

	<b>UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER OCAÑA</b>			
	Documento	Código	Fecha	Revisión
	<b>FORMATO HOJA DE RESUMEN PARA TRABAJO DE GRADO</b>	<b>F-AC-DBL-007</b>	<b>08-07-2021</b>	<b>B</b>
Dependencia	Aprobado		Pág.	
<b>DIVISIÓN DE BIBLIOTECA</b>	<b>SUBDIRECTOR ACADEMICO</b>		<b>i(87)</b>	

## RESUMEN – TRABAJO DE GRADO

<b>AUTORES</b>	<b>Daniela Alejandra Rincón Claro</b>		
<b>FACULTAD</b>	<b>De Ingenierías</b>		
<b>PLAN DE ESTUDIOS</b>	<b>Ingeniería Mecánica</b>		
<b>DIRECTOR</b>	<b>Lisneider Sánchez Ascanio</b>		
<b>TÍTULO DE LA TESIS</b>	<b>Análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua</b>		
<b>TITULO EN INGLES</b>	<b>Analysis of the carbon footprint in the secondary oil recovery process by water injection</b>		
<b>RESUMEN</b> (70 palabras)			
<p>El presente trabajo de grado contiene el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria del petróleo, a través de una descripción del proceso, se identificó los componentes y las variables del sistema que generan emisiones de gases de efecto invernadero con base en la norma NTC-ISO TS 14067. Se logró calcular la huella de carbono de un sistema de reinyección de agua en pozos petroleros, donde se identificó los componentes que tienen oportunidades de mejora y se desarrolló una guía didáctica para poder identificar cada uno de los pasos que debe realizar el equipo que analizará la huella de carbono en este tipo de procesos.</p>			
<b>ABSTRAC</b>			
<p>This degree work contains the analysis of the carbon footprint in the process of secondary oil recovery, through a description of the process, the components and variables of the system that generate greenhouse gas emissions were identified based on the NTC-ISO TS 14067 standard. It was possible to calculate the carbon footprint of a water reinjection system in oil wells, where the components that have opportunities for improvement were identified and a didactic guide was developed to identify each of the steps that the team that will analyze the carbon footprint in this type of process.</p>			
<b>PALABRAS CLAVES</b>	Huella De Carbono De Productos, Gases De Efecto Invernadero, Recuperación Secundaria De Petróleo, NTC-ISO TS 14067		
<b>KEYWORDS</b>	Carbon Footprint of Products, Greenhouse Gases, Secondary Oil Recovery, NTC-ISO TS 14067		
<b>CARACTERÍSTICAS</b>			
<b>PÁGINAS: 87</b>	<b>PLANOS: 0</b>	<b>ILUSTRACIONES: 11</b>	<b>CD-ROM: 1</b>



**ANÁLISIS DE LA HUELLA DE CARBONO EN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA**

**DANIELA ALEJANDRA RINCÓN CLARO**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar el título de ingeniera mecánica**

**Director**

**MSc. Lisneider Sánchez Ascanio**

**Codirector**

**MSc. Eduar Ernesto Pérez Rojas**

**UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER OCAÑA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**INGENIERÍA MECÁNICA**

**Ocaña, Colombia**

**Septiembre de 2021**

## **DEDICATORIA**

Feliz y agradecida eternamente con Dios, que me permite terminar este lindo proceso de mi vida, quiero agradecer a mis padres que son el instrumento que Dios utiliza para formarme , a mis hermanos Andrés y Cindy gracias por su gran ejemplo y ser siempre motivo de inspiración en mi vida, a mis amados sobrinos gracias por llenar de tanto amor nuestra familia, a mi Juan gracias te doy por apoyarme es todos mis proyectos, por último y no menos importante quiero dar gracias a mis maestros, por ser mis educadores, por enseñarme amar y apasionarme por esta maravillosa profesión que es la ingeniería mecánica...

**ORGULLOSAMENTE SOY INGENIERA MECÁNICA**

**DANIELA ALEJANDRA RINCÓN CLARO**

## Índice

<b>Capítulo 1: Análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua.....</b>	<b>1</b>
1.1 Planteamiento del problema .....	1
1.2 Formulación del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo General. ....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Justificación.....	4
1.5 Delimitaciones.....	6
1.5.1 Delimitación Operativa .....	6
1.5.2 Delimitación Conceptual.....	6
1.5.3 Delimitación Geográfica .....	6
1.5.4 Delimitación Temporal .....	6
 <b>Capítulo 2: Marco Referencial.....</b>	 <b>7</b>
2.1 Marco Histórico.....	7
2.2 Marco conceptual. ....	9
2.2.1 Cambio climático .....	9
2.2.2 Huella de carbono.....	10
2.2.3 Metodología (HCP).....	10
2.2.4 Normatividad ISO 14067 .....	10
2.2.5 Gases de efecto invernadero (GEI): .....	11
2.2.6 Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	11
2.2.7 Recobro de petróleo .....	11
2.2.8 Yacimiento .....	12
2.2.9 Inyección de agua.....	12
2.2.10 Análisis del ciclo de vida (ACV) .....	13
2.2.11 Cuantificación de la huella de carbono de un producto .....	13
2.2.12 Huella de carbono de un producto parcial HCP parcial .....	13
2.2.13 Compensación de carbono .....	13
2.3 Marco teórico. ....	14

2.3.1 Norma técnicas Colombiana NTC-ISO TS 14067 Gases de efecto invernadero.....	16
2.3.2 Fases de recobro del petróleo .....	17
2.4 Marco legal.....	20
2.4.1 Ley 23 del 12 de diciembre de 1973 .....	20
2.4.2 Decreto 2811 de diciembre 18 de 1974.....	20
2.4.3 Decreto 1594 de junio 26 de 1984 .....	21
2.4.5 Ley 99 de diciembre 22 de 1993 .....	21
<b>Capítulo 3: Diseño metodológico .....</b>	<b>22</b>
3.1 Tipo de Investigación .....	22
3.2. Población y Muestra.....	24
3.4. Recolección de la información.....	24
3.5 Análisis y procedimientos de datos.....	24
<b>Capítulo 4: Resultados .....</b>	<b>26</b>
4.1 Analizar el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua de modo que permita la especificación de variables de influencia en la huella de carbono .....	26
4.1.1 Ingreso de Agua al sistema.....	33
4.1.2 Tanques CPI .....	33
4.1.3 Sistema de bombeo.....	34
4.1.4 Sistema de filtración automática .....	34
4.1.5 Microfiltración .....	35
4.1.6 Sistema de tratamiento de lodos.....	35
4.1.7 Sistemas de dosificación de químicos.....	36
4.1.8 Bombas de inyección .....	36
4.2 Identificar con base en la norma NTC-ISO TS 14067 las variables de mayor impacto sobre la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo. ....	38
4.2.1 Límites de análisis en el proceso de recuperación secundaria del petróleo. ....	39
4.2.2 Identificar y clasificar las fuentes de emisión de GEI del proceso de recuperación secundaria del petróleo.....	40
4.2.3 Recolectar los datos y escoger los factores de emisión.....	41
4.2.4 Calcular la huella de carbono a nivel sectorial.....	55
4.2.5 Interpretar los resultados .....	57

4.3 Realizar una guía práctica de la norma NTC-ISO TS 14067 que permita el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. ....	64
4.4 Proponer procedimientos y planes de mejora que permitan reducir el impacto de las variables de mayor influencia sobre la huella de carbono en la recuperación secundaria de petróleo.....	67
4.4.1 Alcance 1. Emisiones directas.....	67
4.4.2 Alcance 2. Emisiones indirectas.....	69
<b>Capítulo 5: Conclusiones .....</b>	<b>71</b>
<b>Capítulo 6: Recomendaciones .....</b>	<b>73</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>74</b>
<b>Apéndices .....</b>	<b>77</b>
Apéndice A. guía práctica de la norma NTC-ISO TS 14067 .....	78

## Lista de tablas

Tabla 1. Especificaciones de funcionamiento de la planta del campo de Costayaco.....	32
Tabla 2. Factores de emisión para tipos de sistemas de tratamiento.....	43
Tabla 3. Factor de emisión de procesos industriales.....	44
Tabla 4. Emisiones generadas por el tratamiento de aguas de producción.....	46
Tabla 5. Factor de Emisión para la Energía Eléctrica Adquirida.....	46
Tabla 6. Emisiones generadas por los elementos del tanque CPI.....	49
Tabla 7. Emisiones generadas por el sistema de bombeo de succión.....	50
Tabla 8. Especificaciones del filtro.....	50
Tabla 9. Emisiones generadas por el sistema de filtración.....	51
Tabla 10. Emisiones generadas por el sistema de decantación de lodos.....	52
Tabla 11. Capacidad de los dosificadores de químicos.....	52
Tabla 12. Emisiones generadas por el sistema de dosificación de químicos.....	53
Tabla 13. Emisiones generadas por el tablero PLC.....	54
Tabla 14. Emisiones generadas por el sistema de inyección.....	54
Tabla 15. Emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo....	56
Tabla 16. Emisiones directas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.....	56
Tabla 17. Emisiones indirectas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.....	57
Tabla 18. Emisiones indirectas en los procesos del tratamiento de aguas de producción.....	61
Tabla 19. Emisiones generadas por el tratamiento de aguas de producción.....	70

## Lista de figuras

Figura 1. Recuperación Terciaria o Mejorada de Petróleo.....	20
Figura 2. Modelo básico de la recuperación secundaria del petróleo .....	27
Figura 3. Planta de tratamiento del campo Costayaco. ....	31
Figura 4. Procedimiento para el cálculo de la huella de carbono a nivel sectorial .....	38
Figura 5. Emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria.....	58
Figura 6. Emisiones indirectas generadas en el proceso de recuperación secundaria.....	59
Figura 7. Emisiones indirectas de los componentes del tratamiento de aguas.....	60
Figura 8. Emisiones indirectas generadas en los procesos de tratamiento de aguas .....	61
Figura 9. Emisiones indirectas generadas por las bombas de succión y de inyección.....	62
Figura 10. Portada de la guía propuesta para el cálculo de la huella de carbono.....	64
Figura 11. Contenido de la guía propuesta para el cálculo de la huella de carbono .....	65

# **Capítulo 1: Análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua.**

## **1.1 Planteamiento del problema**

En la actualidad hay una preocupación colectiva internacional por los problemas adversos del cambio climático, lo que ha desencadenado a las organizaciones e instituciones a progresar su conocimiento en cuanto a los gases de efecto invernadero. Según investigaciones realizadas por (Olph, 1992) citado por Ordóñez J., Uribe E., & Flores Martínez, A. (2015). Cerca del 72% de los gases del fenómeno invernadero, están compuestos por CO<sub>2</sub>, y más del 30% de la temperatura media global se ha incrementado en los últimos 50 años.

Es importante resaltar que la combustión, vapor de agua y otros compuestos, en la extracción del petróleo, aportan en gran forma la generación de gases efecto invernadero, esto se fundamenta en que la comunidad científica, así como grupos sociales y empresariales alrededor del mundo, tienen certeza que los hidrocarburos influyen de manera determinante en el cambio climático, lo que genera una barrera hacia el desarrollo sostenible (Mercado V. & Rodríguez D., 2015).

Por lo tanto, el crecimiento exponencial de las concentraciones de gases efecto invernadero (GEI) en la atmósfera confluyen y se evidencian en el cambio de temperaturas a nivel mundial, este crecimiento es generado por emisiones antropogénicas a la atmósfera, es decir que son

desencadenadas por todas las actividades humanas como la quema de combustibles fósiles, la deforestación y toda la industria (Mercado V. & Rodríguez D., 2015).

En ese orden de ideas, la huella de carbono es la medida usada para representar la cantidad de emisiones de GEI relacionadas a una corporación, compañía, al ciclo de vida de un producto o servicio, suceso, o actividad, de tal manera que se pueda calcular su contribución al cambio climático, definidas en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (Freijo J., 2011).

Es por esta razón, que determinar la huella de carbono se proyecta como un requisito indispensable hacia el futuro en empresas y como reglamentación en los países. Por ende es de suprema importancia ahondar en este tema tan relevante a nivel mundial.

La sobreexplotación de los recursos naturales y la falta de políticas sectoriales; constituyen aspectos relevantes que infieren paulatinamente al aumento de la huella de carbono de la humanidad, de esta forma surge la necesidad de un modelo con criterios definidos, para determinar el aporte al cambio climático de manera subjetiva en cada corporación, compañía o empresa.

## **1.2 Formulación del problema**

¿Qué estrategias se podrían implementar para la reducción del impacto negativo de la Huella de Carbono al medio ambiente?

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General.**

Analizar la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua, mediante la norma NTC-ISO TS 14067 que permita la identificación de los parámetros de mayor influencia para posteriores planes de mejora frente al impacto ambiental que el proceso genera.

### **1.3.2 Objetivos Específicos.**

Realizar una descripción del proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua de modo que permita la especificación de variables de influencia en la huella de carbono

Identificar las variables de mayor impacto sobre la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo teniendo en cuenta lo establecido en la norma NTC-ISO TS 14067.

Estructurar una guía práctica de la norma NTC-ISO TS 14067 que permita el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua

Proponer procedimientos y planes de mejora que permitan la reducción del impacto de las variables de mayor influencia sobre la huella de carbono en la recuperación secundaria de petróleo.

## 1.4 Justificación

En la actualidad, los fines de la globalización, se basan en la premisa de “mayor producción con menos recursos y disminuir cualquier impacto”, en ese sentido, los países están motivando a sus empresarios a establecer estrategias administrativas y de producción frente a las problemáticas, ya que estos pueden ser causa de disminución de competitividad entre sus fabricantes, quienes están en competencia con otros exportadores con costos de emisiones menores, que aquellos que no se han enfocado en el impacto ambiental (De La Torre et al., 2009), citados por Espíndola, C., & Valderrama, J. O. (2012).

Por lo tanto, los requerimientos ambientales, se han convertido en exigencias de estado, mercado e incluso del consumidor final, las partes interesadas en muchas cadenas de producción son elementos claves para la demanda de un producto o servicio. De ahí nace la importancia del análisis de la variable ambiental, es por ello que determinar la huella de carbono simplificará la toma de decisiones y enfocará la solución a la raíz de la problemática identificada, evitando de esta manera costos de ineficiencia y adaptando el sistema productivo hacia una vertiente de sostenibilidad empresarial (Goethe D., 2016)

En ese orden de ideas, el cálculo de la huella de carbono genera beneficios en las corporaciones, al clasificar las fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero de un producto. Esto permite definir mejores objetivos, estrategias de disminución de emisiones más efectivas e iniciativas de ahorros de costo mejor dirigidas, todo ello, consecuencia de identificar los puntos críticos para la reducción de emisiones, las cuales pueden ser generadas de forma directa e indirecta por la organización o empresa (Freijo J., 2011).

La huella de carbono corporativa es una herramienta que permite conocer el impacto ambiental desarrollado por la actividad de una empresa, que para el presente proyecto se basará en los recursos naturales consumidos en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por fracturación hidráulica, además de todos los gases de efecto invernadero intrínsecos generados en el proceso.

De acuerdo con lo anterior, la estimación de la huella de carbono es un instrumento que aporta a la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> con ánimo de mitigar el impacto ambiental.

El principal objetivo del proyecto, se basa en el análisis de la huella de carbono del proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua, mediante la norma NTC-ISO TS 14067, que permita la identificación de los parámetros de mayor influencia para posteriores planes de mejora frente al impacto ambiental que el proceso conlleva.

Para el desarrollo de la investigación se analiza la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua para identificar los diferentes procesos en donde se pueda optimizar y que permitan la reducción de las emisiones CO<sub>2</sub>/año generadas en la producción del petróleo por métodos no convencionales.

Por último, es importante resaltar que al evaluar la cantidad de CO<sub>2</sub> presente en el proceso de recuperación secundario de petróleo, se puede emplear dicho valor como un indicador ambiental de carácter global para representar el compromiso del sector de los hidrocarburos con respecto a la disminución de GEI.

