y disminuyendo gradualmente a 1054,16 toneladas de CO₂ eq/día en diciembre, la reducción en las emisiones totales diarias de CO₂e desde enero a diciembre es de aproximadamente 6,03%. Al comparar con la figura 11 la reducción en la demanda de energía y la declinación en la producción de gas está correlacionado con la disminución de las emisiones totales de CO₂ eq /día, ya que una menor demanda de energía generalmente resulta en menos consumo de combustibles fósiles, así como también un menor volumen de gas quemado resulta en una menor cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero.

Las emisiones totales reportadas por las operaciones del Bloque 43 – ITT son de 394.768 toneladas de CO₂ eq, es importante recalcar que este volumen de emisiones se contempla

después de la estabilización de la producción del campo, luego del cese de las actividades de perforación y reacondicionamiento. La tendencia de las emisiones decaerá en función no solamente de la depletación del campo, si no del manejo operativo y de la no inversión en el mismo.

El diagrama de la figura 16, detalla que las emisiones por consumo diesel abarca el 60% de las emisiones totales. Este resultado refleja la dependencia del campo para producir energía del bloque ocupando un gran volumen de este combustible

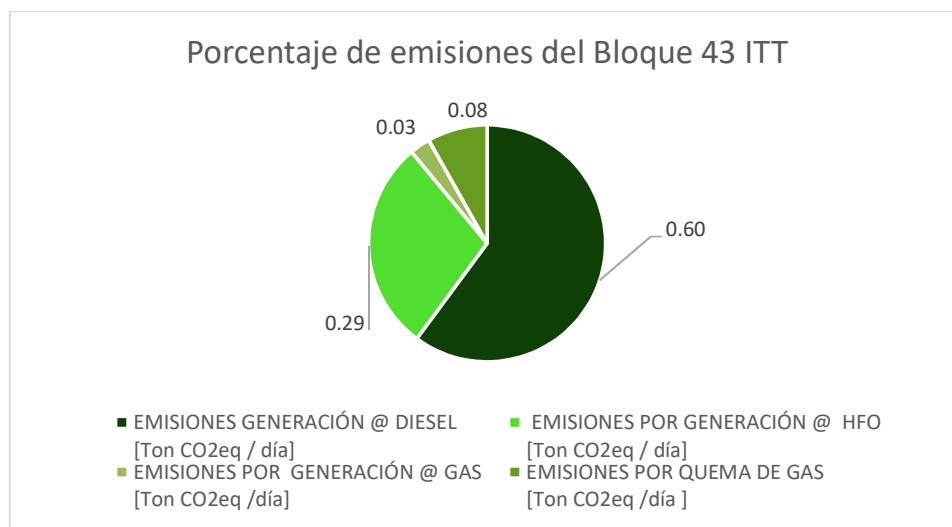


Figura 16. Porcentaje de emisiones por día del B43.

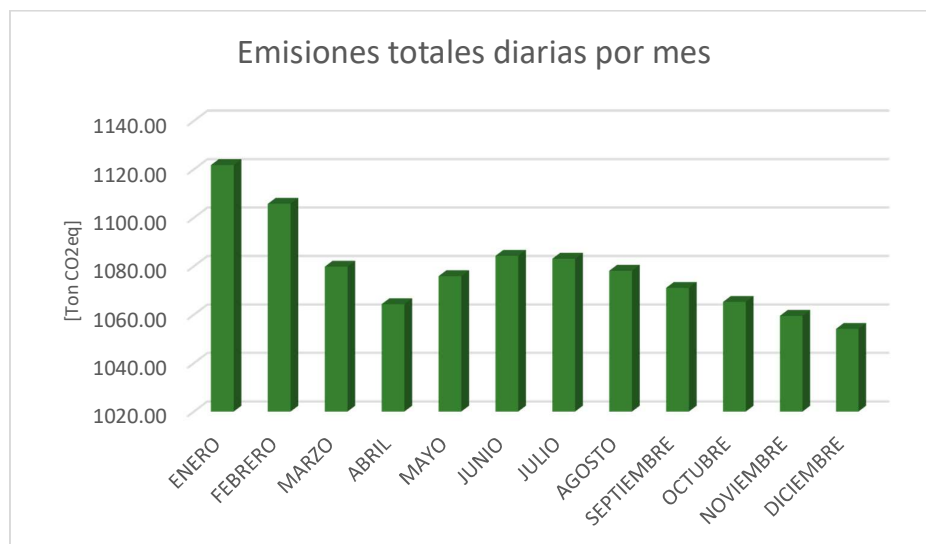


Figura 17. Emisiones totales por día del B43.

Elaboración propia

3.8. Indicadores de kg de gas/ barril producido

Para a determinar un indicador de emisión para barril de fluido producido se tomó como referencia las emisiones por generación divididas para la producción diaria promedio de barriles correspondientes a cada mes. En promedio el Bloque emite 1,61 kg de CO₂ eq por cada barril de fluido producido. A su vez, se emiten en promedio 21,58 kg de CO₂ eq por barril de petróleo, como lo detallan las figuras 18 y 19.

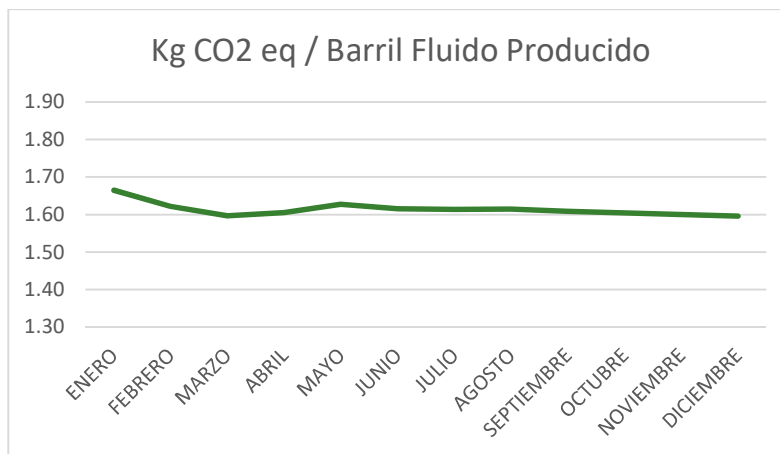


Figura 18. Indicador de kg de CO₂ eq / Barril de fluido.

