

Evaluación del ciclo de vida de un pozo petrolero del valle medio del magdalena, utilizando  
datos históricos de operación.

Camila Del Carmen Vitola Ortega

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera Química

Director

Giovanni Morales Medina

Dr. Ingeniería Química

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Físicoquímica

Escuela de ingeniería química

Bucaramanga

2022

### Dedicatoria

Dios, toda la gloria y la honra sea para ti.

Para ti, Carmen Ortega Mercado, porque fuiste el motor que impulsó el desarrollo de este proyecto, a ti te dedico cada triunfo, cada lagrima, cada desvelada y mi próximo futuro como

Ingeniera Química.

Danidson Ortega, fuiste mi motivación, por quien me despertaba cada día y decidía seguir mejorar, eres mi ejemplo para seguir, y por quien seguiré luchando cada día más.

Miriam Mercado y Jacob Ortega, mis adorados abuelos, a ustedes les dedico este triunfo

por su perseverancia, apoyo y amor durante mi vida universitaria.

Sergio y Mariana, mis hermanos, a ustedes les dedico este triunfo tan anhelado porque un

día me prometí que se sentirían orgullosos de su hermana mayor.

Camila Del Carmen Vitola Ortega.

### Agradecimientos

Agradezco a Dios, primeramente, por haberme regalado la fuerza necesaria para continuar, por darme la perseverancia de despertar cada mañana y seguir adelante.

A mi madre, Carmen, porque sin ella no había podido llegar hasta este momento, porque con su amor y su dedicación, hicieron que todo lo que estaba haciendo, valiera cada segundo y supe que todo eso era por darle toda mi gratitud y felicidad a ella.

A mi papi tío, Danidson, porque él fue mi inspiración, mi primer amor, y la persona a quien le debo mi crianza y lo que soy hoy en día,

Mis abuelos, Miriam y Jacob, gracias a ustedes por darme su apoyo, su amor y su conocimiento. Les agradezco por toda la crianza que me dieron, por su paciencia y dedicación.

Mi padre, Hernando. Gracias por brindarme tus conocimientos y regalarme tu tiempo y dedicación.

Mi mejor amiga, Dorisney. Gracias por aguantarme en toda mi carrera, por escucharme en los momentos más difíciles y por darme los mejores y más duros consejos del mundo.

Mi director de tesis, Giovanni Morales, quien fue mi tutor y la persona que me guío para sacar a flote este proyecto de grado, también fue la persona que me aguantó la intensidad de reunirnos a cada rato porque no entendía como hacer las cosas.

A mi novio, Harold Jiménez Estupiñán, por su tiempo, comprensión, dedicación y su amor. A ti mi amor, porque fuiste la persona que más me comprendió en la mayor parte de mi proceso formativo, porque fuiste tú quien estuvo cuando la mayoría de mis amigos me dieron la espalda, gracias por limpiarme mis lágrimas, por ser mi apoyo incondicional y por amarme en cada una de mis facetas.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	11
1. Objetivos .....	13
1.1 Objetivo General .....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Marco De Referencia .....	14
2.1 Marco Teórico.....	14
2.1.1 Producción petrolera en el Valle Medio Del Magdalena.....	14
2.1.2 Levantamiento Artificial Por Bombeo Mecánico .....	15
2.1.3 Evaluación Del Ciclo De Vida.....	16
2.1.4 Eco-indicador 99.....	18
2.2 Marco Legal y Ambiental .....	19
2.3 Estado del arte.....	19
3. Metodología .....	22
3.1 Fase 1: Recopilación de datos.....	23
3.1.1 Actividad 1. Conformación y depuración de la base de datos.....	23
3.1.2 Actividad 2. Identificación de escenarios de producción.....	24
3.2 Fase 2: Aplicación del Método LCA.....	24
3.2.1 Actividad 1. Definición de objetivos, alcance y cálculo de inventarios .....	24

---

3.2.3 Actividad 2. Cálculo de los impactos operacionales, según las ecuaciones del ecoindicador-99.....	25
3.3 Fase 3: Análisis de los resultados LCA. ....	25
3.3.1 Actividad 1. Comparación de los impactos de los escenarios. ....	25
3.3.2 Actividad 2. Proposición de alternativas de disminución del impacto ambiental. ....	25
4. Análisis de Resultados .....	26
4.1 Datos Históricos.....	26
4.2 Aplicación del método LCA. ....	35
5. Conclusiones.....	47
6. Recomendaciones. ....	47
Referencias Bibliográficas .....	49
Apéndices.....	52

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Levantamiento artificial por bombeo mecánico. ....	16
Figura 2. Fases del LCA de acuerdo con ISO 14040. ....	17
Figura 3. Metodología empleada en el cumplimiento de los objetivos. ....	23
Figura 4. Histograma para el flujo bruto (crudo más agua) correspondiente al año 2013. ....	27
Figura 5. Histograma para el flujo neto (crudo) correspondiente al año 2013. ....	27
Figura 6. Histograma para el flujo de agua correspondiente al año 2013. ....	28
Figura 7. Variación anual para el flujo neto. ....	31
Figura 8. Variación anual para el flujo bruto. ....	31
Figura 9. Comparación anual para los tres flujos en estudio. ....	32
Figura 10. Porcentaje de contribución de los LCI en las categorías del Eco-indicador 99. ....	36
Figura 11. Consumo eléctrico de la bomba, para cada uno de los escenarios. ....	37
Figura 12. Consumo energético por compresión para cada uno de los escenarios. ....	38
Figura 13. Producción del flujo de polución para cada uno de los escenarios. ....	39
Figura 14. Consumo del flujo de agua. ....	39
Figura 15. Impacto ambiental por hora de la producción petrolera para un pozo del Valle Medio del Magdalena en las categorías del Eco-indicador 99 (Pt/h) para el escenario 1. ....	42
Figura 16. Comparación del impacto ambiental para la producción de pozos de petróleo según el Eco-indicador 99. ....	44
Figura 17. Comparativa anual de cada escenario del flujo bruto con respecto a la literatura. ....	45

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Intervalos anuales por cada escenario.....	29
Tabla 2. Flujos promedios para cada escenario representativo.....	32
Tabla 3. Determinación del GOR en el escenario alto.....	33
Tabla 4. Determinación del GOR en el escenario medio.....	33
Tabla 5. Presión del cabezal.....	34
Tabla 6. Factores para el LCI.....	35
Tabla 7. Resumen del consumo y producción de los flujos para cada uno de los escenarios. ....	40
Tabla 8. Valores del impacto ambiental obtenidos, para el escenario operativo 1.....	41
Tabla 9. Impacto ambiental en Pt/año para la producción de un pozo petrolero del Valle Medio del Magdalena.....	43

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Histogramas de frecuencia.....	52
Apéndice B. Información proporcionada por el UPME 2018 para la determinación del GOR ...	64
Apéndice C. Datos para la realización de los cálculos de los servicios industriales. ....	66
Apéndice D. Impactos obtenidos por los escenarios 1 y 2. ....	68
Apéndice E. Comparación de impactos con respecto a la literatura. ....	71
Apéndice F. Irradiación solar.....	72

## Resumen

**Título:** Evaluación del ciclo de vida de un pozo petrolero del Valle Medio del Magdalena, utilizando datos históricos de operación\*.

**Autor:** Camila Del Carmen Vitola Ortega\*\*.

**Palabras Clave:** Ciclo de vida, petróleo, eco-indicador 99, Valle Medio del Magdalena, pozo productor.

### Descripción:

El presente trabajo expone el método del ciclo de vida para un pozo petrolero del valle del Magdalena medio, utilizando datos históricos de operación y considerando el Eco-indicador 99. De manera general, y en primera instancia los datos históricos del pozo petrolero fueron depurados y agrupados por medio de una hoja de cálculo de Excel, para después realizar una tabla que contemple todos los datos obtenidos históricamente y luego ser analizados. El método utilizado fue el LCA (Evaluación del ciclo de vida). Éste fue aplicado en cada uno de los datos significativos arrojados por el análisis de la hoja de Excel. Para esto, se obtuvo el impacto generado por cada uno de los escenarios operativos, en la categoría de salud humana, 14,16 MPt/año, 48,4 MPt/año y 100,298 MPt/año, para escenario 1, escenario 2 y escenario 3, respectivamente. Para la calidad del ecosistema se obtuvieron los siguientes impactos, para la salud humana, 1,285 MPt/año, 4,389 MPt/año y 9,096 MPt/año para escenario 1, escenario 2 y escenario 3, respectivamente. Y por último para el escenario 3, recursos naturales, 1,77 MPt/año, 58,837 MPt/año y 12,53 MPt/año para escenario 1, escenario 2 y escenario 3, respectivamente.

Esto generó un impacto total de 17,225 MPt/año, 58,837 MPt/año y 121,926 MPt/año para cada uno de los escenarios, en su orden.

Actualmente en Colombia, no se ha encontrado el primer reporte investigativo referente a la aplicación del LCA a nivel de pozos productores de petróleo, por lo tanto, no existen referencias con las cuales se pueda comparar el estudio realizado a la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad De Ingenierías Físicoquímica Escuela de ingeniería química Director Giovanni Morales Medina Dr. Ingeniería Química

## Abstract

**Title:** Evaluation of The Life Cycle of An Oil Well in the Middle Magdalena Valley, using historical operation data \*.

**Author:** Camila Del Carmen Vitola Ortega \*\*.

**Key Words:** Life cycle, petroleum, Eco-indicador 99, Middle Magdalena Valley, producing well.

### Description:

The present work exposes the life cycle method for an oil well in the middle Magdalena valley, using historical data of operation and considering the Eco-indicador 99. In general, and in the first instance, the historical data of the oil well were refined and grouped by means of an-Excel spreadsheet, to later make a table that includes all the data obtained historically and then be analyzed. The method used was the LCA (Life Cycle Assessment). This was applied to each of the significant data produced by the analysis of the Excel spreadsheet. For this, the impact generated by each of the operating scenarios was obtained, in the category of human health, 14.16 MPt/year, 48.4 Mpt/year and 100.298 MPt/year, for scenario 1, scenario 2 and scenario 3, respectively. For the quality of the ecosystem, the following impacts were obtained, for human health, 1,285 MPt/year, 4,389 MPt/year and 9,096 MPt/year for scenario 1, scenario 2 and scenario 3, respectively. And finally, for scenario 3, natural resources, 1.77 MPt/year, 58,837 MPt/year and 12.53 MPt/year for scenario 1, scenario 2 and scenario 3, respectively.

This generated a total impact for each of the scenarios, which were 17,225 MPt/year, 58,837 MPt/year and 121,926 MPt/year.

Currently in Colombia, the first investigative report regarding the application of the LCA at the level of oil producing wells has not been found, therefore, there are no references with which the study carried out in the Middle Magdalena Valley basin can be compared. .

---

\* Project of grade

\*\* Facultad De Ingenierías Físicoquímica Escuela de ingeniería química Director Giovanni Morales Medina Dr. Ingeniería Química

## Introducción

La actividad de una empresa petrolera tiene como principal objetivo la producción, venta y distribución de hidrocarburos. Ésta ha contribuido en gran beneficio económico a los países exportadores debido a los ingresos que genera, el cual, ha permitido la expansión de la industria petroquímica que busca satisfacer un mercado amplio y variado de los productos derivados del petróleo.

Durante el último siglo, el petróleo ha sido considerado un recurso muy importante en nuestra vida, ya que, de este se derivan diversos productos y elementos que amplían uso. La producción a partir del petróleo comprende diversas etapas: exploración, perforación, producción, refinación, almacenamiento, transporte y por último distribución y comercialización, así como disposición o uso final del producto, en lo que se denomina ciclo de vida. Así como es un recurso valioso para la sociedad, también es un gran contaminante ambiental y generador de CO<sub>2</sub>. De igual forma, durante su extracción y manipulación se aplica un protocolo de seguridad, ya que, puede al entrar en contacto con el petróleo puede generar complicaciones en la piel y producir problemas respiratorios.

La evaluación del ciclo de vida (LCA, *life cycle assessment*) o enfoque “de la cuna a la tumba”, se refiere a la evaluación de las principales actividades en el transcurso de la vida útil de un producto en estudio, desde su extracción, uso y transporte, hasta su distribución y disposición final (SAIC, 2006). Para la evaluación, el LCA propone realizar una serie de pasos que inician con la definición del objetivo y alcance del proyecto, el análisis del inventario, la evaluación del impacto ambiental y por último la interpretación de los resultados obtenidos (*Rieznik et al.*,

2005). El LCA permite tomar decisiones operacionales y de producción, ayudando así a identificar cambios significativos en los impactos ambientales, entre las etapas del ciclo de vida y medios ambientales; permite evaluar los efectos humanos, y ecológicos del consumo de materiales, al igual que las emisiones ambientales en la comunidad local, en la región, y en el mundo (SAIC, 2006). Aunque la literatura presenta diversas aplicaciones del LCA en los procesos de refinación, las evaluaciones tendientes a la determinación del impacto ambiental en la etapa de producción del petróleo son escasas. En la búsqueda de referencias no se encontraron reportes de la aplicación del LCA en pozos petroleros colombianos.

Con lo anterior, el presente documento expone los principales resultados de una evaluación LCA en pozos del Valle Medio del Magdalena. Para el desarrollo de este proyecto se utilizaron datos históricos de operación para la evaluación LCA de un pozo petrolero promedio representativo de los campos del Valle Medio del Magdalena. La siguiente pregunta de investigación dirigió el desarrollo del trabajo, ¿cuáles son los impactos ambientales derivados de la operación de un pozo promedio representativo del Valle Medio del Magdalena?

La resolución de la pregunta de investigación se consideró varias fases, entre las cuales se encuentran, la recopilación y depuración de datos históricos de operación y de la literatura abierta (ver datos en UPME, 2018); definición de la producción y condiciones operativas de un pozo representativo; aplicación del método LCA y por último la interpretación de resultados y la generación de recomendaciones para la disminución del impacto ambiental.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar el ciclo de vida de un pozo petrolero representativo del Valle Medio del Magdalena, utilizando datos históricos de operación.

### 1.2 Objetivos Específicos

Construir una base de datos de operación depurada que represente la producción de los pozos del Valle Medio del Magdalena, por medio del análisis estadístico de informes operacionales y datos de literatura abierta, definiendo la información de entrada para el análisis del ciclo de vida (LCA).

Aplicar el método LCA considerando la base de datos de operación depurada, los diferentes pasos de la metodología y el Eco-indicador 99, obteniendo los impactos ambientales de un pozo representativo del Valle Medio del Magdalena.

Analizar los datos obtenidos de la aplicación del método LCA, definiendo los ítems que presentan los mayores impactos ambientales de la operación de los pozos del Valle Medio del Magdalena.

## 2. Marco De Referencia

### 2.1 Marco Teórico

#### *2.1.1 Producción petrolera en el Valle Medio Del Magdalena*

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontana, con extensión aproximada de 34.000 km<sup>2</sup>, que separa la cordillera oriental y la cordillera central en el norte colombiano. Se extiende longitudinalmente de sur a norte desde la falla de Ibagué y el cinturón plegado de Girardot que a su vez la separan de la cuenca del valle superior del Magdalena. (ANH, 2011). Actualmente, se han descubierto cerca de 66 campos, los cuales se encuentran sobre un área total de 8700 Km<sup>2</sup> y poseen reservas de 2219 mbp de aceite, reservas remanentes de 248 mbp y reservas descubiertas de gas de 2500 GPCS<sup>3</sup>. La producción total de los campos del Valle Medio del Magdalena en 2015 fue de 126 kbpd, lo cual correspondió al 14% de la producción total de crudo del país (Camacho, 2021).

La región perteneciente a esta cuenca fue la primera del país en producir petróleo y gas. El pozo infantas-1, perforado en 1916 fue el primer pozo productor comercial. Luego fue descubierto el campo la Cira, Bonanza, Colorado, Lisama, San Silvestre, Galán y Llanito (UTP 1997). Según la UPME (2018), para los próximos 25 años, se estiman producciones de crudo y de gas en la cuenca, definiendo tres escenarios: Alto, Medio y Bajo. El gas proveniente de pozos petroleros no convencionales no se tiene en cuenta para los escenarios medio y bajo. Sin embargo, las reservas YTF (aún por descubrir) que hacen parte de la oferta de la cuenca, en el escenario alto es 10 veces mayor que para el escenario bajo.

### ***2.1.2 Levantamiento Artificial Por Bombeo Mecánico***

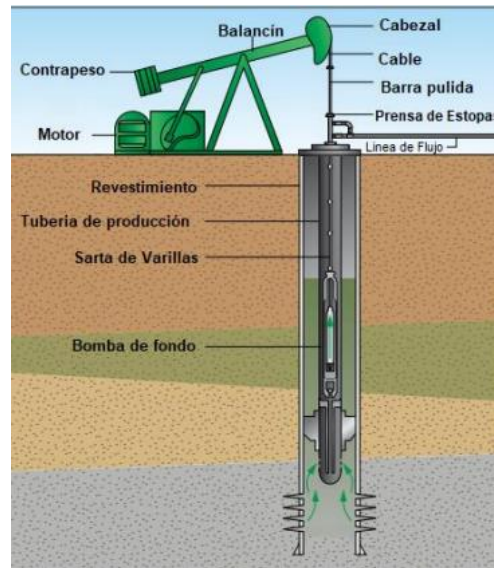
El sistema de levantamiento artificial está definido como cualquier sistema que puede suministrar energía a una columna de fluido que se encuentre presente el pozo, conduciendo a la producción de fluido (Santos, 2015). El sistema de levantamiento por bombeo mecánico es el sistema de levantamiento más utilizado a nivel mundial, debido a su fácil operación y optimización (Joomla, 2018). El método de operación del sistema de bombeo mecánico es la succión y transferencia continua de petróleo, desde la formación productora hasta la superficie (Figuroa y Tibaduisa, 2016).

El equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los componentes mostrados en la Figura 1. Este levantamiento se subdivide en un equipo de superficie y un equipo de subsuelo (Santos, 2015).

En el equipo de superficie, son las partes del sistema que se pueden observar simple vista y que se encuentran a nivel del suelo, como lo son, equipo de cabeza de pozo, motor, caja reductora, unidad de bombeo, barra lisa y unidad de contrapesos. (Santos, 2015). En el equipo del subsuelo, constituye la parte esencial de este sistema. Transmite la energía necesaria para levantar el fluido del pozo, sirviendo así como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie, está formado por: tubería de producción, sarta de varillas, ancla de *tubing*, separadores de gas en fondo y bomba de subsuelo, (Santos, 2015).

**Figura 1.**

*Levantamiento artificial por bombeo mecánico.*



*Nota:* Modificado de Von Flatern, R. (2016) Rod Pump Systems. The defining series. Schlumberger. Senior Editor.