## 1.5 Delimitaciones

**1.5.1 Delimitación Operativa:** Para estudiar la huella de carbono en el proceso de recuperación de petróleo por medio de estimulación hidráulica, se realizará una investigación de cada uno de los procesos susceptibles a generar gases de efecto invernadero, para determinar con certeza la cantidad de CO<sub>2</sub>/año por medio de metodologías de huella de carbono para productos.

**1.5.2 Delimitación Conceptual.** Para poder desarrollar el proyecto a cabalidad es determinante manejar conceptos como: cambio climático, huella de carbono, metodología (HCP), normatividad ISO 14067, gases de efecto invernadero, recuperación secundaria del petróleo por inyección hidráulica, emisiones de CO<sub>2</sub>.

**1.5.3 Delimitación Geográfica.** El desarrollo del proyecto se realizará en el municipio de Ocaña, Norte de Santander que se encuentra ubicada en el nororiente colombiano, con coordenadas geográficas de 8°14'5,53'' N 73°19'16,76'' O

**1.5.4 Delimitación Temporal.** Se tiene estimado desarrollar el proyecto en un total de 6 meses, teniendo como fecha de inicio el día de la aprobación de la propuesta del presente trabajo de grado evaluada por el comité académico del programa.

## Capítulo 2: Marco Referencial

### 2.1 Marco Histórico

La huella de carbono (HC) es definida como el conjunto de emisiones de GEI producidas, directa o indirectamente, por personas, organizaciones, productos, eventos o estados, en términos de CO<sub>2</sub> equivalentes, actualmente se considera como el indicador cuantificador del impacto generado en el ambiente, concretamente en el cambio climático. La huella de carbono es un criterio importante para clasificar y determinar los elementos que contribuyen a acrecentar las emisiones, además de propiciar el desarrollo de especificaciones que ayuden a mitigar el impacto generado en el ambiente. (Ministerio de medio ambiente de Chile, s.f.)

El término “huella de carbono” es usado desde antes de que se determinara una definición única, por lo tanto, los investigadores Thomas Wiedmann y Jann Minx decidieron llevar a cabo un estudio sobre el uso del término y luego de desarrollar una investigación, en el año 2007 sugirieron un término académico para la “huella de carbono”, fundamentados en la definición científica comúnmente aceptada y teniendo en cuenta los principios y los métodos de modelización. “La Huella de Carbono, es una medida de la cantidad total exclusiva de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que es directa o indirectamente causados por una actividad o es acumulado a lo largo de las etapas de vida de un producto.” (Wiedmann & Minx, 2011). Citados por Valderrama, J. O., Espíndola, C., & Quezada, R. (2011)

Por otro lado, la universidad de Michigan añade que “estas emisiones están relacionadas no sólo a un producto sino también a un evento, organización o individuo, que se calcula sumando las emisiones resultantes de cada etapa de vida de un producto o existencia de un servicio”

Es de resaltar que al ser el cambio climático un tema de interés mundial, se vio la necesidad de crear un grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC por sus siglas en inglés) como el organismo internacional líder para la evaluación del cambio climático. Este grupo se fundó por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en 1988 para dar al planeta una visión científica específica sobre el estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles impactos ambientales y socio-económicos (Núñez, 2012).

Por otro lado, la Asamblea General de la organización de naciones unidas (ONU) aprobó la acción por la (OMM) y el (PNUMA) en instaurar conjuntamente el IPCC. Como ente científico, al que le corresponde de examinar y evaluar la información más reciente científica, técnica y socioeconómica relevante generada en el mundo para la comprensión del cambio climático (Núñez, 2012).

En los últimos años, la huella de carbono ha surgido en el dominio público como una expresión muy amplia para especificar la emisión de gases de efecto invernadero totales generadas por actividades antrópicas.

Desde finales de la década de los ochenta, se abrió el debate alrededor de que el alcance de la huella del carbono debería incorporar una orientación de la metodología a emplear en su

análisis. El primer protocolo desarrollado para la cuantificación de gases de efecto invernadero fue usado por el Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y por el Consejo Mundial de Negocios por el Desarrollo Sustentable (WBCSD), su principal objetivo es establecer los fundamentos para el cálculo de emisiones de los GEI. (Goethe, 2016).

La metodología de la huella de carbono está orientada a determinar y cuantificar las emisiones de GEI de las actividades realizadas por los humanos. La concentración de gases de efecto invernadero causará un aumento en la temperatura en la Tierra. Desde 1979 los investigadores informaron que doblar la concentración del CO<sub>2</sub> en la atmósfera podría llevar a un calentamiento en la tierra de entre 1,5 y 4,5 ° C. La huella de carbono se proyecta como el indicador con capacidad de consolidar el impacto generado por las actividades antrópicas, calculadas en toneladas de CO<sub>2</sub>. De acuerdo a lo anteriormente mencionado, la huella de carbono está catalogada como la metodología indicada para lograr consolidar la sustentabilidad de las organizaciones. (Espíndola y Valderrama, 2011)

## **2.2 Marco conceptual.**

Los conceptos necesarios en la contextualización del proyecto son:

**2.2.1 Cambio climático:** El “cambio climático” es definido como la alteración del clima generada directa o indirectamente a la actividad humana que destruye la estructura de la atmósfera mundial y que se suma a la versatilidad natural del clima analizado durante fases de tiempo comparable (Cordero, 2012).

**2.2.2 Huella de carbono:** La Huella de Carbono (HC), definida universalmente, simboliza la cantidad de GEI emitidos a la atmósfera generadas por las actividades de fabricación o consumo de bienes y servicios. La definición de “Carbon Trust” abarca más elementos, al incluir “las emisiones totales de gases de efecto invernadero en toneladas equivalentes de un producto a lo largo de su ciclo de vida desde la producción de las materias primas empleadas en su producción, incluso la eliminación del producto acabado” Espíndola, C., & Valderrama, J. (2012).

**2.2.3 Metodología (HCP):** de acuerdo a la literatura científica se observa que no hay una definición específica que tenga una aceptación general (Wiedmann y Minx, 2008). La Huella del Carbono tiene un enfoque metodológico empleado en su análisis. Una vez que se esquematiza el ciclo de vida del producto, desde el inicio en que se extraen las materias primas requeridas para su fabricación hasta el lugar de su disposición final, cada metodología utiliza énfasis diferentes (Espíndola y Valderrama, 2011).

**2.2.4 Normatividad ISO 14067:** ISO (Organización Internacional de Normalización) es una alianza mundial de entidades nacionales de normalización (entidades miembros de ISO). Las normas internacionales se llevan a cabo de manera general por medio de los comités técnicos de ISO. Cada entidad miembro interesado en un producto para el cual se tenga establecido un comité técnico, adquiere el derecho de estar representado en dicho comité. La familia de la Norma ISO 14060 suministra claridad y coherencia para medir, realizar seguimiento, comunicar y verificar las emisiones y remociones de GEI para apoyar el desarrollo sostenible a través de una economía baja en carbono (Instituto uruguayo de normas técnicas, 2019).

**2.2.5 Gases de efecto invernadero (GEI):** Son compuestos químicos en estado gaseoso como el vapor de agua, el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el óxido de nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) que se acumulan en la atmosfera de la tierra y que son capaces de absorber la radiación infra roja del sol, aumentando y reteniendo el calor de la atmosfera, los gases de efecto invernadero (GEI) intensifican sus efectos sobre el clima en la medida que aumentan, el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es un gas que se produce de forma natural y también como subproducto de la combustión de la biomasa, cambios en el uso de las tierras y procesos industriales mediante el uso de combustibles fósiles, el cual es la principal actividad de efecto invernadero antropogénico que afecta el equilibrio de radiación del planeta, según el IPCC (Cordero, 2012).

**2.2.6 Emisiones de  $\text{CO}_2$ :** Las emisiones de dióxido de carbono poseen dos principios, naturales y antropogénicas, teniendo estas últimas un dinámico crecimiento. El  $\text{CO}_2$ , o dióxido de carbono, es un gas incoloro, denso y escasamente reactivo, que hace parte de la capa de la atmósfera más próxima a la tierra. Obtiene un gran impacto en el llamado efecto invernadero y su concentración ha aumentado en los últimos años (Espíndola y Valderrama, 2011).

**2.2.7 Recobro de petróleo:** La producción de un yacimiento de petróleo se clasifica en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria, el recobro primario se define como el proceso en el que se obtiene aceite por empuje energético natural del yacimiento sin introducir fluidos externos o calor como energía de empuje. El recobro secundario contiene la inyección de fluidos externos, agua y/o gas concretamente, con la finalidad inicial de conservar la presión del yacimiento y aumentar la eficacia del barrido volumétrico. El recobro terciario, de acuerdo a la actual categorización, se define como los procesos desarrollados después del recobro secundario,

caracterizados por la inyección de fluidos especiales como gases miscibles, químicos, o inyección de energía termal. Sin embargo, algunos autores concluyen que no todos los yacimientos presentan la continuidad de las fases, o la segunda y tercera fase puede realizarse prácticamente al tiempo (Suárez, 2017).

**2.2.8 Yacimiento:** Es un terreno donde se encuentran naturalmente las rocas, minerales, gases o fósiles (yacimiento geológico), o el área donde se hallan los restos arqueológicos (yacimiento arqueológico). Los yacimientos geológicos son formaciones que muestran una concentración de materiales geológicos inusualmente elevada en balance al resto de la corteza terrestre. Dada la cantidad y calidad de los materiales, un yacimiento puede argumentar sus análisis para establecer la posibilidad de su explotación comercial, estadísticamente los yacimientos profundos poseen menor cantidad de petróleo residual, los yacimientos profundos demandan mayores presiones y un espaciamiento más amplio. En promedio la profundidad de los yacimientos varía de 3 a 5 kilómetros (Suárez, 2017).

**2.2.9 Inyección de agua:** Solo el 1,6% del agua que se usa en Colombia es utilizada para producir petróleo, gas y sus derivados. La inyección de agua en un proceso en el cual se busca conservar o aumentar la energía de un yacimiento y por resultante aumentar el factor de recobro. La inyección de agua es considerada como uno de los procesos de recuperación de petróleo más conocidos y realizados a nivel mundial. La principal causa para considerar la inyección de agua como el proceso más exitoso para el recobro de petróleo es por su: disponibilidad del agua, bajos costos y fácil ejecución. (Suárez, 2017)

**2.2.10 Análisis del ciclo de vida (ACV):** es un proceso objetivo que permite analizar el deterioro ambiental relacionado a un producto, proceso o actividad, identificando y midiendo el uso de materia y energía, como las emisiones al ambiente, para establecer el impacto de ese uso de recursos y emisiones generadas, con la intención de desarrollar y evaluar estrategias de avance ambiental (Rieznik & Hernández, 2005).

**2.2.11 Cuantificación de la huella de carbono de un producto.** La huella de carbono de producto (HCP) es definida como la suma de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y remociones de GEI en los procesos de un producto, expresadas como CO<sub>2</sub> equivalente y basadas en una evaluación del ciclo de vida usando la categoría de impacto único de cambio climático ISO 14067: 2018 (es).

**2.2.12 Huella de carbono de un producto parcial.** Es la suma de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y remociones de GEI de uno o más procesos elegidos de un sistema producto, expresadas como equivalentes de CO<sub>2</sub> y basadas en las fases o procesos seleccionados dentro del ciclo de vida. ISO 14067: 2018 (es).

**2.2.13 Compensación de carbono:** mecanismo para compensar la totalidad o una parte de la HCP o la HCP parcial mediante la prevención de la liberación, reducción o remoción de una cantidad de emisiones de GEI en un proceso, la comunicación de la huella y afirmaciones pertinentes con respecto a la compensación de Carbono y el carbono neutro están cubiertos en las Normas ISO 14026 e ISO 14021. ISO 14067: 2018 (es).

### 2.3 Marco teórico.

La huella de carbono actualmente es el indicador más generalizado para calcular el impacto que genera un proceso o actividad en el cambio climático, el CO<sub>2</sub> es catalogado como uno de los grandes emisores. La definición abarca al conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero causadas, directa o indirectamente, por productos, organizaciones, empresas, personas, regiones geográficas, en términos de CO<sub>2</sub> equivalentes, y funciona como una útil herramienta de gestión para conocer las operaciones o acciones que están contribuyendo a agrandar nuestras emisiones, cómo podemos mejorarlas y realizar un uso más eficiente de los recursos. (Ministerio De Medio Ambiente, s.f.)

Cuando se estima la generación de gases de efecto invernadero de un sector primario específico, estableciendo el impacto y contribución al fenómeno del cambio climático. Las emisiones de gases de efecto invernadero se deben cuantificar en cada una de las fases de producción, y el resultado y estudio de este puede impulsar la optimización de los procesos productivos y el uso de materias primas. Lo cual permite tener ventajas competitivas al convertir más eficaz las actividades productivas (Espíndola y Valderrama, 2011).

En cuanto al análisis congruente con el impacto ambiental y la emisión de GEI en el marco de la recuperación de petróleo por inyección hídrica se encontró que los estudios relacionados con la evaluación de la huella de carbono son muy escasos, sin embargo dentro de la literatura se destaca que en el año 2015 (Mercado, V. & Rodríguez D), presentaron su estudio denominado “Cálculo de huella de carbono de productos terminados en yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos” En donde se determinó que las sumas totales de emisiones de gases efecto

invernadero en cada una de las fases del ciclo de vida de los productos del sector de hidrocarburos.

Dentro del contexto colombiano En el año 2016 Charry-Ocampo S. & Perez, A. presentaron un artículo con un estudio bibliográfico de los efectos de la fracturación hidráulica en el ambiente, con específico énfasis en la bibliografía más actualizada, enfocada en describir el estado del conocimiento en esta temática. Dicha estimulación es de considerable relevancia en el contexto colombiano reconociendo que la fracturación hidráulica es un tema de polémica nacional desde 2014; primordialmente, por los efectos sobre los recursos naturales, de igual forma la tecnología por implementar, en la actualidad seis departamentos cuentan con contratos de exploración y producción los cuales hacen parte de los Proyectos de Interés Nacional Estratégico (PINE).

Sin embargo, en este estudio el enfoque es la extracción de gas y no de petróleo, además se mide principalmente por el impacto del recurso hídrico y no de los efectos de los GEI, en el ambiente.

En 2018 Medina, S. en su estudio “Estrategias de mitigación ambiental para las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes aplicadas en el ciclo de vida del petróleo” describe las diferentes estrategias de mitigación para las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes generadas por la industria del petróleo, a partir de estudios hechos en las fases que componen el ciclo de vida del petróleo, se determina los aspectos ambientales que originan emisiones de gases de efecto invernadero o GEI. Se abordaron las medidas legales seguidas por la industria para apoyar la reducción y prevención de este tipo de emisiones. Una vez determinados los aspectos ambientales más afectados se procedió a

determinar la huella de carbono de los distintos procesos en los que se generan emisiones de GEI. En esta tesis se aborda el estudio de las emisiones del petróleo, pero de manera convencional.

Sin embargo, no se encontraron estudios relacionados con el cálculo de la huella de carbono en la recuperación del petróleo por medio de la fracturación hídrica, por lo tanto, es necesario presentar una introducción de los criterios que hacen parte de la normatividad que permita el análisis y cálculo de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por medio de inyección de agua.

### **2.3.1 Norma técnicas Colombiana NTC-ISO TS 14067 Gases de efecto invernadero. Huella de carbono de productos requerimientos y normas para cuantificación y comunicación**

Se requiere una observación eficiente y progresiva a la amenaza urgente al cambio climático sobre el fundamento del mejor conocimiento científico disponible. ISO elabora documentos que apoyan la modificación del conocimiento científico en herramientas que ayudaran a abordar el cambio climático.