Elaboración propia

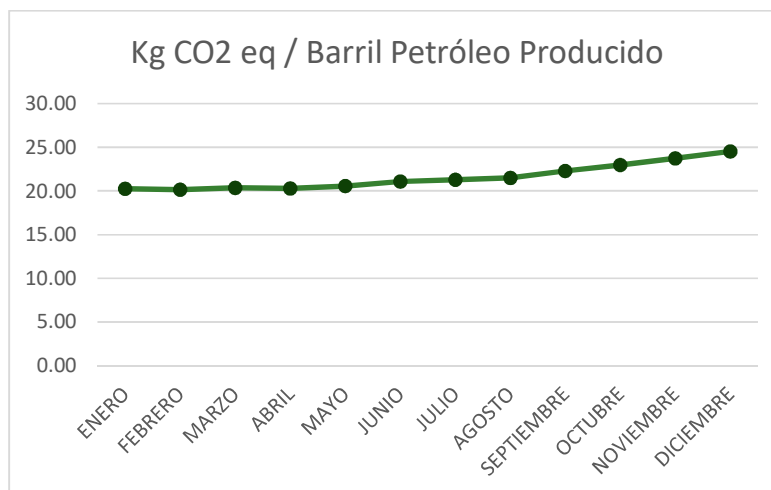


Figura 19. Indicador de kg de CO₂ eq / Barril de petróleo. Elaboración propia

3.9. Reducción de emisiones por aprovechamiento de gas para generación

LEI aprovechamiento de gas en el Bloque 43 – ITT, permite generar 3MW de energía para las operaciones de producción y procesamiento, antes del aprovechamiento dicha cantidad de energía demandaba aproximadamente 4711 galones de diesel, emitiendo en promedio 46 toneladas de CO₂ eq. Con la implementación del proyecto de utilización del gas, se ocupa un promedio de 645 MPCD para generar la misma energía, teniendo emisiones diarias de aproximadamente 30 toneladas de CO₂ eq. La reducción de emisiones por el aprovechamiento de gas es de 5.863 toneladas CO₂ eq al año desde su implementación, la figura 20 describe las emisiones en función de ambos combustibles para general 3MW de energía

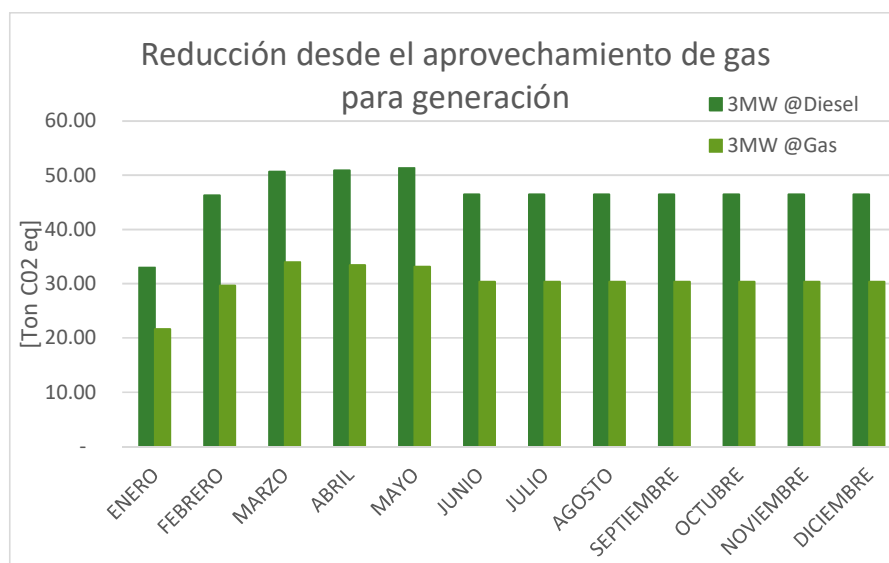


Figura 20. Reducción de emisiones por aprovechamiento de gas

Elaboración propia

Capítulo 4

4.1 Conclusiones

- El diagrama de operaciones del Bloque 43 detalla la explotación y procesamiento de los fluidos, las facilidades de superficie se enfocan en una deshidratación primaria que separa el gas, agua y crudo. El gas se utiliza en la generación de energía y se quema el exceso, mientras que el agua se reinyecta para la disposición. El crudo, aún con agua, se transfiere al Bloque 12 para la deshidratación final.
- Las principales fuentes de emisión del Bloque 43 – ITT, se establecieron aplicando la norma ISO 14064 -1 para definir el alcance del inventario de gases de efecto invernadero. La aplicación de esta norma permite establecer los límites del proyecto considerando los alcances establecidos por la misma.
- El inventario de gases de efecto invernadero para el Bloque 43 contempla la quema de gas y a la generación eléctrica como fuentes directas de emisión, por lo que este proyecto se limita al Alcance 1 que propone la norma ISO 14064-1.
- A pesar de que las actividades productivas del Bloque 43 contemplan la generación emisiones relacionadas con el transporte de combustibles, actividades de empresas de servicio, etc, dichas fuentes han sido descartadas al no estar bajo control directo de la empresa operadora y para evitar duplicidad de inventario de emisiones de gases de efecto invernadero
- La demanda promedio de energía para las operaciones de extracción y procesamiento de fluidos en el año 2024 se estiman en 58.32 MW/día, para una producción promedio estimada en 668.278 barriles de fluido al día, lo que se ha estimado como emisiones totales para el año 2024 de 394.768 Ton CO₂ eq, por la actividad del Bloque 43 - ITT.
- Tomando en consideración que el comportamiento de la producción en el bloque siga la proyección estimada considerando una depletación natural y un aumento del %bsw, los indicadores de emisión se mantendrían en promedio en 1.61 kg de CO₂ por cada barril de fluido producido y 21.58 kg de CO₂ por cada barril de petróleo.

- A partir de la obtención del indicador de kW/barril procesado en el Bloque 43, se puede obtener las emisiones del campo, si empleamos esta metodología se podrá obtener las emisiones por generación en la operación de cualquier campo para obtener un comparativo en la huella de carbono entre bloques petroleros
- El aprovechamiento del gas como combustible para generación, ha reducido en 5.863 Ton CO₂ eq anuales las emisiones por generación en el B43, desde su implementación.

4.2 Recomendaciones

- Para estimar con mayor exactitud las emisiones totales para el año 2024 producto de las operaciones de producción del Bloque 43, se recomienda tomar en consideración las emisiones indirectas como el transporte de combustible, actividades de las empresas de servicio, etc.
- Si se requiere un análisis más específico con objeto de optimización, se recomienda realizar el cálculo de la huella de carbono por plataforma, para estimar en función de la demanda de energía y producción cual es la que más emisiones genera.
- La implementación de sistemas de generación por gas para reducir la demanda de generación por diésel, permitirá reducir el volumen de emisiones relacionadas a este fluido
- Para ampliar el estudio y realizar comparaciones entre bloques, se puede medir la huella de carbono a partir del indicador fijado en la última conclusión. Comparar la huella de carbono del Bloque 43 – ITT con la de otros campos petroleros ecuatorianos, para determinar la influencia de los proyectos de reducción en función del volumen total de emisiones
- Es recomendable contrastar los indicadores de kg de CO/barril producido con indicadores de otras industrias como la construcción, agricultura o ganadería para determinar cuál aporta más emisiones de GEI por producto final.