### **2.1.3 Evaluación Del Ciclo De Vida.**

La evaluación del ciclo de vida (LCA) es una herramienta que detalla los impactos ambientales y los recursos utilizados a lo largo del ciclo de vida de un producto (Pierre *et al.*, 2012); es decir, el LCA considera desde la adquisición de la materia prima, pasando por las fases de producción y uso, hasta la gestión del mismo. (Pierre *et al.*, 2012).

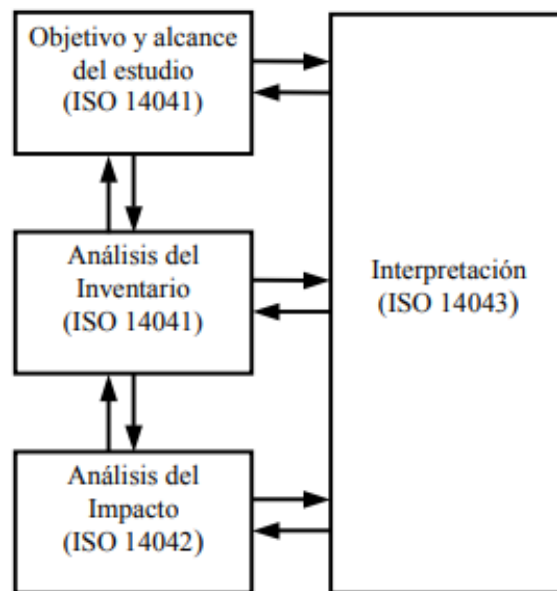
El proceso de LCA es un enfoque sistemático por etapas y consta de cuatro componentes fundamentales (Figura 2) (ISO, 2006): 1. Definición y alcance, el cual, define y describe el producto, proceso o actividad; 2. Análisis de inventario, el cual, se identifica y cuantifica el uso de energía, agua, materiales y emisiones ambientales; 3. Evaluación de impacto, en donde se

evalúan los posibles efectos humanos y ecológicos del uso de energía, agua y materiales, así como las liberaciones ambientales identificadas en el análisis de inventario. Y, por último, el cuarto componente, 4. La interpretación, en donde, a partir de los resultados del análisis de inventario y la evaluación de impacto definen estrategias de mitigación del daño ambiental (Curran, 2006). Estas estrategias pueden ser evaluadas, de nuevo con un LCA, definiendo la disminución del impacto ambiental, creando un ciclo iterativo que define una mejora del proceso o producto en cuestión.

Debido a la naturaleza de iterativa del LCA, es importante que, en una fase de resultado e interpretación, cualquiera de los aspectos de resultado relevantes mencionados y los aspectos de conclusión extraídos ya deben estar establecidos o mencionados en el objetivo y alcance (Curran, 2016).

### Figura 2.

*Fases del LCA de acuerdo con ISO 14040.*



*Nota:* Tomada de ISO (2006).ISO 14040

#### 2.1.4 Eco-indicador 99.

El Eco-indicador 99 evalúa el impacto ambiental en términos de tres indicadores importantes; la salud humana, calidad del ecosistema y los recursos naturales. Asimismo, estos indicadores desglosan ítems que los caracterizan en términos particulares. (Mark, 2001). Estos ítems son definidos como sigue:

- **Salud Humana:** Expresado en números de años de vida perdidos y el número de años vividos con discapacidad. Comprende los ítems, cambio climático, disminución de la capa de ozono, efectos carcinogénicos, efectos respiratorios y radiación ionizante.
- **Calidad Del Ecosistema:** Describe los modelos utilizados para calcular los daños a la calidad del ecosistema. Comprende los ítems, ecotoxicidad, acidificación, eutroficación y el uso del suelo.
- **Recursos Naturales:** Describe los modelos utilizados para calcular los daños a los recursos. Comprende los ítems, demanda energética para extracción de combustibles fósiles y extracción minera.

La evaluación de impacto puede ser calculada con el Eco-indicador 99, según la ecuación (Berbesí, 2021):

$$EI: (t) \sum_u DAM_u \quad \text{Ec. 1}$$

En donde, EI hace referencia al daño o al impacto ambiental total del proceso, el cual esta expresado en Ecopuntos por año (Pt/año); un Ecopunto representa la milésima parte de la carga ambiental total en Europa, por número de habitantes (Goedkoop *et al.*, 2019). De igual forma la variable t corresponde a las horas de operación anuales (h/año). Y DAM corresponde a cada uno de tres impactos descritos anteriormente (Salud humana, ecosistema y recursos naturales). Los cuales se definen como (Berbesí, 2021):

$$DAM_u: \sum_j IMP_{j,u} \quad \text{Ec. 2}$$

$$IMP_{j,u}: \sum_i m_u LCI_{i,u} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde, IMP hace referencia al impacto de cada uno de los tres impactos mencionados anteriormente (j). Estos impactos se expresan como Ecopuntos/hora (Pt/h). LCI denota el factor según la base de datos arrojados por el Eco-indicador 99. El parámetro  $m_u$  hace referencia a los consumos de servicios industriales o producciones de polución, expresados en Kg/h o kW-h/h.

## 2.2 Marco Legal y Ambiental

Decreto 948 de 1995, en donde declara la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.

Ley número 23 de 1973, por la cual se conceden facultades extraordinarias al presidente de la república para expedir el código de recursos naturales y protección al medio ambiente.

Decreto 2811 de 1974, título IV artículo 39, el uso de aguas en la exploración y explotación petrolera, para que no produzca contaminación del suelo ni la de aguas subterráneas.

## 2.3 Estado del arte

En la literatura se encuentran varios reportes del ciclo de vida de la exploración petrolera en campos, acuíferos, entre otras. Esta problemática ha sido analizada mediante la determinación de diferentes factores y utilizando métodos de mitigación, planeación y programación de carácter

lineal y mixtos, con el objetivo principal de mitigar los impactos ocasionados por el mismo. (SAIC 2006).

A continuación, se presenta un resumen de las principales referencias encontradas en el tema.

- Adam *et al.*, (2010) analizaron la aplicación del método TEOR (recuperación térmica mejorada de petróleo), determinando la eficiencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la aplicación de este recobro mejorado. Los autores centraron el análisis en genéricos y en casos específicos de California. Según los autores, el rango obtenido para las emisiones de gases de efecto invernadero en los casos genéricos oscila entre 105 y 120 g de CO<sub>2</sub>/MJ al momento de la electricidad coproducida desplaza la electricidad de ciclo combinado alimentada con gas natural. Asimismo, según Adam *et al.* la intensidad de las emisiones varía con la demanda del proceso, el combustible quemado para la generación de vapor, la cantidad de energía y el requerimiento de electricidad. El rango de emisión para los sistemas TEOR basados en cogeneración resultó mayor (70-120 g de CO<sub>2</sub>/MJ) cuando los gases se desplazan de la red eléctrica o se usa para generar vapor. Los autores concluyen que el rango de emisiones es similar para ambos casos. La metodología planteada en el documento de Adam *et al.*, aporta al presente proyecto un nivel de comparación del efecto que produce las inyecciones de vapor a los yacimientos subterráneos de petróleo. Sin embargo, el documento no evalúa los impactos con el Eco-indicador 99 y omite datos de producción de petróleo, con lo cual resulta poco factible la comparación de los resultados del trabajo con los impactos ambientales derivados de pozos con recobro tradicional.

- Pfister *et al.*, (2009). desarrollaron una evaluación LCA sobre el impacto del consumo de agua en Suiza. Para esto, los autores consideran los datos en tres áreas de protección y los

indicadores salud humana, calidad del ecosistema y los recursos naturales. Con esta información, Pfister *et al* presentan una evaluación del uso consuntivo del agua, ya que es el tipo de uso crucial desde una perspectiva hidrológica, generando un inventario regionalizado para el consumo de agua en la agricultura. Los autores propusieron una base de datos “agua virtual” que cubre varios cultivos para la mayoría de los países, incluyendo Colombia. Con esto se obtuvo que la correlación en el nivel de la cuenca hidrográfica en promedio global, para las categorías indicadas contribuyen a los puntajes de 3, 69 y 28%, respectivamente. El trabajo de Pfister *et al.* aporta la base de datos mencionada para la determinación de los impactos ambientales derivados del uso del agua.

- Sulistyawati *et al.*, (2020) Aplicó el Eco-indicador 99 en el software SIMaPro 8.5.2 para la operadora en East Java, Indonesia, como vía de análisis para establecer estrategias de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> producidos por una exploración petrolera. Los autores aplicaron balances de masa y definieron cantidad de materias prima, combustibles utilizados y emisiones producidas en cada una de las unidades principales de proceso. Sulistyawati *et al.* consideraron datos sobre la cantidad de productos elaborados. Según los resultados, los autores afirman que el proceso que presenta mayor valor de impacto al medio ambiente es la unidad separadora PV-9900, con un valor de impacto de 12,620 MPt/año, con valores de cada categoría de daño de: 4,7 para la categoría de “Recursos”, 0,00118 MPt/año para la categoría de “Salud Humana” y 0,0847 MPt/año para la categoría de “Calidad del Ecosistema”. El documento de Sulistyawati *et al.* corresponde a una guía en la aplicación del LCA y la evaluación de los impactos por medio del Eco-indicador 99, aplicados a la producción de petróleo. Asimismo, del trabajo de Sulistyawati *et al* se consideraron referencias comparativas para soportar los cálculos realizados en este informe.

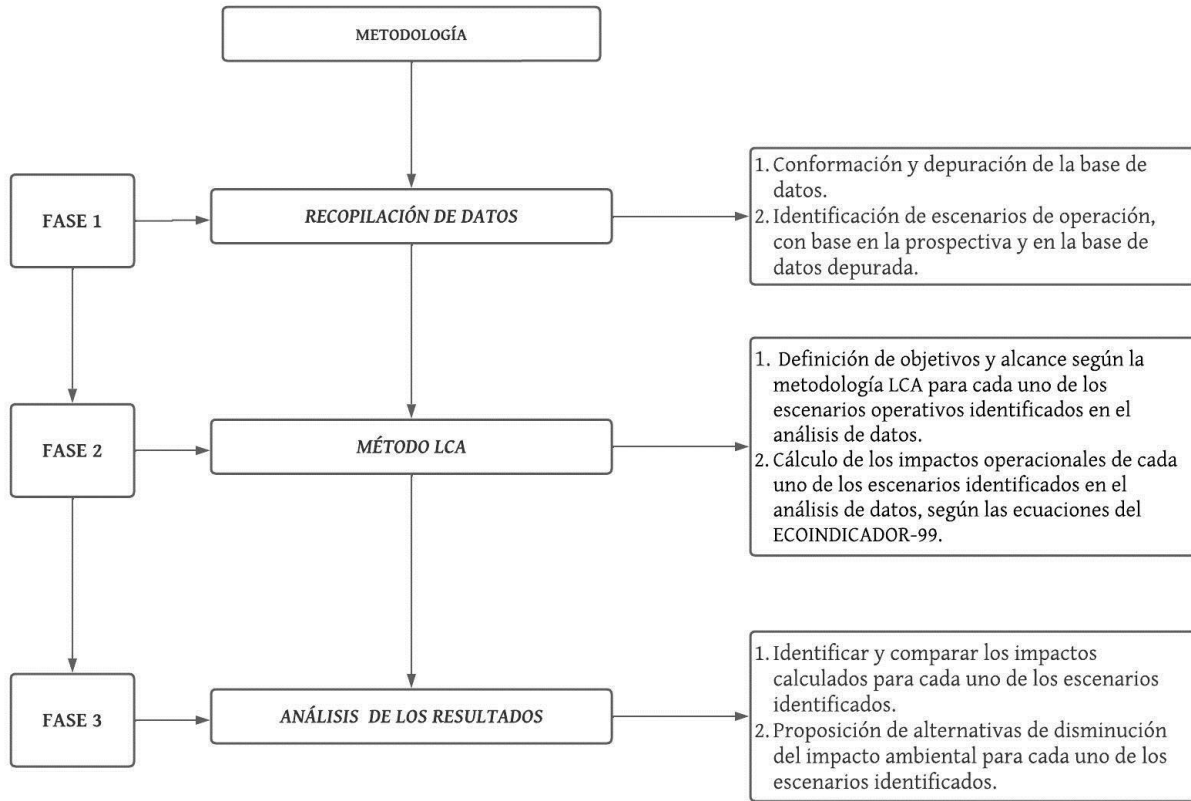
- Berbesí, (2021), aplicó datos de proceso en el análisis del impacto ambiental del hidrotratamiento de combustibles en la gerencia refinería Barrancabermeja, mediante la metodología del ciclo de vida. El autor considera dos escenarios operativos de la unidad de hidrotratamiento de diésel U-4700 de la gerencia refinería Barrancabermeja, derivados del análisis de datos de proceso y de la aplicación del método de agrupamiento *k-mean*. Berbersí consideró el Eco-indicador 99 para la evaluación del ciclo de vida a cada uno de los escenarios operativos propuestos. Según el autor, los escenarios operativos están caracterizados por su diferente nivel de severidad en el hidrotratamiento. Asimismo, Berbesí afirmó que el escenario 1 condujo a un mayor impacto ambiental con respecto al escenario 2, principalmente por un mayor consumo de servicios industriales y una mayor polución de CO<sub>2</sub>. El autor concluye que las categorías con mayor impacto corresponden a recursos naturales y el consumo de electricidad, obteniendo un nivel de 8,92 y 15,25 MPt/año para el escenario 1 y para el escenario 2, 8,26 y 15,25 MPt/año. El documento de Berbesí define una metodología en el tratamiento de datos de proceso y en la obtención de información, a partir de estos datos, para la evaluación LCA.

### 3. Metodología

La siguiente figura ilustra las fases aplicadas durante el desarrollo del presente trabajo de investigación.

**Figura 3.**

*Metodología empleada en el cumplimiento de los objetivos.*



**3.1 Fase 1: Recopilación de datos.**

**3.1.1 Actividad 1. Conformación y depuración de la base de datos.**

Los datos de operación de pozos del Valle Medio del Magdalena, correspondientes a medidas por levantamiento de bombeo mecánico tomadas cada hora durante el año 2013 hasta el año 2021, fueron descargados de la base de datos proporcionada por una operadora de esta región. Los datos consideraron el flujo bruto, el flujo neto y el flujo de agua por hora y pozo de cada año. Por su parte, los datos de producción de gas fueron tomados de las prospectivas de

generación consignadas en UPME (2018). Asimismo, la composición promedio de los gases asociados generados en el Valle Medio del Magdalena fue asumida según el trabajo de Camacho (2021).

### ***3.1.2 Actividad 2. Identificación de escenarios de producción.***

Diferentes escenarios de producción contenidos en los datos históricos fueron definidos, con base en la magnitud del flujo de barriles generados. Para esto, los flujos de producción fueron representados en histogramas anuales, identificando las zonas representativas de producción. Para cada escenario, los flujos anuales de los pozos fueron promediados, definiendo niveles de producción representativos de cada escenario.

## **3.2 Fase 2: Aplicación del Método LCA.**

### ***3.2.1 Actividad 1. Definición de objetivos, alcance y cálculo de inventarios***

Los objetivos y el alcance fueron establecidos por la medición del impacto ambiental en el pozo petrolero representativo de cada escenario. Los inventarios en términos de consumo en servicios industriales y generación de poluciones de CO<sub>2</sub>. Cada servicio industrial y la emisión producida por el flujo de polución de CO<sub>2</sub> fueron calculados por medio de los datos históricos representativos en cada uno de los escenarios de producción.

### ***3.2.3 Actividad 2. Cálculo de los impactos operacionales, según las ecuaciones del ecoindicador-99.***

Las ecuaciones (1) – (3) fueron aplicadas para el cálculo de los impactos o daños ambientales en cada escenario de producción, utilizando los datos históricos. Los requerimientos de potencia para el bombeo fueron estimados, considerando las presiones de cabeza de pozo y el caudal de flujo para cada escenario.

## **3.3 Fase 3: Análisis de los resultados LCA.**

### ***3.3.1 Actividad 1. Comparación de los impactos de los escenarios.***

En esta etapa, en concordancia con la ISO 14043, se interpretan los resultados obtenidos mediante la evaluación de impacto para cada escenario. Estos impactos son comparados en los escenarios identificados.

### ***3.3.2 Actividad 2. Proposición de alternativas de disminución del impacto ambiental.***

En esta etapa final se describen las diferentes conclusiones obtenidas por el trabajo realizado, resaltando los impactos generados por mayor cantidad de Puntos/año y teniendo en cuenta la comparativa descrita anteriormente. De igual manera se realizan diferentes recomendaciones para mitigar esos impactos generados.

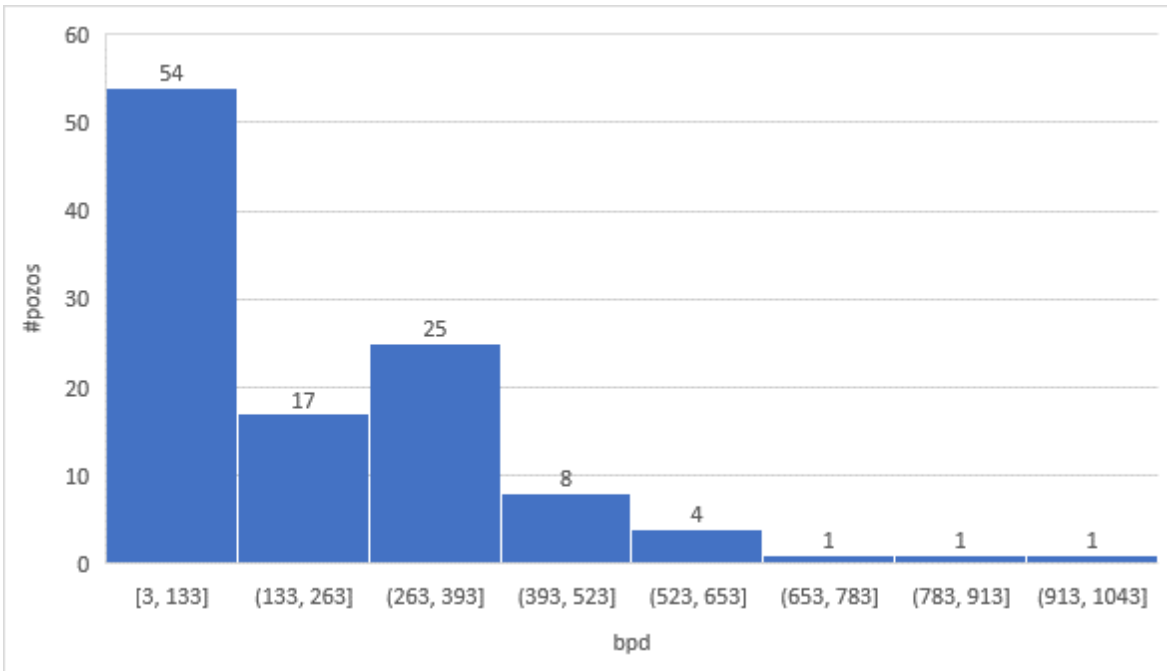
## 4. Análisis de Resultados

### 4.1 Datos Históricos

Las Figuras 4 – 6 presentan histogramas con la información del flujo bruto, flujo neto y flujo de agua de los pozos de producción del Valle Medio del Magdalena para el año 2013; el flujo bruto contiene una mezcla entre crudo y agua de inyección, mientras que el flujo neto considera solo el flujo de crudo producido. Los histogramas de los respectivos flujos para los años 2014 a 2021 son presentados en el apéndice A. Cabe aclarar que el año 2018 no se tuvo en cuenta para la distribución de los histogramas, debido a que no correspondía con el método de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Según las Figuras 4 – 6, el histograma de flujo neto presenta una tendencia monotonía de disminución en el número de pozos versus el crudo producido; esta tendencia es observada también para los años 2014 – 2021 (Apéndice A). La disminución monotonía del número de pozos versus el flujo no es seguida por el flujo bruto, ni tampoco por el flujo de agua. Por lo anterior, los histogramas de flujo neto de producción para los años 2013 a 2021 fueron utilizados en la definición de escenarios de producción, representativos de los pozos del Valle Medio del Magdalena.

