



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Propuesta para la formulación de un mecanismo de gestión Nexo Agua-Energía en la industria de hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio.**

**I.M. Camilo Andrés Bayona Vega**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ingeniería, Maestría Recursos Hidráulicos.  
Bogotá D.C., Colombia

2019



# **Propuesta para la formulación de un mecanismo de gestión Nexo Agua-Energía en la industria de hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio.**

**Camilo Andrés Bayona Vega**

Trabajo Final presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Magister en Ingeniería Recursos Hidráulicos.**

Director (a):

Ph.D., Martha Cristina Bustos López

Codirector (a):

Ph.D., Herney Ramirez F.

Línea de Investigación:

Calidad del Agua

Grupo de Investigación:

RESA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad Ingeniería

Bogotá D.C., Colombia

2019



*A la memoria de mi abuela Gloria.*

*A mi mamá y hermana por su incondicional apoyo.*



## Resumen

Se propone desarrollar un sistema nexo agua-energía para el manejo de las aguas de producción en el Valle Medio del Magdalena; para esto se hace una aproximación al estado actual del nexo, y se dan recomendaciones al respecto de aspectos importantes como información, tecnologías de tratamientos y manejo de agua, normatividad, actores implicados y las relaciones entre sectores, entre otros, que son necesarios para desarrollar una gestión con esta filosofía.

Las aguas de producción de hidrocarburos hacen referencia al agua que se encuentra naturalmente con los hidrocarburos o aquella que es inyectada para mejorar la operación del campo, y que emerge a superficie con el gas o el crudo durante la explotación. Debido a su calidad es considerada un residuo. En Colombia su manejo final es principalmente la reinyección (70%) y el vertimiento en superficie (30%) aprox. La relación de producción agua-petróleo aceptada en Colombia es de 12:1. Para realizar el vertimiento en superficie es necesario efectuar un tratamiento previo, a fin de no generar afectaciones medioambientales al suelo o a otros cuerpos de agua.

La normatividad de cada país normalmente se encarga de establecer las condiciones obligatorias para efectuar el vertimiento. Colombia cuenta con normas de vertimiento en cuerpos de agua, vertimiento en suelo, reúso, así como con numerosas herramientas de gestión del recurso hídrico y protección medio ambiental; más la efectividad y control de estas se pone en duda.

El panorama en Colombia es el de falta generalizada de información sobre los recursos hídricos, en especial en aspectos de calidad del agua. De igual forma, el nexo agua-energía, se encuentra en un estado prácticamente nulo; para la muestra la reciente conflictividad entre sectores de elevado interés nacional como la generación hidroeléctrica y la explotación de hidrocarburos. Aspectos como información,

confiabilidad, requerimientos técnicos para las operaciones y las oportunidades y retos son abordados en este trabajo.

**Palabras clave:** (Agua de producción, Hidrocarburos, Calidad del agua, Tratamientos de agua, Nexo Agua-Energía, Normatividad, tecnologías del agua).



## Abstract

It is proposed to develop a water-energy nexus system for the management of produced water in the Middle Valley of Magdalena, Colombia; This job is an approximation to the current state of the Nexus, and gives recommendations over aspects such as information, technologies, treatments and water management practices, regulations, stakeholders and relationships, necessities to develop a management with this philosophy.

The produced water of hydrocarbons is the water that is naturally found with the hydrocarbons, or this one that is injected to improve the operation of the field, and emerge to surface with gas or oil during the production activities. Normally, the quality of this water is poor and is considered a waste; in Colombia the final management is mainly reinjection (70%) and surface discharge (30%) approx. The actual water-oil ratio production accepted for Colombia is 12:1. It is necessary to treat these effluents before the discharge to avoid environmental affectations in soil and water bodies

Normally each country has established own laws and norms to limit de emission of contaminations. Colombia counts with regulations about, discharge on water bodies, discharge on soil, reuse, as numerous tools for water management and environment protection. But the effectivity and control of these norms is in doubt.

The concept of Nexus in resources management is becoming more common. Produced water have their own relation to energy; the aim is to use this approach as an alternative to achieve the effective implementation and control of management decision's, for these waters in the Middle Magdalena Valley

Colombia has a general lack of information about water resources, especially in water quality conditions. By other side, the water-energy nexus is in a practically null state. Is developed an approximation to necessary conditions for the implementation of nexus, as information, confiability, technical requirements, and opportunities and challenge.

