

**ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCION DEL CAMPO RUBIALES, PARA CONTROLAR CARGAS DE
DBO, DQO Y SST EN VERTIMIENTOS A FUENTES SUPERFICIALES**

EDUARDO STIVEN ALVAREZ RODRIGUEZ

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR AL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GESTIÓN AMBIENTAL**

ORIENTADOR

**JUAN CAMILO CELY GARZÓN
INGENIERO QUÍMICO**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C**

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma Director(a) Especialización

Firma Calificador

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. Jose Luis Macias Rodriguez

Decano de la Facultad

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Directora del Programa

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, por ser siempre el eje principal de mi vida, por el apoyo económico y sentimental que me brindan de forma incondicional, porque sé que me quieren dar las alas que ellos posiblemente no tuvieron, para poder volar muy alto y triunfar; siempre desde pequeño inculcando el respeto, la responsabilidad y el amor a la familia.

A mi único hermano, por siempre hacerme reír en los momentos más duros, porque es una persona que siempre impregna con su alegría, Dios lo bendiga enormemente en su camino, y si Dios me tiene con vida lo apoyare siempre en todos los proyectos de su vida.

A mis amigos del alma de pregrado, Luisa Martínez y Diego Caicedo, a quienes les debo la confianza y ayuda para afianzar todas las bases de nuestros conocimientos, porque siempre sin importar las circunstancias nos apoyábamos en todo; grandes seres humanos y muy sinceros amigos.

A la Universidad de América que desde las primeras bases de ingeniería me brindaron todo su conocimiento, para tener hoy en día un buen carácter profesional.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, quiero agradecer a Dios, quien me brinda y me ilumina siempre con la sabiduría necesaria para afrontar las adversidades que se me cruzan, por llenar de calma mi alma en los momentos de tensión.

Agradezco a mis padres, por ser mi ejemplo de vida y superación personal, por su apoyo incondicional en mi crecimiento profesional.

Al ingeniero Juan Camilo Cely, quien a lo largo de este proceso de anteproyecto y trabajo de grado acompañó a nuestro curso, brindando todos los conocimientos y consejos que a partir de su largo curriculum ha obtenido.

A la ingeniera Nubia Becerra, quien desde la ingeniería siempre demostró su gran carisma y excelente actitud de apoyo hacia los estudiantes, sin duda alguna en la especialización no fue la excepción, gracias por estar pendiente de cada uno de nuestros procesos de aprendizaje.

A todos los docentes, quienes con su esfuerzo y dedicación ayudaron a nuestro crecimiento profesional y personal.

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 al autor.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	12
OBJETIVOS	13
1. MARCO TEORICO	14
1.1. Cadena de valor del petróleo	14
1.1.1. <i>Exploración Sísmica</i>	14
1.1.2. <i>Perforación exploratoria</i>	15
1.1.3. <i>Producción</i>	15
1.1.4. <i>Refinación</i>	16
1.1.5. <i>Transporte</i>	17
1.1.6. <i>Comercialización</i>	18
1.2. Agua de producción petrolera	19
1.2.1. <i>Tratamiento para reducir la producción de agua</i>	20
1.2.2. <i>Disposición final</i>	21
1.3. Marco legal	22
1.3.1. <i>Evolución de la normatividad colombiana</i>	22
1.3.2. <i>Normatividad colombiana vigente para el vertimiento de aguas asociadas a la producción de hidrocarburos</i>	23
2. GESTIÓN ACTUAL DEL AGUA DE PRODUCCION PETROLERA EN EL CAMPO RUBIALES	26
2.1. Campo rubiales	26
2.1.1. <i>Ubicación geográfica</i>	26
2.1.2. <i>Caño rubiales</i>	28
2.2. Proceso tratamiento actual en el campo rubiales	29
2.2.1. <i>Proceso de muestreo en cabezal de entrega del vertimiento</i>	29
2.2.2. <i>Proceso del agua en superficie del campo rubiales</i>	30
2.2.3. <i>Tratamiento del agua en el campo Rubiales</i>	31
2.3. Producción en el campo rubiales	33
2.3.1. <i>Reservas del campo rubiales.</i>	35
2.3.2. <i>Registros de medición al agua de producción del campo</i>	36

3.	CONTAMINANTES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE	42
3.1.	Zona de superficie	42
3.2.	Parámetros químicos	43
3.2.1.	<i>Cationes</i>	43
3.2.2.	<i>Aniones</i>	43
3.2.3.	<i>Otros parámetros:</i>	44
3.3.	Parámetros físicos	45
3.4.	Técnicas y métodos	45
4.	ALTERNATIVAS PARA TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN	48
4.1.	Tratamientos convencionales	48
4.1.1.	<i>Tratamiento primario</i>	48
4.1.2.	<i>Tratamiento secundario</i>	51
4.1.3.	<i>Tratamiento terciario</i>	54
4.2.	Humedales artificiales	58
5.	CONCLUSIONES	66
6.	RECOMENDACIONES	67
	BIBLIOGRAFIA	68

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Exploración Sísmica	14
Figura 2. Perforación Exploratoria.	15
Figura 3. Producción de hidrocarburos.	16
Figura 4. Refinación del petróleo.	17
Figura 5. Diferentes medios de transporte para el hidrocarburo y sus derivados.	18
Figura 6. Comercialización de derivados petrolíferos.	19
Figura 7. Ciclo del agua en pozo petrolero.	20
Figura 8. Localización geográfica del Campo Rubiales.	27
Figura 9. Afluente de la cuenca principal del Rio Vichada.	28
Figura 10. Arreglo hidráulico de los puntos de vertimiento.	29
Figura 11. Secuencia del agua industrial en la superficie del campo Rubiales.	31
Figura 12. Secuencia del tratamiento de agua de producción en el campo Rubiales.	33
Figura 13. Comparativa de la producción (crudo vs agua) en el campo Rubiales.	34
Figura 14. Comparativa del agua residual generada asociada a la producción.	35
Figura 15. Identificación de la zona de superficie en el UPSTREAM.	42
Figura 16. Tanque Desnatador vertical y horizontal.	49
Figura 17. Secciones de un separador API.	50
Figura 18. Separador de flotación por gas inducido.	51
Figura 19. Separador de flotación por gas disuelto.	52
Figura 20. Separador de flotación por aire disuelto.	53
Figura 21. Filtro de tierra diatomea.	55
Figura 22. Filtro horizontal de cartuchos.	55
Figura 23. Filtro de cascara de nuez.	56
Figura 24. Filtro multi-lecho MMF.	57
Figura 25. Filtro dual (granante/antracita).	57
Figura 26. Humedal artificial.	58
Figura 27. Panorama de producción de petróleo (verde) y agua (azul) al año 2025.	59
Figura 28. Comparativo de costos totales del tratamiento actual del campo vs humedal artificial.	62
Figura 29. Costo de tratamiento por barril de agua producida.	64

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Proyectos en Colombia con puntos de vertimiento autorizados.	22
Tabla 2. Normatividad ambiental legal vigente en Colombia.	22
Tabla 3. Análisis comparativo de las normas de vertimientos.	24
Tabla 4. Reservas al 31 de diciembre de 2013 (MMbpe1).	36
Tabla 5. Relación de caudales en el Campo Rubiales.	37
Tabla 6. Contaminantes y/o parámetros físico-químicos medidos en el campo Rubiales.	38
Tabla 7. Determinación de carga contaminante y aumento de concentración real en el Campo Rubiales.	41
Tabla 8. Métodos de determinación de componentes del agua de producción.	45
Tabla 9. Concentraciones de DBO ₅ y SST en ppm.	60
Tabla 10. Costos de mantenimiento y operación del tren de tratamiento del campo.	61
Tabla 11. Costos totales del humedal.	63
Tabla 12. Ventajas y desventajas del tratamiento convencional y del humedal artificial.	64

RESUMEN

El agua de producción se define como el agua obtenida en la superficie del suelo a través de yacimientos de petróleo o gas, desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada). Aproximadamente por cada barril de petróleo extraído se extraen como mínimo 3 barriles de agua (Salgado, 2011).

En Colombia, cerca del 16% del agua producida va a otras disposiciones como: recobro secundario para inyección, preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos y otras actividades (Suarez, González, Londoño & Pacavita, 2017). El principal fin de la reutilización de recurso hídrico es la disminución de vertimientos y hacer más ecoeficiente el pozo.

El agua de producción posee altas concentraciones de sales, metales y compuestos orgánicos, que por su toxicidad producen bastantes problemas en su manejo. Al contar con una relación tan alta de agua de producción respecto al petróleo extraído, se hace necesario un sistema de tratamiento rápido y eficiente para mitigar los componentes tóxicos presentes en ese gran volumen de agua.

En Colombia, según el estudio nacional del agua 2014, las zonas hídricas con mayor caracterización de DBO, DQO y SST, son las zonas de la Orinoquia (Rio guatiquia), siendo esta la zona que más aporta a la producción total de petróleo del país (IDEAM, 2015).

Los humedales artificiales se presentan como una alternativa posible de tratamiento de aguas de producción de industrias petroleras, debido a su eficiencia frente a los tratamientos convencionales, como una alternativa amigable con el medio ambiente y muy económica.

Palabras clave: Tratamiento, agua de producción, contaminantes, vertimientos, cuerpo de agua superficial y alternativas.

INTRODUCCIÓN

Es impreciso hablar de un escaseamiento del petróleo del mundo o mejor llamado pico del petróleo, por tanto, estamos a años luz de dejar a un lado una de las mayores fuentes que abastecen de energía al mundo, como lo son las fuentes fósiles. Es por este uno de los principales motivos de realizar la monografía sobre este tema, y así poder mitigar un poco tanta contaminación proveniente de las industrias petroleras. En un país tan rico en biodiversidad y fuentes hídricas como Colombia, muchas veces se actúa sin pensar en que nuestros recursos se pueden llegar a escasear; siendo este otro motivo para hablar acerca del tratamiento de agua de producción de los pozos petroleros en su proceso de exploración y producción, no olvidando que no es el único proceso en el que está presente el agua, pero por términos de limitación, la monografía únicamente tratara acerca del agua en el *upstream*.

Por todo esto, un enfoque importante es la ejecución de sistema de tratamiento de estas aguas a nivel de superficie del pozo petrolero, para mitigar en valores aceptables los parámetros y sustancias contaminantes, todo esto limitado por el marco legal colombiano, además de sustancias importantes como el cloro que también están limitadas por los estándares internacionales.

El campo rubiales es uno de los mayores participantes que aporta a la tasa de agua de producción generada, debido a que es el campo petrolífero más grande del país, aportando cerca de más del 15% de la producción diaria de petróleo en Colombia (Saavedra, 2018); y actualmente es uno de los pocos proyectos que cuentan con permiso para realizar vertimientos a cuerpos de agua (SIAC, 2017).

OBJETIVOS

Objetivo general

Analizar las alternativas para el tratamiento de aguas de producción petrolera en el campo Rubiales para el control de DBO, DQO y SST en los vertimientos a fuentes superficiales.

Objetivos específicos

- Describir la gestión actual de aguas de producción petrolera en campo Rubiales.
- Caracterizar bibliográficamente las sustancias contaminantes presentes en el agua de producción en la zona de superficie de campo Rubiales.
- Seleccionar la alternativa de tratamiento de aguas de producción para el control de componentes contaminantes como DBO, DQO y SST, según criterios técnicos y legales.

1. MARCO TEORICO

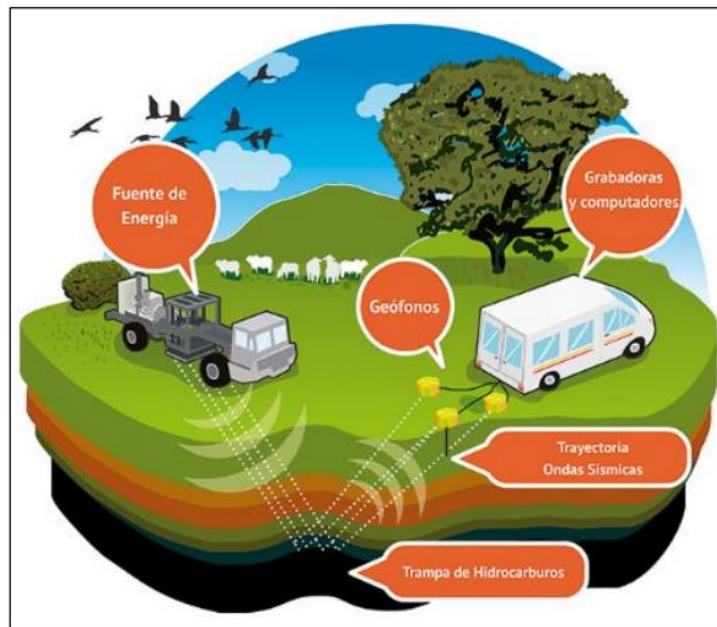
1.1. Cadena de valor del petróleo

Es el conjunto de actividades económicas como: la exploración, producción, transporte, refinamiento y finalmente la comercialización. Esta valorización se divide en dos áreas que son el upstream (exploración, perforación y explotación) y el downstream (refinación, transporte y comercialización). (Acevedo, 2020)

1.1.1. Exploración Sísmica

Es el proceso en el que se utilizan explosivos bajo suelo, aproximadamente a 30 cm, lo cual causa unas ondas que atraviesan las capas de roca del subsuelo, y luego de generar el choque las ondas vuelven a la superficie para ser capturadas por equipos especiales llamados <<geófonos>>, por último, el resultado final de la exploración es un mapa representativo del subsuelo. (Acevedo, 2020)

Figura 1.
Exploración Sísmica.