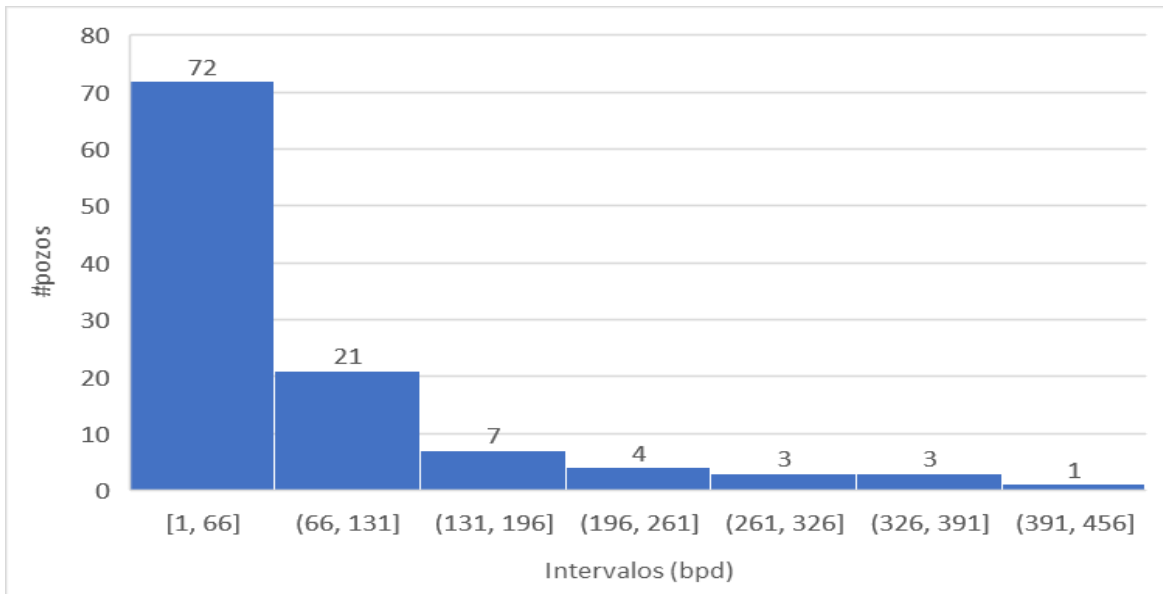
**Figura 4.**

*Histograma para el flujo bruto (crudo más agua) correspondiente al año 2013.*



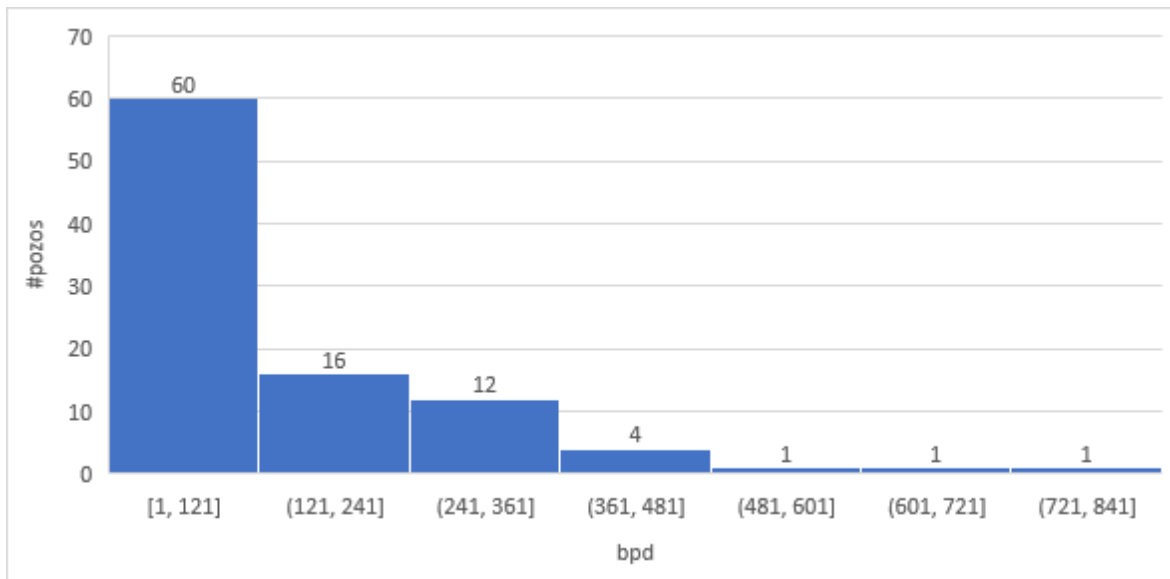
**Figura 5.**

*Histograma para el flujo neto (crudo) correspondiente al año 2013.*



**Figura 6.**

*Histograma para el flujo de agua correspondiente al año 2013.*



Considerando la tendencia en el flujo neto para el año 2013, es posible agrupar la información en tres escenarios de producción: escenario de menor producción (barra de mayor frecuencia), especificado por flujos netos inferiores de 64 bopd (barriles de crudo por día); escenario intermedio (desde la segunda barra hasta el 95% de producción total), definiendo flujos netos entre 64 y 131 bopd; escenario de mayor producción (el flujo de los pozos a partir del 95 de producción total), con flujos netos superiores de 138 bopd (máximo 453 bopd). Para el flujo bruto (crudo más agua), los flujos por escenario son: en el escenario de menor producción se tiene hasta 132 bpd; en el escenario intermedio 132 y 293 bpd; en el escenario de mayor se tienen valores superiores a 293 bpd (máximo 921 bpd). Asimismo, los flujos de agua en cada escenario se obtienen por diferencia; flujos de hasta 68 bwpd (barriles de agua por día) en el escenario de menor producción, entre 68 y 322 bwpd para el escenario intermedio y superiores a 322 bwpd para el escenario de mayor producción.

La Tabla 1 presenta los intervalos de flujo bruto, flujo neto y flujo de agua de los tres escenarios para los años 2013 – 2021; las figuras de los anexos fueron tomadas en la definición de estos tres escenarios para los años 2014 – 2021, siguiendo el análisis realizado para el año 2013. Es importante mencionar que el número de pozos de los escenarios presenta la relación, Escenario Menor > Escenario Intermedio > Escenario Mayor. Las Figuras 7 y 8 presentan los promedios de los flujos neto y bruto, respectivamente, para cada año, considerando los intervalos de la Tabla 1 para cada escenario. Las tendencias presentadas en estas figuras concuerdan con una disminución en la producción en el Valle Medio del Magdalena (UPME 2018).

La información de la Tabla 1 fue tomada para la obtención de tres escenarios, que consolidan y promedian las producciones para los años 2013 a 2021. Con los rangos de esta tabla y la información de los históricos para los diferentes años se calcularon los flujos promedio representativos de cada escenario para la ventana de operación tomada (años 2013 a 2021). La Tabla 2 presenta los valores promedio respectivos. Por su parte la Figura 9, resume para cada escenario los flujos promedio bruto, neto y de agua, en cada año de producción.

**Tabla 1.**

*Intervalos anuales por cada escenario.*

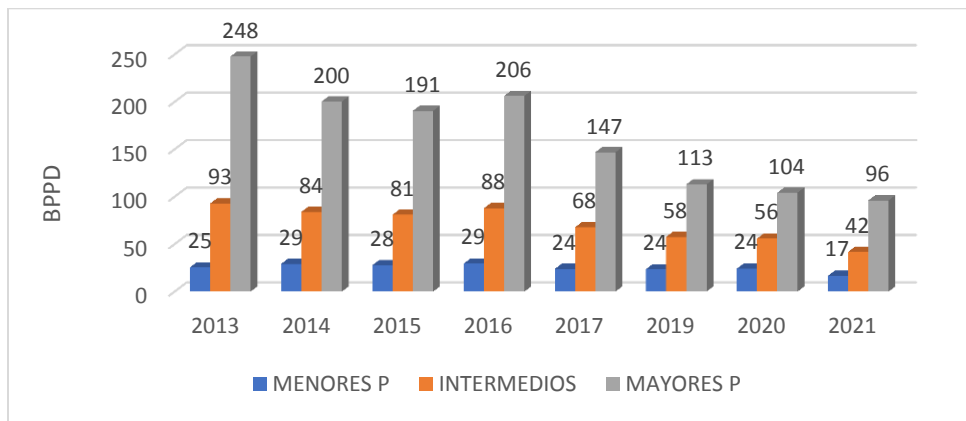
<b>Año</b>	<b>Escenario Menor</b>	<b>Escenario Intermedio</b>	<b>Escenario Mayor</b>
2013	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 132 bpd	<b>Flujo Bruto:</b> 141 – 293 bpd	<b>Flujo Bruto:</b> 296 – 921 bpd
	<b>Flujo Neto:</b> 0 – 64 bopd	<b>Flujo Neto:</b> 67 – 131 bopd	<b>Flujo Neto:</b> 138 – 453 bopd
	<b>Flujo agua:</b> 0 – 68 bwpd	<b>Flujo agua:</b> 74 - 162 bwpd	<b>Flujo agua:</b> 158 – 468 bwpd
	<b>Número pozos:</b> 72	<b>Número pozos:</b> 21	<b>Número pozos:</b> 18
2014	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 142 bpd	<b>Flujo Bruto:</b> 149 – 427 bpd	<b>Flujo Bruto:</b> 441 – 930 bpd
	<b>Flujo Neto:</b> 0 – 56 bopd	<b>Flujo Neto:</b> 63 – 110 bopd	<b>Flujo Neto:</b> 125 – 380 bopd

Año	Escenario Menor	Escenario Intermedio	Escenario Mayor
	<b>Flujo agua:</b> 0 – 86 bwpd <b>Número pozos:</b> 60	bopd <b>Flujo agua:</b> 86 – 317 bwpd <b>Número pozos:</b> 19	bopd <b>Flujo agua:</b> 316 – 550 bwpd <b>Número pozos:</b> 16
2015	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 253 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 55 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 198 bwpd <b>Número pozos:</b> 57	<b>Flujo Bruto:</b> 258 – 502 bpd <b>Flujo Neto:</b> 61 – 106 bopd <b>Flujo agua:</b> 197 – 396 bwpd <b>Número pozos:</b> 24	<b>Flujo Bruto:</b> 514 – 2969 bpd <b>Flujo Neto:</b> 112 – 423 bopd <b>Flujo agua:</b> 402 – 2546 bwpd <b>Número pozos:</b> 19
2016	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 171 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 60 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 111 bwpd <b>Número pozos:</b> 50	<b>Flujo Bruto:</b> 183 – 505 bpd <b>Flujo Neto:</b> 62 – 111 bopd <b>Flujo agua:</b> 121 – 394 bwpd <b>Número pozos:</b> 23	<b>Flujo Bruto:</b> 525 – 944 bpd <b>Flujo Neto:</b> 135 – 305 bopd <b>Flujo agua:</b> 390 – 639 bwpd <b>Número pozos:</b> 18
2017	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 145 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 46 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 99 bwpd <b>Número pozos:</b> 43	<b>Flujo Bruto:</b> 162 – 300 bpd <b>Flujo Neto:</b> 50 – 89 bopd <b>Flujo agua:</b> 112 – 211 bwpd <b>Número pozos:</b> 23	<b>Flujo Bruto:</b> 307 – 859 bpd <b>Flujo Neto:</b> 95 – 284 bopd <b>Flujo agua:</b> 212 – 575 bwpd <b>Número pozos:</b> 18
2019	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 176 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 42,1 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 133,9 bwpd <b>Número pozos:</b> 168	<b>Flujo Bruto:</b> 178,4 – 343 bpd <b>Flujo Neto:</b> 43,6 – 80,8 bopd <b>Flujo agua:</b> 134,8 – 262,4 bwpd <b>Número pozos:</b> 73	<b>Flujo Bruto:</b> 349,1 – 1117 bpd <b>Flujo Neto:</b> 82,8 – 221,1 bopd <b>Flujo agua:</b> 266,3 – 895,9 bwpd <b>Número pozos:</b> 42
2020	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 185 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 42,1 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 142,9 bwpd <b>Número pozos:</b> 124	<b>Flujo Bruto:</b> 191,4 – 366 bpd <b>Flujo Neto:</b> 46,6 – 77 bopd <b>Flujo agua:</b> 144,8 – 289 bwpd <b>Número pozos:</b> 53	<b>Flujo Bruto:</b> 280 – 904 bpd <b>Flujo Neto:</b> 76,6 – 140,8 bopd <b>Flujo agua:</b> 203,4 – 763,2 bwpd <b>Número pozos:</b> 29

Año	Escenario Menor	Escenario Intermedio	Escenario Mayor
2021	<b>Flujo Bruto:</b> 0 – 208 bpd <b>Flujo Neto:</b> 0 – 26,6 bopd <b>Flujo agua:</b> 0 – 181,4 bwpd <b>Número pozos:</b> 52	<b>Flujo Bruto:</b> 216,3 – 407,1 bpd <b>Flujo Neto:</b> 27 – 65,5 bopd <b>Flujo agua:</b> 189 – 341,6 bwpd <b>Número pozos:</b> 63	<b>Flujo Bruto:</b> 420,3 – 904 bpd <b>Flujo Neto:</b> 69,34 – 140,8 bopd <b>Flujo agua:</b> 350,7 – 763,2 bwpd <b>Número pozos:</b> 21

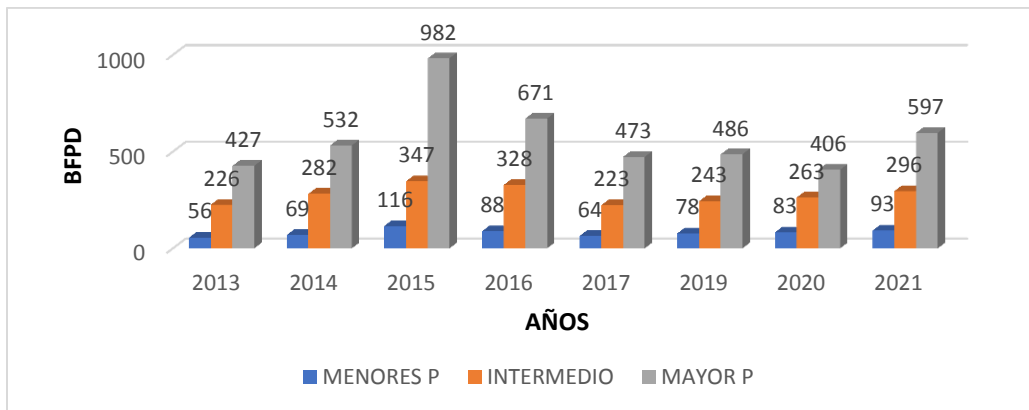
**Figura 7.**

*Variación anual para el flujo neto.*



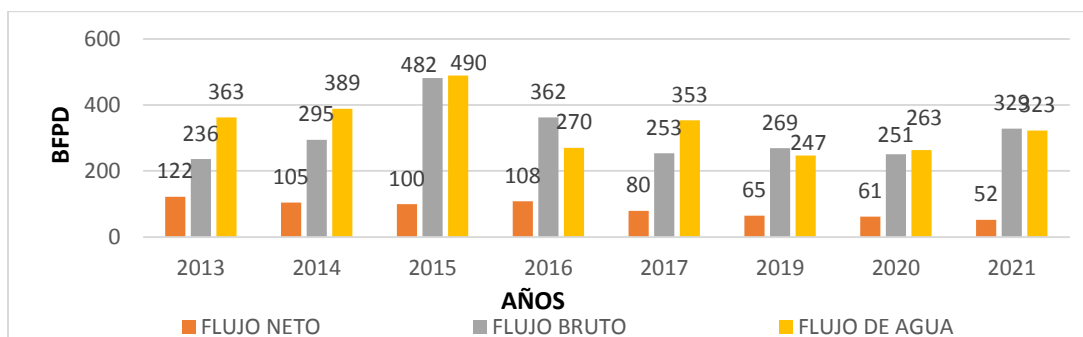
**Figura 8.**

*Variación anual para el flujo bruto.*



**Figura 9.**

*Comparación anual para los tres flujos en estudio.*



**Tabla 2.**

*Flujos promedios para cada escenario representativo.*

	Escenario Menor	Escenario Intermedio	Escenario Mayor
<b>Flujo Neto, bpd</b>	24,9	71,1	163,1
<b>Flujo Bruto, bopd</b>	80,7	275,9	571,8
<b>Flujo Agua, bwpd</b>	68,3	298,4	644,5

De otro lado, el LCA requiere de información referente a los servicios industriales generados, como lo son, el bombeo, el compresor de la bomba y la electricidad. Asimismo, el flujo de polución de CO<sub>2</sub> es requerido para los impactos ambientales.

Para el cálculo de los servicios industriales se realizó una búsqueda en la literatura para identificar el GOR (*gas-to-oil ratio*), el cual, es la relación de gas producido con respecto al petróleo producido, dado en KPCD/BPPD, (KPCD, miles de pies cúbicos estándar día; BPPD, barriles de petróleo por día). Esto con el fin de determinar la potencia generada por el motor para la compresión. La información de la UPME (2018) fue utilizada en la obtención de un GOR representativo de los pozos del Valle Medio del Magdalena.

Los volúmenes de gas y petróleo definidos en cada escenario de prospectiva de la UPME (2018) condujeron al cálculo de valores de GOR (Apéndice B), según lo mostrado en las Tablas 3 y 4. Según estas tablas, los valores promedio de GOR en los dos escenarios se encuentran cercanos en órdenes de magnitud. El escenario alto, es el escenario más conservador, por inconvenientes de política por disminuir la exploración petrolera; ese valor medio se espera que sea cercano a lo que produzcan los pozos de petróleo. Por tanto, se tendrá en cuenta este GOR para calcular el flujo de gas en las secciones siguientes.

