

**IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN  
COLOMBIA Y SU RELACIÓN CON LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN LOS  
ÚLTIMOS QUINCE AÑOS**

**LUIS DANIEL VARGAS GUARÍN**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACION EN GESTION AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

**IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN  
COLOMBIA Y SU RELACIÓN CON LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN LOS  
ÚLTIMOS QUINCE AÑOS**

**LUIS DANIEL VARGAS GUARÍN**

**Monografía para optar por el título de especialista en  
Gestión Ambiental**

**Orientador  
JIMMY EDGARD ÁLVAREZ DÍAZ  
Biólogo doctor**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACION EN GESTION AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

\_\_\_\_\_  
Firma del Director de la Especialización

\_\_\_\_\_  
Firma del Calificador

Bogotá, D.C., marzo de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suarez

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Emerson Mahecha Roa

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores,

## **DEDICATORIA**

Dedico esta monografía a mi familia, su apoyo y amor incondicional me dan la fortaleza para seguir mis sueños y cumplir cada uno de mis logros.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por haberme dado voluntad, salud y la fortaleza de realizar con éxito esta especialización.

Agradezco la oportunidad y esfuerzo de mis padres, Julieta y Luis, para hacer de este sueño una realidad y por ser siempre un apoyo incondicional. A mis hermanos Sergio y Juan les agradezco su motivación y su apoyo durante este proceso.

Agradezco a Laura por ser un apoyo incondicional y darme el valor de seguir adelante. Agradezco a toda mi familia, amigos y compañeros de estudio por la colaboración y el ánimo que me brindaron para culminar esta especialización.

Agradezco a mi orientador Jimmy Álvarez por orientarme y guiarme en la realización de esta monografía.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	21
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 CADENA DE VALOR HIDROCARBUROS	22
1.1.1 Historia del petróleo.	22
1.1.2 Etapas del upstream de la cadena de valor.	23
1.1.2.1 Exploración.	23
1.1.2.2 Perforación.	24
1.1.2.3 Proceso de producción.	25
1.2 PRODUCCIÓN PETROLERA	26
1.3 ASPECTO AMBIENTAL	28
1.4 IMPACTO AMBIENTAL	29
1.4.1 Medio biótico.	29
1.4.1.1 Flora (Cobertura vegetal).	30
1.4.1.2 Fauna.	30
1.4.1.3 Hidrobiota (Ecosistemas acuáticos).	30
1.4.2 Medio abiótico.	30
1.4.2.1 Geología.	31
1.4.2.2 Geomorfología.	31
1.4.2.3 Suelos.	31
1.4.2.4 Recurso hídrico.	31
1.4.2.5 Geotecnia.	32
1.4.2.6 Atmósfera.	32
1.4.3 Medio socioeconómico.	32
1.4.3.1 Dimensión demográfica.	32
1.4.3.2 Dimensión espacial.	32
1.4.3.3 Dimensión económica.	33
1.4.3.4 Dimensión cultural.	33
1.4.3.5 Dimensión arqueológica	33
1.4.3.6 Dimensión político-organizativa	33
1.5 METODOLOGÍAS PARA EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	34
1.5.1 Metodología Leopold.	34
1.5.2 Metodología cualitativa.	34
1.5.3 Metodología de las Empresas Públicas de Medellín (epm).	35
1.5.4 Metodología de redes complejas.	36
1.6 LICENCIA AMBIENTAL	37
1.6.1 Evolución del licenciamiento ambiental.	37
1.7 TECNOLOGÍAS EN LA PRODUCCION PETROLERA	39



1.7.1 Tratamiento de aguas de producción	39
1.7.1.1 Tratamientos físicos.	40
1.7.1.2 Tratamientos con membranas bajo cambios de presión.	41
1.7.2 Taladros de perforación PACE.	41
1.7.3 Drones.	43
2. IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN COLOMBIA	44
2.1 EVALUACION AMBIENTAL	44
2.1.1 Evaluación económica.	44
2.2 IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES	45
2.2.1 Medio biótico.	46
2.2.2 Medio abiótico.	47
2.2.3 Medio socioeconómico.	48
3. METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCION PETROLERA.	50
3.1 IDENTIFICACIÓN DE OBJETIVO, CRITERIOS Y ALTERNATIVAS	50
3.2 MATRIZ DE CRITERIOS	52
3.3 MATRIZ DE COMPARACION DE CADA CRITERIO CON LAS ALTERNATIVAS	55
3.4 MATRIZ FINAL DE RESULTADOS DE ALTERNATIVAS	60
4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN UNA EMPRESA PETROLERA EN COLOMBIA	62
4.1 REUTILIZACION DE AGUAS DE PRODUCCION EN ECOPETROL	64
4.2 TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCION EN ECOPETROL	65
4.3 AVANCES EN EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN	67
5. CONCLUSIONES	69
6. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFIA	71
ANEXOS	76

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Etapas de la cadena de valor de hidrocarburos	23
Cuadro 2. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio biótico	46
Cuadro 3. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio abiótico	47
Cuadro 4. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio socioeconómico	48
Cuadro 5. Ponderaciones de elementos	52
Cuadro 6. Actividades desarrolladas por Ecopetrol para minimización de impactos ambientales	62
Cuadro 7. Atributos de los impactos ambientales de la metodología cualitativa	77
Cuadro 8. Criterios de evaluación metodología EPM	78
Cuadro 9. Análisis comparativo de Decretos sobre la Licencia Ambiental Global	80
Cuadro 10. Análisis comparativo de los decretos 1753 de 1994 y 1728 de 2002	81
Cuadro 11. Análisis comparativo de los decretos 1728 de 2002 y 1180 de 2003	81
Cuadro 12. Análisis comparativo de los decretos 2820 de 2010 y 2041 de 2014	83
Cuadro 13. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula	85
Cuadro 14. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos	85
Cuadro 15. Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua	87

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Importancia del impacto por metodología cualitativa	35
Ecuación 2. Cálculo del índice de calificación ambiental	35

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ejemplo de diagrama de redes	36
Figura 2. Árbol de impactos ambientales en la producción petrolera	51
Figura 3. Esquema de tratamiento de aguas de producción	66

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Consumo energético mundial (millones de toneladas)	26
Grafica 2. Producción global de petróleo	27
Grafica 3. Porcentaje de impactos ambientales para cada medio	49
Grafica 4. Volumen de agua requerido para operar	64
Grafica 5. Inyección de aguas de producción	65
Grafica 6. Usos del agua de producción	68

## LISTA DE IMAGENES

	pág.
Imagen 1. Taladro de perforación PACE	42
Imagen 2. Árbol de relación entre objetivo, criterios y alternativas	52
Imagen 3. Grado de importancia de la relación de los criterios	54
Imagen 4. Grado de importancia de las alternativas para el primer criterio	60
Imagen 5. Resultados finales de las alternativas	61

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Reservas probadas	28
Tabla 2. Matriz de criterios	53
Tabla 3. Grado de importancia de los criterios	55
Tabla 4. Matriz de comparación entre criterio uno y tecnologías	55
Tabla 5. Matriz de comparación entre criterio dos y tecnologías	56
Tabla 6. Matriz de comparación entre criterio tres y tecnologías	56
Tabla 7. Matriz de comparación entre criterio cuatro y tecnologías	57
Tabla 8. Matriz de comparación entre criterio cinco y tecnologías	57
Tabla 9. Matriz de comparación entre criterio seis y tecnologías	58
Tabla 10. Matriz de comparación entre criterio siete y tecnologías	58
Tabla 11. Matriz de comparación entre criterio ocho y tecnologías	59
Tabla 12. Matriz de comparación entre criterio nueve y tecnologías	59
Tabla 13. Matriz de grado de importancia de las alternativas en cada criterio	60
Tabla 14. Matriz de resultados de las alternativas	61
Tabla 15. Matriz de Leopold	77
Tabla 16. Ejemplo de una matriz de adyacencia	79

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Metodologías para la evaluación de impactos ambientales	77
Anexo B. Licenciamiento ambiental.	80
Anexo C. Tecnologías en la producción petrolera	85



## GLOSARIO

**CAMPO PETROLERO:** Según Promisa<sup>1</sup>, es un área geográfica delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**ESCALA TEMPORAL AMBIENTAL:** De acuerdo con la Real Academia Española<sup>2</sup>, es la caracterización de la reversibilidad y de la duración de los efectos ambientales adversos que experimentan los receptores hasta que estos recuperan su estado básico.

**POZO:** Según la Secretaria de Energía de México<sup>3</sup>, es una perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos.

**RESERVAS PROBADAS:** Con base en Lucho Carrillo<sup>4</sup>, son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza y se pueden recuperar.

**SENSORES INFRARROJO:** Según Prometec<sup>5</sup>, son unos componentes electrónicos compuestos normalmente de un LED infrarrojo y un fototransistor, colocados uno al lado del otro, de formas que el LED actúa como emisor y el fototransistor como receptor.

---

<sup>1</sup> PROMISA. petroleros Glosario de términos. [Sitio web]. Sec. Conceptos básicos. s.f. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://promisa.biz/glosario-de-terminos-petroleros/>

<sup>2</sup> REAL ACADEMIA ESPAÑOLA -RAE-. Escala temporal. [Sitio web]. s.f. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://dej.rae.es/lema/escala-temporal>

<sup>3</sup> SECRETARIA DE ENERGIA. Glosario de términos petroleros. [Sitio web] México D.F. s.f. p. 13. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO\\_DE\\_TERMINOS\\_PETROLERO\\_S\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLERO_S_2015.pdf)

<sup>4</sup> CARRILLO, Lucho. Definición de reservas petroleras. [Sitio web]. Sec. Reservorios. Perú. 3.03.2009. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>

<sup>5</sup> PROMETEC. Los sensores infrarrojos. [Sitio web]. S.F. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.prometec.net/sensor-infrarrojo-siguelineas/>

## RESUMEN

Los impactos ambientales generados en la producción petrolera en Colombia son objeto de análisis en esta monografía en busca de una solución para su minimización. De esta forma, el presente trabajo brindó un panorama de los principales impactos generados a los medios biótico, abiótico y socioeconómico durante la explotación petrolera, así como las principales actividades a las cuales se atribuyen estos impactos. Posteriormente, estos impactos se evaluaron de una forma categorizada con el programa Super Decisions para lograr su minimización con jerarquización de tres tecnologías propuestas. Como resultado se obtuvo una calificación de importancia para cada impacto y cada alternativa. Además, se reseñó un panorama de la situación actual del tratamiento de aguas de producción en Colombia como minimizador del impacto de aguas de producción, haciendo énfasis en la empresa Ecopetrol y sus principales avances en este tema, y aquellas tecnologías que aún faltan por implementar para reducir al máximo los contaminantes de dichas aguas residuales industriales.

**Palabras clave:** Impactos ambientales, producción petrolera, tratamiento de aguas, tecnologías, contaminantes

## ABSTRACT

The environmental impacts Generated in oil production in Colombia are analyzed in this monograph for a solution for minimization. In this way, the present work provided an overview of the main impacts generated to the biotic, abiotic and socio-economic means during the oil exploitation, as well as the main activities to which they are attributed. Subsequently, the impacts was evaluated in a categorization form in the Super Decisions program with three proposed technologies. Consequently, a qualification of importance was obtained of both the impacts and the alternatives. In addition, an overview of the current situation of production water treatment in Colombia as a minimizer of the impact of production waters was reviewed, making an impact on the company Ecopetrol and its main advances in this area, and technologies that have yet to be implemented to minimize pollutants from various industrial wastewaters.

**Keywords:** Environmental Impacts, oil production water treatment, technologies, pollutants

## INTRODUCCIÓN

La producción petrolera es una actividad de gran relevancia para la economía de Colombia, muestra de ello es que entre 2010 y 2017 contribuyó con el 9 % del producto interno bruto (PIB) del país. Además, entre el 2007 y el 2017, la renta petrolera representó en promedio el 12 % de los ingresos corrientes de la nación. Sin embargo, la industria petrolera se ha caracterizado por ser foco de juicios negativos por parte de gobiernos y la sociedad en general, debido a los impactos ambientales que genera a lo largo de la vida productiva de sus campos que causan daños a comunidades, al medio ambiente e influyen directamente en la economía de las empresas

Los impactos ambientales se pueden presentar al medio biótico y abiótico, con afectaciones como alteración a las propiedades del agua de formación por componentes contaminantes, alteración de la calidad del aire o desplazamiento y pérdida de fauna por destrucción de hábitats. También influyen en el ámbito social y económico, y se relacionan con la presencia de comunidades cercanas donde se está realizando la explotación petrolera, ya que los impactos ambientales les pueden generar daños a la salud de sus habitantes, tales como contaminación de fuentes hídricas o ruido. Pero también se cuenta con impactos positivos en el área de influencia relacionados con el impulso de la economía de la región que va en crecimiento durante el proyecto y el mejoramiento de la calidad de vida de las personas en este ámbito.

Las empresas petroleras colombianas han hecho esfuerzos para cumplir con la normatividad legal exigente y buscando aprovechar al máximo los recursos usados durante las actividades propias de los proyectos, así como se ha invertido en investigación en la búsqueda de nuevas tecnologías para la reducción de los impactos generados. A pesar de esto, los impactos generados por la explotación petrolera siguen siendo significativos, unos más que otros, al medio ambiente.

La jerarquización del grado de importancia de los impactos ambientales se hace necesaria para tener un mejor panorama acerca de aquellas afectaciones a las cuales se les debe dar mayor importancia a la hora de buscar su reducción para beneficio de las comunidades del área de influencia y del medio ambiente. Con esta categorización se evalúan aquellas tecnologías que urgen su implementación para el manejo de los impactos ocasionados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar los impactos ambientales de la producción petrolera en relación con la innovación tecnológica en una escala temporal.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los impactos ambientales de la producción petrolera en Colombia en relación con la innovación tecnológica.
- Cuantificar los impactos ambientales de acuerdo con una clasificación multicriterio de las actividades impactantes en la producción petrolera.
- Relacionar los impactos ambientales más significativos para la producción petrolera en Colombia de acuerdo con las tecnologías disponibles.

# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1 CADENA DE VALOR HIDROCARBUROS

**1.1.1 Historia del petróleo.** Los hidrocarburos son compuestos orgánicos constituidos principalmente por carbono e hidrógeno y que se encuentran en el subsuelo en forma sólida, líquida o gaseosa. La mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos da como resultado el petróleo crudo contenido en yacimientos. Según Eric Comerma<sup>6</sup>, la composición de un petróleo genérico contiene 85% de carbono, 12% de hidrógeno, además de otros compuestos orgánicos que contienen nitrógeno, oxígeno, azufre y trazas de metales pesados como níquel o vanadio.

Según Alphonsus Fagan<sup>7</sup>, los primeros usos de petróleo se remontan a los pueblos antiguos que adoraban el fuego sagrado y usaban el gas natural que emanaba hacia la superficie a través de poros para alimentarlo. Sin embargo, se data de uso de asfalto (una forma de petróleo) hacia el año 3000 A.C, cuando los egipcios usaban el asfalto para la construcción de pirámides, como compuesto embalsamador de las momias y en preparaciones medicinales. A principios de 1800, se empezaron a destilar aceites lubricantes de filtraciones naturales de petróleo como una alternativa al aceite de ballena que escaseaba.

Por investigaciones científicas acerca de los diferentes usos que se le pueden dar al petróleo, el recurso hidrocarburífero se empezó a utilizar a nivel mundial como un estándar energético. De acuerdo con la información obtenida por Judah Ginsberg<sup>8</sup>, el primer pozo petrolero se perfora en el año de 1859 en Oil Creek, Pensilvania, a la cabeza de Edwin Drake, un hombre que trabajaba como conductor de ferrocarriles y convertido en accionista y presidente de Seneca Oil Company por James Townsend, un patrocinador de dicha compañía. El 27 de agosto de 1859, con una profundidad perforada de 69 pies, se evidenció fluido en la parte superior del pozo, era petróleo. Sin darse cuenta, Drake había perforado en un lugar donde se podía encontrar crudo a una profundidad muy baja.

---

<sup>6</sup> PIÑA COMERMA, Eric. Modelado numérico de la deriva y envejecimiento de los hidrocarburos vertidos al mar: aplicación operacional en la lucha contra las mareas negras [Google Académico]. Trabajo de grado. Doctor en Ciencias del mar. Universidad politécnica de Cataluña. Barcelona 2004, p. 90. [Consultado: 13 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/6404/TECP3de4.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

<sup>7</sup> FAGAN, Alphonsus. An introduction to the petroleum industry. [Google Académico]. Newfoundland and Labrador: Department of Mines and Energy. 1991, p. 21. [Consultado: 13 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.gov.nl.ca/nr/files/publications-energy-intro.pdf>

<sup>8</sup> GINSBERG, Judah. The Development of the Pennsylvania Oil Industry: A national historic chemical landmark. América Chemical Society (ACS). [Google Académico]. Washington. 27 de agosto, 2009, p. 2-3. [Consultado: 13 de septiembre de 2019] Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.pittsburghacs.org/wp-content/uploads/2012/01/The-Development-of-the-Pennsylvania-Oil-Industry.pdf>

**1.1.2 Etapas del upstream de la cadena de valor.** De acuerdo con el Ministerio de Hacienda y Finanzas Publicas de Argentina<sup>9</sup>, la cadena de valor hidrocarburífera está desarrollada en cuatro etapas principales. Estas etapas son la extracción del petróleo crudo desde su búsqueda, el transporte, el procesamiento y la distribución de los subproductos finales derivados del petróleo. En el cuadro 1 se muestra cada una de las etapas, con sus respectivas actividades y una breve descripción.

Cuadro 1. Etapas de la cadena de valor de hidrocarburos

ETAPA	ACTIVIDADES	DESCRIPCIÓN
EXTRACCIÓN	Exploración, perforación y producción	Etapas desde la búsqueda de crudo hasta la producción del mismo
TRANSPORTE	Transporte en oleoductos y gasoductos	Traslado desde el pozo hacia las plantas procesadoras
PROCESAMIENTO	Separación y refinación	Separación de hidrocarburos y refinación para obtener productos de uso final
COMERCIALIZACIÓN	Distribución y ventas	Se distribuyen los subproductos obtenidos en el mercado interno o se exporta

Fuente: elaboración propia con base en el Ministerio de Hacienda y Finanzas Publicas de Argentina (2016)

La etapa de upstream, la cual comprende el proceso de exploración, perforación y producción, es en la cual se producen los impactos más significativos hacia el medio ambiente. En esta etapa se cuenta con gran parte de los procesos necesarios para la producción de hidrocarburos, así como se interactúa en mayor medida con la naturaleza.