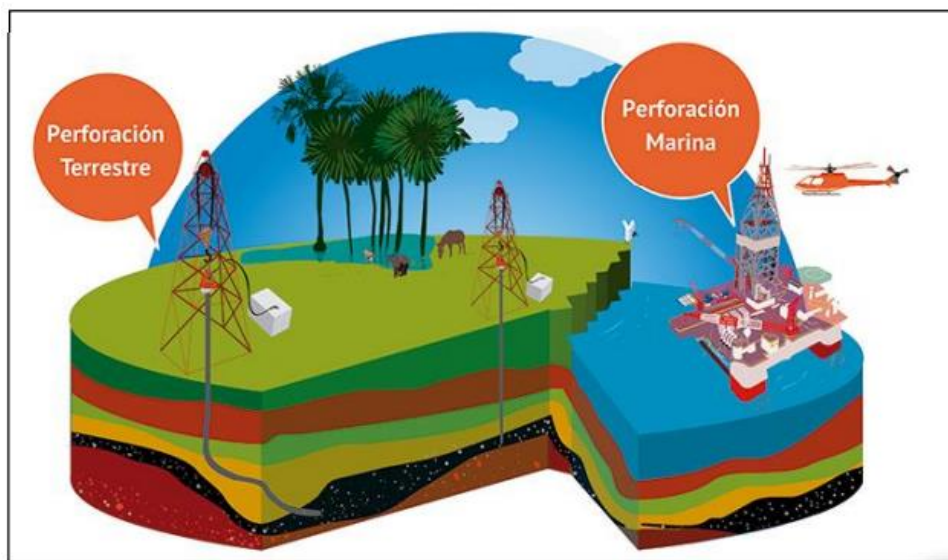
Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

1.1.2. Perforación exploratoria

Es la actividad producto de los buenos resultados arrojados en el anterior proceso, consiste en la perforación del suelo hasta llegar a la trampa donde posiblemente se encuentre la mezcla de hidrocarburos buscados, para así disminuir al máximo la posibilidad de duda respecto a la existencia del crudo en el lugar. (Acevedo, 2020)

Figura 2.

Perforación Exploratoria.



Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

1.1.3. Producción

En este proceso se perforan pozos que ya están probados, los cuales extraen los hidrocarburos almacenados bajo el suelo. Por eso se hace necesario poseer pozos productivos y adecuarlos a los requisitos del yacimiento. Esta producción se puede dar de forma natural (producción primaria) o por un sistema de levantamiento artificial, cuando el yacimiento pierde energía, por reinyección de fluidos. (Acevedo, 2020)

Figura 3.

Producción de hidrocarburos.



Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

1.1.4. Refinación

Esta actividad se refiere al fraccionamiento del crudo en partes livianas y pesadas, por medio de temperaturas altas, para obtener subproductos para su aprovechamiento, como por ejemplo los combustibles. (Acevedo, 2020)

Figura 4.

Refinación del petróleo.



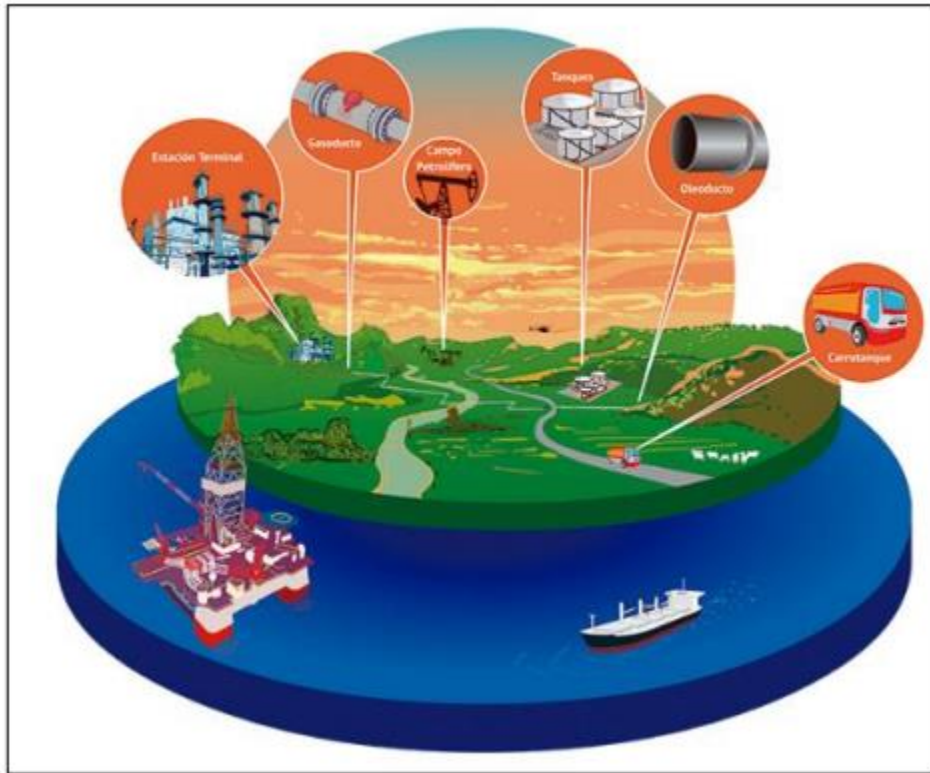
Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

1.1.5. Transporte

Esta actividad corresponde a la estrategia de distribución de los hidrocarburos desde el pozo hasta puntos de refinación, centros de almacenamiento, estaciones de bombeo y puntos de comercialización, como las zonas costeras (puertos). Dependiendo el fluido que se vaya a transportar se determina el medio, por ejemplo, para el crudo se utilizan los oleoductos, para el gas los gasoductos, y los productos de comercialización por poliductos. Cualquiera de los ya mencionados se puede transportar también por buque y carrotanques. (Acevedo, 2020)

Figura 5.

Diferentes medios de transporte para el hidrocarburo y sus derivados.



Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

1.1.6. Comercialización

En esta actividad se colocan todos los productos obtenidos a la mano de los usuarios, para ello se utilizan distribuidores. (Acevedo, 2020)

Figura 6

. Comercialización de derivados petrolíferos.



Nota: Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio].

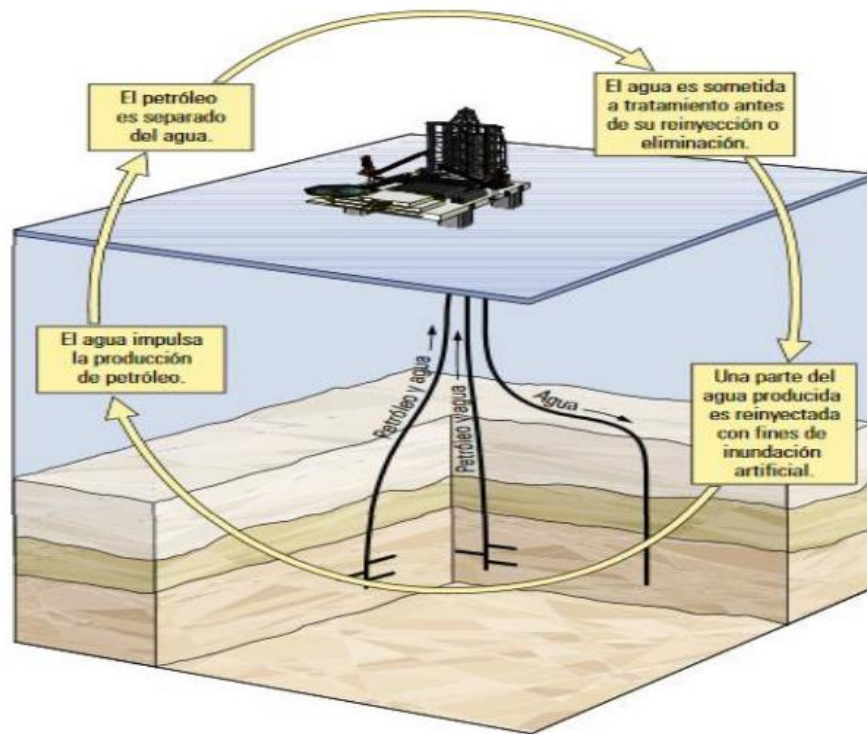
1.2. Agua de producción petrolera

El agua de producción viene de formaciones rocosas, en donde se encuentra un fluido trifásico (gas, petróleo y agua) (Pérez et al., 2010). A la hora de llevar a cabo la explotación de hidrocarburos este fluido se recolecta en la superficie y es esta agua asociada lo que se le conoce con el nombre de “agua de producción”.

Por lo anterior el agua de producción se considera como un producto no deseado de la extracción de hidrocarburos; la alta presencia de agua en relación con el petróleo puede llegar a alterar la rentabilidad del pozo. Por esta razón, la gestión del agua de producción es una de las actividades que mayores costos asociados tiene, por lo que una correcta gestión del agua no solo garantiza una reducción en el impacto ambiental, si no que maximiza la vida útil del yacimiento (Hirschfeldt, 2015).

Figura 7.

Ciclo del agua en pozo petrolero.



Nota: Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Hightower, M., Jiang, Z., Khan, M., Lavery, M., Luffey, F., Verbeek, P. (2004). Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. 16, 30-44.

1.2.1. Tratamiento para reducir la producción de agua

El agua se vuelve un problema cuando la cantidad de petróleo crudo que se obtiene en la superficie disminuye y los procesos de tratamiento de agua se saturan. Lo cual es sumado a los sobre costos que se generan en producción, para ello se hace necesario reducir ese flujo de agua a superficie.

- **Sellos químicos:** Básicamente, son sustancias poliméricas, cuyas propiedades están determinadas por las características de la cadena de macromoléculas las cuales la conforman. También dependen de la composición y la distribución de sus monómeros. (Sandoval et al., 2018)

- **Sellos mecánicos:** Este tratamiento se basa en un tapón mecánico, que se puede desplazar por tubería flexible, lo que garantiza el cegado del hueco, ya sea revestido o abierto. (Sandoval et al., 2018)

1.2.2. Disposición final

El agua en superficie del pozo petrolero presenta un gran problema, debido a sus grandes volúmenes de producción y también por las escasas opciones de disposición final que existen y que están dadas por la legislación ambiental, así mismo el tratamiento que se le realiza al agua de producción cambia según sea su finalidad.

- **Reinyección a pozo:** Existe la reinyección al proceso productivo y la reinyección después de la separación en el fondo del pozo, básicamente estas cumplen la función de mantener la presión interna del pozo. (Mendoza, 2018)
- **Vertimientos:** Es la disposición final más utilizada debido a la gran cantidad de agua que se produce en los pozos petroleros, y no se puede reinyectar al pozo en su totalidad. Se debe cumplir con un esquema normativo establecido, con el fin de no generar afectaciones en la fauna, vegetación y población que se beneficia de la fuente hídrica sobre la cual se genera el vertimiento.

Tabla 1.

Proyectos en Colombia con puntos de vertimiento autorizados.

PROYECTOS CON PUNTOS DE VERTIMIENTOS AUTORIZADOS I	PROYECTOS CON PUNTOS DE VERTIMIENTOS AUTORIZADOS II
1 Área de Perforación Exploratoria Llanos 40	20 Bloque de Perforación Exploratoria Jagüeyes A- Sector
2 Área de Perforación Exploratoria Clarinero	21 Bloque de Perforación Exploratoria Llanos 20
3 Campo Entrerrios	22 Campo Rancho Hermoso
4 Bloque Corocora A2	23 Construcción y Operación Oleoducto Araguaey-
5 Área de Perforación Exploratoria Pajarillo	24 Construcción nueva calzada de la carretera Bogotá-
6 Gasoducto Gibraltar	Villavicencio, Tramo Bijagual Fundadores
7 Bloque de Perforación Exploratoria Cravoviejo	25 Área de Interés de Perforación Exploratoria Tambaquí
8 Bloque de Perforación Exploratoria Llanos 16	26 Área de Explotación La Cuerva
9 Área de Perforación Exploratoria Bloque Llanos 9	27 Construcción y operación Oleoducto El Morro-
10 Área de Perforación Exploratoria Merecuré	28 Bloque de Perforación Exploratoria Llanos 230
11 Construcción nueva calzada de la Carretera Bogotá-	29 Área de Perforación Exploratoria Mapache
Villavicencio, Tramo Chirajara-Bijagua	30 Construcción nueva calzada de la carretera Bogotá-
12 Bloque de Perforación Exploratoria Cabretero	Villavicencio, Tramo Bijagual-Fundadores
13 Área de Perforación Exploratoria Bloque Luna Llena	31 Bloque de Perforación Exploratoria CPO-1
14 Explotación de Hidrocarburos Bloque Cachicamo	32 Área de Perforación Exploratoria Altamira B
15 Bloque Exploratorio Salgar	33 Estación de Bombeo y Oleoducto Carmentea - Estación
16 Exploración de los Campos Careto y Arauco	Araguaey y Conexiones - CPF Cusiana
17 Área de Perforación Exploratoria Bloque El Portón	34 Bloque de Perforación Exploratoria El Edén
18 Perforación Exploratoria Bloque San Antonio	35 Área de Interés de Perforación Exploratoria Corcel
19 Explotación y Desarrollo Campo Canacabare	36 Campo de Producción Rubiales

- Proyectos de explotación y producción de hidrocarburos, que generan aguas de producción dentro de su proceso
- Proyectos de exploración, transporte y/o almacenamiento, no relacionados con la generación de aguas de producción
- Proyectos que no corresponden al sector Hidrocarburos

Nota: Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia.

1.3. Marco legal

1.3.1. Evolución de la normatividad colombiana

Tabla 2.

Normatividad ambiental legal vigente en Colombia.

Norma	Descripción
Constitución política de Colombia	Establece que es deber del estado proteger la diversidad e integridad del ambiente y conservar las áreas de importancia ecológica. Además, deberá planificar el manejo y el aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. (Art. 79, 80 y 95)
Ley 23 de 1973	Principios fundamentales sobre prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelo.

Tabla 2.
(Continuación)

Decreto ley 2811 de 1974	Código nacional de los recursos naturales renovables y no renovables y de protección al medio ambiente.
Decreto 1594 de 1984	Este decreto reglamenta los usos del agua y los residuos líquidos, donde se estipula que todo vertimiento a un cuerpo de agua deberá cumplir unos parámetros establecidos en la norma.
Ley 99 de 1993	Crea el ministerio del medio ambiente y organiza el sistema nacional ambiental (SINA). Reforma el sector público encargado de la gestión ambiental. Define los licenciamientos ambientales requeridos para la ejecución de proyectos o actividades que puedan causar daño al ambiente.
Decreto 2820 de 2010	Reglamenta el título VIII de la ley 99 de 1993 sobre las licencias ambientales.
Decreto 953 de 2013	Promover la conservación y recuperación de las áreas de importancia estratégica para la conservación de recursos hídricos que surtan acueductos.
Decreto 3930 de 2010	Reglamenta parcialmente el título I de la ley 9ª de 1979 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos.
Resolución 0631 de 2015	Por la cual se establecen los parámetros y valores límites máximos permisibles para vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.

Nota: [Modificada]. Duarte Prada, P. Patiño González, S. (2017). Alternativas para el diseño del sistema de tratamiento del agua de producción de campo escuela colorado conforme a la normatividad vigente para vertimiento en Colombia.

1.3.2. Normatividad colombiana vigente para el vertimiento de aguas asociadas a la producción de hidrocarburos:

- Decreto 1594 de 1984
- Decreto 3930 de 2010
- Resolución 0631 de 2015

Tabla 3.

