

Evaluación de la Huella de Carbono y la Huella Hídrica, Asociadas a la Perforación,
Fracturamiento y Producción en Yacimientos Convencionales y no Convencionales en el Valle
Medio del Magdalena

Julián Andrés Garcés Castro, Angie Yulieth Largacha Martínez

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez.

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirectores

Camilo Andrés Guerrero Martín

Doctor en Planeamiento Energético

Jorge Andrés Sáchica Ávila

Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo a todas aquellas personas que hicieron parte de este proceso para poderlo llevar a cabo, como un motor de combustión interna necesita de todas sus partes para realizar su función yo necesité de ellos para realizar la mía.

Mi madre y mi padre que siempre han estado para mí, son parte fundamental de mi vida y de todo lo que hago, como los son el bloque de motor y cilindros. A ellos por sus consejos, su tiempo, su esfuerzo, su trabajo, sus días y noches de trabajo, puedo decir que todo fue por mí y para mí, y más que todo por su amor incondicional, por ellos estoy en este punto de mi vida.

A mis compañeros de estudio que como los pistones y el cigüeñal estuvieron conmigo estudiando para llegar a este punto, donde siempre hubo un movimiento de rotación de nuevas enseñanzas y explicaciones de temas para enriquecer el conocimiento de una forma recíproca.

A mis profesores en especial a Erik Montes y Jorge Sáchica que como el árbol de levas tiene su función de regular el tiempo de apertura y cierre de las valvulas ellos estuvieron para guiarme en mi camino para poder llevar a cabo este trabajo de grado.

A mis amigos y mi novia que como el aceite ayuda al sistema de refrigeración que me ayudaron a sentirme bien en momentos difíciles y también que vivimos nuevas experiencias que me aportaron mucho a mi vida y a los que soy como persona.

A mi compañera de tesis le estaré agradecido por todo lo que hicimos en este camino de esta etapa de nuestras vidas que pudimos llegar a culminarlo.

Julián Andrés Garcés Castro

A Dios, el patrocinador oficial de mis sueños, por darme la fuerza para continuar en este hermoso camino, guiando cada paso de mi vida, iluminando los días difíciles y llenando de colores los momentos en que más lo necesite, por cada una de las bendiciones que me regala y hoy me permiten alcanzar mis metas.

A mis padres, la señora Iris Martínez y el señor Adolfo Largacha por apoyarme en cada locura, aunque vivía al otro lado del país siempre me brindaron su compañía, por los principios y valores que me inculcaron desde niña, ellos son unos de los motores por el cual me levanto a seguir luchando. Los amo con todo mi ser, gracias por su paciencia, amor, sabiduría, confianza, por su fe en mí y su arduo esfuerzo, no me imagino este proceso sin ustedes.

A mi hermano Ronald Rodríguez y mi amado prometido Yeider Martínez por tenerme paciencia y acompañarme en cada noche de traspaso en los días de los exámenes finales, por su apoyo incondicional en cada decisión que he tomado, por las diez horas de carreteras, los días viajando, su apoyo ha sido fundamental en mi vida y hoy les puedo decir que valió cada esfuerzo.

A mi familia y amigos por estar dispuestos a escucharme y ayudarme en cualquier momento. A todas las personas que conocí en Málaga- Santander, ya que fueron importantes en mi desarrollo académico. En especial a Julián Garcés por ser parte de mi vida y acompañarme en este camino.

Angie Yulieth Largacha Martínez

Agradecimientos

Los autores de este libro agradecemos a:

A la Universidad Industrial de Santander por habernos aceptado y darnos las oportunidades increíbles que nos ofrecieron, también a los diferentes docentes que nos brindaron sus conocimientos

Al director de este proyecto, el M.Sc. Erik Giovany Montes Páez, por su cariño, conocimiento y apoyo, él es uno de los mejores docentes que conocemos y nos sentimos privilegiados al saber que él dirigió nuestro proyecto, gracias por su enorme paciencia que le permitió guiarnos durante el desarrollo de este proyecto, pasaron muchas cosas en la vida de cada uno tanto buenas y malas, lloramos y reímos, pero su disposición y amor hacia nosotros no faltó.

Al codirector M.Sc. Jorge Andrés Sáchica Ávila, por todos sus conocimientos y su gran experiencia que nos brindó durante este arduo trabajo, por motivarnos cada día a mejorar y colocarnos nuevos retos, es una persona muy valiosa en nuestras vidas, sus enseñanzas fueron claves en nuestro proceso, gracias por su apoyo en todo momento, lo queremos mucho ingeniero.

Al grupo de investigación Galileo y a cada uno de los compañeros por sus recomendaciones que nos han servido mucho para mejorar, por ayudarnos en cada una de las etapas de esta investigación.

Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Fundamento teórico	17
2.1 Gases de Efecto Invernadero	17
2.2 Las etapas de Perforación, Fracturamiento, Cementación y Terminación de un Pozo.....	19
2.2.1 Perforación	19
2.2.2 Fracturamiento Hidráulico	19
2.2.3 Cementaciones	20
2.2.3.1 Descripción de la Cementación Primaria.....	20
2.2.3.2 Descripción de la Cementación Forzada.....	21
2.2.4 Terminación	21
2.3 Huella de Carbono	22
2.4 Huella Hídrica.....	23
2.5 Tipos de Yacimientos no Convencionales.....	24
2.6 Ciclo de Vida de un Yacimiento	26
2.6.1 Exploración	26
2.6.2 Descubrimiento	26

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO Y LA HUELLA HÍDRICA	6
2.6.3 Desarrollo.....	27
2.6.4 Producción Primaria.....	27
2.6.5. Producción Secundaria.....	28
2.6.6 Exploración Avanzada	28
2.6.7 Taponamiento	29
2.7 Normatividad Nacional	30
3. Determinación de la Metodología para el Cálculo de la Huella de Carbono en Yacimientos Convencionales y no Convencionales.	31
3.1 Criterios para la Selección de la Metodología de la Huella de Carbono	35
3.2 Huella de Carbono en la Industria del Petróleo	35
3.3 Norma ISO 14064-1.....	36
3.3.1 Metodología de implantación	37
3.3.2 Principios de la Norma ISO 14064-1	37
3.4 PAS 2050:2011	38
3.4.1 Metodología de implementación.....	40
3.5 GHG PROTOCOL.....	41
3.5.1 Identificar fuentes de emisiones de GEI	41
3.5.2 Seleccionar un Método de Cálculo de Emisiones de GEI	48
3.5.3 Recolectar Datos sobre sus Actividades y Elegir Factores de Emisión.....	48
3.5.4 Aplicar Herramientas de Cálculo	48
3.6 Clasificación de la Metodología	49
4. Metodología para el Cálculo de la Huella Hídrica en Yacimientos Convencionales y No Convencionales.	50

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO Y LA HUELLA HÍDRICA	7
4.1 Huella Hídrica en el Sector Petrolero	51
4.2 Metodología de la Huella hídrica.....	51
4.3 Cálculo de la Huella Hídrica Azul	52
5. Localización del Área de Estudio	53
6. Emisiones Directas.....	57
7. Desarrollo de la Metodología Seleccionada	62
7.1 Definición de los Límites.....	62
7.1.1 Limites Organizacionales.....	62
7.2 Pozo Tipo VMM.....	62
7.2.1 Propiedades del Yacimiento Tipo.....	62
7.2.2 Limites Operativos.....	64
7.3 Perforación Yacimiento Convencional Vs Yacimiento no Convencional.....	65
7.3.1 Identificación de las Fuentes de Emisión de GEI	65
7.4 Cuantificación de las Emisiones Directas de GEI	66
7.5 Calculo de la Huella de Carbono	70
7.5.1 Distribución de Emisiones en la Etapa de Perforación, Completamiento y Producción	70
7.5.2 Calculo de la Huella de Carbono en la etapa de Perforación, Completamiento y Producción.	71
8. Calculo de la Huella Hídrica.....	76
8.1 Yacimiento Convencional.....	76
8.2 Yacimiento No Convencional.....	78
9. Análisis Comparativo.....	83
9.1 Producción Calculada a 20 años	87

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO Y LA HUELLA HÍDRICA	8
9.2 Curva Tipo	91
9.2.1 Curva tipo de Yacimiento Convencionales vs Yacimientos no Convencionales	91
10. Tecnologías de Mínimo Impacto para el Uso del Agua y la Gestión de Emisiones.....	95
11. Conclusiones	97
12. Recomendaciones	100
Referencias Bibliográficas	101

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Metodologías de la Huella de Carbono</i>	32
Tabla 2. <i>Criterios de Evaluación de la Huella de Carbono</i>	35
Tabla 3. <i>Identificación de las Fuentes de Emisiones</i>	42
Tabla 4. <i>Clasificación de la Metodología</i>	49
Tabla 5. <i>Emisiones Directas</i>	57
Tabla 6. <i>Combustibles más Habituales</i>	58
Tabla 7. <i>Sectores más Habituales con Producción de GEIs</i>	58
Tabla 8. <i>Emisiones más Comunes</i>	59
Tabla 9. <i>Pozo Tipo</i>	62
Tabla 10. <i>Propiedades del Fluido Tipo</i>	64
Tabla 11. <i>Fuentes de Emisión de GEI Atribuidas a las Etapas de Investigación</i>	66
Tabla 12. <i>Factores de Potencia de Calentamiento Global</i>	67
Tabla 13. <i>Factores de Emisión Utilizados para Combustión Estacionaria</i>	68
Tabla 14. <i>Factores de Emisión usados para Combustión Móvil</i>	69
Tabla 15. <i>Etapas de Producción TC02eq</i>	75
Tabla 16. <i>Indicadores Yacimiento Convencional. Obtenida del ACP 2016 - 2019</i>	77
Tabla 17. <i>Promedios de los Indicadores</i>	78
Tabla 18. <i>Indicadores Yacimientos No Convencionales</i>	79
Tabla 19. <i>Huella Hídrica en la Perforación en Yacimiento No Convencional</i>	79

EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO Y LA HUELLA HÍDRICA	10
Tabla 20. <i>Caso A</i>	80
Tabla 21. <i>Caso B</i>	81
Tabla 22. <i>Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales</i>	85
Tabla 23. <i>Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales para diferenciar los Principales Aspectos Operativos.</i>	86
Tabla 24. <i>Medidas de Mitigación</i>	95

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Emisiones de los Tipos Sectores en Colombia</i>	17
Figura 2. <i>Ciclo de Vida un Yacimiento</i>	26
Figura 3. <i>Metodología de la ISO 14064-1</i>	37
Figura 4. <i>Business to Business. De la cuna a la puerta</i>	39
Figura 5. <i>Business to Consumer. De la cuna a la cuna</i>	39
Figura 6. <i>Metodología de la PAS 2050:2011</i>	40
Figura 7. <i>Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena</i>	54
Figura 8. <i>Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, Sistema de Acuíferos. Zona de Mayor Productividad.</i>	56
Figura 9. <i>Distribución de las Emisiones</i>	70
Figura 10. <i>Calculo de la Huella de Carbono para YC y YNC</i>	71
Figura 11. <i>Producción vs Tiempo de los Yacimientos de Shale</i>	74
Figura 12. <i>Resultados de los Casos A y B</i>	81
Figura 13. <i>Esquema Representativo, Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.</i> ..	84
Figura 14. <i>Requerimiento Hídrico</i>	89
Figura 15. <i>Produccion a 20 años</i>	90
Figura 16. <i>YC Proyección de Curva Tipo con Efecto del Factor “Di”</i>	93
Figura 17. <i>YNC Proyección de Curva tipo con Efecto del Factor “Di”</i>	94
Figura 18. <i>Curva de Costo de Abatimiento</i>	98

Resumen

Título: Evaluación de la Huella de Carbono y la Huella Hídrica, asociadas a la Perforación, Fracturamiento y Producción en Yacimientos Convencionales y No Convencionales en el Valle Medio del Magdalena*

Autor: Julián Andrés Garcés Castro, Angie Yulieth Largacha Martínez**

Palabras Clave: Hídrico, emisión, ambiental, gases de efecto invernadero, roca generadora.

Descripción:

A lo largo de los años, la industria del petróleo y gas se ha ido actualizando, en busca de una producción más tecnificada de hidrocarburos de manera rentable, con ítems como herramientas de optimización, seguridad industrial, tecnología digital y sustentabilidad, lo que le ha permitido alcanzar recursos donde en algún momento de la historia parecía muy poco probable, por ejemplo, en la roca madre La extracción de hidrocarburos a partir de recursos de roca generadora es un tema controvertido, especialmente en países donde no se ha realizado, generando conflictos en el ámbito social y ambiental, por la desinformación y falta de estudios que generen confianza entre la comunidad, reguladores, academia. y la industria. Uno de estos temas controvertidos está en el consumo de agua y las emisiones de gases de efecto invernadero. Este estudio permitió identificar que la industria del petróleo y gas es uno de los sectores que requiere menos recursos hídricos. Asimismo, la historia indica que a lo largo de los años la industria de los hidrocarburos es un sector que ha evolucionado con el objetivo de implementar procesos más eficientes para la gestión del agua y las emisiones. Por otra parte, se evidencian interesantes oportunidades de futuro, fundamentalmente en aquellas áreas donde se pueden generar sinergias.

La optimización continua en todas las etapas, desde la perforación hasta la producción, es posible de acuerdo con las tecnologías emergentes, lo que lleva a una operación más limpia.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, MSc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Camilo Andrés Guerrero Martin, Doctor en Planeamiento Energético, Jorge Andrés Sáchica Ávila, MSc. Ingeniería de petróleo y gas

Abstract

Title: Carbon and Water Footprint Evaluation, Associated with Drilling, Completion, and Production in Conventional Reservoirs and Future Unconventional Resources in the Middle Magdalena Valley.*

Author: Julián Andrés Garcés Castro, Angie Yulieth Largacha Martínez **

Key Words: Hydro, emission, environmental, greenhouse gases, source rock.

Description:

Over the years, the oil and gas industry has been updating itself, in search of a more technical production of hydrocarbons in a profitable manner, with items such as optimization, industrial safety, digital technology, and sustainability tools, which has allowed it to reach resources where at some point in history it seemed highly unlikely, for instance the source rock. The hydrocarbon's extraction from source rock resources is a controversial issue, especially in countries where it has not been carried out, generating conflicts in the social and environmental spheres, especially due to misinformation and lack of studies that generate trust between the community, regulators, academia, and industry. One of these controversial issues is in the consumption of water and the greenhouse gas emissions. This study made it possible to identify that the oil and gas industry is one of the sectors that requires less water resources. Likewise, history indicates that over the years it is a sector that has evolved with the aim of implementing more efficient processes for water and emissions management. Likewise, interesting future opportunities are evident, especially in those areas where synergies can be generated.

Continuous optimization at all stages from drilling to production is possible according to emerging technologies, leading to a cleaner operation.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez, MSc. Hydrocarbons Engineering. Co-director: Camilo Andrés Guerrero Martin, Ph.D. in energy planning, Jorge Andrés Sáchica Ávila, MSc. Oil and gas engineering

Introducción

En la actualidad Colombia ha experimentado cambios climáticos y es por eso que cada vez es más notable la conciencia y responsabilidad hacia el medio ambiente, hoy se trata de disminuir los efectos negativos y evitar un calentamiento global, para lo cual se ve la necesidad de estudiar la huella de carbono, debido a que este incremento de emisiones de GEI (gases efecto invernadero) ha generado un aumento en el promedio de la temperatura del aire, del océano, tormentas más intensas, aumento de sequías, entre otros, estas son causas muy graves que dejan el incremento de las emisiones. Al presente Colombia tiene una gran misión según lo dicho por el ex ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible Carlos Eduardo Correa, él anunció la meta de reducción del 51% de las emisiones de gases efecto invernadero del país para el año 2030. Este compromiso está enmarcado en el proceso de actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia, conocida como NDC, la hoja de ruta del país para establecer acciones ambiciosas para enfrentar los efectos del cambio climático.

Unos de los recursos vitales del ser humano es el agua, y es un elemento fundamental en el crecimiento económico, es importante tener en cuenta que el volumen del agua dulce que tiene el planeta es de 2.53% (NU,2003, pag8). El porcentaje de la cantidad preocupa en la actualidad y este recurso genera un gran impacto en la industria petrolera, debido a que este es muy utilizado en la etapa de extracción de hidrocarburos.

En este estudio se evaluó la huella de carbono y la huella hídrica en la Perforación, fracturamiento y producción en los yacimientos convencionales y no convencionales del Valle medio del Magdalena, para la cuantificación de estas emisiones se seleccionó la metodología adecuada a fin de cumplir los objetivos planteados y finalmente llegar a comparar los resultados

de ambas huellas en los diferentes yacimientos, con el propósito de esclarecer las incertidumbres y generar una iniciativa para cuantificar el impacto que las emisiones y huella hídrica que se producen en el ambiente y en la vida humana.

La extracción de hidrocarburos requiere algunos cambios y mantenimientos de los sistemas de levantamiento en los yacimientos convencionales y no convencionales que generan emisiones y estas aportan a la generación de emisiones. Por esta razón es necesario aclarar ciertos mitos y preguntas como ¿En los yacimiento convencionales y no convencionales cuál genera mayor o menor emisión? ¿Cómo repercute esto sobre el cambio climático? Estas son algunas de las inquietudes a aclarar en este trabajo de investigación ya que se hará una base comparativa que pueda ser empleada a la hora del manejo, del diseño y teniendo en cuenta los parámetros técnicos, económicos-energéticos y ambientales.

Debido a lo anterior, es claro mencionar que los yacimientos no convencionales es un tema que genera muchas opiniones desde los ambientalistas hasta las comunidades, les presenta un poco de inquietud, por otro lado, los empresarios y algunos expertos analizan que este proyecto puede ayudar al país no solo en la economía sino en la seguridad energética por más de 20 años.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar la huella de carbono y huella hídrica, asociadas a la perforación, fracturamiento y producción en yacimientos convencionales y no convencionales en el Valle Medio del Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

Seleccionar la metodología más adecuada para el cálculo de huella de carbono y la huella hídrica en las operaciones de un campo de producción.

Realizar un análisis comparativo de la huella de carbono y la huella hídrica en las etapas de perforación, terminación y completamiento en yacimientos convencionales y no convencionales en el Valle Medio de Magdalena.

Desarrollar un análisis comparativo de la huella de carbono y la huella hídrica en las operaciones de levantamiento artificial, reacondicionamiento de pozos y tratamiento de los fluidos producidos en yacimientos convencionales y no convencionales.

Cuantificar las emisiones de dióxido de carbono, metano y el indicador del consumo del agua asociados a la producción de las reservas en el campo durante la vida productiva en operaciones convencionales y no convencionales.

2. Fundamento teórico

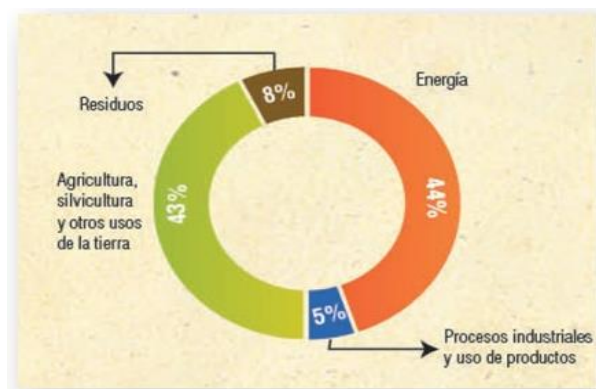
2.1 Gases de Efecto Invernadero

El efecto invernadero es un proceso natural el cual se da por los gases presentes en la atmosfera, está conformado por vapor de agua, dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero (GEI). Este aumento tiene como consecuencia el calentamiento global. Las operaciones que tienen que ver con procesos de la industria petrolera generan un 8% de las emisiones de gases de efecto invernadero según el análisis estadístico mundial (Carbon Limits, 2010).