**1.1.2.1 Exploración.** Para Alejandra Zamora y Jesús Ramos<sup>10</sup>, la fase de exploración comprende la prospección y reconocimiento científico de yacimientos petroleros, que incluye estudios cartográficos y sísmicos. El primer paso es la adquisición de imágenes satelitales de la zona en la cual potencialmente se puede hallar hidrocarburos, para luego realizar exploración sísmica y perforación

<sup>9</sup> MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS. Informes de cadena de valor: Hidrocarburos. [Research Gate]. Argentina. 2016, p. 7. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/308892039\\_Informes\\_de\\_Cadenas\\_de\\_Valor\\_Hidrocarburos](https://www.researchgate.net/publication/308892039_Informes_de_Cadenas_de_Valor_Hidrocarburos)

<sup>10</sup> ZAMORA, Alejandra y RAMOS, Jesús. Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela: una visión crítica de su efectividad. En: Revista Geográfica Venezolana. [Research Gate]. Vol. 51. Nro. 1. 2010, p. 117. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/272492655\\_Las\\_actividades\\_de\\_la\\_industria\\_petrotera\\_y\\_el\\_marco\\_ambiental\\_legal\\_en\\_Venezuela\\_una\\_vision\\_critica\\_de\\_su\\_efectividad](https://www.researchgate.net/publication/272492655_Las_actividades_de_la_industria_petrotera_y_el_marco_ambiental_legal_en_Venezuela_una_vision_critica_de_su_efectividad)

exploratoria, actividades con las cuales se tendrá total certeza de la existencia de yacimientos petrolíferos.

La exploración sísmica es el método geofísico más utilizado en el mundo para adquisición de datos de sísmica en la exploración de hidrocarburos. Para Yajaira Herrera y Norman Cooper<sup>11</sup>, en el método sísmico se utiliza una fuente impulsiva o vibratoria con la cual se generan ondas que se van propagando hacia el subsuelo por capas de rocas con propiedades físicas y litológicas diferentes; al pasar por la interfaz de dos capas de roca, una parte de la energía de onda se transmite y otra se refleja formando campo de ondas con información de amplitud, longitud de ondas, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo. Al llegar a superficie, los campos de onda son captados por geófonos y la información se almacena digitalmente en equipos de registro del sismógrafo.

La exploración sísmica no da una certeza real de la existencia de hidrocarburos, solo da indicios de que puede haber yacimientos petroleros. Según Jorge Calao<sup>12</sup>, luego de tener la información proveniente de la sísmica, se procede a realizar la perforación exploratoria con la cual se confirma la existencia en la zona de estructuras que sirvan como yacimientos, además de establecer si la reserva es explotable comercialmente. La perforación se puede definir como la apertura de un hueco en el subsuelo que puede ser vertical, horizontal o inclinado, cuyo objetivo es llegar hasta las posibles zonas productoras de hidrocarburos. Posteriormente se perforan otros pozos exploratorios o de extensión con los cuales se pretende determinar los límites del yacimiento.

**1.1.2.2 Perforación.** La etapa de perforación de pozos productores se inicia luego de corroborar con los pozos exploratorios que hay reservas rentables de petróleo para producir. Según Milton Garzón<sup>13</sup>, para seleccionar el equipo de perforación más adecuado se debe tener en cuenta la profundidad proyectada, las propiedades de las formaciones a atravesar y condiciones propias del subsuelo; además el

---

<sup>11</sup> HERRERA, Yajaira y COOPER, Norman. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. [Google Académico]. Revisores técnicos: Luis Alberto Briceño y Carlos Alberto Rey; editor: Luis Alfredo Montes. Bogotá D.C. 2010, p. 18. ISBN 978-958-446026-4. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Documents/Manual%20Tecnicas%20Sismica%20Terrestre.pdf>

<sup>12</sup> CALAO RUIZ, Jorge. Caracterización ambiental de la industria petrolera: tecnologías disponibles para la prevención y mitigación de impactos ambientales. [bdigital]. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2007, p. 14. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://bdigital.unal.edu.co/823/1/15646742\\_2009.pdf](http://bdigital.unal.edu.co/823/1/15646742_2009.pdf)

<sup>13</sup> GARZON, Milton. Mantenimiento de torres de perforación petrolera. [BIBDIGITAL]. Trabajo de grado. Ingeniero mecánico. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2006, p. 22. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/430/1/CD-0410.pdf>



tiempo de perforación dependerá de la profundidad y condiciones geológicas del subsuelo.

La perforación se realiza comúnmente con brocas y tuberías que van disminuyendo de tamaño conforme va aumentando la profundidad del pozo, con el fin de darle consistencia al mismo. Durante la perforación se circula lodo entre la tubería y las paredes del hueco, el cual tiene como funciones principales lubricar la broca, suspender y retirar los recortes provenientes del pozo. Simultáneamente a la perforación, se cubre cada una de las secciones con tubos de revestimiento y se cementa el espacio con la pared del hueco para darle estabilidad al pozo. La perforación finaliza en la zona en la cual se producirá el petróleo crudo.

Según Frederick Lahee que fue citado por Israel Sánchez<sup>14</sup>, existen tres tipos de pozo que dependen del propósito de la perforación: pozos exploratorios que se perforan para establecer la presencia de hidrocarburos a través de núcleos y registros tomados del subsuelo; pozos de evaluación cuyo objetivo es determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y métodos de producción; pozos de desarrollo que se perforan para poner en producción el campo. Existen otras clasificaciones de pozos: según su objetivo (pozo inyector, productor y estratigráfico) y según su trayectoria (vertical, horizontal, inclinado, tangencial y direccional).

**1.1.2.3 Proceso de producción.** La etapa de producción consiste en la extracción de los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento. Para Jorge Calao<sup>15</sup>, en la producción de petróleo se requiere de un gran montaje de infraestructura en la zona, ya que la seguridad y la eficacia de este proceso dependen en gran medida de los equipos utilizados. Los equipos utilizados se denominan facilidades de producción y contienen: separadores, tanques, piscina de recolección, líneas de recolección y despacho, plantas de tratamiento de gas y agua. En la boca del pozo se instalan válvulas de control de flujo para regular la extracción de crudo hacia estaciones recolectoras.

Cuando el pozo empieza a producir hidrocarburos, el flujo se realiza de forma natural a través de mecanismos de recuperación primaria. Para Magdalena Paris de Ferrer<sup>16</sup>, estos mecanismos para el desplazamiento de petróleo hacia los pozos

---

<sup>14</sup> SANCHEZ, Israel. Perforación en la industria petrolera. [Google Académico]. Trabajo de grado. Ingeniero químico petrolero. Instituto Politécnico Nacional. México D.F. 2016, p. 25. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/22476/25-1-16959.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

<sup>15</sup> CALAO RUIZ, Jorge. Op. Cit., p. 19.

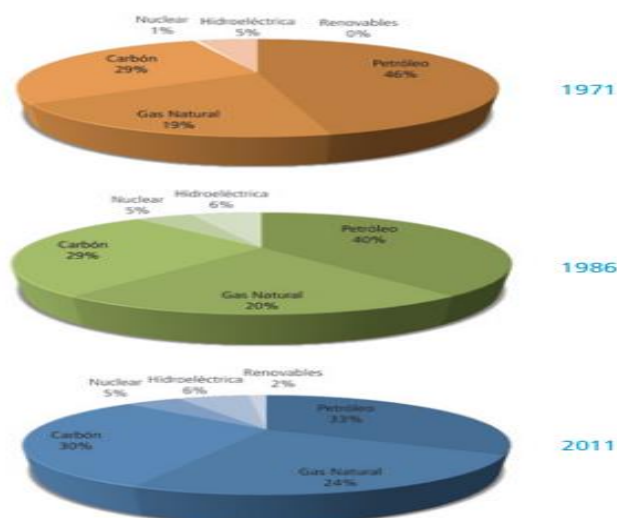
<sup>16</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [Google Académico]. Maracaibo. 2001, p. 3. ISBN 980-296-792-0. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

productores son: empuje con agua, empuje por gas en solución, expansión de roca y fluidos, empuje por capa de gas y drenaje por gravedad. Después de un tiempo de estar en producción el yacimiento, se empieza a agotar la energía de este para extraer crudo, entonces se necesitan métodos de levantamiento artificial para continuar el proceso de producción. Los métodos más usados son: bombeo electrosumergible (ESP), bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo hidráulico y Gas Lift.

## 1.2 PRODUCCIÓN PETROLERA

El mundo históricamente ha dependido de las fuentes de energía fósil las cuales han sido: petróleo, gas natural y carbón. El petróleo ha mantenido una supremacía sobre las demás, no solo por el poder energético, sino también por los subproductos que se derivan de su refinación. Sin embargo y a pesar del aumento del consumo energético, el aporte del petróleo pasó del 46% en la década de los 70' al 33% en la última década, como se observa en la gráfica 1. Según la Asociación de la industria hidrocarburífera del Ecuador<sup>17</sup>, el principal motivo es el aumento de la utilización de la energía nuclear y energías renovables.

Grafica 1. Consumo energético mundial (millones de toneladas)



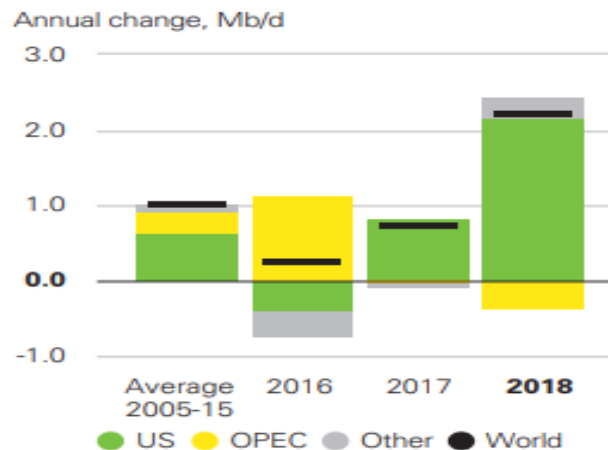
Fuente: ASOCIACION DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA DEL ECUADOR -AIHE-. El petróleo en cifras. [Google Académico]. Ecuador. 2010, p. 4. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00065.pdf>

<sup>17</sup> ASOCIACION DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA DEL ECUADOR -AIHE-. El petróleo en cifras. [Google Académico]. Ecuador. 2010, p. 4. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00065.pdf>

Durante las últimas décadas hubo un crecimiento en la demanda de petróleo, como resultado de diferentes factores como el crecimiento poblacional, el desarrollo de la industria y el transporte. En un sentido más reciente, durante los últimos 10 años el crecimiento de la demanda estuvo dominado por el mundo en desarrollo con países como China o India. De acuerdo con BP<sup>18</sup>, el mayor crecimiento en demanda se produjo en Estados Unidos, en donde solo en 2018 la demanda de petróleo creció 0.5 Mb/d, impulsado por mayor demanda de etano y el surgimiento de una nueva capacidad de producción corriente. En cuanto a la oferta, la producción mundial para el año 2018 creció 2.2 Mb/d, más del doble de su promedio histórico de crecimiento, explicado principalmente en el aumento de producción en Estados Unidos.

En la gráfica 2 se muestra el cambio en la producción de petróleo durante los últimos años. Se puede evidenciar, como se dijo anteriormente, el aumento en la producción de petróleo por parte de Estados Unidos y una disminución en la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) con dos razones principales: la situación política en Venezuela, lo que ha causado reducción en la producción petrolera y las sanciones de Estados Unidos a Irán para exportar petróleo. Sin embargo, la producción mundial ha aumentado considerablemente por la fuerte demanda de petróleo como energía a nivel mundial.

Grafica 2. Producción global de petróleo



Fuente: BP. BP Statistical Review of World Energy. [Google Académico]. Edición 68. Reino Unido. 2019. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy\\_economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy_economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf)

<sup>18</sup> BP. BP Statistical Review of World Energy. [Google Académico]. Edición 68. Reino Unido. 2019, p. 4. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy\\_economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy_economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf)

Para el caso más específico de la producción petrolera en Colombia, se tiene al crudo como una fuente importante para el crecimiento de la economía del país. A pesar de que las reservas probadas de petróleo en Colombia son bajas (1.665 MM bbl) en comparación con otros países, tal como se muestra en la tabla 1, y que su producción diaria no llega todavía al millón de barriles producidos, este recurso natural no renovable repercute en la economía del país contribuyendo de gran forma al Producto Interno Bruto (PIB) y a las exportaciones. Además, la industria petrolera ha sido un aliado en el progreso social y económico de Colombia, ya que ha dejado numerosas regalías, impuestos y dividendos para el país.

Tabla 1. Reservas probadas

<b>RANK</b>	<b>PAÍS</b>	<b>RESERVAS (MMBbl)</b>
1	Venezuela	<b>302,3</b>
2	Arabia Saudita	<b>266,2</b>
3	Canadá	<b>170,5</b>
4	Irán	<b>157,2</b>
5	Irak	<b>148,8</b>
6	Kuwait	<b>101,5</b>
7	Emiratos Árabes Unidos	<b>97,8</b>
8	Rusia	<b>80</b>
9	Libia	<b>48,36</b>
10	Nigeria	<b>37,45</b>
36	Colombia	<b>1,665</b>

Fuente: elaboración propia con base en la Agencia de Inteligencia Central-CIA (2018)

### **1.3 ASPECTO AMBIENTAL**

Según la ISO 14001:2015 un aspecto ambiental se define como “elemento de las actividades, productos o servicios de una organización que interactúa o puede interactuar con el medio ambiente”, esto incluye el entorno en el cual opera la organización (aire, agua, suelo, recursos naturales, flora, fauna y seres humanos). Un aspecto ambiental puede ser el causante de varios impactos ambientales y, antes y durante la ejecución del proyecto se deben identificar los aspectos ambientales significativos.

Existe una relación entre los aspectos ambientales y sus impactos, esta es la de “causa-efecto”; por tal motivo, para poder actuar sobre los impactos ambientales se deben identificar previamente los aspectos ambientales. La identificación de los aspectos ambientales se debe hacer en referencia a todas las áreas de un proyecto con el fin de establecer acciones pertinentes para actuar sobre ellos y minimizar su impacto.

## 1.4 IMPACTO AMBIENTAL

En el capítulo 3 del título 2 del decreto 1076 de 2015 se define impacto ambiental como “cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad”. De acuerdo con esta definición, se puede afirmar que un impacto ambiental es un cambio en cualquiera de los componentes del ambiente producido por una acción o actividad humana con implicaciones ambientales. Para Alba Vásquez y Enrique Valdez<sup>19</sup>, se requiere de un estudio de impacto ambiental como actividad para identificar y predecir modificaciones de los componentes biogeofísicos y socioeconómicos, para así buscar la forma de atenuarlos o minimizarlos.

**1.4.1 Medio biótico.** De acuerdo con la Autoridad Nacional de Licencias ambientales (ANLA)<sup>20</sup>, para definir el área de influencia biótica se deben tener en cuenta los siguientes criterios de análisis:

- Polígono que delimita el proyecto: área donde se requieren realizar actividades y se pueden manifestar impactos ambientales.
- El proyecto y sus actividades, incluyendo su infraestructura asociada.
- Áreas previstas a ser intervenidas con el uso y/o aprovechamiento de recursos naturales, en donde puede preverse impactos sobre los medios.
- Los principales componentes del medio, así como la trascendencia de los impactos.
- La manifestación de los impactos ambientales significativos.

---

<sup>19</sup> VASQUEZ, Alba y VALDEZ, Enrique. Impacto ambiental. [DSpace]. 1 ed. Revisión técnica: Jesús García y Enrique Heras. Editor: Miguel Ángel González. México D.F. 1994, p. 1. [Consultado 22 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/13501/IMPACTO%20AMBIENTAL.pdf?sequence=1>

<sup>20</sup> AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES -ANLA-. Guía para la definición, identificación y delimitación del área de influencia. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, p. 28. [Consultado: 24 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://www.andi.com.co/Uploads/guia\\_para\\_la\\_definicion\\_identificacion\\_y\\_delimitacion\\_del\\_area\\_de\\_influencia\\_0.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/guia_para_la_definicion_identificacion_y_delimitacion_del_area_de_influencia_0.pdf)

De acuerdo con el criterio de análisis de los principales componentes del medio, se deben tener en cuenta los componentes descritos a continuación para determinar el alcance y las consecuencias de los impactos ambientales en el medio biótico, que se han descrito por la ANLA<sup>21</sup>:

**1.4.1.1 Flora (Cobertura vegetal).** Se priorizan las coberturas de la tierra, principalmente aquellas coberturas naturales que por su densidad y estructura vertical generen un efecto barrero contribuyendo en generar una atenuación de los impactos ambientales. Sin embargo, se definen áreas adicionales que brinden condiciones similares en el caso de que se pueda dar un desplazamiento de fauna. El límite del área de influencia biótica se extiende hasta la barrera que permita contener impactos, sin olvidar la propagación, dispersión o alcance de los impactos ambientales establecidos para un proyecto determinado.

**1.4.1.2 Fauna.** Las poblaciones de fauna silvestre se deben tratar como un conjunto, pero para los planes de manejo ambiental generalmente se orientan hacia poblaciones con atención particular, con foco en tres objetivos: protección de las especies, ecosistemas y diversidad biótica en general, enfatizando en aquellas especies amenazadas; estabilización de poblaciones para lograr uso sostenible de especies cinegéticas optimizando producción y cosecha; y, control o reducción de daños causados por plagas. Para lograr lo anterior, se debe definir el área de dominio vital de una especie, el cual es el espacio físico en el que los individuos desarrollan sus actividades para permitir su supervivencia.

**1.4.1.3 Hidrobiota (Ecosistemas acuáticos).** En cuanto a los ecosistemas acuáticos, se debe determinar la estructura y composición de la hidrobiota presente en el área de influencia, esto involucra especies vegetales como animales. Estas comunidades se deben tener en cuenta para determinar indicadores de calidad biológica del agua. Así mismo, se deben tener en cuenta las interrelaciones con otros ecosistemas, para determinar el alcance de los impactos generados sobre la hidrobiota.

**1.4.2 Medio abiótico.** De acuerdo con la Dirección de Licencias, permisos y tramites ambientales<sup>22</sup>, para delimitar el área de influencia del medio abiótico se debe determinar cada uno de sus componentes y si se pueden ver afectados por las actividades a realizar, teniendo en cuenta aquellos que sirven de barrera para la propagación de los impactos. Los componentes relevantes del medio abiótico se describen a continuación:

---

<sup>21</sup> Ibid., p. 29.

<sup>22</sup> DIRECCIÓN DE LICENCIAS, PERMISOS Y TRÁMITES AMBIENTALES. Términos de referencia sector hidrocarburos. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2010, p. 12-14. [Consultado: 24 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/res\\_1544\\_060810\\_%20tdr\\_explotacion\\_hidrocarburos.pdf](http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/res_1544_060810_%20tdr_explotacion_hidrocarburos.pdf)

**1.4.2.1 Geología.** Se debe describir unidades litológicas y rasgos estructurales, basado en estudios en la zona de desarrollo del proyecto para identificar amenazas naturales en la zona. Así mismo, se debe tener en cuenta cartografía geológica detallada, como unidades y rasgos estructurales, y manteniéndola actualizada para cualquier proyecto.

**1.4.2.2 Geomorfología.** Se debe contar con un mapa geomorfológico con base a las unidades geológicas que se identificaron, con énfasis en morfogénesis (Estudia origen y evolución de la forma del relieve) y morfodinámica (Acciones sucesivas que modelan las formas de la superficie terrestre). Además, se debe tener en cuenta un examen de fotointerpretación geomorfológica de fotografías aéreas y un trabajo de campo realizado en el área de estudio.

**1.4.2.3 Suelos.** Se debe establecer una clasificación agrológica, es decir, del estudio del suelo y sus relaciones, así como identificar el uso actual y potencial del suelo, y establecer los conflictos del uso del suelo y su relación con un proyecto determinado. Por otra parte, se deben tener mapas que permitan apreciar las características de los suelos y sus cambios en relación con las actividades del proyecto.