Análisis comparativo de las normas de vertimientos

PARAMETRO	NORMATIVIDAD COLOMBIANA (DECRETO 1594 DE 1984)	NORMATIVIDAD COLOMBIANA (RESOLUCION 0631 DE 2015)
GENERALES		
Ph	5-9	6-9
Temperatura	< 40°C	< 40°C
Demanda química de oxígeno (DQO)	Remoción > 80% en carga	180 mg/L O ₂
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO ₅)	Remoción > 80% en carga kg/día	60 mg/L O ₂
Solidos suspendidos totales (SST)	Remoción > 80% en carga Remoción > 80% en promedio hora kg/día	50 mg/L
Solidos sedimentables (SSED)	10 ml/L	1 ml/L
Grasas y aceites	Remoción > 80% en carga kg/día	15 mg/L
Fenoles	0,002-0,2 mg/L	0,2 mg/L
Sustancias activas al azul de metileno (SAAM)	0,5 mg/L	Análisis y reporte en mg/L
HIDROCARBUROS		
Hidrocarburos totales (HTP)	NR	10 mg/L
Hidrocarburos aromáticos policíclico (HAP)	NR	Análisis y reporte en mg/L
BTEX	NR	Análisis y reporte en mg/L
Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles (AOX)	NR	Análisis y reporte en mg/L
COMPUESTOS DE FOSFORO		
Fosforo total (P)	NR	Análisis y reporte en mg/L
COMPUESTOS NITROGENADOS		
Nitratos	10	Análisis y reporte en mg/L
Nitrógeno amoniacal	NR	Análisis y reporte en mg/L
Nitrógeno total (N)	NR	10 mg/L
IONES		
Cianuro total	1 mg/L	1 mg/L

Tabla 3.**(Continuación)**

Cloruros	NR	1200 mg/L
Fluoruros	5	Análisis y reporte en mg/L
Sulfatos	400	300 mg/L
Sulfuros	NR	1 mg/L
METALES Y METALOIDES		
Arsénico	0,5 mg/L	0,1 mg/L
Bario	5 mg/L	Análisis y reporte en mg/L
Cadmio	0,1 mg/L	0,1 mg/L
Cinc	2 mg/L	3 mg/L
Cobre	3 mg/L	1 mg/L
Cromo	0,5 mg/L	0,5 mg/L
Hierro	NR	3 mg/L
Mercurio	0,02 mg/L	0,01 mg/L
Níquel	2 mg/L	0,5 mg/L
Plata	0,5 mg/L	Análisis y reporte en mg/L
Plomo	0,5 mg/L	0,2 mg/L
Selenio	0,5 mg/L	0,2 mg/L
Vanadio	0,1 mg/L	1 mg/L
OTROS PARAMETROS PARA ANALISIS Y REPORTE		
Acidez total	NR	Análisis y reporte en mg/L CaCO ₃
Alcalinidad total	NR	Análisis y reporte en mg/L CaCO ₃
Dureza cálcica	NR	Análisis y reporte en mg/L CaCO ₃
Dureza total	NR	Análisis y reporte en mg/L CaCO ₃
Color real	NR	Análisis y reporte en m ⁻¹

NR* NO REPORTA

Nota: Duarte Prada, P. Patiño González, S. (2017). Alternativas para el diseño del sistema de tratamiento del agua de producción de campo escuela colorado conforme a la normatividad vigente para vertimiento en Colombia.

2. GESTIÓN ACTUAL DEL AGUA DE PRODUCCION PETROLERA EN EL CAMPO RUBIALES

El propósito final de este capítulo básicamente es mencionar en específico la gestión que se realiza en la actualidad para el proceso de vertimiento, junto con la trayectoria que realiza el agua industrial y el tratamiento respectivo, además de características, parámetros, equipos, ensayos de campo y algunas disposiciones para el proceso de gestión, todo dentro del marco legal-ambiental vigente para el Campo Rubiales.

2.1. Campo rubiales

Este campo fue descubierto en 1981, iniciando con el primer pozo (Pozo Rubiales-1) de mano de la compañía Provincia Petroleum Corp., por medio del contrato Ariari-Provincia Petroleum Corp., la principal razón de este primer pozo era demostrar que dentro de la formación rocosa había hidrocarburos, lo cual dio luz verde para iniciar con la perforación de los demás pozos. (Sáenz y Saavedra, 2018)

El mayor desarrollo con pendiente positiva se llevo aproximadamente en el año 2008, debido a la emigración de los empleados petroleros de Venezuela, los cuales poseían gran experiencia en la extracción de crudos pesados. (Sáenz y Saavedra, 2018)

En el año 2016, la participación en el pozo correspondía a un 57% para Ecopetrol y 43% para Meta Petroleum. (Sáenz y Saavedra, 2018)

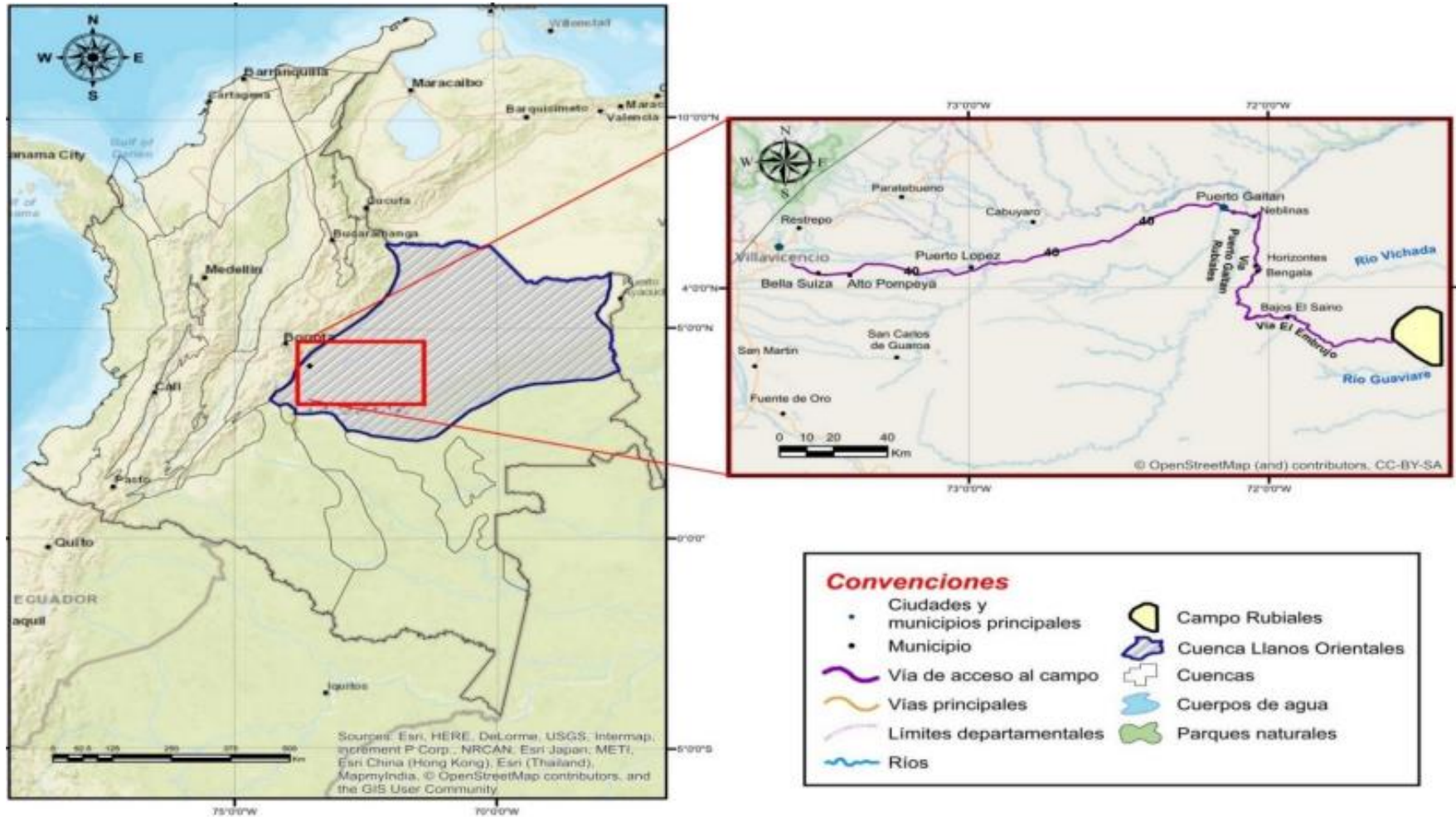
2.1.1. Ubicación geográfica

El campo cuenta con una extensión de 56.900 hectáreas, localizadas en el centro de Colombia en los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, dentro de la jurisdicción de Puerto Gaitán.

En la siguiente figura se muestra como es el camino de acceso al campo Rubiales desde la ciudad de Villavicencio Meta.

Figura 8.

Localización geográfica del Campo Rubiales.



Nota: Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales. [Sitio web].

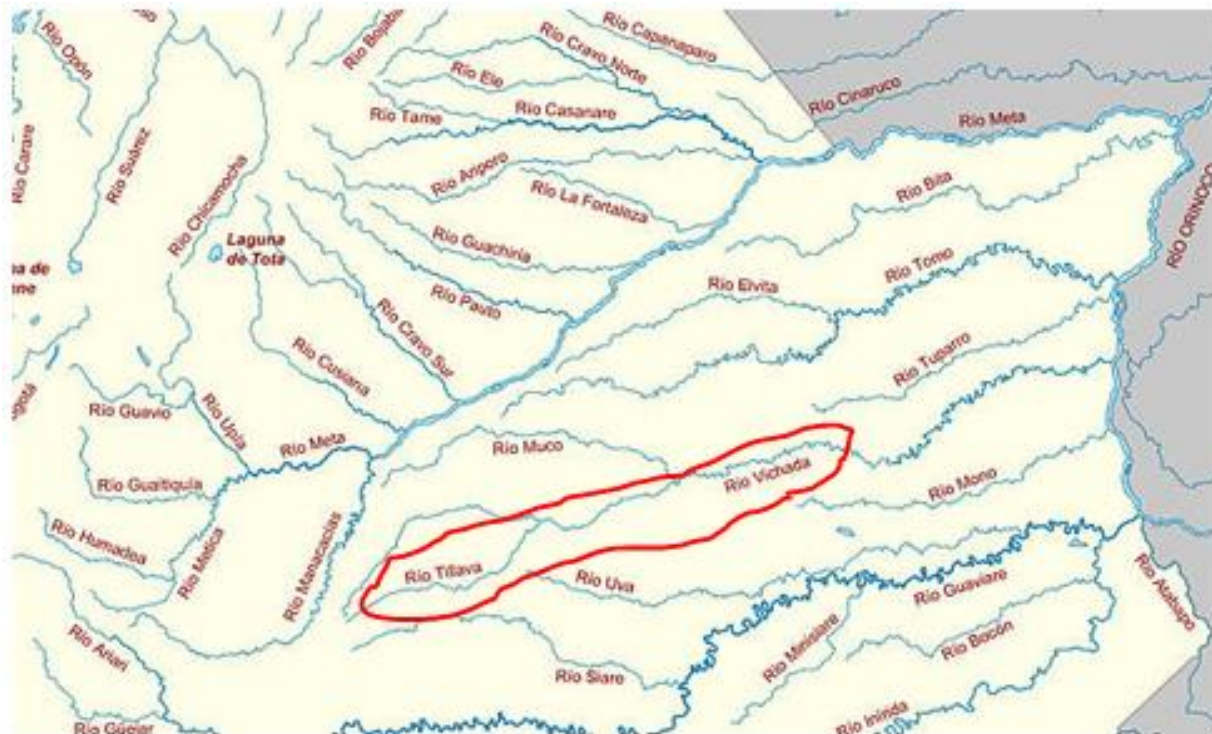
2.1.2. Caño rubiales

El caño rubiales es un afluente del Río Tillavá, así mismo este río se considera una cuenca de primer orden del Río Vichada, el cual es uno de los ríos que hace parte de las principales cuencas tributarias de la macrocuenca del Orinoco.

Pertenece a la subzona-hidrográfica llamada Alto Vichada, en donde su mayor proporción de área se encuentra en el departamento del Meta.

Figura 9.

Afluente de la cuenca principal del Río Vichada.



Nota: Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia.

2.2. Proceso tratamiento actual en el campo rubiales

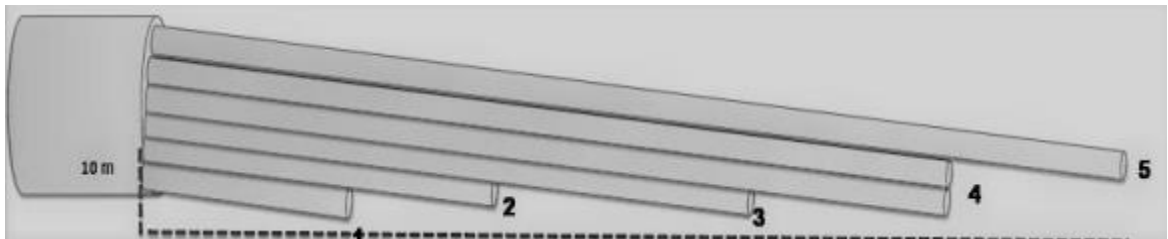
2.2.1. Proceso de muestreo en cabezal de entrega del vertimiento

Este procedimiento corresponde al que se realiza en el Campo Rubiales para el proceso de vertimiento del agua de producción. Entre las 6:00 pm a 6:00 am se encienden las bombas de las piscinas de vertimiento, direccionando el agua al caño rubiales, explicando el proceso así: el encargado del muestreo se desplaza hacia el lugar de entrega de vertimiento para realizar las pruebas con el kit de muestreo del agua, donde se evidencian aspectos importantes como pH, temperatura, concentración de cloruros y demás propiedades fisicoquímicas del agua, luego el encargado se desplaza hacia los medidores de flujo de agua, donde observa el caudal y así día a día se registran los datos de calidad y cantidad de agua, siguiendo un formato enmarcado en la normatividad ambiental; posteriormente, los resultados son entregado al ingeniero de aguas para que corrobore la información, luego estos mismos son enviados al coordinador para que sean verificados; se debe tener en cuenta que el supervisor es el encargado del chequeo de transferencia de los datos recolectados durante todo el proceso, así mismo el supervisor es el que se encarga de entregar el reporte diario al representante legal de la empresa en el campo y el envía un archivo mensual a la oficina general de la empresa operadora. (Sáenz y Saavedra, 2018)

Según la resolución 2355, existe un arreglo hidráulico con cinco puntos de vertimiento autorizados para depositar el agua tratada al caño Rubiales. (Sáenz y Saavedra, 2018)

Figura 10.