Bibliografía

- Alvarez, J. M. (Abril de 2017). *EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL SECTOR DE GAS Y PETRÓLEO EN ARGENTINA Situación y Perspectivas*. Obtenido de CEARE- Universidad de Buenos Aires: <https://www.ceare.org/tesis/2017/tes18.pdf>
- Asobanca. (2022). *GUÍA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA*. Obtenido de Asobanca: <https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2022/12/16.-Guia-Generacion-termoelectrica.pdf>
- Banco Central del Ecuador. (Agosto de 2023). *Estudio de los impactos macroeconomicos de mantener el crudo del Bloque ITT indefinidamente en el subsuelo*. Obtenido de Banco Central del Ecuador: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Apuntes/ae74.pdf>
- Buslaev, G., Morenov, V., Konyaev, Y., & Kraslawski, A. (Febrero de 2021). *Reduction of carbon footprint of the production and field transport of high-viscosity oils in the Arctic region*. Obtenido de Chemical Engineering and Processing - Process: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0255270120306516>
- Camargo, E., Briceño, M., Aceros, E., & Hernández, L. (25 de Julio de 2019). *Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente*. Obtenido de Redalyc: <https://www.redalyc.org/journal/5075/507567854007/html/#:~:text=El%20bombeo%20mec%C3%A1nico%20es%20el,vapor%20para%20facilitar%20su%20extracci%C3%B3n>
- Davies Waldron, C., Harnisch, J., Lucon, O., Mckibbon, S., Saile, S., Wagner, F., & Walsh, M. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. Obtenido de IPCC: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf
- EP Petroecuador. (Junio de 2013). *El Petróleo en el Ecuador la nueva era*. Obtenido de EP PETROECUADOR: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petr%C3%B3leo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf>
- EP PETROECUADOR. (8 de Marzo de 2021). *EP Petroecuador mantendrá el perfil de producción del Bloque 43-ITT en 60000 barriles, durante 2021*. Obtenido de EP PETROECUADOR: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=10086>
- EP Petroecuador. (23 de junio de 2023). *El Bloque 43 – ITT, en Orellana, alcanzó una producción de 57.466 barriles de petróleo diarios*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=18015>

- EP Petroecuador. (26 de Enero de 2024). *Primera venta Spot de crudo en 2024 generará USD 325 millones para el país*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=21002#:~:text=En%20Ecuador%20exportamos%20dos%20tipos,16%20y%2018%20grados%20API>.
- EP Petroecuador. (2024). *PRODUCCIÓN EP PETROECUADOR*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/06/PRD-PEC-RPR-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>
- Espíndola, C., & Valderrama, J. O. (2012). *Huella del Carbono. Parte 1: Conceptos, Métodos de Estimación y Complejidades Metodológicas*. Obtenido de Scielo: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000100017
- Foro Nuclear. (s.f.). *¿Qué es el petróleo y qué usos tiene?* Obtenido de Foro Nuclear: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-petroleo-y-que-usos-tiene/>
- Garolera de Nucci, P. L., & Cárdenas, G. J. (2018). *El cambio climático y los biocombustibles*. Obtenido de Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres: <https://www.eeaoc.gob.ar/wp-content/uploads/2018/11/33-4-5.pdf>
- Ge, M., Friedrich, J., & Vigna, L. (1 de Septiembre de 2021). *Cuatro gráficos que explican las emisiones de gases de efecto invernadero por país y por sector*. Obtenido de World Resources Institute: <https://es.wri.org/insights/cuatro-graficos-que-explican-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-por>
- Global Carbon Project. (11 de Noviembre de 2022). *Global Carbon Budget 2022*. Obtenido de Global Carbon Project: <https://essd.copernicus.org/articles/14/4811/2022/>
- Gómez, D., Watterson, J., Americano, B., Ha, C., Marland, G., Matsika, E., . . . Quadrelli, R. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. Obtenido de IPCC: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- IPCC. (2007). *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*. Obtenido de https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/tssts-2-1.html
- Jamadulin, N. F., Shuhaimi, N. A., Mohamed, O. Y., & Hadipornama, M. F. (2023). *Quantification of Carbon Footprint in Petroleum Refinery Process*. Obtenido de CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS: <https://www.cetjournal.it/cet/23/106/017.pdf>

- Jenbacher. (s.f.). *GAS ENGINES*. Obtenido de Jenbacher: <https://www.jenbacher.com/en/gas-engines>
- Lindsey, R. (9 de Abril de 2024). *Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide*. Obtenido de NOAA CLIMATE: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>
- MAGyP. (2014). *GUÍA METODOLÓGICA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO EN VINO – REGISTRO PARA EL PROCESO DE INVENTARIO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO*. Obtenido de Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca: <https://www.mendoza.gov.ar/ambiente/wp-content/uploads/sites/14/2014/10/Guia-Huella-de-Carbono.pdf>
- Millán, A. D., & Narváez Rosero, J. (24 de Octubre de 2015). *HUELLA DE CARBONO*. Obtenido de UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE: <https://campussostenible.org/wp-content/uploads/2017/04/anexo-13-huella-de-carbono-2015.pdf>
- Pandey, D., Agrawal, M., & Pandey, J. (2010). Carbon footprint: current methods of estimation. *ENVIRONMENTAL MONITORING AND ASSESSMENT*, 135-160.
- Pastor, S. (Junio de 2020). *Perspectivas petroleras y su impacto en el Ecuador y en los GAD*. Obtenido de CONGOPE: <http://www.congope.gob.ec/wp-content/uploads/2020/06/Perspectivas-Petroleras-Ecuador-GAD.pdf>
- PDVSA. (s.f.). *Producción*. Obtenido de PDVSA: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf>
- PEGSA. (s.f.). *Motores a Gas*. Obtenido de <https://pegsa.com.co/motores-a-gas-innio-waukesha/>
- Perez, M. (22 de Agosto de 2017). *Deshidratación y desalado de crudos pesados y extrapesados en instalaciones costa fuera*. Obtenido de LinkedIn: <https://es.linkedin.com/pulse/deshidrataci%C3%B3n-y-desalado-de-crudos-pesados-en-costa-fuera-perez#:~:text=El%20proceso%20de%20deshidrataci%C3%B3n%20de,a%20un%20porcentaje%20previamente%20especificado>.
- Rodriguez, A. (16 de Abril de 2024). *Métodos para calcular la huella de carbono*. Obtenido de GrupCarles: <https://grupcarles.com/es/noticias/metodos-para-calculer-la-huella-de-carbono>
- Rypdal, K., Paciorek, N., Eggleston, S., Goodwin, J., Irving, W., Penman, J., & Woodfield, M. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. Obtenido de IPCC.