**1.4.2.4 Recurso hídrico.** Se debe determinar la caracterización fisicoquímica, bacteriológica e hidrobiológica para las fuentes de agua susceptibles a intervención en el área específica del proyecto. Se debe establecer una red de monitoreo para el seguimiento del recurso hídrico durante la construcción y operación del proyecto, y donde se deben analizar parámetros de calidad del agua tales como:

- Caracterización física: temperatura, sólidos suspendidos, sedimentables, disueltos y totales, pH, turbidez, conductividad eléctrica.
- Caracterización química: demanda química de oxígeno, demanda biológica de oxígeno, bicarbonatos, cloruros, sulfatos, metales pesados, sustancias activas al azul de metileno, grasas, aceites, fenoles, hidrocarburos totales, alcalinidad, acidez.
- Caracterización bacteriológica: coliformes totales y fecales.
- Caracterización hidrobiológica: perifiton, plancton, bentos, macrofitas y fauna ictica.

Se debe realizar una cuantificación de usos y usuarios de las fuentes de agua a intervenir, así como determinar los conflictos sobre la disponibilidad y usos del recurso hídrico.

**1.4.2.5 Geotecnia.** Caracterización geotécnica de las áreas donde se implementará el proyecto junto a estudios realizados que incluyan información del análisis geotécnico. La geotecnia estudia la composición y propiedades de la capa más superficial de la corteza terrestre.

**1.4.2.6 Atmósfera.** Se debe identificar, zonificar y describir condiciones climáticas en el área de influencia de un proyecto determinado a través de equipos que capturen parámetros básicos como temperatura, presión, humedad relativa, viento, nubosidad, entre otros.

En cuanto a la calidad del aire, se debe realizar una evaluación de las fuentes de emisiones atmosféricas existentes en la zona de interés, así como la ubicación de asentamientos poblacionales, infraestructura social y zonas críticas de contaminación. El objetivo principal es promover un programa de monitoreo del recurso aire.

Por otra parte, se deben determinar los niveles de ruido teniendo en cuenta fuentes de generación de ruido existentes, asentamientos poblacionales, viviendas e infraestructura social. Se deben realizar monitoreos tomando niveles de presión sonora de emisión de ruido en zonas específicas de la zona de influencia del proyecto.

**1.4.3 Medio socioeconómico.** Según el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial<sup>23</sup>, La caracterización del medio socioeconómico se debe realizar con base en información relacionada con un proyecto determinado, de manera que ayude a analizar los posibles impactos que se puedan ocasionar en ámbitos sociales, económicos y culturales. Para esto, se deben tener en cuenta una serie de componentes: demográfico, espacial, económico, cultural, arqueológico, político-organizativo.

**1.4.3.1 Dimensión demográfica.** Esta dimensión tiene en cuenta las dinámicas de poblamiento regional, identificando población asentada, actividades económicas y tendencia de movilidad espacial, así como los eventos que han afectado dichas dinámicas. Se deben caracterizar los grupos poblacionales del área de influencia del proyecto, tales como indígenas, afrodescendientes, campesinos, entre otros.

**1.4.3.2 Dimensión espacial.** La dimensión espacial hace referencia a los servicios públicos y sociales, que incluye calidad y cobertura, en relación con el proyecto. De la misma forma, se debe realizar un análisis de la cobertura y la calidad de los servicios, en el cual se tenga en cuenta:

---

<sup>23</sup> Ibid., p. 22-24.



- Servicios públicos: acueducto, alcantarillado, aseo, energía y telecomunicaciones.
- Servicios sociales: salud, vivienda, educación.
- Medios de comunicación: radio, prensa, emisoras comunitarias.
- Infraestructura de transporte: vial, aérea, marítima, fluvial.

**1.4.3.3 Dimensión económica.** Para esta dimensión se deben analizar dinámicas económicas regionales, que se relacionen con el proyecto y tengan en cuenta: procesos productivos y tecnológicos en el área de influencia, mercado laboral actual en la zona, identificación de polos de desarrollo, y la estructura comercial que incluya empresas productivas en los diferentes sectores.

**1.4.3.4 Dimensión cultural.** En la dimensión cultural se deben tener en cuenta los hechos históricos que hayan causado cambios culturales, así mismo identificar tanto las bases del sistema sociocultural como los usos tradicionales de los recursos naturales por parte de los habitantes de la región. Para la población del área de influencia local se debe analizar: patrimonio cultural, patrimonio arquitectónico, modificaciones culturales, bases del sistema sociocultural y análisis cultural de las comunidades afectadas directamente.

En cuanto a las comunidades étnicas, se debe tener una descripción clara de las comunidades étnicas presentes, considerando territorios, creencias y modos de conocimiento, teniendo en cuenta aspectos como la dinámica de poblamiento, la demografía, salud, educación, religión, economía tradicional y presencia institucional.

**1.4.3.5 Dimensión arqueológica.** La dimensión arqueológica se debe tener en cuenta en el estudio de impacto ambiental, incluyendo los resultados del diagnóstico y prospección arqueológica, con mayor referencia en características arqueológicas de la zona de influencia y los resultados obtenidos. El objetivo de esta dimensión es conservar tesoros arqueológicos que puedan existir en la zona de influencia y que es tan importante para estudiar sociedades antiguas.

**1.4.3.6 Dimensión político-organizativa.** Se debe identificar actores sociales que interactúan en el área del proyecto, que representen estructura del poder y analizando conflictividad generada por la interacción con la sociedad. Así mismo, se debe determinar presencia institucional local y organización comunitaria relacionada con el proyecto y que tiene en cuenta gestión de las instituciones, gestión de organizaciones (públicas, privadas) y actores que intervienen en conflictos y su resolución.

## 1.5 METODOLOGÍAS PARA EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

De acuerdo con información obtenida de la Universidad Nacional de Colombia<sup>24</sup>, en la evaluación de impacto ambiental se realiza una valoración de los impactos producidos sobre el medio ambiente por una actividad determinada. Al ser la evaluación de los impactos un ejercicio subjetivo, existen distintas metodologías para realizarla, tales como:

**1.5.1 Metodología Leopold.** Con base en Conesa que fue citado por la Universidad Nacional de Colombia<sup>25</sup>, la metodología de Leopold consiste en una matriz de doble entrada en la cual las filas contienen los factores ambientales que se pueden ver afectados y en las columnas las actividades que se van a desarrollar en un determinado proyecto; estas actividades pueden ser catalogadas como las causas de los impactos ambientales.

Tal como se muestra en la tabla 15, cada celda de la matriz se divide en dos áreas triangulares por una línea diagonal, en la parte superior se evalúa la magnitud (m) y en la parte inferior la importancia (I). Estos atributos se valoran en una escala de uno a diez. Un signo positivo o negativo antecede al valor asignado y determina el carácter del impacto (Ver anexo A).

La magnitud se refiere a la extensión del impacto, lo cual se relaciona con el área afectada o de influencia del impacto. Por su parte, la importancia expresa el grado de alteración del factor ambiental, por lo cual se debe tener en cuenta el estado inicial y las consecuencias de las acciones sobre dicho factor ambiental.

**1.5.2 Metodología cualitativa.** Según Vicente Conesa que fue citado por la Universidad Nacional<sup>26</sup>, la metodología cualitativa se basa en la calificación de once atributos que buscan describir el impacto ambiental. Cada atributo se evalúa de una manera subjetiva empleando adjetivos a los cuales se les ha asignado un valor numérico. En el cuadro 7 se muestran los atributos propios de la metodología cualitativa y sus posibles opciones de valoración (Ver anexo A).

---

<sup>24</sup> UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 11. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

<sup>25</sup> Ibid., p. 11.

<sup>26</sup> Ibid., p. 12.

La importancia del impacto a través de esta metodología se resuelve mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Importancia del impacto por metodología cualitativa

$$I = \pm [(3 In) + (2 Ex) + Mo + Pe + Rv + Rc + Si + Ac + Ef + Pr]$$

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 13. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

Para el análisis del resultado de la evaluación del impacto se aplica la siguiente lógica: si la calificación de la importancia es menor a 25 el impacto es irrelevante, entre 25 y 50 es moderado, de 50 a 75 es severo y, si la calificación es mayor a 75 se considera un impacto crítico.

**1.5.3 Metodología de las Empresas Públicas de Medellín (epm).** Esta metodología se fundamenta en las metodologías de Leopold y Conesa. De acuerdo con Toro que fue citado por la Universidad Nacional<sup>27</sup>, esta metodología se desarrolla en tres etapas principales. La primera etapa consiste en organizar las actividades del proyecto a desarrollar de tal manera que se agrupen acciones por características semejantes. En la segunda etapa se identifican los impactos ambientales a través de un diagrama de flujo, en el cual se presenta la relación entre acción, efecto e impacto. Finalmente, en la tercera etapa se evalúa los impactos empleando los criterios del cuadro 8 para calcular el índice de calificación ambiental (Ca) (Ver anexo A)

Para calcular el índice de calificación ambiental se aplica la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Cálculo del índice de calificación ambiental

$$Ca = C (P [aEM + bD])$$

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 18. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

Donde a y b son constantes de ponderación para equilibrar los pesos de cada una de las partes de la ecuación y cuya suma debe ser igual a 10.

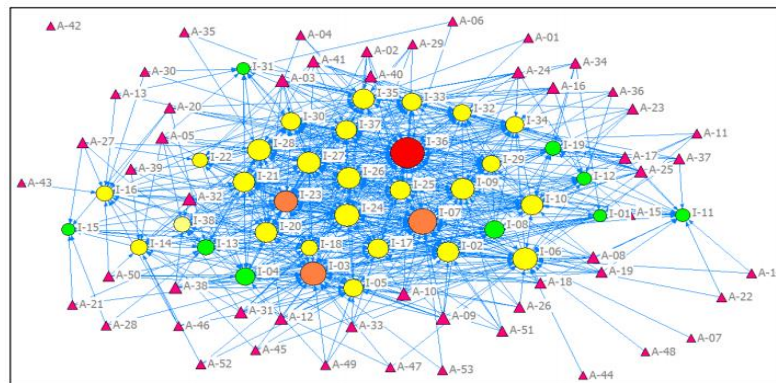
---

<sup>27</sup> Ibid., p. 18.

**1.5.4 Metodología de redes complejas.** Conforme a Martínez Bernal que fue citado por la Universidad Nacional<sup>28</sup>, esta metodología se basa en el análisis de relaciones de causalidad que se presentan entre las actividades de un proyecto y los impactos ambientales. Para ello se hace uso de una matriz de adyacencia como la mostrada en la tabla 16, en la que se ubican las actividades y los posibles impactos ambientales tanto en las filas como en las columnas. La matriz se diligencia con uno o cero, dependiendo de si se tiene o no una relación de causalidad entre los elementos a analizar (Ver anexo A).

Una vez diligenciada la matriz de adyacencia, se procede a elaborar un diagrama de redes, en el cual se visualiza las relaciones entre las actividades e impactos (elementos de la red). La forma del nodo permite distinguir entre las actividades y los impactos, el tamaño representa el número de relaciones de cada uno de los elementos, y el color la categoría del impacto (verde: irrelevante, amarillo: moderado, naranja: severo y rojo: crítico). La figura 1 muestra un ejemplo de un diagrama de redes con sus elementos y la relación entre ellos.

Figura 1. Ejemplo de diagrama de redes



Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 19. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

La metodología de redes complejas jerarquiza los impactos mediante la medida de centralidad “grado” por la cual se expresa la cantidad de relaciones de un elemento con la totalidad de la red, en este caso es una medida de las veces que una actividad o impacto es causa de otros impactos. En esta metodología se reduce la subjetividad ya que se evalúa un atributo (causalidad), por esto ha sido empleada ampliamente para el análisis de impactos ambientales generados por la industria de los hidrocarburos.

<sup>28</sup> Ibid., p. 19.

## 1.6 LICENCIA AMBIENTAL

Según el artículo 2.2.2.3.1.3 del decreto 1076 de 2015, la licencia ambiental se define como “la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que, de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje”. La licencia ambiental lleva en su contenido autorizaciones para uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales renovables, por el tiempo de vida del proyecto.

De acuerdo con Gloria Rodríguez<sup>29</sup>, las licencias ambientales de los proyectos se establecen con el objetivo principal de prevenir, mitigar, corregir, compensar y controlar los impactos ambientales generados por actividades humanas. Lo anterior se basa en la evaluación ambiental, la cual incluye estudios técnicos para calcular los impactos negativos o positivos de un determinado proyecto, obra o actividad, siempre en busca de generar el menor efecto posible sobre el medio ambiente.

**1.6.1 Evolución del licenciamiento ambiental.** De acuerdo con Carlos Zarate et al.<sup>30</sup>, la normatividad sobre las licencias ambientales en Colombia ha sufrido modificaciones durante los últimos años, como resultado de las necesidades y presión de los diferentes sectores económicos y productivos, así como la adaptación de las condiciones ambientales actuales. Esto se ve reflejado en la regulación, tiempos y rigurosidad de los estudios respectivos para contar con un licenciamiento ambiental que permita llevar a cabo los proyectos o actividades. Los puntos más importantes en la evolución del licenciamiento ambiental en Colombia se muestran a continuación:

Según Carlos Zarate et al.<sup>31</sup>, la Licencia Ambiental Global ha sufrido una serie de modificaciones con el objetivo de mejorar las disposiciones de dicha Licencia, tal como se muestra en el cuadro 9. La primera modificación importante se refiere a la autoridad competente para otorgar la licencia ambiental, la cual en el Decreto 1753

---

<sup>29</sup> RODRIGUEZ, Gloria. Las licencias ambientales y su proceso de reglamentación en Colombia. [Friedrich-Ebert-Stiftung] Bogotá D.C.: Foro Nacional Ambiental. 2011, p. 2. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/kolumbien/08360.pdf>

<sup>30</sup> ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016, p. 56-65. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016, p. 55. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)

<sup>31</sup> Ibid., p. 56.

de 1994 era exclusivamente el Ministerio de Medio Ambiente y en el Decreto 1728 de 2002 se extendió a la autoridad ambiental competente. Así mismo, para el Decreto 1728 de 2002 se adiciona la regulación de explotación minera y no solo de hidrocarburos como se dictaba en el Decreto 1753 de 1994 (Ver anexo B).

Los decretos 1180 de 2003 y 1220 de 2005 no presentan cambios con el decreto 1728 en relación con la licencia ambiental global. Sin embargo, en el decreto 2820 de 2010 se agrega una especificación que determina que la licencia ambiental abarca toda el área de explotación que se solicite. El decreto 2041 de 2014 presenta la misma información que el derogado decreto 2820 de 2010 en cuanto a la licencia ambiental global.

En el cuadro 10 se muestran algunos de los cambios identificados en el decreto 1728 en comparación con el decreto 1753 de 1994; uno de ellos es la omisión de Ecosistema ambientalmente crítico el cual lo definía como aquel que había perdido su capacidad de recuperación, y se integra el término efecto ambiental como una consecuencia derivada de un impacto ambiental. De igual forma, se evidencia un vacío en el decreto 1728 de 2002, debido a que en este se da autonomía a la autoridad ambiental competente de decidir si un proyecto necesita de diagnóstico ambiental de alternativas, mientras en el decreto 1753 de 1994 se especifica los casos en los cuales se requerirá del DAA (ver anexo B).

El decreto 1180 de 2003 derogó al decreto 1728 de 2002 y presenta cambios significativos, los cuales ayudaron a la evolución del licenciamiento ambiental, tal como se muestra en el cuadro 11. En el decreto 1180 de 2003 se presenta un retroceso en cuanto a las definiciones adoptadas ya que se omiten los términos de vulnerabilidad y efecto ambientales, lo cual se compensa con una mayor explicación del término Impacto Ambiental. Por otro lado, en el decreto 1180 de 2003 se agregan nuevas autoridades ambientales las cuales son: el Distrito de Cartagena, Santa Marta y Barranquilla (Ver anexo B).

Con base en Carlos Zarate et al.<sup>32</sup>, en relación con el objetivo del diagnóstico ambiental de alternativas, en el decreto 1180 de 2003 se agregan opciones de alternativas con el fin de minimizar riesgos e impactos negativos que se puedan presentar durante el proyecto. Así mismo, se adiciona una flexibilidad para el transporte de hidrocarburos al considerar como requisito de licencia ambiental al transporte de hidrocarburos gaseosos que se desarrollen a longitudes mayores de 10 km fuera del campo de explotación.

En el año 2010 se expide el decreto 2820, el cual representa un avance positivo en el tema de licenciamiento ambiental. En este decreto se incluyeron términos dentro del artículo de definiciones tales como explotación minera y contingencia ambiental. Así mismo, se obliga a los ejecutores de los proyectos tener en cuenta los recursos

---

<sup>32</sup> Ibid., p. 62.

naturales renovables dentro del estudio de impacto ambiental. Dentro del decreto 2820, el Ministerio de Ambiente se reserva el derecho para otorgar licencias ambientales en algunos sectores (hidrocarburos, minería, sector eléctrico, producción de pesticidas y construcción de aeropuertos), así como se amplía la obligación de realizar ajustes a la licencia ambiental en casos que la autoridad competente lo requiera.

El decreto 2041 de 2014 es la última norma que reglamenta modificaciones al licenciamiento ambiental en Colombia. De acuerdo con información suministrada por Carlos Zarate et al.<sup>33</sup>, entre los cambios más llamativos, mostrados en el cuadro 12, se pueden resaltar: en el artículo 8 se especifican las actividades de construcción de infraestructura o agroindustria que se pretendan realizar en áreas protegidas nacionales, así como abre la posibilidad de intervención de parques nacionales; en el artículo 29 se adiciona un numeral en el cual se agrega el término “yacimientos no convencionales”, con lo cual se deja abierta la opción de realizar fracking en campos petrolíferos; y por último, aunque se agrega un párrafo al artículo 25, este brinda la posibilidad a la autoridad competente de levantar una veda en tanto el solicitante haga llegar una copia de los actos administrativos para luego decidir si se otorga o se niega la licencia ambiental (Ver anexo B).

## 1.7 TECNOLOGÍAS EN LA PRODUCCION PETROLERA

Las tecnologías en la producción petrolera han ido avanzando conforme se hace necesario el uso de nuevos recursos con el fin de optimizar los procesos y minimizar los impactos medioambientales que se puedan generar. Pero también se requiere desarrollar nuevas tecnologías para aumentar la oferta de petróleo a un mundo que crece de forma acelerada y que exige cada vez más energía para suplir la demanda global.

**1.7.1 Tratamiento de aguas de producción.** La industria petrolera se ha caracterizado por tratar con grandes cantidades de agua, con un mayor porcentaje de consumo en la fase de producción. Según Ecopetrol, para el año 2016 se consumía un aproximado de 56.23 millones de m<sup>3</sup> de agua, es decir, 0.154 m<sup>3</sup> d<sup>-1</sup>. Con un 91.72 %, la fase de producción tiene el valor más alto de consumo de agua.

Según Liliana Mesa et al.<sup>34</sup>, la gran preocupación de la industria petrolera respecto al manejo inadecuado del agua se debe al contenido de material contaminante tales como sólidos totales, metales pesados (bario, cadmio, plomo, mercurio, cromo,

---

<sup>33</sup> Ibid., p. 68.