Esta especificación técnica está con base en las normas internacionales existentes, las cuales son, ISO 14020 “El etiquetado ambiental”, ISO 14024 e ISO 14025 ”Etiquetas y declaraciones ambientales”, ISO 14040 e ISO 14044 “Análisis del ciclo de vida” y su objetivo es establecer los elementos, requerimientos y pautas para la cuantificación y comunicación de la huella de carbono de productos, se adjunta tanto bienes como servicios, en primer lugar la norma NTC-ISO TS 14067, se encarga de examinar las emisiones de gases de efecto invernadero a lo

largo del ciclo de vida del producto, también la comunicación de la HCP al público busca proporcionar una representación de la huella de carbono del producto exacta, pertinente y clara.

Esta especificación técnica espera beneficiar a organizaciones, gobiernos, comunidades y otras partes interesadas al proporcionarles claridad y seguridad en los parámetros y declaraciones de la huella de carbono de productos, por otro lado con fundamento en normas internacionales sobre el análisis del ciclo de vida para la cuantificación del producto, la norma se encarga sobre declaraciones y el etiquetado ambientales de un producto, esta especificación técnica busca proporcionar el desarrollo de reglas de categoría de producto

### **2.3.2 Fases de recobro del petróleo**

En el proceso de recobro de petróleo, se realiza un estudio de los elementos que son influyentes en la organización de productos petroleros, se desarrolla una investigación de la bibliografía sobre el tema objeto de estudio para un trabajo guía que permite coleccionar información general sectorial sobre el recobro de petróleo por inyección de agua específicamente, con la finalidad inicial de mantener las variables de presión del yacimiento y aumentar la eficiencia del barrido volumétrico.

Por otro lado, para definir los terrenos en que se hallan yacimientos de petróleo no existe una metodología científica exacto, sino que es indispensable realizar actividades previas del análisis del terreno. Los métodos utilizados para la ubicación del yacimiento, son geológicos o geofísicos depende del tipo de terreno se emplea determinada metodología.

En ese orden de ideas, la perforación de un pozo no convencional necesita contar con los mismos permisos ambientales que para un pozo convencional, estos permisos habituales por la autoridad son los que establecen el área en la que se realizará la ubicación del pozo y las condiciones para resguardar el medio ambiente tanto en la superficie como en el subsuelo.

En primera medida, se realiza la cimentación de la locación que radica en la elaboración del terreno en donde se instalan los equipos, en el desarrollo del no convencional se logra realizar cuatro o más pozos por locación, esta práctica de perforación múltiple tiene como objetivo reducir el impacto de la huella de carbono sobre el medio ambiental y hacer más eficiente la operación.

Para el montaje de los equipos se requieren infraestructuras especiales donde se manipulan el mecanismo y los materiales precisos para extraer el petróleo en escenarios de seguridad para las personas y el ambiente.

Un área con diferentes pozos productores se denomina campo. Cuando se descubre petróleo en un pozo piloto, a la redonda se perforan otros pozos con el propósito de determinar la extensión del yacimiento y calcular el volumen de petróleo reservado que posee.

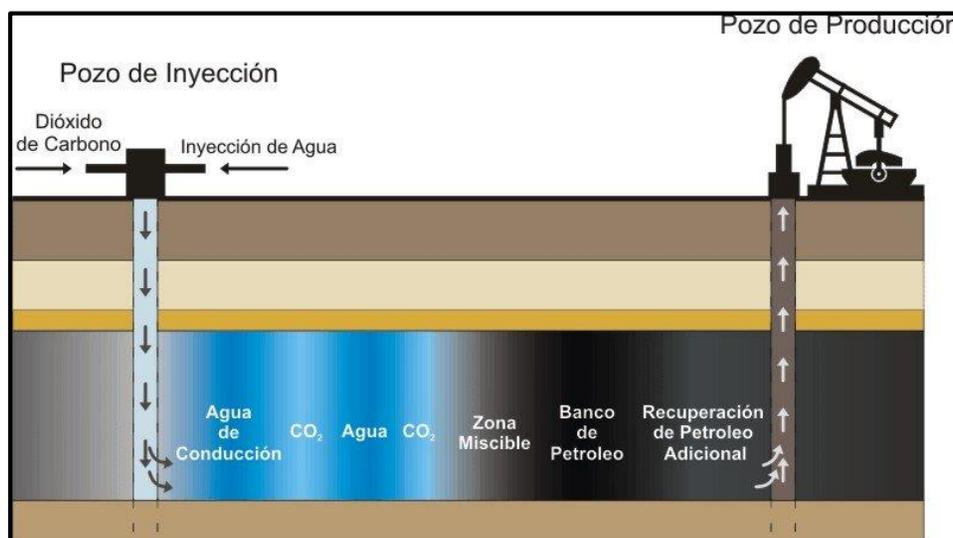
Ya se tiene un punto productor determinado el cual extrae el petróleo con una bomba varilla (desplazamiento positivo) o machín es manipulada para elevar mecánicamente el líquido del pozo cuando no existe suficiente presión en el yacimiento para que el líquido fluya hasta la superficie por sí solo, dependiendo de la capacidad de la bomba, generalmente se origina una mezcla de petróleo crudo y agua en cada corriente, el tamaño de la bomba siempre es

determinado por la profundidad y el peso del petróleo crudo a extraer, en donde para una extracción de mayor profundidad se necesitara más energía para que el fluida recorra mayores longitudes (Díaz, 2012).

Las bombas de varilla o machín son accionadas por un motor, este es generalmente un motor eléctrico se inicia la perforación hasta llegar a la distancia deseada para cubrir en exceso los niveles en los que suelen estar alojados los recursos hídricos subterráneo y que deben ser aislados del pozo, en esta instancia se baja a lo largo del pozo una cañería de acero de alta aleación y gran espesor, luego se cementa el espacio entre la cañería de acero y el pozo de esta manera se aíslan las napas de agua y se protegen las capas de rocas durante toda la vida útil del pozo, seguidamente se baja por dentro de la cañería el trepano y se continua con el desarrollo de la siguiente etapa del pozo, una vez concluida esta sección se coloca una nueva cañería de acero para aislar el pozo y se realiza la cementación de las paredes del pozo que deben ser impermeabilizadas para impedir todo contacto con trayectorias de agua subterráneos o superficiales.

El petróleo sale acompañado de sedimentos y agua, por lo que se debe realizar la infraestructura que permitan la separación y disposición adecuada de los residuos. Una vez separado el petróleo, se conduce a los depósitos de almacenamiento, solo el agua entra a la planta de tratamiento en donde es purificada de metales pesados, luego esa agua de producción se inyecta al pozo, el agua comienza penetrar y se expande por todo el yacimiento logrando mover el crudo en el proceso recuperación secundaria , no es posible extraer por completo todo el petróleo existente en un campo productor, la recuperación del crudo secundaria utiliza la inyección de agua para generar presión al interior del yacimiento, en todos los casos se requieren

estudios ambientales y acciones estratégicas para garantizar que no se contaminen los flujos de agua, tanto superficiales como subterráneos. Esto se puede apreciar mejor en la Figura 1.



*Figura 1.* Recuperación Terciaria o Mejorada de Petróleo. BLOG de la Bolsa de Trabajo Exclusiva del Sector Petrolero de México (2012) obtenido de: <https://empleospetrolerosdotorg.wordpress.com/2012/10/12/recuperación-terciaria-o-mejorada-de-petróleo/>

## 2.4 Marco legal.

**2.4.1 Ley 23 del 12 de diciembre de 1973.** Por la cual se conceden facultades Extraordinarias al presidente de la República para expedir el código de recursos naturales y de protección al medio ambiente y se dictan otras disposiciones.

**2.4.2 Decreto 2811 de diciembre 18 de 1974,** Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.

**2.4.3 Decreto 1594 de junio 26 de 1984.** Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la Ley 9 de 1979, así como el capítulo II del título VI - parte III - libro II y el título III de la parte III - libro I – del Decreto 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y vertimientos de residuos líquidos.

**2.4.5 Ley 99 de diciembre 22 de 1993.** Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones.

**2.4.6 Acuerdo 065 de 1996:** por el cual se establece el estatuto estudiantil de la Universidad Francisco de Paula Santander.

## Capítulo 3: Diseño metodológico

### 3.1 Tipo de Investigación

La investigación se puede manifestar de tres formas: cuantitativa, cualitativa y mixta (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010).

El presente proyecto se enmarca en el enfoque cualitativo y cuantitativo, debido a que se procederá a estimar los parámetros, para desarrollar un modelo del comportamiento del proceso de recuperación secundaria del petróleo por inyección de agua para estimar las variables con mayor influencia en la huella de carbono generado, de tal manera que se pueda estimar mediante la metodología para la cuantificación de la huella de carbono de un producto (HCP) la cantidad de CO<sub>2</sub>/año emitidas directa e indirectamente en el proceso de recuperación secundaria de petróleo.

El diseño metodológico adopta la investigación experimental, es decir, que para identificar las etapas de los procesos susceptibles a mejoras que permitan la reducción de las emisiones CO<sub>2</sub>/año, producidas en el proceso recuperación secundaria de petróleo se manejan intencionalmente diferentes variables independientes, para examinar los resultados que la manipulación tiene sobre la variable dependiente dentro de una situación de control.

Para el alcance del objetivo general del presente proyecto y a través de cada uno de los objetivos específicos, se proponen las siguientes fases:

**Fase No. 1.** En esta primera fase se aborda lo relacionado a la búsqueda de la información sobre la recuperación secundaria de petróleo, que permita entender el proceso y los diferentes parámetros relacionados.

Por otro lado, se aborda el estado del arte sobre el análisis de huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. Lo anterior permite tener los referentes teóricos necesarios como guía para el desarrollo del proyecto.

**Fase No. 2.** En esta segunda fase se desarrolla el modelo correspondiente al proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. Lo que permite estimar los parámetros de relación directa e indirecta con la generación de toneladas de CO<sub>2</sub> por año.

**Fase No. 3.** La tercera fase comprende la realización de una guía que permita la implementación de la norma NTC-ISO TS 14067, específicamente sobre el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. Esto permite disminuir la probabilidad de error en la implementación de la norma sobre el proceso.

**Fase No. 4.** La cuarta fase del proyecto comprende la cuantificación de toneladas de CO<sub>2</sub> por año generados en el proceso de recuperación secundaria de petróleo. Se determinará el impacto de las diferentes variables del proceso sobre la huella de carbono generada.

**Fase No. 5.** La fase número cinco comprende la elaboración de propuestas relacionadas a la reducción del impacto de los parámetros del proceso que mayor efecto presentan sobre la huella de carbono en la recuperación secundaria de petróleo.

### **3.2. Población y Muestra.**

El proyecto se enmarca en una investigación documental, donde a través del estado del arte se establecerá un modelo del proceso de recuperación secundaria del petróleo por estimulación hidráulica, donde se definirán cuáles son las variables que más impactan en el cálculo de la huella de carbono, para definir cuáles son las oportunidades y procesos de mejora que permitan disminuir el impacto de los gases de efecto invernadero en la extracción del petróleo por fracturación hidráulica. Por lo tanto, una población definida o una muestra enmarcada, no hace parte del diseño metodológico del presente proyecto

### **3.3 Recolección de la información.**

La técnica de recolección de información que se utilizará en la realización de este proyecto se efectúa mediante uso de fuentes primarias, para el levantamiento de información, estado del arte y recopilación de manuales guías e instructivos modelos para calcular el valor de la huella de carbono en CO<sub>2</sub> ton/año del proceso de recuperación secundaria del petróleo por medio de estimulación hídrica.

### **3.4 Análisis y procedimientos de datos**

Para proceder a analizar y procesar los datos del presente proyecto, primero se desarrollará el modelo de la extracción del petróleo por métodos no convencionales, para determinar los componentes y las variables que hacen parte del proceso de recuperación secundaria. Luego se

calculará la huella de carbono y así definir los procesos que emiten mayor cantidad de gases de efecto invernadero para proponer oportunidades de mejora y disminuir el impacto de la contaminación generada.

## Capítulo 4: Resultados

Para Analizar la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua, mediante la norma NTC-ISO TS 14067, y así lograr identificar los parámetros generadores de CO<sub>2</sub> de mayor influencia y proponer nuevos planes de mejora, para minimizar el impacto de los gases de efecto invernadero (GEI), fue necesario cumplir los siguientes objetivos.

### **4.1 Realizar una descripción del proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua de modo que permita la especificación de variables de influencia en la huella de carbono.**

Para analizar el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua, y así determinar las variables que influyen en la huella de carbono generada, se debe llevar a cabo una identificación e inspección de cada uno de los procesos realizados en la extracción del petróleo.

En el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por el proceso evaluado, es preciso establecer los elementos o productos que forman parte de las fases de la recuperación secundaria del petróleo y que causan emisiones GEI que contribuyen a los efectos del cambio climático.

Por lo tanto, se busca evaluar la huella de carbono, para estipular los procesos de la recuperación secundaria, que más impacten en el medio ambiente. Es sumamente importante saber cuáles son los elementos o productos que generan un cambio a la atmosfera y así poder determinar las medidas del ciclo para lograr evitar o reducir el impacto en el ambiente. Por

consiguiente, tomar medidas respecto al cambio climático se hace vital desde hoy, para que en el futuro no sea más difícil y costoso adaptarse a las consecuencias.

En la Figura 1Figura 2 podemos observar los procedimientos básicos en la recuperación secundaria del petróleo, de los cuales se especifican la maquinaria y los equipos necesarios para el desarrollo del proceso y se estimara la capacidad de la planta idealizada para obtener la evaluación de la huella de carbono al determinar la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub>/año del proceso evaluado.

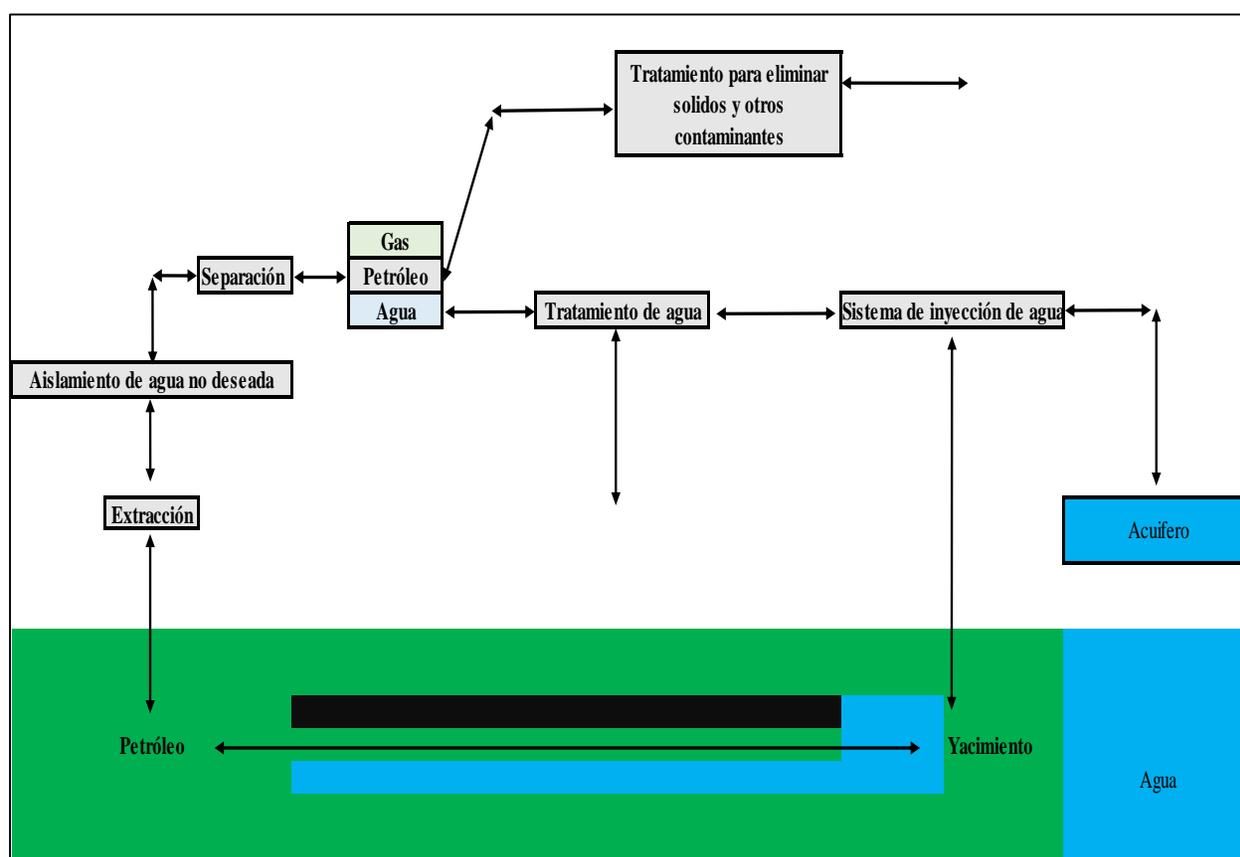


Figura 2. Modelo básico de la recuperación secundaria del petróleo. (Autora del proyecto, 2021)

Debido a que la recuperación secundaria del petróleo se realiza en campos ya localizados y explorados, solo se evaluará la huella de carbono en el proceso y no en todo el ciclo del petróleo. Cuando se realiza el proceso de extracción, además del petróleo crudo, también se extrae agua de formación (agua con sales y metales pesados tóxicos) y gas para reducir el impacto ambiental el agua de formación es devuelta al pozo. A este proceso se le llama "reinyectar el agua de formación".