- Secretaría de Energía. (10 de Julio de 2015). *¿Qué es la Extracción de Hidrocarburos?* Obtenido de Gobierno de México: <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-es-la-extraccion-de-hidrocarburos#:~:text=Es%20la%20actividad%20o%20conjunto,explotaci%C3%B3n%20la%20recolecci%C3%B3n%20separaci%C3%B3n%20de>
- Sertecpet. (s.f.). *Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw*. Obtenido de Sertecpet: <https://www.sertecpet.com/servicios-petroleros/sistemas-de-bombeo-hidraulico-jet-claw>
- SLB. (s.f.). *Bomba eléctrica sumergible*. Obtenido de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/e/electric_submersible_pump
- SLB. (s.f.). *bombeo hidráulico*. Obtenido de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/Terms/h/hydraulic_pumping.aspx
- Trespalacios, J., Blanquicett, C., & Carrillo, P. (2018). *Gases y efecto invernadero*. Obtenido de Instituto del Desarrollo Sostenible: <https://www.local2030.org/library/585/Gases-y-efecto-invernadero.pdf>
- Unesco. (s.f.). *Yasuni*. Obtenido de Unesco: <https://www.unesco.org/en/mab/yasuni>
- United Nations, Climate Change. (17 de Marzo de 2022). *Las emisiones mundiales de CO2 repuntaron en 2021 hasta su nivel más alto de la historia*. Obtenido de United Nations Climate Change: <https://unfccc.int/es/news/las-emisiones-mundiales-de-co2-repuntaron-en-2021-hasta-su-nivel-mas-alto-de-la-historia>
- Vásquez, R. (12 de Febrero de 2020). *MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS UTILIZADOS EN VENEZUELA*. Obtenido de LinkedIn: <https://es.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-levantamiento-artificial-m%C3%A1s-utilizados-en-v%C3%A1squez-rojas>
- Villareal Sosa, F. (15 de Agosto de 2023). *Antecedentes de la explotación del Bloque 43-ITT y su impacto ambiental*. Obtenido de Banco Central del Ecuador: <https://www.bce.fin.ec/publicaciones/editoriales/antecedentes-de-la-consulta-popular-acerca-del-parque-nacional-yasuni-y-su-impacto-ambiental>
- Yaselga Alvarado, E. (15 de Agosto de 2023). *Evolución e impacto en el rendimiento petrolero del Bloque 43-ITT*. Obtenido de Banco Central del Ecuador: <https://www.bce.fin.ec/publicaciones/editoriales/evolucion-e-impacto-en-el-rendimiento-petrolero-del-bloque-43-itt>

ANEXOS

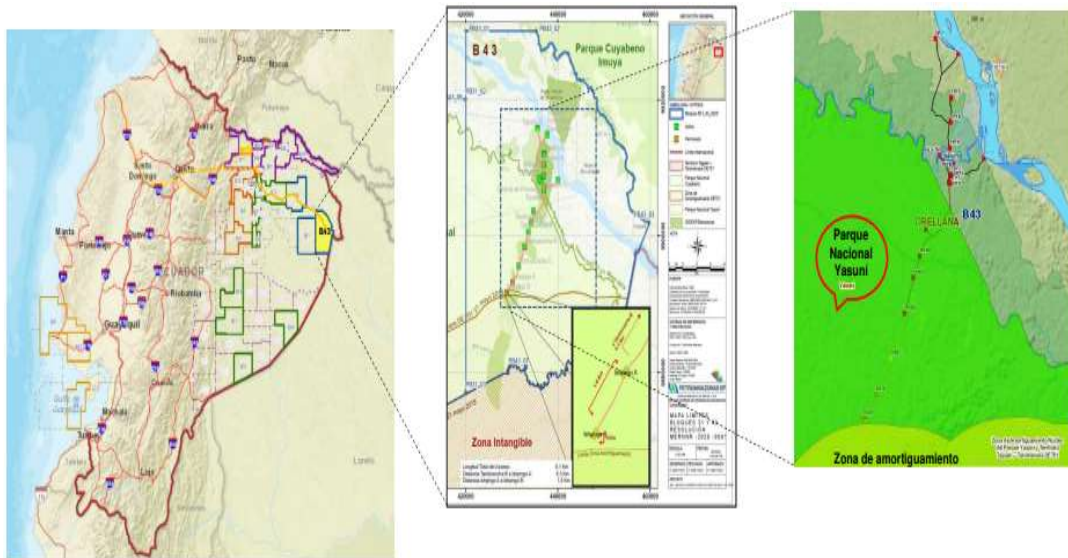


Figura 24. Ubicación geográfica del Bloque 43 – ITT, con sus plataformas productoras