En Colombia el sector energético genera el 44% de las emisiones de gases de efecto invernadero según el Inventario GEI del 2012 con un estimado de 79 MtCO₂eq, estos datos se pueden observar en la figura 1. Así mismo la industria del petróleo y gas natural generan un 20,5% de estas emisiones.

Figura 1.

Emisiones de los Tipos Sectores en Colombia



Fuente: Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (GEI) – Colombia (2012). Cartilla_ INGEI Emisiones Colombia 2012.pdf. Obtenido de http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023421/cartilla_INGEI.pdf.

Dentro de las operaciones convencionales que generan emisiones directas son: fugas de los equipos, evaporación, pérdidas por descarga, venteo operativo, quema en tea, incineración y liberaciones accidentales.

El gas que se quema o se ventea en los pozos productores de petróleo es determinado como desperdicio por la ANH, en el espacio anular normalmente es producido entre la tubería de producción y el revestimiento, este gas que es más conocido como gas de anular. Al ventearse o quemarse se genera emisión.

Es un reto para la industria la recuperación de las emisiones de metano, ya que su potencial de calentamiento global es 25 veces más agresivo respecto al potencial de dióxido de carbono, esta recuperación de gas metano disminuye riesgos operacionales y sociales en las instalaciones, cumpliendo así la normatividad vigente y dando beneficios económicos por ser un producto con alto valor en el mercado.

El Panel Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático (IPCC) ha desarrollado directrices para la elaboración de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, incluso deben ser empleadas por todos los países. El cual proporcionan metodologías con 3 grados de complejidad; depende de la información que disponga cada país.

Las metodologías son:

- TIER 1: diseñado para que sea simple de usar, utilizando factores de emisión por defecto, datos de actividad específicos por país y a menudo se usan tasas de deforestación o mapas de cobertura de la tierra a nivel global. Teniendo poca precisión a nivel de espacios.
- TIER 2: Enfoque próximo al nivel anterior, pero con factores de emisión específicos por país, datos de actividad más desagregados y con mayor resolución temporal y espacial, y datos de actividad más estratificados y correspondientes con los específicos.

- TIER 3: Métodos de orden superior, incluidos modelos y sistemas de medición de inventario, como inventarios forestales nacionales y/o monitoreo intensivo del carbono, y datos de la actividad de alta resolución y desagregados a nivel subnacional. Siendo este el nivel con menos incertidumbre.

Antes de definir la huella de carbono y la huella hídrica se deben conocer unos términos muy importantes como los siguientes:

2.2 Las etapas de Perforación, Fracturamiento, Cementación y Terminación de un Pozo.

2.2.1 Perforación

El proceso de perforación convencional para pozos de petróleo y gas el cual se ha utilizado desde que se implementó el sistema de perforación rotaria, utiliza sartas de perforación compuestas por drillpipe, drillcollars y broca convencional, cumplen la función de aplicar energía hidráulica y mecánica (energía rotatoria y carga axial) para llevar a cabo el trabajo de perforación. En algunos casos se utiliza un motor de fondo para suministrar la potencia de rotación, pero la columna perforación es esencialmente la misma. Esta técnica se basa en ir perforando con drillpipe por etapas, e ir instalando una tubería de revestimiento (casing) y finalmente se instala una tubería de producción (tubing).

2.2.2 Fracturamiento Hidráulico

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en EEUU a inicios del siglo XX al objeto de mejorar el caudal de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años 70's, la fracturación hidráulica ya era una tecnología probada, aplicada de un modo estándar para transformar en comerciales, pozos de baja productividad, fundamentalmente, de gas en yacimientos convencionales. La combinación de perforación horizontal junto con varias etapas de fracturación hidráulica en un mismo pozo, comenzó a ser usada para la extracción de gas en

yacimientos no-convencionales en Norteamérica en los años 2002- 2003. La técnica consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo, en la sección deseada de la formación contenedora de gas. Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento (propante), comúnmente arena, que mantiene las fracturas abiertas de un modo permanentemente. En sí, no es una técnica novedosa, en el mundo se han sobrepasado ampliamente el millón de operaciones de fracturación hidráulica de pozos. La tecnología avanza en la realización de fracturaciones más focalizadas, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente.

2.2.3 Cementaciones

Son las operaciones con cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros.

Se clasifican de acuerdo con los objetivos que se persiguen que son cementación primaria, cementación forzada, tapones de cemento.

2.2.3.1 Descripción de la Cementación Primaria. Es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente. El objetivo de esta es proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua; soportar el peso de la propia tubería de revestimiento; reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación; evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión, para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

2.2.3.2 Descripción de la Cementación Forzada. Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa.

Descripción de los tapones de cemento

Los tapones comprenden un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento.

2.2.4 Terminación

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que esta se realice debe hacerse un análisis nodal para determinar que aparejos de producción deben de utilizarse para producir el pozo adecuado a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje etc.). En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de muestra de canal, núcleos, pruebas de formación análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

2.3 Huella de Carbono

La huella de carbono nace como una medida de cuantificar y generar un indicador del impacto que una actividad o proceso tiene sobre el cambio climático, más allá de los grandes emisores. La huella de carbono se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas, directa o indirectamente, por personas, organizaciones, productos, eventos o regiones geográficas, en términos de CO₂ equivalentes, y sirve como una útil herramienta de gestión para conocer las conductas o acciones que están contribuyendo a aumentar las emisiones, cómo se pueden mejorar y realizar un uso más eficiente de los recursos.

En cuanto a las emisiones los últimos resultados del IDEAM informan que las principales emisiones están dadas por la conversión de bosques naturales a pastizales y a otras tierras forestales como la vegetación secundaria (en conjunto son el 74% del sector forestal y el 26% de las emisiones totales). Las emisiones por quema de combustibles en el sector transporte terrestre representan el 10% en las emisiones totales del país, siendo superada por la actividad forestal con un 36%.

En términos de emisiones por sector económico, el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (Ideam, PNUD, et al, 2016) presenta los siguientes datos del 2012:

Colombia ha adquirido varios compromisos para ayudar a mitigar el cambio climático, ya que aporta el 0,46% del total de emisiones (Ideam, PNUD, et al, 2016), según el último reporte de Ideam las emisiones en Colombia fueron de 258,8Mt CO₂ eq, el cual se divide varios sectores, iniciando por el que genera menos emisiones que es el sector comercial y residencial (3%), le sigue el saneamiento (4%), minas y energía (10%), transportes (11%), las industrias manufactureras (11%), el sector agropecuario (26%) y por último la forestal (36%) y todos estos conforman el

grupo de la energía, agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra, residuos, procesos industriales y uso de productos según la IPCC.

2.4 Huella Hídrica

Para el IDEAM, la huella hídrica (HH) es un indicador que define el volumen total de agua dulce usado para producir los bienes y servicios producidos por una empresa, o consumidos por un individuo o comunidad (Sin tener en cuenta el agua marina o salada). Mide el volumen de agua consumida, evaporada o contaminada a lo largo de la cadena de suministro, ya sea por unidad de tiempo para individuos y comunidades, o por unidad producida para una empresa. Se puede calcular para cualquier grupo definido de consumidores (por ejemplo, individuos, familias, pueblos, ciudades, departamentos o naciones) o productores (por ejemplo, organismos públicos, empresas privadas o el sector económico).

Componentes. El total de la huella hídrica de un individuo o un producto está compuesta por:

- El Consumo de Agua: Es el volumen de agua neta extraída. Esta agua es evapotranspirada y deja de estar disponible para su reutilización a corto plazo dentro de la misma cuenca hidrográfica.

- La Extracción de Agua: Es el volumen bruto de agua extraída de un cuerpo de agua. Esta agua se consume parcialmente y se devuelve en parte a la fuente u otros cuerpos de agua, donde está disponible para usos futuros.

- Agua Verde: Humedad del suelo de la zona radicular que está disponible para su absorción por las plantas. Las plantaciones de biomasa utilizan agua verde durante el proceso de fotosíntesis.

- Agua Azul: Agua dulce en cuerpos de superficie y aguas subterráneas disponibles para uso humano.

- Huella Hídrica Verde (HHV): Se refiere al agua de la zona radicular insaturada del perfil del suelo que utilizan las plantas y microorganismos del suelo.

- Huella Hídrica Azul (HHA): Se refiere al agua de las masas superficiales y subterráneas.

- Huella Hídrica Gris (HHG): Con base en el IDEAM, es el volumen de agua contaminada, que puede ser cuantificada como el volumen de agua requerida para diluir los contaminantes hasta el punto en que la calidad del agua esté sobre los estándares aceptables.

Ahora bien se debe iniciar a definir ciertos conceptos como lo son los yacimientos convencionales y no convencionales, se puede decir que en los yacimientos convencionales las características de la permeabilidad, los fluidos y la porosidad son buenas, ya que estas pueden dejar que los hidrocarburos fluyan y mantienen el hidrocarburo por debajo de un nivel de sello, estos yacimientos son explotados con tecnología tradicional, se presentan muy pocas dificultades técnicas y por lo general no utilizan la estimulación por su caudal que es bueno con pozos verticales, pero si se habla de yacimientos no convencionales se evidencian ciertas características diferentes a los convencionales, ya que se necesita más tecnología y por ende más economía, pero los volúmenes a recuperar son sustancialmente mayores que los convencionales.

2.5 Tipos de Yacimientos no Convencionales

Pero hay algo fundamental que se debe comprender, muchas personas tienen una manera o idea equivocada de ver los hidrocarburos, ya que este, tanto en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo. Se debe entender que lo que tienen diferente son el tipo de yacimiento en el que es extraído. Como se expuso en los textos anteriores los yacimientos convencionales tiene características de alta permeabilidad y porosidad,

por lo general este tipo de yacimientos suelen desarrollarse mediante pozos verticales. Por otro lado, los tipos de yacimientos no convencionales son:

Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil o Shale Gas: petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado Shale o Lutita.

Yacimientos apretados de crudo o gas: crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja porosidad y permeabilidad.

Crudo Pesado: Petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.

Arenas Bituminosas: arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.

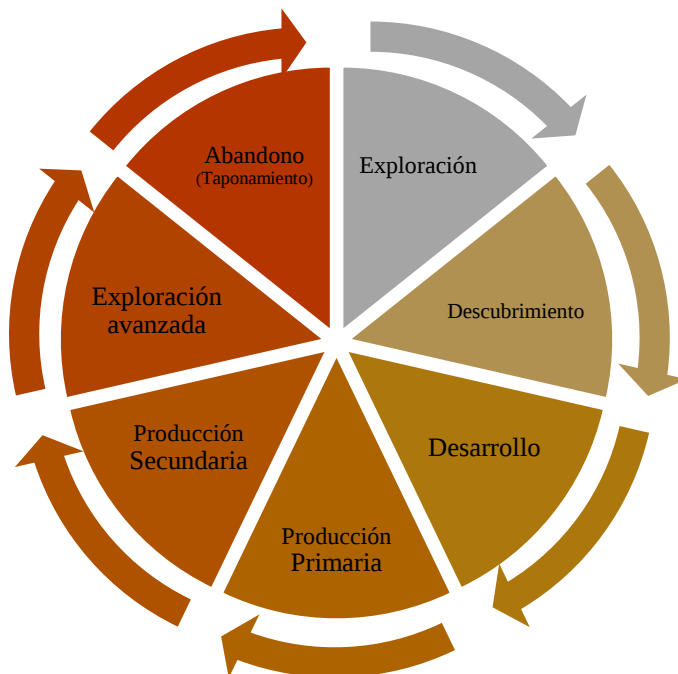
Gas Metano asociado a mantos de carbón: gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.

Las técnicas para extraer los hidrocarburos en los yacimientos no convencionales son diferentes que los convencionales ya que este requiere técnica de estimulación como la estimulación hidráulica porque el hidrocarburo se encuentra en la roca generadora y el movimiento del fluido es lento debido a que las rocas son poco permeables.

2.6 Ciclo de Vida de un Yacimiento

Figura 2.

Ciclo de Vida un Yacimiento



2.6.1 Exploración

Es la fase inicial de las operaciones petroleras, que incluye la generación de un área prospectiva o de una extensión productiva, o ambas, y la perforación de un pozo de exploración. Las fases de evaluación, desarrollo y producción se implementan luego del éxito de la fase de exploración.

2.6.2 Descubrimiento

Acumulación o acumulaciones de Hidrocarburos respecto de las cuales la perforación de uno o varios Pozos Exploratorios ha permitido establecer, mediante pruebas iniciales y de formación, muestras, registros y/o análisis de núcleos, la existencia de una cantidad significativa de Hidrocarburos potencialmente recuperable. Se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción y propiedades petrofísicas y de fluidos.

2.6.3 Desarrollo

La fase de las operaciones petroleras que tiene lugar luego del éxito de las actividades de exploración y antes de la producción en gran escala. Durante una fase de evaluación, el campo de petróleo o gas recién descubierto se evalúa, se crea un plan para explotarlo en forma completa y eficiente, y usualmente se perforan pozos adicionales.

2.6.4 Producción Primaria

También llamada recuperación primaria. Es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, se realiza como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, de la misma forma lo hace la presión diferencial. Para reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial para aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial, como puede ser una bomba de varilla, una bomba eléctrica sumergible o una instalación de levantamiento artificial por gas. La producción utilizando el levantamiento artificial se considera como recuperación primaria. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de petróleo.

2.6.5. Producción Secundaria

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar.

2.6.6 Exploración Avanzada

Tradicionalmente, tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química. El término se utiliza a veces como sinónimo de la recuperación de petróleo mejorada (EOR) pero, debido a que los métodos EOR pueden aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, el término recuperación terciaria se utiliza menos frecuentemente que en el pasado.

EOR (Recuperación de petróleo mejorada): Método para la recuperación adicional de petróleo más allá de la expansión del fluido, la compresibilidad de las rocas, el drenaje gravitacional, la disminución de la presión y el drenaje natural por agua o gas. Este término se

utiliza tanto en un sentido estricto como en un sentido más general. En su sentido estricto, es un proceso, tal como la inundación con agua o la inundación con gas, que añade energía a un yacimiento para estimular la producción de petróleo e incrementar el factor de recuperación. En su sentido más general, es cualquier actividad que incremente la producción de petróleo e incremente el factor de recuperación. Este sentido puede incluir también, por ejemplo, métodos de recuperación de petróleo mejorada, perforación de pozos de relleno, fracturamiento hidráulico y perforación de pozos horizontales y multilaterales.

2.6.7 Taponamiento

Taponamiento y Cierre Técnico de Pozos. Corresponde al conjunto de operaciones que deben ejecutarse a lo largo la cavidad de los Pozos y en el espacio anular entre estos y los revestimientos, para asegurar el aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de Petróleo o Gas, así como de los acuíferos existentes, con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones. Requiere autorización previa del Ministerio de Minas y Energía, Entidad que delegó en la ANH las atribuciones de fiscalización. Puede ser tanto Definitivo como Temporal. Es Definitivo aquel que impone la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos; el sellamiento del contrapozo; el desmantelamiento del cabezal del Pozo, y la instalación de la placa de abandono con la información básica del Pozo. En Operaciones Costa Afuera, cuando la lámina de agua sea superior a mil pies (1.000 ft) o trescientos cuatro puntos ocho metros (304.8 m) y el Operador haya asegurado apropiadamente el Pozo, no es necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instalados. Procede cuando un Pozo ha alcanzado su vida productiva, o cuando presenta problemas técnicos y no es posible repararlo, no obstante haber empleado todos los medios disponibles para el efecto,

o, finalmente, cuando es imposible usarlo para otro fin útil. En estos casos deben desmontarse igualmente facilidades, instalaciones y equipos, y llevarse a cabo limpieza y restauración ambiental de la Zona donde se realizaron las Operaciones. Es Temporal aquel que exige la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos, pero permite la permanencia del cabezal de Pozo con el fin de facilitar intervenciones futuras. Ha de llevarse a cabo en los casos en que el Contratista puede tener interés de reingresar al Pozo, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía o la autoridad que haga sus veces en materia de fiscalización. La ejecución de estas operaciones debe tener lugar de acuerdo con la reglamentación técnica del referido Ministerio.

2.7 Normatividad Nacional

La normatividad en emisiones atmosféricas inició parcialmente con el Decreto-ley 2811 de 1974 y el Título 1 de la Ley 09 de 1979, aunque fue hasta el decreto 948 de 1995 en el que se reglamentó el control y la protección de la calidad del aire, llegando así una secuencia de normativas que con el tiempo fueron siendo modificadas; a continuación, se mostrará un breve resumen de los decretos y resoluciones que fueron y son importantes en la historia de la normatividad en emisiones atmosféricas.

- Decreto 948 de 1995, reglamenta la prevención y control de la contaminación atmosférica.
- Resolución 18485 de septiembre de 2009, establece las medidas de materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos, donde se destacan dos artículos que son el 52 y 53 (Prohibición de quema de gas y desperdicio respectivamente).
- Resolución 619 de 1997, por la cual se establecen parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.

- Decreto 1697 de 1997, modifica parcialmente el Decreto 948 de 1995.
- Resolución 886 de 2004, establece normas y límites máximos permisibles de emisión para incineradores y hornos crematorios de residuos sólidos y líquidos.
- Resolución 909 de 2008, establece las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 1309 de 2010, modifica la Resolución 909 del 5 de junio de 2008.
- Resolución 760 de 2010, Protocolo de control y vigilancia atmosférica
- Resolución 0802 de 2014, modifica la Resolución 909 de 2008.
- Decreto 446 de 2020, relacionado con la acreditación de organismos de verificación de reducciones de emisiones y remociones de gases de efecto invernadero.

3. Determinación de la Metodología para el Cálculo de la Huella de Carbono en Yacimientos Convencionales y no Convencionales.

Las diferentes metodologías que van a ser presentadas en la siguiente tabla es para determinar cuál es la que cumple con los criterios de cálculo en la investigación y en esta se resumen sus límites y sus principales características con el objetivo de observar y clasificar de manera más fácil la elección de la metodología.

Tabla 1.*Metodologías de la Huella de Carbono*

	UNE-EN ISO 14064	GHG Protocol Alcance 1 y 2	GHG Protocol Alcance 3	Estándar de producto del GHG Protocol	PAS 2050	Bilan Carbone	PAS 2060- 2010
Desarrollado por	International Organization for Standarization	World Business Council for Sustainable Development – World Resources Institute	World Business Council for Sustainable Development – World Resources Institute	World Business Council for Sustainable Development – World Resources Institute	British Standard Institute	ADEME	British Standard Institute
Uso	Inventario de emisiones, puede ser mejorado a huella de carbono	Inventario de emisiones, puede ser mejorado a huella de carbono	Huella de carbono	Cuantificación y reporte de huella de carbono	Huella de carbono	Huella de carbono	Huella de carbono y compensación de emisiones

	UNE-EN ISO 14064	GHG Protocol Alcance 1 y 2	GHG Protocol Alcance 3	Estándar de producto del GHG Protocol	PAS 2050	Bilan Carbone	PAS 2060- 2010
Recomendaciones de reducción	Si	No	No	No	Si	Si	Si
Recomendaciones de compensación	No	No	No	No	No	No	Si
Tiene en cuenta las reducciones de GEI	Si	No	No	Si	Si	No	No
Gases incluidos	Todos los GEI	6 gases incluidos en el protocolo de Kioto: CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SH6	6 gases incluidos en el protocolo de Kioto: CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SH6	6 gases incluidos en el protocolo de Kioto: CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SH6	Todos los GEI	6 gases incluidos en el protocolo de Kioto: CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SH6	6 gases incluidos en el protocolo de Kioto: CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SH6

	UNE-EN ISO 14064	GHG Protocol Alcance 1 y 2	GHG Protocol Alcance 3	Estándar de producto del GHG Protocol	PAS 2050	Bilan Carbone	PAS 2060- 2010
Límites	Organización	Organización	Organización	Producto	Producto	Organizació n	Organización
Alcance	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3	Directas + Indirectas	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3	Directas + Indirectas + Indirectas de alcance 3
Uso internacional	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
Verificable por un organismo externo	Si	Si	Si	Si	Si	No. ADEME lleva a cabo la verificación	Si

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

3.1 Criterios para la Selección de la Metodología de la Huella de Carbono

Tabla 2.