<sup>34</sup> MESA, Sandra Liliana et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. En: Gestión y Ambiente. [bdigital]. Bogotá D.C. Vol. 21. Nro. 1. 2018, p. 88. ISSN 2357-5905. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/69637/1/69792-393223-1-PB.pdf>

entre otros), gases (oxígeno, cloro, etc.), aniones, cationes y microorganismos. Por esta razón, a las aguas de producción provenientes de la actividad petrolera se le debe realizar un manejo especial con diferentes tecnologías para el tratamiento de dichas aguas de tratamiento de dichas aguas.

**1.7.1.1 Tratamientos físicos.** Los tratamientos físicos tienen el objetivo principal de eliminar del agua las grasas, aceites, así como el material orgánico presente. Para ello, los tratamientos físicos más utilizados en la depuración de contaminantes del agua de producción son el desengrasado, la remoción de compuestos orgánicos disueltos y la evaporación.

De acuerdo con información de Pablo Gamonal<sup>35</sup>, el desengrasado es un tipo de remoción sólido-líquido, en el cual el aceite y gases se separan del agua, así como el crudo presente. Para realizar este proceso, se hace una insuflación de aire con la finalidad de separar la emulsión y mejorar la flotabilidad de las grasas para que se acumulen en superficie y se puedan evacuar. El cuadro 13 muestra tecnologías utilizadas para separación de grasas y aceites y esta remoción depende del diámetro de partícula (Dp) (Ver anexo C).

Con base en Liliana Mesa et al.<sup>36</sup>, se puede asegurar que la remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD) usa tecnologías con el fin de minimizar la concentración de COD con método como el de adsorción, el cual se emplea principalmente para la remoción de hidrocarburos solubles mediante carbón activado, Zeolita, Nuez, Nano Compuestos y tipo polimérico. Por su parte, la oxidación se encarga de disminuir la demanda química (DQO) y biológica (DBO) de oxígeno en el agua. Con la extracción también se reduce la cantidad de hidrocarburos, pero dispersos. El cuadro 14 muestra de forma más específica cada una de las tecnologías utilizadas en la remoción de compuestos orgánicos disueltos (Ver anexo C).

La evaporación consiste en la separación mediante una transformación del compuesto más volátil (agua) a la fase vapor. Según la Universidad Nacional del Centro del Perú (UNCD) que fue citado por Angelica Muñoz<sup>37</sup>, un evaporador es un

---

<sup>35</sup> GAMONAL, Pablo. Tratamiento de aguas residuales mixtas. [RECERCAT]. Trabajo de grado. Especialista en química industrial. Barcelona. 2011, p. 65. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.recercat.cat/handle/2072/169646>

<sup>36</sup> MESA, Sandra Liliana et al. Op. Cit., p. 91.

<sup>37</sup> MUÑOZ PRADO, Angelica. Evaluación técnica y ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de explotación de hidrocarburos. [RIU]. Trabajo de grado. Especialista en Gerencia Ambiental. Universidad Libre. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2011, p. 71. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://repository.unilivre.edu.co/bitstream/handle/10901/10395/documento%20tesis%20%20agosto%205.pdf?sequence=1>



intercambiador de calor con capacidad para calentar el compuesto y un aparato de separación del vapor y el líquido en ebullición. También se debe contar con un condensador para condensar al final del proceso la fase vapor.

**1.7.1.2 Tratamientos con membranas bajo cambios de presión.** Este tipo de tratamiento utilizan alta presión de las membranas para filtrar los contaminantes presentes en el agua y tiene cuatro tecnologías principales: microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y osmosis inversa, tal como se muestra en el cuadro 15 (Ver Anexo C).

Con base en información suministrada por Jennifer Alcario<sup>38</sup>, La ultrafiltración usa las fuerzas de presión para lograr la separación a través de membranas semipermeables. Los sólidos y soluto con un peso molecular alto se retienen, por tanto, no se elimina sales y COD. La ultrafiltración y nanofiltración se diferencia de la ultrafiltración por el tamaño de partícula que retiene, siendo la nanofiltración la que retiene partículas más pequeñas.

Basado en textos científicos<sup>39</sup>, la osmosis inversa se utiliza para separar componentes mediante fuerzas ejercidas en una membrana semipermeable. Consta de tubos de presión contenidos en la membrana y una bomba suministra el fluido con la presión requerida para realizar el proceso. Una válvula reguladora controla la corriente de concentrado dentro de cada uno de los elementos.

**1.7.2 Taladros de perforación PACE.** La multinacional Nabors ha diseñado los taladros de perforación de última tecnología PACE® (Programable A/C electric) que tienen características distintivas de los taladros de perforación convencional tales como: cuentan por lo menos con 1500 caballos de fuerza, capacidad de carga de gancho de 750000 lbs, tres bombas de lodo de 1600 caballos de fuerza y 7500 psi, además de cuatro motores con capacidades para moverse y perforar múltiples pozos en una sola plataforma. En la imagen 1 se muestra un taladro de perforación PACE.

---

<sup>38</sup> ALCARIO SALAZAR, Jennifer. Eliminación de compuestos orgánicos e inorgánicos mediante procesos híbridos UF-MIEX. [UPCommons]. Trabajo de grado. Ingeniero Químico. Escuela de Administración. Barcelona. 2014, p. 20. [Consultado: 13 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/25049/Memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

<sup>39</sup> TEXTOSCIENTIFICOS. Osmosis Inversa. [Sitio Web]. Sec. Química. 2007 [Consultado: 13 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.textoscientificos.com/quimica/osmosis/inversa>

Imagen 1. Taladro de perforación PACE



Fuente: NABORS. Nabors SmartRig Drilling Systems. [Sitio Web]. Sec. Rigs. [Consultado: 15 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.nabors.com/node/2946>

De acuerdo con información suministrada por Nabors<sup>40</sup>, los equipos de perforación Pace<sup>®</sup> cuentan con cuatro referencias principales las cuales son:

- PACE<sup>®</sup>-X800 Rig: diseñado para perforar varios pozos con una sola plataforma, al tener la capacidad de moverse en dirección de los ejes X, Y. Además, su diseño modular reduce componentes que se deben montar y desmontar optimizando tiempos de movimiento.
- PACE<sup>®</sup>-X800 Quad Design Drilling Rig: además de las mismas capacidades de perforación del equipo PACE<sup>®</sup> -X800, incluye una sección de 31 pies para permitir cuatro juntas de tubería en el retroceso, por lo que se requiere menos conexiones. Este equipo cuádruple utiliza una tecnología en la cual el mástil se monta verticalmente.
- PACE<sup>®</sup> -M800 Rig: ofrece máximo rendimiento de perforación mejorando su eficiencia y reduciendo el tiempo, debido principalmente a la capacidad de moverse más rápido al igual que los tiempos de montaje y desmontaje. Cuenta con tres bombas de lodo de 1600 caballos de fuerza 7500 psi para trabajar con caudales altos y cuatro motores, lo que evita apagones.
- PACE<sup>®</sup> -M1000 Rig: brinda mayor potencia y velocidades para perforar longitudes laterales, así como mejorar la eficiencia del movimiento del equipo. Cuenta con 1600 caballos de fuerza con altos caudales, un sistema de lodo de 7500 psi para maximizar velocidad de penetración (ROP), cuatro o cinco motores con una potencia de 1476 caballos de fuerza para proporcionar la potencia necesaria a la plataforma.

---

<sup>40</sup> NABORS. Nabors SmartRig Drilling Systems. [Sitio Web]. Sec. Rigs. [Consultado: 15 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.nabors.com/node/2946>

**1.7.3 Drones.** Los drones son vehículos no tripulados, los cuales se usan como herramientas de recopilación de datos de manera más eficiente y rápida. Reconocidas compañías de la industria petrolera como BP o ExxonMobil han encontrado en los drones una nueva forma de realizar aportes a la explotación petrolera, aunque a Colombia no ha llegado esa tecnología. Para Roxana Pallares<sup>41</sup>, algunos ejemplos de la utilización de drones en la industria de los hidrocarburos son:

- **Monitoreo e inspección:** se utiliza para vigilancia de oleoductos con mayor eficiencia, además de monitorear carreteras e infraestructura, proporcionando imágenes 3D para prevenir averías en las infraestructuras. Se pueden usar vehículos no tripulados para examinar instalaciones y refinerías de forma más segura, así como zonas donde hay grupos armados.
- **Detección y localización de fugas:** se está usando drones para monitoreo de tuberías e infraestructura crítica, con la ventaja de ser más económicos y eficientes. Los métodos convencionales (detectores móviles) para detección de fugas han sido ineficientes ya que no encuentran la totalidad de fugas y se limitan a sitios de fácil acceso.
- **Exploración:** apoyo en drones para búsqueda de yacimiento de petróleo tanto en mar como tierra. El equipo utilizado consta de cámaras HD, sensores infrarrojos, entre otros, y es utilizado para realizar mapas geográficos que puedan dar indicios de petróleo en el subsuelo.
- **Control gubernamental:** los drones permiten capturar fotografías de alta calidad con el objetivo de verificar remediaciones ambientales y desempeño de los yacimientos.

---

<sup>41</sup> INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. La recuperación asistida en Argentina: Las nuevas tecnologías que pueden modificar la industria del petróleo y del gas. En: Petrotecnia [Google Académico]. Argentina. 15 de agosto. Vol. 56. Nro. 4. 2015, p. 114-118. . [Consultado: 17 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://www.protecnia.com.ar/agosto15/Completo/Petro\\_4\\_15.pdf](http://www.protecnia.com.ar/agosto15/Completo/Petro_4_15.pdf)

## 2. IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

### 2.1 EVALUACION AMBIENTAL

Durante la vida de un proyecto se deben tener en cuenta los impactos generados a los medios biótico, abiótico y socioeconómico. Para ello, se realiza una evaluación de impactos ambientales en la cual se debe incluir la identificación e interpretación de la interacción tanto de las actividades propias de la región como de los procesos de las actividades a desarrollar con el medio ambiente. Según el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia<sup>42</sup>, para realizar la evaluación de impacto ambiental se tienen en cuenta:

- Impactos previos al inicio del proyecto e identificación de actividades con mayor impacto en la zona.
- Aspectos técnicos del proyecto y actividades impactantes en las etapas del proyecto.
- Impactos esperados como resultado de las diferentes actividades del proyecto y su respectiva calificación.

Durante la evaluación de los impactos, es importante tener en cuenta los límites máximos permisibles de los contaminantes definidos en la legislación ambiental para tener una referencia en la valoración de los posibles impactos. Así mismo, se debe considerar el riesgo que conlleva la operación del proyecto para los medios biótico, abiótico y socioeconómico.

**2.1.1 Evaluación económica.** De acuerdo con información del Ministerio de Ambiente<sup>43</sup>, los grandes proyectos se reconocen como una fuente importante de generación de impactos ambientales y sociales; por tanto, desde el campo de la economía se realiza una contribución con una serie de herramientas metodológicas y cuyo principal objetivo es determinar el valor monetario de los impactos ambientales, para así ayudar en la toma de decisiones durante el proceso de evaluación ambiental.

---

<sup>42</sup> MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Metodología general para la presentación de estudios ambientales. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2010, p. 21. [Consultado: 25 de octubre de 2019. Archivo en pdf. Disponible en: [http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/metodologia\\_presentacion\\_ea.pdf](http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/metodologia_presentacion_ea.pdf)

<sup>43</sup> Ibid., p. 22.

En la evaluación económica durante el estudio de impactos ambientales, en la cual se tiene en cuenta la valoración económica y el análisis costo-beneficio de los impactos, se tienen ventajas tales como:

- Conocer costos de los impactos generados durante la ejecución de un proyecto, así como saber si en la prevención, mitigación, corrección y compensación de dichos impactos se ha destinado el monto necesario.
- Contribuir a la implementación de medidas en el control de impactos ambientales con estimaciones razonables de las inversiones.
- Descartar la incertidumbre sobre los costos ambientales reales del proyecto. Con esto, se mejora la inversión del país y las entidades reguladoras mejoran su imagen.
- Mejorar los planes de acción para el control de los impactos ambientales generados durante el proyecto, con información valiosa acerca de dichos impactos.
- Generar aprendizaje acerca de los impactos ambientales con mayor grado de riesgo.

## **2.2 IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES**

En la evaluación ambiental se requiere establecer cómo será la afectación del ambiente con el proyecto. Para lograr este objetivo, se deben identificar los impactos ambientales, haciendo énfasis en aquellos cuya alteración del ambiente se realiza de manera más significativa. Con el propósito de identificar los impactos generados durante la operación de un pozo petrolero, se hace necesario determinar las actividades propias de la operación del proyecto con sus respectivos procesos y elementos que pueden ser modificados.

Las principales actividades responsables de la generación de daños medio ambientales se pueden incluir en tres grupos: perforación, producción y manejo de residuos sólidos y líquidos. La perforación cuenta con procesos como el montaje de los equipos para realizar la operación, los lodos base agua y base aceite manipulados y los recortes llevados a superficie. Por su parte, la producción es el proceso de extracción del crudo, en el cual se lleva el crudo a superficie junto con agua de producción proveniente del yacimiento. El manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos se lleva a cabo durante todas las actividades del proceso de explotación de un pozo.

De acuerdo con los componentes del medio ambiente descritos en el marco teórico, se realizó una división de los impactos ambientales de acuerdo con los medios

biótico, abiótico y socioeconómico. La información extraída en los cuadros 11, 12 y 13 fue recopilada del estudio de impacto ambiental desarrollado para el pozo exploratorio Guacharúa Sur (ubicado en Casanare) e información suministrada por la Universidad Nacional de Colombia.

**2.2.1 Medio biótico.** En el medio biótico se analizan tres aspectos ambientales fundamentales: la flora la fauna y la biota acuática. En cada uno de estos aspectos se identifican los impactos ambientales más relevantes y se asocian a las actividades desarrolladas durante los procesos de perforación y producción de crudo, tal como se muestra en el cuadro 2.

Cuadro 2. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio biótico

ASPECTO	IMPACTOS	ACTIVIDADES
Flora	Perdida de vegetación natural	Instalación y operación del proyecto.
	Cambios en el uso del suelo.	
	Deforestación.	Manejo de residuos sólidos y líquidos.
Fauna	Deterioro de hábitat de especies animales.	Montaje de equipos y maquinaria.
	Desplazamiento y/o pérdida de fauna.	Perforación. Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
Hidrobiota	Alteración de las características microbiológicas del agua.	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Alteración de las comunidades hidrobiológicas de cuerpos de agua loticos y lenticos.	
	Alteración de las condiciones de cuerpos de agua loticos y lenticos que afectan la fauna acuática.	Perforación.

Fuente: elaboración propia

Durante la operación de un pozo petrolero, se necesita realizar un montaje del equipo y la maquinaria para realizar el proyecto. Para esta actividad, se hace necesario la construcción de vías de acceso, esto ocasiona un daño sobre la flora, ya que se deforesta un área considerable para realizar la infraestructura vial y realizar el montaje de la infraestructura petrolera. Con esta deforestación, también se destruye el hábitat de múltiples especies que habitan la zona de influencia, lo que ocasiona una pérdida o desplazamiento de estas.

Durante el proceso de perforación y el manejo y/o disposición de residuos sólidos y líquidos se afectan los cuerpos de agua, principalmente por vertimientos de las aguas utilizadas durante el proceso de explotación y las provenientes de la

producción. Esto afecta las propiedades de dichos cuerpos y, por consiguiente, la vida acuática (flora y fauna).

**2.2.2 Medio abiótico.** En la evaluación de los impactos ambientales para el medio abiótico, se cuenta con aquellos impactos generados en los recursos de la naturaleza tales como agua, suelo, aire y geología. En el cuadro 3 se realiza una descripción de las afectaciones más importantes al medio abiótico y sus respectivas actividades impactantes.

Cuadro 3. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio abiótico

ASPECTO	IMPACTOS	ACTIVIDADES
Geomorfología	Cambios en las geoformas naturales del terreno.	Perforación.
	Generación de procesos erosivos.	
Suelo	Contaminación del suelo (alteración de características edáficas).	Disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Cambios en el uso del suelo.	Perforación.
	Perdida de cultivos y de la fertilidad del suelo.	Extracción.
Recurso hídrico	Alteración de la calidad fisicoquímica del agua.	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Alteración de las propiedades microbiológicas del agua.	Perforación.
	Interrupción de flujos de agua.	
Atmosfera	Alteración de la calidad del aire por emisiones contaminantes (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO, CH <sub>4</sub> ).	Perforación.
	Alteración de la calidad del aire por emisión de partículas sólidas (humo, partículas sólidas en suspensión y sedimentables).	Pruebas de producción.
	Incremento en niveles de ruido.	Movilización y montaje de equipos y maquinaria.
	Alteración del paisaje.	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.

Fuente: elaboración propia

El medio abiótico se ve vulnerado por actividades propias de la industria petrolera como perforación, extracción, movilización y montaje de equipo y maquinarias, entre otras. Uno de los principales impactos es el relacionado con la contaminación del recurso hídrico, más que todo en la captación para perforar pozos y la disposición de las aguas provenientes de la producción, que no se tratan de una forma adecuada para su posterior vertimiento.

Por otra parte, la calidad del aire se ve afectada por emisión de contaminantes durante determinadas actividades de la industria petrolera; estos contaminantes como óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono van a la atmósfera a través de quemaduras. El suelo también se ve altamente afectado con los proyectos de producción de pozos debido a los trabajos de perforación, con pérdidas de sus propiedades.

**2.2.3 Medio socioeconómico.** El aspecto socioeconómico hace parte de los medios afectados por la operación del proyecto de producción de un pozo, debido a los impactos que genera sobre las comunidades y la economía de la zona donde se realiza el proyecto. En el cuadro 4 se observa una serie de impactos positivos y negativos generados en el medio socioeconómico a la zona donde se desarrollan las operaciones del proyecto.