Fuente: EP Petroecuador



Figura 24. Vista aérea de la Central de Procesos Tiputini

Fuente: EP Petroecuador

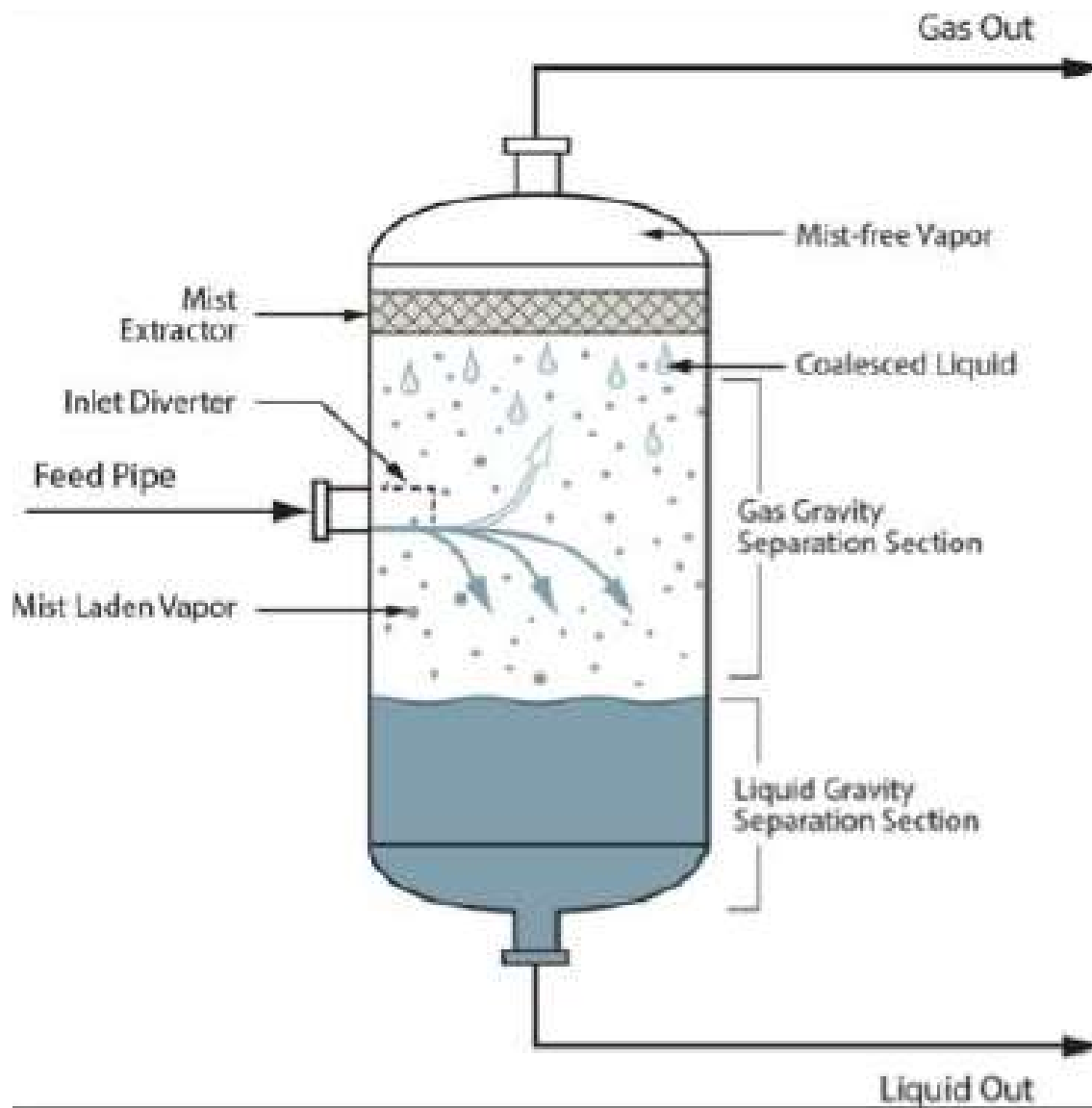


Figura 25. Diagrama de funcionamiento de un Scrubber

Fuente: (Engineering, 2021)

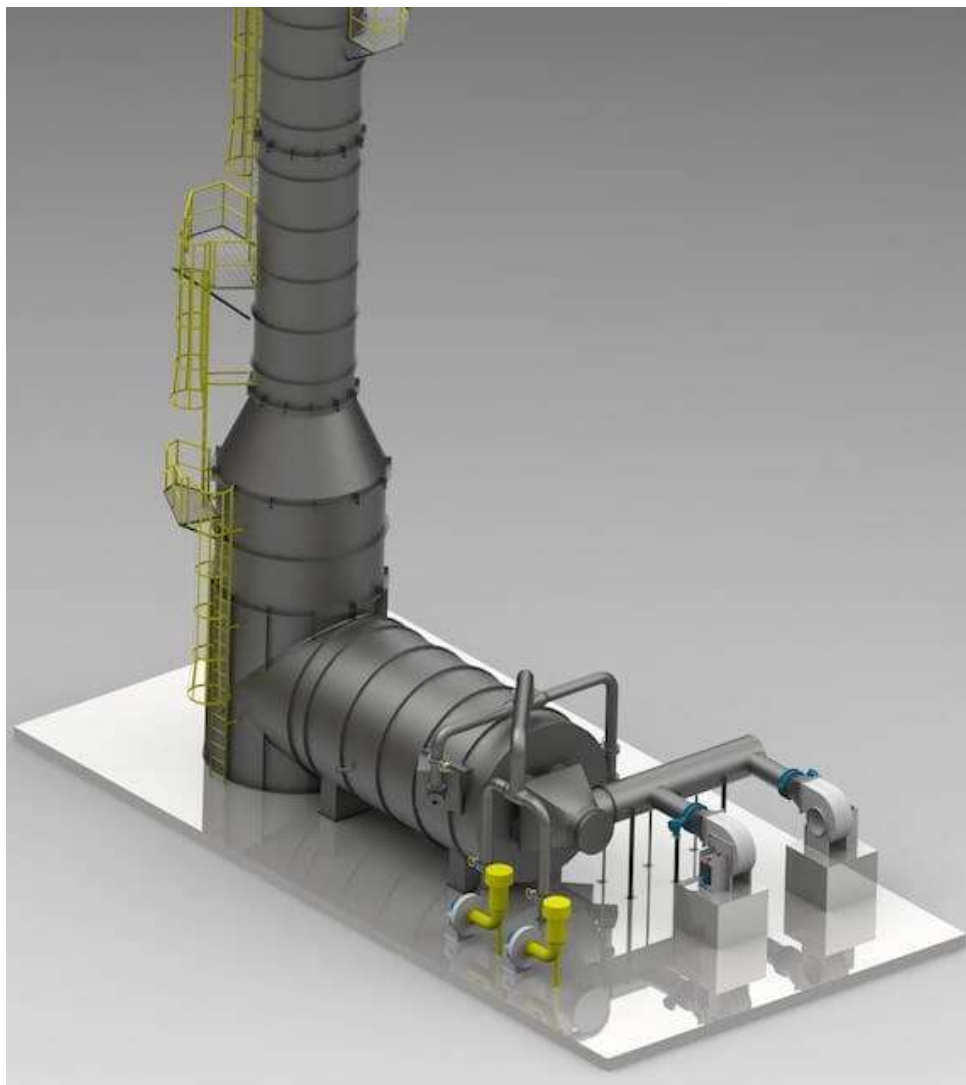


Figura 25. Thermal Oxidizer

Fuente: (ADVISOR, s.f.)

PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO POR MES				
LÍNEA BASE [2024]	PRODUCCIÓN [BPPD]	PRODUCCIÓN [MSCD]	PRODUCCIÓN [BAPD]	PRODUCCIÓN [BFPD]
ENERO	55.341,00	2.768,84	618.518,03	673.859,03
FEBRERO	54.905,00	2.787,01	627.201,34	682.106,34
MARZO	53.087,00	2.690,06	623.294,71	676.381,71
ABRIL	52.423,00	2.602,12	610.401,16	662.824,16
MAYO	52.328,00	2.599,78	608.826,20	661.154,20
JUNIO	51.400,00	2.578,07	617.648,29	671.265,09
JULIO	50.900,00	2.552,99	620.365,09	671.265,09
AGOSTO	50.200,00	2.517,88	617.648,29	667.848,29
SEPTIEMBRE	48.085,17	2.411,81	617.648,29	665.733,45
OCTUBRE	46.338,62	2.324,21	617.648,29	663.986,91
NOVIEMBRE	44.619,26	2.237,97	617.648,29	662.267,55
DICIEMBRE	43.005,21	2.157,01	617.648,29	660.653,50

Tabla 2. Producción diaria promedio por mes del Bloque 43 – ITT

Elaboración propia

Demanda de energía	
LÍNEA BASE [2024]	DEMANDA TOTAL [kW]
ENERO	59.475,00
FEBRERO	59.109,44
MARZO	58.659,81
ABRIL	57.468,59
MAYO	58.192,58
JUNIO	58.583,01
JULIO	58.583,01
AGOSTO	58.284,82
SEPTIEMBRE	58.100,25
OCTUBRE	57.947,82
NOVIEMBRE	57.797,77
DICIEMBRE	57.656,91