Criterios de Evaluación de la Huella de Carbono

Criterios	Conceptos
Nivel internacional	Se determina si se aplica a nivel internacional o en un país
Aplicación en la industria Petrolera nacional	Posibilidad de aplicar la metodología en el sector petrolero
Confiabilidad en la industria petrolera	Conocimiento de las metodologías aplicadas en la industria petrolera
Combinación de metodologías	Si es basada de una metodología para poder ser ejecutada
Guía para el usuario	Documento para guiar en los procedimientos del cálculo de la huella de Carbono
Herramienta de cálculo	Descripción y orientación de la herramienta de cálculo

Fuente: Autores

3.2 Huella de Carbono en la Industria del Petróleo

Como parte del compromiso ambiental muchas empresas de la industria del petróleo buscan mitigar o reducir la huella de carbono. En este sentido se puede hablar de Chevron Corporation, es una empresa americana de hidrocarburos que se compromete voluntariamente a calcular la huella de carbono de sus actividades de exploración y producción a nivel mundial desde el 2002, esta empresa mediante sus informaciones de sostenibilidad reporta de manera transparente la cantidad de gases de efecto invernadero que generan anualmente. El reporte de GEI de Chevron Corporation adopta como herramienta para el cálculo de su huella la norma internacional ISO 14064-I:2006 “Gases de Efecto Invernadero – Parte I” y el Estándar Corporativo de Contabilidad

y Reporte de WBCSD/WRI. Además, se puede mencionar a British Petroleum (BP), Ecopetrol y otras empresas que determinan su cálculo de huella de carbono por medio de diferentes metodologías entre ellas están las GHP Protocolo, la ISO 14064-1 y el PAS 2050, las cuales se analizarán a continuación y se evaluarán ciertos criterios para seleccionar la metodología más adecuada en esta investigación.

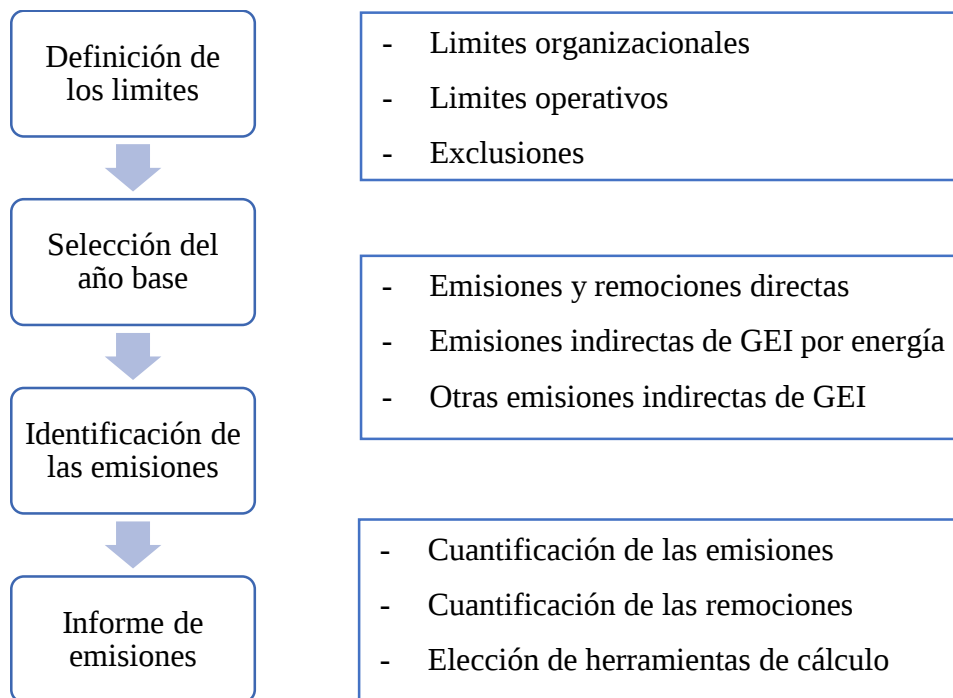
3.3 Norma ISO 14064-1

La norma ISO 14064-1 es la segunda metodología de estudio y la creó la Organización Internacional de Normalización (ISO por sus siglas en inglés), está fundada en el GHG Protocol, y tiene como objetivo dar credibilidad y veracidad a los reportes de emisión de GEI, así como a las declaraciones de reducción o remoción de GEI (GIZ, 2013). De acuerdo con el GHG Protocol se desarrolla en 2006 la norma ISO 14064 que se estructura en 3 partes. La que sería de aplicación para esta guía es la 14064-1 que especifica los principios y requisitos, a nivel de organización, para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de GEI. Las otras partes de esta norma se dirigen, por un lado, a proyectos sobre GEI específicamente diseñados para reducir las emisiones de GEI o aumentar la remoción de GEI (ISO 14064-2) y, por otro lado, a la validación y la verificación de los GEI declarados (ISO 14064-3). Esta metodología presenta una serie de beneficios frente a otras en el cálculo de la huella de carbono, ya que su correcta implementación garantiza transparencia, coherencia y credibilidad en la cuantificación de los Gases de Efecto Invernadero, además facilita el desarrollo e implementación de estrategias de gestión de los GEI.

3.3.1 Metodología de implantación

Figura 3.

Metodología de la ISO 14064-1



Fuente. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones.

3.3.2 Principios de la Norma ISO 14064-1

- **Pertinencia:** Seleccionar las fuentes, sumideros, reservorios de GEI, datos y metodologías apropiadas para las necesidades del usuario previsto. La información debe ser relevante y de interés para el público objetivo (usuarios internos y externos).

- **Cobertura Total:** Incluir todas las emisiones y remociones pertinentes de GEI. Conlleva hacer la contabilidad y el reporte de manera íntegra, abarcando todas las fuentes de emisión de GEI y las actividades incluidas en el límite del inventario. De acuerdo con el criterio de exclusión, algunas emisiones podrán ser excluidas.

- **Coherencia:** Permitir comparaciones significativas en la información relacionada con las emisiones de GEI a lo largo del tiempo. Para dar cumplimiento a este principio será necesario documentar de manera transparente cualquier cambio en los datos, límites, metodología de cálculo u otro factor que sea relevante en la serie temporal.

- **Exactitud:** Reducir el sesgo y la incertidumbre en la medida de lo posible. Es necesario adquirir una precisión suficiente que permita tomar decisiones con una confianza razonable con respecto a la integridad de la información recogida.

- **Transparencia:** Divulgar la información suficiente y apropiada relacionada con los GEI, para permitir que los usuarios previstos tomen decisiones con confianza razonable. Se debe lograr que la información sea clara, neutral y comprensible, basada en documentación sólida y auditable. En cada caso se hará mención explícita de referencias, fuentes y metodologías utilizadas.

3.4 PAS 2050:2011

La metodología PAS 2050:2011 fue desarrollada para Inglaterra, no es de ámbito global, aunque se aplica internacionalmente. Esta metodología busca una mejor comprensión de las emisiones derivadas de las cadenas de suministros. Su objetivo principal es proporcionar una base común para cuantificar, informar y desarrollar programas significativos de reducción de emisiones (British Standards Institute, 2011).

Su principal debilidad es que no incluye el tema de la comunicación ni el reporte de datos. Entre sus fortalezas se encuentra que ofrece guías didácticas para la recolección de datos del inventario y el análisis de la incertidumbre, en esta metodología han participado varios docentes de universidades británicas que son de administración públicas, empresas privadas en Reino Unido y de organizaciones internacionales.

El primer paso para la implantación de la Norma PAS 2050 es el cumplimiento de la legislación vigente por parte de la organización en cuanto a la actividad que la misma desarrolla.

A continuación, aquellas que quieran elaborar un análisis del ciclo de vida de sus productos según la norma PAS 5050, deberán demostrar que se realiza sobre todas las fases del ciclo.

En función del tipo de producto o servicio PAS 5050 diferencia dos modelos de ciclos de vida Business to Business: Cuando se considera como final del ciclo de vida de la entrega del producto o servicio a otra organización, para que ésta lo emplee en la elaboración de otro producto.

Figura 4.

Business to Business. De la cuna a la puerta



Nota: British Standards Institute, 2011

Business to Customer: Cuando se considera el ciclo de vida al completo, ya que se tiene en cuenta la entrega del producto o servicio final al cliente y las actividades posteriores a esto

Figura 5.

Business to Consumer. De la cuna a la cuna



Nota: British Standards Institute, 2011

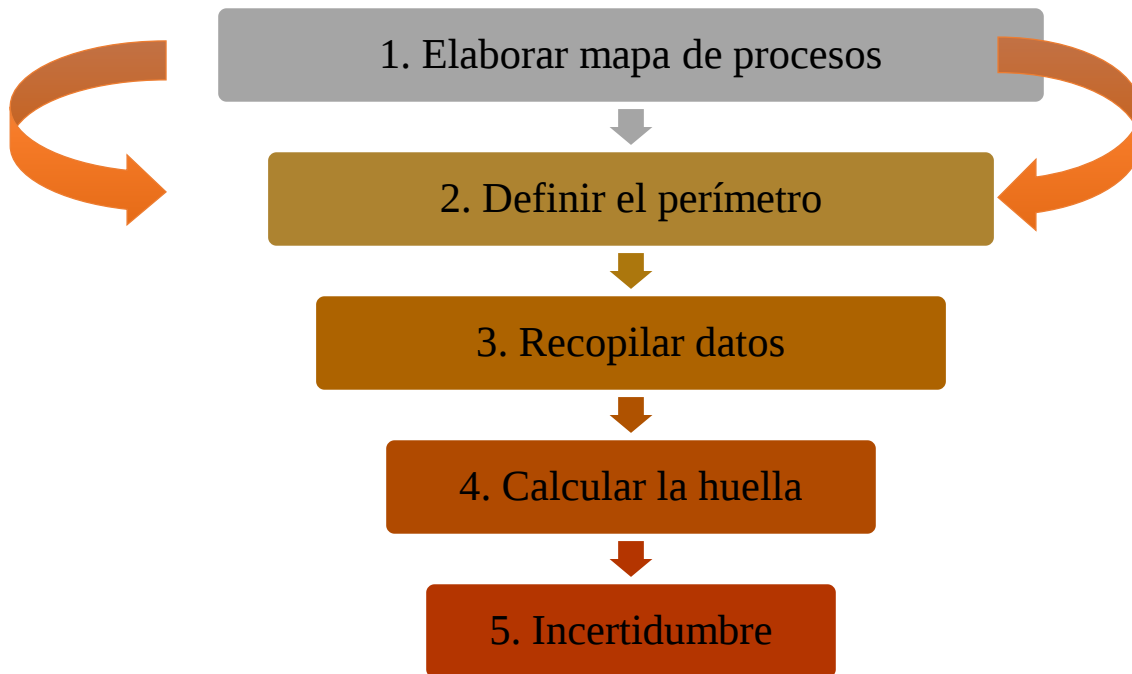
PAS 5050 establece una serie de fuentes de emisión de gases que deben ser tenidas en cuenta por ejemplo el empleo de energías, las pérdidas de gases volátiles, las reacciones químicas y las combustiones.

3.4.1 Metodología de implementación

Para definir su metodología se debe hablar de los 5 pasos del cálculo de la huella de carbono en esta Norma PAS 2050.

Figura 6.

Metodología de la PAS 2050:2011



Nota: British Standards Institute, 2011

- Elaborar mapa de procesos del ciclo de vida del producto, desde las materias primas a la disposición final, incluyendo todos los flujos de materia, energía y residuos
- Confirmar las fronteras y hacer cálculos por encima de la huella de carbono para ayudar a priorizar los esfuerzos
- Recolectar datos de cantidad de materiales, actividades y factores de emisión a lo largo de todas las etapas del ciclo de vida del producto
- Calcular la huella de carbono del producto
- Evaluar la precisión del análisis de huella de carbono

3.5 GHG PROTOCOL

Metodología. Generalmente se calculan las emisiones de GEI utilizando los siguientes pasos:

3.5.1 Identificar fuentes de emisiones de GEI

En este paso lo primero es categorizar las fuentes de emisiones de GEI dentro de los límites de la empresa. Las emisiones de GEI típicamente provienen de las siguientes categorías de fuentes:

- Combustión fija: combustión de combustibles en equipos estacionarios o fijos, como calderas, hornos, quemadores, turbinas, calentadores, incineradores motores, flameadores, etc.
- Combustión móvil: combustión de combustibles en medios de transporte, como automóviles, camiones, autobuses, trenes, aviones, buques, barcos, barcas, embarcaciones, etc.
- Emisiones de proceso: emisiones de procesos físicos o químicos, como el CO₂ de la etapa de calcinación en la manufactura de cemento, el CO₂ del "cracking" catalítico en procesos petroquímicos, las emisiones de PFC en la fundición de aluminio, etc.
- Emisiones fugitivas: liberaciones intencionales y no intencionales, como fugas en las uniones, sellos, empaques, o juntas de equipos, así como emisiones fugitivas derivadas de pilas de carbón, tratamiento de aguas residuales, torres de enfriamiento, plantas de procesamiento de gas, etc.

El GHG Protocol aporta un apéndice que ofrece una descripción de las fuentes de emisión directas e indirectas organizadas por alcances y por sectores industriales (Ejemplo: Energía, metales, productos químicos, minerales, residuos, etc.) que puede ser utilizada como una guía inicial para identificar las fuentes principales de emisiones de GEI.

Tabla 3.*Identificación de las Fuentes de Emisiones*

Sector	Fuente De Las Emisiones Alcance 1	Fuente De Las Emisiones Alcance 2	Fuente De Las Emisiones Alcance 3
Energía			
Generación de energía	Combustión fija (calderas y turbinas utilizadas en la producción de electricidad, calor o vapor, bombas de combustible, celdas de combustión, quemadores de gas)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (explotación de minas y extracción de combustibles, energía para refinación o procesamiento de combustibles)
	Combustión móvil (camiones, pipas, barcazas y ferrocarriles para el transporte de combustibles)		Emisiones de proceso (producción de combustibles, emisiones de SF ₆)
	Emisiones fugitivas (fugas de CH ₄ en instalaciones de transmisión y almacenamiento, emisiones de HFC en instalaciones de		Combustión móvil (transporte de combustibles y residuos, viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde y hacia sus casas)

Sector	Fuente De Las Emisiones Alcance 1	Fuente De Las Emisiones Alcance 2	Fuente De Las Emisiones Alcance 3
	almacenamiento de gas licuado de petróleo (LP), emisiones de SF6 en equipos de transmisión y distribución)		Emisiones fugitivas (CH4 y CO2 de rellenos sanitarios, conductos, emisiones de SF6)
Petróleo y gas	Combustión fija (calentadores de proceso, motores, turbinas, quemadores de gas, incineradores, agentes oxidantes, producción de electricidad, calor y vapor)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (uso de productos como combustibles, combustión para la producción de materiales adquiridos) Combustión móvil (transporte de materias primas, productos, residuos; viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde

Sector	Fuente De Las	Fuente De Las	Fuente De Las
	Emisiones Alcance 1	Emisiones Alcance 2	Emisiones Alcance 3
			y hacia sus casas, uso de productos como combustibles)
	Combustión móvil (transporte de materias primas, productos y residuos; vehículos propiedad de la empresa)		Emisiones de proceso (uso de productos como materia prima, emisiones derivadas de la producción de materiales adquiridos)
	Emisiones fugitivas (fugas de equipos a presión, tratamiento de aguas residuales, superficies de captación)		Emisiones fugitivas (CH ₄ y CO ₂ de rellenos sanitarios o de la producción de materiales adquiridos)
Energía			
Extracción de carbón	Combustión fija (quema y uso de CH ₄ , uso de explosivos, detonaciones en minas)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (uso de productos como combustibles)
	Combustión móvil (equipo de minería, transporte de carbón)		Combustión móvil (transporte de carbón y de residuos, viajes de negocios de empleados,

Sector	Fuente De Las Emisiones Alcance 1	Fuente De Las Emisiones Alcance 2	Fuente De Las Emisiones Alcance 3
	Emisiones fugitivas (emisiones de CH ₄ de minas y depósitos de carbón)		traslado de personal desde y hacia sus casas) Emisiones de proceso (gasificación)
Productos Químicos			
Ácido nítrico, amoníaco, ácido adípico, urea y petroquímicos	Combustión fija (calderas, quemadores, hornos de reducción, reactores de flama, regeneradores de vapor) Emisiones de proceso (oxidación y reducción de sustratos, eliminación de impurezas, subproductos del N ₂ O, cracking catalítico, infinidad de emisiones específicas a cada proceso) Combustión móvil (transporte de materias	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (producción de materiales adquiridos, incineración de residuos) Emisiones de proceso (producción de materiales adquiridos) Combustión móvil (transporte de materias primas, productos y

Sector	Fuente De Las	Fuente De Las	Fuente De Las
	Emisiones Alcance 1	Emisiones Alcance 2	Emisiones Alcance 3
	primas, productos y residuos)		residuos; viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde y hacia sus casas)
	Emisiones fugitivas (uso de HFC, fugas en tanques de almacenamiento)		Emisiones fugitivas (CH ₄ y CO ₂ de rellenos sanitarios y conductos)
Minerales			
Cemento y cal	Combustión fija (calderas, quemadores, hornos de reducción, reactores de flama, regeneradores de vapor)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (producción de materiales adquiridos, incineración de residuos)
	Emisiones de proceso (oxidación y reducción de sustratos, eliminación de impurezas, subproductos del N ₂ O, cracking catalítico, infinidad de emisiones específicas a cada proceso)		Emisiones de proceso (producción de materiales adquiridos)

Sector	Fuente De Las Emisiones Alcance 1	Fuente De Las Emisiones Alcance 2	Fuente De Las Emisiones Alcance 3
	Combustión móvil (transporte de materias primas, productos y residuos)		Combustión móvil (transporte de materias primas, productos y residuos; viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde y hacia sus casas)
	Emisiones fugitivas (uso de HFC, fugas en tanques de almacenamiento)		Emisiones fugitivas (CH4 y CO2 de rellenos sanitarios y conductos)
Otros Sectores			
Sector servicios y organizaciones basadas en oficinas	Combustión fija (producción de electricidad, vapor o calor)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)	Combustión fija (consumo de electricidad, calor o vapor adquiridos)
	Combustión móvil (transporte de materias primas y residuos)		Emisiones de proceso (producción de materiales adquiridos)
	Emisiones fugitivas (principalmente emisiones de HFC por el uso de equipo de refrigeración y aire acondicionado)		Combustión móvil (transporte de materias primas y residuos; viajes de negocios de empleados, traslado de

Sector	Fuente De Las Emisiones Alcance 1	Fuente De Las Emisiones Alcance 2	Fuente De Las Emisiones Alcance 3
			personal desde y hacia sus casas)

Fuente: GHG Protocol

En este caso metodológico se identificarán únicamente emisiones de alcance 1 debido a que solo será calculado fuentes de emisión directa.

3.5.2 Seleccionar un Método de Cálculo de Emisiones de GEI

Entre las aproximaciones más comunes que se tiene para calcular las emisiones de GEI es mediante la aplicación de factores de emisión documentados.