Cuadro 4. Impactos ambientales de la producción petrolera al medio socioeconómico

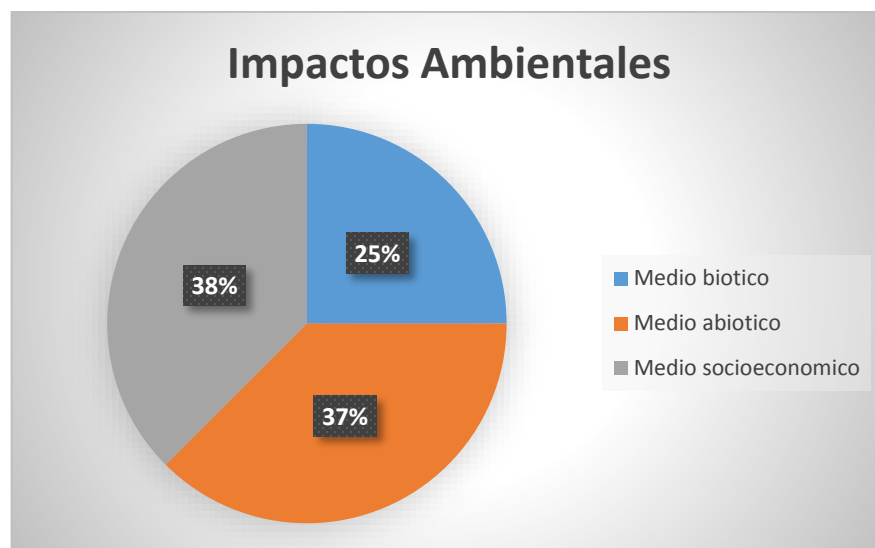
ASPECTO	IMPACTOS	ACTIVIDADES
Dimensión demográfica	Reducción de oportunidades de empleo para personas de la zona afectada por llegada de personal foráneo.	Perforación. Extracción.
	Aumento de población ocupada en el área de influencia.	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Capacitaciones a individuos y mejores oportunidades laborales.	Movilización y montaje de equipos y maquinaria.
Dimensión económica	Aumento de ingresos para propietarios de predios.	Perforación.
	Aumento en el nivel de ingresos de individuos y familias por condición de mano de obra en la zona.	Extracción. Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Corrupción.	Movilización y montaje de equipos y maquinaria.
Dimensión espacial	Deterioro de infraestructura vial.	Perforación.
	Mejoramiento de la calidad de vías.	Extracción.
	Afectación en la calidad de vida de las comunidades en el territorio y la transformación de este.	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos.
	Expropiación.	Movilización y montaje de equipos y maquinaria.
	Aumento de violencia y delincuencia.	
Dimensión arqueológica	Alteración y destrucción de registros arqueológicos.	Perforación.

Fuente: elaboración propia



Por último, y no menos importante, el medio socioeconómico depende del área en el cual se está desarrollando el proyecto y del tipo de comunidades afectadas. A diferencia de los medio biótico y abiótico, en este medio se cuenta tanto con impactos positivos como negativos. Los impactos más importantes identificados del cuadro anterior tienen que ver con impactos en la economía en el área de influencia con oportunidades laborales y aumento en el nivel de ingresos de las personas de las comunidades. Además, uno de los impactos negativos más significativos es la afectación en la calidad de vida de las personas, tanto por los daños a los medios biótico y abiótico, como de problemas relacionados con la corrupción y la delincuencia.

Grafica 3. Porcentaje de impactos ambientales para cada medio



Fuente: elaboración propia

La Grafica 3 muestra cómo se encuentran distribuidos los impactos en la industria petrolera para cada uno de los componentes del ambiente. Se puede observar mayor cantidad de impactos para el medio abiótico (37 %) y el medio socioeconómico (38 %). Del medio biótico se identificó un número más reducido de impactos (25 %).

### **3. METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCION PETROLERA.**

Los impactos ambientales que se identificaron durante la producción petrolera se jerarquizaron y valoraron. Para conocer su importancia y forma de minimización, se seleccionaron tres impactos ambientales para cada uno de los medios (biótico, abiótico y socioeconómico) a partir de un criterio de importancia dada por la experiencia del autor durante la construcción de la matriz de impactos ambientales del apartado anterior.

Con el objetivo de jerarquizar y valorar los impactos ambientales seleccionados, se utilizó Super Decisions<sup>44</sup>, un programa basado en múltiples criterios para la toma de decisiones. Super Decisions es un software de soporte, el cual implementa un proceso jerárquico analítico (AHP) y un proceso de red analítica (ANP), y estas metodologías de síntesis combinan juicio y datos para predecir de manera efectiva resultados.

Con el objetivo planteado de jerarquizar los impactos se usa el proceso de jerarquía analítica (AHP). Según Thomas Saaty<sup>45</sup>, esta metodología es utilizada para medir factores intangibles a través de comparaciones y con juicios en una escala de uno a nueve. Para la toma de decisiones se forma un modelo jerárquico con un objetivo, criterios y alternativas, para luego hacer juicios de elementos de nivel inferior con respecto a elementos conectados del nivel anterior.

A continuación, se muestra paso a paso la metodología AHP para la jerarquización de impactos ambientales producidos por la producción petrolera:

#### **3.1 IDENTIFICACIÓN DE OBJETIVO, CRITERIOS Y ALTERNATIVAS**

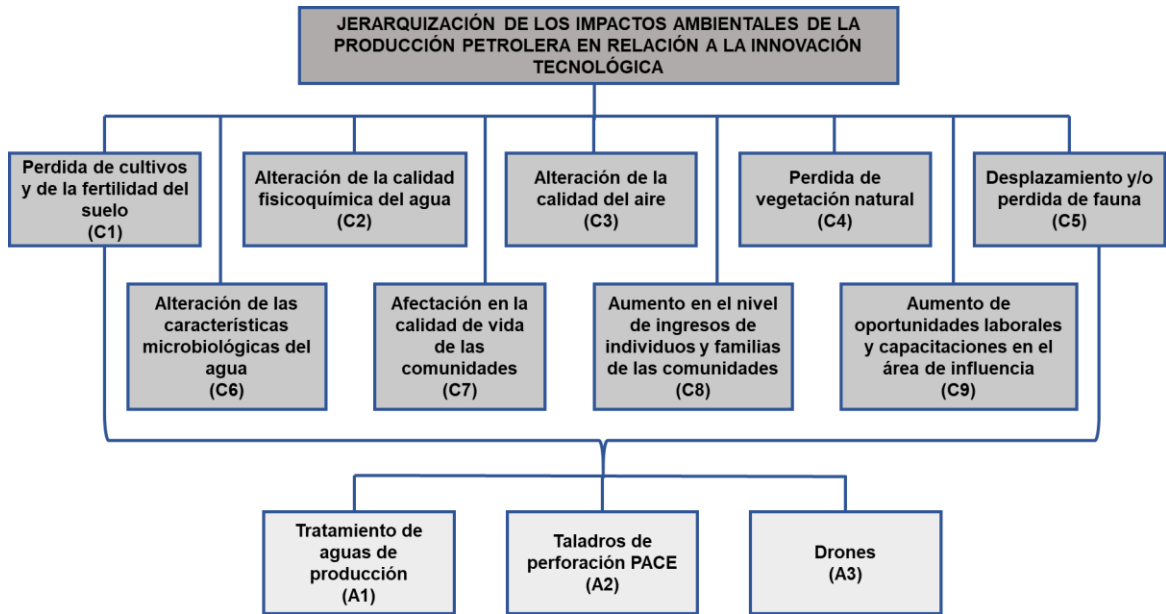
El primer paso para realizar un análisis jerárquico analítico es identificar el objetivo a lograr con las comparaciones, así como los criterios y sus alternativas. Para ello, se realiza un árbol jerárquico. En la figura 2 se muestra el árbol jerárquico construido con la identificación de los impactos ambientales (criterios) más relevantes y las tecnologías disponibles (alternativas) en la producción de petróleo.

---

<sup>44</sup> SAATY, Thomas. The Super Decisions. [Sitio web]. Sec. Home. S.F. [Consultado: 4 de noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.superdecisions.com/>

<sup>45</sup> SAATY, Thomas. The Super Decisions. [Sitio web]. Sec. AHP & ANP. S.F. [Consultado: 4 de noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.superdecisions.com/>

Figura 2. Árbol de impactos ambientales en la producción petrolera

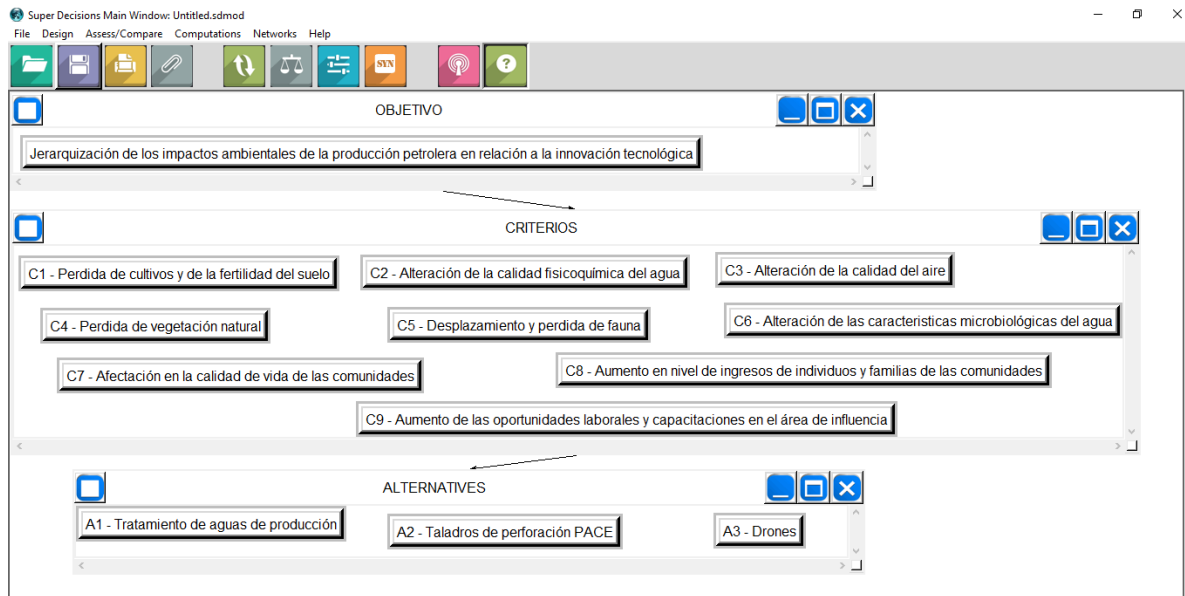


Fuente: Elaboración propia

El árbol jerárquico construido para los impactos ambientales y las tecnologías disponibles en la minimización de dichos impactos en la producción petrolera se compone de un objetivo denominado “Jerarquización de los impactos ambientales de la producción petrolera en relación con la innovación tecnológica”, nueve criterios y tres alternativas definidas durante el marco teórico.

La imagen 2 muestra la construcción de una red de relación en la cual el objetivo se encuentra en la parte alta del árbol y se relaciona con cada uno de los nueve criterios seleccionados; a su vez, cada criterio es enlazado con las tres alternativas disponibles, las cuales van en la parte inferior del árbol. La nomenclatura asignada a cada criterio (C) y alternativa (A) se hace para mayor facilidad a la hora de fijar el grado de importancia de estas y el número que identifica a cada criterio y alternativa no asegura una jerarquía mayor.

Imagen 2. Árbol de relación entre objetivo, criterios y alternativas



Fuente: Super Decisions

### 3.2 MATRIZ DE CRITERIOS

Al tener el árbol de jerarquías, se procede a establecer la importancia de cada uno de los criterios, en la cual se tiene en cuenta valores de ponderaciones, que se muestran en el cuadro 5. Para dicha importancia, los elementos A y B hacen referencia a la comparación de cada uno de los criterios con los otros. Se debe tener en cuenta que cuando el elemento B es más importante que el elemento A, el valor asignado es el recíproco.

Cuadro 5. Ponderaciones de elementos

1	3	5	7	9
Elemento A y B tienen la misma importancia	Elemento A es ligeramente más importante que el elemento B	Elemento A es más importante que el elemento B	Elemento A es fuertemente más importante que el elemento B	Elemento A es muy fuertemente más importante que el elemento B

Fuente: elaboración propia con base en Super Decisions

Se realiza una matriz de criterios, la cual comprende los criterios (impactos ambientales) tanto en las filas como en las columnas con el objetivo de compararlos de acuerdo con las ponderaciones, tal como se muestra en la tabla 2. Esta comparación es realizada de manera subjetiva de acuerdo con la experiencia del autor.

Tabla 2. Matriz de criterios

<b>AHP</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	<b>C7</b>	<b>C8</b>	<b>C9</b>
<b>C1</b>	1	1/5	1/3	3	1/5	1/5	1/3	7	7
<b>C2</b>	5	1	5	7	1/3	3	5	9	9
<b>C3</b>	3	1/5	1	3	1/3	1/3	1/3	7	7
<b>C4</b>	1/3	1/7	1/3	1	1/5	1/5	1/3	7	7
<b>C5</b>	5	3	3	5	1	1/3	5	9	9
<b>C6</b>	5	1/3	3	5	3	1	5	9	9
<b>C7</b>	3	1/5	3	3	1/5	1/5	1	7	7
<b>C8</b>	1/7	1/9	1/7	1/7	1/9	1/9	1/7	1	1/3
<b>C9</b>	1/7	1/9	1/7	1/7	1/9	1/9	1/7	3	1

Fuente: elaboración propia

Criterio 1 (C1): pérdida de cultivos y de fertilidad del suelo. C1 es más importante (en mayor o menor medida) que los criterios cuatro, ocho y nueve, pero menos importante que los criterios dos, tres, cinco, seis y siete

Criterio 2 (C2): calidad fisicoquímica del agua. Este es más importante en mayor o menor medida que los demás criterios, excepto el criterio “desplazamiento y pérdida de fauna”.

Criterio 3 (C3): alteración de la calidad del aire. C3 es más importante que los criterios uno, cuatro, ocho y nueve, pero menos importante que los criterios dos, cinco, seis y siete.

Criterio 4 (C4): pérdida de vegetación natural. Este criterio es más importante (en mayor o menor medida) que los criterios ocho y nueve. Por el contrario, es menos importante que los criterios uno, dos, tres, cinco, seis y siete.

Criterio 5 (C5): desplazamiento y pérdida de fauna. El quinto criterio es más importante (en mayor o menor medida) que los demás criterios, excepto el criterio “alteración de las características microbiológicas del agua”.

Criterio 6 (C6): alteración de las características microbiológicas del agua. Este criterio es más importante, en mayor o menor medida, que los demás criterios, excepto criterio “alteración de la calidad fisicoquímica del agua”.

Criterio 7 (C7): afectación en la calidad de vida de las comunidades. Este criterio es más importante que los criterios uno, tres, cuatro, ocho, nueve, y, menos importante que los criterios dos, cinco y seis.

Criterio 8 (C8): Aumento en nivel de ingresos de individuos y familias de las comunidades. Este criterio no se considera más importante que ninguno de los demás criterios con cuales se relaciona.

Criterio 9 (C9): aumento de oportunidades laborales y capacitaciones en el área de influencia. Este criterio en relación con los demás impactos valorados solo es más importante que el criterio “Aumento en nivel de ingresos de individuos y familias de las comunidades”

Imagen 3. Grado de importancia de la relación de los criterios

The screenshot displays the Super Decisions software interface. The main window is titled "Comparisons for Super Decisions Main Window: Untitled.sdmod". It is divided into three main sections:

- 1. Choose:** Contains options for "Choose Node" (set to "Jerarquización~") and "Choose Cluster" (set to "CRITERIOS").
- 2. Node comparisons with respect to Jerarquización de lo~:** Shows a list of 36 criteria (C1 to C36) and a grid of pairwise comparison matrices. Each matrix is a 9x9 grid with values from 1 to 9. The matrices are color-coded: blue for "No comp.", red for "No comp.", and yellow for "No comp.". The criteria listed are: C1 - Perdida de~, C2 - Alteración~, C3 - Alteración~, C4 - Perdida de~, C5 - Desplazami~, C6 - Alteración~, C7 - Afectación~, C8 - Aumento en~, C9 - Aumento de~, C10 - Perdida de~, C11 - Alteración~, C12 - Alteración~, C13 - Alteración~, C14 - Alteración~, C15 - Alteración~, C16 - Alteración~, C17 - Alteración~, C18 - Alteración~, C19 - Alteración~, C20 - Alteración~, C21 - Alteración~, C22 - Perdida de~, C23 - Perdida de~, C24 - Perdida de~, C25 - Perdida de~, C26 - Perdida de~, C27 - Desplazami~, C28 - Desplazami~, C29 - Desplazami~, C30 - Desplazami~, C31 - Alteración~, C32 - Alteración~, C33 - Alteración~, C34 - Afectación~, C35 - Afectación~, C36 - Aumento en~.
- 3. Results:** Shows a table of results for the criteria. The table includes the criterion name, a bar chart representing the inconsistency score, and the numerical value. The inconsistency score is 0.13906. The results are:
 

Criterion	Inconsistency Score
C1 - Perdida de~	0.05440
C2 - Alte~	0.25022
C3 - Altere~	0.07516
C4 - Perd~	0.04177
C5 - Desp~	0.23267
C6 - Alte~	0.22797
C7 - Afec~	0.08914
C8 - Aume~	0.01264
C9 - Aume~	0.01603

Fuente: Super Decisions

La imagen 3 muestra el procedimiento realizado para comparar cada uno de los impactos ambientales con los demás impactos y obtener los resultados de la importancia de cada uno de los criterios. El grado de importancia para cada criterio se puede observar en la tabla 3.

Tabla 3. Grado de importancia de los criterios

<b>MATRIZ DE IMPORTANCIA DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES</b>									
Criterios	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Grado de importancia	0.054	0.2502	0.07511	0.0417	0.2326	0.2279	0.0891	0.0126	0.0160

Fuente: elaboración propia con base en Super Decisions

De acuerdo con los resultados obtenidos en el programa Super Decisions, se observan tres impactos ambientales con mayor importancia: calidad fisicoquímica del agua (25.02 %), desplazamiento y pérdida de fauna (23.26 %) y alteración de las características microbiológicas del agua (22.79 %). Con menos porcentaje se encuentran impactos relevantes como la afectación de la calidad de vida de las comunidades, alteración de la calidad del aire y los relacionados con la flora. Los impactos ambientales de la producción petrolera con menor grado de importancia son los relacionados con el nivel de ingresos y las oportunidades laborales de las comunidades en el área de influencia.

### **3.3 MATRIZ DE COMPARACION DE CADA CRITERIO CON LAS ALTERNATIVAS**

Al contar con el grado de importancia de cada uno de los impactos ambientales (criterios), cada criterio se compara con las tecnologías propuestas por el autor para la minimización de los impactos ambientales (alternativas). De la tabla 4 a la 12, se muestran los valores asignados a cada alternativa en cada uno de los criterios.

Tabla 4. Matriz de comparación entre criterio uno y tecnologías

<b>CRITERIO 1 (C1)</b>			
<b>PERDIDA DE CULTIVOS Y DE LA FERTILIDAD DEL SUELO</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	5	5
Taladros de perforación PACE (A2)	1/5	1	1
Drones (A3)	1/5	1	1

Fuente: elaboración propia

La tabla 4 muestra la comparación de cada una de las tecnologías disponibles para el impacto “perdida de cultivos y de la fertilidad del suelo”. El tratamiento de aguas de producción se considera más importante que las otras dos alternativas, ya que el agua es un factor considerado importante en la capacidad de fertilidad del suelo.

Tabla 5. Matriz de comparación entre criterio dos y tecnologías

<b>CRITERIO 2 (C2)</b>			
<b>ALTERACION DE LA CALIDAD FISICOQUIMICA DEL AGUA</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	9	9
Taladros de perforación PACE (A2)	1/9	1	1
Drones (A3)	1/9	1	1

Fuente: elaboración propia

En la tabla 5 se observa la comparación de las alternativas para el impacto “Alteración de la calidad fisicoquímica del agua”. Debido a que se trata del agua proveniente de la producción petrolera, el tratamiento de aguas de producción es la tecnología eficaz para tratarla y eliminar los contaminantes que pueda contener.