**Tabla 3.**

*Determinación del GOR en el escenario alto.*

	GOR Alto			GOR, PCD/BPPD
	Crudo (BPPD)	Gas (KPCD)	GOR (KPCD/BPPD)	
2018	152239	44594	0,2	292,9
2019	163480	47626	0,2	291,3
2020	174292	78459	0,4	450,1
2021	186354	102135	0,5	548,0
2022	202517	116689	0,5	576,1
	<b>PROM</b>		0,4	431,7

**Tabla 4.**

*Determinación del GOR en el escenario medio.*

	GOR MEDIO			GOR, PCD/BPPD
	CRUDO (BPPD)	GAS (KPCD)	GOR (KPCD/BPPD)	
2018	152239	44594	0,2	292,9
2019	163480	47626	0,2	291,3
2020	174292	73855	0,4	423,7
2021	186354	96913	0,5	520,0
2022	202517	104622	0,5	516,6
	<b>PROM</b>		0,4	408,9

De otro lado, la presión de cabeza es aquella presión medida en la superficie de un pozo o cerca de ella. Para la toma de estos datos, la operadora del Valle Medio del Magdalena proporcionó una base de datos en donde se encontraban estas presiones, durante el periodo comprendido entre 2013 y 2021. La Tabla 5 presenta los valores promedio anual de presiones tomadas en la cabeza del pozo en psia (THP). Según esta tabla, la presión promedio de cabezal se encuentra en el valor de 72,9 psia. Asimismo, para la presión de compresión de los gases de salida, se consultó en la literatura los niveles de presión que se manejan en el Valle del Magdalena Medio; según González y Vargas (2022) y Camacho (2021), la presión de entrada de gas a una unidad de tratamiento en el Valle Medio del Magdalena corresponde a 450 PSIA. Los anteriores valores de presiones fueron considerados en los cálculos relacionados con el LCA.

**Tabla 5.**

*Presión del cabezal.*

<b>Año</b>	<b>Presión Cabezal, psia</b>
2013	78,2
2014	83,9
2015	69,2
2016	73,0
2017	79,8
2019	81,3
2020	60,2
2021	58,5
<b>PROM</b>	<b>73,0</b>

## 4.2 Aplicación del método LCA.

Los valores de impacto, LCI, de los servicios industriales y flujo de polución en cada categoría, fueron tomados de la base de datos del Eco-indicador 99, descritos en *Mark et al.* (2001). Asimismo, los datos para la protección del agua dulce fueron tomados de *Pfister et al.* (2009). Los valores utilizados para los LCI son presentados en la Tabla 6. Los porcentajes de contribución de estos LCI en cada una de las categorías del Eco-indicador 99 son ilustrados en la Figura 10; el valor interno de cada barra representa la suma del respectivo ítem en la categoría en referencia. Según esta figura, el LCI del ítem Bombeo presenta una mayor influencia en la categoría Salud Humana; por su parte, el LCI del ítem Agua presenta la mayor importancia en la categoría Recursos Naturales. De igual manera, según la Figura 10, el LCI del ítem CO<sub>2</sub> presenta la mayor influencia en la categoría Recursos Naturales.

**Tabla 6.**

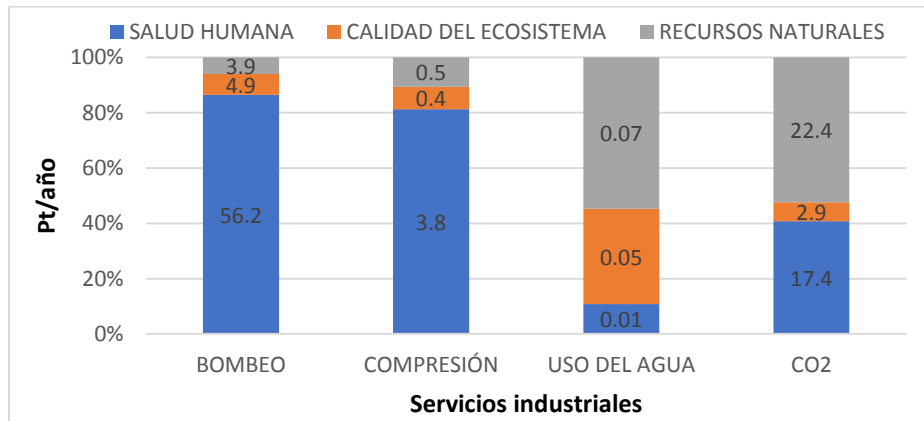
*Factores para el LCI*

Categoría	Ítem	FACTORES LCI			
		Uso del agua (Pt/m <sup>3</sup> )	Bombeo, 1000*Pt kW-1 h	Compresión, 1000*Pt/kJ	CO <sub>2</sub> , 1000*Pt/kg
Salud Humana	Cambio Climático		7,506	0,7087	4,2075
	Disminución Capa de Ozono		0,057	0,0145	0,001298
	Efectos Carcinogénicos	0,0146	8,363	0,689	6,2717
	Efectos Respiratorios		40,248	2,4229	6,8087
	Radiación Ionizante		0,0016482	0,002127	0,1074

Categoría	Ítem	FACTORES LCI			
		Uso del agua (Pt/m3)	Bombeo, 1000*Pt kW-1 h	Compresión, 1000*Pt/kJ	CO <sub>2</sub> , 1000*Pt/kg
Calidad del Ecosistema	Ecotoxicidad		0,9296	0,1194	1,9663
	Acidificación y Eutroficación	4,66E-02	2,8227	0,1933	0,4756
	Uso del suelo		1,13	0,0685	0,4508
	Combustibles		3,82		21,285
Recursos Naturales	Fósiles	7,40E-02		0,4996	
	Extracción Minera		0,041	0,0032	1,0927

**Figura 10.**

*Porcentaje de contribución de los LCI en las categorías del Eco-indicador 99.*



*Nota:* El valor interno de cada barra representa la suma del respectivo ítem en la categoría en referencia.

Considerando las categorías escogidas, con sus respectivos ítems, se procedió al cálculo de los impactos en términos de Pt/h, según los factores propuestos por la norma ISO 2006<sup>a</sup> ISO1404. El objetivo del LCA fue, entender y caracterizar cuantitativamente el impacto ambiental del producto del sistema en estudio.

Cada uno de los factores en la evaluación de impacto, se determinan multiplicando los factores de caracterización (tabla 7) por el consumo de cada uno de los servicios industriales y flujos de polución, descritos a continuación.

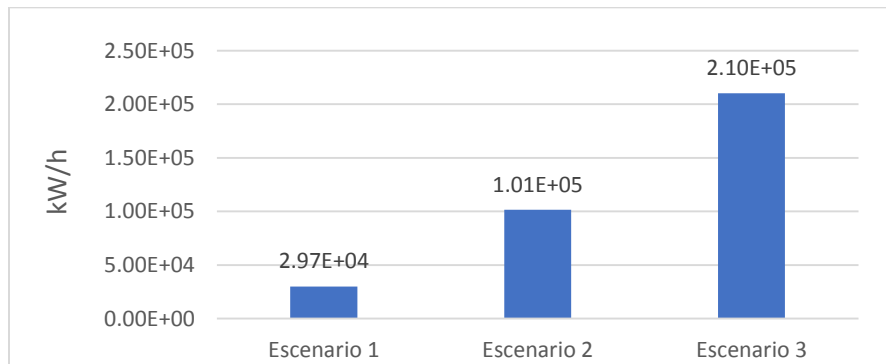
- **Bombeo.** Para el cálculo del ítem Bombeo en cada uno de los escenarios se consideraron los valores de presión de succión y de descarga. El consumo de potencia para el bombeo fue calculado por medio de la siguiente ecuación (Çengel, 1989).

$$W = \Delta P * Q \tag{Ec. 4}$$

En donde,  $\Delta P$ , es la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga en PA.  $Q$ , es el valor del flujo volumétrico para cada uno de los escenarios. La Figura 11 presenta un comparativo entre los requerimientos de bombeo para cada uno de los escenarios.

**Figura 11.**

*Consumo eléctrico de la bomba, para cada uno de los escenarios.*



- **Compresión.** La siguiente ecuación fue utilizada en el cálculo de consumo por compresión en cada uno de los escenarios (Çengel, 1989)

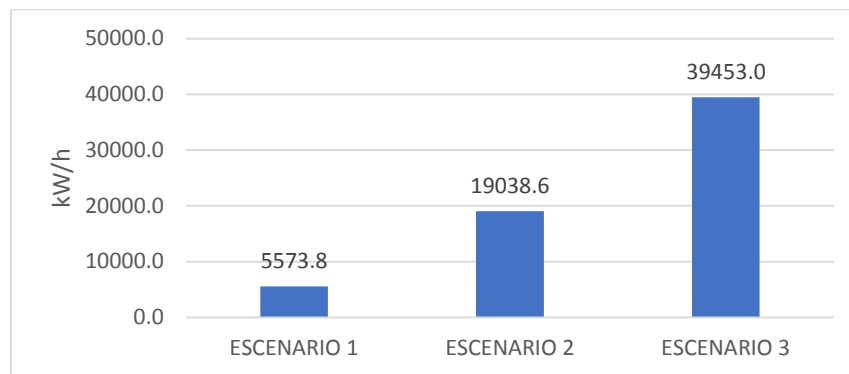
$$W = \frac{1}{\eta} * m * Cp * Ti \left[ (Po/Pi)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \tag{Ec. 5}$$

En donde,  $\eta$ , es la eficiencia,  $m$ , flujo de gas másico, en Kg/h,  $T_i$ , Temperatura en K,  $P_o$ , presión de entrada, presión del cabezal en PSI,  $P_i$ , presión de salida en PSI,  $\gamma$ , relación de calores específicos del gas ( $C_p/C_v$ ) (Villaflor *et al.*, 2008).

Los datos utilizados para para los cálculos de compresión están consignados en el apéndice C. La Figura 12 presenta los valores de consumo de energía por compresión en cada uno de los escenarios.

**Figura 12.**

*Consumo energético por compresión para cada uno de los escenarios.*

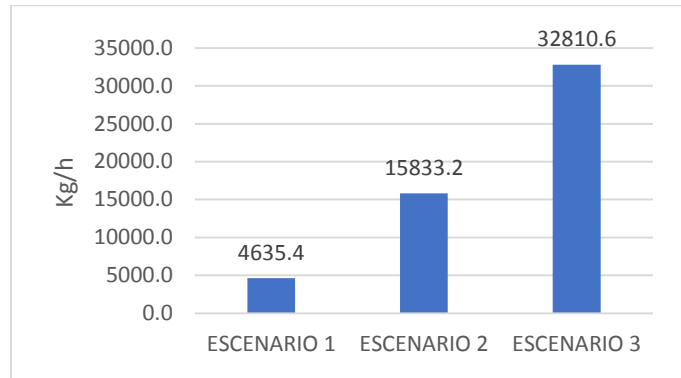


- Flujo de CO<sub>2</sub>. Para el cálculo correspondiente de la producción del flujo del gas de polución de CO<sub>2</sub> en kg/h, el valor del GOR promedio para el escenario alto fue asumido en cada uno de los escenarios.

La concentración de CO<sub>2</sub> fue asumida del trabajo de Camacho (2021). La Figura 13 presenta los valores de producción de CO<sub>2</sub> en cada uno de los escenarios de operación de los pozos del Valle Medio del Magdalena.

**Figura 13.**

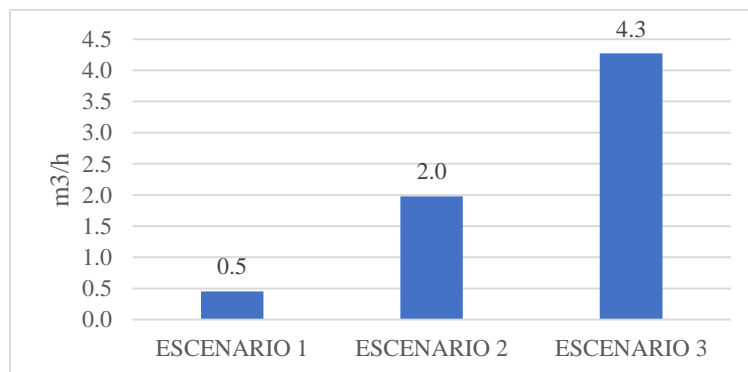
*Producción del flujo de polución para cada uno de los escenarios.*



- Uso del agua. La figura 14 presenta los valores de consumo de agua en m<sup>3</sup>/h basados en lo consignado en la Tabla 2.

**Figura 14.**

*Consumo del flujo de agua.*



Por su parte, la Tabla 7 resume los consumos y las producciones utilizadas en la estimación de los impactos operacionales, resultantes de la producción de petróleo en un pozo promedio, para cada escenario, en el Valle Medio del Magdalena. Según esta tabla, y como se

esperaba, a mayor producción de petróleo, mayor consumo y producción de servicios y de CO<sub>2</sub>. Asimismo, el cálculo de los impactos por cada uno de los ítems de las categorías fue obtenido, multiplicando el factor de caracterización por la cantidad de consumo o producción de recurso utilizado.

**Tabla 7.**

*Resumen del consumo y producción de los flujos para cada uno de los escenarios.*

<b>Servicios</b>	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>
USO DEL AGUA (m <sup>3</sup> /h)	0,5	2,0	4,3
BOMBEO (kW/h)	29713,8	101494,8	210323,8
COMPRESOR (kW/h)	5573,8	19038,6	39453,0
CO <sub>2</sub> (Kg/h)	4635,4	15833,2	32810,6

La Tabla 8 presentan los impactos en cada categoría, calculados para el escenario 1 de menor producción de petróleo; de igual manera en el apéndice D, se representa los escenarios operativos 2 y 3. A su vez, la Figura 15 ilustra las contribuciones de cada ítem en cada categoría de impacto del Eco-indicador 99 para el escenario de producción 1 o de menor flujo neto. Según la Tabla 8 y la Figura 15, las categorías Salud Humana, Calidad del Ecosistema y Recursos Naturales presentan el ítem Bombeo como el de mayor impacto, seguido de los ítems CO<sub>2</sub> y Compresión. Esta tendencia se mantiene para los Escenarios Medio y Alto (Apéndice D).

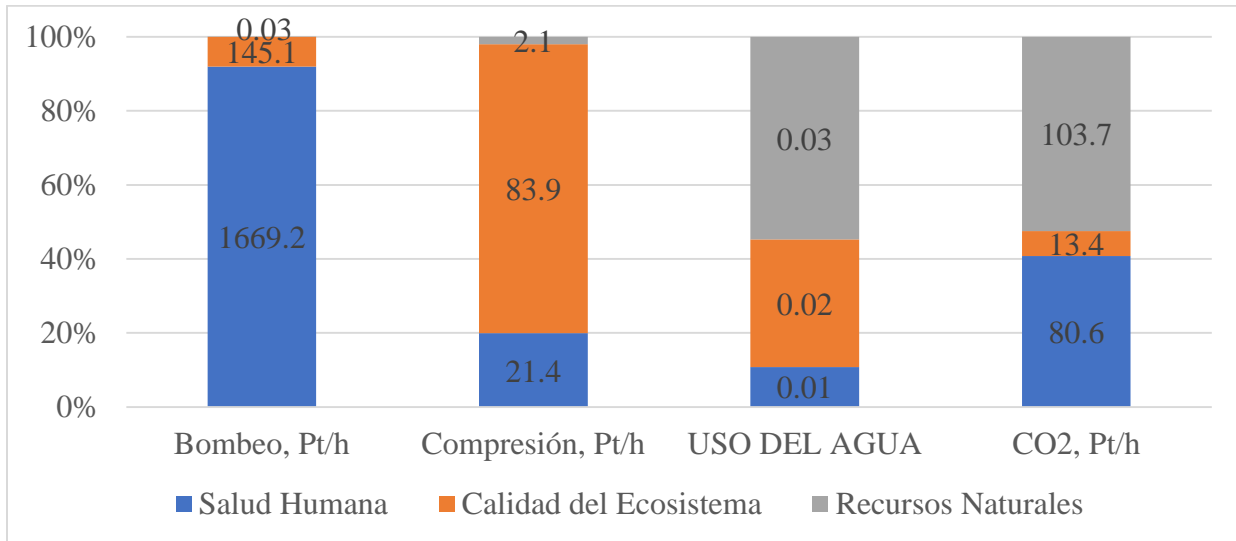
Tabla 8.

Valores del impacto ambiental obtenidos, para el escenario operativo 1.

		Uso del agua	Bombeo, kW-h	Compresión, kW-h	CO <sub>2</sub> , (kg/h)
<b>DMA</b>	<b>Mc</b>	0,5	29713,8	5573,8	4635,4
<b>Categoría</b>	<b>Ítem</b>	<b>Uso del agua</b>	<b>Bombeo, Pt/h</b>	<b>Compresión, Pt/h</b>	<b>CO<sub>2</sub>, (kg/h)</b>
<b>Salud Humana</b>	<b>Cambio Climático</b>		223,0	4,0	19,5
	<b>Disminución Capa de Ozono</b>		1,7	0,1	0,01
	<b>Efectos Carcinogénicos</b>	0,0066	248,5	3,8	29,1
	<b>Efectos Respiratorios</b>		1195,9	13,5	31,6
	<b>Radiación Ionizante</b>		0,0	0,0	0,5
	<b>SUMA, Pt/h</b>		1669,2	21,4	80,6
	<b>EI, MPt/a</b>	0,0001	13,4	0,2	0,6
<b>Calidad del Ecosistema</b>	<b>Ecotoxicidad</b>		27,6	0,7	9,1
	<b>Acidificación y eutroficación</b>	0,0211	83,9	1,1	2,2
	<b>Uso del suelo</b>		33,6	0,4	2,1
	<b>SUMA, Pt/h</b>		145,1	2,1	13,4
	<b>EI, MPt/a</b>	0,0002	1,2	0,0	0,1
<b>Recursos Naturales</b>	<b>Combustibles Fósiles</b>		113,5	2,8	98,7
	<b>Extracción Minera</b>	0,0335	1,2	0,02	5,1
	<b>Suma Pt/h</b>		114,7	2,8	103,7
	<b>EI, MPt/a</b>	0,0003	0,9	0,02	0,8

**Figura 15.**

*Impacto ambiental por hora de la producción petrolera para un pozo del Valle Medio del Magdalena en las categorías del Eco-indicador 99 (Pt/h) para el escenario 1.*



La Tabla 9 presenta los resultados de los impactos ambientales anuales de la operación de cada uno de los escenarios. Según esta tabla, el impacto ambiental en el escenario tres resulta mayor que en los otros dos escenarios para cada una de las categorías del Eco-indicador 99. El impacto del primer escenario corresponde a 17,2 MPt/año, para el segundo escenario corresponde a 58,8 MPt/año, y para el tercer escenario corresponde a 121,9 MPt/año.