Estos factores son cocientes calculados que relacionan emisiones de GEI a una medida de actividad en una fuente de emisión. En los lineamientos del IPCC (IPCC, 1996) se encuentran una jerarquía de métodos y tecnologías de cálculo que van de la aplicación de factores genéricos de emisión al monitoreo directo.

3.5.3 Recolectar Datos sobre sus Actividades y Elegir Factores de Emisión

En la mayoría de las empresas pequeñas y medianas, y en muchas grandes empresas, las emisiones de alcance 1 serán calculadas con base en las cantidades adquiridas de combustibles comerciales (gas natural, diésel, combustóleo, gasolina, etc.) utilizando los factores de emisión publicados.

3.5.4 Aplicar Herramientas de Cálculo

(Las herramientas de cálculo desarrolladas por el Protocolo de GEI. Las herramientas de cálculo se encuentran disponibles en el sitio web de la Iniciativa del Protocolo de GEI, en www.ghgprotocol.org.)

Existen dos categorías principales de herramientas de cálculo:

- Herramientas intersectoriales que pueden ser aplicadas a distintos sectores. Estas incluyen: combustión fija, combustión móvil, uso de HFC en refrigeración y aire acondicionado, e incertidumbre en la medición y estimación.

- Herramientas sectoriales que están diseñadas para calcular emisiones en sectores específicos, como aluminio, hierro y acero, cemento, petróleo y gas, pulpa y papel, organizaciones basadas en oficinas, etc.

3.6 Clasificación de la Metodología

De acuerdo a los datos anteriores y los criterios planteados se determinará cuál de las tres metodologías es adecuada para la investigación, esto se establecerá según los rangos de 1 a 3 y el que tenga la máxima calificación conforme a los criterios planteados será la que se utilizará.

Tabla 4.

Clasificación de la Metodología

	ISO 14064-1	PAS 2050:2011	GHG PROTOCOL
Nivel internacional	3	3	3
Aplicación en la industria Petrolera nacional	3	2	2
Confiabilidad en la industria petrolera	3	2	3
Combinación de metodologías	3	1	1
Guía para el usuario	3	3	3
Claridad de la metodología	3	3	3
Total	18	14	15

La metodología que cumple con los criterios planteados para esta investigación es la ISO 14064-1. Luego de elegir la metodología para el cálculo de la huella de carbono se debe aclarar que esta se realizará de acuerdo al alcance 1 que van relacionadas las emisiones directas, la cual

se subdivide en emisiones fijas, móviles y fugitivas, por ello, en la siguiente tabla explicará sus procesos e instalaciones en las que las emisiones se generan.

4. Metodología para el Cálculo de la Huella Hídrica en Yacimientos Convencionales y No Convencionales.

El manual de evaluación de la huella hídrica desarrollado y mantenido por la Red de la Huella Hídrica (Water Footprint Network- WFN) es un establecimiento estándar a nivel mundial, el cual será la guía metodológica para el cálculo de la huella hídrica en la presente investigación, se optó por este manual debido a sus fundamentos, su amplio repertorio de definiciones y a que es un grupo de miembros e investigadores de todo el mundo que se van actualizando en diferentes procesos y sectores.

También se llevará a cabo solo el cálculo de la huella hídrica azul el cual se definirá a continuación según el manual de la evaluación de la huella hídrica.

Dentro de la definición de la huella hídrica azul se tiene que es un indicador que representa la extracción o uso consuntivo de agua dulce (superficial) o subterránea, a lo largo de la cadena de fabricación de un producto, lo que hace referencia a los siguientes casos:

- Agua que evapora.
- Agua que se incorpora al producto.
- Agua que no retorna a la misma zona de flujo, es decir, regresa a otra zona de captación.
- Agua que no vuelve en el mismo periodo, es decir, si se retiró en un periodo seco y se devuelve en un periodo húmedo. (Arjen Y. Hoekstra, 2011).

4.1 Huella Hídrica en el Sector Petrolero

La distribución espacial de la producción de petróleo en Colombia se encuentra a lo largo de 19 departamentos, distribuida en 392 campos de explotación, cuya producción para el año 2014 era aproximadamente de 345,5 millones de barriles (Campuzano Ochoa, 2014).

Según el estudio nacional del agua 2018 la demanda y huella hídrica del sector hidrocarburos comprende el uso que se hace en la exploración, producción, transporte y refinación del petróleo. Para el año 2016 se estimó una demanda hídrica de 581,3 millones de m³ y la huella hídrica azul de 6,2 millones de m³, que corresponde al 1,1 % de la demanda de agua en este sector. Los volúmenes de 2016 representan casi el 2 % menos del volumen estimado para el año 2012. Las razones que justifican el porcentaje de reducción estimado de usos de agua se encuentran en la desaceleración de la actividad de exploración en el país (se redujo de 124 pozos en 2012 a 21 en 2016), y a la baja en la intensidad de la producción de barriles diarios, en cerca del 20 % entre estos dos años.

4.2 Metodología de la Huella hídrica

Es importante definir los cuatro casos del uso consuntivo de agua dulce, el primer componente, la evaporación es, en general, el más significativo. En consecuencia, en algunos casos, a menudo se verá que el uso consuntivo sería solo la evaporación, lo que quiere decir que cualquiera de los otros tres componentes se debe incluir cuando sean relevantes. Sucesos de evaporación, durante almacenamiento, transporte, procesamiento, recogida y vertido.

El agua que se incorpora en un producto es aquella que no tiene un regreso y ya hace parte de producto realizado.

Flujo de retorno perdido se refiere a la parte del flujo que no está disponible para su uso en la misma zona de captación de la que fue extraída, ya sea porque se regresa a otra zona de captación o porque regresa en un período de tiempo distinto (Arjen Y. Hoekstra, 2011).

Para el cálculo de la huella hídrica azul se ha tenido en cuenta el consumo de agua captada en cada una de las instalaciones del pozo y se diferencia el consumo de acuerdo con el uso: doméstico, asociado a las actividades de uso de contacto directo, preparación de alimentos, higiene personal, limpieza de elementos y demás necesidades domésticas, y el industrial referido a actividades como procesos de transformación o explotación del petróleo, así como aquellos conexos y complementarios. Teniendo estas definiciones podremos ver como se calcula la huella hídrica azul en una etapa del proceso.

$$HH_{proc,Azul} = \text{Evaporación de agua azul} + \text{incorporación de agua azul} \\ + \text{flujo de retorno perdido} \left[\frac{\text{volumen}}{\text{tiempo}} \right] \quad Ec \quad 1$$

Nota: Arjen Y. Hoekstra, 2011

4.3 Cálculo de la Huella Hídrica Azul

Para el cálculo de la huella hídrica azul - HHA publicado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM en “Evaluación Multisectorial de la Huella Hídrica en Colombia del año 2018”, debido a que, en su estudio, realizaron la metodología para dicho cálculo.

Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM la ecuación para el cálculo de la huella hídrica azul es la siguiente:

$$HH_{oil} = \Sigma(\text{Indicador}_{oil} * \text{Producción}_{Campo}) \left[\frac{\text{volumen}}{\text{tiempo}} \right] \quad Ec \quad 2$$

Nota: Arjen Y. Hoekstra, 2011

Donde:

HHoil: Huella hídrica azul de la extracción de petróleo (m³/mes).

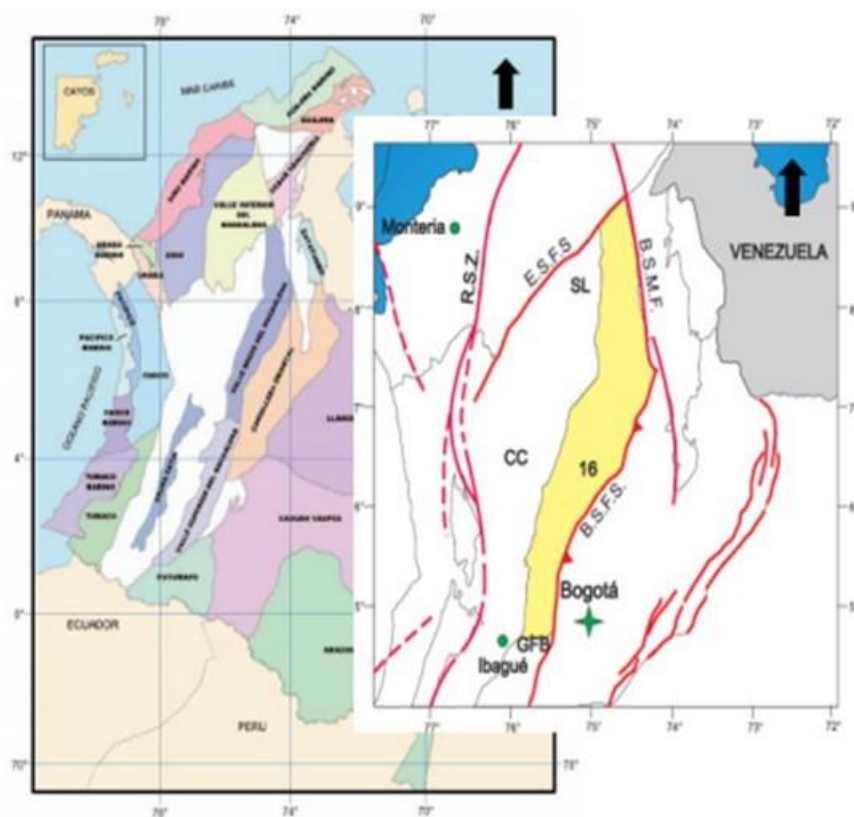
Producción: Campo Producción mensual por campo petrolero (m³).

Indicadoroil: m³ de agua consumidos por barril de petróleo.

Ya que se tienen estas dos ecuaciones para el cálculo de la huella hídrica donde dependiendo los datos (de actividad, entrada y salida de agua, indicador o factor de actividad) se puede llevar a cabo el cálculo. Donde las unidades de trabajo están dadas en el volumen de agua sobre su tiempo de uso, cabe resaltar que puede ser que si se llevó a cabo un proceso en el cual no se vuelve a repetir se puede dar respuesta en unidad de volumen.

5. Localización del Área de Estudio

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada geomorfológicamente a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos, cubriendo un área de 32.000 km². Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros. En Colombia, la cuenca del Valle Medio del Magdalena es la zona del país con mayor prospección de YNC, esto debido a la gran acumulación de materia orgánica de buena calidad, las altas presiones y temperaturas que permitieron unos niveles de maduración en la roca generadora.

Figura 7.*Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena**Fuente:* Barreto et al., 2007.

Las Formaciones productoras de hidrocarburos más importantes hacen parte del Paleoceno. Las Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado son las principales fuentes de los más de 6 Billones de petróleo descubiertos en la historia de la Cuenca.

La Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena está limitada por el siguiente sistema de fallas: al norte la falla del Espíritu Santo y el Sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta, al occidente por la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central, al oriente está separado de la Cordillera Oriental por las fallas de La Salina y Bituima y al Sur de por el Cinturón de Girardot, que la separa de la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena (VSM)

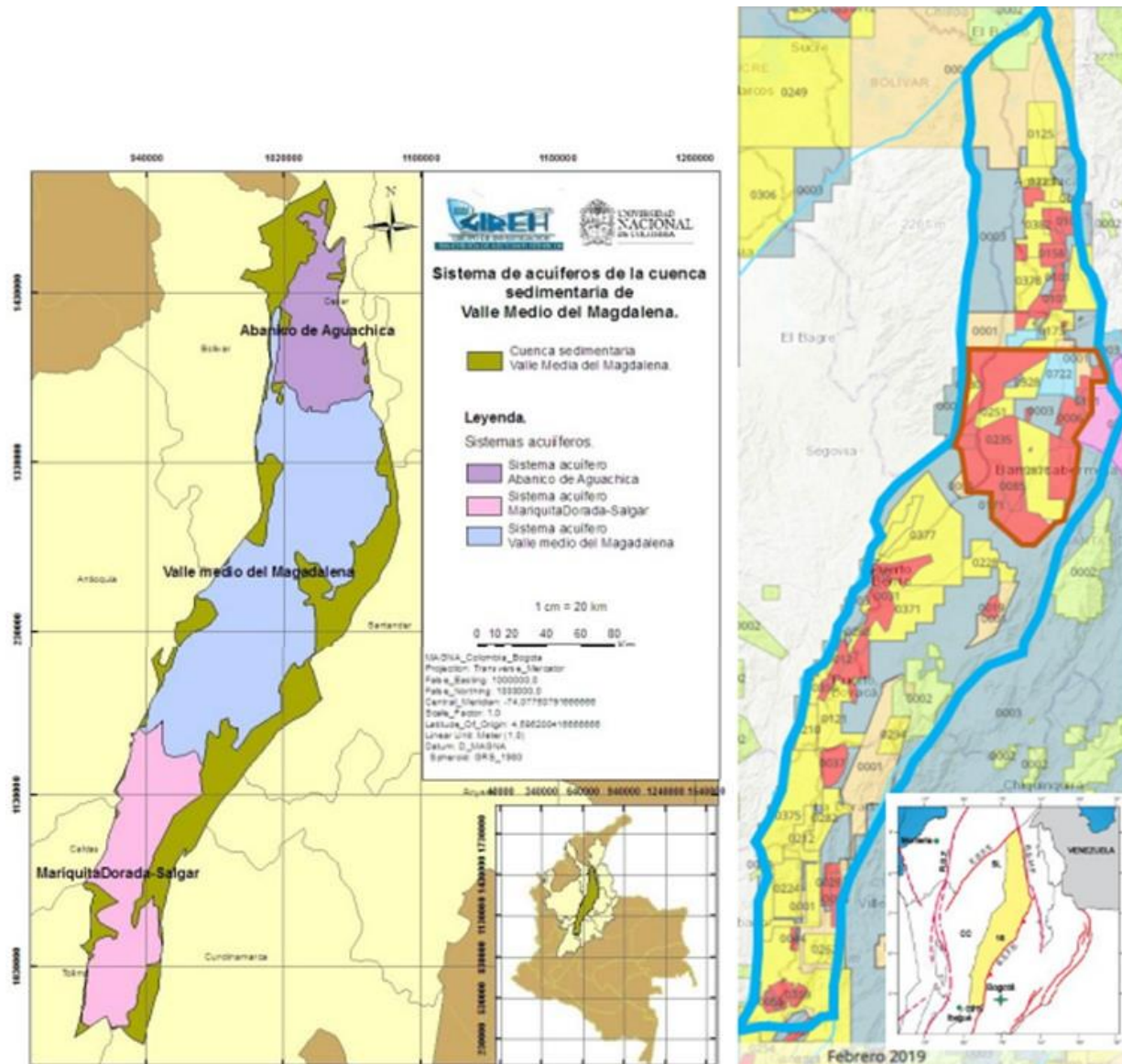
La demanda hídrica del sector de hidrocarburos comprende el uso que se hace en la exploración, producción, transporte y refinación del petróleo. Para el año 2016 se estimó una demanda hídrica de 3.656 millones de barriles, equivalente al 1,6% de la demanda total de agua en Colombia (se considera que la demanda de este sector es el 0,0034% de la oferta hídrica del País en año seco).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena tiene tres principales sistemas de acuíferos que son: el abanico de Aguachica al Norte, Valle Medio del Magdalena en el centro y Mariquita Dorada Salgar al Sur.

Puntualmente la zona que abarca la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena tiene una demanda de agua que se encuentra entre 600 y 6000 millones de barriles al año, siendo la subzona cercana al Río Sogamoso el área que mayor agua requiere. Sin embargo, de este volumen requerido, el sector económico de los hidrocarburos requiere menos de 300 millones de barriles de agua al año (Sáchica et al, 2019).

Figuras 8.

Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, Sistema de Acuíferos. Zona de Mayor Productividad.



Fuente: Barreto et al., 2007.

En el centro de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, se encuentra una de las zonas de mayor productividad de hidrocarburos. Esta zona contiene el 60% de los bloques en explotación de hidrocarburos de la cuenca, y provee más del 80% de la producción. En esta

misma zona se encuentra el acuífero “Valle Medio del Magdalena”; adicionalmente en esta zona se encuentra ubicado el Municipio de Barrancabermeja y la Refinería que lleva este mismo nombre. En la Figura 8 se presenta la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y se enmarca en naranja la zona central de gran importancia para los hidrocarburos de la región.

6. Resultados de las Emisiones Directas

Tabla 5.

Emisiones Directas

Proceso/Actividad	GETS generados	Instalación
Emisiones Fijas		
Combustión gas natural	CO_2, N_2O, CH_4	Central cogeneración
Combustión gas natural	CO_2, N_2O, CH_4	Cocina
Combustión gasóleo	CO_2, N_2O, CH_4	Grupo electrógenos
Acetileno	CO_2, N_2O, CH_4	Taller soldadura
Combustión gas natural	CO_2, N_2O, CH_4	Caldera calefacción (ambulatorios)
Emisiones Móviles		
Combustión gasóleo	CO_2, N_2O, CH_4	Vehículos Hospital a domicilio
Combustión gasolina	CO_2, N_2O, CH_4	Vehículos Hospital a domicilio
Emisiones Fugitivas		
Consumo de gas medicinal	CO_2, N_2O	Actividad asistencial
Fugas SF_6	SF_6	Fugas de interruptores
Fugas refrigerantes	$R402C, R134A$	Fugas equipos de refrigeración

Fuente: Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones.

Conociendo ya las subdivisiones de las emisiones directas, posteriormente se identificarán las fuentes de emisión y es necesario identificar los procesos en los que:

1. Se produzca combustión (fija o móvil) de materiales con base de carbono:

Tabla 6.

Combustibles más Habituales

Combustibles más habituales	
Gas natural	Gases licuados de petróleo genérico
Gas butano	Gas Propano
Gasoil	Coque de petróleo
Fuel oil	Gasolina
Carbón y sus derivados	Biomasa

Fuente: Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones

2. Exista un proceso de transformación química en el que se genere y libere un GEI:

Tabla 7.

Sectores más Habituales con Producción de GEIs

Sectores más habituales con producción de GEIs en proceso	
Cemento y cal	Petroquímica y gas
Aluminio	Hierro y acero
Amoniaco, urea y derivado	Producción de gases refrigerantes

Fuente: Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones

3. Emisiones fugitivas de GEIs.

En la siguiente tabla se presentará las fuentes de emisiones más comunes.

Tabla 8.*Emisiones más Comunes*

Emisiones directas				GEIs asociados					
Tipo	Fuente de emisión	Notas	Dato de actividad	CO2	CH4	N2O	SF6	PFC	HFC
Combustión fija	Motores de producción de electricidad	Incluyendo el encendido periódico de mantenimiento	Consumo de combustible	X	X	X			
Combustión fija	Caldera	Utilización	Consumo de combustible	X	X	X			
Combustión fija	Hornos	Incluyendo hornos de proceso	Consumo de combustible	X	X	X			
Combustión fija	Motores de vehículos	Incluyendo carretillas	Consumo de combustible o km recorrido	X	X	X			
Proceso	Proceso industrial de transformación química que libere GEIs		Mediciones de emisiones / Parámetro representativo del proceso	X	X	X	X	X	X

Emisiones directas				GEIs asociados					
Tipo	Fuente de emisión	Notas	Dato de actividad	CO2	CH4	N2O	SF6	PFC	HFC
Emisiones fugitivas	Tanques y sistemas de distribución de gases	Venteos, fugas por acoples defectuoso de equipos	Calculo de fugas		X				
Emisiones fugitivas	Equipos de climatización	Fugas de fluido refrigerantes	Recargas de fluido					X	X
Emisiones fugitivas	Equipos de extinción de incendios por gases	Uso en emergencias	Recargas de fluido					X	X
Emisiones fugitivas	Aislamiento en subestaciones eléctricas	Fugas de fluido aislante	Recargas de fluido				X		

Fuente: Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones.