Tabla 6. Matriz de comparación entre criterio tres y tecnologías

<b>CRITERIO 3 (C3)</b>			
<b>ALTERACION DE LA CALIDAD DEL AIRE</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	3	1/3
Taladros de perforación PACE (A2)	1/3	1	1/5
Drones (A3)	3	5	1

Fuente: elaboración propia

En cuanto al impacto “Alteración de la calidad del aire” se puede observar, tal como se muestra en la tabla 6, que la tecnología más importante identificada es la de los drones, ya que con estos se puede monitorear el buen uso de las instalaciones y realizar un control sobre la remediación ambiental, con lo que se mejora la calidad del aire, impacto que se presenta durante la operación de un campo petrolero.



Tabla 7. Matriz de comparación entre criterio cuatro y tecnologías

<b>CRITERIO 4 (C4)</b>			
<b>PERDIDA DE VEGETACION NATURAL</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	1/3	1/3
Taladros de perforación PACE (A2)	3	1	1
Drones (A3)	3	1	1

Fuente: elaboración propia

En la tabla 7 se observa que, para el criterio referente a la pérdida de vegetación natural, el taladro de perforación PACE es ligeramente más importante que las otras dos tecnologías. La razón de su importancia es la de taladros con capacidad de perforar múltiples pozos, lo que evita deforestación para construcción de plataformas de perforación convencionales.

Tabla 8. Matriz de comparación entre criterio cinco y tecnologías

<b>CRITERIO 5 (C5)</b>			
<b>DESPLAZAMIENTO Y PERDIDA DE FAUNA</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	5	5
Taladros de perforación PACE (A2)	1/5	1	1/3
Drones (A3)	1/5	3	1

Fuente: elaboración propia

La tabla 8 muestra una mayor relevancia del tratamiento de aguas de producción para minimizar el impacto de desplazamiento y pérdida de fauna. Esto se debe a la importancia del recurso hídrico para la conservación de fauna y la preservación de su hábitat natural.

Tabla 9. Matriz de comparación entre criterio seis y tecnologías

<b>CRITERIO 6 (C6)</b>			
<b>ALTERACION DE LAS CARACTERISTICAS MICROBIOLÓGICAS DEL AGUA</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	9	9
Taladros de perforación PACE (A2)	1/9	1	1
Drones (A3)	1/9	1	1

Fuente: elaboración propia

En la tabla 9 se observa una importancia muy marcada del tratamiento de aguas de producción para corregir la alteración de las características microbiológicas del agua, esto principalmente con tratamientos con membranas. Las otras dos tecnologías no son relevantes para la minimización de este impacto.

Tabla 10. Matriz de comparación entre criterio siete y tecnologías

<b>CRITERIO 7 (C7)</b>			
<b>AFECTACION EN LA CALIDAD DE VIDA DE LAS PERSONAS</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	5	7
Taladros de perforación PACE (A2)	1/5	1	5
Drones (A3)	1/7	1/5	1

Fuente: elaboración propia

En cuanto a la minimización del impacto de afectación en la calidad de vida de las personas, se muestra en la tabla 10 al tratamiento de aguas de producción como la alternativa más importante en comparación con las otras dos, esto se debe a que el recurso hídrico en óptimas condiciones es indispensable para la salud y buen vivir de las personas. Los taladros de perforación, por su parte, toman relevancia ya que minimizan el ruido durante la perforación y acortan el tiempo de esta

Tabla 11. Matriz de comparación entre criterio ocho y tecnologías

<b>CRITERIO 8 (C8)</b>			
<b>AUMENTO EN EL NIVEL DE INGRESOS DE INDIVIDUOS Y FAMILIAS DE LAS COMUNIDADES</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	3	5
Taladros de perforación PACE (A2)	1/3	1	3
Drones (A3)	1/5	1/3	1

Fuente: elaboración propia

Todas las tecnologías disponibles dan la oportunidad de mejora en el nivel de ingresos de las comunidades, por motivo de las oportunidades laborales que se presentan con las nuevas tecnologías. Sin embargo, en el tratamiento de aguas de producción y el manejo de taladros de perforación se necesita más personal que en el manejo de drones. Por ello, el grado de importancia es menor para los drones, tal como se observa en la tabla 11.

Tabla 12. Matriz de comparación entre criterio nueve y tecnologías

<b>CRITERIO 9 (C9)</b>			
<b>AUMENTO DE OPORTUNIDADES LABORALES Y CAPACITACIONES EN EL AREA DE INFLUENCIA</b>			
AHP	Tratamiento de aguas de producción (A1)	Taladros de perforación PACE (A2)	Drones (A3)
Tratamiento de aguas de producción (A1)	1	3	3
Taladros de perforación PACE (A2)	1/3	1	3
Drones (A3)	1/3	1/3	1

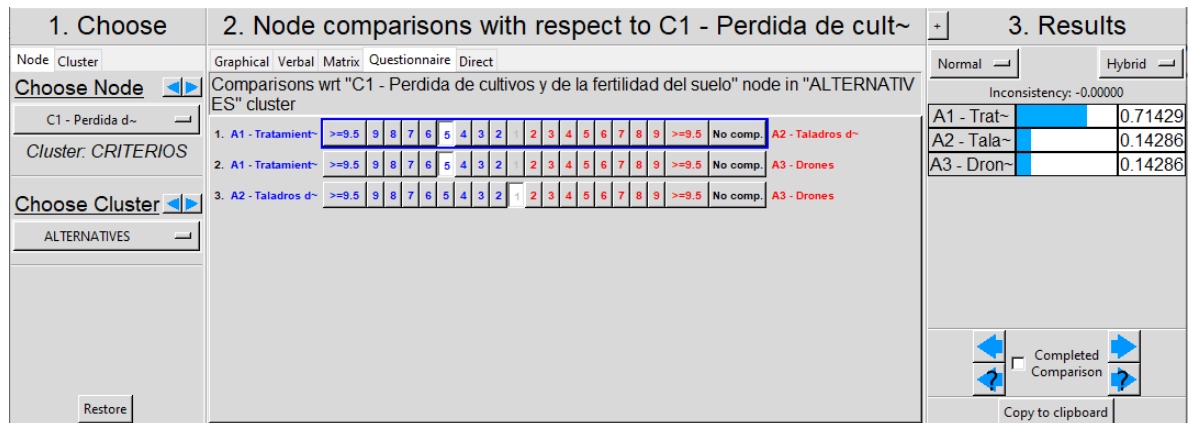
Fuente: elaboración propia

Las nuevas tecnologías implementadas en la minimización de impactos para la industria petrolera van de la mano con capacitaciones al personal requerido para la puesta en marcha de dichas alternativas. Con esto, también aumenta las oportunidades laborales de las personas asentadas en el área de influencia. Por esta razón, tal como se muestra en la tabla 12, el mayor grado de importancia es tres.

Los valores de las tablas anteriormente mostradas para definir el grado de importancia de las alternativas en cada uno de los criterios se deben pasar al

programa Super Decisions. La imagen 4 muestra el ejemplo del procedimiento para asignar el grado de importancia de cada alternativa con respecto a las otras alternativas en el primer criterio. Esto se realiza para cada uno de los criterios.

Imagen 4. Grado de importancia de las alternativas para el primer criterio



Fuente: Super Decisions

En la imagen 4 también se muestra el resultado de la importancia de cada una de las alternativas para el primer criterio a modo de ejemplo. Al obtener la relación entre las alternativas para cada criterio, resulta la tabla 13, en la cual se muestra el grado de importancia de las tecnologías disponibles para cada uno de los impactos.

Tabla 13. Matriz de grado de importancia de las alternativas en cada criterio

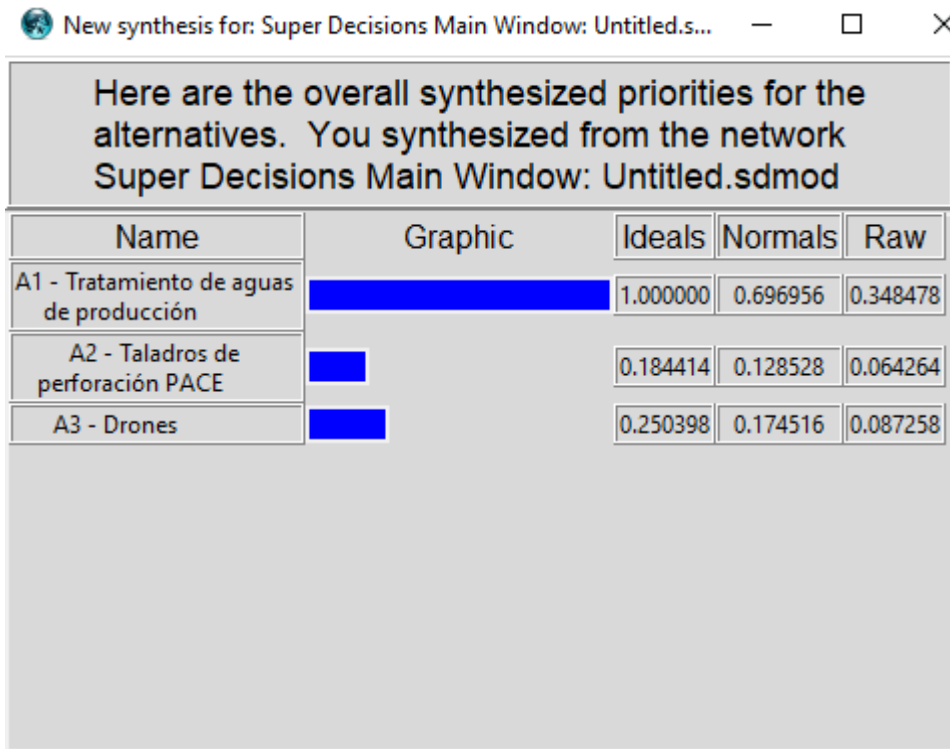
CRITERIOS		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
GRADO DE IMPORTANCIA ALTERNATIVAS	A1	0.714	0.818	0.222	0.142	0.700	0.818	0.714	0.636	0.584
	A2	0.142	0.090	0.126	0.428	0.097	0.090	0.218	0.258	0.280
	A3	0.142	0.090	0.650	0.428	0.202	0.090	0.066	0.104	0.135

Fuente: elaboración propia con base en Super Decisions

### 3.4 MATRIZ FINAL DE RESULTADOS DE ALTERNATIVAS

Se tiene la tabla en cual se muestra el grado de importancia de las tecnologías en cada uno de los impactos. Sin embargo, para saber el resultado final de la importancia de las tecnologías en la minimización de impactos, en el programa Super Decisions se visualizan en una ventana como la mostrada en la imagen 5.

Imagen 5. Resultados finales de las alternativas



Fuente: Super Decisions

La tabla 14 muestra los valores de importancia normalizados de cada tecnología disponible extraídos de Super Decisions.

Tabla 14. Matriz de resultados de las alternativas

<b>MATRIZ DE IMPORTANCIA DE TECNOLOGIAS</b>	
Tratamiento de aguas de producción (A1)	0.696
Taladros de perforación PACE (A2)	0.128
Drones (A3)	0.174

Fuente: elaboración propia con base en Super Decisions

Se puede observar una mayor importancia del tratamiento de aguas de producción (69.9 %) para la minimización de los impactos ambientales seleccionados para la producción en la industria petrolera. Los taladros de perforación PACE (12.8 %) y los drones (17.4 %) tiene un menor impacto en los criterios evaluados.

#### 4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN UNA EMPRESA PETROLERA EN COLOMBIA

Se estudiará una empresa petrolera Colombia para conocer las actividades desarrolladas para minimizar los impactos ambientales seleccionados previamente. Para ello, se buscará información oficial de la página de Ecopetrol que muestre estadísticas para controlar sus impactos ambientales más significativos. En el cuadro 6, se relacionan los nueve impactos ambientales seleccionados y las actividades desarrolladas por Ecopetrol para minimizarlos. Al mismo tiempo, se definirá si esta empresa utiliza tratamientos de aguas de producción como la herramienta disponible de minimización de impactos.

Cuadro 6. Actividades desarrolladas por Ecopetrol para minimización de impactos ambientales

<b>IMPACTO AMBIENTAL SELECCIONADO</b>	<b>ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR ECOPETROL</b>	<b>EFFECTOS DE LA TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTOS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN</b>
Perdida de cultivos y de la fertilidad del suelo	Compensación por cambios del uso del suelo	Medio
Alteración de la calidad fisicoquímica del agua	Plantas de tratamiento de aguas de producción  Reinyección de aguas de producción	Muy alto
Alteración de la calidad del aire	Compensación por emisiones atmosféricas  Disminución del contenido de azufre para mejoramiento de la calidad del combustible	Bajo
Perdida de vegetación natural	Compensación por permiso de tala y poda  Eco reserva La Tribuna	Nulo
Desplazamiento y pérdida de fauna	Compensación por pérdida de biodiversidad  Proyecto vida silvestre (Hábitats protegidos o restaurados)	Medio-Alto
Alteración de las características microbiológicas del agua	Plantas de tratamiento de aguas de producción  Reinyección de aguas de producción	Muy alto

Cuadro 6. (Continuación)

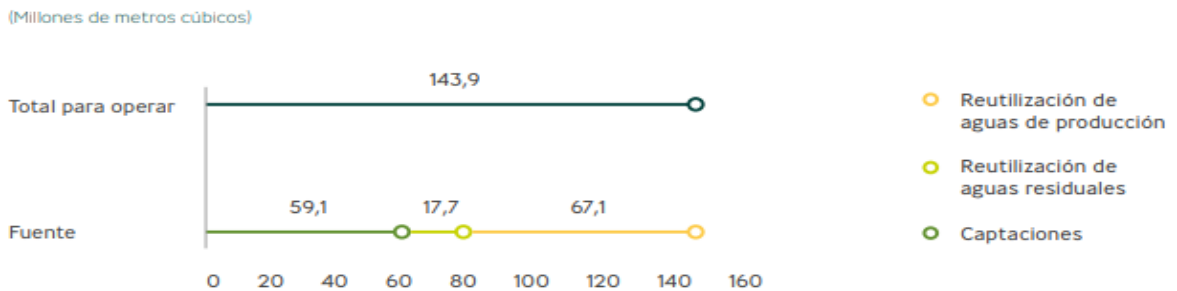
<p>Afectación de la calidad de vida de las personas</p>	<p>Inversión social</p> <p>Centros de desarrollo infantil.</p> <p>Juegos Intercolegiados deportivos.</p> <p>Mejoramiento y mantenimiento de vías.</p> <p>Cesiones sin costos de equipos y herramientas para ejecución de proyectos de inversión social.</p> <p>Construcción y ampliación de acueductos</p>	<p>Alto</p>
<p>Aumento en el nivel de ingresos de individuos y familias de las comunidades</p>	<p>Contratación local de etnias</p>	<p>Nulo</p>
<p>Aumento de oportunidades laborales y capacitaciones en el área de influencia</p>	<p>Diversidad e inclusión laboral.</p> <p>Contratación local de etnias</p> <p>Centros de emprendimiento y desarrollo empresarial</p>	<p>Bajo</p>

Fuente: elaboración propia con base en Ecopetrol (2018)

De acuerdo con información suministrada por Ecopetrol<sup>46</sup>, para el año 2018 se usó un aproximado de 143.9 millones de metros cúbicos de agua para desarrollar las actividades de la cadena de valor. La grafica 4 muestra la distribución de la forma en la cual fue suplida la demanda del recurso hídrico, haciendo énfasis en la reutilización de aguas de producción con un 67.1 %.

<sup>46</sup> ECOPETROL. Reporte integrado de gestión sostenible. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, p. 358. [Consultado: 25 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/Asamblea2019/reporte-integrado-gestion-sostenible-2018.pdf>

Grafica 4. Volumen de agua requerido para operar



Fuente: ECOPETROL. Reporte integrado de gestión sostenible. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, p. 358. [Consultado: 25 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/Asamblea2019/reporte-integrado-gestion-sostenible-2018.pdf>

#### 4.1 REUTILIZACION DE AGUAS DE PRODUCCION EN ECOPETROL

Ecopetrol ha hecho esfuerzos para la reutilización y recirculación de aguas como una opción para reducir captaciones de agua y el volumen de vertimientos. Para el caso de las aguas de producción, el porcentaje de reutilización fue del 18 % para el año 2018 (Porcentaje de reutilización de aguas de producción calculado como la relación como el volumen de aguas de producción reutilizadas y el total de aguas de producción generadas). Según Ecopetrol<sup>47</sup>, esto se logró por cuenta de estos proyectos:

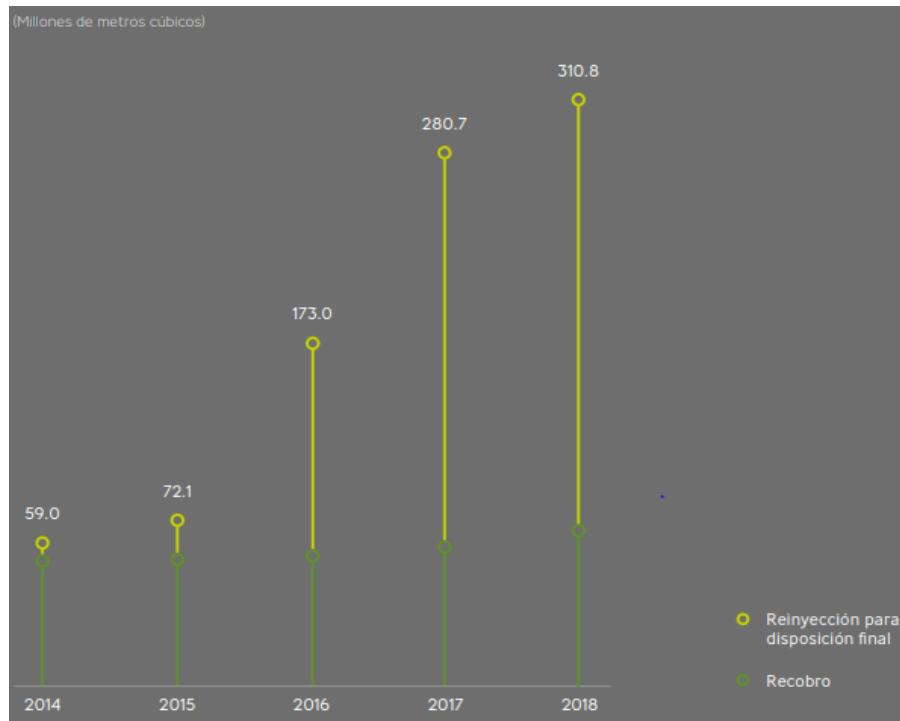
- Inyección de 66.9 millones de metros cúbicos con el objetivo de mantener la presión de los yacimientos y mejorar el recobro, es decir, incrementar producción en superficie de petróleo.
- 0.2 millones de metros cúbicos usados en actividades relacionadas con lodos de perforación, mantenimiento de pozos, entre otros.

Para reducir el volumen vertido a cuerpos superficiales de agua y afectar las propiedades de dichos cuerpos, en Ecopetrol se inyectan las aguas de producción, no solo para obtener un mayor recobro, sino además para disposición final de estas aguas. La grafica 5 muestra como Ecopetrol ha usado sus aguas de producción en los últimos cinco años documentados. Se puede observar que durante el año 2018 se reinyectaron 66.9 millones de metros cúbicos de agua y se inyectaron para disposición final 243.9 millones de metros cúbicos.

<sup>47</sup> Ibid., p. 361.