Arreglo hidráulico de los puntos de vertimiento.



Nota: Representa como es el arreglo de los puntos de vertimiento al caño rubiales. Tomado de: Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales. [Sitio web].

2.2.2. Proceso del agua en superficie del campo rubiales

El proceso inicia con la recepción en los tanques FWKO del fluido de producción, el cual posee un contenido de 91% de agua, en estos tanques se realiza un lavado para separar el agua libre, con tratamiento químico y aumentando la temperatura por integración energética.

Con un 35% de agua restante, se pasa a los tanques cabeza para continuar con la separación, tiempos de residencia y con mas incrementos de temperatura. El crudo que se separa es enviado a los intercambiadores de calor para aprovecharlo y aumentar la temperatura del crudo de proceso; después, se envía a calentar en un sistema de vapor-crudo, donde se elimina la última traza de agua.

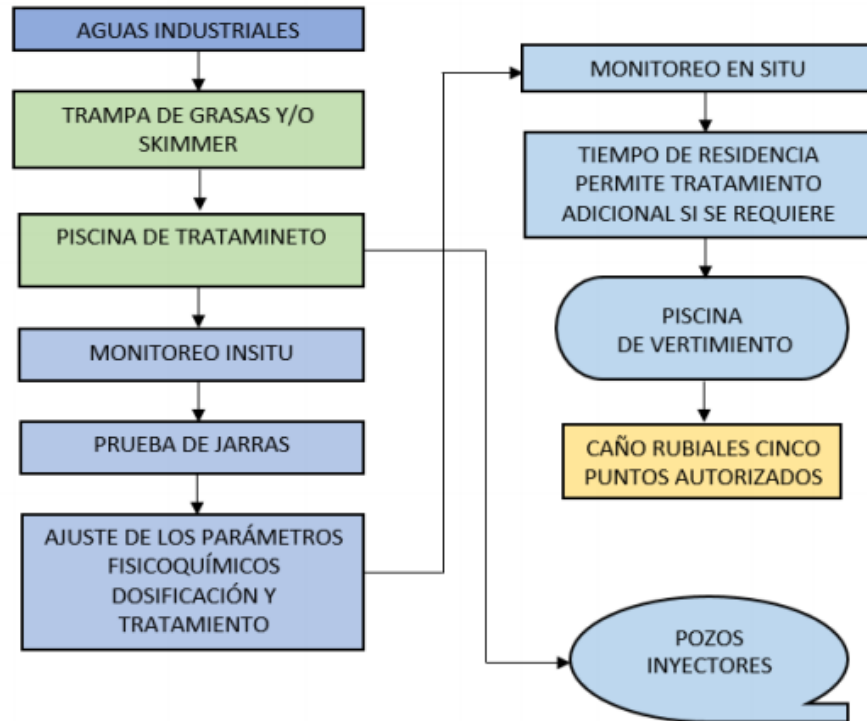
El crudo con 1% de B&SW se envía a los tanques de almacenamiento, donde permanece 8 horas en reposo, durante el cual el crudo es drenado y parametrizado con los estándares mínimos de calidad para la venta.

Un 85% del crudo producido se distribuye por el oleoducto de los llanos, bombeándolo a la estación del municipio de Monterrey en el departamento de Casanare. El 15% restante se distribuye en tractomulas, cargando un promedio de 145 vehículos al día.

El procedimiento al cual se somete el agua una vez llega a la superficie se muestra en la **Figura 11**.

Figura 11.

Secuencia del agua industrial en la superficie del campo Rubiales.



Nota: Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales.

2.2.3. Tratamiento del agua en el campo Rubiales

El agua libre producto de la primera separación mencionada en el pasado proceso se envía a los Skim Tank, en donde se elimina la mayor parte del aceite y algunos sólidos presentes en el agua. Después, el agua se transporta por medio de bombas hacia las celdas de flotación, en donde con ayuda de tratamiento químico y constante agitación se generan microburbujas desplazando el aceite y los sólidos a la superficie, y por medio de paletas giratorias se recupera en los depósitos laterales, a través de bombas de devuelve al inicio del proceso manifold de entrada.

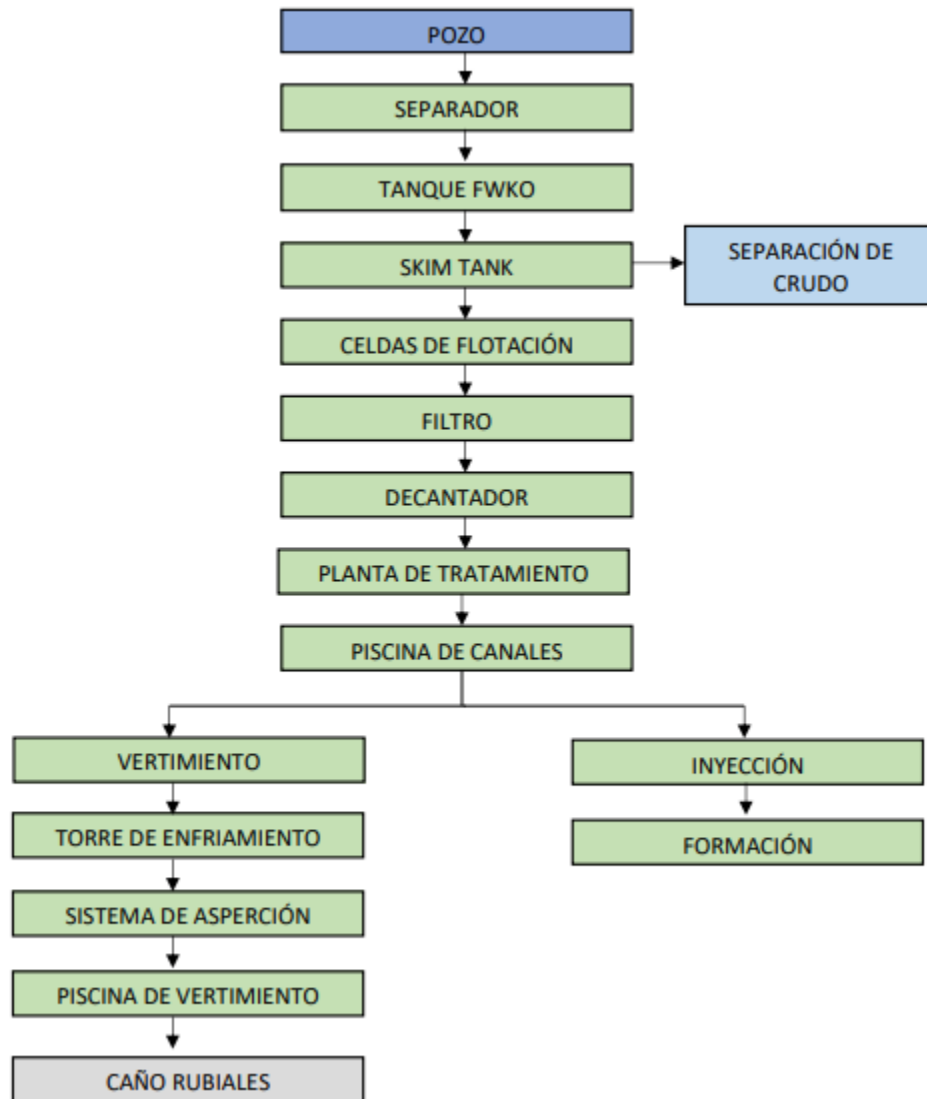
El agua continua el proceso de acondicionamiento y se transfiere a los filtros usando bombas, que forzan el paso de agua a través del lecho filtrante, removiendo la poca cantidad de aceite y sólidos

aun presentes, garantizando la remoción casi total de los mismos con concentraciones menores a 1 ppm, el lecho filtrante se compone de cascarilla de nuez o palma africana con partículas de tamaño uniforme, lo cual hace que la remoción sea más efectiva, se deben efectuar retro lavados periódicos de cada 6 horas para garantizar el funcionamiento del lecho filtrante. El agua producto de la filtración se envía a los decantadores en donde con ayuda de química y tiempo de residencia, los sólidos pesados se decantan (van a fondos) y los más livianos se flocculan (van a superficie), resultando de este proceso agua clarificada lista para su disposición, los residuos generados en este proceso se envían a la planta de tratamiento de sólidos; hasta este proceso se llega a alcanzar una eficiencia de remoción del 99,999%.

El agua se envía por gravedad a la piscina de canales en donde se establece la disposición final según las licencias ambientales que puede ser para vertimiento a cuerpo de agua superficial o inyección, si es para inyección se transporta con bombas verticales a los Pads para reinyectar a la formación; para vertimiento el agua se transporta con bombas verticales a las torres de enfriamiento con el fin de reducir la temperatura hasta 32°C con una corriente de aire inducida por un motor ventilador situado en la parte superior de las torres, el agua sale por gravedad de las torres hacia un pozo, donde por medio de aspersores se reduce más la temperatura y se oxigena hasta alcanzar 6 ppm de oxígeno disuelto, finalmente cae a la piscina de vertimiento el agua que se envía por bombas verticales a los cinco puntos autorizados para vertimiento al caño Rubiales los 300.000 barriles de agua por día; las características del agua vertida al caño Rubiales es temperatura inferior a 32°C, concentración de hidrocarburos menor a 1 ppm y concentración de cloruros entre 150 y 180 ppm.

Figura 12.

Secuencia del tratamiento de agua de producción en el campo Rubiales.



Nota: Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales.

2.3. Producción en el campo rubiales

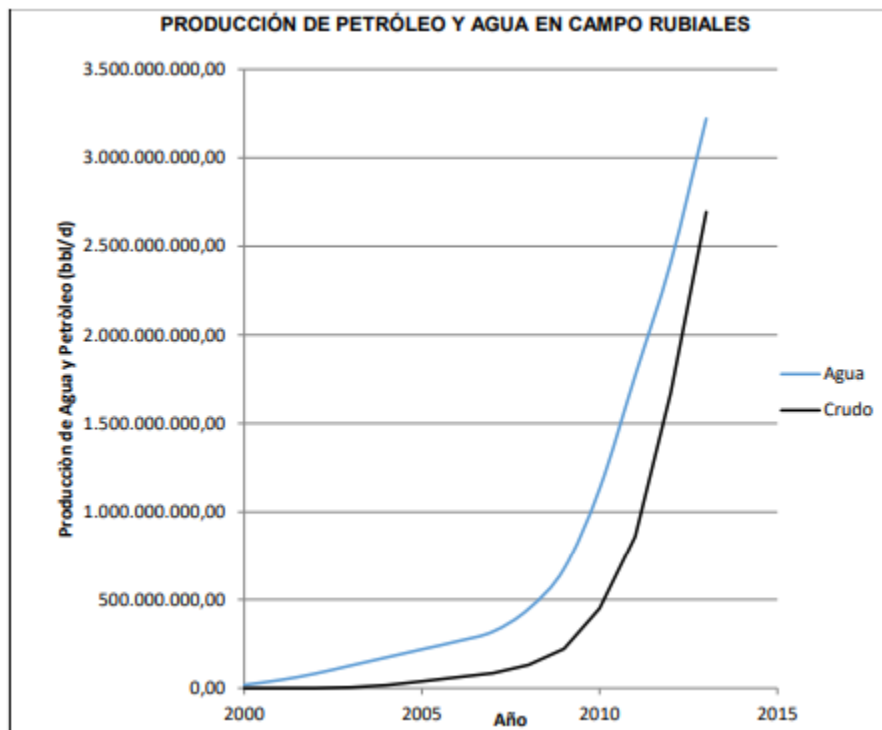
El campo inicio a registrar producciones en el año 2000 con 353 BOPD, hasta el año 2008 fue que Pacific empezó registrar sus mejores tasas de producción con 18.724 BOPD, ya para el año 2013

el campo alcanzo un 20,7% de la producción en el territorio nacional con 212.115 BOPD. (Sáenz y Saavedra, 2018)

El registro de corte de agua en el campo era aproximadamente del 90%, motivo por el cual se tuvo que buscar alternativas que disminuyeran la producción de agua, implementando le técnica de perforación horizontal de pozos, obteniendo así que el agua drene más, al exponerse a un área mayor. (Sáenz y Saavedra, 2018)

Figura 13.

Comparativa de la producción (crudo vs agua) en el campo Rubiales.



Nota: Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales.

Como se observa en la **Figura 13**, la producción de agua siempre ha sido mayor que la producción de petróleo, pero sin embargo poseen un comportamiento paralelo, teniendo una pendiente de crecimiento más pronunciada a partir del año 2008.

En el 2016 se obtuvo una reducción del 33% de la generación de agua de producción debido a la poca producción de barriles de crudo, también se reinyecto más del 94% del agua de producción

y cerca del 46% del agua residual no asociada a la producción se pudo reutilizar. (Frontera Energy, 2016)

Figura 14.

Comparativa del agua residual generada asociada a la producción.



Nota: Frontera Energy. (2016). Informe de sostenibilidad. P. 45. [Google scholar].

2.3.1. Reservas del campo rubiales.

A 350 millones de barriles de petróleo equivalente (MMBPE) han incrementado las reservas probadas y probables netas de la compañía. (Mantilla, 2014)

Tabla 4.

Reservas al 31 de diciembre de 2013 (MMbpe1).

País	Campo	Probadas Más Probables									Tipo de Hidrocarburo
		Total Probadas (P1)			Probables (P2)			(2P)			
		100%	Bruto	Neto	100%	Bruto	Neto	100%	Bruto	Neto	
	Rubiales	197.8	83.5	66.8	-	-	-	197.8	83.5	66.8	Crudo Pesado
	Quifa SW	133.8	80.3	64.8	11.8	7.1	5.8	145.6	87.3	70.5	Crudo Pesado
	CPE-6	34.1	17.0	15.6	104.5	52.3	47.3	138.6	69.3	62.9	Crudo Pesado
	Rio Ariari 2	10.3	10.3	9.7	35.7	35.7	33.5	46.1	46.1	43.2	Crudo Pesado

Nota: Frontera energy. (2014). Pacific Rubiales anuncia reservas de fin de año para 2013: crecimiento del 20% en las reservas netas 2P y 320% en remplazo de reservas. NewsRoom. [Sitio Web].