Tabla 3. Demanda energética promediada día del Bloque 43 – ITT

Elaboración propia

LÍNEA BASE [2024]	GAS QUEMADO [MSCD]
ENERO	2.309,09
FEBRERO	2.153,92
MARZO	1.968,35
ABRIL	1.891,71
MAYO	1.894,84
JUNIO	1.933,02
JULIO	1.907,94
AGOSTO	1.872,83
SEPTIEMBRE	1.766,75
OCTUBRE	1.679,15
NOVIEMBRE	1.592,91
DICIEMBRE	1.511,96

Tabla 4. Volumen promedio de gas quemado por día

Elaboración propia

EMISIONES TOTALES EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DEL B43 - ITT					
LÍNEA BASE [2024]	1.- EMISIONES GENERACIÓN @ DIESEL [Ton CO2e]	2.- EMISIONES POR GENERACIÓN @ HFO [Ton CO2e]	3.- EMISIONES POR GENERACIÓN @ GAS [Ton CO2e]	4.- EMISIONES POR QUEMA DE GAS [Ton CO2e]	Emisiones Totales Mensuales [Ton CO2E]
ENERO	670,49	320,86	21,65	108,79	1121,79
FEBRERO	669,54	305,09	29,68	101,48	1105,79
MARZO	638,22	314,85	34,01	92,74	1079,82
ABRIL	636,15	305,61	33,45	89,13	1064,34
MAYO	641,43	312,02	33,17	89,27	1075,89
JUNIO	651,14	311,69	30,39	91,07	1084,29
JULIO	651,14	311,69	30,39	89,89	1083,11
AGOSTO	647,82	311,69	30,39	88,24	1078,14
SEPTIEMBRE	645,77	311,69	30,39	83,24	1071,09
OCTUBRE	644,08	311,69	30,39	79,11	1065,27
NOVIEMBRE	642,41	311,69	30,39	75,05	1059,54
DICIEMBRE	640,84	311,69	30,39	71,23	1054,16
PROMEDIO DIARIO AL AÑO	648,25	311,69	30,39	88,27	1.078,60

Tabla 5. Promedio de emisiones diarias por las actividades del B43

Elaboración propia

LÍNEA BASE [2024]	Emisiones Totales [Ton CO2e]	Kg CO2e / Barril Fluido Producido Mensual	Kg CO2e / Barril Petróleo Producido Mensual
ENERO	394.768,12	1,665	20,270
FEBRERO		1,621	20,140
MARZO		1,596	20,341
ABRIL		1,606	20,303
MAYO		1,627	20,561
JUNIO		1,615	21,095
JULIO		1,614	21,279
AGOSTO		1,614	21,477
SEPTIEMBRE		1,609	22,275
OCTUBRE		1,604	22,989
NOVIEMBRE		1,600	23,746
DICIEMBRE		1,596	24,512

Tabla 5. Emisión total del campo e indicadores por barril producido

Elaboración propia

ESTIMACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO EN EL BLOQUE 43 – ITT POR LA OPERACIÓN DE LOS CAMPOS ISHPINGO, TAMBOCOCHA Y TIPUTINI

PROBLEMA

Las operaciones de producción realizadas en el ITT generan continuamente contaminación en diferentes áreas causando un impacto medioambiental negativo. Por lo que se busca identificar las etapas de la vida productiva donde se produce mayor volumen de gases de efecto invernadero, permitiendo cuantificar detalladamente la huella de carbono del Bloque 43

OBJETIVO GENERAL

Estimar la huella del carbono del bloque 43 - ITT por la operación de los campos Ishipingo, Tambococha y Tiputini, identificando las fuentes de emisiones más importantes en en el procesamiento del fluido

PROPUESTA

Se identificarán las fuentes de emisión dentro del ciclo de producción del Bloque 43 ITT que generan el mayor volumen gases de efecto invernadero considerando que es un problema global. Estas emisiones serán calculadas y cuantificadas, los resultados se presentarán al público para ayudar a reducir el estigma de que la industria petrolera es el principal contaminante y productor de gases de efecto invernadero en el país.



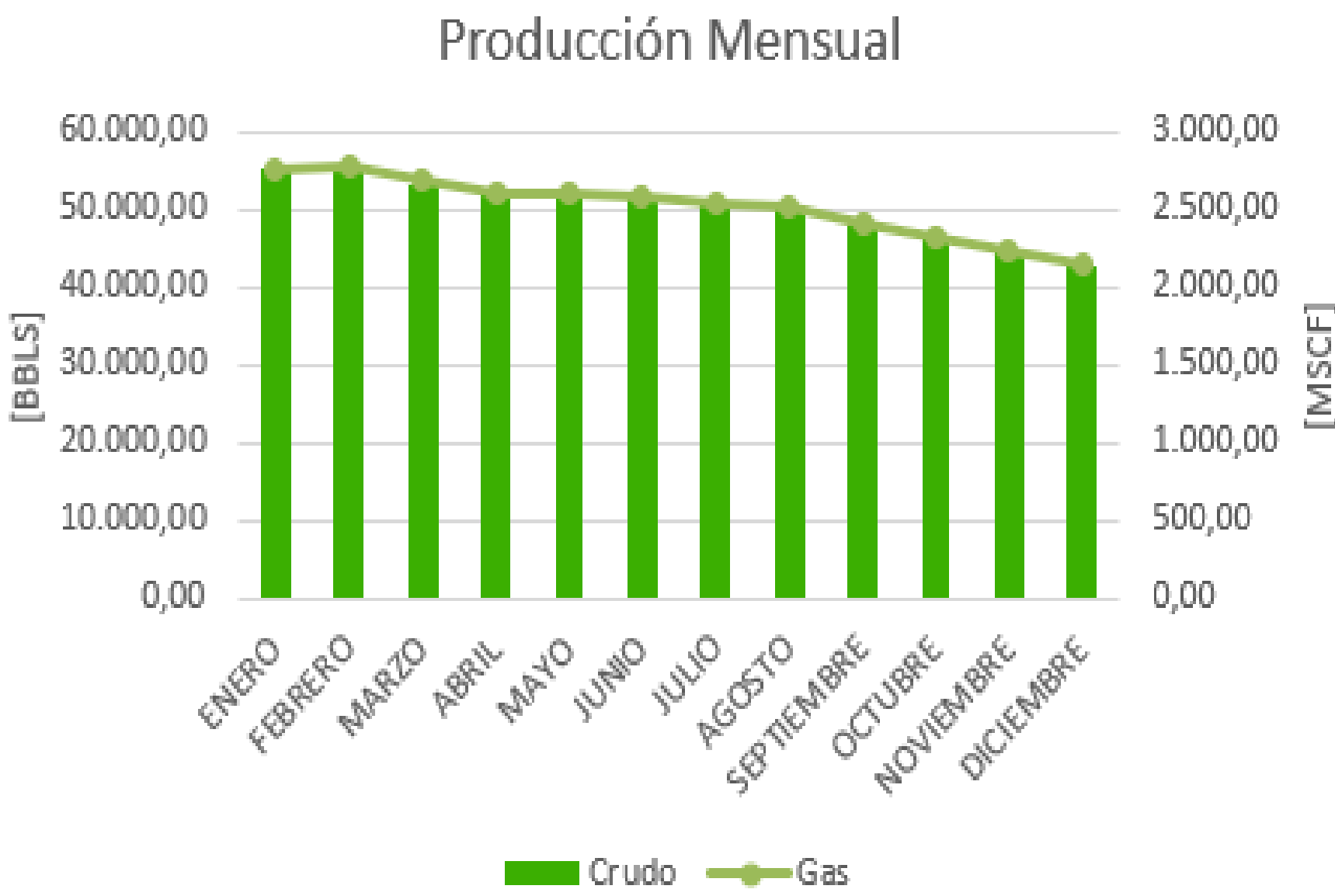
Gráfica 1. Operaciones en el Bloque 43 - ITT