Para calcular la huella de carbono de acuerdo a la metodología seleccionada se da a partir de un dato de la actividad que produce la emisión. Esto es para las fuentes de emisiones en la que existe emisiones de proceso y de transformación química.

$$\text{Emisiones de GEIs} = \text{Dato de actividad} \times \text{factor de emisión} \quad \text{Ec } 3$$

Siendo:

- Dato de Actividad: Esta es una medida cuantitativa de la actividad que produce una emisión. En el caso de combustiones en fuentes fijas, se suele expresar en unidades de energía (TJ) y se calcula como el producto del consumo de combustible (en masa o volumen) y del Poder Calorífico Inferior (PCI). Es importante destacar que es necesario utilizar el PCI y no el Poder Calorífico Superior (PCS), ya que los factores de emisión que son por unidad de energía son en base al PCI. En el caso de fuentes de combustión móviles, si no se dispone del consumo de combustible para operar de forma similar a lo descrito en fuentes fijas, se pueden utilizar datos de actividad relativos a distancia recorrida (km). En el caso de emisiones de proceso, el dato de actividad será un dato representativo del proceso como la producción (masa o volumen) o el consumo de una determinada materia prima (masa o volumen). En el caso de la electricidad, el dato de la actividad será el consumo eléctrico de la instalación (expresado en kWh).
- Factor de Emisión: normalmente viene expresado en toneladas de GEI /unidad (dependiendo la unidad de las unidades del dato de actividad). El factor de emisión depende del tipo y características del proceso de transformación química y tipo de combustible.

7. Desarrollo de la Metodología Seleccionada

Análisis de la huella de carbono para la perforación, terminación y completamiento en yacimientos convencionales

7.1 Definición de los Límites.

7.1.1 Límites Organizacionales

En esta investigación, se ha determinado la evolución de la huella de carbono en el Valle Medio del Magdalena (VMM), donde se encuentra el campo Yariguí-Cantagallo, donde se encuentra en los límites del departamento de Santander y de Bolívar, a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. Aquí se realizó un pozo tipo con sus propiedades para facilitar el alcance. La cuantificación de las emisiones de GEI se aborda desde el enfoque de control operacional, desde ese enfoque según la metodología de la normal ISO14064 y la guía de inventarios de GEI para el sector de petróleo y gas.

7.2 Pozo Tipo VMM

7.2.1 Propiedades del Yacimiento Tipo

Tabla 9.

Pozo Tipo

Datos del pozo	Estructural	Estructural
Angulo de	10 - 40°	10 - 40°
Buzamiento		
Edad Geológica	Terciario	U. Cretáceo

Datos del pozo	Estructural	Estructural
Ambiente de Depositación	La mayor parte de la sedimentación terciaria en la cuenca corresponde al dominio continental, involucrada por procesos fluviales.	La mayor parte de la cuenca corresponde al dominio marino, involucrada por procesos fluviales.
Litología	Areniscas	Lodolita (Shale)
Profundidad Promedio (pies)	8000 ft TVD	11000 ft TVD
Espesor total (promedio pies TVT)	1000-2000 ft	300ft
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	30 - 35%	0 %
Saturación de Aceite Residual (%)	23 - 30%	23 - 30%
Temperatura del Yacimiento (F)	138° F	285 ° F
Mecanismo primario de producción	Gas en Solución	Gas en Solución
Presión (Subsaturado) inicial	3250 psi	8350 psi

Datos del pozo	Estructural	Estructural
Porosidad	10 %	5.76 %
Permeabilidad	0.3 md	1 – 800 md
OOIP	1100 MBls	1100 MBls
FR	14%	-

Fuente: Autores

Tabla10.

Propiedades del Fluido Tipo

	Crudo	Aceite Negro
Gravedad del crudo		19 - 21° API
Viscosidad promedio		12 p a condiciones de yacimiento

Fuente: Autores

7.2.2 Límites Operativos

En los límites Operativos en esta investigación, se definen las fuentes de emisiones/sumideros de GEI, que se incluyen en el inventario. Como ya está establecido a continuación se especificará el alcance número 1 que es concerniente a esta investigación.

Emisiones directas (alcance 1): Estas son todas las fuentes de emisiones directas de GEI generadas por la empresa que pueden ser propias o controlados, como las emisiones de combustión ya sea de fuentes móviles, estacionarias y fugitivas. Ahora enfocando este alcance en la industria petrolera es necesario decir que las empresas por lo general utilizan contratos de servicios como el del tratamiento de aguas residuales industriales o domésticas, transporte, tratamiento de lodos, operaciones de equipos de perforación, entre otros; Y en cuanto a la exclusividad estas empresas encargadas en las etapas perforación, terminación y completamiento de acuerdo a la investigación.

7.3 Perforación Yacimiento Convencional Vs Yacimiento no Convencional

Antes de identificar las fuentes se debe decir cuáles son las diferencias en los yacimientos convencionales y no convencionales en el área de perforación se encuentran dos diferencias importantes como primero se tiene la profundidad ya que en no convencional se necesita una profundidad mayor para poder perforar y esto conlleva a la segunda diferencia que es generación consumo de combustible.

7.3.1 Identificación de las Fuentes de Emisión de GEI

Para continuar con el desarrollo de esta investigación es necesario identificar las fuentes de emisión en las etapas de perforación, terminación y completamiento. De acuerdo a la guía metodología se debe identificar tres fuentes de emisión que se detallarán a continuación:

- Fuente de emisión de combustión estacionaria: Son todas las emisiones consecuencias a la de combustión de combustibles como los motores estacionarios, calderas, quemadores, entre otros.
- Fuente de emisiones de combustible móviles: Son las emisiones que contienen la combustión de combustibles de maquinaria terrestre y aéreas.
- Fuentes de emisiones de fugitiva: se hablará estas emisiones como emisiones no premeditadas, ya que se generan a partir de fugas en equipos como válvulas, juntas y selladuras, pero de acuerdo al pozo tipo esta es un caso ideal que cuenta con todas las medidas de control y monitoreo constante para que no ocurra estos accidentes.

Tabla 11.*Fuentes de Emisión de GEI Atribuidas a las Etapas de Investigación*

Fuentes de emisión de GEI atribuidas a estas etapas		
Equipos	Tipo de alcance	Tipo de fuente
Generador eléctrico	Alcance 1	Estacionaria
Bombas	Alcance 1	Estacionaria
Motores	Alcance 1	Estacionaria
Camión	Alcance 1	Móvil/Fugitiva
Bombas de sistema contraincendios	Alcance 1	Estacionaria
Motosierra	Alcance 1	Estacionaria
Retroexcavadora	Alcance 1	Móvil/Fugitiva
Aplanadora	Alcance 1	Móvil/fugitiva

Fuente: Autores

7.4 Cuantificación de las Emisiones Directas de GEI

Para calcular estas emisiones se ha seguido con la guía metodología ISO 14064 y las directrices del IPCC 2006, se investigaron los datos de consumo de las fuentes emisoras directas incluyendo las fuentes estacionarias y móviles, se debe considerar una perspectiva de 100 años para la estimación de la categoría de impacto de calentamiento global, la cual es calculada con la huella de carbono y esta se obtiene en CO₂ equivalente factores de potencia de Calentamiento Global.

Tabla 12.*Factores de Potencia de Calentamiento Global*

Nombre industrial	Formula química	Potencial de Calentamiento Global para 100 años
Dióxido de carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Óxido Nitroso	N ₂ O	265
HFC-23	CHF ₃	14800
PFC-14	CF ₄	7390
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	22800

Fuente: IPCC 2006

El cálculo de las emisiones directas de GEI para fuentes estacionarias se realizan multiplicando el factor de emisión correspondiente por el consumo de combustible, los gases de efecto invernadero en la combustión estacionaria son: CO₂, CH₄ Y N₂O.

La siguiente ecuación es para el cálculo por tipo de gases de efecto invernadero.

$$\text{Emisiones GEI} = \text{Consumo combustible} * \text{Factor de emisión GEI, combustible} * \text{P. calentamiento}$$

Ecuación#: por uso de combustible

Dónde:

- Emisiones GEI = emisiones de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg GEI).

- Consumo combustible = cantidad de combustible quemado, TJ o galones / año.

- Factor de emisión GEI, combustible = factor de emisión de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible, kg GEI/TJ o kg GEI/galones.

- Potencial de calentamiento: para el caso del CO₂ se utilizó el valor de 1; CH₄ el valor de 25 y para N₂O el valor de 265

En el cálculo de las emisiones totales por GEI, se suman las ecuaciones calculadas en la ecuación anterior para todos los combustibles.

$$Emisiones\ GEI = \sum_{combustible} Emisiones\ GEI, combustible \quad Ec \quad 4$$

Cálculo de Emisiones Totales.

Para diferentes combustibles fósiles el país colombiano cuenta con sus propios factores de emisiones de CO₂, estos datos han sido públicos mediante la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) a través del SIMEC en el módulo llamado sistema de información Ambiental Minero Energético.

A continuación, se mostrará los factores de emisión de CO₂ para Colombia, así como los factores de emisión de CH₄ y N₂O conseguidos por el IPCC.

Tabla 13.

Factores de Emisión Utilizados para Combustión Estacionaria

Combustibles	Unidades	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Poder calorífico	Densidad
		(FECOC)1	(FECOC)1,2	(FECOC)1,2	MJ/kg	Kg/l
ACPM Diésel	Kg/TJ	74831.8	3	0.6	44.9	0.86
Gasolina	Kg/TJ	66778.4	1	0.6	43.2	0.74
Petróleo crudo	Kg/TJ	77841.7	3	0.6	43.0	0.94

Fuente: 1. UPME. 2003. Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos (FECOC). 2. IPCC 2006. Cuadro 2.5. Cap.2 Vol. 2.

Las emisiones estimadas de la combustión móvil procedentes del transporte terrestre pueden basarse en dos conjuntos de datos independientes por combustible consumido y los kilómetros recorridos.

De acuerdo a la IPCC se calcula las emisiones de CO₂ sobre la base de la cantidad y el tipo de combustible quemado, para el caso el factor de emisión se ha realizado con los factores específicos en Colombia como en la tabla anterior.

Tabla 14.

Factores de Emisión usados para Combustión Móvil

Tipo de vehículo	Especificaciones	CO2	CH4	N2O
		(ton/galón)1	(kg/galón)2	(kg/galón)
Vehículos a Gasolina				
Motos	Sin control de emisiones	0.008104	0.004495	0.000435
Vehículos de transporte de peso ligero	Año 1987-1993	0.008104	0.001317	0.001677
	Año 2005 al presente	0.008104	0.000254	0.000164
Vehículos de Diésel				
Bus		0.010961	0.000019	0.000018
Vehículos de transporte de peso pesado/ Camiones rígidos	Año 1960 al presente	0.010961	0.000045	0.000042
Maquinaria agrícola	Vehículos fuera de carretera	0.010961	0.001440	0.000260

Fuente: 1 UPME. Ministerio de Minas y Energía. 2003. Valor calculado. 2 World Resources Institute.2008.

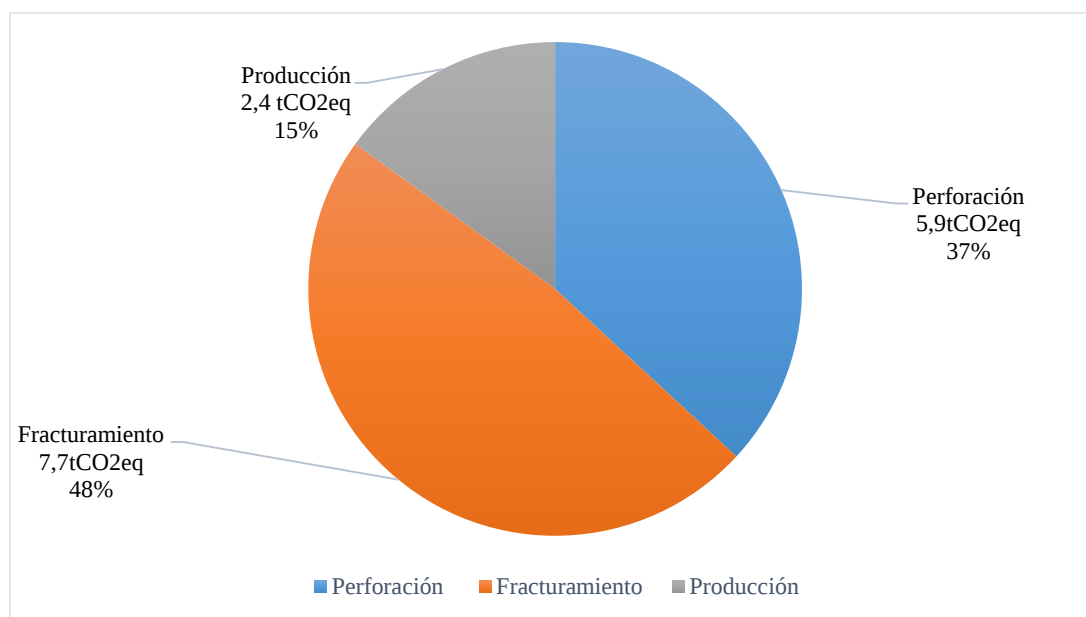
7.5 Cálculo de la Huella de Carbono

7.5.1 Distribución de Emisiones en la Etapa de Perforación, Completamiento y Producción

Después de cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero, se continuó con la sumatoria de cada una de la fuente de emisión y se llegó al total de las emisiones en las actividades de perforación, completamiento y producción en un pozo tipo, en la siguiente gráfica se presentará el resumen de las emisiones de GEI.

Figura 9.

Distribución de las Emisiones



Fuente autores

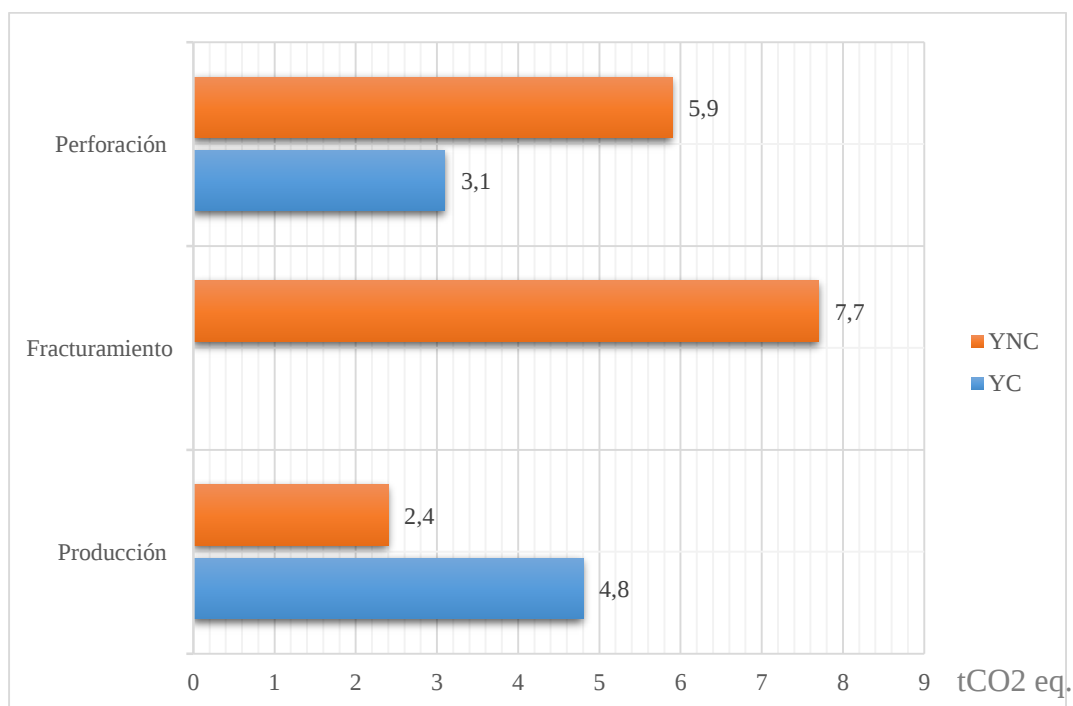
Los fluidos utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico son diseñados no solo para crear la fractura sino también para transportar el material propante que permite mantener la fractura abierta y permitir el paso del hidrocarburo alojado en la formación. Estos fluidos tienen una base acuosa que representa el 90% del volumen total. Según un estudio a los fluidos de fracturamiento hidráulico realizado por la Agencia de protección ambiental de los Estados Unidos de América (EPA por sus siglas en inglés) entre enero de 2011 y febrero de 2013, “el 97% de los

pozos donde se aplicó la técnica de fracturamiento hidráulico se utilizaron fluidos base agua, el 3% restante utilizaron gases, hidrocarburos líquidos una mezcla de ellos”. (Agency, 2016)

En la fracturación en cuanto a las emisiones según la agencia de protección ambiental, la fuente de los factores de emisión (EPA 2014) se obtienen en cuanto a la combustión por generador diésel y se produce 7,728 tCo₂eq.

7.5.2 Cálculo de la Huella de Carbono en la etapa de Perforación, Completamiento y Producción.

Figura 10. Cálculo de la Huella de Carbono para YC y YNC



En la etapa de perforación generador eléctrico se desgregó de las fuentes estacionarios, ya que este tiene una mayor participación en comparación a los otros equipos estacionarios, como, motores, incinerador y motosierra; donde el tipo de combustible calculado en este fue diésel con un consumo aproximado de 7813 y 15626 kg en YC y YNC respectivamente. El fracturamiento solo se tiene encuentra en YNC, por esta razón es la ausencia de la barra azul (YC) en la gráfica

anterior. Con anterioridad se pudo identificar en la gráfica que la etapa de producción en cuanto generación de emisión es el que menor emite, se agregaron datos de producción y procesamiento del estudio alemán (Fritsche, Herling 2012) para permitir comparación, en el estudio realizado por la Universidad de los Andes en donde se extrapolan las emisiones de CO₂ en Colombia al año 2040 con base en información otorgada por la UPME una de las conclusiones a las cuales se llegó es que con el paso de los años la cantidad de emisiones de CO₂ irá aumentando.

Normalmente en la parte de exploración, la presión es suficiente para poder elevar los fluidos hasta la superficie a través de las tuberías de producción, pero durante la explotación los pozos empiezan a declinar su producción debido a la pérdida de presión en el yacimiento. La producción de petróleo convencional implica la perforación, establecimiento de la cabeza del pozo y construcción de oleoductos para llevar el petróleo a las refinerías. En etapas posteriores, a medida que el pozo se agota, se utiliza la recuperación secundaria con bombeo, o inyección de agua o CO₂, para extraer el petróleo y para proporcionarle energía al pozo para elevar los fluidos hasta la superficie, se utilizan los sistemas artificiales de producción. Las técnicas de recuperación mejorada se suman a los costos de energía de la producción de petróleo crudo convencional. Las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la producción de petróleo crudo convencional son CO₂ relacionado con la combustión de la construcción y operación. Las emisiones de metano de las operaciones de campo incluyen venteo, tanques de almacenamiento de petróleo, entre otros. (IPCC, 2006; EPA, 2011). El gas natural en lugares remotos a menudo se elimina quemándolo (Martinez-Palou et al, 2011).

En las primeras etapas de producción los pozos logran fluir sin la necesidad de intervenirlos, logran desplazar los fluidos con la presión del yacimiento. Conforme se van extrayendo los hidrocarburos del yacimiento, las presiones decremantan obteniendo una reducción

en los gastos o incluso impidiendo la producción. En el caso de los yacimientos no convencionales estas condiciones se presentan en menor tiempo que en los yacimientos convencionales, teniendo que intervenir el pozo con la ayuda de los métodos de recuperación o implementando los sistemas artificiales de producción. Los sistemas artificiales de producción pueden llegar a ser una solución práctica para los yacimientos no convencionales mientras se utilice el sistema adecuado. Cada sistema se ha desarrollado para ser utilizado bajo distintas condiciones de producción y a pesar de que los sistemas artificiales se han desarrollado para los yacimientos convencionales, también pueden ser propuestos para los que son no convencionales.