Las reservas netas 2P en el campo Rubiales disminuyeron a 26 MMbbl en producción neta. El Campo Rubiales es un campo petrolero maduro que encontrara su pico de producción en el 2014. En el 2008 el campo representaba 60% de las reservas 2P de la Compañía, ahora representa menos del 11% de una base de reservas total. (Frontera Energy, 2014)

2.3.2. Registros de medición al agua de producción del campo

El primer registro que se hace en una relación que se hace entre el caudal que se vierte frente al caudal original del caño, en el cual se determina el aumento que tuvo el caudal del caño con el caudal de agua vertida.

Tabla 5.

Relación de caudales en el Campo Rubiales.

Fecha	Caudal de vertimiento (m ³ /mes)	Caudal del cuerpo de agua, aguas arriba (m ³ /mes)	Relación de caudal vertido / cuerpo de agua
Ene-14	1.450.996	6.026.400	24%
Feb-14	1.460.853	No Reportado	No Determinado
Mar-14	550.358	No Reportado	No Determinado
Abr-14	614.854	1.736.640	35%
May-14	1.399.116	67.655.360	2%
Jun-14	1.430.641	65.655.360	2%
Jul-14	1.301.917	No Reportado	No Determinado
Ago-14	660.172	110.858.976	1%
Sept-14	982.196	No Reportado	No Determinado
Oct-14	1.156.721	29.274.912	4%
Nov-14	1.167.407	37.195.200	3%
Dic-14	1.162.854	23.141.376	5%

Nota: Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia.

Según la **Tabla 5**, El máximo valor de vertimiento al caño se presenta en el mes de abril del 2014, el cual corresponde al 35% superior al caudal original del caño rubiales, aguas abajo del vertimiento y al ser una fuente hidrológica de orden menor, presenta un caudal mas escaso, lo cual puede llegar a verse mas afectada que otros cuerpos hídricos de la región. (Mendoza, 2018)

Para el segundo registro, se hace referencia a los resultados de la medición de contaminantes presentes en el agua de producción del campo Rubiales antes de realizar algún tratamiento y previo al vertimiento al caño rubiales; se muestra una completa caracterización de estas aguas y se compara con la legislación ambiental aplicada en este caso (Res. 0631:2015), con el fin de verificar cumplimiento.

Tabla 6.

Contaminantes y/o parámetros físico-químicos medidos en el campo Rubiales.

Parámetro	Unidad	Sin tratamiento	Previo a vertimiento	Limite RES. 0631:2015
Temperatura	°C	26,2	32,8	40
pH		6,43	8,19	6 a 9
Conductividad	us/cm	5270	1379	No definido
Oxígeno Disuelto	mg/L	3,73	6,72	No definido
Salinidad	mg/L	2900	No medido	No definido
Resistividad	ohm.m	1,9	No medido	No definido
Densidad	g/mL	0,999	No medido	No definido
Dióxido de carbono	mg/L	<10	No medido	No definido
Hidróxido total	mg/L	<1	No medido	No definido
Ácido sulfhídrico	mg/L	<0,1	No medido	No definido
Alcalinidad	mg/L	302	No medido	No definido
Dureza Cálcica	mg/L	364	No medido	No definido
Dureza Magnésica	mg/L	141	No medido	No definido
Dureza total	mg/L	505	No medido	No definido
Bicarbonatos	mg/L	302	No medido	No definido
Carbonatos	mg/L	<1	No medido	No definido
Cloruros	mg/L	1830	No medido	1200
Sulfatos	mg/L	<4	<5	300
Sólidos disueltos	mg/L	2760	869,35	No definido
Sólidos suspendidos	mg/L	98	3	50
Sólidos totales	mg/L	2870	No medido	No definido
Bario	mg/L	0,33	No medido	No definido
Calcio	mg/L	140	No medido	No definido
Estroncio	mg/L	1,91	No medido	No definido

Hierro	mg/L	3,79	<0,073	3
Magnesio	mg/L	37,3	No medido	No definido
Potasio	mg/L	6,5	No medido	No definido
Sodio	mg/L	384	No medido	No definido
Silicio	mg/L	2240	No medido	No definido
DQO	mg/L	No medido	<20	180
DBO ₅	mg/L	No medido	<5	60
Sólidos sedimentables	mg/L	No medido	No medido	1
Grasas y aceites	mg/L	No medido	<0,670	15
Fenoles	mg/L	No medido	No medido	0,2
Hidrocarburos totales	mg/L	No medido	<0,670	10
Nitrógeno total	mg/L	No medido	No medido	10
Cianuro total	mg/L	No medido	No medido	1
Sulfuros	mg/L	No medido	No medido	1
Arsénico	mg/L	No medido	<0,001	0,1
Cadmio	mg/L	No medido	No medido	0,1
Cinc	mg/L	No medido	<0,443	3
Cobre	mg/L	No medido	<0,055	1
Cromo	mg/L	No medido	<0,01	0,5
Mercurio	mg/L	No medido	<0,0023	0,01
Níquel	mg/L	No medido	<0,085	0,5
Plomo	mg/L	No medido	<0,052	0,2
Selenio	mg/L	No medido	<0,01	0,2
Vanadio	mg/L	No medido	<0,443	1
Nitratos	mg/L	No medido	0,9448	No definido
Nitritos	mg/L	No medido	0,0043	No definido
Fosfatos	mg/L	No medido	<0,062	No definido
Fluoruros	mg/L	No medido	6,21	No definido

Aluminio	mg/L	No medido	<0,140	No definido
Berilio	mg/L	No medido	<0,011	No definido
Boro	mg/L	No medido	<0,137	No definido
Cadmio	mg/L	No medido	<0,015	No definido
Cobalto	mg/L	No medido	<0,048	No definido
Litio	mg/L	No medido	<0,021	No definido
Manganeso	mg/L	No medido	<0,079	No definido
Molibdeno	mg/L	No medido	<0,05	No definido

Nota: Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia.

El campo rubiales mide 18 de los 25 parámetros dados por la norma, es decir, que tan solo el 72% de los parámetros se pueden llegar a controlar. (Mendoza, 2018)

Tan solo el 23% de los parámetros medidos (antes de tratamiento), tienen límites normativos, de los cuales tres se encuentran fuera del límite establecido, los cuales son: Cloruros, hierro y sólidos suspendidos. (Mendoza, 2018)

Los otros parámetros que no son medidos, pero si están establecidos por la norma, por lo general se generan cuando los efluentes resultan como consecuencia de la extracción de hidrocarburos en superficie. (Mendoza, 2018)

A la hora de verificar el monitoreo, previo al vertimiento, todos los parámetros medidos cumplen o arrojan resultados dentro del límite permitido por la resolución, con lo cual se demuestra el buen funcionamiento del tratamiento existente en el campo Rubiales. (Mendoza, 2018)

A partir de los valores ya medidos y registrados en la **tabla 6 y 5**, se determinan la carga contaminante aportada por el vertimiento de las aguas de producción y el aumento de la concentración de los parámetros evaluados, cuyos parámetros exceden el límite de detección.

Tabla 7. Determinación de carga contaminante y aumento de concentración real en el Campo Rubiales.

Parámetro	Unidad	Previo a vertimiento	Caudal vertido (m³/mes)	Carga contaminante aportada (Kg)	Caudal del cuerpo de agua receptor (m³/mes)	Concentración de aumento en el cuerpo de agua receptor (mg/L)
Sólidos disueltos	mg/L	869,35	1450996,42	1261423,734	6026400	209,316297
Sólidos suspendidos	mg/L	3	1450996,42	4352,989248	6026400	0,72232
Fluoruros	mg/L	6,21	1450996,42	9010,687743	6026400	1,4952024

Nota: Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia.

El parámetro de mayor impacto e interés corresponde a los sólidos disueltos, que, al descargarse en el caño rubiales a través de los cinco puntos autorizados, ya mencionados, aporta una carga de 1261423,7 Kg/mes, con 209,32 mg/L de aumento de concentración.

3. CONTAMINANTES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

Dentro del presente capítulo se hace una descripción bibliográfica, donde se busca caracterizar todos los componentes contaminantes presentes en el agua de producción petrolera y los demás parámetros físico-químicos medibles y que son exigidos para el control y cumplimiento del marco legal aplicado a la industria; mencionando así mismo las técnicas de medición de cada uno de los parámetros, la importancia de controlarlos y eliminarlos para evitar un daño en el ecosistema.

3.1. Zona de superficie

En el sector de hidrocarburos se conoce como superficie al suelo sobre el cual se realizan las actividades de UPSTREAM, que es la actividad en la que se centra y limita este documento de investigación, más precisamente en la de producción de hidrocarburos.

Figura 15.

Identificación de la zona de superficie en el UPSTREAM.



Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. La cadena del sector de hidrocarburos. [Sitio Web]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/portalsegmentacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>.

La zona que se encuentra dentro de la línea azul se conoce como superficie del campo petrolero, es la zona de interés para la investigación, el agua resultado de la producción de hidrocarburos, es la que se caracterizara en este capítulo.

3.2. Parámetros químicos

3.2.1. Cationes

- **Calcio:** Componente esencial en las salmueras de los yacimientos. Este ion se mezcla fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles y presenta la formación de escamas.
- **Magnesio:** Se presentan a bajas concentraciones formando incrustaciones como componente del carbonato de calcio, haciendo taponamiento de a formación.
- **Sodio:** Es el componente más abundante en las salmueras presentes en los yacimientos. Generalmente es un componente que no da problemas a la hora de su manejo, es letal para la vida vegetal, por tanto, los únicos problemas que se pueden presentar son los de tipo medio-ambiental.
- **Hierro:** Se encuentra en concentraciones muy bajas. Trae consigo problemas de corrosión, es susceptible a la formación de lodos.
- **Bario:** Es uno de los metales pesados, se puede combinar con el sulfato. Los metales pesados son tóxicos para el ser humano y se llega a concentrar en la vida marina, por lo que el bario se puede quedar en la superficie por mucho tiempo, también presenta formación de escamas.
- **Estroncio y radio:** Llegan a ser altamente radioactivos y presenta formación de escamas.

3.2.2. Aniones

- **Cloruros:** La concentración de cloruros es una medida específica de la salinidad del agua de la industria petrolera y puede llegar a presentar problemas de corrosión:

Agua dulce: 0 – 2000 ppm.

Agua salobre: 2000 – 5000 ppm.

Agua salada: 5000 – 40000 ppm.

Salmuera: >40000 ppm.

- **Carbonatos y bicarbonatos:** Son los componentes encargados de darle la alcalinidad al agua. La importancia de la alcalinidad es significativa en los fenómenos de coagulación y ablandamiento, también actúa en prevención a la corrosión y puede llegar a formar escamas.
- **Sulfatos:** Proviene de las formaciones rocosas de los yacimientos. En unión con el calcio puede darle un carácter ácido al agua. Cuando el sulfato se encuentra en grandes proporciones le da un carácter corrosivo al agua.

3.2.3. Otros parámetros:

- **pH:** Es una medida de acidez o alcalinidad. Un pH neutro entre 6,5 y 7,5 disminuye los efectos del agua sobre la fauna y la flora, los pH fuera de este intervalo pueden llegar a ser letales para la vegetación y para la mortandad de peces.
- **Fenoles:** Son compuestos orgánicos en cuyas estructuras poseen al menos un grupo fenol, con un anillo aromático unido a al menos otro grupo funcional, muchos clasificados como metabolitos secundarios de las plantas.
- **Oxígeno disuelto (OD):** El oxígeno disuelto en el agua es importante para los peces y la vida acuática. Grandes cantidades me aseguran una mayor diversidad y un ecosistema saludable (Carmen, 2011). Tiene efectos corrosivos, ayuda a la formación de óxidos no solubles.
- **Dióxido de carbono disuelto:** Se encuentra en los yacimientos disuelto en el agua, puede aumentar la acidez del agua e incrementar la corrosión.
- **Sulfuro de hidrógeno disuelto:** Se encuentra en los yacimientos disuelto en el agua, puede aumentar la acidez del agua e incrementar la corrosión; es característico por el olor.
- **Población bacteriana:** Microorganismos muy pequeños, con reproducción muy rápida, están presentes en el agua de producción con pH entre 5-9, producen corrosión y pueden causar taponamiento.
- **Demanda bioquímica de oxígeno (DBO):** Es una prueba para determinar los requerimientos de oxígeno para la descomposición bioquímica de la materia orgánica en aguas residuales, a partir de microorganismos aerobios.

- **Demanda química de oxígeno (DQO):** Es una prueba que determina los requerimientos de oxígeno requeridos para oxidar la materia orgánica con permanganato o dicromato de potasio, bajo condiciones específicas del agente oxidante, temperatura y tiempo.

3.3. Parámetros físicos

- **Contenido de sólidos disueltos y suspendidos:** Se define como la materia resultante de la evaporación a una temperatura entre 103 y 105°C, que se clasifican como partículas disueltas, suspendidas y sedimentables.
- **Turbidez:** Es la alteración de las propiedades ópticas del agua debido a material en suspensión como: arcilla, materia orgánica o inorgánica y microorganismos; materiales que pueden llegar a causar taponamiento.
- **Conductividad:** Establece la posibilidad de los iones de transmitir corriente eléctrica; la conductividad se puede ver afectada por el factor de la temperatura.
- **Temperatura:** El depósito de aguas a altas temperaturas llega a causar daños incalculables en la flora y fauna, interrumpiendo en la reproducción de las especies e incrementando el crecimiento de bacterias termófilas, reduciendo así los niveles de oxígeno del cuerpo de agua superficial al cual se realiza dicho vertimiento.
- **Grasas y aceite libre emulsionado y disuelto:** La descarga de estos aceites o grasas, ocasiona perturbaciones en la vida acuática al formar películas sobre el cuerpo de agua superficial, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de luz.

3.4. Técnicas y métodos

Tabla 8.

Métodos de determinación de componentes del agua de producción.

COMPONENTE	TIPO DE PARAMETRO	DETERMINACIÓN
Calcio	Químico Cación	<ul style="list-style-type: none"> • AAS. ASTM D 511-92. • ICP. SM 3500-Ca C. • Titulación. ASTM D 511-92.
Magnesio		<ul style="list-style-type: none"> • AAS. ASTM D 511-92.