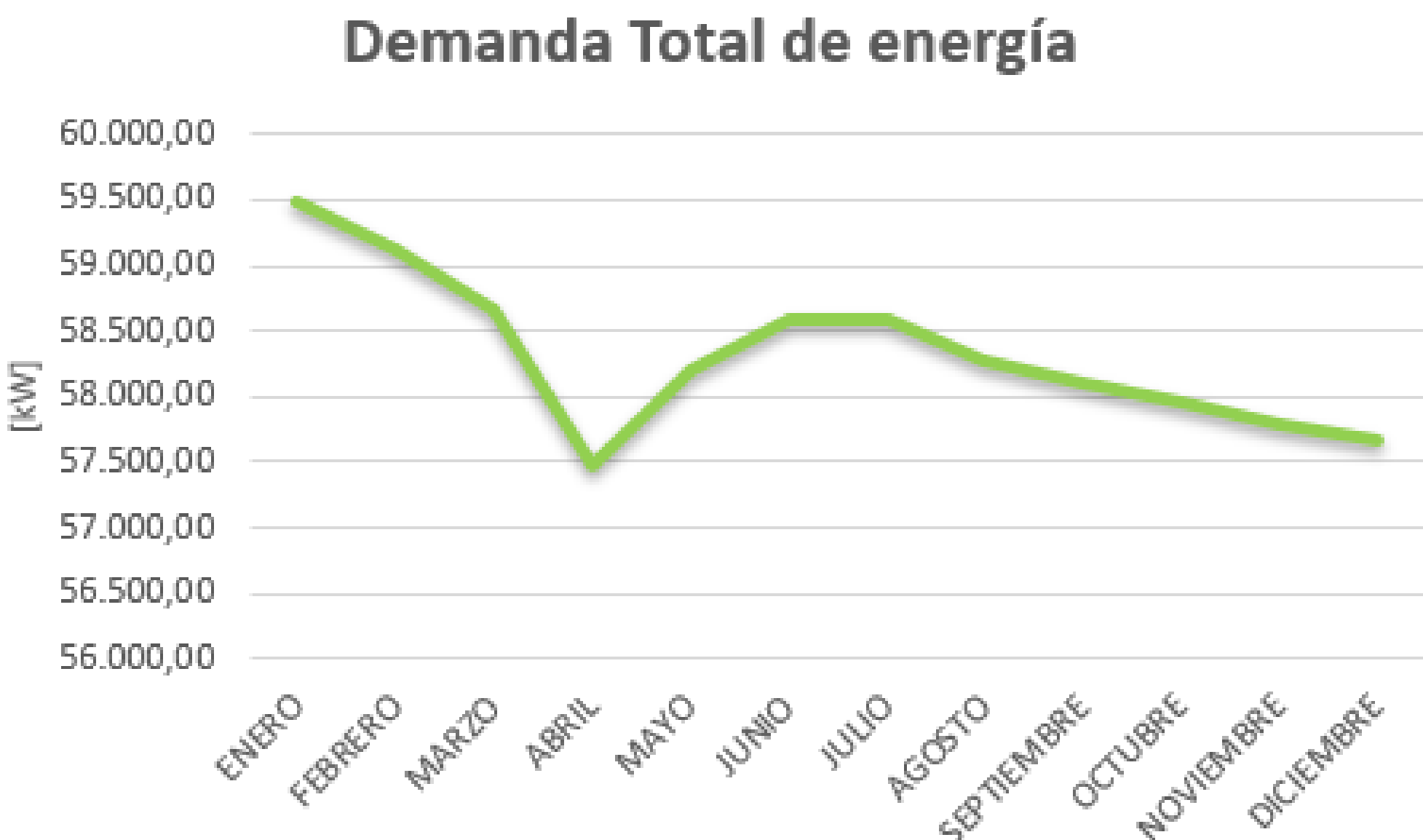
Gráfica 2. Pozos operativos plataforma Tambococha