En el caso del crudo convencional, el producto que sale del pozo necesita pocas modificaciones antes de entrar al oleoducto. Sin embargo, este no es el caso con el petróleo no convencional. Cualquier tecnología existente para la conversión de combustibles fósiles no convencionales a hidrocarburo líquido adecuado para refinar, ya que el petróleo convencional conlleva cargas ambientales significativas. El recurso no convencional debe extraerse, separarse de la roca madre y, dependiendo de la composición, mejorarse antes de enviarse a una refinería. Todo esto requiere energía, agua y materias primas para la mejora.

El alcance que los sistemas artificiales pueden llegar a tener en los yacimientos no convencionales puede ser altísimo, debido a que los métodos de inyección encontrarán muchas dificultades ocasionadas principalmente por la permeabilidad de las lutitas, mientras que los sistemas artificiales son implementados a través del pozo y se complementarían los trabajos de perforación y fracturamiento, logrando incluso aumentar la producción.

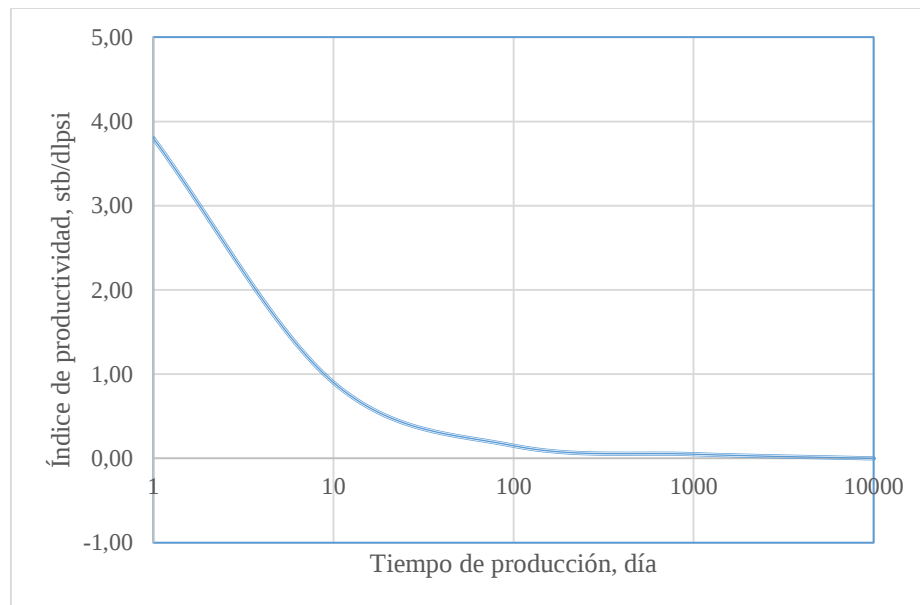
Los sistemas artificiales utilizados en los yacimientos convencionales pueden ser implementados en los yacimientos no convencionales, en específico para este caso, los yacimientos de shale. El comportamiento será muy distinto en estos yacimientos, pero el

funcionamiento de los sistemas artificiales será el mismo, logrando aplicar los sistemas bajo condiciones distintas.

Una de las principales e importantes características de los yacimientos de shale son las altas declinaciones que se presentan en las primeras etapas de explotación de los pozos. Esto se debe a que las fracturas serán las primeras en aportar obteniendo altos gastos de producción y en poco tiempo los gastos se verán reducidos, puesto que las fracturas dejarán de aportar y será únicamente el flujo dentro de la matriz el que sea producido. La siguiente figura muestra un ejemplo del comportamiento de las altas declinaciones

Figura 11.

Producción vs Tiempo de los Yacimientos de Shale



Fuente: Modificado de Khan, 2014

Entre las características que se deben tener en cuenta se destacan las profundidades en las que se estará trabajando, las cuales se pueden encontrar más allá de los 2000 metros y que se trabaje en condiciones de alta temperatura.

La característica que cobra importancia desde el punto de vista económico es la perforación de numerosos pozos (usualmente un número mayor a 1000 pozos) lo cual hace que se busquen soluciones teniendo en cuenta el desarrollo de cada uno de los pozos provocada por la heterogeneidad que se puede encontrar en los yacimientos de shale.

La emisión producida a través de la producción de petróleo convencional se muestra en la Tabla 15, a continuación. Los valores del crudo convencional incluyen las emisiones de recuperación, y excluyen el petróleo de Angola y Nigeria.

Los gases de efecto invernadero considerados son productos relacionados con la combustión y no combustión, CO₂, CH₄ y N₂O, y se reportan en total como equivalentes de CO₂ (CO₂eq), con base en el GWP de cada gas (IPCC, 2007). Los valores están tomados de la revisión de Charpentier. et al (2009) y Stratton et al (2010).

Tabla 15.

Etapas de Producción TC02eq

Etapas de producción	TCO2 eq
Yacimiento convencional	4.5 – 9.6 (Charpentier et al, 2009)

Los estudios de la UE realizados por AEA (2012) consisten en una compilación de datos de emisiones de otros estudios, principalmente de EE. UU., y desarrollan una serie de escenarios para reflejar parámetros clave que influyen en las emisiones de GEI de los yacimientos no convencionales, estos estudios consideran la preparación del sitio en términos de limpieza del terreno, construcción y materiales auxiliares, perforación vertical y horizontal, producción uso del agua y tratamiento de aguas residuales.

Los estudios de la UE brindan estimaciones para la producción y el procesamiento de gas natural convencional en varios países (Noruega (NO), Rusia (RU), Reino Unido (UK), Países Bajos(NL)), sin proporcionar datos específicos para los no convencionales. Para permitir una

comparación, se agregaron datos del estudio alemán (Fritsche, Herling 2012) en la investigación se determinó que para la etapa de producción se genere 2.4 tCO₂eq. Los estudios de la UE no consideran las fugas de gas durante el almacenamiento y la distribución.

8. Cálculo de la Huella Hídrica

8.1 Yacimiento Convencional

En el proceso del cálculo de la huella hídrica se basó en el informe de desempeño ambiental 2016 – 2019 hecho por la ACP, Asociación Colombiana del Petróleo, y en el estudio nacional del agua 2018, ENA 2018, donde se trabaja con indicadores de captación de agua y generación de vertimientos, entre las fechas en las que se realizaron dichos estudios.

En la siguiente tabla se tiene los indicadores que se obtuvieron durante los estudios desde el 2016 – 2019.

Tabla 16.*Indicadores Yacimiento Convencional. Obtenida del ACP 2016 - 2019*

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos de desarrollo 2019	Total	Unidad	Indicador		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m3/1000 ft perforados	16,88	816	109240,68	m3	8,34	11,48	6,63
Captación de agua uso doméstico		4,43		28695,24		6,92	8,55	7,83
Vertimientos industriales		5,69		36826,06		1,57	N/R	0,31
Vertimientos domésticos		2,5		16157,36		0,69	2,18	0,96
Residuos Sólidos no peligrosos		85,6		554095,23	t	47,51	45,8	72
Residuos peligrosos		0,47		3038,42		0,03	0,22	0,01

A continuación, se hizo un promedio de los indicadores, donde se tienen en cuenta los años de estudio del informe. Teniendo como base el pozo tipo del VMM que tiene 8000 pies de profundidad perforada.

Tabla 17.*Promedios de los Indicadores*

Indicador	Promedio de los indicadores	Total con 8000ft perforados (m3)	Total con 8000ft perforados (Bls)
Captación de agua uso industrial	10,8325	86,66	545,074068
Captación de agua uso doméstico	74,52625	596,21	3750,04166
Vertimientos industriales	448,214855	3585,71884	22553,4543
Vertimientos domésticos	1,5825	12,66	79,628868

Para obtener el resultado de la huella hídrica azul se necesita la diferencia entre la captación y los vertimientos totales.

El cálculo de la huella hídrica azul en yacimiento convencional es de 893,906376 Bls y de acuerdo a la conversión da como resultado 142,12 m3/año.

8.2 Yacimiento No Convencional

Con la tabla utilizada para el cálculo de yacimiento convencional, en la cual se tiene indicadores de pozos perforados en Colombia según la ACP, se hizo la operación en la parte de la perforación teniendo en cuenta tanto la profundidad como lo perforado horizontalmente.

En Colombia no se ha llevado a cabo un trabajo en yacimientos convencionales, se optó por hacer un pozo tipo tomando como referencias datos de operaciones realizadas en otros lugares del mundo, haciendo una semejanza con la prospectividad en la formación en la cuenca del Valle medio del Magdalena.

Se comienza con el cálculo de la huella hídrica azul en la perforación del pozo.

Tabla 18.*Indicadores Yacimientos No Convencionales*

Indicador	Promedio de los indicadores	Total con 11000ft perforados (m3)	Total con 11000ft perforados (Bls)	Total con 5000ft perforado horizontal(m3)	Total con 5000ft perforado horizontal(Bls)
Captación de agua uso industrial	10,8325	119,1575	749,476844	0	0
Captación de agua uso doméstico	6,9325	76,2575	479,644424	34,6625	218,020193
Vertimientos industriales	2,523333333	27,7566667	174,583882	0	0
Vertimientos domésticos	1,5825	17,4075	109,489694	7,9125	49,7680425

Con estos indicadores utilizados y teniendo en cuenta la perforación total (vertical y horizontal), se tiene como resultado:

Tabla 19.*Huella Hídrica en la Perforación en Yacimiento No Convencional*

Huella Hídrica azul	
230,0775	m3
1447,14146	Bls

Luego se realizará dos tipos de caso.

Tabla 20.*Caso A*

Caso A					
Tipo	Captación	Retorno		HHa	HHa Total
		%	Total		
1 (Captador 100%)	0	0	0	71	301
2 (Captador 50%) 27500 m3	13750	30	4125	9696	9926
		50	6875	6946	7176
		70	9625	4196	4426
3 (Captador 50%) 45000 m3	22500	30	6750	15821	16051
		50	11250	11321	11551
		70	15750	6821	7051

Casos

- A1 se utiliza totalmente el 100% de agua captada por el acuífero, ya que esta agua no es apta para el consumo humano, no tiene repercusión en la huella hídrica azul por ende esta es cero, sin embargo, se tiene en cuenta la perforación del pozo captador y el pozo en la cual se llevará la operación, dando como el resultado total más bajo de huella hídrica azul.

- A2 dentro de total de agua utilizada para llevar a cabo el fracturamiento, se tiene un mínimo, en la cual este hace parte de este escenario con 27500 m3 (11 piscinas olímpicas). En los retornos se tiene un mínimo de 30% y un máximo de 70%, donde los resultados están en la tabla 20.

- A3 en este escenario se utiliza el máximo de agua con 45000m3 (18 piscinas), igualmente se utilizaron los mismos retornos.

Tabla 21.

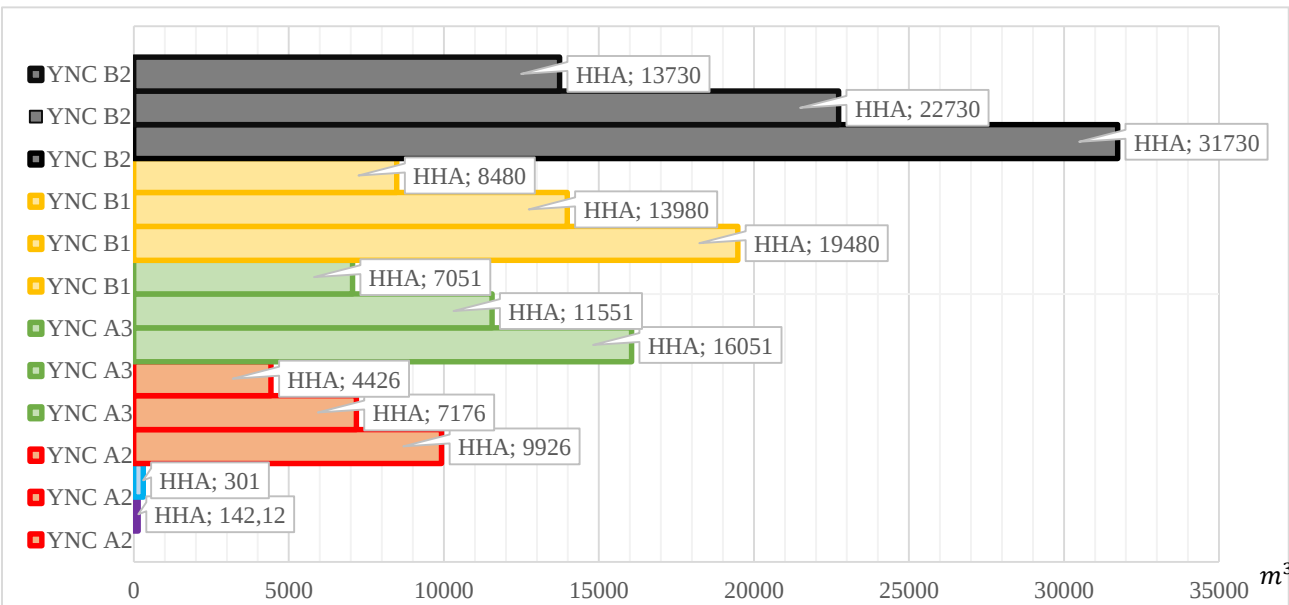
Caso B

Caso B					
Tipo	Captación	Retorno		HHA	HHA Total
		%	Total		
1	27500	30	8250	19250	19480
		50	13750	13750	13980
		70	19250	8250	8480
2	45000	30	13500	31500	31730
		50	22500	22500	22730
		70	31500	13500	13730

Caso B es un escenario sin un pozo captador, utilizando netamente agua dulce, donde se dividen en dos escenarios B1 y B2 donde es el mínimo y máximo respectivamente del agua utilizada en el proceso del fracturamiento hidráulico.

Figura 12.

Resultados de los Casos A y B



Fuente: Autores

En esta gráfica se evidencia todos los resultados de la huella hídrica azul donde se tiene escenarios desde pésimos a óptimos, comparándolo con el escenario óptimo que es el caso A1, se tiene el de la huella hídrica azul que aumenta en un 2.5 a comparación de esta en yacimientos convencionales. Por otro lado, en el escenario pésimo que es el caso B2 con un retorno de 30%, aumenta un 290 a comparación de la huella hídrica en yacimientos convencionales.

Las captaciones de agua para el uso de la industria petrolera actualmente en Colombia son de agua fresca, sin embargo, en los cálculos que se hicieron, dividiéndolos en casos, se tomaron en cuenta acciones a futuro incorporando nuevas alternativas, como lo son la captación de acuíferos profundos, ya que es agua no aprovechable. Como referencia se tienen pilares propuestos por Ecopetrol, Agua Neutralidad.

Se han definido las siguientes metas que permitirán alcanzar el objetivo del agua neutralidad (medidas frente al año base 2019):

Reducción del agua captada: -14% a 2022, -58% a 2030 y -66% a 2045.

Reutilización de aguas de producción 28,8% a 2022 y de aguas captadas 41,2% en 2022

Reducción de vertimientos a cuerpos superficiales: -66% a 2030 y -100% a 2045

Compensación de la captación de agua fresca remanente para lograr la meta de agua neutralidad a 2045. (Ecopetrol, 2022)

En el fracturamiento hidráulico se plantea unos escenarios en la cual se divide en caso A, que hace referencia si se utiliza un acuífero con agua no apta para el consumo humano con diferentes tipos de captación, A1 (100%), A2 (50% con un consumo de agua de 27500 m³, siendo este el mínimo) y A3 (50% con un consumo de agua de 45000 m³, siendo este el máximo), y retorno (30, 50 y 70 %); caso B, con agua totalmente apta para el consumo humano, que se dividen en B1 y B2 que sería, 27500 m³ (mínima captación de agua) y 45000 m³ (máxima captación de

agua) respectivamente, y sus diferentes tipos de retorno estos fueron tomados con retornos otras operaciones.

En la figura 12 se evidencia todos los resultados de la huella hídrica azul donde se tiene escenarios desde pésimos hasta óptimos, comparándolo con el escenario óptimo que es el caso A1, se tiene el de la huella hídrica azul que aumenta en un 2.5 a comparación de esta en yacimientos convencionales. Por otro lado, en el escenario pésimo que es el caso B2 con un retorno de 30%, aumenta un 290 a comparación de la huella hídrica en yacimientos convencionales.

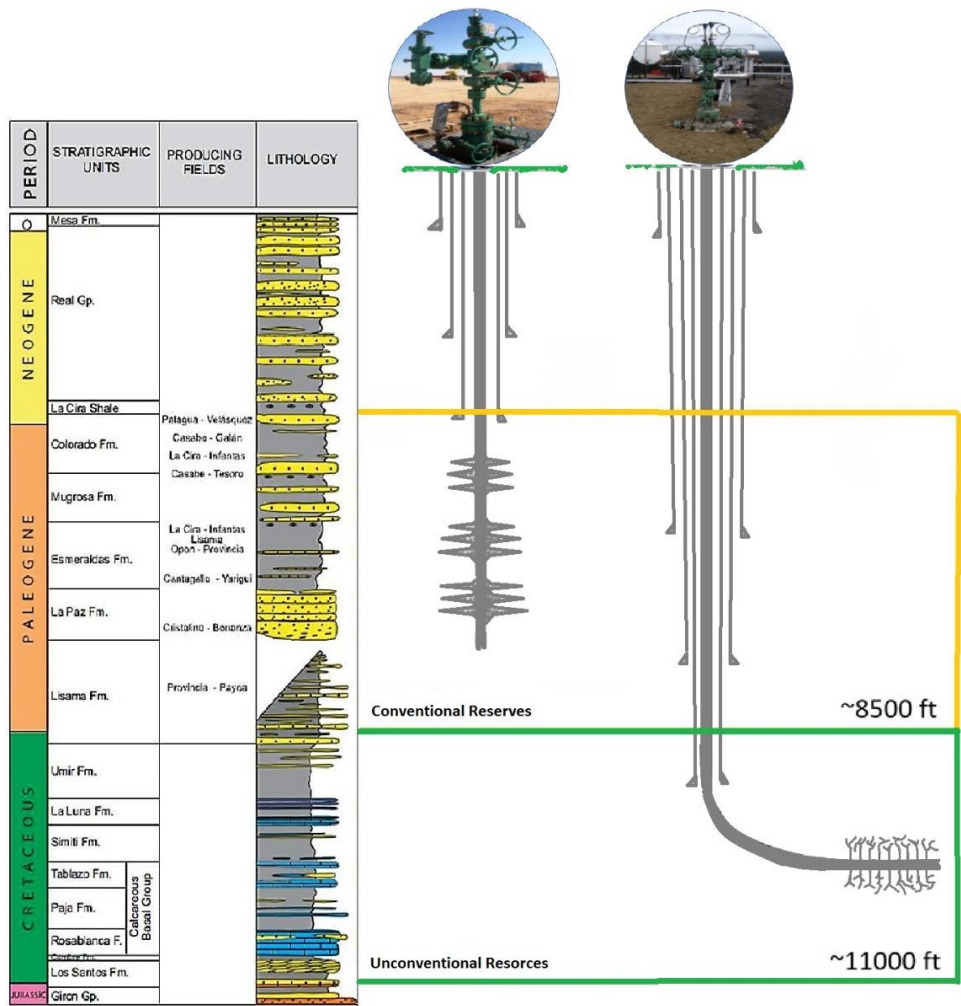
9. Análisis Comparativo

Al hablar de Yacimientos Convencionales y No Convencionales se genera ambigüedad en sus definiciones con el tiempo. Por una parte, se dice que el término No Convencionales fue propuesto por una compañía de servicios al incluir tecnologías en el proceso de completamiento que no eran “convencionalmente” empleadas en las terminaciones de los pozos convencionales. Sin embargo, si se analiza minuciosamente las tecnologías como los pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico multietapa han sido empleadas por décadas en la industria (pozos horizontales desde 1920 y fracturamiento hidráulico comercial desde 1950) por lo que no resulta una definición conveniente. Por otra parte el término No Convencionales también es relacionado con la producción específica de Yacimientos con baja o muy baja Permeabilidad, sin embargo, existen registros de producción mediante flujo natural de este tipo de yacimientos en Cuencas como Pensilvania con producción de Marcelous que data de 1930, o en Colombia el campo La Cira Infantas con pozos verticales que igualmente fluyeron de formaciones de muy baja permeabilidad de edad Cretácica, en ambos casos gracias a la presencia de Fracturas naturales.