**Keywords: Nexus Water Energy, Oil and Gas, Water Treatment, Colombia, produced water.**



# Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>VII</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>XIV</b>
<b>Lista de abreviaturas y símbolos.</b> .....	<b>XV</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Revisión aguas de producción:</b> .....	<b>7</b>
1.1 Aguas de producción. ....	7
1.1.1 Calidad de las Aguas de Producción:.....	10
1.1.2 Manejo del agua de Producción. ....	12
1.1.3 Tratamientos. ....	16
1.1.4 Uso final Benéfico, de Residuo a Recurso. ....	33
1.1.5 Hidrocarburos en Colombia y El Valle Medio del Magdalena. ....	38
1.1.6 Aguas de producción en Colombia.....	41
1.1.7 Normatividad:.....	53
<b>2. Estado del arte del concepto Nexo Agua-Energía.</b> .....	<b>69</b>
2.1 Nexo Agua-Energía en las aguas de producción de hidrocarburos.....	77
<b>3. Metodología</b> .....	<b>81</b>
<b>4. Nexo Agua-Energía en las aguas de producción de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena.</b> .....	<b>83</b>
4.1 Actores principales y sus razones de ser en la industria. ....	83
4.1.1 Comunidades y autoridades locales.....	84
4.1.2 Gobierno Colombiano. ....	85
4.1.3 Compañías productoras. ....	87
4.1.4 Usuarios del agua. ....	88
4.2 Factores externos. ....	89
4.3 Límites. ....	97
4.3.1 Restricciones. ....	99
4.4 Relaciones Internas. ....	100
4.5 Sistemas acoplados en el Valle Medio del Magdalena.....	102
4.6 Propuesta Desarrollo Nexo agua energía para las aguas de producción en el Valle Medio del Magdalena. ....	104
4.6.1 Información. ....	105

XII Propuesta para la formulación de un mecanismo de gestión Nexo Agua-Energía,  
en la industria de hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio

---

4.6.2	Evaluación y confiabilidad.....	108
4.6.3	Opciones en la metodología de formulación inicial del nexo. ....	109
4.6.4	Operaciones técnicas: Tratamiento y opciones de manejo. ....	111
4.6.5	Exploración del reúso. Las aguas de producción como agua no convencional.....	115
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones. ....</b>	<b>117</b>
<b>A.</b>	<b>Anexo I. Valores límite, Resolución 0631 del 2015. ....</b>	<b>121</b>
<b>B.</b>	<b>Anexo II: Art 42- Decreto 3930 de 2010; MADS. ....</b>	<b>124</b>
<b>C.</b>	<b>Anexo III: Art 43 - Decreto 3930 de 2010; MADS. ....</b>	<b>126</b>
<b>D.</b>	<b>Anexo IV: Línea base suelo; Decreto 050 de 2018 del MADS. ....</b>	<b>128</b>
<b>E.</b>	<b>Anexo V: Línea base agua subterránea; Decreto 050 de 2018 del MADS. ....</b>	<b>129</b>
<b>F.</b>	<b>Anexo VI. ....</b>	<b>130</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>131</b>

## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1: Grafico presentado por el National Energy Technology Laboratory USA, 2010. (E&P Focus The Energy Lab, 2013) .....	8
Ilustración 2: Producción de crudo por departamento; Boletín estadístico UPME 2018. .	39
Ilustración 3: Media producción de agua en Colombia [Reporte ACP 2015] .....	44
Ilustración 4: Principios de gobernanza OECD .....	61
Ilustración 5: Métodos de aplicación Nexo - Resumen Adaptada de Zhang, 2018.....	75

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: Estadística Petrolera Colombia – Boletín Estadístico UPME 2018 .....	39
Tabla 2: Recorte tabla 4.3 ENA 2014 – Factor Aguas de producción.....	42
Tabla 3: Recorte Tabla 5.22 - ENA 2014.....	44
Tabla 4: Volumen de agua por Potencia desarrollada.....	78