RESULTADOS

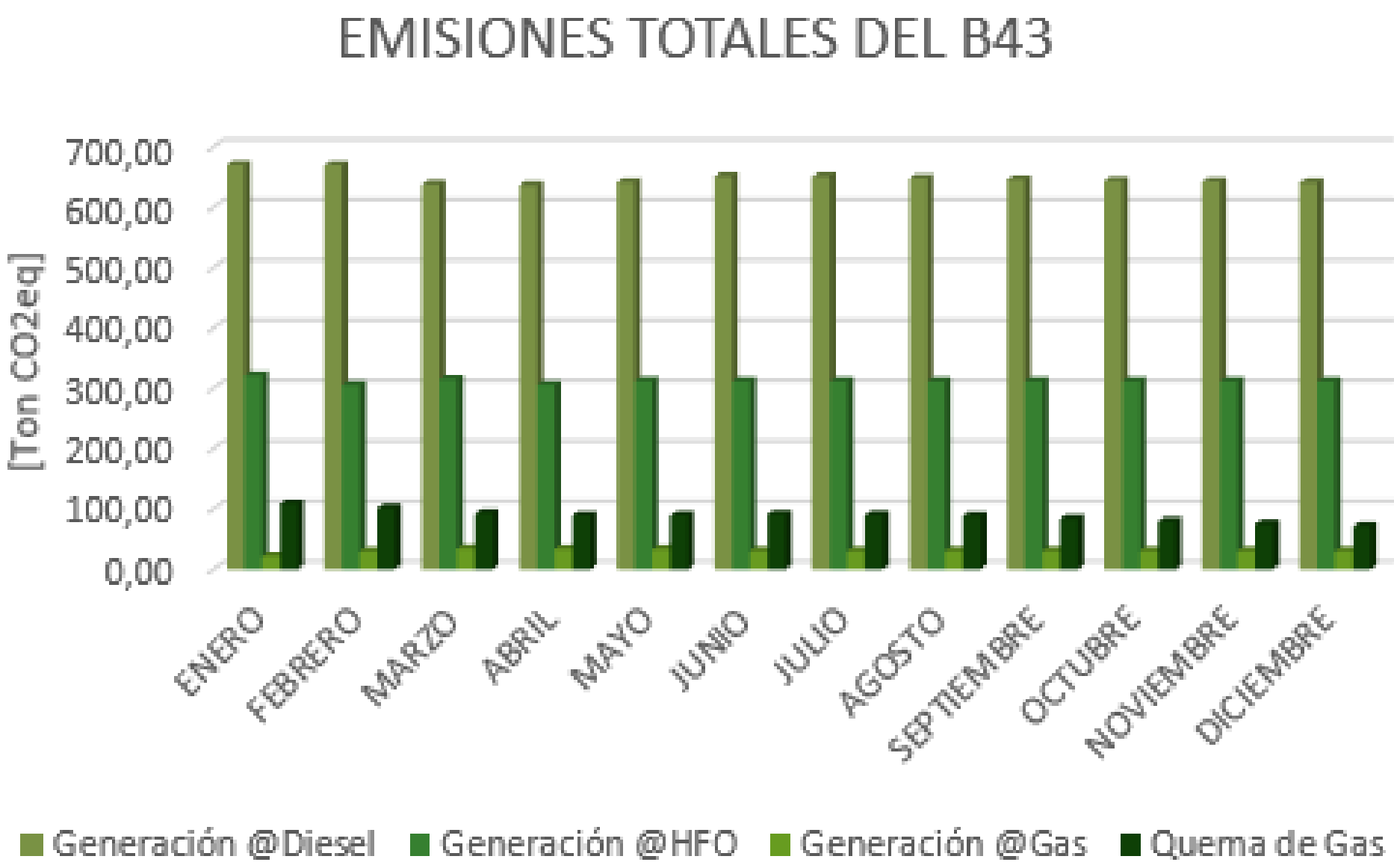
- Las emisiones del bloque por generación de energía para satisfacer las demandas operativas ascienden a 394,768 toneladas de CO_{2eq}.
- En promedio, se emiten 21.48 kg de CO_{2eq} por cada barril de petróleo producido.
- La reducción de emisiones por día por el aprovechamiento del gas para generación son aproximadamente 47 toneladas de CO_{2eq}.



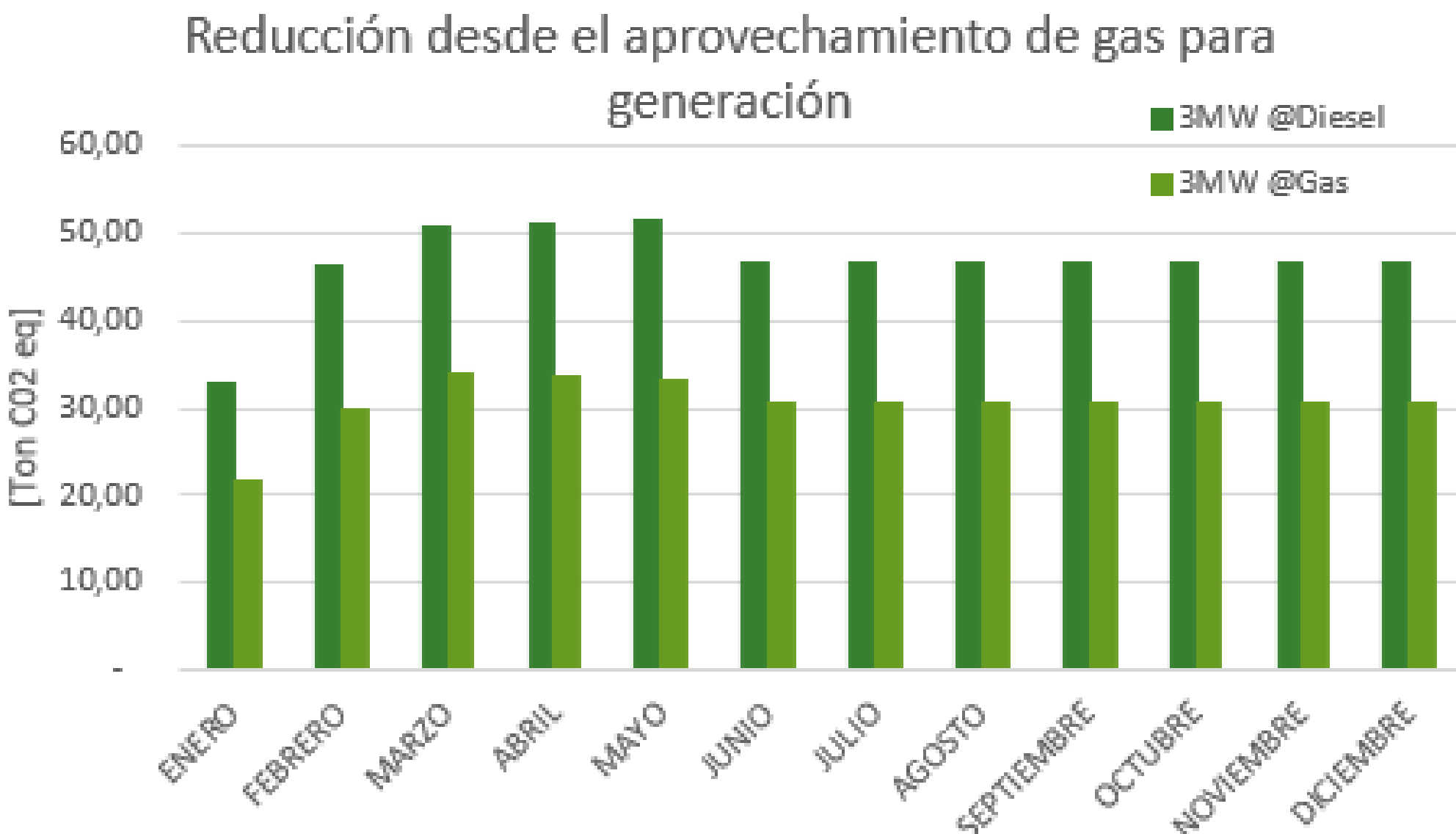
Gráfica 3. Proyección diaria de la producción de gas y petróleo por mes



Gráfica 4. Demanda de energía del B43 - ITT



Gráfica 5. Emisiones totales diarias del B43 – ITT



Gráfica 6. Reducción por el aprovechamiento del gas para generación del B43 - ITT

CONCLUSIONES

- En 2024, las operaciones de extracción y procesamiento de fluidos requerirán 58 MW de energía para producir 678,279 barriles de fluido, generando 394,768 toneladas de CO_{2eq} en emisiones.
- Los indicadores de emisión se mantendrían en promedio en 1.61 kg de CO₂ por barril de fluido producido y 21.48 kg de CO₂ por barril de petróleo.
- La implementación del gas como combustible para la generación ha reducido las emisiones en 5,863 toneladas de CO_{2eq} en el Bloque 43.