Figura 13.

Esquema Representativo de la Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.

(Modificado)



A continuación de se hace una diferenciación de las características primarias de los yacimientos convencionales y no convencionales que son útiles para el análisis.

Tabla 22.*Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales*

Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales (roca generadora o rich organic sale mudstone)
Existencia de una roca reservorio o roca almacén porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca de baja o muy baja porosidad y permeabilidad conocida comúnmente como roca generadora por su riqueza en materia orgánica.
Acumulación relacionada a una trampa estructural o estratigráfica que evita su fuga.	No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos se alojan en la roca generadora.
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua.	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.
La estimulación hidráulica es una herramienta para el incremento de productividad, pero no es desarrollada en todos los pozos en la etapa de Completamiento.	El fracturamiento hidráulico multietapa es parte fundamental del completamiento.
Predominan los pozos verticales y desviados sobre los horizontales.	Los pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multietapa son la herramienta fundamental para maximizar la eficiencia.

Fuente: HUC AY & VIALLY R, 2011, New perspectives for fossil fuels: Hydrocarbons in unconventional settings, CNRS e-book.

Tabla 23.

Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales para diferenciar los Principales Aspectos Operativos.

Etapas	Yacimiento convencional	Yacimientos no convencionales (roca generadora o rich organic shale mudstone)
Perforación	La sísmica ayuda a encontrar las áreas a perforar. Se puede estimular con otros procesos (como: estimulación matricial) para mejorar la permeabilidad - Tienen varias etapas productivas (Primaria, secundaria y EOR).	La sísmica nos indica lo contrario (donde no perforar). El fracturamiento hidráulico es la técnica predilecta, inclusive en algunos casos se emplea el refracturamiento para mejorar la eficiencia. No hay fases productivas, pero si un esquema de desarrollo para reducir el riesgo técnico. La producción es proporcional a la eficiencia del fracturamiento. Existen importantes avances en materia de implementación de EOR.
Producción Mantenimiento	/ Debido a la producción de altos volúmenes de agua (corrosión) y arena (erosión / abrasión) conforme pasa el tiempo el pozo se tiene que intervenir. Igualmente para mantener la eficiencia del sistema de levantamiento artificial.	Después del fracturamiento no son comunes las intervenciones de remediación, reacondicionamiento o Workover. Se entiende que el tiempo medio entre fallas es menor debido a la menor o nula producción de agua (corrosión) y arena (erosión / abrasión).

Etapa	Yacimiento convencional	Yacimientos no convencionales (roca generadora o rich organic sale mudstone)
Producción	Presentan varios niveles de contacto de agua (ya sea petróleo/agua o gas/agua). El petróleo puede ser liviano, medio o pesado y puede venir con altos cortes de Agua lo que puede representar la generación de emulsiones y mayores requerimientos energéticos.	Hay muy poca o nula producción de agua. El petróleo comúnmente es liviano, y no es común la generación de emulsiones.

Fuente. Autores

9.1 Producción Calculada a 20 años

En los yacimientos convencionales se tiene que hacer mantenimiento en los pozos, ya que estos yacimientos producen arena, generando así abrasión y/o erosión, y con el objetivo de que no surjan fallas mecánicas recurren al mantenimiento de estos.

Por esto, y con base a la literatura se asume un índice de falla de 1.5 al año, lo que conlleva el uso 500 barriles de agua que equivale a un frac tank y se realiza el well services (Las actividades de servicio al pozo se realizan generalmente para mantener o mejorar la productividad del pozo, aunque en algunas aplicaciones con línea de acero y tubería flexible se efectúan para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento, Schlumberger Glossary.)

Los yacimientos convencionales son multicapas, tienen diferentes formaciones, como es el caso en la cuenca del VMM que hay producción en la formación Colorado, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz, entre otras. Entonces es necesario abrir y cerrar intervalos, hacer workovers (Las operaciones de reacondicionamiento son trabajos de aislamiento con cementación, cañoneo y estimulaciones orgánicas y ácidas).

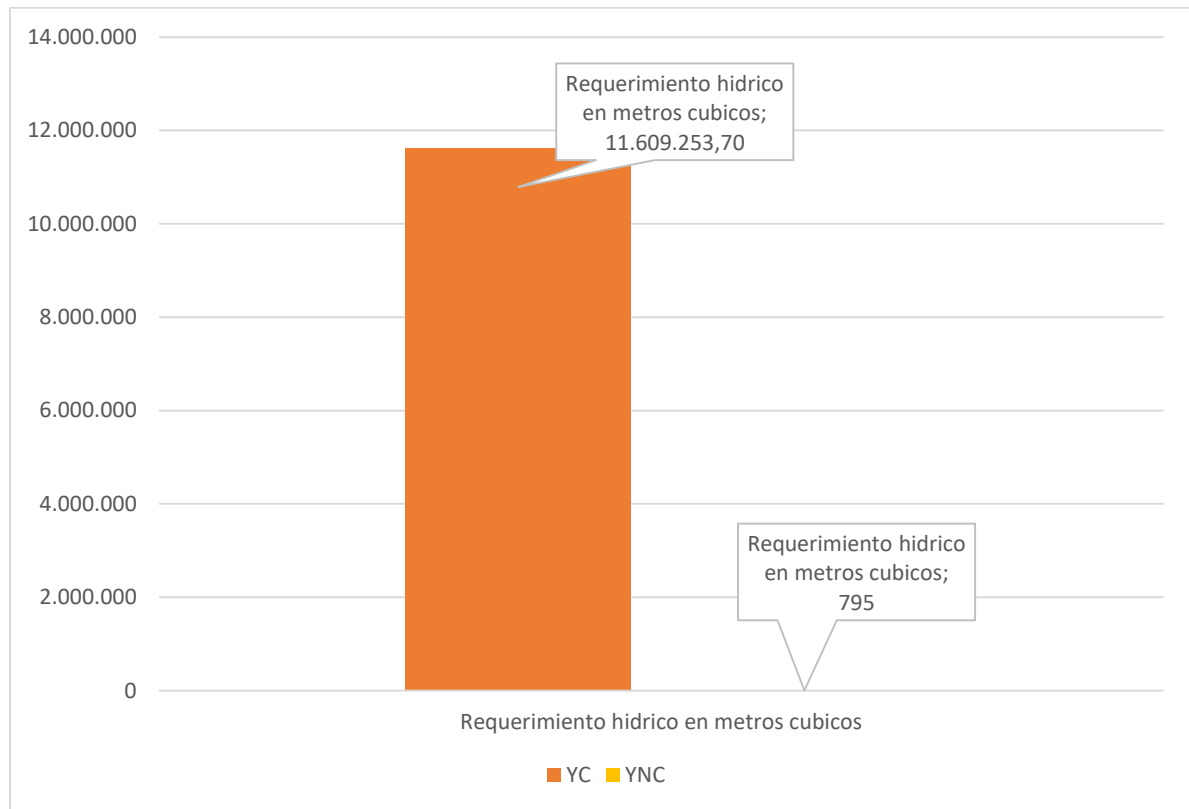
La frecuencia que se estima para el cálculo académico es de un trabajo de workover cada 4 años, donde se requiere dos fractank de agua por cada trabajo de workover.

El crudo del VMM que es de composición asfáltica normalmente presenta altas concentraciones de sal, las cuales se requieren retirar con procesos de lavado y este se ejecuta con agua fresca, entonces, utilizando un factor académico que por cada barril de crudo que se produce se requiere utilizar 0.5 barriles de agua fresca, para llevar a cabo proceso del lavado del crudo. Se estima que la producción de petróleo es de 20000 Bls/día teniendo en cuenta efectos de declinación.

En los yacimientos no convencionales el mantenimiento de pozo va a ser mínimo, esto se debe a que este no produce arena, lo que no genera los fenómenos de abrasión, sin embargo, al este ser más profundo puede haber unos efectos de falla por inconvenientes mecánicos. Donde se asume un índice de falla de 0.5 al año.

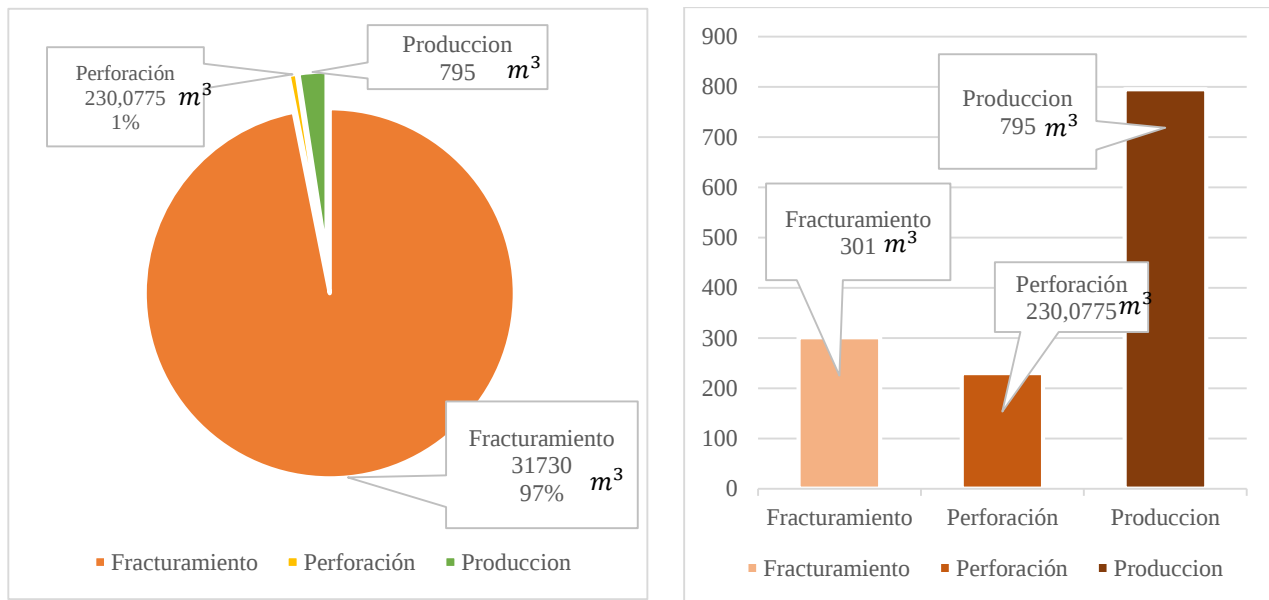
Los trabajos de Workover en el yacimiento no convencional no se hacen, ya que no se aísla nada, dentro de este se puede hacer un refracturamiento, pero no se va a tener en cuenta en los cálculos ya que es algo que se practica muy esporádicamente.

Se esperaría un tipo de crudo más limpio en el yacimiento no convencional con un corte de agua inferior, asumiendo que muchos de estos no producen agua en su mayoría, lo que nos dice que potencialmente no se requiera un proceso de desalado.

Figura 14.*Requerimiento Hídrico*

Fuente. Autores

En la producción estimada a 20 años se tiene una diferencia un muy grande entre yacimiento convencional y no convencional ya que el uno requiere más procesos para entregarlo en unas condiciones específicas para la venta, como se mencionó anteriormente, llegando a requereir mucho más agua que lo que se requiere en un yacimiento no convencional.

Figura 15.*Produccion a 20 años*

Fuente. Autores

Como producción a 20 años en operación de un yacimiento no convencional se tiene un escenario pésimo para la huella hídrica azul que es cuando se utiliza el 100% de agua fresca para el fracturamiento, que se puede observar la distribución en la grafica de la izquierda. Por otro lado teniendo en cuenta las técnicas de mejora, en pro de la mitigación de la huella hídrica, con acciones que se vienen presentando actualmente en el mundo y que son objetivos a alcanzar en el país, se tomó como referencia para este caso óptimo para la huella hídrica, el 100 % de captación de agua neutralizada (ya sea acuíferos profundos o reutilización de agua de producción) solamente para la operación del fracturamiento, donde se puede evidenciar para este proyectos la huella hídrica azul en la gráfica de la derecha.

9.2 Curva Tipo

9.2.1 Curva tipo de Yacimiento Convencionales vs Yacimientos no Convencionales

Para realizar la curva tipo en esta investigación se recurrió al trabajo de Ecopetrol con la herramienta Lens en Wood Mackenzie, donde es posible obtener información histórica de los pozos perforados en la región del Lower 48 en Estados Unidos, se consultaron los datos del 2019, el cual al realizar el filtro se redujo la información a unos 7,000 pozos a los cuales se le puede realizar el análisis de la curva tipo y esto debido a que el 10% aproximadamente son pozos horizontales y de ellos los que son productores en los últimos 5 años de hidrocarburos perforados y menos de la mitad cuentan con suficiente información histórica.

La metodología propuesta para el análisis de curvas tipo empleada por Ecopetrol, consideró los pasos que se enuncian a continuación:

- Se normalizaron todas las curvas de producción a tiempo cero para cada tipo de hidrocarburo
- Se comparan pozos que tengan en común ciertas características como longitud horizontal y número de fracturas hidráulicas para ser consistentes
- Se asume un valor inicial del factor “b” para el grupo de pozos filtrados o se toma de un análisis realizado previamente a los pozos
- Se calcula el factor “Di” para cada uno de los pozos filtrados, de modo que ajuste lo mejor posible el EUR histórico con el EUR calculado
- Se determina la ecuación de declinación para cada perfil con los factores “b” y “Di” calculados.
- Se determina el promedio de cada uno de los parámetros de declinación de las curvas filtradas.

- Se define una curva tipo para el OIL, para el GAS y el OIL equivalente del filtro realizado.

En yacimientos no convencionales es importante tener en cuenta que la tendencia de declinación es fuerte al comienzo (hiperbólica con un factor “b” superior a 1) y más adelante entre el año 5 y 10 cambia su tendencia de declinación a una declinación exponencial (b=0), esto debido principalmente al múltiple fracturamiento hidráulico, donde la producción inicial proviene de la zona fracturada y posteriormente viene el aporte de la matriz hacia las fracturas. Al respecto existe literatura acerca de métodos que simulan esta tendencia a partir de Curvas de declinación formalizadas por Arps y como convertirlas a un Arps modificado.

Las ecuaciones de declinación Arps son las siguientes:

$$Q(t) = Q_o * \exp(-D_i * t) \quad (b = 0) \quad \text{Ec } 5$$

$$Q(t) = Q_o * (1 + b * D_i * t)^{(-\frac{1}{b})} \quad (b > 0) \quad \text{Ec } 6$$

Donde:

t (meses) = Periodo en el cual se evaluará el caudal

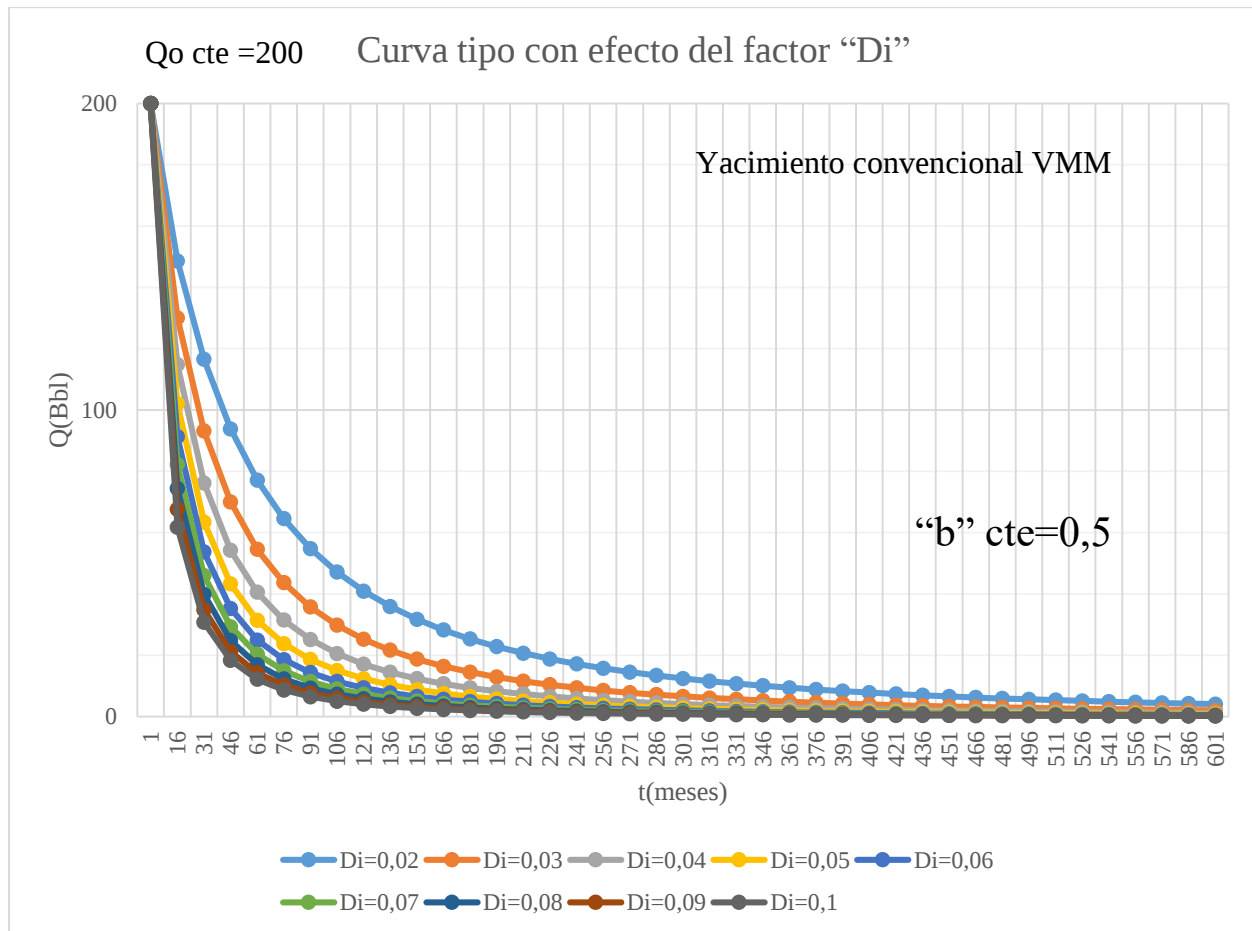
Q(t) (boed) = Barriles de crudo equivalente por día calculados al tiempo “t”

Qo (boed) = Producción inicial esperada del pozo

b (adim.) = Factor que determina la forma de la curva

Di (adim.) = Tasa de declinación inicial estimada para el periodo.

A continuación, se realizar la proyección de curva tipo con efecto del factor “Di”.