		<ul style="list-style-type: none"> • ICP. SM 3500-Mg C. • Titulación. ASTM D 511-92.
Sodio		<ul style="list-style-type: none"> • AAS. ASTM D 3561-77.
Hierro		<ul style="list-style-type: none"> • ICP. SM 3500-Fe C. • AAS. SM 3500-Fe B.
Bario		<ul style="list-style-type: none"> • AAS. ASTM D 3651-92. • ICP. SM 3500-Ba C. • Turbidimetría.
Estroncio		<ul style="list-style-type: none"> • AAS. ASTM D 3920-92. • ICP. SM 3500-Sr C.
Cloro	Químico Anión	<ul style="list-style-type: none"> • Mohr/Colorimétrico. ASTM D4458. • Mohr/Electrométrico. SM 4500-Cl D. • Cromatografía de iones. ASTM D 4327-91.
Carbonatos y Bicarbonatos		<ul style="list-style-type: none"> • Método Electrométrico. ASTM D 1067-92. • Indicador. SM 2320-B.
Sulfatos		<ul style="list-style-type: none"> • Cromatografía de iones. ASTM D 4327-91. • Turbidimetría. ASTM D4130-82. • Gravimetría. SM 4500-SO₄ C
pH	Químico	<ul style="list-style-type: none"> • pH-metro. • ASTM D 1293-84.
Oxígeno disuelto		<ul style="list-style-type: none"> • Titulación. ASTM D 888-92. • DO-metro. ASTM D 888-92. • Colorimetría. ASTM D 888-92.
Población bacteriana		<ul style="list-style-type: none"> • Cultivo en condiciones favorables para su desarrollo. • NACE TM0194-94
Dióxido de carbono disuelto		<ul style="list-style-type: none"> • Titulación. • SM 4500-CO₂ C.
Sulfuro de hidrogeno disuelto		<ul style="list-style-type: none"> • Titulación. SM 4500-S⁻ E. • Ion electrón. ASTM D 4658-92. • Azul de metileno. SM 4500-S²⁻ D. • Tren de gas de Garret. API RP 13B-1.
Demanda bioquímica de oxígeno		<ul style="list-style-type: none"> • Método biológico. • SM 5210-B.
Demanda química de oxígeno		<ul style="list-style-type: none"> • Reflujo abierto. • SM 5220-B.

Composición química de sólidos suspendidos		<ul style="list-style-type: none"> • Titulación. • Análisis químico.
Turbidez	Físico	<ul style="list-style-type: none"> • Nefelometría. • ASTM D 1889-88.
Temperatura		<ul style="list-style-type: none"> • Termómetro.
Conductividad		<ul style="list-style-type: none"> • Método instrumental. • ASTM D1125-91.
Contenido de sólidos suspendidos		<ul style="list-style-type: none"> • Filtración. SM 2540-D.
Contenido de aceite y grasas		<ul style="list-style-type: none"> • Infrarrojos. ASTM D 3921-85. • Colorimetría. • Gravimetría. SM 5520-B.

Nota: Elaboración propia con base en información (Ebratth, O. “Análisis del agua de producción”. Presentado al seminario de laboratorio de fluidos, Universidad Industrial de Santander, 18, enero, 2011).

4. ALTERNATIVAS PARA TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

4.1. Tratamientos convencionales

Las etapas de tratamiento para agua de producción básicamente siguen siendo tres etapas, a través de las cuales se va disminuyendo gradualmente la concentración de grasas y aceite (G&A) y el total de sólidos suspendidos (SST), con el objetivo de lograr la especificación de calidad requerida para inyección o para vertimiento (Ruiz, 2015).

4.1.1. Tratamiento primario

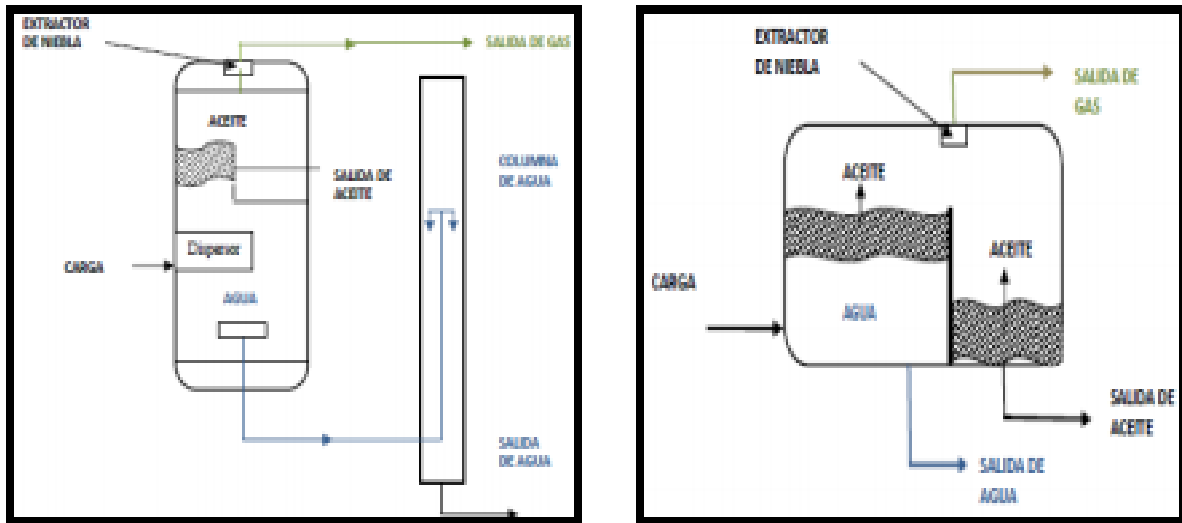
Son procesos físicos en los que se disminuye el contenido de aceites, grasas flotantes y sólidos en suspensión. De manera general los tratamientos consisten en procesos de desarenado, sedimentación, remoción de aceites y grasas; en los cuales se separa el hidrocarburo libre, existiendo diversos diseños en los que varía la eficiencia. Los equipos utilizados en esta etapa pueden ser separadores, tanques de lavado, tratadores térmicos (Ruiz, 2015).

- **Tanque desnatador:** Es el equipo más simple de tratamiento primario utilizado para la remoción de grasas y aceites, se diseñan a presión atmosférica y para que proporcionen un gran tiempo de retención para así poder llevar a cabo su separación gravitacional.

Los tanques pueden tener un flujo vertical y horizontal, en el flujo vertical las gotas de aceite ascienden en contra corriente al flujo de agua, mientras que en el flujo horizontal las gotas de aceite se elevan de manera perpendicular al flujo de agua.

Figura 16.

Tanque Desnatador vertical y horizontal.



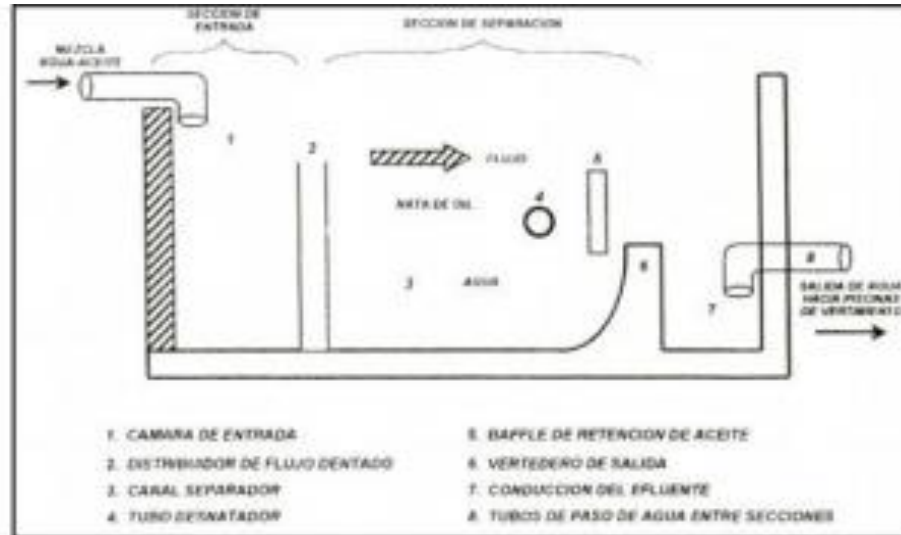
Fuente: Kenn Arnold, Surface Production operations, Vol. 1. 2 ed. 1989

Nota: Duarte Prada, P. Patiño González, S. (2017). Alternativas para el diseño del sistema de tratamiento del agua de producción de campo escuela colorado conforme a la normatividad vigente para vertimiento en Colombia.

- **Separadores API:** Posee una estructura de tanque de sedimentación, se utiliza para la separación de aceites y sólidos aceitosos, el objetivo principal de este sistema es extraer la mayor cantidad de aceite y sólidos en suspensión del agua de producción. Las partículas del aceite ascenderán formando una capa de aceites y sólidos aceitosos, los cuales se van depositando en el separador para así hacer más fácil su separación.

Figura 17.

Secciones de un separador API.



Fuente: PAEZ, Ruth. Operaciones de recolección y tratamiento.2000

Nota: Duarte Prada, P. Patiño González, S. (2017). Alternativas para el diseño del sistema de tratamiento del agua de producción de campo escuela colorado conforme a la normatividad vigente para vertimiento en Colombia.

- **Interceptor de placas paralelas (PPI):** El objetivo es la separación de los hidrocarburos libres presentes en la corriente de agua. La separación está basada en la diferencia de densidad entre el agua y los hidrocarburos, el agua entra al paquete de platos donde las gotas de crudo y los sólidos son separados por gravedad. Los sólidos sedimentados van hacia una cámara de lodos con fondo en “V”.
-
- **Interceptor de placas corrugadas (CPI):** Este tratamiento para la remoción de grasas y sedimentos en las aguas de producción, se ha convertido en el medio más utilizado, por su alta eficiencia al no demandar la acción de la presión, por eventuales inconvenientes al arrastrar el gas. Su estructura física está determinada por unas láminas corrugadas, con pendientes de 45°. Mientras el agua desciende por las mismas, el aceite asciende en dirección contraria, y se ubica en el extremo superior de cada corrugación, y así formar una capa en la superficie.

- **Separador de flujo transversal (CFD):** Es una modificación del CPI, en el cual el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa.

4.1.2. Tratamiento secundario

Generalmente esta etapa del tratamiento comprende la aplicación de procesos biológicos en los que se remueve principalmente los compuestos orgánicos mediante el uso de la oxidación bacteriana, también se remueve el aceite emulsionado y los sólidos suspendidos coloidales de la primera etapa de tratamiento. Esta oxidación biológica se puede conseguir de varias maneras, siendo los métodos más comunes, los de: piscinas de oxidación natural y/o aireada, sistemas de lodos activados y filtros biológicos (Ruiz, 2015).

- **Separador de flotación por gas inducido (IGF):** Tiene por objeto la remoción de hidrocarburos emulsionados o impurezas que se encuentran en el agua como partículas muy finas (Agurto, 2012), que no pueden separadas por sedimentación gravitacional. El IGF está dividido, típicamente en cuatro celdas de flotación en serie, combinadas con compartimentos de entrada y salida. El agua aceitosa entra por el final de la unidad y pasa secuencialmente por cada una de las cuatro celdas de flotación, mejorando notablemente con la adición de floculantes o sustancias químicas para romper las emulsiones.

Figura 18.



Fuente: Industrias Veolia, Argentina (www.veoliawatertechnologies.com)

Separador de flotación por gas inducido.

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Separador de flotación por gas disuelto (DGF):** En estas unidades como mecanismo de producción de burbujas se puede utilizar un educador para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas. el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando así un tiempo de residencia menor.

Figura 19. Separador de flotación por gas disuelto.



Fuente: Industrias Veolia, Argentina, (www.veoliawatertechnologies.com)

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Separador de flotación por aire disuelto (DAF):** Funcionamiento parecido al IGF, solo que se generan burbujas más pequeñas. Esta técnica genera dispersión de finas burbujas, de tamaños que oscilan entre 10 y 100 mm. También necesita la utilización de un compresor y una cámara presurizada, para saturar la etapa acuosa. Este proceso puede llegar a ser bastante costoso (De Turri et al., 2011).

Figura 20. Separador de flotación por aire disuelto.



Fuente: Presentación de Tecnologías Siemens Water, (www.siemens.com)

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

PISCINAS

- **Aerobias:** Son Lagunas en las cuales los microorganismos oxidan la materia orgánica aprovechando el oxígeno disuelto presente en el agua. La profundidad oscila entre 0,5 y 1 m, permitiendo el paso de la luz solar a través del cuerpo de agua, y así favorecer el crecimiento de algas por acción de la fotosíntesis, las cuales generan grandes cantidades de oxígeno.
- **Anaerobias:** Lagunas con profundidades entre 2,0 y 4,0 m, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para producir CO₂, por lo tanto, este tipo de lagunas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto a diferencia de las piscinas aeróbicas.
- **Facultativas:** Lagunas con características aeróbicas y anaeróbicas simultáneamente, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La profundidad oscila entre 1,0 y 2,0 m. Comúnmente, este tipo de piscinas son usadas en la industria petrolera implementando sistemas de aireadores.

- **Sedimentación:** Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H₂S y CO₂ al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.
- **Oxidación:** Oxigenar el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite y fenoles, entre otros). Además, disminuye la temperatura del Agua que va a ser vertida. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

4.1.3. Tratamiento terciario

En algunos casos es necesario remover de los efluentes algunas sustancias o compuestos en particular, ácidos o sales, para lo cual se aplican tratamientos especiales que dependen del tipo de contaminante que se desee eliminar, entre estos tratamientos se tienen: procesos de desalinización, extracción por solventes, ósmosis inversa, intercambio de iónico. Los equipos utilizados en esta etapa son llamados equipos pulidores los cuales permiten remover aceite emulsionado, los sólidos suspendidos coloidales, y sólidos disueltos (Ruiz, 2015).

- **Filtros de tierra diatomea:** La tierra diatomea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. Esta se deposita sobre un tamiz o lienzo; siendo este lecho el que actúa como medio de filtrado. Este filtro opera hasta que la caída de presión a través del mismo alcance un nivel pre establecido, entonces se retro lava desechándose el material filtrado (Duarte et al., 2017).

Figura 21.

Filtro de tierra diatomea.