El fluido obtenido de los depósitos de petróleo mediante perforación, consiste en una mezcla de petróleo, gas natural, agua salada conteniendo tanto sólidos disueltos como en suspensión. Los sólidos en suspensión suelen consistir en arenas, arcillas, sales y minerales del depósito. Una vez en la superficie, el gas, petróleo y agua producidos desde los pozos de petróleo son separados en varias etapas.

El alcance del presente proyecto abarca el proceso de recuperación secundaria de petróleo, desde el ingreso del agua de separación a la planta de tratamiento, hasta la salida del pozo de reinyección. Es decir, el modelo está enfocado en un sistema piloto de reinyección de agua de producción de una estación de bombeo de crudo a un pozo de inyección, también denominado pozo disposal. El análisis del proceso contempla la reinyección de 30.000 Barriles de Agua por día (BWPD) de agua de producción en el pozo de reinyección, como se muestra en la Figura 3.

Para desarrollar el análisis del proceso de recuperación secundaria hay que considerar la capacidad de agua de separación a ser tratada, debido a que, dependiendo de esto, se definirán los componentes de la estación de tratamiento como tanques de almacenamiento, tanques CPI, filtros, micro-filtros, dosificadores, bombas Booster y las bombas de inyección.

Las estaciones de tratamiento son clasificadas por su capacidad para tratar volúmenes de BWPD. Esta capacidad de tratamiento varía dependiendo de las condiciones específicas de los pozos. Para este proyecto, se considerará una estación de tratamiento diseñada con una capacidad de tratamiento de 30.000 BWPD.

Por lo tanto, la evaluación de la huella de carbono se realizará al proceso de recuperación secundaria del petróleo en un pozo con una capacidad de tratar 30.000 barriles de aguas por día.

Debido a la limitación en la información de los sistemas de recuperación secundaria del petróleo, el presente modelo del proceso está basado solamente en la planta de tratamiento del campo Costayaco, ubicado en la cuenca del Caguán- Putumayo. La cual fue propuesta por los ingenieros Iván Figueroa y Andrés Martínez en su tesis de especialización titulada “construcción, instalación, puesta en marcha de una planta de tratamiento de agua de 30.000 BWPD, campo Costayaco” (Figueroa & Martínez, 2014).

En ese orden de ideas, el modelo de recuperación del proceso, contempla la reinyección de 30.000 BWPD del agua de vertimiento en un pozo disposal, cuyas condiciones de operación se mencionan a continuación:

1. El agua de inyección es tomada de la descarga del sistema de Micro-filtración.
2. Las bombas Booster están ubicadas en la salida del tanque de equilibrio
3. En operación normal el sistema manejará 30.000 BWPD.
4. El pozo disposal tiene una presión de operación de 3.000 PSI

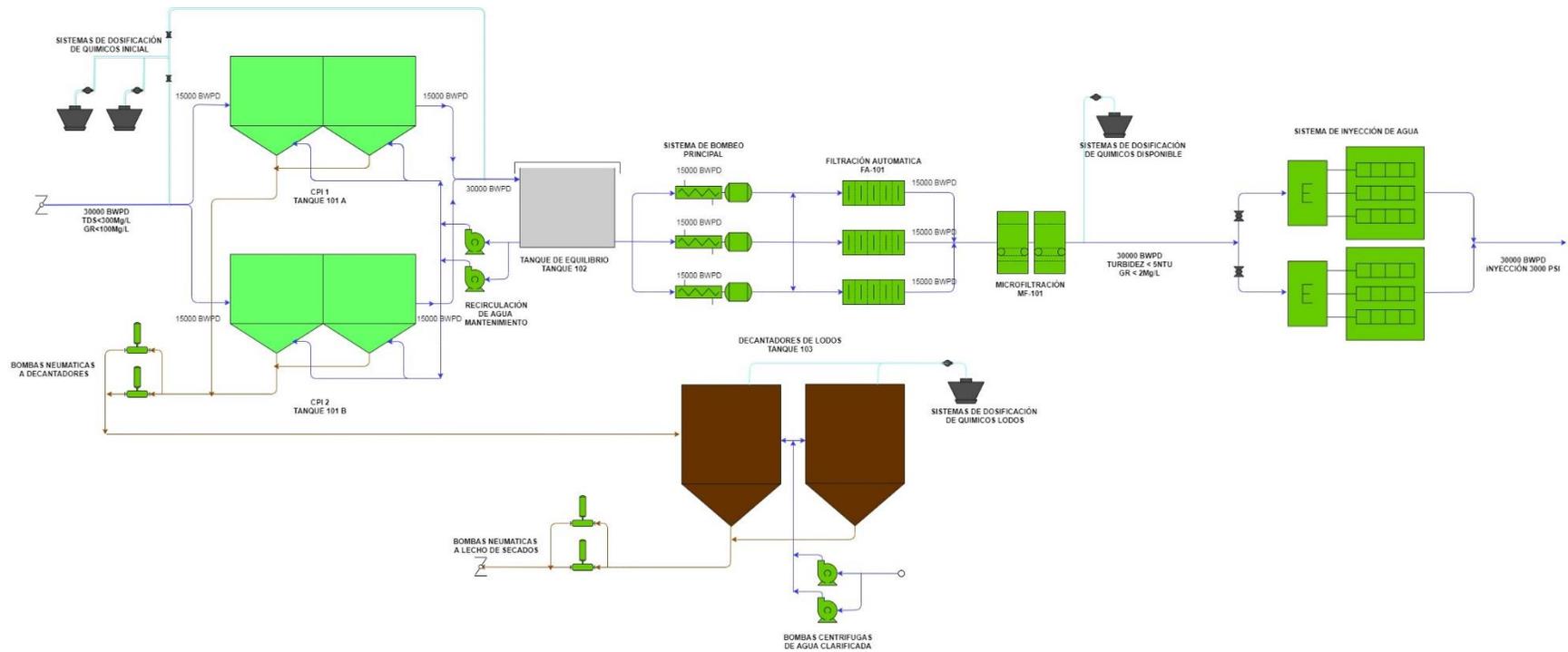


Figura 3. Planta de tratamiento del campo Costayaco. (Figueroa, I. & Martínez, A. 2014). Adaptado de: <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/777/construccion%20instalacion%20puesta%20en%20marcha%20de%20una%20planta%20de%20tratamiento%20de%20agua%20de%2030000%20bwpd%20campo%20costayaco.pdf?sequence=1>

En la Tabla 1 se especifican las condiciones de operación de la estación de tratamiento.

Tabla 1

*Especificaciones de funcionamiento de la planta de tratamiento del campo de Costayaco.*

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Caudal	BWPD	30.000
Sólidos en suspensión	mg/L	≤300
Grasas y aceites	Mg/L	≤100

Fuente: (Figueroa, I. & Martínez, A. 2014).

Los componentes técnicos de la planta de tratamiento de agua de inyección de 30.000

BWPD son:

- ❖ Tanques CPI, capacidad de 500 barriles cada uno
- ❖ Bombas Booster
- ❖ Bombas de inyección
- ❖ PLC
- ❖ HMI
- ❖ Transmisores de presión
- ❖ Transmisor de flujo en la línea de inyección de agua de formación
- ❖ Transmisores de nivel

A continuación, se describen los equipos que hacen parte del modelo idealizado de una planta de tratamiento para la reinyección de agua en campos petroleros.

**4.1.1 Ingreso de Agua al sistema.** El ingreso de agua de formación que será tratada en el sistema y alimenta a los tanques CPI, tiene el paso controlado por una válvula actuada neumáticamente de simple efecto. En el ingreso, el sistema de alimentación tiene dos sistemas de dosificación de químicos, los coagulantes y neutralizantes. El flujo de entrada será regulado por una válvula de control, de tal manera, que el flujo de entrada al sistema sea como máximo el caudal de diseño de 30.000 BWPD.

**4.1.2 Tanques CPI.** Son sistemas de separación de grasas y aceites conformados por tres procesos:

***Separación de aceites y grasas:*** El sistema de separación de grasas y aceites está compuesto por un canal con compuerta de nivel, en donde se recolectan los aceites separados para que luego sean conducidos hacia un tanque de recolección de aceite, en donde estará un sensor de nivel tipo radar el cual controla el sistema de bombeo que lo compone una bomba neumática, accionadas por una válvula de control de aire.

***Evacuación de lodos:*** El sistema de evacuación de lodos generados en el CPI, funcionará manualmente según la frecuencia de generación de lodos. Para evacuar lodos se abrirán las válvulas de control de lodos manualmente y se activa un pulsador para que las bombas neumáticas sean activadas por medio de una válvula de control de aire y así el lodo generado en los CPI sea enviado a los decantadores de lodos.

***Salida de agua clarificada:*** El agua clarificada de los CPI es conducida a un tanque de equilibrio el cual tendrá un sensor de nivel ultrasónico que controla el sistema de bombeo, de tal

forma que, si existe un nivel alto en el tanque, este cierra la válvula de control de alimentación y se genera una alarma para indicar la necesidad de regular las válvulas de control inicial.

Igualmente se tiene un sistema de recirculación de agua clarificada desde el tanque de equilibrio hacia las tolvas de los CPI. Cuando se finalice la evacuación de lodos del sistema, dos bombas centrífugas alternadas y controladas por el sensor de nivel ultrasónico del tanque de equilibrio, inyectan agua a las tolvas para hacer limpieza.

**4.1.3 Sistema de bombeo.** El sistema de bombeo está compuesto por tres bombas centrífugas en paralelo que trabajan alternadamente o en cascada, con capacidad máxima de 15.000 BWPD cada una. Son controladas por el sensor de nivel ultrasónico en el tanque de equilibrio. Además, el sistema cuenta con un variador de frecuencia que es controlado por el transmisor de caudal y se encuentra en la tubería de salida del sistema de tratamiento. El sistema de bombeo se apaga si el tanque de almacenamiento de agua tratada está en su nivel máximo.

**4.1.4 Sistema de filtración automática.** Posteriormente al sistema de bombeo se encuentran tres unidades de filtración en paralelo con capacidad máxima cada una de 15000 BWPD, que consta cada una de dos etapas de filtración, un pre-filtro grueso y una malla fina de acero inoxidable.

El agua de proceso entra a cada uno de los filtros automáticos cilíndricos, pasa a través del tamiz grueso de afuera hacia el centro. Posteriormente el agua fluye a través de la malla fina de adentro hacia afuera para salir ya filtrada.

Todo esto controlado desde un controlador lógico programable que tiene el equipo de filtración y además controlado desde el tablero general del sistema.

**4.1.5 Microfiltración.** Posteriormente a la filtración el agua ingresa a dos housing de microfiltración en paralelo con elementos de filtración con tamaño de poro de  $5\mu\text{m}$ , en donde se encontrará un sistema de presión diferencial con el fin de poder indicar el momento de recambio de los elementos de filtración. Cada uno de los housing de microfiltración con capacidad para tratar el caudal máximo de diseño (30000 BWPD), con el fin de que cuando entre en mantenimiento una de las unidades de microfiltración la otra pueda operar normalmente. En operación normal las dos funcionan al mismo tiempo a la mitad de su capacidad.

**4.1.6 Sistema de tratamiento de lodos.** El sistema de tratamiento de lodos recibirá lodos generados en los tanques CPI, Filtros automáticos y drenajes del sistema de microfiltración.

Este sistema lo componen dos unidades de decantación de lodos. Cada unidad tiene sensores de nivel ultrasónicos con interlock a las válvulas de control de flujo de lodo, a la entrada de cada uno de los decantadores. Solo opera una unidad a la vez. Cuando un decantador llegue al máximo nivel, se cierra la válvula correspondiente, luego entra en operación el siguiente decantador. Cuando estén abiertas las válvulas de control de flujo de lodos, se activa el sistema de dosificación de polímero.

Una vez, el nivel alto de los decantadores se active, se genera una alarma con temporizador, con el fin de indicar el tiempo de espesamiento del lodo. Ya con el tiempo cumplido de

espesamiento, se determina manualmente por medio de un mando y en la pantalla del controlador lógico programable se dará la señal para abrir la válvula de control de aire de las bombas neumáticas, para enviar los lodos ya espesados a los lechos de secado.

Antes de bombear el lodo a los lechos de secado, se determina la altura del nivel de lodo y así poder dejar el nivel de agua clarificada para recirculación al tanque de equilibrio. Por medio de un sistema de bombeo de recirculación se abrirá la válvula de control de agua clarificada. El sistema de bombeo de recirculación será controlado por el sensor ultrasónico de los decantadores. Ya con solo el lodo en los decantadores se procede a bombear el lodo restante a los lechos de secado.

**4.1.7 Sistemas de dosificación de químicos.** Cada uno de los sistemas de dosificación estará compuesto por: Un tanque de almacenamiento de químicos, dos bombas dosificadoras (una en funcionamiento y la otra en back-up), sensores de nivel de bajo nivel y de alto nivel y alarmas por nivel bajo en los tanques de almacenamiento de químicos.

**4.1.8 Bombas de inyección:** Para el modelo, se consideran dos bombas de inyección centrífugas multietapas, con capacidad para manejar 30.000 BWPD y con una potencia de 1500 HP.

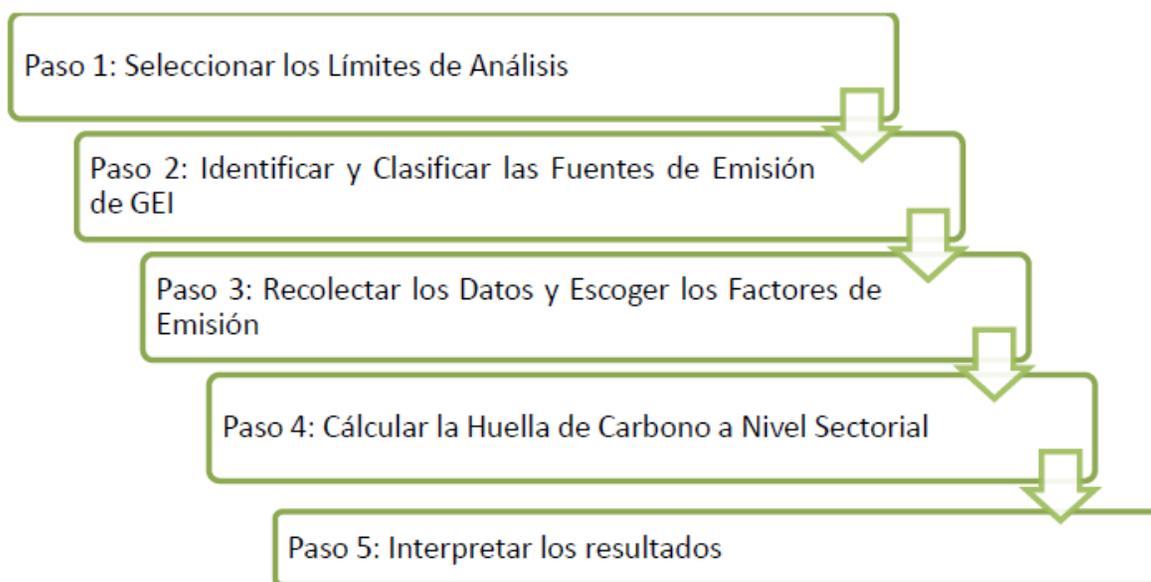
El efluente de la planta de tratamiento de agua de separación del petróleo, es decir el agua tratada, se descarga en dos tanques de almacenamiento. Cuando se alcanza un alto nivel se procede a evacuar el agua, por las dos bombas Booster mencionadas anteriormente y que succionan el agua con una presión baja para después pasar por una de las dos bombas de

inyección que incrementan dicha presión y dirige el líquido hacia los pozos destinados para la reinyección de agua. Las bombas de inyección trabajan alternadamente (una en operación y la otra en stand by). Las bombas están impulsadas por motores eléctricos que están alimentados desde arrancadores ubicados en el Centro de Control de motores. El flujo de entrada será regulado por una válvula de control, de tal manera que el flujo de entrada al sistema sea como máximo el caudal de diseño de 30,000 BWPD. Una vez reinyectada el agua de proceso, finaliza el análisis del proceso de la recuperación secundaria del petróleo.