**Tabla 9.**

*Impacto ambiental en Pt/año para la producción de un pozo petrolero del Valle Medio del Magdalena.*

Evaluación de impacto				
Escenarios	Salud humana (MPt/a)	Ecosistema (MPt/a)	Recursos Naturales (MPt/a)	Total (MPt/año)
1	14,2	1,3	1,8	17,2
2	48,4	4,4	6,0	58,8
3	100,3	9,1	12,5	121,9

Considerando la definición del Ecopunto (Goedkoop *et al.*, 2019) los daños ambientales resultantes de la operación efectuada pueden ser estimados en términos de contaminación de un numero de habitantes, según,

$$\text{Daño Escenario 1: } 17,2 * 10^6 \frac{Pt}{\text{año}} * \frac{0,001H}{Pt} = 17225,1 H \quad \text{Ec. 6}$$

$$\text{Daño Escenario 2: } 58,8 * 10^6 \frac{Pt}{\text{año}} * \frac{0,001H}{Pt} = 58837,1 H \quad \text{Ec. 7}$$

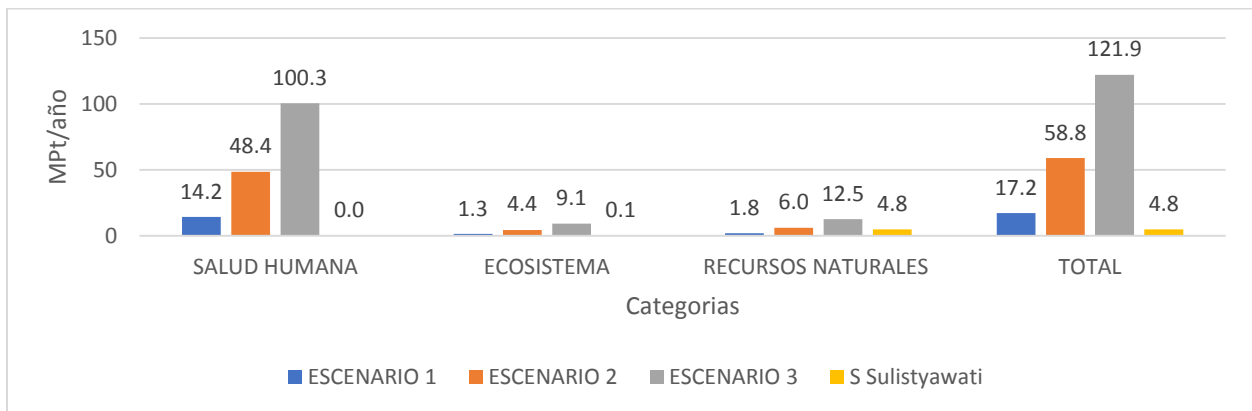
$$\text{Daño Escenario 3: } 121,9 * 10^6 \frac{Pt}{\text{año}} * \frac{0,001H}{Pt} = 121926,2 H \quad \text{Ec. 8}$$

Donde H corresponde a un habitante europeo promedio. Con los resultados anteriores, el daño ambiental resultante de la evaluación del ciclo de vida de un pozo petrolero es equivalente a la contaminación anual de 17225, 58837, 121926 ciudadanos europeos, para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente. Es importante recalcar que los valores de los LCI del Eco-indicador 99 están referenciados al continente Europeo, lo cual puede diferir a lo presentado en Colombia. Una actualización de los parámetros del Eco-indicador 99 o la aplicación de un indicador de impacto que se ajuste a las condiciones del país es recomendado para futuros trabajos en el área.

Por otra parte, los impactos ambientales calculados en los Escenarios de producción del Valle Medio del Magdalena son comparados con el impacto reportado por Sulistyawati *et al.* (2020) para la producción de pozos en Indonesia (Apéndice E). Las Figuras 16 y 17 comparan los valores obtenidos en el presente documento con los reportados por Sulistyawati *et al.* (2020) para los impactos de producción. Según, este autor, y lo mostrado en la Figura 16, los pozos de Indonesia presentan un mayor impacto en la categoría Recursos Naturales, seguido de las categorías Calidad del Ecosistema y Salud Humana. Lo anterior puede deberse al menor flujo de crudo producido en los pozos de Indonesia, pero una mayor cantidad de toneladas producidas de CO<sub>2</sub>; Sulistyawati *et al.* (2020) reportan una generación anual de 232950 ton/año de CO<sub>2</sub>, con una producción de crudo de solo 1722,4 ton/año. En comparación, un pozo promedio del Valle Medio del Magdalena en el Escenario 3 o alto genera 262484 ton/año, para una producción de 26409,2 ton/año.

**Figura 16.**

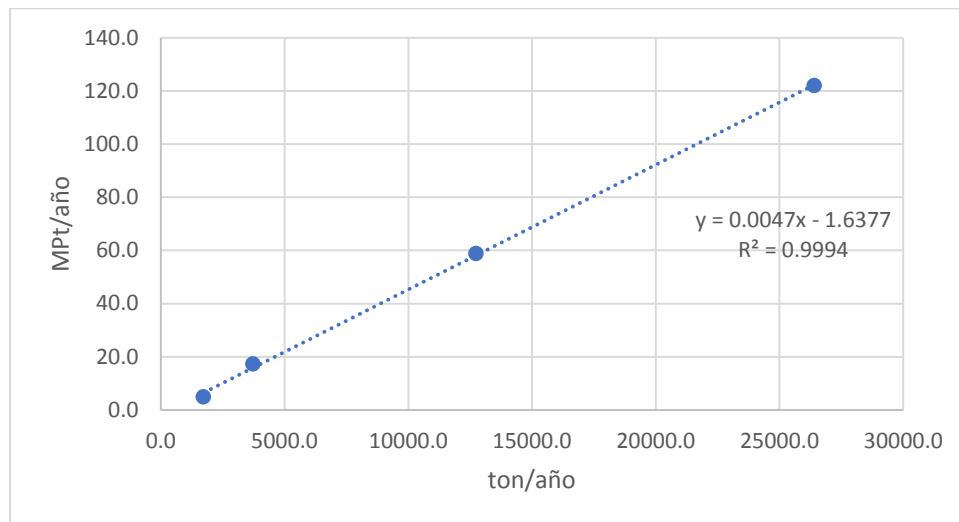
*Comparación del impacto ambiental para la producción de pozos de petróleo según el Eco-indicador 99.*



Por otra parte, el impacto total ambiental de la producción de crudo reportada por Sulistyawati *et al.* (2020) (4,8 MPt/año) y los determinados en el presente trabajo exhiben una correlación con la cantidad de crudo producido. La Figura 17, muestran la dispersión de Impacto Ambiental total anual vs flujo másico de crudo anual; los valores de flujo másico promedio de los pozos del Valle Medio del Magdalena fueron calculados considerando una densidad de 0,9 g/cm<sup>3</sup> (Camacho, 2021).

**Figura 17.**

*Comparativa anual de cada escenario del flujo bruto con respecto a la literatura.*



Según esta figura, los datos de impacto obtenidos en el presente documento y los de Sulistyawati *et al.* (2020) se ajustan a la siguiente regresión,

$$\frac{MPt}{año} = 0,0047X - 1,6377 \quad \text{Ec. 9}$$

Donde  $X$  corresponde al flujo de crudo producido en ton/año. Con la regresión anterior es posible determinar de manera rápida el impacto ambiental que tendría una producción anual de

un pozo en el Valle Medio del Magdalena. Es importante mencionar que el presente documento contribuye, con la determinación de los impactos ambientales en la producción petrolera del Valle Medio del Magdalena, así como con la proposición de una ecuación para la estimación rápida de estos impactos.

De otro lado, con los valores de impacto de cada escenario de producción del Valle Medio del Magdalena, mostrados anteriormente, es posible afirmar que el daño ambiental puede ser disminuido por medio de la aplicación de diversas estrategias que conlleven a la reducción del consumo de la electricidad requerida en bombeo y compresión. Una alternativa de disminución en el consumo de electricidad puede ser la aplicación de energías renovables no convencionales, como lo es, la energía fotovoltaica y la energía eólica. Esto debido a la gran irradiación presente en los últimos años en el departamento de Santander (Apéndice F). Es de gran importancia aplicar métodos de evaluación que permitan determinar el potencial solar de zonas con amplia extensión de terreno (Y. A. *et al.*, 2019). El mayor aprovechamiento del recurso solar es una responsabilidad tanto del gobierno como de los privados, quienes tienen deben aprovechar la legislación actual y las herramientas tecnológicas existentes. Aunque el requerimiento no se disminuye con la implementación de fuentes de energía alternativas, si se disminuye el impacto asociado con este requerimiento; el impacto está incluido en el LCI respectivo.

Por último, otra alternativa corresponde a la implementación de métodos de captura de CO<sub>2</sub>, o envíos a unidades de tratamiento de gases, tales como, la sección de endulzamiento para la unidad de acondicionamiento del gas. Esto con el fin de disminuir los contaminantes presentes en el combustible obtenido, disminuyendo así la polución asociada a su combustión.

## 5. Conclusiones

La producción de crudo en el Valle Medio del Magdalena presenta tres escenarios operativos, según el análisis de datos recolectados en la ventana comprendida entre 2013 al 2021. Estos escenarios representan producciones de crudo de, Escenario Alto 163,1 bopd, Escenario Medio 71,1 bopd y Escenario bajo 25 bopd.

Según la evaluación del ciclo de vida con el Eco-indicador 99, el Escenario Bajo presentó el menor impacto, siendo este con 17,2 MPt/año; el Escenario Medio presentó un impacto de 58,8 MPt/año; el Escenario Alto obtuvo un impacto de 121,9 MPt/año.

La mayor parte de los impactos generados correspondió al ítem BOMBEO, categoría de Salud Humana, y posterior a esta, la polución de CO<sub>2</sub> en la categoría de Recursos Naturales. Con lo anterior, el consumo de electricidad, y la polución de CO<sub>2</sub> son los ítems con mayor afectación resultantes de la operación de los pozos en el Valle Medio del Magdalena.

## 6. Recomendaciones.

Se recomienda aplicar diversas estrategias que ayuden a mitigar el consumo de electricidad, específicamente al bombeo, y el consumo de gas combustible, para no seguir aumentando el impacto generado por el CO<sub>2</sub> en la contaminación ambiental.

Una actualización de los parámetros del Eco-indicador 99 o la aplicación de un indicador de impacto que se ajuste a las condiciones del país es recomendado para futuros trabajos en el área.

Se recomienda que se realice un estudio técnico-económico de las alternativas utilizada para mitigar los impactos ambientales en materia de energía, como lo son, trigeneración con captación de CO<sub>2</sub>, energía fotovoltaica y eólica.

**Referencias Bibliográficas**

- Bdigital (s.f.) *Escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*.  
<https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1340/v.1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- Day, J. W., Clark, H. C. Chang, C.; Hunter, R and Norman C R. (2020) *Life Cycle of Oil and Gas Fields in the Mississippi River Delta: A Review*, 2020.
- Dominguez, E. R. (2009) *Análisis de Ciclo de Vida en la etapa de diseño de un proceso petroquímico en Colombia*.
- Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Hischer R., Hellweg S., Humbert S., Köllner T., Loerincik Y., Margni M. and Nemecek T. (2007) *Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods*.ecoinvent report No. 3, v2.0. *Swiss Centre for Life Cycle Inventories*, Dübendorf, 2007.
- Frischknecht, R., Althaus, HJ, Bauer, C., Doka, G., Heck, T., Jungbluth, N., ... Nemecek, T. (2007). La relevancia ambiental de los bienes de capital en las evaluaciones del ciclo de vida de productos y servicios. *Revista internacional de evaluación del ciclo de vida*, 12 (1), 1-11. <https://doi.org/10.1065/lca2007.02.309>.
- Goedkoop, M. Renilde S (2001), *The Eco-indicator 99 A damage-oriented method for Life Cycle Impact Assessment*.
- Hassan M. El-Houjeiri , Adam R. Brandt y James E. Duffy . Herramienta LCA de código abierto para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero de la producción de petróleo

- crudo utilizando características de campo. *Ciencia y tecnología ambiental* 2013, 47 (11), 5998-6006. <https://doi.org/10.1021/es304570m>.
- IDEAM (2018). *Atlas Interactivo Radiación*. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (n.d.). *Crea IMP metodología única para evaluar la integridad de pozos petroleros*. <https://www.gob.mx/imp/articulos/crea-imp-metodologia-unica-para-evaluar-la-integridad-de-pozos-petroleros?idiom=es>.
- Jeremy Moorhouse, D D and Dan Woynillowicz, (s.f.) *Life cycle assessments of oilsands greenhouse gas emissions: A checklist for robust análisis*.
- Leslie, J: and Pontalier, Pierre Y. y Sablayrolles, C. (2012) Life cycle assessment (LCA) applied to the process industry: a review. *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 17 (n° 8). pp. 1028-1041. ISSN 0948-3349.
- Muñoz Maldonado, Y. A.; Acebedo Roncancio, G. D.; Santamaría Saavedra J. D. (2019) “Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia”, *Prospectiva*, Vol 17, N° 1, 7-12
- Pfister, S.; Koehler, A.; Hellweg, S. (2009), assessing the environmental impacts of freshwater consumption in lca.
- Pfister, S.; Koehler, A.; Hellweg, S. (s.f.) *Assessing the environmental impacts of freshwater consumption in LCA*.
- Preciogas (2015) *¿Qué es el gas natural? Fórmula y composición*. <https://preciogas.com/instalaciones/gas-natural/composicion>
- Sáchica, J. A. (2020). Metodología para la optimización del consumo energético bajo el análisis de eficiencia financiera con un alto impacto en la reducción de emisiones de GEI. Caso

exitoso de aplicación en el campo más grande de Colombia. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 18(2), 107-122. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020007>.

Sulistyawati S et al (2020) *IOP Conf. Ser.: Medio Ambiente Terrestre. ciencia 506 012025*

Villaflor, G.; Morales, G. V. y Velasco. J. Universidad Nacional de Salta, Facultad de Ingeniería, CIUNSa, Instituto de Beneficio de Minerales (INBEMI Instituto de Investigaciones para la Industria Química (INIQUI), Avenida Bolivia 5150, 4400 Salta-Argentina

Vivas Buitrago, C. D. (2021) *Caracterización de pozos petroleros aprovechables para la producción de energía geotérmica*. [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América] Repositorio Institucional Lumieres. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/8398>.

Apéndices

Apéndice A. Histogramas de frecuencia

Figura A1. Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2013.

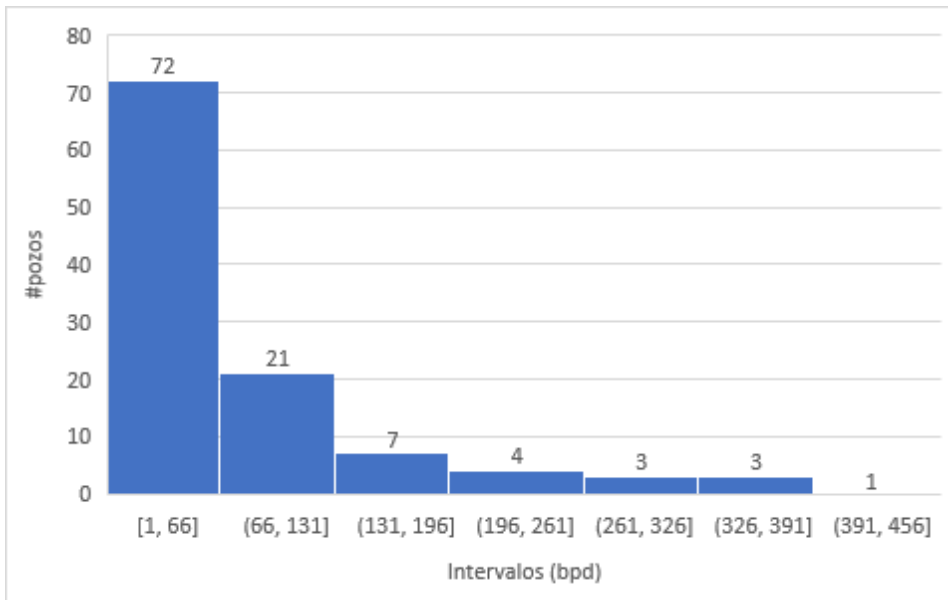
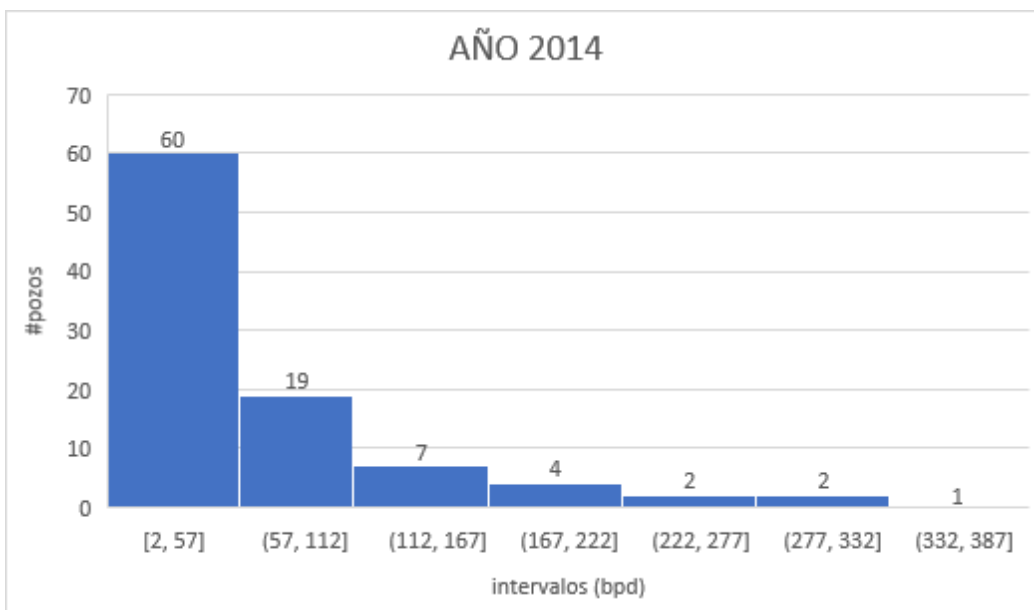
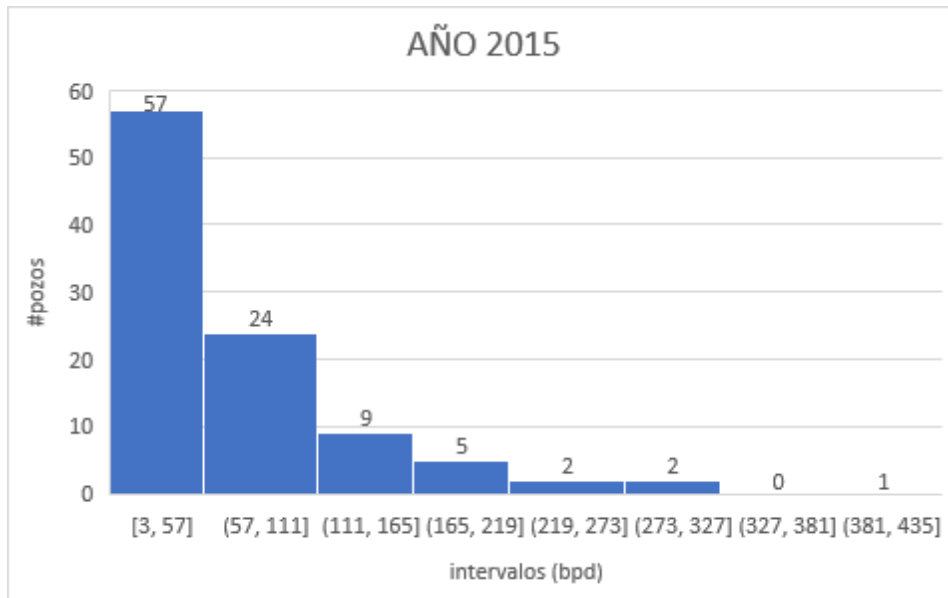