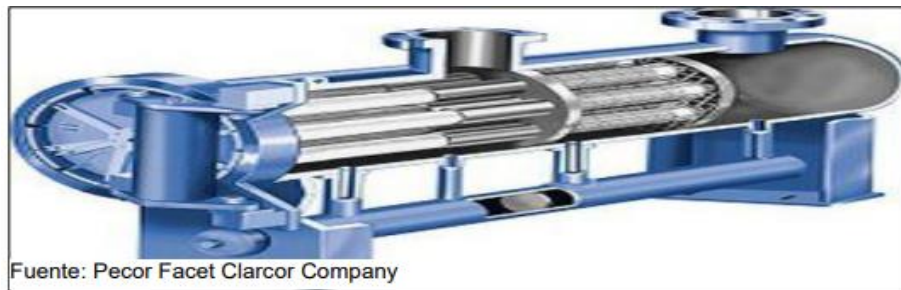
Fuente: Presentación Tecnologías Siemens Water, e ingeniería Runtzig, Filtración dinámica, www.iqfsa.com.ar

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Filtros de cartucho:** Son los que generalmente utilizan cilindros construidos de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado, piedra o están formados por fibra tejidas de materiales sintéticos tales como: polipropileno, vidrio o celulosa. Su función consiste que el fluido atraviesa el cartucho filtrante dejando en éste retenidos todos los contaminantes seleccionados. La técnica de filtración por cartucho es la más aconsejada para aquellas aplicaciones cuyas exigencias en cuanto a calidad y seguridad sean elevadas (Duarte et al. 2017).

Figura 22.

Filtro horizontal de cartuchos.



Fuente: Pecor Facet Clarcor Company

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Filtros de cascara de nuez:** Son desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados, el lecho es de 100% cáscaras de nuez, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración. Remueve partículas de hasta 5 μm de diámetro con una eficiencia de 98% dentro del proceso.

Figura 23.

Filtro de cascara de nuez.



Fuente: www.c-a-m.com/content/pet/index.cfm

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Filtros multi-lecho (MMF):** Estas unidades son similares a los filtros de cáscara de nuez. Están diseñados para remover sólidos y en sistemas de agua de producción pueden remover el 98% de los sólidos de más de 2 micrones de diámetro.

Figura 24.

Filtro multi-lecho MMF.



Fuente: Industrias Lennntech

Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

- **Filtro pulidor (granante/antracita):** Diseñado para remover hasta más del 98% de las partículas mayores de 2 micrones presentes en el agua de alimentación. Retiene los sólidos más grandes en la capa de antracita y los más finos pasan por esta y quedan en la de granate.

Figura 25.

Filtro dual (granante/antracita).



Fuente: Planta Sábalo de Petrobras, Bolivia, www.bolland.com.ar

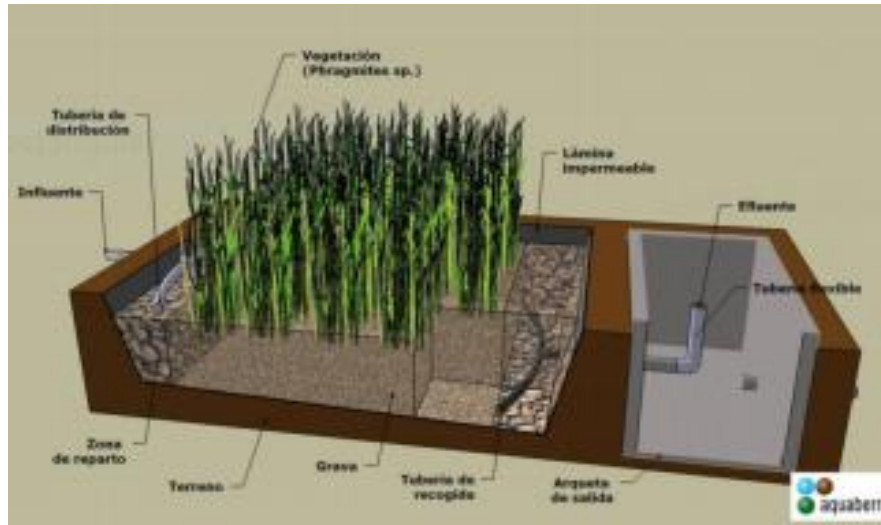
Nota: Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio].

4.2. Humedales artificiales

Básicamente es una piscina con plantaciones vegetales, que desde sus tiempos de inicio se demostraba una reducción considerable de sustancias contaminantes del agua, ya fueran orgánicas e inorgánicas, adicional a esto se reducían algunas bacterias como coliformes, salmonella y enterococos; finalmente, se dio descubrió que también eliminaba hidrocarburos y metales pesados. (Arce, 2018)

Figura 26.

Humedal artificial.



Nota: Arce, P. (2018). Humedales artificiales: una alternativa para el tratamiento de aguas de producción. Trabajo de especialización; Universidad de América. [Repositorio].

Basado en la construcción de un humedal artificial para un campo petrolero en Colombia, se hace el análisis pertinente de la alternativa como tratamiento del agua generada asociada a la producción de hidrocarburos.

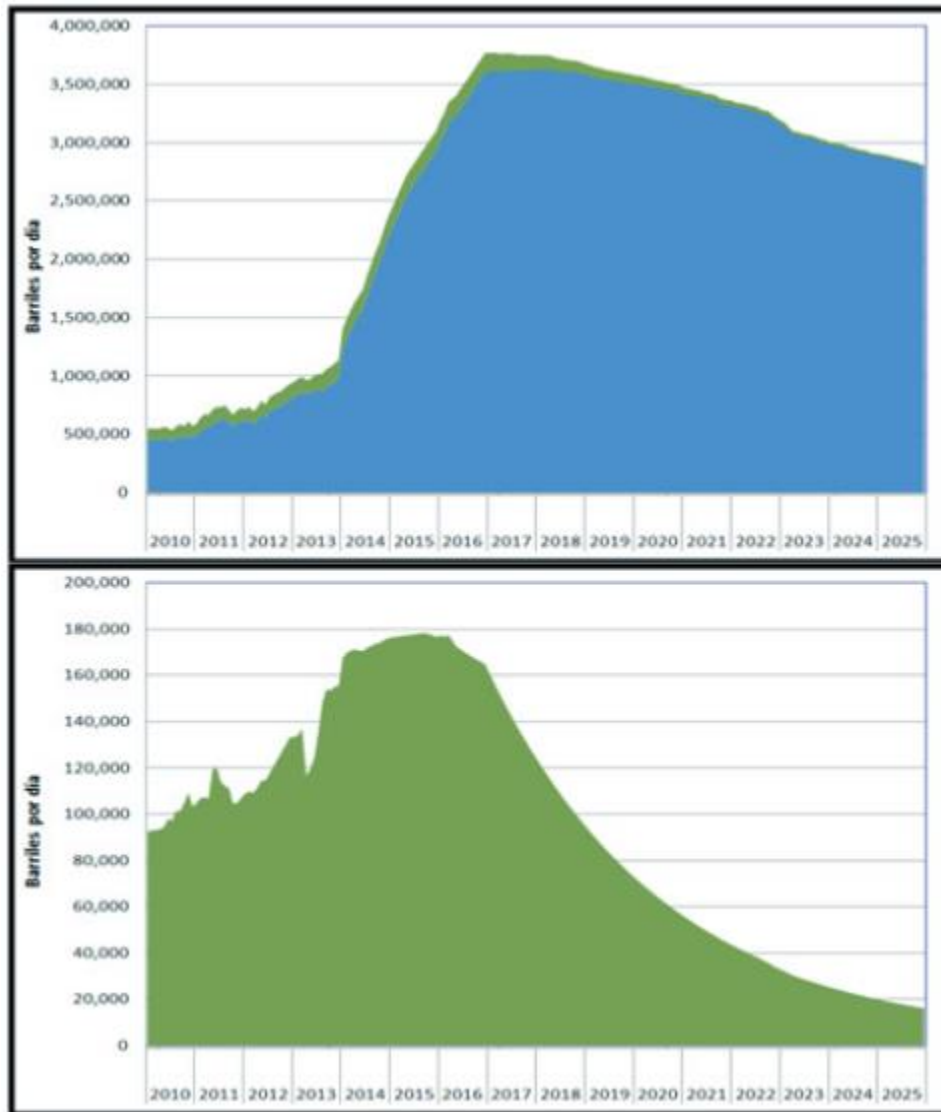
Las características de DBO₅ y SST, se tuvieron en cuenta para la construcción de este humedal artificial, además de eso también se deben tener en cuenta las concentraciones de los otros contaminantes presentes en el agua de producción.

El campo para el cual se hizo la alternativa de tratamiento es operado por ECOPETROL S.A y se encuentra localizado en los llanos orientales.

Este estudio se realizó debido a la necesidad de tratar grandes volúmenes de agua, ya que en el campo la relación de producción de agua-crudo era de 8:1, y se pronosticaba una relación aproximada de 35:1 para el año 2018. En la siguiente grafica se muestra este pronóstico realizado para ambos fluidos al año 2025. (Diaz et al., 2013)

Figura 27.

Panorama de producción de petróleo (verde) y agua (azul) al año 2025.



Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.

Las concentraciones en el afluente y efluente de DBO₅ y SST fueron tomadas en cuenta para la construcción del humedal artificial, se observan en la **Tabla 9**.

Tabla 9.

Concentraciones de DBO₅ y SST en ppm.

Contaminante	concentración a la entrada	concentración a la salida
DBO ₅	31 ppm	2,42 ppm
SST	44 ppm	<5 ppm

Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.}

Teniendo en cuenta que el campo de estudio tiene tratamiento primario, secundario y terciario, y también existe la facilidad de tener disposición final como vertimiento a cuerpo de agua superficial, en la **Tabla 10** se presentan los costos estimados de mantenimiento y operación del tren de tratamiento convencional del campo.

Tabla 10.

Costos de mantenimiento y operación del tren de tratamiento del campo.

ACTIVIDAD	CAPEX (USDS)	OPEX (USDS)	TOTAL (USDS)
Tratamiento primario	108.268.719	22.006.528	130.275.247
Tratamiento secundario	11.779.780	7.342.614	19.122.394
Tratamiento terciario	7.965.331	2.965.292	10.930.623
Disposición	25.002.427	11.488.947	36.491374
COSTO TOTAL STAP			196.819.638

Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.

Ahora, observamos los costos en la **Figura 28**, costos de la ejecución y diseño del proyecto, que a comparación de los costos que mantiene el campo petrolero son mucho menores. Los costos del proyecto se calculan de diversas actividades, como excavaciones, adquisición de vegetación especial para el humedal y personal con experiencia para la ejecución. También fluidos de servicio para el funcionamiento del humedal.

Figura 28.

Comparativo de costos totales del tratamiento actual del campo vs humedal artificial.



Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.

Finalmente, se muestran los costos de operación del humedal, costos totales de tratamiento, primario y secundario, y demás gastos para el desarrollo del proyecto se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11.

Costos totales del humedal.

	CAPEX (USD)	*OPEX (USD)
Costos efectivos	\$ 6.895.363,6	\$ 236.817,79
TOTAL (USD)	\$7.132.181,39	

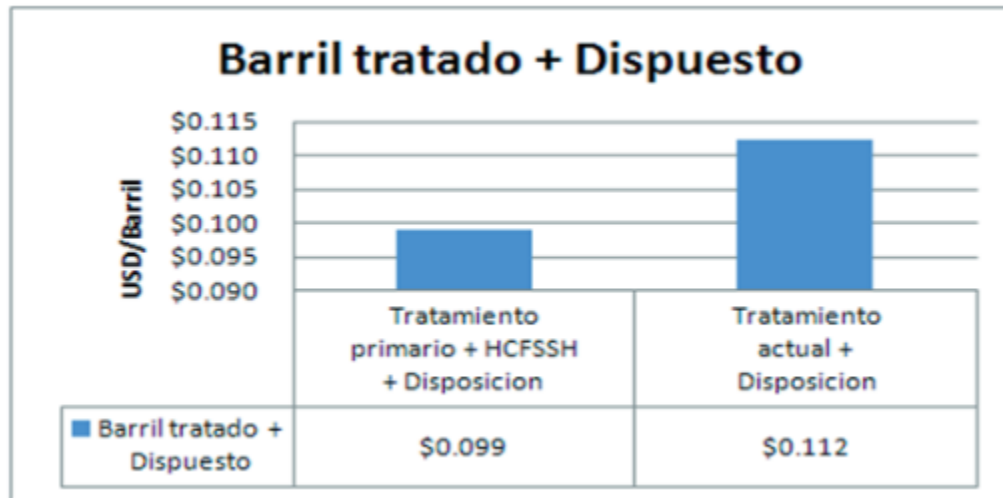
Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.

Como se observa, un humedal es una alternativa muy económica y efectiva, a la hora de tratar contaminantes como DBO₅ y SST, como se ve en la tabla anterior, los costos totales que se manejaban con el tratamiento convencional, son evidentemente superiores a los costos totales con la alternativa del humedal artificial, debido a los bajos costos de mantenimiento que requiere esta alternativa.

Por último, se calcularon los costos de tratar un barril de agua producida en el campo de los llanos orientales, comparando las dos alternativas expuestas en el caso de estudio, donde se encontró una diferencia de 1,3 centavos de dólar, lo cual representa un ahorro significativo, teniendo en cuenta los grandes volúmenes de agua que se tratan, con la ejecución de la alternativa de tratamiento por humedal artificial.

Figura 29.

Costo de tratamiento por barril de agua producida.



Nota: Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energético. V11.

Tabla 12.

Ventajas y desventajas del tratamiento convencional y del humedal artificial.

TRATAMIENTO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
HUMEDAL ARTIFICIAL	Bajos costos para el mantenimiento y su operación.	Para su construcción se necesita de grandes terrenos, se necesita 60 veces más terreno a comparación del terreno ocupado por el tratamiento convencional.
	Para tratar un barril de agua se necesita tan solo \$0,099.	Se pueden generar problemas de salud por mosquitos y otros insectos que incuban en pozos de agua.
	Proporciona un hábitat de vida silvestre, incorporando un espacio verde.	
	Se alcanzan los límites de vertimiento en cuerpos de agua, cumpliendo con requisitos legales y ambientales.	

TRATAMIENTO CONVENCIONAL DEL CAMPO	Se cumple con los estándares legales y ambientales	Altos costos para mantenimiento y operación de este tratamiento.
	No se requiere grandes terrenos para su ejecución, solo se necesitan 2000m ² .	Los costos para este tipo de tratamiento convencional son mayores a comparación con el tratamiento de humedales artificiales (\$30'000.000 vs \$7'150.000)
		Para tratar un barril de agua se requieren \$0,112.

Nota: Arce, P. (2018). Humedales artificiales: una alternativa para el tratamiento de aguas de producción. Trabajo de especialización; Universidad de América. [Repositorio].

En la anterior tabla se exponen todas las ventajas y desventajas de las dos alternativas de tratamiento de aguas de producción petrolera expuestas en el caso de estudio.