#### 4.2 Identificar con base en la norma NTC-ISO TS 14067 las variables de mayor impacto sobre la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo.

Una vez establecido el modelo del proceso de recuperación secundaria de petróleo, se pueden determinar los equipos, el personal y también sus características para identificarlos de acuerdo a la norma NTC-ISO TS 14067, en donde se definen los criterios de evaluación de la huella de carbono.

Para definir las variables de mayor impacto sobre la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo con base a la norma NTC-ISO TS 14067 se debe seguir el procedimiento que se indica en la Figura 4.



*Figura 4.* Procedimiento para el cálculo de la huella de carbono a nivel sectorial. Norma NTC-ISO TS 14067 para el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. (2018). Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14067:ed-1:v1:es>

#### 4.2.1 Límites de análisis en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.

##### ➤ Límite Territorial

Para la evaluación de la recuperación secundaria del petróleo, su limitación de espacio corresponde al área que cubra la ocupación de la estación de tratamiento de aguas de formación y los equipos de bombeo.

##### ➤ Límite Sectorial

El sector productivo analizado será el de la industria de hidrocarburos y corresponde a la evaluación de la huella de carbono al proceso de recuperación secundaria del petróleo, tomando como inicio del proceso el ingreso de Agua de formación a la planta de tratamiento, exactamente en la alimentación de los tanques CPI hasta la inyección en el pozo disposal.

En el proceso se identificaron dos tipos de emisiones, las directas que se generan en el sistema de tratamiento y las indirectas, producidas por todo el gasto energético de los equipos, ya que todos elementos del tratamiento, así como las bombas Booster y las bombas de inyección funcionan por electricidad, las emisiones se plasman en los siguientes alcances:

**Alcance 1:** Constituido por emisiones directas generadas por el tratamiento de aguas de formación y de lodos.

**Alcance 2:** En este alcance se incluyen las emisiones indirectas generadas por el uso de bombas neumáticas, bombas centrifugas, bombas de succión, equipos de filtración, equipos de micro filtración y las bombas de inyección, los cuales son equipos que requieren de energía, por lo tanto, son fuentes indirectas porque la emisión de GEI se produce en la planta que genera la electricidad.

- **Año Base.** No se cuenta con registros de emisiones atmosféricas del proceso evaluado, por lo tanto, se toma 2021 como año base, o año inicial de la medición de GEI.

#### **4.2.2 Identificar y clasificar las fuentes de emisión de GEI del proceso de recuperación secundaria del petróleo**

Considerando el límite sectorial del presente proyecto que abarca todo el modelo del proceso de recuperación secundaria de petróleo, iniciando con el ingreso del agua al sistema de tratamiento y culminando con las bombas de inyección. A continuación, se presenta un levantamiento de fuentes de emisión de GEI, de acuerdo a las tecnologías mencionadas en el análisis del proceso de recuperación secundaria

##### ***Alcance 1 - Emisiones de GEI Directas***

Corresponden a las emisiones de GEI de fuentes que son controladas, para el proceso de recuperación secundaria de petróleos, son las producidas por el tratamiento del agua de formación.

➤ Procesos físicos o químicos

Procesamiento de aguas residuales

***Alcance 2 - Emisiones de GEI Indirectas Debidas al Uso de Energía***

Toma en cuenta las emisiones debido a la electricidad consumida por todos los equipos del sistema de tratamiento y de las bombas de inyección. Las emisiones del Alcance 2 ocurren físicamente en la instalación donde la electricidad es generada.

**4.2.3 Recolectar los datos y escoger los factores de emisión**

Este es la más compleja y fundamental del procedimiento, ya que de la disponibilidad y calidad de la información depende la validez del cálculo de la huella de carbono. Para el proyecto, se analiza cada una de las emisiones directas e indirectas producidas en el proceso de la recuperación secundaria del en el presente proyecto, el cual considera un sistema de inyección con capacidad diaria de 30.000 BWPD.

Una vez establecido el modelo de recuperación secundaria, se especifican las etapas del proceso a analizar y así identificar sus fuentes de emisión. Como se mencionó anteriormente, el proceso de recuperación evaluado, inicia con el ingreso del agua de producción a la planta de tratamiento y culminará con la inyección del agua tratada en el pozo disposal, considerando cada uno de los equipos que hacen parte del proceso y son emisores de gases de efecto invernadero.

En la recuperación secundaria de petróleo se considera como fuente directa, al tratamiento de aguas de formación y como indirecta, a las bombas neumáticas, las bombas centrifugas, los filtros y microfiltros y todos los elementos que funcionan por medio de energía eléctrica.

Las fuentes de emisión evaluadas en el presente proyecto, corresponden a las generadas por el tratamiento de aguas residuales y por el consumo de los equipos que conforman el sistema de tratamiento y las bombas de inyección descritas en el análisis del proceso que se muestra en la sección 4.1

Para el cálculo de las emisiones directas, es necesario considerar que el análisis del proceso, está basado en un modelo con capacidad de 30.000 BWPD.

Por otro lado, se debe considerar que las emisiones causadas por el tratamiento de aguas de formación están basadas en la demanda química del oxígeno del agua a tratar. (Se tomará en cuenta el valor hipotético a la salida del tratamiento)

Para determinar el factor de emisión asociado al tratamiento de las aguas de producción petrolera, se siguió los preceptos del panel intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, de acuerdo de la siguiente fórmula:

$$FEARI = CMPCH4 * FCCH4 * PCGCH4 \qquad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

FEARI: Factor de emisión para tratamiento de los residuos líquidos industriales.

CMPCH4: Capacidad máxima de producción de metano en los residuos líquidos industriales (el valor por defecto es 0,25 kgCH<sub>4</sub>/kg DQO), según Directrices del IPCC de 2006.

FCCH4: Factor de corrección para el CH<sub>4</sub>, según Directrices del IPCC de 2006 de acuerdo a la Tabla 2, Norma NTC-ISO TS 14067 (2018).

PCGCH4: Potencial de Calentamiento Global del metano, se selecciona el valor de 28.

Tabla 2

*Factores de emisión para tipos de sistemas de tratamiento de los residuos líquidos industriales*

Tipo de tratamiento	CMPCH4 (kgCH <sub>4</sub> /kgDQO)	FCCH4	FECH4 (kgCH <sub>4</sub> /kgDQO)
Vertimientos industriales no tratados (solo para alcance 3)	0,25	0,1	0,03
Vertimientos industriales tratados (PTAR aeróbica)	0,25	0,0	0,00
Vertimientos tratados (PTAR aeróbica sobrecargada)	0,25	0,3	0,08
Vertimientos tratados (Digestor o reactor anaeróbico)	<b>0,25</b>	<b>0,8</b>	<b>0,20</b>
Vertimientos industriales tratados (Laguna anaeróbica < 2m)	0,25	0,2	0,05
Vertimientos industriales tratados (Laguna anaeróbica > 2m)	0,25	0,8	0,20

**Fuente:** Adaptado de Directrices del IPCC para los Inventarios de Gases de Efecto de Invernadero. (2016) factores de emisión considerados en la herramienta de cálculo de la huella de carbono corporativa MVC Colombia Obtenido de [https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella\\_carbono/feb12/18Anexo\\_17Factores\\_emision\\_herramienta\\_MCV\\_V6.pdf](https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella_carbono/feb12/18Anexo_17Factores_emision_herramienta_MCV_V6.pdf)

Por lo tanto, el factor de emisión de las aguas de formación es:

$$FEARI = 0,25 \frac{kgCH_4}{kgDQO} * 0,8 * 0,28 \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$FEARI = 5,6 \frac{kgCH_4}{kgDQO} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Valor que está acorde a lo establecido en la Tabla 3, en donde se presenta un factor de 5,63 de acuerdo al Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, 2017).

Tabla 3

*Factor de emisión de procesos industriales*

Procesos Industriales		Factor De Emisión	
		CANTIDAD	UNIDAD
Tratamiento de residuos líquidos	IPCC 1995	4,73	kgCO <sub>2</sub> e/kgDQO
	IPCC 2007	5,63	
Tratamiento de lodos	IPCC 1995	4,73	kgCO <sub>2</sub> e/kgDQO
	IPCC 2007	5,63	

**Fuente:** Adaptado de Directrices del IPCC para los Inventarios de Gases de Efecto de Invernadero. (2016) factores de emisión considerados en la herramienta de cálculo de la huella de carbono corporativa MVC Colombia Obtenido de [https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella\\_carbono/feb12/18Anexo\\_17Factores\\_emision\\_herramienta\\_MCV\\_V6.pdf](https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella_carbono/feb12/18Anexo_17Factores_emision_herramienta_MCV_V6.pdf)

Por otro lado, para determinar la cantidad de emisiones de GEI es necesario poseer dos datos cruciales, inicialmente la cantidad de agua tratada y un parámetro de calidad el cual es la demanda química de oxígeno.

Como se mencionó anteriormente el modelo de recuperación secundaria evaluado considera una capacidad de 30.000 BWPD.

$$1 \text{ BWPD} = 42 \text{ galones}$$

$$1 \text{ Galón} = 4546,09 \text{ ml}$$

$$30.000 \text{ BWPD} * 42 \frac{\text{Galón}}{1 \text{ BWPD}} * 4,54609 \frac{\text{litros}}{1 \text{ Galón}}$$

**Ecuación (4)**

$$30.000 \text{ BWPD} = 5.782.073,4 \text{ litros por dia}$$

Por lo tanto, se puede establecer que, en el modelo propuesto del proceso de recuperación de petróleo por inyección de agua, se realiza el tratamiento a 5.782.073,4 litros de agua de formación por día.

Por otro lado, el valor de la demanda química de oxígeno (DQO) es el parámetro que establece la cantidad de emisiones que genera el proceso de tratamiento de aguas.

Como no hay registros de datos de la calidad del agua de formación a la salida de la estación de tratamiento, como se mencionó anteriormente no hay una gran disponibilidad de datos sobre los parámetros del proceso de recuperación secundaria, sin embargo, de acuerdo a la resolución 0631 del 17 de marzo de 2015 el máximo valor permisible de DQO para el vertimiento de aguas residuales de actividades de hidrocarburos es de 180 mg/l.

De acuerdo a Castro, F., Fernández N, & Chávez, M. (2008) se encontró cantidades de DQO = 880 (mg/L) antes de ser tratadas y obtuvieron una reducción de hasta el 89,8% es decir valores de DQO = 89,76 (mg/L), por otro lado, Jaimes, D. & Pico M. encontraron valores de  $DQO_2 = 646,7$  (mg/L) y propusieron un tratamiento para obtener este parámetro por debajo de 5 (mg/L)

Para el presente proyecto, se consideró que el modelo de recuperación cumple con los requisitos mínimos de vertimiento de aguas con un parámetro de DQO = 180 (mg/L). Sin embargo, el valor a incluir debe ser el dato que corresponde a la demanda química de oxígeno a la salida de la estación de tratamiento.

Las emisiones directas del alcance 1 del proceso de recuperación secundaria del petróleo se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4

*Emisiones generadas por el tratamiento de aguas de producción*

Tratamiento de residuos y lodos	Cantidad Litros/año	Cantidad Kg DQO/año	Factor de emisión	Huella de carbono
tratamiento de aguas de producción	2090746791	376,3344224	5,6 kgCO <sub>2</sub> e/kg DQO	2,1075 Ton CO <sub>2</sub> /año

Por otro lado, para el cálculo de las emisiones indirectas, se realizará un levantamiento de las características de consumo y capacidad de los equipos que hacen parte del proceso de recuperación secundaria del petróleo.

Tabla 5

*Factor de Emisión para la Energía Eléctrica Adquirida*

AÑO	FACTOR DE EMISIÓN (kgCO <sub>2</sub> e/kWh)
2009	0,19
2010	0,19
2011	0,22
2012	0,15
2013	0,2
2014	0,19
2015	0,199

**Fuente:** Adaptado de Directrices del IPCC para los Inventarios de Gases de Efecto de Invernadero. (2016) factores de emisión considerados en la herramienta de cálculo de la huella de carbono corporativa MVC Colombia Obtenido de [https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella\\_carbono/feb12/18Anexo\\_17Factores\\_emision\\_herramienta\\_MCV\\_V6.pdf](https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/2018ag/huella_carbono/feb12/18Anexo_17Factores_emision_herramienta_MCV_V6.pdf)

Sin embargo, como resultado del trabajo conjunto entre el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM, filial de ISA, empresa operadora del Sistema Interconectado Nacional, el país cuenta con un valor unificado del factor de emisión de

energía para inventarios de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Precisamente, de acuerdo con XM, en Colombia el factor de emisión de CO<sub>2</sub> por generación eléctrica del Sistema Interconectado es de 164,38 gramos de CO<sub>2</sub> por kilovatio hora (KWh).

Para poder determinar las emisiones indirectas de GEI se hará un levantamiento de cada uno de los equipos eléctricos que hacen parte del sistema de tratamiento y del sistema de bombeo de succión e inyección.

Para determinar los componentes del sistema, se hará una verificación de acuerdo al análisis del proceso realizado en la sección 4.1.

Inicialmente, se tendrá en cuenta las emisiones producidas al ingreso del sistema de tratamiento de aguas de producción, en los tanques CPI.

En el modelo de recuperación secundaria de petróleo se consideró que se usaran dos separadores de placas inclinadas con una capacidad: 15.000 BWPD para cada unidad.

Los tanques CPI funcionan por medio de tres procesos, en donde los elementos que generan emisiones son:

*Separación de aceites y grasas:* En esta sección de los tanques CPI se encuentra un sensor de nivel tipo radar conectado al sistema PLC, que es un elemento que funciona a 12 y 24 V es decir emite una mínima cantidad de CO<sub>2</sub> de con las siguientes características:

El sensor tiene una operación continua de 24 horas de operación con una potencia de consumo a 12 V en modo de servicio de 15 mA

*Evacuación de lodos:* Para la evacuación de lodos, se dispone de dos bombas neumáticas que son activadas por medio de una válvula de control de aire y así el lodo generado en los CPI sea enviado a los decantadores de lodos.

Para realizar el procedimiento, se utiliza 2 bombas de 5 HP con abertura para el paso de sólidos de hasta 1,75", las bombas funcionan según la frecuencia de generación de lodos. En el presente proyecto se consideró que las 2 bombas funcionan 1 hora de manera ininterrumpida cada día.

Las bombas neumáticas trifásicas, poseen motores eléctricos de 5 HP que funcionan a 1.725 RPM y con un voltaje de 220V y una corriente de 17 amperios, con un flujo óptimo de 780 LPM y un diámetro de descarga de 3".