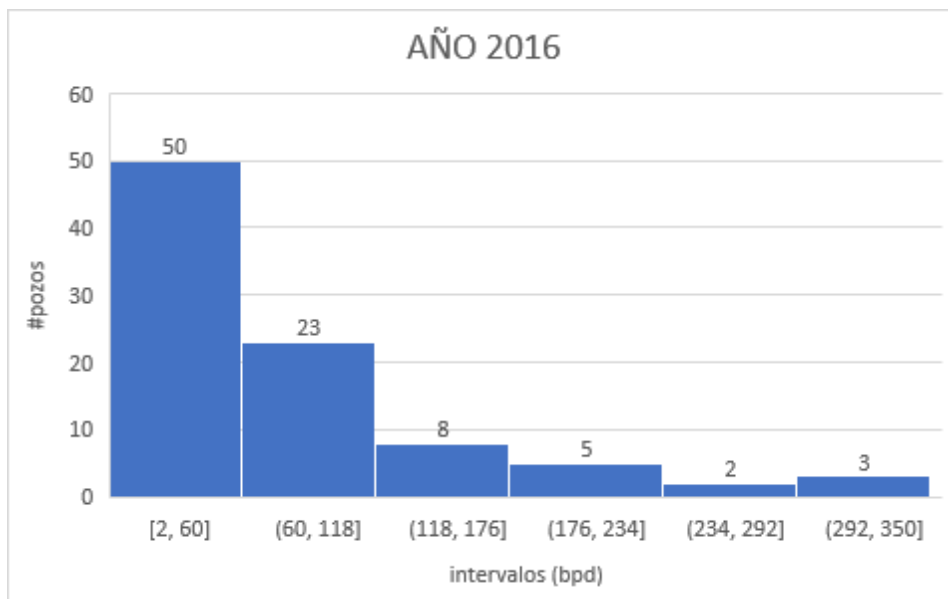
Figura A2. Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2014.



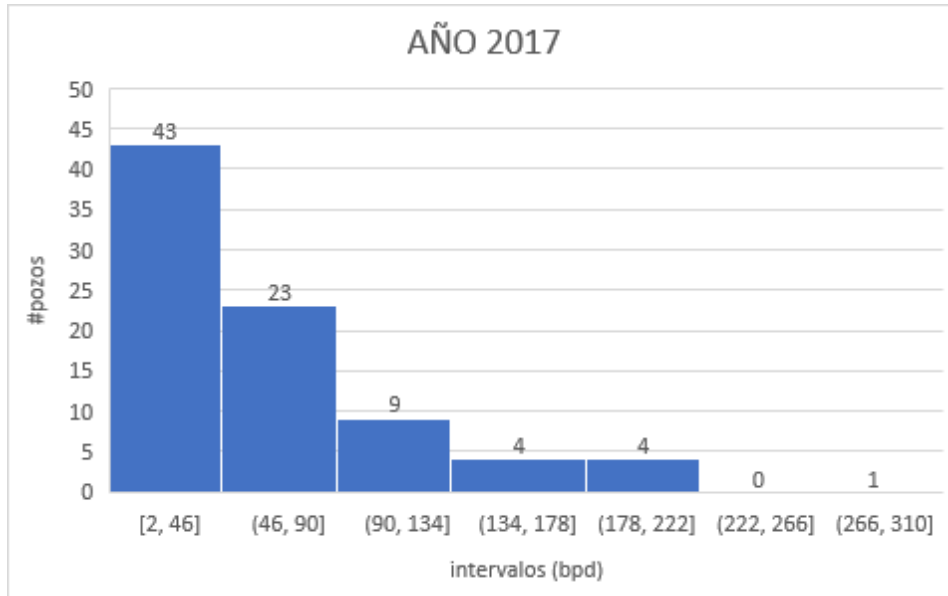
**Figura A3.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2015.



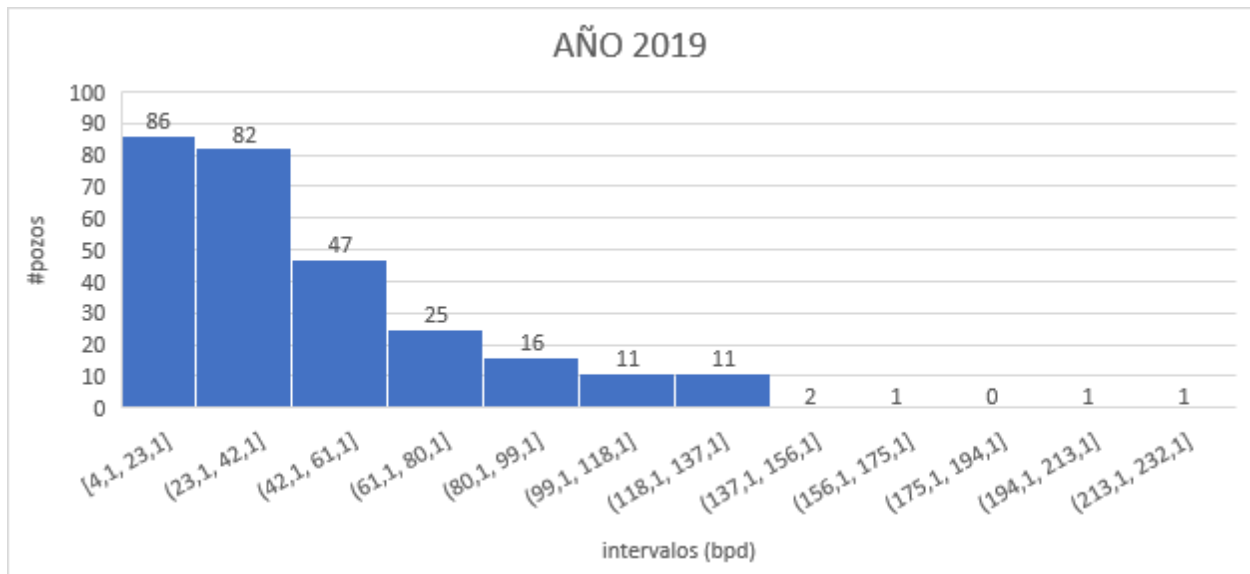
**Figura A4.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2016.



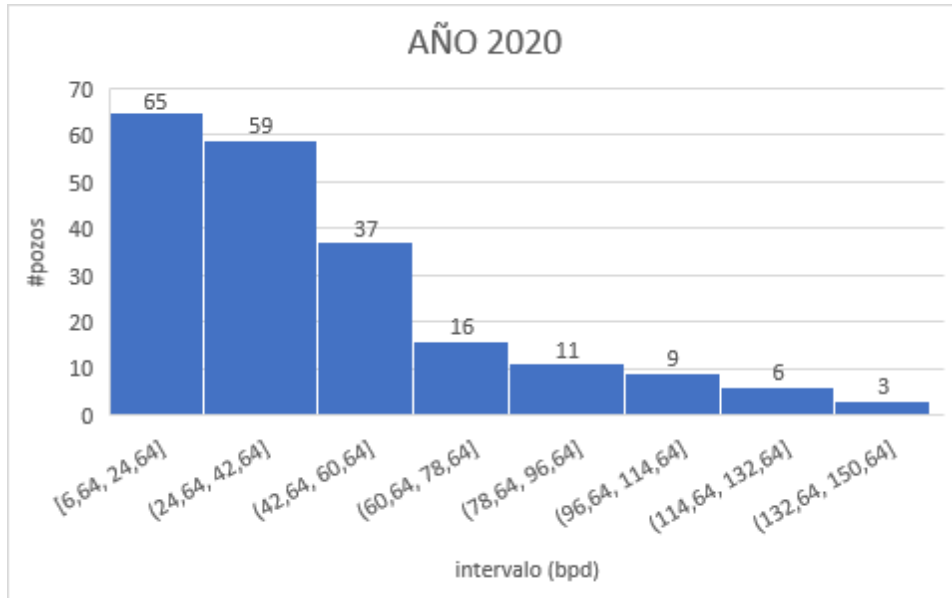
**Figura A5.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2017.



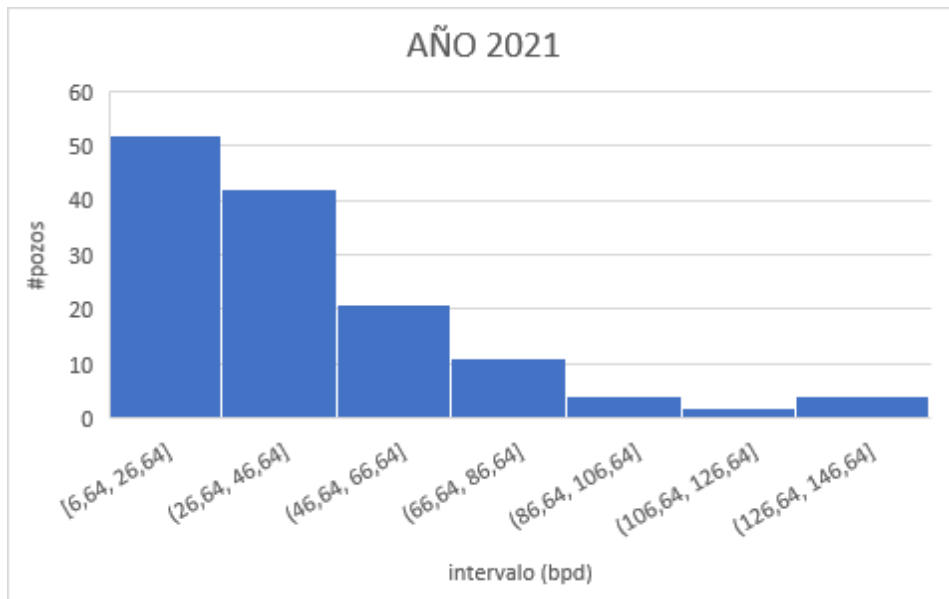
**Figura A6.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2019.



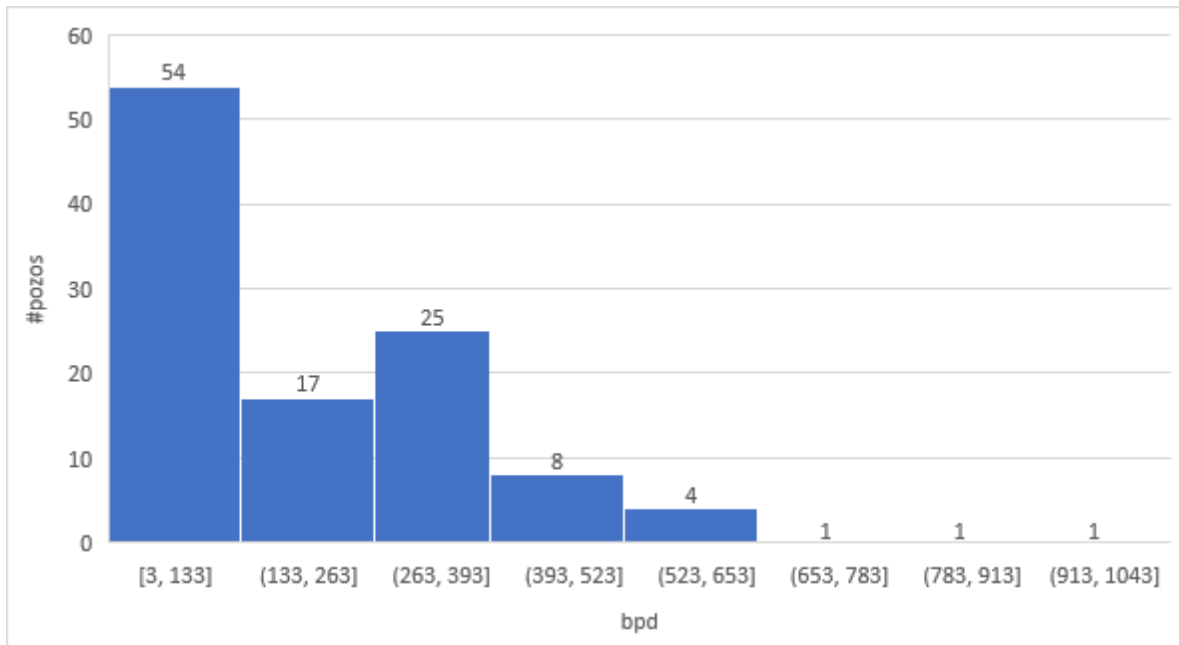
**Figura A7.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2020.



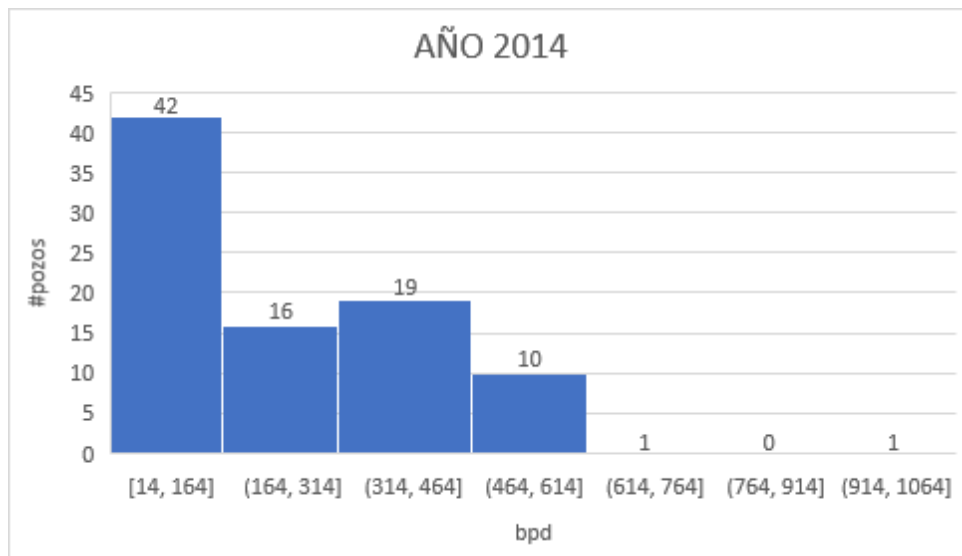
**Figura A8.** Intervalos de frecuencia para el flujo neto correspondientes al año 2021.



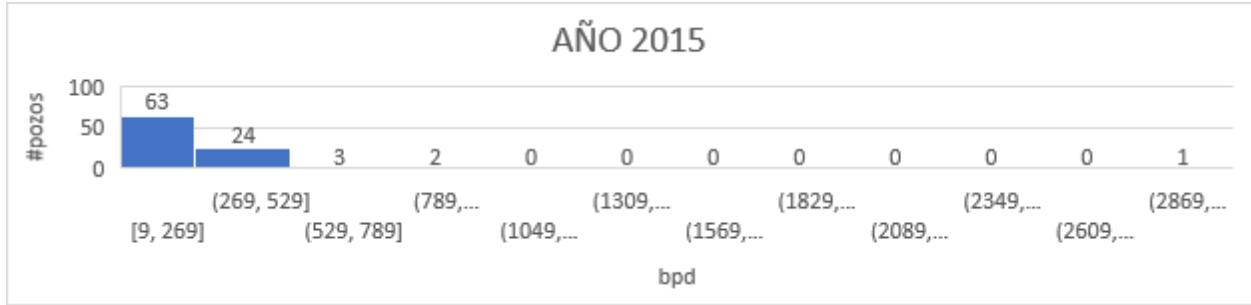
**Figura A9.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2013.



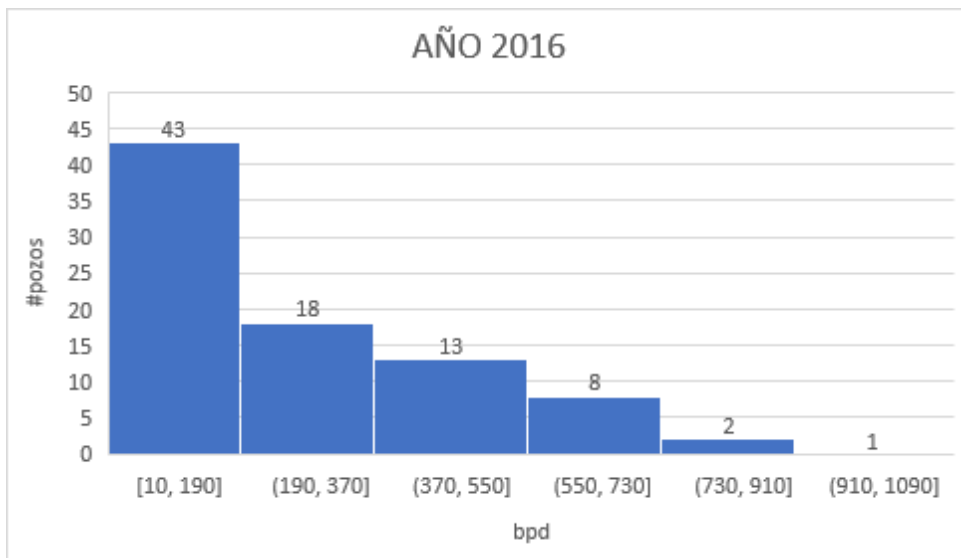
**Figura A10.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2014.