Grafica 5. Inyección de aguas de producción



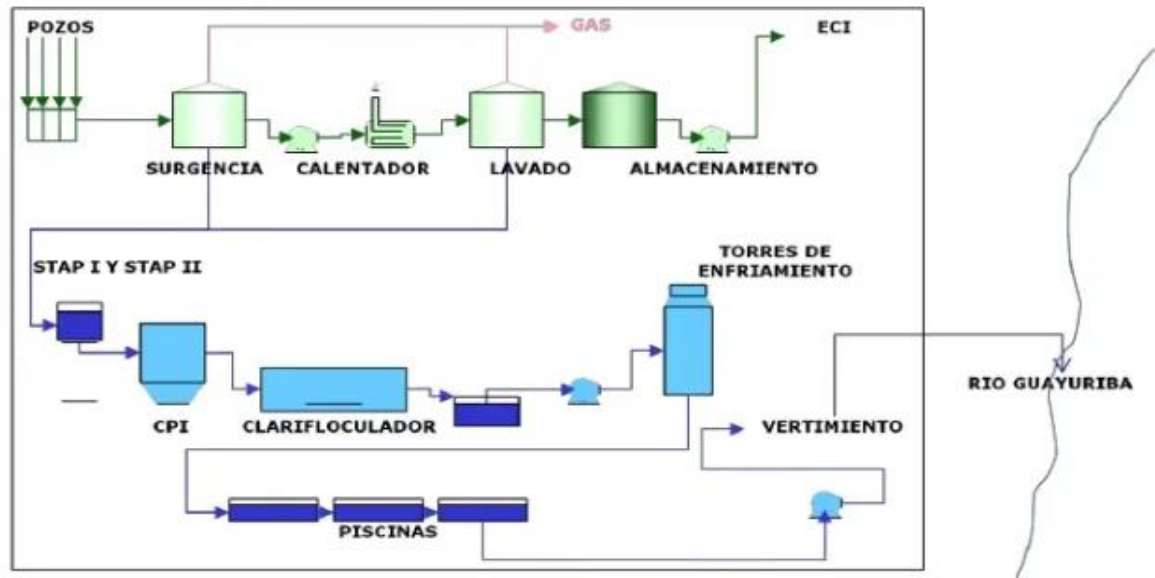
Fuente: ECOPETROL. Reporte integrado de gestión sostenible. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, p. 369. [Consultado: 25 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/Asamblea2019/reporte-integrado-gestion-sostenible-2018.pdf>

## 4.2 TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCION EN ECOJETROL

De acuerdo con información suministrada por Eliana Martínez et al.<sup>48</sup>, entra en operación la estación Acacias en el departamento del Meta, en la cual se realiza el tratamiento de crudo en el Meta. El 60 % de este complejo contará con tratamiento de aguas provenientes de la producción. En la figura 3 se muestra un esquema del STAP I y II implementado por Ecopetrol.

<sup>48</sup> MARTINEZ, Eliana. Informe de visita a la estación Acacias de Ecopetrol para ver el proceso de recolección y tratamiento del crudo. [Academia]. Villavicencio. 2013, p. 6. [Consultado: 27 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA\\_CASTILLA\\_CHICHIMENE1](https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA_CASTILLA_CHICHIMENE1)

Figura 3. Esquema de tratamiento de aguas de producción



Nota: la figura 4 hace referencia a: MARTINEZ, Eliana. Informe de visita a la estación Acacias de Ecopetrol para ver el proceso de recolección y tratamiento del crudo. [Academia]. Villavicencio. 2013, p. 19. [Consultado: 27 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA\\_CASTILLA\\_CHICHIMENE1](https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA_CASTILLA_CHICHIMENE1)

Para el tratamiento de aguas de producción se tienen placas corrugadas con una capacidad aproximada de 50000 BWPD de cada una de las celdas, en la cual por diferencia de densidades se realiza la separación de las fases presentes, en este caso, agua lodo y aceite.

Enseguida se realiza la separación de aceite y sólidos suspendidos del agua a través de la tecnología de celdas de flotación por gas inducido, esto usando una temperatura de 200°C. Para Sergio Cáceres<sup>49</sup>, esta separación se lleva a cabo al inducir burbujas del gas dentro del líquido, el cual previamente se trata con químicos. Estos químicos forman flocs con los contaminantes presentes en el agua y se adhieren a las burbujas para ser llevados a superficie.

Por último, se pasan por torres de enfriamiento, en la cual se enfría el agua a través de boquillas de aspersión, en las cuales el agua pasa a través de la torre en forma de gotas y al entrar en contacto con una corriente de aire, reduce su temperatura hasta 78°F.

<sup>49</sup> CACERES, Sergio. Flotación por gas inducido. [SCRIBD]. 2013, p. 2. [Consultado: 2 de diciembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/139426753/Flotacion-Por-Gas-Inducido>

Más recientemente, según Morelco<sup>50</sup>, se ponen en marcha las STAP 6 y 7 con innovaciones tecnológicas importantes tales como la ampliación de capacidad para el tratamiento de aguas, así como del sistema contra incendios. También se incluye suministro y montaje del sistema de generación eléctrica para la operación y una adecuación de línea de entrada a tres tanques en la Estación Acacias.

#### **4.3 AVANCES EN EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Según Sandra Mesa et al.<sup>51</sup>, las nuevas tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción son las que utilizan membranas bajo presión, tales como ultrafiltración, microfiltración, nanofiltración y ósmosis inversa; además, la industria petrolera ha hecho investigación en alternativas más eficientes para la remoción de compuestos contaminantes entre las que destacan oxidación avanzada simple y combinada, fotocátalisis, electro oxidación y oxidación de agua super crítica.

A la luz de la recopilación de las tecnologías desarrolladas para la industria petrolera, en Colombia no hay suficiente información que recopile si las empresas están utilizando tecnologías actuales para sus procesos de tratamiento. Por ejemplo, se encontró que Ecopetrol en su planta moderna de Acacias trata diariamente 300000 BWPD para la producción del pozo Castilla, pero no se reportó el tipo de tratamiento utilizado en esta planta moderna. Sin embargo, como se notó anteriormente, los tratamientos de placas corrugadas es el más utilizado.

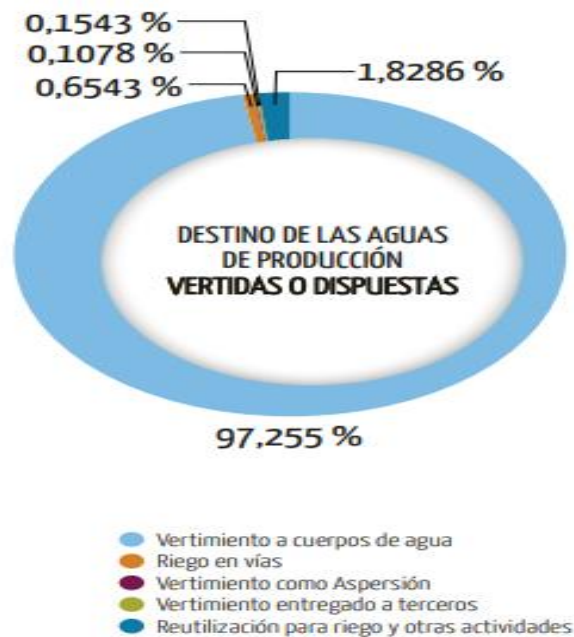
Ecopetrol en sus informes de Sostenibilidad asume unos compromisos como el cumplimiento de la normatividad, uso de acciones como la reinyección que le permiten mostrar su responsabilidad social frente a los compromisos de sostenibilidad adquiridos. Esto es un buen punto de partida para hacer de la industria petrolera más sostenible. Aunque en nuestra opinión se necesita ser más específico en ciertos aspectos de la tecnología utilizada, como el uso de métodos de electro oxidación que permita la remoción de elementos disueltos como los metales pesados.

---

<sup>50</sup> MORELCO. Proyecto 30 K, STAP 6, STAP 7. [Sitio web]. Sec. Nuestros proyectos. S.F. [Consultado: 4 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://www.morelco.com.co/nuestros-proyectos/proyecto/proyecto-30-k-stap-6-stap-7>

<sup>51</sup> MESA, Sandra Liliana et al. Op. Cit., p. 93.

Grafica 6. Usos del agua de producción



Fuente: ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO -ACP-. Informe de Desempeño Ambiental. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2015, p. 26. [Consultado: 8 de diciembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-ambiental>

Según la Asociación Colombiana del Petróleo<sup>52</sup>, parte de las aguas de producción, después de tratadas, se disponen para diferentes usos como riego de vías, aspersión o riego de campos o cultivos. La grafica 6 muestra diferentes actividades de aprovechamiento de aguas de producción y sus porcentajes de utilización en Colombia. Esto es un avance significativo para no disponer en cuerpos de agua, y aunque se observa un porcentaje mínimo, se debe seguir trabajando por lograr reutilizar en diferentes procesos tanto dentro como fuera de la industria petrolera las aguas provenientes de la explotación petrolera.

<sup>52</sup> ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO -ACP-. Informe de Desempeño Ambiental. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2015, p. 25. [Consultado: 8 de diciembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-ambiental>

## 5. CONCLUSIONES

Se encontró que los impactos ambientales generados por la producción petrolera en Colombia no se encuentran recopilados de forma general para la industria, sino que son específicos para los pozos objeto de licenciamiento ambiental. Sin embargo, si se analizan los impactos de un pozo contenidos en su estudio de impactos ambientales se evidencia un mayor número de impactos ambientales de impactos para el medio abiótico (37 %) y socioeconómico (38 %), y menores para el medio biótico (25 %). Además, se concluye que las actividades petroleras en las cuales se presentan con mayor relevancia dichos impactos son la perforación y la producción con sus diferentes procesos asociados.

De acuerdo con un criterio cualitativo del autor se escogieron entre el total de impactos ambientales identificados, nueve considerados de mayor importancia. Al realizar la jerarquización de dichos impactos, se encontró un mayor grado de importancia de aquellos relacionados con la alteración de la calidad fisicoquímica y microbiológica del agua, seguido por la pérdida de fauna. Los impactos socioeconómicos se encontraron en un menor grado de importancia sin dejar de ser relevantes.

De las tres tecnologías seleccionadas como alternativas para la reducción de impactos ambientales en la industria petrolera, el tratamiento de aguas de producción se fijó como la alternativa más importante (69.6 %) respecto a taladros de perforación PACE (12.8 %) y drones (17.4%). Esto se explica en que el recurso hídrico es uno de los mayores problemas de la producción petrolera, tanto por la cantidad que se produce como por la calidad con la cual proviene.

Las empresas petroleras colombianas realizan tratamientos de las aguas de producción para reutilización y disposición final. Sin embargo, se necesita inversión en tecnologías más avanzadas como membranas bajo presión o métodos que utilizan electricidad con el fin de mejorar al máximo la calidad del recurso hídrico y así evitar vertimiento o realizarlos de una manera adecuada.

## **6. RECOMENDACIONES**

Para continuar con el tema de esta monografía, se puede profundizar en la descripción y datos acerca de los impactos ambientales en la industria petrolera para Colombia, así como encontrar tecnologías específicas para cada impacto identificado.

Se recomienda a las empresas petroleras colombianas, brindar una información más transparente y con cifras que puedan dar un mejor panorama sobre el tratamiento realizado a las aguas de producción para su posterior reutilización o vertimiento.

El software Super Decisions se recomienda como una herramienta muy útil y sencilla de manipular para jerarquización de criterios seleccionados. Este programa brinda un concepto técnico cuantificable acerca de los criterios y alternativas para seleccionar las de mayor importancia

## BIBLIOGRAFIA

ALCARIO SALAZAR, Jennifer. Eliminación de compuestos orgánicos e inorgánicos mediante procesos híbridos UF-MIEX. [UPCommons]. Trabajo de grado. Ingeniero químico. Barcelona. 2014, 85 p. [Consultado: 13 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/25049/Memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO -ACP-. Informe de Desempeño Ambiental. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2015, 64 p. [Consultado: 8 de diciembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-ambiental>

ASOCIACION DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA DEL ECUADOR -AIHE-. El petróleo en cifras. [Google Académico]. Ecuador. 2012, 34 p. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opactmpl/Documentos/cg00065.pdf>

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES -ANLA-. Guía para la definición, identificación y delimitación del área de influencia. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, 40 p. [Consultado: 24 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://www.andi.com.co/Uploads/guia\\_para\\_la\\_definicion\\_identificacion\\_y\\_delimitacion\\_del\\_area\\_de\\_influencia\\_0.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/guia_para_la_definicion_identificacion_y_delimitacion_del_area_de_influencia_0.pdf)

BP. BP Statistical Review of World Energy. [Google Académico]. Edición 68. Reino Unido. 2019, 61 p. [Consultado: 20 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>

CACERES, Sergio. Flotación por gas inducido. [SCRIBD]. 2013, 5 p. [Consultado: 2 de diciembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/139426753/Flotacion-Por-Gas-Inducido>

CALAO RUIZ, Jorge. Caracterización ambiental de la industria petrolera: tecnologías disponibles para la prevención y mitigación de impactos ambientales. [bdigital] Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2007, 78 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://bdigital.unal.edu.co/823/1/15646742\\_2009.pdf](http://bdigital.unal.edu.co/823/1/15646742_2009.pdf)

CARRILLO, Lucho. Definición de reservas petroleras. [Sitio web]. Perú. 3.03.2009. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>

DIRECCIÓN DE LICENCIAS, PERMISOS Y TRÁMITES AMBIENTALES. Términos de referencia sector hidrocarburos. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2010, 51 p. [Consultado: 24 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/res\\_1544\\_060810\\_%20tdr\\_explotacion\\_hidrocarburos.pdf](http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/res_1544_060810_%20tdr_explotacion_hidrocarburos.pdf)

ECOPETROL. Reporte integrado de gestión sostenible. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2018, 697 p. [Consultado: 25 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/Asamblea2019/reporte-integrado-gestion-sostenible-2018.pdf>

FAGAN, Alphonsus. An introduction to the petroleum industry. [Google Académico]. Newfoundland and Labrador: Department of Mines and Energy. 1991, 128 p. [Consultado: 13 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.gov.nl.ca/nr/files/publications-energy-intro.pdf>

GAMONAL, Pablo. Tratamiento de aguas residuales mixtas. [RECERCAT]. Trabajo de grado. Especialista en química industrial. Barcelona. 2011, 139 p. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.recercat.cat/handle/2072/169646>

GARZON, Milton. Mantenimiento de torres de perforación petrolera. [BIBDIGITAL]. Trabajo de grado. Ingeniero mecánico. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2006, 156 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/430/1/CD-0410.pdf>

GINSBERG, Judah. The Development of the Pennsylvania Oil Industry: A national historic chemical landmark. América Chemical Society (ACS). [Google Académico]. Washington. 27 de agosto, 2009, 4 p. [Consultado: 13 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.pittsburghacs.org/wp-content/uploads/2012/01/The-Development-of-the-Pennsylvania-Oil-Industry.pdf>

HERRERA, Yajaira y COOPER, Norman. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. [Google Académico]. Revisores técnicos: Luis Alberto Briceño y Carlos Alberto Rey; editor: Luis Alfredo Montes. Bogotá D.C. 2010, 124 p. ISBN 978-958-446026-4. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Documents/Manual%20Tecnicas%20Sismica%20Terrestre.pdf>



INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. La recuperación asistida en Argentina: Las nuevas tecnologías que pueden modificar la industria del petróleo y del gas. En: Petrotecnia [Google Académico]. Argentina. 15 de agosto. Vol. 56. Nro. 4. 2015, 149 p. [Consultado: 17 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://www.petrotecnia.com.ar/agosto15/Completo/Petro\\_4\\_15.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/agosto15/Completo/Petro_4_15.pdf)

MARTINEZ, Eliana. Informe de visita a la estación Acacias de Ecopetrol para ver el proceso de recolección y tratamiento del crudo. [Academia]. Villavicencio. 2013, 28 p. [Consultado: 27 de noviembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA\\_CASTILLA\\_CHICHI\\_MENE1](https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA_CASTILLA_CHICHI_MENE1)

MESA, Sandra Liliana et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. En: Gestión y Ambiente. [bdigital]. Bogotá D.C. Vol. 21. Nro. 1. 2018, 87-98 p. ISSN 2357-5905. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/69637/1/69792-393223-1-PB.pdf>

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Metodología general para la presentación de estudios ambientales. [Google Académico]. Bogotá D.C. 2010, 71 p. [Consultado: 25 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/metodologia\\_presentacion\\_ea.pdf](http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/metodologia_presentacion_ea.pdf)

MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS. Informes de cadena de valor: Hidrocarburos. [Research Gate]. Argentina. 2016, 49 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/308892039\\_Informes\\_de\\_Cadenas\\_de\\_Valor\\_Hidrocarburos](https://www.researchgate.net/publication/308892039_Informes_de_Cadenas_de_Valor_Hidrocarburos)

MORELCO. Proyecto 30 K, STAP 6, STAP 7. [Sitio web]. Sec. Nuestros proyectos. S.F. [Consultado: 4 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://www.morelco.com.co/nuestros-proyectos/proyecto/proyecto-30-k-stap-6-stap-7>

MUÑOZ PRADO, Angelica. Evaluación técnica y ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de explotación de hidrocarburos. [RIU]. Trabajo de grado. Especialista en Gerencia Ambiental. Universidad Libre. Facultad de Ingeniería. Bogotá D.C. 2011, 138 p. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://repository.unilibre.edu.co/bitstream/handle/10901/10395/documento%20tesis%20%20agosto%205.pdf?sequence=1>

NABORS. Nabors SmartRig Drilling Systems. [Sitio Web]. Sec. Rigs. [Consultado: 15 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.nabors.com/node/2946>

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [Google Académico]. Maracaibo. 2001, 390 p. ISBN 980-296-792-0. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

PIÑA COMERMA, Eric. Modelado numérico de la deriva y envejecimiento de los hidrocarburos vertidos al mar: aplicación operacional en la lucha contra las mareas negras [Google Académico]. Trabajo de grado. Doctor en Ciencias del mar. Universidad politécnica de Cataluña. Barcelona 2004, 305 p. [Consultado: 13 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/6404/TECP3de4.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

PROMETEC. Los sensores infrarrojos. [Sitio web]. S.F. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.prometec.net/sensor-infrarrojo-siguelineas/>

PROMISA. Glosario de términos petroleros. [Sitio web]. S.F. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://promisa.biz/glosario-de-terminos-petroleros/>

REAL ACADEMIA ESPAÑOLA -RAE-. Escala temporal. [Sitio web]. S.F. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://dej.rae.es/lema/escala-temporal>

RODRIGUEZ, Gloria. Las licencias ambientales y su proceso de reglamentación en Colombia. [Friedrich-Ebert-Stiftung] Bogotá D.C.: Foro Nacional Ambiental. 2011, 16 p. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/kolumbien/08360.pdf>

SAATY, Thomas. The Super Decisions. [Sitio web]. Sec. Home. S.F. [Consultado: 4 de noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.superdecisions.com/>

SANCHEZ, Israel. Perforación en la industria petrolera. [Google Académico]. Trabajo de grado. Ingeniero químico petrolero. Instituto Politécnico Nacional. México D.F. 2016, 86 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/22476/25-1-16959.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