*Salida de agua clarificada:* en la salida del tanque CPI se encuentra un sensor de nivel ultrasónico que controlará el sistema de bombeo. El medidor de nivel ultrasónico, al igual que el sensor de nivel tipo radar, se caracteriza por tener un bajo consumo de energía. Este sensor funcionará ininterrumpidamente las 24 horas del día.

El medidor funciona con una fuente de alimentación de 12-24 V CC y tiene un consumo de energía de  $1.5 < W$

Por otro lado, cuando se finalice la evacuación de lodos del sistema, dos bombas centrífugas alternadas y controladas por el sensor de nivel ultrasónico del tanque de equilibrio, inyectaran agua a las tolvas para hacer limpieza.

Las bombas centrífugas de lavado tendrán una potencia de 3 HP con 3.450 RPM, con un flujo optimo de 250 LPM. cada una y funcionarán durante 0,5 horas cada vez que se evacuen los lodos, es decir cada día.

Las emisiones de los elementos del tanque CPI, de acuerdo a las condiciones de consumo y de uso se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6

*Emisiones generadas por los elementos del tanque CPI*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Bombas neumáticas	2	2.722,9	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,447590302
Bombas centrífugas	2	816,87	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,134277091
Sensor tipo radar	1	0,001576	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	2,59194E-07
Sensor de nivel ultrasónico	1	13,14	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,002159953

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Sistema de bombeo.* El modelo considera un sistema de bombeo que cuenta con tres bombas centrífugas en paralelo que trabajarán alternadamente o en cascada, con una capacidad máxima de 15.000 BWPD cada una. De acuerdo al caudal de operación, siempre están en operación dos bombas con potencias de 50 HP, las bombas Booster consideradas en el cálculo tienen un Amperaje Nominal de 67 A, y una corriente de 440 V.

Tabla 7

*Emisiones generadas por el sistema de bombeo de succión*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Bombas Booster	2	326.748	164,38 gCO2 e/kWh	107,422

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Filtros auto-lavables (tamiz metálico).* Posteriormente al sistema de bombeo se encuentran tres unidades de filtración en paralelo con capacidad máxima cada una de 15.000 BWPD, que constará cada una de dos etapas de filtración, un pre-filtro grueso y una malla fina de acero inoxidable.

En el modelo propuesto, para atender un caudal de 30.000 BWPD, se encontrarán en operación continua 2 filtros las 24 horas al día, los filtros trabajan con una presión de operación mínima de 30 psi y una máxima de 150 psi. Las características de consumo eléctrico, así como sus especificaciones se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8

*Especificaciones del filtro*

<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>ESTÁNDAR</b>
Potencia	120 V, 60 Hz, 1p 220 V, 50 Hz, 1p
Recinto	Nema 4x
Activación del ciclo de enjuague	Dp, Temporizador, manual
Motor	½ HP / 0,37 KW / 1p
Tipo control	PLC

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Tabla 9

*Emisiones generadas por el sistema de filtración*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Filtros	2	3.241,2	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1,0656

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Micro filtración:* Posteriormente a la filtración el agua ingresa a dos housing de microfiltración en paralelo por medio de membranas con tamaño de poro de 5 $\mu$ m, en donde se encontrará un sistema de presión diferencial con el fin de poder indicar el momento de recambio de los elementos de filtración. Cada uno de los housing de microfiltración tendrá la capacidad de tratar el caudal máximo de diseño (30.000 BWPD). Sin embargo, en el modelo las dos unidades se encuentran en operación a mitad de capacidad, cada housing tiene 4 elementos.

*Decantador de lodos:* en el sistema de decantación de lodos los elementos que emiten gases de efecto invernadero son: inicialmente los sensores de nivel ultrasónico, para medir el nivel de lodos en los tanques, también las bombas neumáticas, que envían los lodos ya espesados a los lechos de secado, y por último el sistema de bombeo de recirculación de agua clarificada para recirculación al tanque de equilibrio.

Se cuentan con dos sensores ultrasonicos que funcionarán ininterrumpidamente las 24 horas del día, del mismo tipo que el sensor en el tanque de equilibrio, además las bombas neumáticas tendrán una potencia de 5 HP y funcionaran cada vez que se cumpla el tiempo de espesamiento de lodos para dirigirlos a los lechos de secado, las bombas funcionan alternadamente en cada tanque con las mismas características que las bombas neumáticas del tanque CPI, considerando

que cada tanque llega a su nivel tope de 30.000 litros de lodos cada 24 horas las bombas neumáticas que poseen un capacidad de 780 litros por minuto, la descarga al lecho de secados será de 0,641 horas por día. El sistema de bombas de recirculación se hace a través de dos bombas centrifugas de 1 HP y funciona 0,5 horas cada día, luego de que se terminan de descargar los lodos en el lecho de secado.

Tabla 10

*Emisiones generadas por el sistema de decantación de lodos*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Bombas neumáticas	2	872,69	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,143452692
Bombas centrifugas	2	272,29	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,04475903
Sensor ultrasónico	2	13,14	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,002159953

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Dosificador de químicos:* en el sistema de tratamiento, hay dosificación de químicos en 4 lugares, en el sistema de alimentación de los tanques CPI, al ingreso de los tanques de equilibrio, a la salida del sistema de micro filtración y en el decantador de lodos.

Los tanques de dosificación de químicos están realizados en fibra de vidrio, la capacidad de las bombas de los tanques se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11

*Capacidad de los dosificadores de químicos*

<b>Tipo de dosificador</b>	<b>Capacidad</b>
Capacidad aprox. Bomba Coagulante/rompedor inverso:	40 gph
Capacidad aprox. Bomba polímero alto peso molecular:	4 gph

<b>Tipo de dosificador</b>	<b>Capacidad</b>
Capacidad aprox. Bomba cal viva:	7 gph
Capacidad aprox. Bomba ajustador de pH:	20 gph

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

El consumo de energía de los dosificadores va directamente relacionado con la capacidad de dosificación de la bomba, a continuación, se presenta las emisiones causadas por el sistema de dosificadores.

Tabla 12

*Emisiones generadas por el sistema de dosificación de químicos*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Capacidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Bomba Coagulante/ rompedor inverso	40 gph	3.241,2	164,38 gCO2 e/kWh	0,532788456
Bomba polímero alto peso molecular	4 gph	1.576,8	164,38 gCO2 e/kWh	0,259194384
Bomba cal viva	7 gph	1.576,8	164,38 gCO2 e/kWh	0,259194384
Bomba ajustador de pH	20 gph	3.241,2	164,38 gCO2 e/kWh	0,532788456

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Tablero de control y potencia.* El último componente del proceso de recuperación de petróleo antes de las bombas de inyección, es el Tablero con PLC el cual posee un display gráfico marca Siemens, con salida Ethernet para conexión a centro de Control, además posee selectores de 3 posiciones (Manual, automático, OFF)

El tablero PLC dirige el sistema de tratamiento de aguas de producción, en el sistema de recuperación secundaria del petróleo, en el PLC se encuentran todas las conexiones de cada uno de los elementos que conforman el sistema, en este elemento el componente que tiene emisiones

indirectas es el display, con una corriente de salida de 500 miliamperios, el cual se encuentra en operación de manera ininterrumpida.

Tabla 13

*Emisiones generadas por el tablero PLC*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Display tablero PLC	1	87,6	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,014399688

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

*Bombas de inyección:* Se pondrán en servicio dos bombas de inyección centrifugas multietapa, la bomba B permanecerá en stand by. Cada bomba debe tener la capacidad para manejar 30.000 BWPD y con una potencia de 1500 HP. El sistema de bombas de inyección que aumentan la presión del agua para ser inyectada al pozo disposal.

En operación normal el sistema maneja 30.000 BWPD. El pozo Disposal tiene una presión de operación de 1.300 Psi y resiste una presión máxima de operación de 3.100 Psi. La inyección se hace de forma continua. Las emisiones indirectas ocasionadas por el sistema de inyección se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14

*Emisiones generadas por el sistema de inyección*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO2/año</b>
Bombas de inyección	2	9.802.440	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1611,325

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Para seleccionar los factores de emisión, se deben tener en cuenta las fuentes de emisión de GEI y asociarlas a las definidas en la guía que se encuentra en la Sección 4.3

Luego de haber hecho la recolección de datos y asociarlas a los factores de emisión establecidos por la norma NTC-ISO TS 14067. Se procede a calcular la huella de carbono.

#### **4.2.4 Calcular la huella de carbono a nivel sectorial**

Para esto se debe aplicar la siguiente fórmula para cada sector productivo:

$$CARGA\ AMBIENTAL\ X\ FACTOR\ DE\ EMISIÓN = EMISIONES\ DE\ GEI$$

La carga ambiental en el proceso de recuperación secundaria del petróleo refiere a:

- Consumo de energía eléctrica
- Cantidad de aguas residuales y lodos tratados

Una vez definidas las emisiones directas ocasionadas por el tratamiento de aguas de producción y las emisiones indirectas producidas por todos los componentes eléctricos de los equipos de tratamiento, además de las bombas Booster y de las bombas de reinyección.

En la Tabla 15, se presentan las emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria, de acuerdo a los parámetros establecidos en el modelo descrito en la sección 4.1. Por otro lado, en la Tabla 16, se muestran las emisiones directas generadas por el tratamiento de

aguas de producción, y en la Tabla 17 se muestran las emisiones generadas de manera indirecta por el consumo de energía eléctrica de los componentes del tratamiento de las aguas de producción, de las bombas Booster de succión y de las bombas de reinyección.

Tabla 15

*Emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo*

<b>Fuente de emisión</b>	<b>Emisiones</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono Ton CO2/año</b>
tratamiento de aguas de producción	376,33 DQO/año	5,6 kgCO2 e/kgDQO	2,1075
Emisiones indirectas por consumo eléctrico	10.146.863 kWh/año	0,164 kgCO2 e/kWh	1.722,185
Emisiones totales			1.724,2926

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Luego de recolectar todos los datos de las fuentes de emisión, se pudo estimar que para el proceso de recuperación secundaria de petróleo de un sistema que considera la reinyección de 30.000 Barriles de agua de producción tratada la huella de carbono es de 1.794,3 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

De manera general, podemos establecer que la reinyección de 30.000 BWPD involucra una emisión de 4,724 toneladas de carbono, por lo tanto, la reinyección de un barril de agua conlleva la emisión de 6,35 Kilogramos de carbono.

Tabla 16

*Emisiones directas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo*

<b>tratamiento de residuos y lodos</b>	<b>Cantidad Litros/año</b>	<b>Cantidad Kg DQO/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono</b>
tratamiento de aguas de producción	2.090.746.791	376,334	5,6 kgCO2 e/kgDQO	2,1075 Ton CO2/año

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Las emisiones directas generadas por el tratamiento de aguas de producción se establecen en 2,1075 toneladas de CO<sub>2</sub>/año.

Tabla 17

*Emisiones indirectas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo*

<b>Fuente de consumo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cantidad kWh/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono TON CO<sub>2</sub>/año</b>
Bombas neumáticas	2	2.722,9	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,447590302
Bombas centrifugas	2	816,87	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,134277091
Sensor tipo radar	1	0,0015768	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	2,59194E-07
Sensor de nivel ultrasónico	1	13,14	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,002159953
Bombas Booster	2	326.748	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	107,4216725
filtros	2	3.241,2	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1,065576912
Bombas neumáticas	2	872,69	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,143452692
Bombas centrifugas	2	272,29	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,04475903
Sensor de nivel ultrasónico	2	13,14	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,002159953
Bomba Coagulante/rompedor inverso	40 gph	3.241,2	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,532788456
Bomba polímero alto peso molecular	4 gph	1.576,8	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,259194384
Bomba cal viva	7 gph	1.576,8	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,259194384
Bomba ajustador de pH	20 gph	3.241,2	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,532788456
Display tablero PLC	1	87,6	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,014399688
Bombas de inyección	2	9.802.440	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1.611,325087
Emisiones generadas indirectamente totales				<b>1.722,185101</b>

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Las emisiones generadas indirectamente por el consumo de energía eléctrica de los componentes de la PTAR, así como las bombas Booster y las bombas de inyección emiten 1.722,185 toneladas de carbono al año, por lo tanto equivale a más del 99% de las emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.

#### **4.2.5 Interpretar los resultados**

Luego de definir las emisiones directas e indirectas, procederemos a interpretar los resultados obtenidos en el paso anterior, a través de tablas y gráficas.

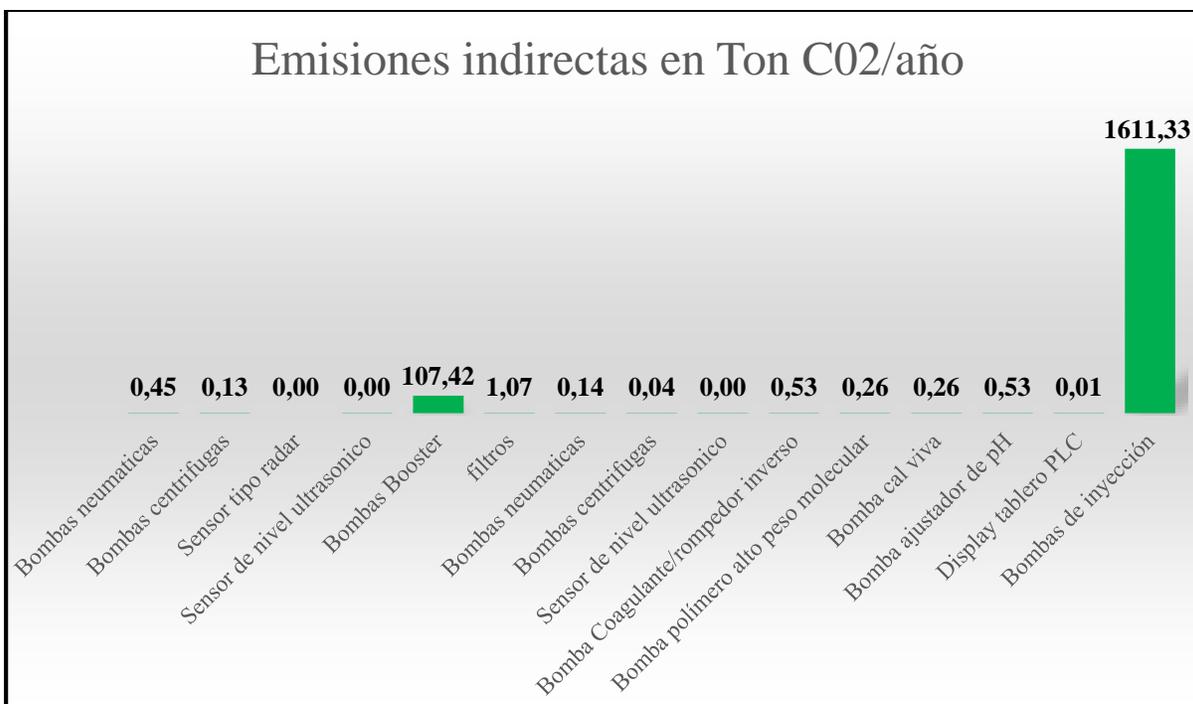


*Figura 5.* Emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

De acuerdo a la Tabla 15 y la *Figura 5* las emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo corresponden a 1.724,29 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, de las cuales el 99,87% pertenece a las emisiones indirectas ocasionadas por el consumo energético de los equipos que forman parte del proceso de recuperación secundaria del petróleo y un 0,13% pertenece a las emisiones directas ocasionadas por el tratamiento de aguas residuales, esto corresponde a 1.722,185 Ton CO<sub>2</sub>/año y 2,1075 Ton CO<sub>2</sub>/año respectivamente.

Considerando que las emisiones indirectas son producidas por los elementos del sistema de tratamiento de las bombas Booster y de las bombas de reinyección, se realizó una serie de gráficos, para establecer los elementos y procesos que más emisiones de GEI producen.