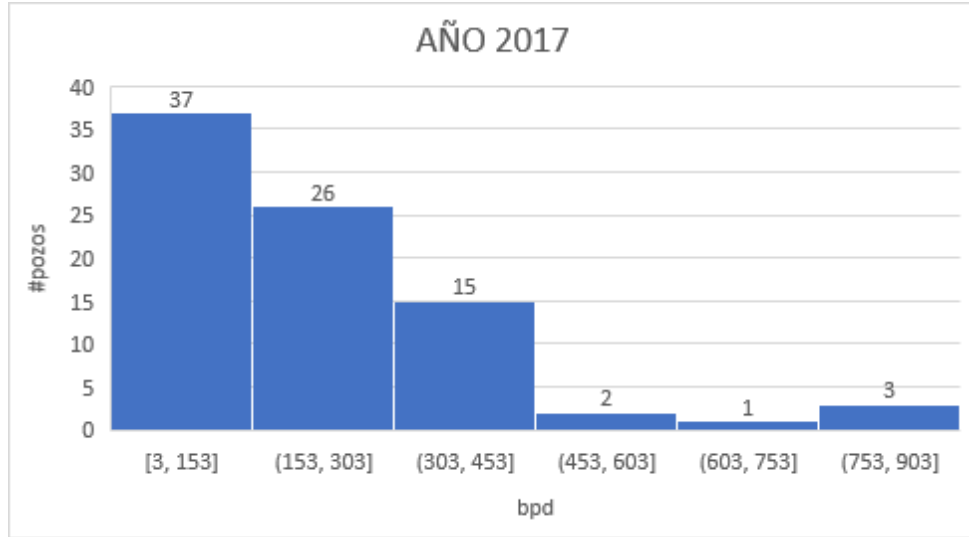
**Figura A11.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2015.



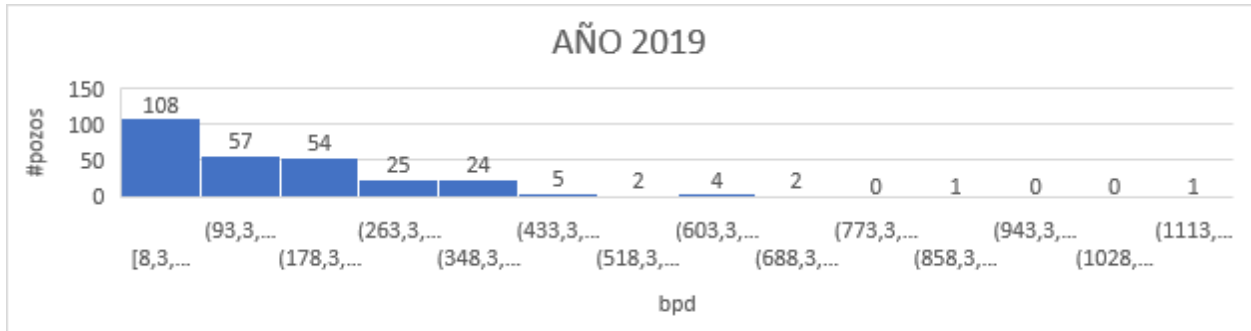
**Figura A12.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2016.



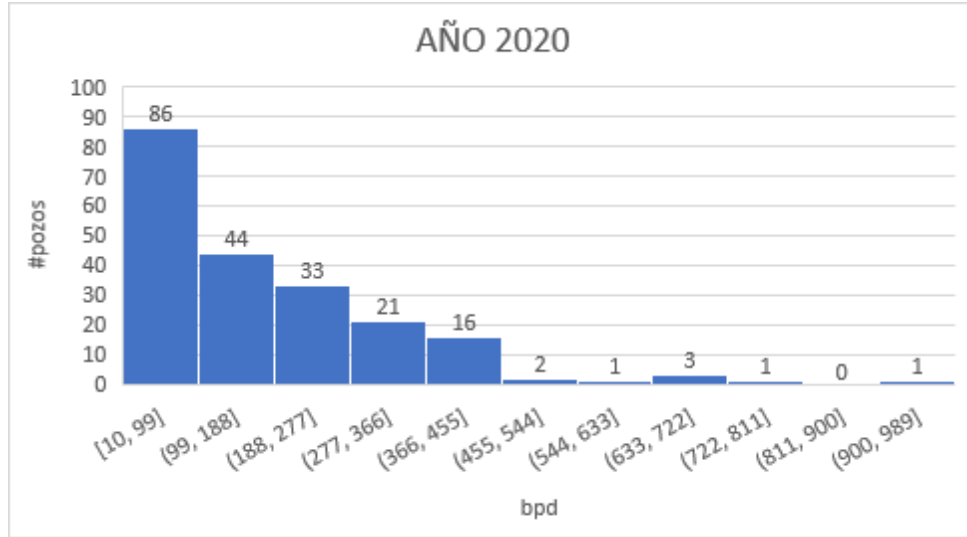
**Figura A13.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2017.



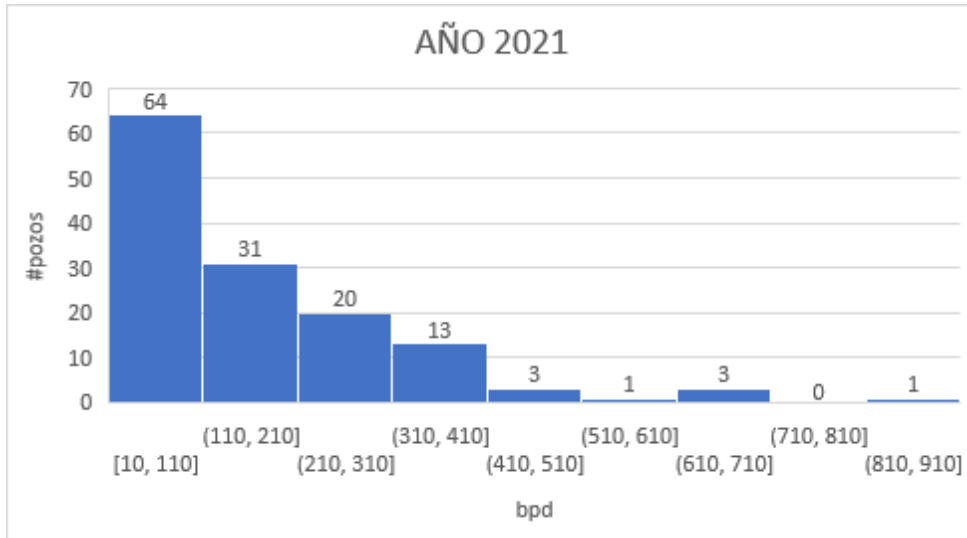
**Figura A14.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2019



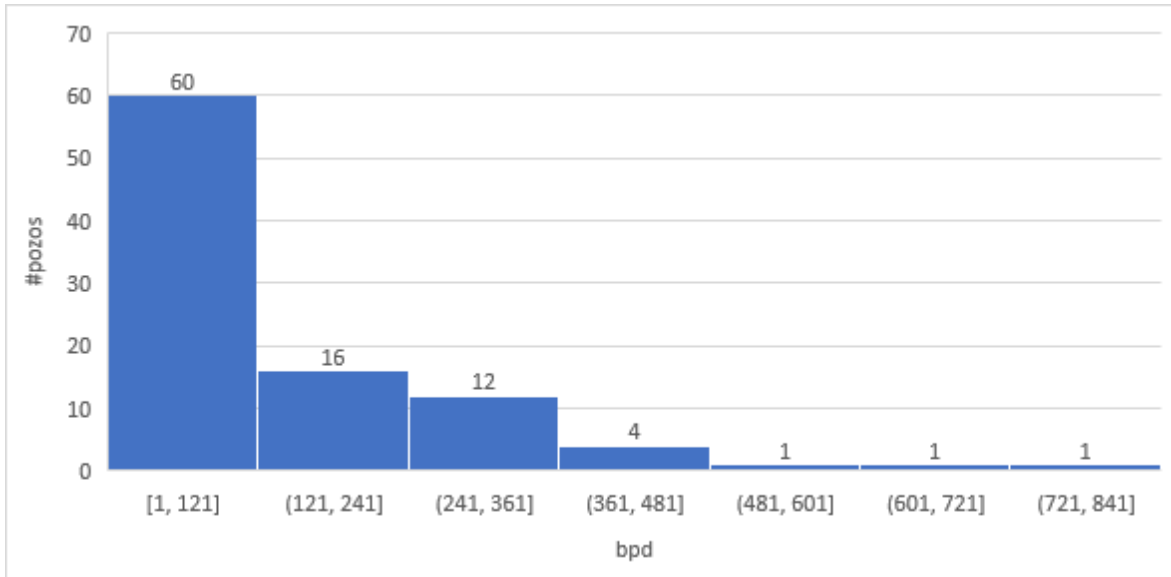
**Figura A15.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2020.



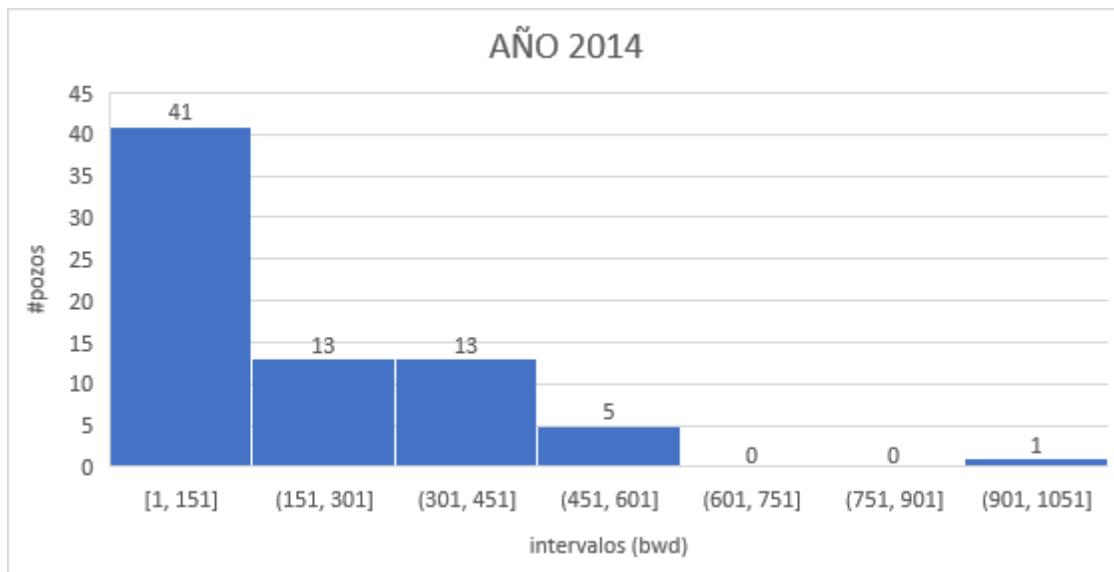
**Figura A16.** Intervalos de frecuencia para el flujo bruto correspondiente al año 2021.



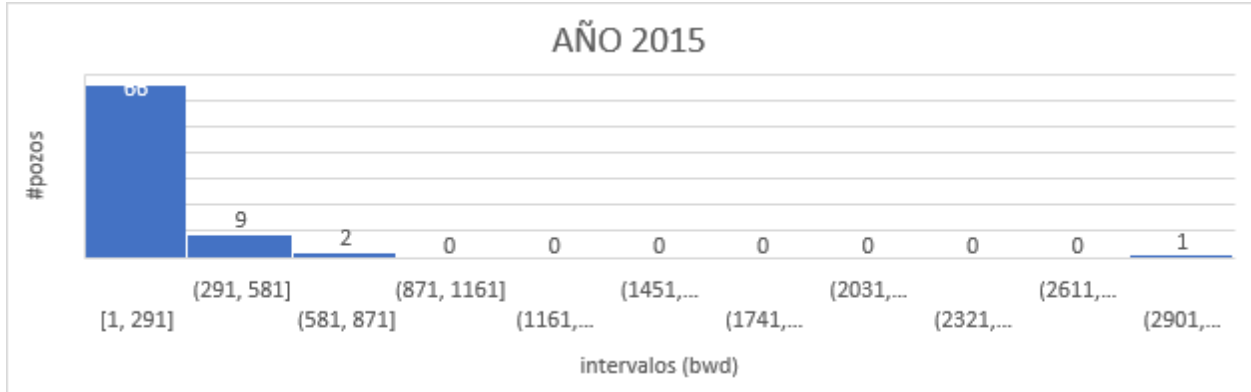
**Figura A17.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2013.



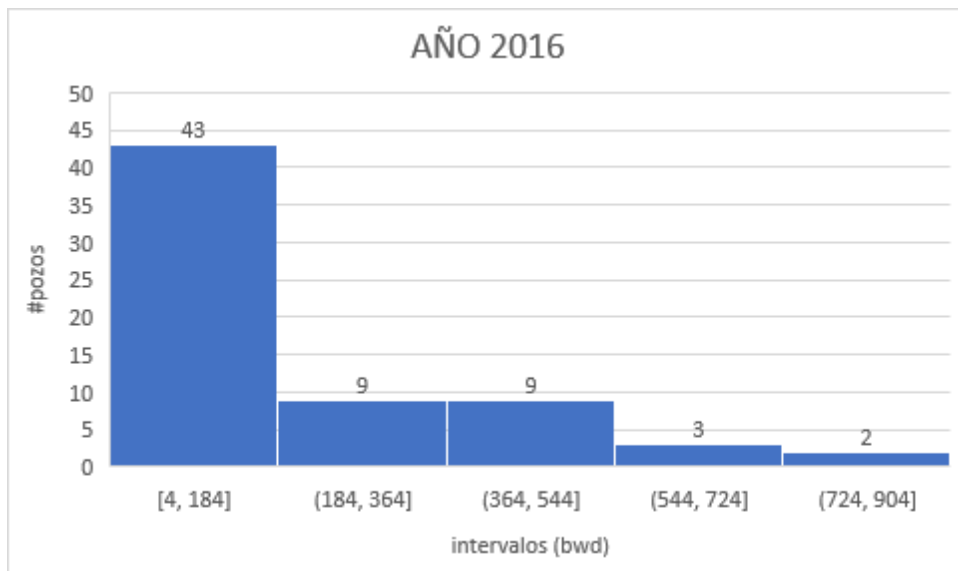
**Figura A18.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2014.



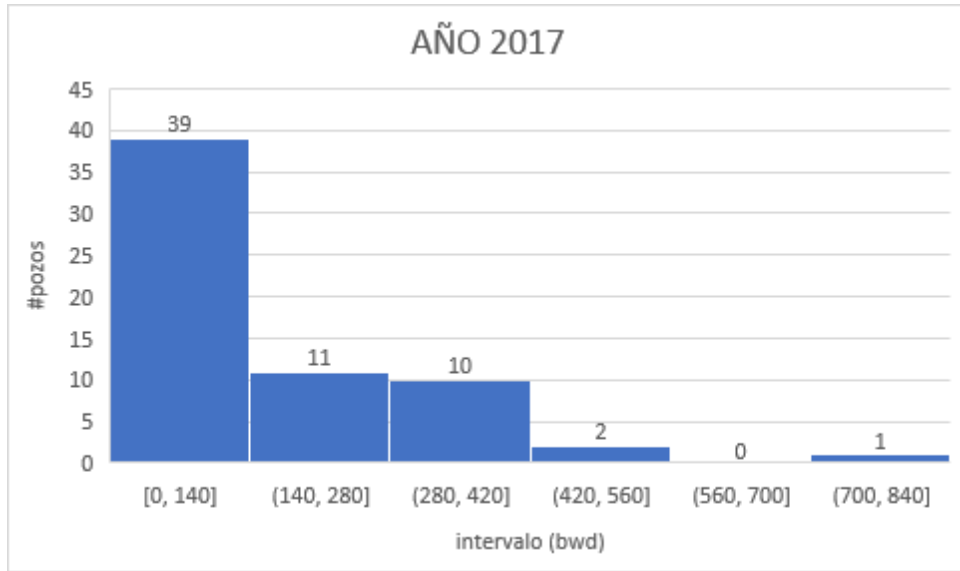
**Figura A19.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2015.



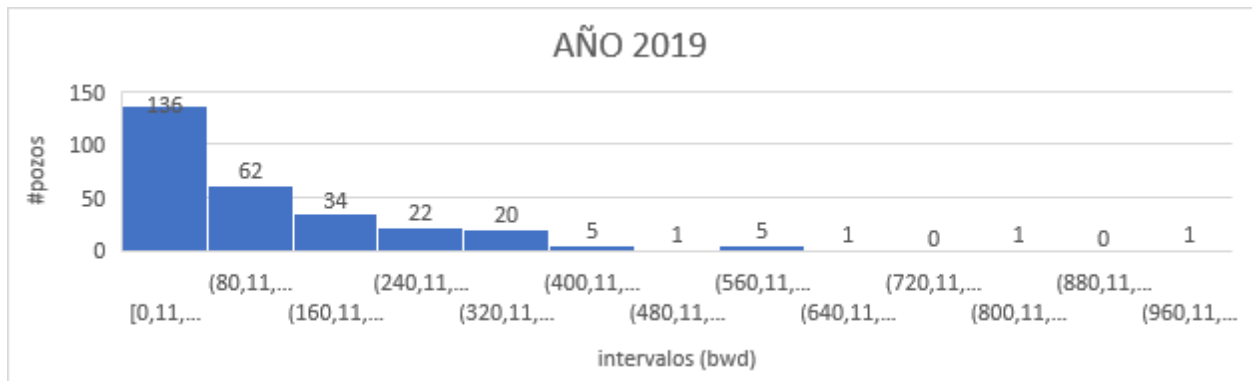
**Figura A20.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2016.



**Figura A21.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2017.



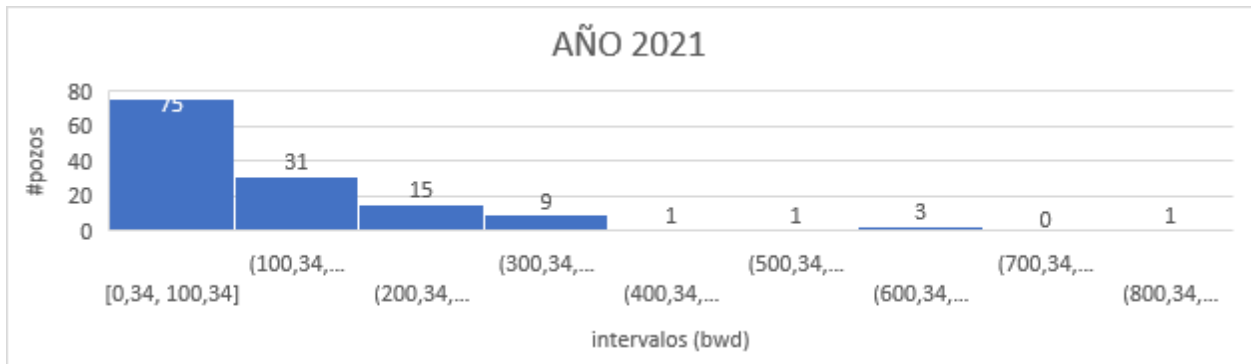
**Figura A22,** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2019.