SECRETARIA DE ENERGIA. Glosario de términos petroleros. [Sitio web] México D.F. s.f. 20 p. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO\\_DE\\_TERMINOS\\_PETROLEROS\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf)

TEXTOSCIENTIFICOS. Osmosis Inversa. [Sitio Web]. Sec. Química. 2007 [Consultado: 13 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.textoscientificos.com/quimica/osmosis/inversa>

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, 114 p. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

VASQUEZ, Alba y VALDEZ, Enrique. Impacto ambiental. [DSpace]. 1 ed. Revisión técnica: Jesús García y Enrique Heras. Editor: Miguel Ángel González. México D.F. 1994, 258 p. [Consultado 22 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/13501/IMPACTO%20AMBIENTAL.pdf?sequence=1>

ZAMORA, Alejandra y RAMOS, Jesús. Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela: una visión crítica de su efectividad. En: Revista Geográfica Venezolana. [Research Gate]. Vol. 51. Nro. 1. 2010, 115-144 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/272492655\\_Las\\_actividades\\_de\\_la\\_industria\\_petrolera\\_y\\_el\\_marco\\_ambiental\\_legal\\_en\\_Venezuela\\_una\\_vision\\_critica\\_de\\_su\\_efectividad](https://www.researchgate.net/publication/272492655_Las_actividades_de_la_industria_petrolera_y_el_marco_ambiental_legal_en_Venezuela_una_vision_critica_de_su_efectividad)

ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016. 70 p. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016, 55-70 p. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)

## ANEXOS

## Anexo A. Metodologías para la evaluación de impactos ambientales

Tabla 15. Matriz de Leopold

	Acción 1	Acción 2	Acción n
Factor ambiental 1			
Factor ambiental 2			
Factor ambiental n			

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 11. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

Cuadro 7. Atributos de los impactos ambientales de la metodología cualitativa

Atributo	Característica	Opciones
Naturaleza (+/-)	Describe si el impacto es negativo o positivo	(+) (-)
Intensidad (In)	Evalúa el grado de destrucción o transformación del factor ambiental	Baja (1) Media (2) Alta (4) Muy alta (8) Total (12)
Extensión (Ex)	Evalúa el área de influencia o afectación	Puntual (1) Parcial (2) Extensa (4) Total (8) Crítica (+4)
Momento (Mo)	Se califica de acuerdo con el tiempo transcurrido entre la actividad y la manifestación del impacto	Largo plazo (1) Mediano plazo (2) Corto plazo (3) Inmediato (4) Crítico (+4)
Persistencia (Pe)	Evalúa el tiempo de permanencia del impacto	Fugaz (1) Temporal (2) Persistente (3) Constante (4)
Reversibilidad (Rv)	Se califica de acuerdo con el tiempo que puede transcurrir entre la finalización de la actividad que origina el impacto y la reconstrucción del factor ambiental por medios naturales	Corto plazo (1) Mediano plazo (2) Largo plazo (3) Irreversible (4)
Recuperabilidad (Rc)	Evalúa la posibilidad de reconstruir el factor ambiental por medios técnicos y el tiempo requerido para esto	Inmediata (1) Corto plazo (2) Mediano plazo (3) Largo plazo (4) Mitigable/sustituible(4) Irrecuperable (8)

Cuadro 7. (Continuación)

Sinergia (Si)	Evalúa la capacidad del impacto para interactuar con otros, de forma que se potencialice sus efectos	Simple (1) Moderado (2) Muy sinérgico (4)
Acumulación (Ac)	Califica el incremento progresivo del impacto	Simple (1) Acumulativo (4)
Efecto (Ef)	Evalúa la relación causa-efecto del impacto	Indirecto (1) Directo (4)
Periodicidad (Pr)	Tiene en cuenta la regularidad de la manifestación del impacto	Irregular (1) Periódico (2) Continuo (4)

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 12. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

Cuadro 8. Criterios de evaluación metodología EPM

Atributo	Descripción
Clase (C)	Indica el sentido del cambio producido por la acción pudiendo ser positivo (+) o negativo (-).
Presencia (P)	Representa como un porcentaje de posibilidad de ocurrencia. Al no tener certeza absoluta sobre la ocurrencia de todos los impactos, este criterio representa la probabilidad de que el impacto se genere.
Duración (D)	Expresada en función del tiempo que permanece el impacto y sus consecuencias de forma activa (corta, larga, muy larga, etc.).
Evolución (E)	Indica la velocidad en la que se desarrolla un impacto hasta alcanzar todas sus consecuencias (rápido, lento, etc.).
Magnitud (M)	Califica el tamaño del cambio ambiental producido por la actividad, representada de manera absoluta o relativa (porcentaje) a través de la comparación de los elementos ambientales con o sin proyecto.

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 18. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

Tabla 16. Ejemplo de una matriz de adyacencia

	A-01	A-02	A-n	I-01	I-02	I-n
A-01	0	0	0	1	0	0
A-02	0	0	0	0	1	0
A-n	0	0	0	1	0	0
I-01	0	0	0	0	1	0
I-02	0	0	0	0	0	1
I-n	0	0	0	0	0	0

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología para la evaluación de impactos ambientales. [Google Académico]. Bogotá D. C. 2017, p. 19. [Consultado: 27 de septiembre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://oga.bogota.unal.edu.co/wp-content/uploads/2016/08/Metodologia-para-la-evaluaci%C3%B3n-de-impactos-ambientales.pdf>

## Anexo B. Licenciamiento ambiental.

Cuadro 9. Análisis comparativo de Decretos sobre la Licencia Ambiental Global

DECRETO 1753 DE 1994	Decreto 1728 /2002 Decreto 1180 / 2003 Decreto 1220 / 2005	Decreto 2820 de 2010 Decreto 2041 de 2014
<p>Artículo 5. Modalidades. Habrá tres modalidades de Licencia Ambiental:</p> <p>3. Licencia Ambiental Global: La Licencia Ambiental Global puede ser ordinaria o única. Es de competencia exclusiva del Ministerio de Medio Ambiente, en virtud de ella se autorizan todas las obras o actividades relacionadas con la explotación de campos petroleros y de gas. Cuando la Licencia Ambiental Global sea Ordinaria, el otorgamiento de esta no revela el beneficiario de la obligación legal o reglamentaria de obtener los permisos, autorizaciones o concesiones que sean necesarios dentro del campo de producción autorizado, ni del cumplimiento de sus condiciones y obligaciones específicas. Para el desarrollo de cada una de las obras o actividades definidas en la etapa de explotación será necesario presentar un plan de manejo ambiental conforme a los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la Licencia Ambiental Global ordinaria.</p> <p>Parágrafo 1. La obtención de la Licencia Ambiental Ordinaria y Global Ordinaria, es requisito previo para el otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones que se requieren conforme a la Ley o los reglamentos.</p> <p>Parágrafo 2. La obtención de la Licencia Ambiental condición previa para el ejercicio de los derechos que surjan de los permisos, autorizaciones, condiciones y licencias que no sean de competencia de la autoridad ambiental</p>	<p>Artículo 4. Licencia Ambiental Global. Es la autorización otorgada por la autoridad ambiental competente para las obras y actividades relacionadas con los proyectos de explotación minera y de hidrocarburos.</p> <p>Para el desarrollo de cada una de las actividades y obras definidas en la etapa de la explotación es necesario presentar un plan de manejo ambiental, conforme a los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la licencia ambiental global.</p> <p>Dicho plan de manejo ambiental no estará sujeto a evaluación previa por parte de la autoridad ambiental competente; por lo tanto, el interesado, una vez presentado este, iniciará la ejecución de las obras y actividades, las cuales serán objeto de control y seguimiento ambiental.</p>	<p>Artículo 4. Licencia Ambiental Global. Para el desarrollo de obras y actividades relacionadas con los proyectos de explotación minera y de hidrocarburos la autoridad ambiental competente otorgará una licencia ambiental global que abarque toda el área de explotación que se solicite.</p> <p>En este caso, para el desarrollo de cada una de las actividades y obras definidas en la etapa de hidrocarburo, será necesario presentar un plan de manejo ambiental conforme a los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la licencia ambiental global.</p> <p>Dicho plan de manejo ambiental no estará sujeto a evaluación previa por parte de la autoridad ambiental competente; por lo que una vez presentado, el interesado podrá iniciar la ejecución de las obras y actividades que serán objeto de control y seguimiento ambiental.</p>

Nota: La información contenida en el cuadro 4 hace referencia a: ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016, p. 56. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)



Cuadro 10. Análisis comparativo de los decretos 1753 de 1994 y 1728 de 2002

DECRETO 1753 DE 1994	DECRETO 1728 DE 2002
<p>Artículo 1. Definiciones. Para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Decreto, se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>Ecosistema Ambientalmente Critico: Es aquel que ha perdido su capacidad de recuperación o autorregulación.</p>	<p>Artículo 1. Definiciones. Para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Decreto, se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>Efecto Ambiental: Es la consecuencia en el entorno, derivada de un impacto ambiental acaecido, por causas de la ejecución de un proyecto, obra o actividad.</p>
<p>Artículo 17. Procedencia. El Diagnostico Ambiental de Alternativas se podrá exigir para evaluar las alternativas de diseño de los siguientes proyectos, obras o actividades:</p>	<p>Artículo 15. Exigibilidad del diagnóstico ambiental de alternativas. En los proyectos que requieran de licencia ambiental, el interesado deberá solicitar a la autoridad ambiental competente un pronunciamiento acerca de si el proyecto, obra o actividad que se pretende realizar requiere de la presentación del diagnóstico ambiental de alternativas.</p>

Nota: La información contenida en el cuadro 5 hace referencia a: ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016, p. 58. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)

Cuadro 11. Análisis comparativo de los decretos 1728 de 2002 y 1180 de 2003

DECRETO 1728 DE 2002	DECRETO 1180 DE 2003
<p>Artículo 1. Definiciones para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Decreto, se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>Efecto ambiental Evaluación de riesgo Impacto ambiental Medidas de compensación Medidas de corrección Medidas de mitigación Medidas de prevención Plan de manejo ambiental Proyecto, obra o actividad Terminales Portuarios de Gran Calado Términos de referencia Vulnerabilidad ambiental</p>	<p>Artículo 1. Definiciones para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Decreto, se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>Evaluación de riesgo Impacto ambiental Medidas de compensación Medidas de corrección Medidas de mitigación Medidas de prevención Plan de manejo ambiental Proyecto, obra o actividad Terminales Portuarios de Gran Calado Términos de referencia</p>

Cuadro 11. (Continuación)

<p>Artículo 2. Autoridades ambientales competentes. Son autoridades competentes para el otorgamiento de licencia ambiental, conforme a la ley y al presente decreto, las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Ministerio del Medio Ambiente.</li> <li>2. Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible.</li> <li>3. Los municipios, Distritos y Áreas Metropolitanas cuya población urbana sea igual o superior a un millón de habitantes dentro de su perímetro urbano.</li> </ol>	<p>Artículo 2. Autoridades ambientales competentes. Son autoridades competentes para el otorgamiento de licencia ambiental, conforme a la ley y al presente decreto, las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.</li> <li>2. Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible.</li> <li>3. Los municipios, Distritos y Áreas Metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes dentro de su perímetro urbano.</li> <li>4. Las autoridades ambientales creadas mediante la ley 768 de 2002.</li> </ol>
<p>Artículo 14. Objetivo del diagnóstico ambiental de alternativas. El diagnóstico ambiental de alternativas incluirá información sobre la localización y características del entorno geográfico, ambiental y social de las alternativas del proyecto, obra o actividad y de las posibles soluciones de control y mitigación para cada una de ellas.</p>	<p>Artículo 13. Objetivo del diagnóstico ambiental de alternativas. Tendrá como objetivo suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones, que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, con el fin de optimizar y racionalizar el uso de los recursos naturales y evitar o minimizar los riesgos, efectos e impactos negativos que puedan provocarse.</p>
<p>Artículo 8. Competencia del Ministerio de Medio Ambiente.</p> <p>d) El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm) y el transporte de hidrocarburos gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación cuyas presiones de operación sean superiores a 28 bares (400 psi), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo.</p>	<p>Artículo 8. Competencia del Ministerio de Medio Ambiente.</p> <p>d) El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm) y el transporte de hidrocarburos gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación y que reúnan las siguientes condiciones: longitudes mayores de diez (10) kilómetros, diámetros mayores a seis (6) pulgadas y presión de operación a veintiocho (28) bares (400 psi), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo.</p>

Nota: La información contenida en el cuadro 6 hace referencia a: ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016, p. 61. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)

Cuadro 12. Análisis comparativo de los decretos 2820 de 2010 y 2041 de 2014

DECRETO 2820 DE 2010	DECRETO 2041 DE 2014
<p>Artículo 8. Competencia del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.</p> <p>13. Los proyectos, obras o actividades a realizarse al interior de las áreas protegidas públicas nacionales de que trata el Decreto 2372 de 2010, distintos a los enunciados en el numeral anterior, siempre que el uso sea permitido de acuerdo a la categoría de manejo respectiva e impliquen la construcción de infraestructura en las zonas de uso sostenible y general de uso público, o se trate de proyectos de agroindustria, a excepción de las unidades habitacionales siempre que su desarrollo sea compatible con los usos definidos.</p>	<p>Artículo 8. Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).</p> <p>13. Los proyectos, obras o actividades de construcción de infraestructura o agroindustria que se pretendan realizar en las áreas protegidas públicas nacionales de que trata el Decreto 2372 de 2010 distintas a las áreas de Parques Nacionales Naturales, siempre y cuando su ejecución sea compatible con los usos definidos para la categoría de manejo respectiva. Lo anterior no aplica a proyectos, obras o actividades de infraestructura relacionada con las unidades habitacionales y actividades de mantenimiento y rehabilitación en proyectos de infraestructura de transporte de conformidad con lo dispuesto en el artículo 44 de la Ley 1682 de 2013, salvo las actividades de mejoramiento de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 del Decreto 769 de 2014.</p>
<p>Artículo 29. Modificación de la Licencia Ambiental.</p>	<p>Artículo 29. Modificación de la Licencia Ambiental.</p> <p>9. Para el caso de proyectos existentes de exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales que pretendan también desarrollar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales siempre y cuando se pretenda realizar el proyecto, obra o actividad en la misma área ya licenciada y el titular sea el mismo, de lo contrario requerirá adelantar el proceso de licenciamiento ambiental de que trata el artículo 25. Este numeral no aplica para proyectos que cuentan con un plan de manejo ambiental como instrumento de manejo y control, caso en el cual se deberá obtener la correspondiente licencia ambiental.</p>

Cuadro 12. (Continuación)

<p>Artículo 25. De la evaluación del estudio de impacto ambiental.</p>	<p>Artículo 25. De la evaluación del estudio de impacto ambiental</p> <p>Parágrafo 5. Cuando el proyecto, obra o actividad requiera la sustracción de un área de reserva forestal o el levantamiento de una veda, la autoridad ambiental no podrá dar aplicación al numeral 5 del presente artículo hasta tanto el solicitante allegue copia de los actos administrativos, a través de los cuales se concede la sustracción o el levantamiento de la veda.</p>
--	--

Nota: La información contenida en el cuadro 7 hace referencia a: ZARATE, Carlos et al. Evolución en la reglamentación de las licencias ambientales en Colombia. En: Ingenierías USBMed. [Research Gate]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 2016, p. 68. Enero-Julio. Vol. 7. Nro. 1. 2016. [Consultado: 2 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307980749\\_Evolucion\\_en\\_la\\_reglamentacion\\_de\\_las\\_licencias\\_ambientales\\_en\\_Colombia\\_Developments\\_in\\_the\\_Regulations\\_on\\_Environmental\\_Licenses\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/307980749_Evolucion_en_la_reglamentacion_de_las_licencias_ambientales_en_Colombia_Developments_in_the_Regulations_on_Environmental_Licenses_in_Colombia)

## Anexo C. Tecnologías en la producción petrolera

Cuadro 13. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula

TECNOLOGIA	RANGO DE REMOCION	CARACTERISTICAS	PRINCIPALES HALLAZGOS
Separador API	$D_p > 150 \mu\text{m}$	Rendimiento depende del tiempo de retención y efecto de adición de coagulantes o floculantes	Ineficiente con aceite emulsionado
Separador de placas corrugadas	$D_p > 40 \mu\text{m}$	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo	Ineficiente con aceite emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al separador API, altos tiempos de retención
Flotación por gas inducido	$D_p > 3 \mu\text{m}$	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas	Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción
Hidrociclones	$D_p > 15 \mu\text{m}$	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar	Funciona con altas concentraciones de aceite, altos costos de mantenimiento y susceptible a incrustaciones
Filtración por membrana	$D_p > 0.01 \mu\text{m}$	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0.01 a $10 \mu\text{m}$	Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos

Nota: La información contenida en el cuadro 8 hace referencia a: MESA, Sandra Liliana et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. En: Gestión y Ambiente. [bdigital]. Bogotá D.C. Vol. 21. Nro. 1. 2018, p. 92. ISSN 2357-5905. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/69637/1/69792-393223-1-PB.pdf>

Cuadro 14. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos

TECNOLOGIA	TIPO	CARACTERISTICAS	PRINCIPALES HALLAZGOS
Adsorción	Carbón activado	Empleado para la remoción del benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño del poro	Depende del proceso de activación del carbón, obtiene remociones del 50-75 % y es ineficiente si se tienen altas concentraciones en el alimento
	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno, xileno), módulos compactos	Eficiencias de remoción entre el 70-80 %, altos costos de regeneración y alta relación con la hidrofobicidad

Cuadro 14. (Continuación)

	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	Remoción entre el 62-81 % y concentraciones finales promedio de 1.5 mg L-1, materia prima económica
	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	En los primeros 100 minutos reduce en 50 % la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99 % con concentraciones finales < 0.05 mg L-1
Extracción	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas	Altos costos por uso del solvente y regeneración
Oxidación	Foto catalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo)	Remoción > 80% BTEX, > 98% TOC, > 62% fenoles y > 75% TPH. Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio)
	UV/Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos	Remociones mayores al 80 %, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino

Nota: La información contenida en el cuadro 9 hace referencia a: MESA, Sandra Liliana et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. En: Gestión y Ambiente. [bdigital]. Bogotá D.C. Vol. 21. Nro. 1. 2018, p. 92. ISSN 2357-5905. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/69637/1/69792-393223-1-PB.pdf>

Cuadro 15. Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua

TECNOLOGIA	ESPECIFICACIONES	CARACTERISTICAS	PRINCIPALES HALLAZGOS
Microfiltración	10-0,1µm	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC	Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento. Problemas de saturación de la membrana
Ultrafiltración	0,05-5-10-3 µm	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX	Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación
Nanofiltración	5-10-3 - 5-10-4 µm	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX	Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% eliminación BTEX y fenoles
Osmosis inversa	1-10-4 - 1-10-5 µm	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC	Remociones del 95-99%, altos costos para reemplazar la membrana

Nota: La información contenida en el cuadro 10 hace referencia a: MESA, Sandra Liliana et al. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. En: Gestión y Ambiente. [bdigital]. Bogotá D.C. Vol. 21. Nro. 1. 2018, p. 93. ISSN 2357-5905. [Consultado: 10 de octubre de 2019]. Archivo en pdf. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/69637/1/69792-393223-1-PB.pdf>