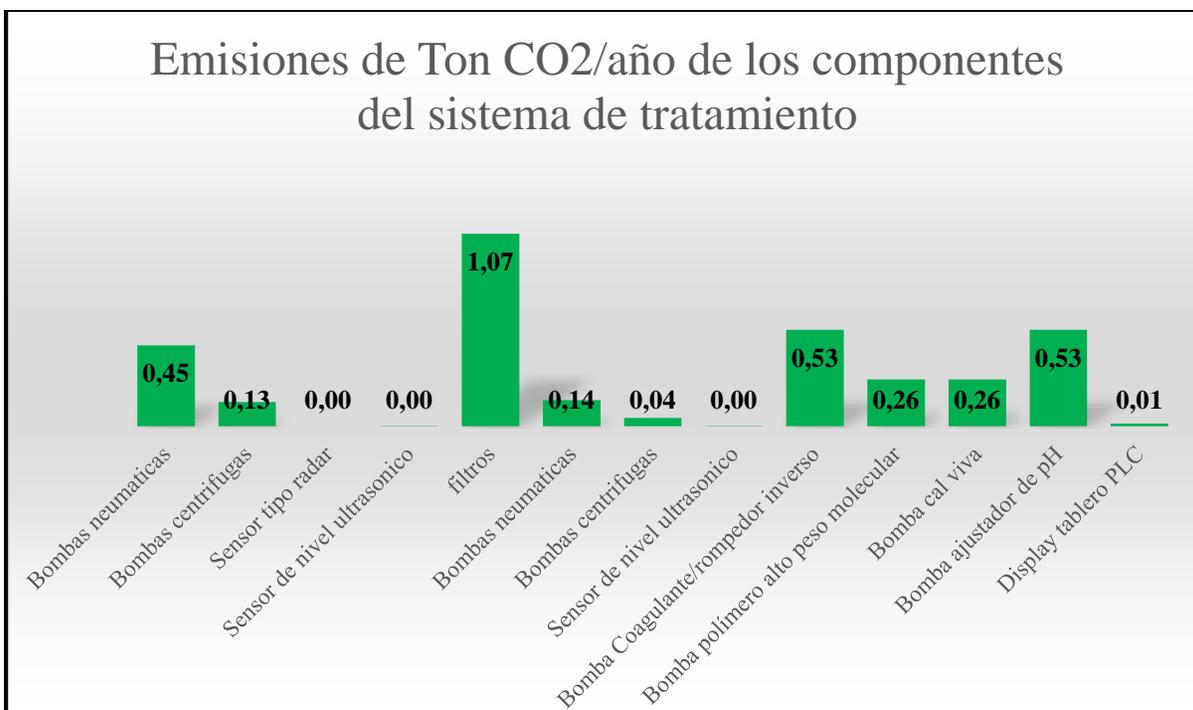
*Figura 6.* Emisiones indirectas generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

La Figura 6, representa los valores de la Tabla 17 y presenta cada uno de los elementos que conforman las emisiones generadas de manera indirecta por los componentes, mas no por los procesos.

Claramente se puede establecer que las mayores emisiones las producen las bombas de reinyección con 1.611,13 ton CO<sub>2</sub>/año, seguido de las bombas Booster con unas emisiones de 107,42 Ton CO<sub>2</sub>/año.

Debido a las grandes diferencias de consumo, se subdividieron los componentes del sistema de tratamiento, de las bombas Booster y de las bombas de reinyección.



*Figura 7.* Emisiones indirectas de los componentes del tratamiento de aguas de producción.

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Una vez discriminados los valores de las emisiones de los componentes del sistema de tratamiento, se puede observar que el sistema de filtración es el componente que tiene una mayor emisión diferente de las bombas de succión y de las bombas de inyección, con un valor de 1,07 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, luego las bombas de dosificación y por ultimo las bombas neumáticas del separador de placas inclinadas o tanques CPI.

Por otro lado, se debe destacar que los sensores y transmisores al ser alimentados con corriente de 24V tienen emisiones casi nulas que no superan los 2,15 kilogramos anualmente, además el display del controlador lógico programable tiene emisiones mínimas también, que no superan los 15 Kilogramos de CO<sub>2</sub> anualmente.

Como se mencionó anteriormente, las emisiones no solo fueron consideradas por componentes, sino también por los procesos, como se puede apreciar en la Tabla 18 y gráficamente en la Figura 8.

Tabla 18

*Emisiones indirectas en los procesos del tratamiento de aguas de producción*

Fuente de consumo	Cantidad kWh/año	Factor de emisión	Huella de carbono TON CO <sub>2</sub> /año
Tanques CPI	3.552,91167	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,584
Filtros	3.241,2	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1,066
Decantador de lodos	1.158,12	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,190
Dosificador de químicos	9.636	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	1,584
Tablero PLC	4.399,32	164,38 gCO <sub>2</sub> e/kWh	0,014

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

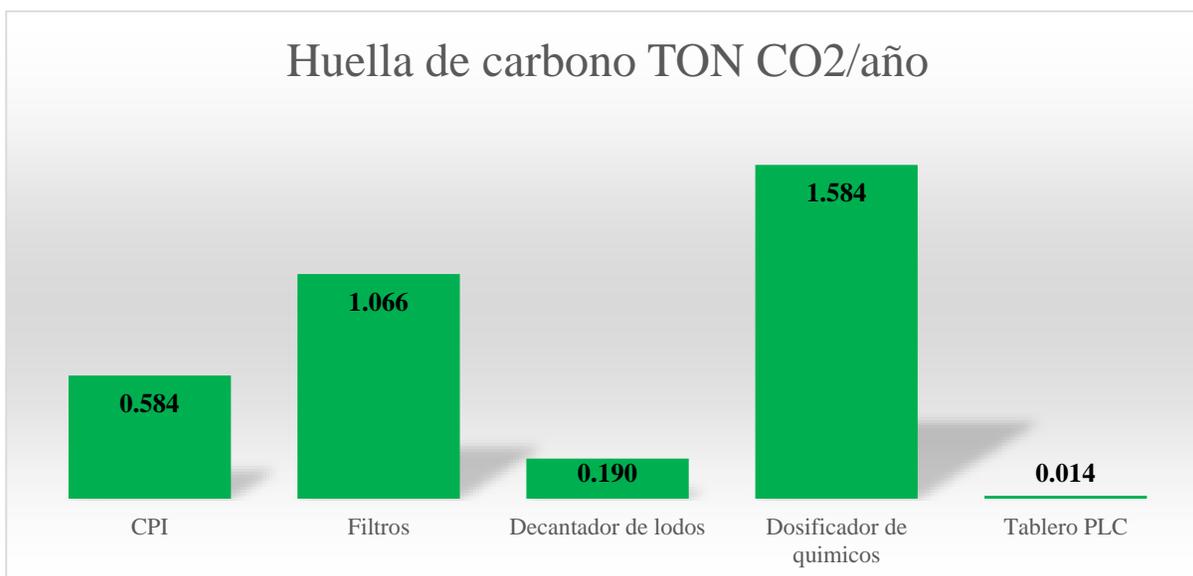


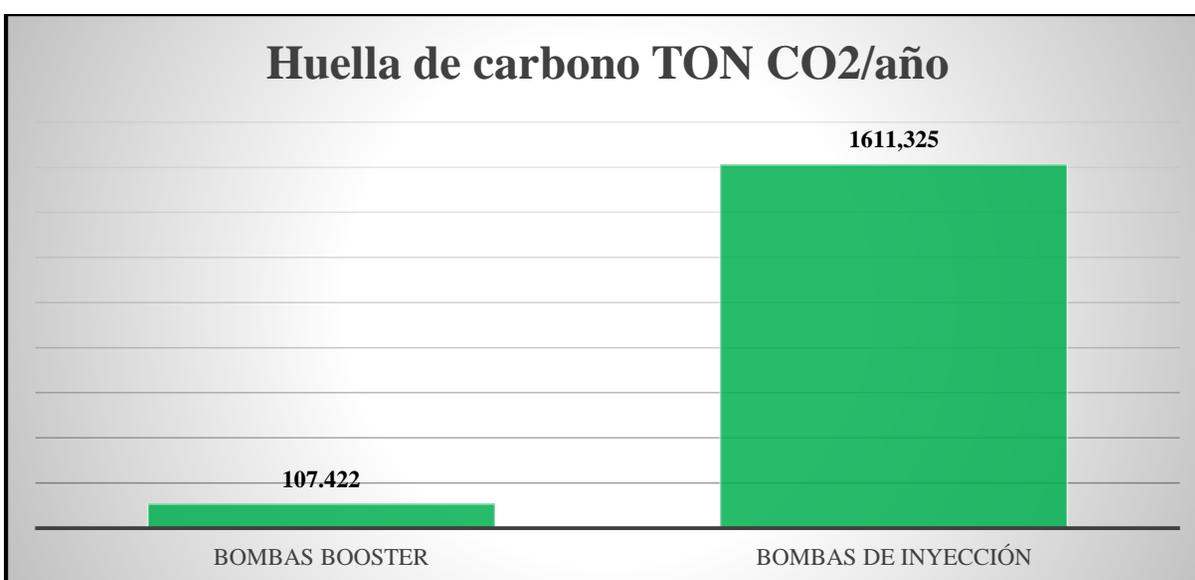
Figura 8. Emisiones indirectas generadas en los procesos de tratamiento de aguas de producción.

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

De acuerdo a la Figura 8, en los procesos que conforman el sistema de tratamiento de aguas de producción sin tomar en cuenta las bombas Booster y las bombas de inyección, el sistema de

dosificación de químicos es el que más emisiones produce con 1,584 TonCO<sub>2</sub>/año, seguido del sistema de filtración con 1,066 TonCO<sub>2</sub>/año y luego los tanques CPI y el sistema de decantación de lodos con 0,584 TonCO<sub>2</sub>/año y 0,190 TonCO<sub>2</sub>/año respectivamente. Por último, el tablero PLC con un consumo de 0,014 TonCO<sub>2</sub>/año.

Por otro lado, la relación de emisiones generadas por las bombas Booster y las bombas de inyección se muestran en *Figura 9*.



*Figura 9.* Emisiones indirectas generadas por las bombas de succión y de inyección

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

Considerando que las emisiones indirectas corresponden a 1.722,185 Ton CO<sub>2</sub>/año, se debe resaltar que el 93,56% de estas emisiones provienen de las bombas de inyección de 1.500 HP que emiten 1.611,33 Ton CO<sub>2</sub>/año, luego de estas bombas, el otro componente del proceso de recuperación secundaria del petróleo que generan más emisiones de GEI, son las bombas de succión, que conforman el 6,24% con una emisión de 107,42 Ton CO<sub>2</sub>/año.

De acuerdo a los datos obtenidos se pudo establecer que, en el proceso de recuperación secundaria del petróleo, las emisiones indirectas son mayores que las directas, además el componente que más emisiones genera es el sistema de inyección, por lo tanto, se deben establecer rutas o mecanismos para optimizar este proceso de tal manera que se puedan disminuir la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Luego, el proceso con mayores emisiones es el sistema de succión, las bombas Booster de 50 HP, por ende, es el segundo componente más importante al cual se deben establecer mecanismos, para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En ese orden de ideas, otros componentes importantes generadores de las emisiones indirectas son el sistema de dosificación de químico, el sistema de filtración, el separador de placas inclinadas y el sistema de decantación de lodos. Para los cuales se deben tener mecanismos alternos para la reducción de las emisiones de GEI.

**4.3 Estructurar una guía práctica de la norma NTC-ISO TS 14067 que permita el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua.**

Inicialmente; se realizó un resumen de la norma NTC-ISO TS 14067 la cual es la guía para el cálculo de la huella de carbono de productos, en donde se presentan términos y definiciones y la metodología para el cálculo de huella de carbono de productos, el contenido de la guía se presenta en las siguientes figuras.

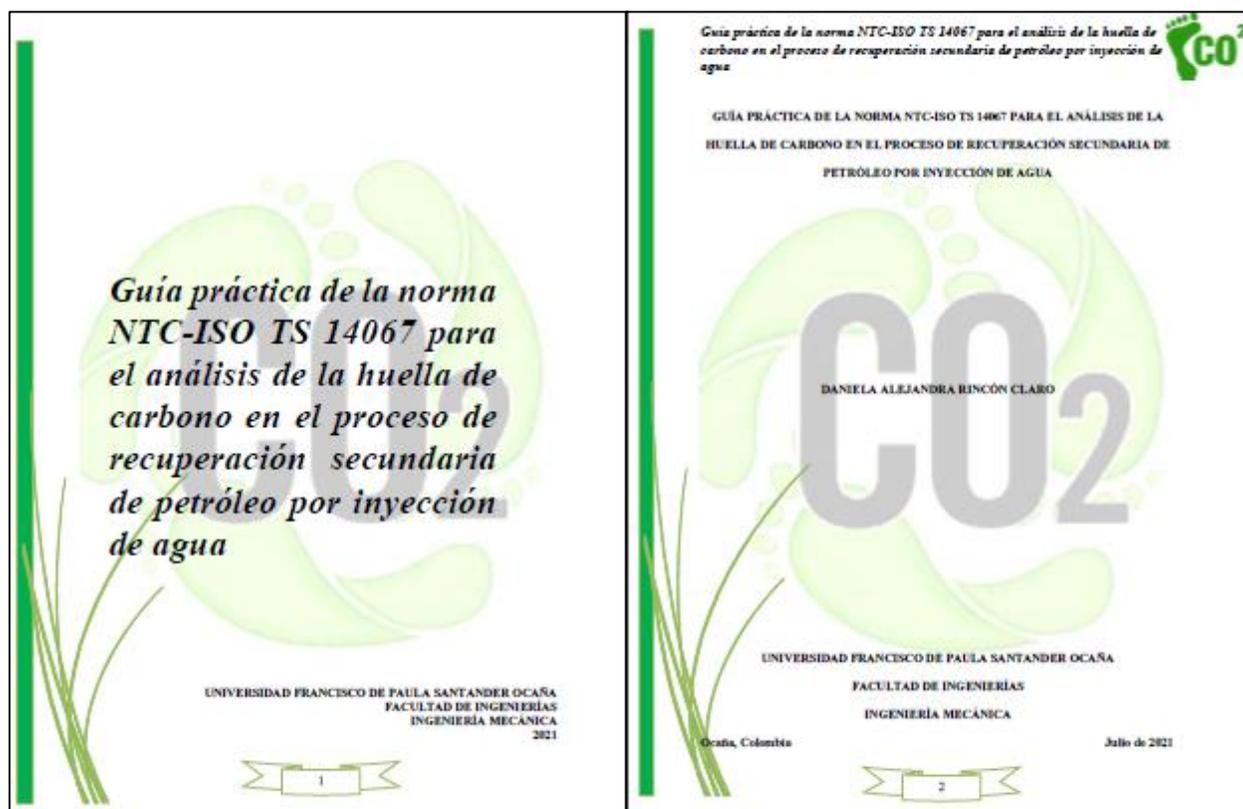


Figura 10. Portada y contraportada de la guía propuesta para el cálculo de la huella de carbono