**Figura A23.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2020.



**Figura A24.** Intervalos de frecuencia para el flujo de agua correspondiente al año 2021.



## Apéndice B. Información proporcionada por el UPME 2018 para la determinación del GOR

**Figura B1.** Oferta de crudo, escenario alto. (UPME 2018)

CUENCA	AÑO	VOLUMEN BPPD	CARGA A REFINERIA BPPD	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Galán Ayacucho BPPD	Faltante Galán Ayacucho BPPD	Total Galán Ayacucho BPPD
VMM	2018	152.239	90.000	62.239	62.239	-	62.239
VMM	2019	163.480	90.000	73.480	73.480	-	73.480
VMM	2020	175.129	90.000	85.129	85.129	-	85.129
VMM	2021	191.956	90.000	101.956	98.000	3.956	101.956
VMM	2022	232.932	90.000	142.932	98.000	44.932	142.932
VMM	2023	282.450	90.000	192.450	98.000	94.450	192.450
VMM	2024	369.018	90.000	279.018	98.000	181.018	279.018
VMM	2025	489.671	90.000	399.671	98.000	301.671	399.671
VMM	2026	609.419	90.000	519.419	98.000	421.419	519.419
VMM	2027	700.872	90.000	610.872	98.000	512.872	610.872
VMM	2028	766.152	90.000	676.152	98.000	578.152	676.152
VMM	2029	825.784	90.000	735.784	98.000	637.784	735.784
VMM	2030	866.034	90.000	776.034	98.000	678.034	776.034
VMM	2031	880.164	90.000	790.164	98.000	692.164	790.164
VMM	2032	871.960	90.000	781.960	98.000	683.960	781.960
VMM	2033	846.858	90.000	756.858	98.000	658.858	756.858
VMM	2034	810.143	90.000	720.143	98.000	622.143	720.143
VMM	2035	765.812	90.000	675.812	98.000	577.812	675.812
VMM	2036	721.492	90.000	631.492	98.000	533.492	631.492
VMM	2037	674.228	90.000	584.228	98.000	486.228	584.228
VMM	2038	618.603	90.000	528.603	98.000	430.603	528.603
VMM	2039	544.301	90.000	454.301	98.000	356.301	454.301
VMM	2040	472.042	90.000	382.042	98.000	284.042	382.042
VMM	2041	391.940	90.000	301.940	98.000	203.940	301.940
VMM	2042	320.267	90.000	230.267	98.000	132.267	230.267
VMM	2043	252.849	90.000	162.849	98.000	64.849	162.849
VMM	2044	195.997	90.000	105.997	98.000	7.997	105.997

**Figura B2.** Oferta del gas, escenario alto. (UPME 2018)

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO KPCD	VOLUMEN RECIBIDO DE VASCONIA KPCD	CONSUMO EN REFINERIA KPCD	DISPONIBLE EN BARRANCAB ERMEJA KPCD	VOLUMEN PRODUCIDO CESAR - RANCHERIA KPCD	VOLUMEN A TRANSPORTAR KPCD	FALTANTE BARRANCAB ERMEJA - BALLENA KPCD
VMM	2018	44.594	-	120.000	- 75.406	1.856	- 73.550	-
VMM	2019	47.626	41.557	120.000	- 30.817	2.528	- 28.289	-
VMM	2020	78.459	126.146	120.000	84.604	10.518	95.123	-
VMM	2021	102.135	185.479	120.000	167.614	24.435	192.049	-
VMM	2022	116.689	207.094	120.000	203.783	35.114	238.897	-
VMM	2023	128.479	222.827	120.000	231.306	41.702	273.009	13.009
VMM	2024	148.466	245.730	120.000	274.196	47.987	322.183	62.183
VMM	2025	176.069	222.796	120.000	278.865	55.853	334.718	74.718
VMM	2026	221.893	234.965	120.000	336.857	64.460	401.318	141.318
VMM	2027	263.227	218.108	120.000	361.334	71.920	433.254	173.254
VMM	2028	288.747	184.259	120.000	353.006	79.338	432.344	172.344
VMM	2029	335.967	152.198	120.000	368.164	86.441	454.606	194.606
VMM	2030	372.947	130.457	120.000	383.403	89.769	473.172	213.172
VMM	2031	391.642	112.474	120.000	384.116	91.358	475.473	215.473
VMM	2032	415.882	133.273	120.000	429.155	91.896	521.051	261.051
VMM	2033	446.626	152.695	120.000	479.322	92.612	571.934	311.934
VMM	2034	469.602	163.058	120.000	512.660	93.131	605.791	345.791
VMM	2035	474.593	116.243	120.000	470.836	90.717	561.552	301.552
VMM	2036	469.670	48.377	120.000	398.047	84.321	482.368	222.368
VMM	2037	461.769	-	120.000	341.769	76.649	418.418	158.418
VMM	2038	448.926	-	120.000	328.926	70.515	399.442	139.442
VMM	2039	432.976	-	120.000	312.976	65.382	378.359	118.359
VMM	2040	411.433	-	120.000	291.433	60.218	351.652	91.652
VMM	2041	390.395	-	120.000	270.395	56.763	327.157	67.157
VMM	2042	367.566	-	120.000	247.566	54.069	301.635	41.635
VMM	2043	345.678	-	120.000	225.678	52.093	277.771	17.771
VMM	2044	326.090	-	120.000	206.090	50.295	256.385	-

Figura B3. Oferta del crudo, escenario medio. (UPME 2018)

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO BPPD	CARGA A REFINERIA BPPD	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Galán Ayacucho BPPD	Faltante Galán Ayacucho BPPD	Total Galán Ayacucho BPPD
VMM	2018	152.239	90.000	62.239	62.239	-	62.239
VMM	2019	163.480	90.000	73.480	73.480	-	73.480
VMM	2020	174.292	90.000	84.292	84.292	-	84.292
VMM	2021	186.354	90.000	96.354	96.354	-	96.354
VMM	2022	202.517	90.000	112.517	98.000	14.517	112.517
VMM	2023	221.471	90.000	131.471	98.000	33.471	131.471
VMM	2024	246.135	90.000	156.135	98.000	58.135	156.135
VMM	2025	290.447	90.000	200.447	98.000	102.447	200.447
VMM	2026	315.607	90.000	225.607	98.000	127.607	225.607
VMM	2027	320.671	90.000	230.671	98.000	132.671	230.671
VMM	2028	314.526	90.000	224.526	98.000	126.526	224.526
VMM	2029	318.926	90.000	228.926	98.000	130.926	228.926
VMM	2030	304.477	90.000	214.477	98.000	116.477	214.477
VMM	2031	281.475	90.000	191.475	98.000	93.475	191.475
VMM	2032	259.821	90.000	169.821	98.000	71.821	169.821
VMM	2033	236.452	90.000	146.452	98.000	48.452	146.452
VMM	2034	211.055	90.000	121.055	98.000	23.055	121.055
VMM	2035	188.834	90.000	98.834	98.000	834	98.834
VMM	2036	167.601	90.000	77.601	77.601	-	77.601
VMM	2037	160.315	90.000	70.315	70.315	-	70.315
VMM	2038	151.528	90.000	61.528	61.528	-	61.528
VMM	2039	141.552	90.000	51.552	51.552	-	51.552
VMM	2040	131.242	90.000	41.242	41.242	-	41.242
VMM	2041	120.109	90.000	30.109	30.109	-	30.109
VMM	2042	109.429	90.000	19.429	19.429	-	19.429
VMM	2043	97.621	90.000	7.621	7.621	-	7.621
VMM	2044	87.063	90.000	-	-	-	-

Figura B4. Oferta del gas, escenario medio. (UPME 2018)

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO KPCD	VOLUMEN RECIBIDO DE VASCONIA KPCD	CONSUMO EN REFINERIA KPCD	DISPONIBLE EN BARRANCAB ERMEJA KPCD	VOLUMEN PRODUCIDO CESAR - RANCHERIA KPCD	VOLUMEN A TRANSPORTAR KPCD	FALTANTE BARRANCAB ERMEJA - BALLENA KPCD
VMM	2018	44.594	-	120.000	- 75.406	1.856	- 73.550	-
VMM	2019	47.626	-	120.000	- 72.374	2.528	- 69.846	-
VMM	2020	73.855	70.795	120.000	24.650	5.915	30.565	-
VMM	2021	96.913	109.017	120.000	85.930	19.212	105.142	-
VMM	2022	104.622	112.275	120.000	96.898	29.049	125.947	-
VMM	2023	106.391	104.609	120.000	91.000	31.943	122.943	-
VMM	2024	108.374	129.711	120.000	118.085	31.998	150.083	-
VMM	2025	119.927	90.361	120.000	90.288	32.027	122.315	-
VMM	2026	130.452	84.279	120.000	94.731	31.825	126.556	-
VMM	2027	131.424	59.794	120.000	71.217	30.781	101.998	-
VMM	2028	119.163	3.690	120.000	2.854	27.356	30.210	-
VMM	2029	129.449	-	120.000	9.449	23.670	33.120	-
VMM	2030	125.512	-	120.000	5.512	20.272	25.784	-
VMM	2031	113.730	-	120.000	- 6.270	16.532	10.262	-
VMM	2032	109.791	-	120.000	- 10.209	12.659	2.449	-
VMM	2033	109.844	-	120.000	- 10.156	9.720	436	-
VMM	2034	100.829	-	120.000	- 19.171	7.476	- 11.695	-
VMM	2035	94.794	-	120.000	- 25.206	5.772	- 19.435	-
VMM	2036	85.795	-	120.000	- 34.205	4.211	- 29.994	-
VMM	2037	82.122	-	120.000	- 37.878	3.003	- 34.875	-
VMM	2038	74.898	-	120.000	- 45.102	2.354	- 42.748	-
VMM	2039	69.268	-	120.000	- 50.732	1.889	- 48.843	-
VMM	2040	61.655	-	120.000	- 58.345	479	- 57.865	-
VMM	2041	58.018	-	120.000	- 61.982	-	- 61.982	-
VMM	2042	54.733	-	120.000	- 65.267	-	- 65.267	-
VMM	2043	51.524	-	120.000	- 68.476	-	- 68.476	-
VMM	2044	48.093	-	120.000	- 71.907	-	- 71.907	-

Apéndice C. Datos para la realización de los cálculos de los servicios industriales.

Tabla C1

Datos para el cálculo del consumo energético del compresor.

DATOS	
PRESION ENTRADA (PSIA)	72,9
PRESION DE SALIDA (PSIA)	450
flujo de gas (Kg/h)	ESCENARIOS
TEMPERATURA (K)	473,1
EFICIENCIA	0,7
CP	2
CV	2
Y	1,3

Tabla C2.

*Datos para el cálculo de producción del flujo de polución CO<sub>2</sub>.*

<b>FLUJO DE CO<sub>2</sub></b>	
<b>GAS (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>ESCENARIOS</b>
<b>Concentración de CO<sub>2</sub></b>	0,05
<b>VOLUMEN (m<sup>3</sup>/h)</b>	16604,5
<b>Densidad kg/m<sup>3</sup></b>	1,9
<b>Flujo Masico 1</b>	32810,5

**Apéndice D. Impactos obtenidos por los escenarios 1 y 2.**

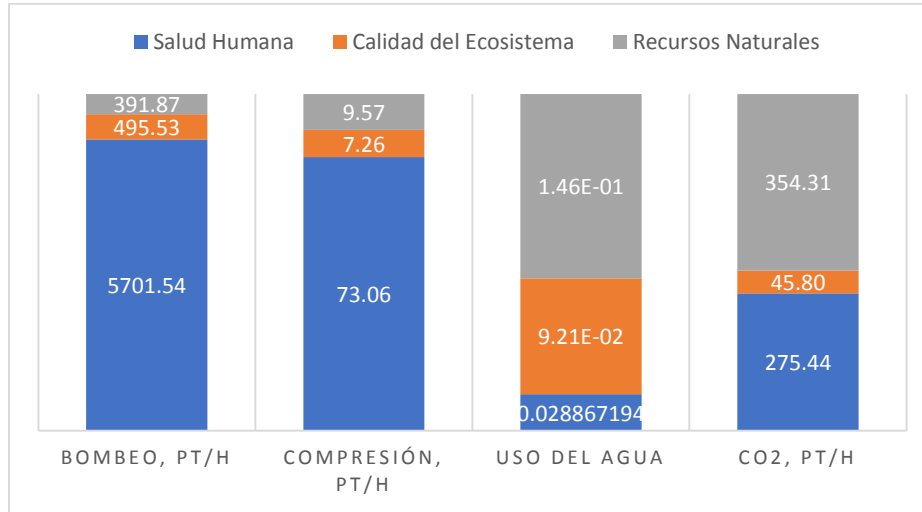
**Tabla D1.**

*Valores del impacto ambiental obtenidos por las ecuaciones 2 y 3, para el escenario operativo 2*

		Uso del agua	Bombeo, W-h	Compresión, kW-h/h	CO <sub>2</sub> , (Kg/h)
DMA	Mc	1,977205038	101494,8	19038,60368	15833,2
Categoría	Ítem	Uso del agua	Bombeo, Pt/h	Compresión, Pt/h	CO <sub>2</sub> , (Kg/h)
Salud Humana	Cambio Climático	0,028867194	761,82	13,49	66,62
	Disminución Capa de Ozono		5,79	0,28	0,02
	Efectos Carcinogénicos		848,80	13,12	99,30
	Efectos Respiratorios		4084,96	46,13	107,80
	Radiación Ionizante		0,17	0,04	1,70
	SUMA, Pt/h		5701,54	73,06	275,44
	EI, MPt/a	0,000230938	45,61	0,58	2,20
Calidad del Ecosistema	Ecotoxicidad	9,21E-02	94,35	2,27	31,13
	Acidificación y eutroficación		286,49	3,68	7,53
	Uso del suelo		114,69	1,30	7,14
	SUMA, Pt/h		495,53	7,26	45,80
	EI, MPt/a	0,000737102	3,96	0,06	0,37
Recursos Naturales	Combustibles Fósiles	1,46E-01	387,71	9,51	337,01
	Extracción Minera		4,16	0,06	17,30
	SUMA, Pt/h		391,87	9,57	354,31
	EI, MPt/a	0,001170505	3,13	0,08	2,83

**Figura D2.**

*Impacto ambiental por hora de la producción petrolera para un pozo del Valle Medio del Magdalena en las categorías del ECO-INDICADO99 (Pt/h) para el escenario 2*



**Tabla D3**

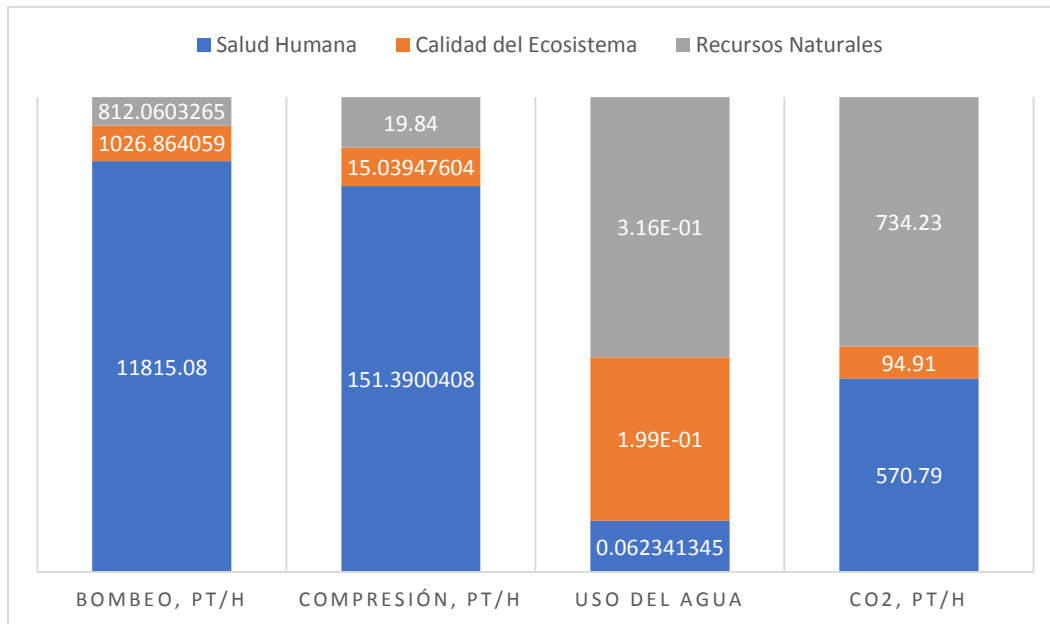
*Valores del impacto ambiental obtenidos por las ecuaciones 2 y 3, para el escenario operativo 3.*

DMA		Uso del agua	Bombeo, W-h	Compresión, kW-h/h	CO <sub>2</sub> , (kg/h)
mc		4,269955139	210323,8	39452,98018	32810,6
Categoría	Ítem	Uso del agua	Bombeo, Pt/h	Compresión, Pt/h	CO <sub>2</sub> , (Kg/h)
Salud Humana	Cambio Climático	0,062341345	1578,69	27,96	138,05
	Disminución Capa de Ozono		11,99	0,57	0,04
	Efectos Carcinogénicos		1758,94	27,18	205,78
	Efectos Respiratorios		8465,11	95,59	223,40
	Radiación Ionizante		0,35	0,08	3,52
	SUMA, Pt/h		11815,08	151,39	570,79
	EI, MPt/a	0,000498731	94,52	1,21	4,57

DMA		Uso del agua	Bombeo, W-h	Compresión, kW-h/h	CO <sub>2</sub> , (kg/h)	
		mc	4,269955139	210323,8	39452,98018	32810,6
Categoría	Ítem	Uso del agua	Bombeo, Pt/h	Compresión, Pt/h	CO <sub>2</sub> , (Kg/h)	
Calidad del Ecosistema	Ecotoxicidad	1,99E-01	195,52	4,71	64,52	
	Acidificación y eutroficación		593,68	7,63	15,60	
	Uso del suelo		237,67	2,70	14,79	
	SUMA, Pt/h		1026,86	15,04	94,91	
	EI, MPt/a	0,001591839	8,21	0,12	0,76	
Recursos Naturales	Combustibles Fósiles	3,16E-01	803,44	19,71	698,37	
	Extracción Minera		8,62	0,13	35,85	
	SUMA, Pt/h		812,06	19,84	734,23	
	EI, MPt/a	0,002527813	6,50	0,16	5,87	

**Figura D4.**

*Impacto ambiental por hora de la producción petrolera para un pozo del Valle Medio del Magdalena en las categorías del ECO-INDICADO99 (Pt/h) para el escenario 3*



**Apéndice E. Comparación de impactos con respecto a la literatura.****Tabla E3.***Comparativa de escenarios con respecto a la literatura.*

	<b>COMPARATIVA</b>			
	Salud Humana	Ecosistema	Recursos Naturales	Total
ESCENARIO 1	14,2	1,28	1,8	17,2
ESCENARIO 2	48,4	4,4	6,0	58,8
ESCENARIO 3	100,3	9,1	12,5	121,9
S Sulistyawati	0,001	0,08	4,76E+00	4,8

Apéndice F. Irradiación solar.

Figura G1

Irradiación solar a nivel de Santander.