Por último, el autor decide hacer una combinación entre el tratamiento primario existente, la introducción del humedal artificial y la disposición final que se tenía, con el fin de reducir los costos de mantenimiento y fluidos de servicio, de los tratamientos secundarios y terciarios que ya existían en el campo de los llanos orientales. (Diaz et al., 2013)

5. CONCLUSIONES

Dentro de la gestión actual del agua de producción en el campo rubiales se determinó que existe cumplimiento del marco normativo aplicable, el cual es la resolución 0631 de 2015, sin embargo, hay parámetros que se deben manejar con más cuidado y que no pueden ser vertidos al caño Rubiales, ya que la carga acumulada del contaminante llega a causar gran afectación a la fauna, vegetación y población que para sus actividades agrícolas, domesticas, etc., se vean perjudicados con esta fuente hídrica.

Existen más de 30 parámetros y/o sustancias que pueden estar presentes dentro del agua de producción petrolera, por tanto, ante el más leve descuido el daño que llega a causar puede ser incalculable, por eso las industrias petroleras, deben manejar dentro de su plan de gestión un completo y eficaz ciclo PHVA, donde se demuestre el seguimiento y la verificación de las mediciones de los parámetros mencionados dentro del capítulo 3.

Como alternativa final y eficaz para el tratamiento del agua de producción en la industria petrolera, se presenta una combinación entre el tratamiento primario, para eliminar las mayores concentraciones de sólidos, gravas, aceites y grasas del agua, seguido de un humedal artificial que disminuye más las cargas de DBO₅ y SST en comparación con los tratamientos convencionales, además, es una alternativa bastante económica, disminuyendo los costos de tratar 1 barril de agua y costos de mantenimiento, ya que en los tratamientos convencionales se deben hacer mantenimientos a los lecho filtrante y a los decantadores. Sin embargo, para la ejecución de esta combinación de alternativas se debe tener disposición de grandes áreas de terreno, dependiendo el volumen de agua a tratar. Otro aspecto importante es que se incentiva a la utilización de plantas nativas de la región, conservando así la biodiversidad por la cual es conocida Colombia.

6. RECOMENDACIONES

- Describir la gestión actual de la empresa que opera el campo rubiales, dentro de la industria petrolera, en cuanto al manejo y tratamiento del agua de producción, demostrando en su totalidad el ciclo PHVA que se aplica en el caso aplicado.
- Dentro de las alternativas introducir técnicas de aprovechamiento del agua de producción luego de ser tratada, ya que es una zona altamente poblada y que se beneficia de actividades agrícolas, se puede evaluar un sistema de riego de suelos con esta agua restante del proceso de inyección a pozos, que en lugar de arrojarla al cuerpo de agua y modificar sus propiedades físico-químicas, se pueda beneficiar a los campesinos aledaños.
- Ya demostrada la mejor combinación para el tratamiento de esta agua de producción, buscar cómo mejorar y/o eliminar las desventajas, es decir, buscar cómo reducir el área de terreno necesaria para ejecutar el proyecto, buscando más alternativas de combinación.
- Hacer un plan de manejo ambiental (PMA), con enfoque a un posible incidente de aumento de caudales en los cinco puntos de vertimiento al caño rubiales, evitando que se vean afectadas áreas cercanas.
- Realizar una matriz de evaluación de riesgos en las diferentes actividades que se realizan en el tratamiento y en el vertimiento, teniendo en cuenta todas las partes interesadas que puedan llegarse a ver afectadas.

BIBLIOGRAFIA

- Acevedo Suarez, A. (2020). Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos. [Repositorio]. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7839/1/757307-2020-I-GA.pdf>.
- Aguilera Torres, N. (2018). La responsabilidad social en la industria petrolera. [Repositorio]. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7251/1/224240-2018-II-GA.pdf>.
- Sandoval Herrera, J., Ortega Ramírez, A., Luque Castro, E., & Moreno León, C. (2018). Revisión del uso de sellos químicos para el control de agua de producción en pozos petroleros. *Revista De Investigación*, 11(2), 141-151. <https://doi.org/10.29097/2011-639X.234>.
- Ortega Ramírez, A., Marín Maldonado, D., & Ocho Rodríguez, E. (2019). Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. *Revista de investigación*, 17 (2). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/10313>.
- Mesa, S. Orjuela, J. Ortega, A. Sandoval, A. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Revista de investigación*. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/gestion/article/view/69792/67011>.
- Bravo, E. (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Portal UNAM. https://www.inredh.org/archivos/documentos_ambiental/impactos_explotacion_petrolera_esp.pdf.
- Monroe, S., McCracken, D. y Kalbous, R. (2014). Agua que vale la pena esperar: la gestión inteligente del agua reduce el impacto ambiental. *Sociedad de Ingenieros Petroleros*. <https://doi.org/10.2118/168469-MS>.
- Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Hightower, M., Jiang, Z., Khan, M., Lavery, M., Luffey, F., Verbeek, P. (2004). Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. 16, 30-44. https://www.academia.edu/33018242/Manejo_de_la_producci%C3%B3n_de_agua_De_residuo_a_recurso.

- Díaz, S., Zamora, E., Caselles Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energ. 11, 53-63. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3831/4190>.
- Dussan Garzón, J., Vives-Florez, M., Sarria, V., Sánchez Medina, O., Delgado, L., González Barrios, A., & Hernández Sierra, S. (2010). Aproximaciones Biológicas y Físicoquímicas en el tratamiento de contaminantes: un resumen del aporte de la Universidad de los Andes. Revista De Ingeniería, 0(30), 100-111. doi:10.16924/riua.v0i30.233
- Galvis Briñez, D. (2011). Operación de Campos Petroleros en Entornos Sostenibles: Un Enfoque en Aguas de Producción Petrolera. Bogotá: Ecopetrol. <http://ccputumayo.org.co/site/wp-content/uploads/2011/12/OPERACIONES-DE-CAMPOS-PETROLEROS-EN-ENTORNOS-SOSTENIBLES.pdf>
- Presidencia de República de Colombia, 2010. Decreto 3930 2010, usos del agua y residuos líquidos. Diario oficial Diario Oficial 47837. Bogotá. parquearvi.org/wp-content/uploads/2016/11/decreto-3930-de-2010.pdf.
- Agurto, E. (2012). Mejoras en el tratamiento de agua de inyección para campos maduros de petróleo usando microburbujas de gas natural. Tesis de pregrado. Facultad de Ingeniería de Petróleo gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima. https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/agurto_se.pdf.
- Infante Cuan, J. Ospino Casado, R. (2017). Evaluación de las tecnologías de membranas para el tratamiento de agua producida de yacimientos shale plays. Trabajo de grado de pregrado. Universidad industrial de Santander. <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/18186/1/169825.pdf>.
- Campos, L. C. (2016). Importancia de la caracterización de aguas producidas en la industria petrolera. Geominas, 44(71), 171+. <https://go.gale.com/ps/anonymou?id=GALE%7CA494500910&sid=googleScholar&v=2.1&it=r&linkaccess=abs&issn=00167975&p=AONE&sw=w>.
- Caldera, Y. Clavel, N. Briceño, D. Nava, A. Gutiérrez, E. Mármol, Z. (2009). Quitosano como coagulante durante el tratamiento de aguas de producción de petróleo. Centro de investigaciones biológicas, Universidad del Zulia, Venezuela. 2, N° 4.

- https://www.researchgate.net/profile/edixon_gutierrez/publication/339659426_quitosano_como_coagulante_durante_el_tratamiento_de_aguas_de_produccion_de_petroleo/links/5e5e7a714585152ce8021b64/quitosano-como-coagulante-durante-el-tratamiento-de-aguas-de-produccion-de-petroleo.pdf.
- Thanamun, C. Limsuwan, P. Maneeintr, K. (2019). Treatment of produced water with polymer from petroleum production. 10.1088 / 1755-1315 / 268/1/012030.
- De Viana, J. (2006). Guía disposición y tratamiento del agua producida. ARPEL [Montevideo Uruguay]. <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>.
- Atallah aljuboury, D. Palaniandy, P. Aziz, H. Feroz, H. (2017). Treatment of petroleum wastewater by conventional and new technologies A review. https://www.researchgate.net/publication/319645013_Treatment_of_petroleum_wastewater_by_conventional_and_new_technologies_A_review.
- De Turri, A. Yabroudi, S. Valbuena, B. Gutierrez, C. Cardenas, C. Herrera, L. Rojas, C. (2011). Tratamiento de aguas de producción por flotación con aire disuelto. 36 (3), 211-218. Interciencia. Caracas, Venezuela. <https://www.redalyc.org/pdf/339/33917977009.pdf>.
- Duarte Prada, P. Patiño González, S. (2017). Alternativas para el diseño del sistema de tratamiento del agua de producción de campo escuela colorado conforme a la normatividad vigente para vertimiento en Colombia. <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/18962/1/170487.pdf>.
- Caro Castrillón, A. Vargas Marín, L. (2016). Huella hídrica en la producción de crudo pesado en campo Moriche- puerto Boyacá, departamento de Boyacá. http://ridum.umanizales.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/6789/2857/Andres_Felipe_Caro_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- Prinz Diaz, E. (2007). Viabilidad técnica y ambiental de disponibilidad de aguas de producción mediante reinyección en la selva norte del Perú. Tesis de pregrado, [Repositorio]. <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/6870>.
- Ferreira Ascencio, J. (2014). Tratamiento y disposición final de agua residual con alto contenido de cloruros proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del campo santa lucia de petróleos del norte S.A. Trabajo de grado especialización, [Repositorio]. <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/39151/1/151160.pdf>.

- Ortega Ramírez, A. (2019). Estrategia para el uso sostenible de agua de producción para riego de suelos, adaptada de la experiencia del desierto de Omán a un patrón de pozos en un campo colombiano. Trabajo de grado de Maestría, [Repositorio]. <http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7693>.
- Gómez Ángeles, R. (2011). Tratamiento y disposición final de agua de producción en el Nor-Oeste Peruano. Tesis de pregrado, [Repositorio]. <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/3287>.
- Ruiz Girón, L. (2015). Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo cabiona. Trabajo de grado de especialización, [Repositorio] Universidad industrial de Santander. <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/33929/1/159921.pdf>.
- Hirschfeldt, M. (2015). El manejo del agua producida en la industria petrolera Argentina, *Jornal of Oil Production Consulting*. http://www.oilproduction.net/cms3/files/Water_Management_Argentina.pdf.
- Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. Resolución 0631 (15, marzo, 2015). Por la cual se establece los parámetros y valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficial y a los sistemas de alcantarillado público. Bogotá, D.C. P.1-62. https://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/d1-res_631_marz_2015.pdf.
- Presidencia de la república de Colombia. Decreto 3930 de 2010 (25, octubre, 2010). Gestión integral del recurso hídrico. <http://parquearvi.org/wp-content/uploads/2016/11/decreto-3930-de-2010.pdf>.
- Igunnu, T. Chen, G. (2012). Produced water treatment technologies, *International Journal of Low-Carbon Technologies*. 9(3), 157-177. <https://academic.oup.com/ijlct/article/9/3/157/807670#>.
- Mendoza, E. (2018). Afectaciones potenciales por las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquía, Colombia. Disponible en: <https://repository.javeriana.edu.co/handle/10554/3436>.
- Carmen, T. G. (2011). Monitoreo de la calidad del agua. Puerto Rico: Colegio de ciencias agrícolas.
- Arce, P. (2018). Humedales artificiales: una alternativa para el tratamiento de aguas de producción. Trabajo de especialización; Universidad de América. [Repositorio]. Disponible en:

- <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7132/1/091369-2018-I-GA.pdf>.
- Sáenz, K. Saavedra, S. (2018). Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del campo rubiales al caño rubiales. [Sitio web]. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6748/1/5101389-2018-1-IP.pdf>.
- Ebratth, O. “Análisis del agua de producción”. Presentado al seminario de laboratorio de fluidos, Universidad Industrial de Santander, 18, enero, 2011. [Diapositivas de power point]. Disponible: <https://es.slideshare.net/oebratth/agua-de-produccion>.
- Torres, A. (23 de octubre de 2017). “Pacific Rubiales – Tratamiento de aguas” [Archivo de Video]. Youtube, <https://www.youtube.com/watch?v=IRVhFAGtHEg>.
- Frontera Energy. (2016). Informe de sostenibilidad. P. 45. [Google scholar]. Disponible en: https://www.fronteraenergy.ca/content/uploads/2017/08/Informe-de-Sostenibilidad-2016_FronteraEnergy_final_version-esp%C3%B1ol-1.pdf.
- Frontera Energy. (2014). Pacific Rubiales anuncia reservas de fin de año para 2013: crecimiento del 20% en las reservas netas 2P y 320% en remplazo de reservas. NewsRoom. [Sitio Web]. <https://fronteraenergy.mediaroom.com/news?item=122982>.
- Mantilla, R. “Campo Rubiales-Meta”. Unidades tecnológicas de Santander, 18, abril, 2014. [Diapositivas de power point]. Disponible: <https://es.slideshare.net/robinsonmancilla/campo-rubiales>.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. La cadena del sector de hidrocarburos. [Sitio Web]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/porta regionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>.

GLOSARIO

Manifold: Son instalaciones en los campos petroleros, las cuales se encargan de recolectar la producción de varios pozos y llevarla a los tanques de estaciones o derivarla a los separadores.

Ppm: (partes por millón), es una medida de concentración, se basa en cuantos mg de un soluto están contenidos en un Kg de solución.

Pads: Son los pozos en donde los fluidos se inyectan mas no se producen, cuyo objetivo principal es mantener la presión de yacimiento.

Tanques FWKO: (Free Water Knock Out) Por sus siglas traducidas al español es un tanque que se encarga de separar el agua libre, que llega a causar problemas de corrosión.

Skim Tank: Es un equipo que hace parte del tratamiento primario y se encarga de eliminar aceites sobrenadantes del agua, su base de funcionamiento es la generación de microburbujas.

B&SW: (Basic & sediment and water) representa el porcentaje de agua y sedimentos que contienen los hidrocarburos líquidos.

CAPEX: (Capital expenditure) en español, “gasto en capital”, representa la inversión en capital (activo fijo) que realiza una compañía.

OPEX: “gastos operativos” son todos aquellos gastos que se realizan de forma periodica y están relacionados con la logística de la compañía.

STAP: (Sistema de tratamiento de agua potable).

HCFSSH: (Humedales construidos de flujo subsuperficial horizontal).

BOPD: (Barriles de petróleo por día), en sus siglas traducidas al español.

MMbbl: (Means Million Barrels), millones de barriles en español.