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

CONTENIDO	
INTRODUCCIÓN.....	1
1. Objetivos.....	3
1.1 Objetivo general.....	3
1.2 Objetivos específicos.....	3
2. Términos y definiciones.....	4
2.1 Cambio climático.....	4
2.2 Huella de carbono.....	4
2.3 Metodología (HCP).....	4
2.4 Normatividad ISO 14067.....	5
2.5 Gases de efecto invernadero (GEI).....	5
2.6 Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	6
2.7 Análisis del ciclo de vida (ACV).....	6
2.8 Reglas de categoría de producto (RCP).....	7
2.9 Potencial de cambio de temperatura global (PCTG).....	7
3. Metodología para el cálculo de la huella de carbono de productos.....	8
3.1 Términos abreviados.....	8
3.2 Objeto y campo de aplicación.....	9
3.3 Generalidades.....	9
3.4 Productos.....	10
3.4.1 Bienes o servicios.....	10
3.4.2 Sistema producto.....	11
3.4.3 Co-producto.....	11
3.4.4 Flujo elemental.....	11
3.4.5 Evitar la doble contabilidad.....	12
3.4.6 Uso de HCP-RCP.....	12
3.5 Definición de objetivo y alcance.....	13
3.5.1 Objetivo de un estudio de la HCP.....	13
3.5.2 Alcance de un estudio de la HCP.....	14
3.5.3 Límite del sistema.....	14
3.5.4 Criterios de corte.....	15
3.5.5 Información y calidad de la información.....	15
3.6 Límite de tiempo para los datos.....	17
3.6.1 Etapa de uso y perfil de uso.....	18
3.6.2 Etapa de fin de vida.....	19
3.7 Análisis del inventario del ciclo de vida para la HCP.....	20
3.7.1 Generalidades.....	20
3.7.2 Recopilación de datos.....	21
3.7.3 Validación de datos.....	22
3.7.4 Relación de los datos con los procesos unitarios y la unidad declarada.....	22
3.7.5 Ajuste de los límites del sistema.....	23
3.8 Asignación.....	24
3.8.1 Generalidades.....	24
3.8.2 Procedimiento de asignación.....	24
3.8.3 Procedimientos de asignación para la reutilización y reciclado.....	25
3.9 Seguimiento del desempeño de la HCP.....	27
3.9.1 Evaluación del efecto del paso del tiempo para las emisiones de GEI.....	28
3.9 Tratamiento de emisiones y remedios específicos de GEI.....	29
3.9.1 Generalidades.....	29
3.10 Electricidad.....	29
3.10.1 Generalidades.....	29
3.10.2 Electricidad generada internamente.....	30
3.10.3 Electricidad de un proveedor conectado directamente.....	30
3.10.4 Electricidad de la red.....	30
4. Cálculo la huella de carbono.....	32
4.1 Huella de carbono según la ISO 14067.....	32
4.2 Procedimiento para el cálculo de la huella de carbono a nivel sectorial.....	34
4.2.1 Paso 1: Seleccionar los límites de análisis.....	34
4.2.2 Paso 2: Identificar y clasificar las fuentes de emisión de GEI.....	35
4.2.3 Paso 3: Recolectar los datos y escoger los factores de emisión.....	37
4.2.4 Paso 4: calcular la huella de carbono a nivel sectorial.....	41
4.2.5 Paso 5: interpretar los resultados.....	42
5. Cálculo de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria.....	45
5.1 Límites de análisis en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.....	46
5.2 Identificar y clasificar las fuentes de emisión de GEI del proceso de recuperación secundaria del petróleo.....	47
5.3 Recolectar los datos y escoger los factores de emisión.....	48
5.4 calcular la huella de carbono a nivel sectorial.....	64

Figura 11. Contenido de la guía propuesta para el cálculo de la huella de carbono

Fuente: Autora del proyecto, 2021.

La guía para el cálculo de la huella de carbono contiene cinco secciones, en donde las 4 primeras secciones se presenta un resumen de norma NTC-ISO TS 14067, en donde se hace énfasis en la terminología, metodología y el cálculo de la huella de carbono de productos.

Por último, en la sección 5 se presenta una base o punto de partida para desarrollar el cálculo y análisis de la huella de carbono del proceso de recuperación secundaria del petróleo a través de la norma NTC-ISO TS 14067, en donde se presenta una secuencia lógica y frecuente sobre el análisis del proceso de recuperación secundaria del petróleo.

Se presentan posibles equipos en el tratamiento e inyección de agua, sin embargo se advierte al analista que debe verificar a través de una auscultación profunda del sistema, para delimitar de la mejor manera en análisis de las emisiones generadas por este proceso.

La guía se encuentra en un documento anexo al presente proyecto de grado, específicamente en el **apéndice A**.

#### **4.4 Proponer procedimientos y planes de mejora que permitan reducir el impacto de las variables de mayor influencia sobre la huella de carbono en la recuperación secundaria de petróleo.**

##### **4.4.1 Alcance 1. Emisiones directas**

*Objetivo:* Disminuir las emisiones contaminantes que alteran la calidad del aire.

*Meta:* mitigar los impactos ambientales provenientes del tratamiento de las aguas de producción en el proceso de recuperación secundaria del petróleo.

*Fuente de generación:* tratamiento de aguas residuales y lodos.

*Medidas de mitigación:*

Disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera

Mejorar el tratamiento realizado a las aguas de producción.

Disminuir el valor del parámetro DQO.

*Actividades a desarrollar*

Optimizar los procesos de tratamiento, para mejorar la calidad del agua de producción.

Verificar la calidad del agua tratada a la salida del sistema de tratamiento

### *Implementación*

Evaluar la huella de carbono de acuerdo a la guía propuesta

### *Resultados*

Con la implementación del procedimiento de mejora, se espera disminuir a través del tratamiento la cantidad de (mg/L) DQO de tal manera que, al finalizar el tratamiento, la calidad tenga del agua tenga el parámetro de DQO sea menor a 10 (mg/L)

Si se logra optimizar el procedimiento del tratamiento de aguas y se disminuye el valor de la demanda química DQO de 180 (mg/L) a 10 (mg/L) las emisiones directas disminuirían drásticamente, como se muestra a continuación. Anteriormente se pudo establecer que en el modelo propuesto del proceso de recuperación de petróleo por inyección de agua, se realiza el tratamiento a 5.782.073,4 litros de agua de formación por día.

Por lo tanto, las emisiones directas del alcance 1 del proceso de recuperación secundaria del petróleo, luego de optimizar el tratamiento se presentan en la Tabla 19.

Tabla 19

#### *Emisiones generadas por el tratamiento de aguas de producción*

<b>tratamiento de residuos y lodos</b>	<b>Cantidad Litros/año</b>	<b>Cantidad Kg DQO/año</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Huella de carbono</b>
tratamiento de aguas de producción	2.090.746.791 litros/año	20,91 DQO/año	5,6 kgCO <sub>2</sub> e/kgDQO	0,1171Ton CO <sub>2</sub> /año

Por lo tanto, al optimizar el sistema de tratamiento y disminuir la cantidad de DQO a la salida del tratamiento, las emisiones directas, disminuyen hasta en un 94% pasando de 2,1075 Ton CO<sub>2</sub>/año a 0,1171Ton CO<sub>2</sub>/año.

#### **4.4.2 Alcance 2. Emisiones indirectas objetivo**

*Objetivo:* Disminuir las emisiones generadas por los equipos eléctricos del sistema de tratamiento y de inyección de agua

*Meta:* Implementar medidas que permitan racionar el consumo de energía eléctrica para mitigar los impactos ambientales provenientes de las emisiones indirectas generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo, (tratamiento e inyección)

*Fuente de generación:* Consumo de energía eléctrica

*Medidas de mitigación:*

Disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera

Optimizar los sistemas de bombeo

Optimizar la automatización del sistema

Crear energía alterna renovable (Luz solar, eólica)

*Actividades a desarrollar*

Optimizar los procesos en los equipos de tratamiento, adquirir energía renovable

*Implementación*

Evaluar la huella de carbono de acuerdo a la guía propuesta

### *Resultados*

Con la implementación del procedimiento de mejora, se espera disminuir a través de la reducción de consumo de energía eléctrica del sistema, las emisiones generadas indirectamente, esta reducción supone el uso de energías alternativas y de optimización de los sistemas de bombeo de propulsión e inyección.

Considerando que las emisiones totales indirectas son de 1.722 toneladas de carbono anuales y en base al procedimiento de mejora, se espera disminuir entre el 1 al 5% de las emisiones indirectas, esto equivale de 17 a 85 toneladas de emisiones de carbono al año.

Es importante mencionar que profundizar en alternativas para la optimización del sistema de bombeo, así como la implementación de alternativas de energías renovables, son temas profundos de investigación que inclusive podría tener alcance para otro proyecto de investigación.

## Capítulo 5: Conclusiones

Se pudo estimar que para un sistema de reinyección de 30.000 Barriles de agua de producción tratada la huella de carbono es de 1794,2926 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, por lo que podemos establecer que la reinyección de un barril de agua en el proceso de recuperación secundaria de petróleo de conlleva la emisión de 6.35 Kilogramos de carbono.

Las emisiones totales generadas en el proceso de recuperación secundaria del petróleo corresponden a 1724.2926 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, de las cuales el 99.87% pertenece a las emisiones indirectas ocasionadas por el consumo energético de los equipos que forman parte del proceso de recuperación secundaria del petróleo y un 0.13% pertenece a las emisiones directas ocasionadas por el tratamiento de aguas residuales, esto corresponde a 1722,185 Ton CO<sub>2</sub>/año y 2,1075 Ton CO<sub>2</sub>/año respectivamente.

Considerando que las emisiones indirectas corresponden a 1722,185 Ton CO<sub>2</sub>/año, se destaca que el 93.56% de estas emisiones provienen de las bombas de inyección de 3000 HP que emiten 1611, 33 Ton CO<sub>2</sub>/año, luego de estas bombas, el otro componente del proceso de recuperación secundaria del petróleo que generan más emisiones de GEI, son las bombas de succión, que conforman el 6.24% con una emisión de 107.42 Ton CO<sub>2</sub>/año. Asimismo, se puede observar que el sistema el sistema de dosificación de químicos es el que más emisiones produce con 1.584 TonCO<sub>2</sub>/año, seguido del sistema de filtración con 1.066 TonCO<sub>2</sub>/año y luego los tanques CPI y el sistema de decantación de lodos con 0.584 TonCO<sub>2</sub>/año y 0.190 TonCO<sub>2</sub>/año respectivamente. Por último, el tablero PLC con un consumo de 0.014 TonCO<sub>2</sub>/año.

Se estructuró una guía para el cálculo de la huella de carbono del proceso de recuperación secundaria de petróleo, basada en la norma NTC-ISO TS 14067, es un aporte importante para la industria del petróleo, ya que permite llevar a cabo el análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero de forma sistemática obteniendo resultados más confiables.

Se definieron una serie de estrategias, que permiten reducir el impacto de las variables de mayor influencia sobre la huella de carbono en la recuperación secundaria de petróleo, tanto en las emisiones directas como indirectas. Sin embargo, se pudo evidenciar que en el proceso de recuperación secundaria se puede mitigar con mayor eficiencia las emisiones directas de gases de efecto invernadero, y que la disminución de emisiones indirectas a través del consumo de energía, solicitan estrategias más profundas y de mayor alcance.

## Capítulo 6: Recomendaciones

Se recomienda para desarrollar un modelo de recuperación secundaria del petróleo es indispensable definir el alcance y la capacidad de reinyección del sistema, ya que todos los componentes del sistema de tratamiento estarán regidos por la capacidad de reinyección del sistema.

Se recomienda realizar un levantamiento técnico de cada uno de los componentes que conforman el proceso de recuperación secundaria del petróleo, para definir los alcances de las emisiones directas e indirectas del proceso.

Se recomienda verificar los aspectos de funcionamiento y gasto de los componentes del proceso, es decir cantidad de fluido eléctrico o de combustible para el funcionamiento de los equipos y el tiempo de funcionamiento, para poder establecer la cantidad total de emisiones de GEI.

Para determinar las emisiones directas generadas por el tratamiento de aguas de producción y lodos, se recomienda definir la calidad del agua por medio del parámetro DQO, este valor debe ser medido a la salida del sistema de tratamiento.

Se recomienda usar la guía para tener una ruta a seguir y definir los mecanismos a utilizar cuando se pretenda calcular la huella de carbono del proceso de recuperación secundaria del petróleo.

## Referencias

Castro, F., Fernández, M., & Chávez, M. (2008). Disminución de la DQO en aguas de formación utilizando cepas bacterianas. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 31(3), 246-255. Recuperado de [http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0254-07702008000300006&lng=es&tlng=es](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0254-07702008000300006&lng=es&tlng=es).

Charry-Ocampo S., Pérez, J. “Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano,” *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, 28, (1), pp. 135-164. DOI: <http://dx.doi.org/10.18359/rcin.2549>

Deutsche Gesellschaft Fur Internationale Zusammenarbeit - Giz Gmbh (2016). *Guía técnica proyectos de exploración sector hidrocarburos*. Obtenido de:  
[www.senace.gob.pe/archivos/?wpfb\\_dl=3760](http://www.senace.gob.pe/archivos/?wpfb_dl=3760) 24

Díaz Cordero, G. (2012). El cambio climático. *Ciencia y sociedad*. XXXVII (2) obtenido de:  
<http://repositoriobiblioteca.intec.edu.do/bitstream/handle/123456789/1392/CISO20123702-227-240.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Espíndola, C., & Valderrama, J. O. (2012). Huella del carbono. Parte 1: conceptos, métodos de estimación y complejidades metodológicas. *Información tecnológica*, 23(1), 163-176.  
Obtenido de: [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642012000100017&script=sci\\_arttext&tlng=en](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642012000100017&script=sci_arttext&tlng=en)

Freijo J. (2011) *Criterios de selección de un estándar para la medida de la huella de carbono.*

Máster en Ingeniería y Gestión Medioambiental. Escuela De Organización Industrial, Madrid. Obtenido de [https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=Freijo+J.+%282011%29+Criterios+de+selecci%C3%B3n+de+un+est%C3%A1ndar+para+la+medida+de+la+huella+de+carbono.+&btnG=](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Freijo+J.+%282011%29+Criterios+de+selecci%C3%B3n+de+un+est%C3%A1ndar+para+la+medida+de+la+huella+de+carbono.+&btnG=)

Huella de carbono. Recuperado de: [https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/ISO 14067:2018\(es\) Gases de efecto invernadero — Huella de carbono de productos — Requisitos y directrices para cuantificación](https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/ISO%2014067:2018(es)%20Gases%20de%20efecto%20invernadero%20---%20Huella%20de%20carbono%20de%20productos%20---%20Requisitos%20y%20directrices%20para%20cuantificaci%C3%B3n) Recuperado de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14067:ed-1:v1:es>

Mercado V. & Rodríguez D. (2015) *cálculo de huella de carbono de productos terminados en yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos -YPFB.* (Tesis de maestría). Escuela De Organización Industrial, Madrid.

Ministerio de Medio Ambiente de Colombia. (2018). *Gases de efecto invernadero* Obtenido de [www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/462-plantilla-cambio-climatico-18](http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/462-plantilla-cambio-climatico-18)

Organización de Naciones Unidas – ONU -. *Convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático.* (1992). Obtenido de: [unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf)

Ordóñez Sedeño, J., Uribe Arzate, E., & Flores Martínez, A. (2015). *La observación ciudadana: orientaciones hacia una meta democratizadora en México.*

Román, T. (2017). *Análisis de Ciclo de Vida de un producto, qué es, objetivo, origen, cómo se realiza, beneficios*. Obtenido de <https://www.gestiopolis.com/analisis-del-ciclo-vida-producto/>

Sánchez, I. (2016). *Perforación en la industria petrolera*. (Tesis de pregrado) Instituto Politécnico Nacional, México D.F. Recuperado de: [tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/22476/25-1-16959.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/22476/25-1-16959.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Suarez, J. (2017). Evaluación experimental del efecto de la salinidad del agua en soluciones poliméricas (HPAM) funcionalizadas con nano partículas de sílice. (Tesis de maestría) Medellín, Colombia. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/63120>

Valderrama, J. O., Espíndola, C., & Quezada, R. (2011). Huella de Carbono, un Concepto que no puede estar Ausente en Cursos de Ingeniería y Ciencias. *Formación universitaria*, 4(3), 3-12. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/3735/373534515002.pdf>

World Wildlife Foundation – WWF -. Clima y Energía: Cambio climático y energías renovables – Noticias y publicaciones. Recuperado de: [www.wwf.org.co/que\\_hacemos/wwf\\_al\\_clima/index.cfm](http://www.wwf.org.co/que_hacemos/wwf_al_clima/index.cfm)

# Apéndices

**Apéndice A. guía práctica de la norma NTC-ISO TS 14067 que permita el análisis de la huella de carbono en el proceso de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua.**