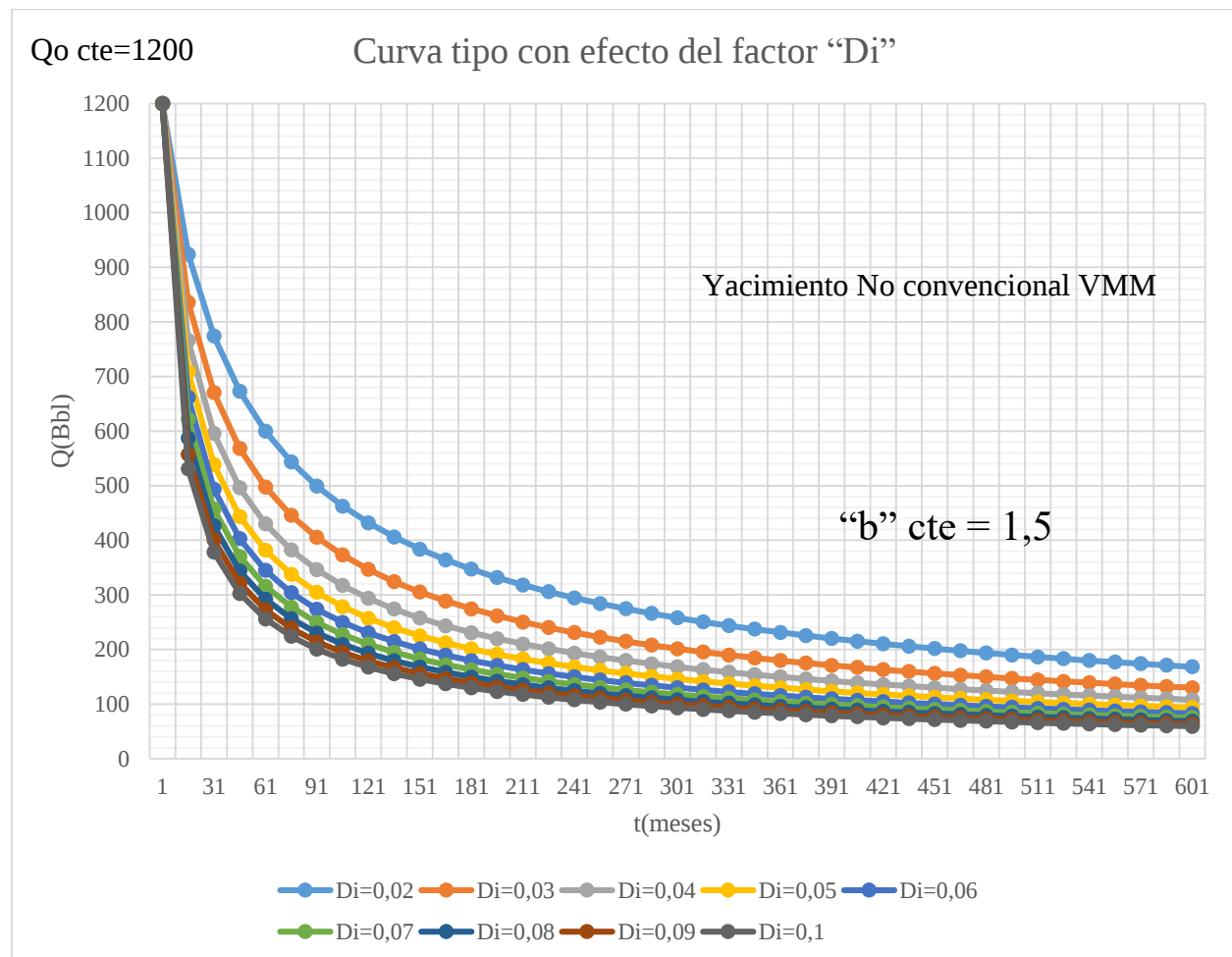
Figura 16.*YC Proyección de Curva Tipo con Efecto del Factor “Di”.*

Fuente: Autores

En la parte de proyección de la declinación el efecto del factor “Di” es significativo en cualquier tipo de yacimiento y este no solo dependerá de las condiciones operativas de extracción sino también en las condiciones asociadas al yacimiento. Se puede observar en las gráficas del efecto del factor “Di” que cuando “b” es constante, el factor “Di” es más alto y la curva no es óptima tendiendo a valores bajos de manera temprana y que independiente si es en un yacimiento convencional o en yacimiento no convencional, la dispersión se acentúa con el factor “Di”.

Figura 17.

YNC Proyección de Curva tipo con Efecto del Factor “Di”.



Fuente: Autores

A pesar de lo anterior, el mantener un factor "b" superior a 1 en la proyección hace que la estimación sea muy optimista, debido a que este factor depende de las condiciones del yacimiento, esta variable debe ser definida con información de pozos que presenten una historia de producción mayor o mediante análisis especiales.

10. Tecnologías de Mínimo Impacto para el Uso del Agua y la Gestión de Emisiones

Existe el programa STAR de gas natural de la EPA y el Programa Methane Challenge, donde buscan alentar a las compañías de petróleo y gas natural a adoptar tecnologías y prácticas rentables que mejoren la eficiencia operativa y reduzcan las emisiones de metano. En la gestión de emisiones se tienen las medidas de mitigación con su respectiva fuente como se ven siguiente tabla.

Tabla 24.

Medidas de Mitigación

Fuentes	Medida de mitigación
Tanques de crudo/condensado sin dispositivos de control	Unidades recuperacas de vapor
Descarga de líquidos - pozos sin sistemas de elevadores de émbolo	Bombeo a gas y quemadores portátiles
Dispositivos neumáticos de alta purga	Reemplazar por dispositivos de baja purga o instrumentos de aire
Dispositivos neumáticos de purga intermitente	Reemplazar por sistemas de instrumentos de aire
Bombas de inyección de químicos	Bombas eléctricas solares
Bombas Kimray	Bombas eléctricas
Venteo de ductos (mantenimiento de rutina/descomposturas)	Bombeo de los ductos
Compresores centrífugos (sellos húmedos)	Captura de gas de sellos húmedos y modernización a sellos secos

Fuentes	Medida de mitigación
Venteo de las estaciones de transmisión	Captura de gas y ruteo del sistema de combustible o corriente de gas de baja presión
Venteo de "gas varado" en los pozos de petróleo	Quemadores
Sistemas de empaque el vástago de los compresores reciprocantes	Reemplazo de empaques del vástago
Emisiones fugitivas de los compresores reciprocantes	Detección y reparación de fugas
Emisiones fugitivas de las estaciones de compresión	
Emisiones fugitivas de los pozos	
Emisiones fugitivas de las estaciones de recolección	
Emisiones fugitivas en las instalaciones de los distribuidores locales	

Fuente. Autores

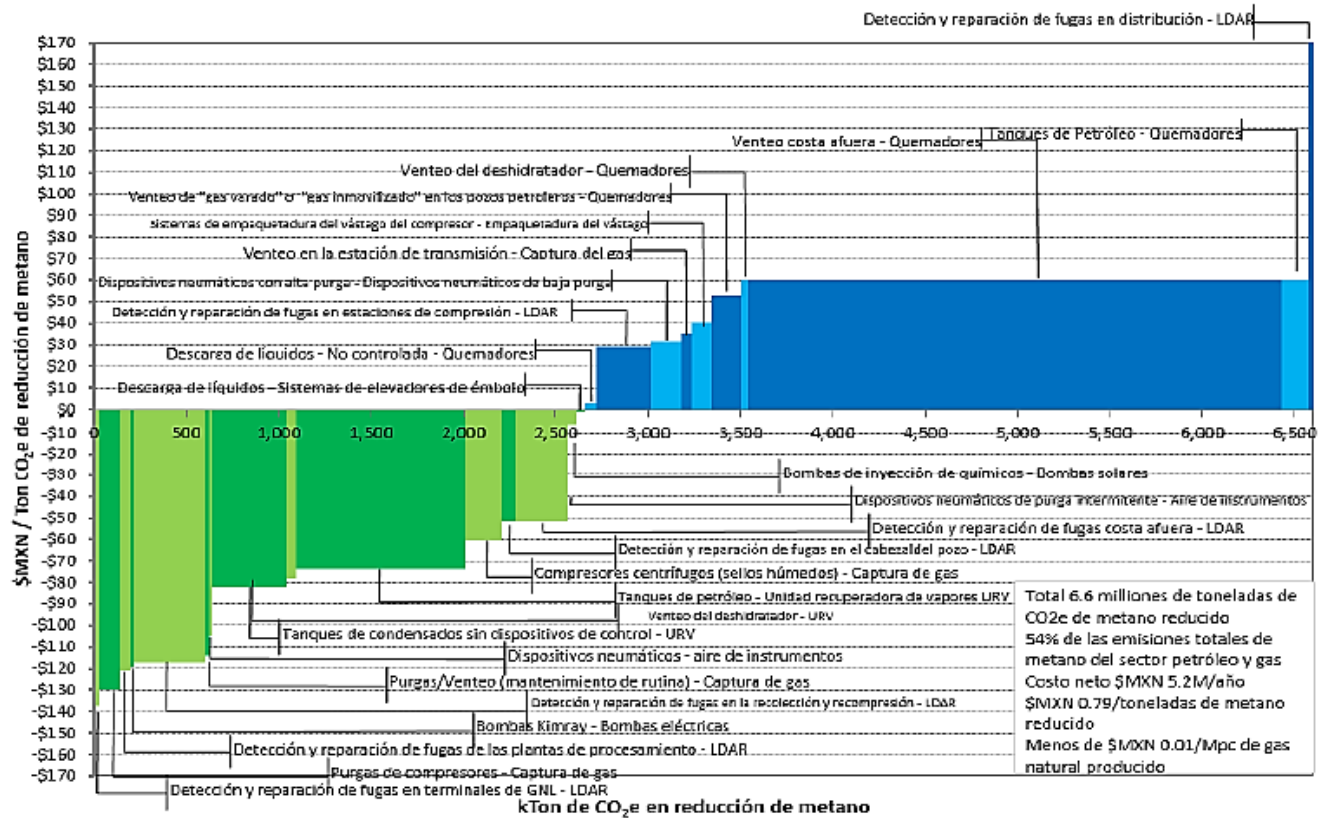
El agua está involucrada en todas las etapas en el desarrollo de un campo de Hidrocarburos desde la exploración hasta su abandono, este tiene un factor predominante en cuanto a su utilización, aprovechamiento, tratamiento, disposición, e inclusive caracterización. Lo cual para el agua se determina las estrategias de su uso o aprovechamiento a nivel ambiental, social y económico.

Los acuíferos son unidades de roca o sedimentos compuestos de material permeable, capaces de almacenar y transmitir cierta cantidad de agua. En algunos sectores de la Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena se encuentra la formación La Mesa, o los conglomerados denominados La Magdalena con agua de similares características en la base de la formación se encuentra un cuerpo arenoso de bajo espesor con agua caracterizada sobre los 6.000 mg/l de salinidad equivalente NaCl (no apta para el consumo humano). Así mismo la formación

Colorado, cuenta con agua salada entre 21.000 hasta 33.000 mg/l de salinidad equivalente NaCl, esto se evidencia en los campos Llanito y Gala, en donde se identifican dos paquetes arenosos de gran espesor. Igualmente, la formación Mugrosa presenta diversos paquetes arenosos con espesores superiores a los 1000 pies. Todos estos han sido probados y caracterizados. La salinidad característica es superior a los 25.000 mg/l de salinidad equivalente NaCl, y puede llegar a los 56.000mg/l. A partir de los estudios regionales y locales que han sido realizado, se permite concluir que en Colombia se encuentra caracterizado un 30,8 % de los sistemas acuíferos con un nivel de conocimiento suficiente para la gestión de las aguas subterráneas. (Acipet, 2019)

Con lo anterior y dado que se necesitan acciones de mejora para mitigar el impacto de la huella hídrica, una solución es incluir los acuíferos salobres para el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburo en todo su ciclo de vida, no solo en yacimientos no convencionales, sino que también en los convencionales.

Las curvas de costo de abatimiento de gas invernadero proporcionan una base cuantitativa para las discusiones sobre qué acciones serían las más efectivas en reducir las emisiones y lo que podrían costar. La figura 19 es un análisis económico hecho por EDF (Enviromental defense fund) y Centro Mario Molina en el cual se observan portunidades de reducción de metano en la indrustria mexicana de petróleo y gas natural. Donde una de sus conclusiones es que las oportunidades de reducciones concentradas: 21 de las 100 categorías de fuentes de emisiones, representan más del 80% de las emisiones en el año 2020 principalmente en las instalaciones existentes. Por lo tanto, las disminuciones de dichas fuentes ofrecen mayores oportunidades de reducción. (EDF, 2015).

Figura 19.*Curva de Costo de Abatimiento**Fuente: Mckinsey (2009) GHG abatement cost curve v2.0*

11. Conclusiones

La metodología de la huella de carbono que cumple con los criterios planteados para esta investigación es la ISO 14064-1, y con esta se evaluaron las emisiones directas que corresponde al alcance 1. Por otro lado, la metodología del Manual de Evaluación de la Huella Hídrica se escogió por ser reconocida internacionalmente, además por sus grandes avances y actualizaciones en este tema y este cuenta con una guía detallada de información precisa para llevar a cabo los objetivos específicos.

La mayor fuente emisora de gases de efecto invernadero durante la etapa de Perforación, Fracturamiento y Producción de un pozo fue la etapa de fracturamiento, obteniendo un valor 7,7tCO₂eq, lo cual constituye a un gran porcentaje del total de las emisiones GEI y en cuanto a los cálculos que se llevaron a cabo en la huella hídrica sin tener en cuenta tecnologías de recuperación de agua como el dewatering o el proceso de ósmosis inversa, ya que no se encontraron cifras exactas para un cálculo más preciso. Es importante asegurar el uso de estas técnicas, ya que la recuperación da en un 70 u 80 %.

En la cuantificación de la producción estimada a 20 años se tiene una diferencia grande entre los yacimientos evaluados, ya que uno requiere más procesos en el hidrocarburo para entregarlo en unas condiciones específicas para la venta. Sin embargo, estas operaciones se pueden realizar con tecnologías de mínimo impacto para el uso del agua y la gestión de emisiones, así como con proyectos que promuevan la unión de estas, llevando a ejecutarlo con éxito.

12. Recomendaciones

Se recomienda evaluar las emisiones indirectas y fugitivas en las etapas de Perforación, Fracturamiento y Producción. Esto ayudará a una dimensión más global en la parte de emisiones para la huella de carbono.

En las operaciones que se lleven a cabo se debería planear y estudiar el uso de lodos base agua, para que no se preparen con agua fresca si no con agua salobre, y se recuperen o se reutilicen a través de un proceso de ósmosis inversa llevando a reducir a 0 (cero) la huella hídrica azul.

Se recomienda para el fracturamiento en un yacimiento no convencional utilizar otras fuentes alternativas de captación de agua, como el agua proveniente de los campos convencionales. Para esto se deben hacer análisis de fluidos de fractura que funcionen con agua de alta concentración de sal, como ejemplo, en la cuenca de Permian se utiliza agua con concentración superiores a 200.000ppm de sólidos totales disueltos, dando a entender que es viable.

Se sugiere revisar y estudiar la etapa de refinación, ya que acorde a las estadísticas del informe de ACP esta requiere 2.2 barriles de agua para refinar un barril de petróleo en Colombia (independientemente que el crudo sea extraído de un yacimiento convencional o no convencional). En esta etapa también se podría llevar a cabo con el uso de otras fuentes alternativas, como por ejemplo refinerías cercanas a la costa ya que podrían desalinizar el agua de mar para reducir la huella hídrica azul.

Referencias Bibliográficas

- Acipet (2019). Caracterización de fluidos y correlación estratigráfica de los acuíferos profundos para el desarrollo de los recursos en roca generadora del Valle Medio del Magdalena.
- ANH (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos.
- Bonilla, S., Castiblanco, J. C., Sachica, J., Ecopetrol S.A., Acipet. (2019). Metodología y mejores prácticas para la estimación analítica de las curvas tipo en roca generadora aplicada por Ecopetrol en la cuenca Permian de los Estados Unidos
- British Standards Institute. (2011). PAS 2050:2011. Specification for the assessment of the life cycle greenhouse gas emissions of goods and services. Obtenido de bsi. shop: <http://shop.bsigroup.com>
- Córdoba Durán, Verónica. (2016). Implementación del proceso de gestión ambiental en la exploración de bloques evaluados para extracción de recursos minerales (gas natural y petróleo). Obtenido de <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1879/1/TGT-445.pdf>.
- Ecopetrol (2021). Gestión integral del agua. Disponible es: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/agua-neutralida>
- EDF (2015). Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural.
- Eygun, C., Belgaroui J., Wu Y., Pazos F., (2017) Mitigating Shale Gas Developments Carbon Footprint: Evaluating and Implementing Solutions in Argentina.

Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones.

Hernandez, C. J., Soto, J. D. (2009). Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yariguí-Cantagallo. (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (GEI) – Colombia (2012). Cartilla_ INGEI Emisiones Colombia 2012.pdf. Obtenido de http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023421/cartilla_INGEI.pdf.

Inventario Nacional y Departamental de Gases Efecto Invernadero – Colombia. (2012). INGEI Emisiones Colombia. Departamentos. Disponible en: <https://www.yumpu.com/es/document/read/58040781/inventario-nacional-y-departamental-de-gases-efecto-invernadero-colombia>.

IPCC 2006. Cuadro 2.5. Cap.2 Vol. 2.

IPCC. (2019). La tierra es un recurso decisivo, según un informe del IPCC Se encuentra sujeta a la presión del ser humano y del cambio climático, pero es parte de la solución (2019/24/PR). *IPCC — Intergovernmental Panel on Climate Change*. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/08/2019-PRESS-IPCC-50th-IPCC-Session_es.pdf.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2011. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation - Summar for Policymakers and Technical Summary. 242 p. Available at: http://www.ipcc.ch/pdf/specialreports/srren/srren_report_es.pdf

- López, G. M., Valencia, J. (2011). Análisis técnico y económico para la recuperación del pozo petrolero YR-70 en el campo Cantagallo. (Especialización en gerencia de recursos energéticos). Universidad Autónoma de Bucaramanga. Bucaramanga.
- McKinsey (2009), Curva de costos de reducción de los gases efecto invernadero mundiales v2.0.
- Monroy, B. J., Pérez, J. D. (2017). Evaluación técnica de los patrones inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara. (Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de America. Bogotá.
- Plan de Negocio 2019-2021 de Ecopetrol S.A.
- Ramírez, L. A., López, O. J., Santana, J. F. (2020). Yacimientos no convencionales en la cuenca del Valle Medio del Magdalena: su impacto en Colombia. (Maestría en Ingeniería de Petróleos). Universidad de Los Andes. Bogotá.
- Sachica, J. (2015). Plan de gestión orientado a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero en la vicepresidencia regional central de ecopetrol S.A, (Magister en gerencia de negocios). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Sáchica, J. A., Cardona, F., Segovia, M. F., Martínez, J. M. (2022). Neogene A096quifers of the Middle Magdalena Valley: a New Frontier for the Use of Undrinkable Water in the Development of Unconventional Resources.
- SPE (2014). Greenhouse Gas (GHG) Management in the Oil and Gas Industry: An Alternative Project to Capture and Use. Fritsche U, Herling J (2012). Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen; Öko-Institut/IINAS; Endbericht zum Gutachten für Team Ewen im Rahmen des InfoDialog Fracking; Darmstad <http://dialog->

erdgasundfrac.de/sites/dialogerdgasundfrac.de/files/OEKO_IINASFracking
Klimabilanz.pdf

SPE 28688: Decline Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Oil Well Production Data
Using Material Balance Time. L.E. Doublet, 1994.

The wall Street Journal: “Fraking’s Secret Problem – Oil Wells Aren’t Producing as Much as
Forecast. Enero/2019 Herramienta “Lens” de Wood Mackenzie

UNESCO (2018). Contribución a la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo
Sostenible. Disponible en: <https://es.unesco.org/sites/default/files/oficinamontevideoods-2018-es-web.pdf>.

UPME. 2003. Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos (FECOC)