## Lista de abreviaturas y símbolos.

### Símbolos

Símbolo	Término
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono.
O <sub>2</sub>	Molécula de di oxígeno.
O <sub>3</sub>	Molécula de Ozono.
Km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado.
E°	Potencial de reducción.
l/s	Litro por segundo
m <sup>3</sup> /Bbl	Metro cubico por barril.
mg/l	Miligramo por litro
Nm	Nanómetro.
Na+	Ion de Sodio.
NaCl	Cloruro de sodio.
Mm	Micrómetro
Mm <sup>3</sup> /día	Millones de metro cúbicos por día.
3D	Tridimensional.
μm	Micrómetro
Ton/Ha	Tonelada por hectárea.
V/V.	Relación Volumen/Volumen
UV	Ultravioleta
Trillion	1x10 <sup>12</sup>
Billion	1x10 <sup>9</sup>

### Abreviaturas

#### Abreviatura Término

---

ACP	Asociación Colombiana del Petróleo.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AP	Aguas de producción.
API	American Petroleum Institute.
APP	Aguas de pozo profundo.
APT	Aguas de producción tratada.
BTEX	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno.
BAF	Biological aireated filters
CAP	Contacto agua petróleo
CorpolCA	Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria.

**Abreviatura Término**

---

DBO	Demanda bioquímica de oxígeno
DQO	Demanda química de Oxígeno.
EIA	Energy International Agency
EPA	Environmental protection agency
ENA	Estudio Nacional del Agua.
GIRH	Gestión integral del recurso hídrico.
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
mg/l	Miligramo por litro.
MMBO	Millones de barriles de crudo.
MPPE	Macro Porous Polymer Extraction Technology.
NETL	National Energy Technology Laboratory
NORM	Naturally occurring radioactive material.
NPDES	National Pollutant Discharge Elimination System
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development.
pH	Potencial hidrogeno.
POMCA	Plan de ordenamiento y manejo de cuencas ambientales.
PORH	Plan de ordenamiento del recurso hídrico.
SAR	Sodium adsorption ratio.
SDT	Sólidos Disueltos Totales
SSED	Sólidos sedimentables.
SST	Sólidos Suspendidos Totales.
USD	Unites State Dollar.
TCF	Trillion Cubic Feet
VMM	Valle Medio del Magdalena.
WOR	Water Oil Ratio







# Introducción

La supervivencia, seguridad y evolución del hombre siempre ha dependido de la disponibilidad y calidad del recurso hídrico; así mismo el aprovechamiento de la energía ha permitido que nuestra especie se desarrolle y mejore su calidad de vida, con todas las implicaciones actuales que esto ha generado. Son estos dos recursos indispensables en la existencia de nuestra especie.

El agua y la energía están intrínsecamente interconectadas. Todas las fuentes de energía requieren de agua en sus procesos de producción como sucede en la extracción de combustibles, generación hidroeléctrica, refrigeración de plantas térmicas, producción de biocombustibles, etc. Así mismo los sistemas asociados al agua demandan energía para su tratamiento y transporte (ONU, 2014).

En años recientes debido al incremento poblacional y a la evolución de las actividades humanas, la competencia por estos recursos ha tomado nuevas dimensiones.

Según WWAP (World Water Assessment Program, 2018) las dinámicas del agua se está intensificando debido al cambio climático, las zonas húmedas cada vez son más húmedas, y las secas cada vez más secas; los eventos de sequía y de grandes precipitaciones se vuelven cada vez más frecuentes. Según sus estimaciones, actualmente 3.600 millones de personas (casi la mitad de la población mundial) vive en lugares con riesgo de escasez de agua al menos un mes al año, pudiendo incrementarse a entre 4.800 y 5.700 millones de personas para el 2050. Por otro lado se estima que actualmente 1.800 millones de personas sufren de las consecuencias del deterioro de la tierra/desertificación y sequía, convirtiéndola en la categoría más significativa de “desastre natural” basándose en la mortalidad y el impacto socioeconómico en relación al producto interno bruto (PIB) per cápita. 2.800 millones de personas viven en áreas donde se han alcanzado niveles altos de estrés sobre las fuentes de agua. (ONU, 2014)

En cuanto a energía se estima que aproximadamente 2.500 millones de personas no tienen acceso confiable o de ningún tipo a una fuente de energía. Las proyecciones indican que la población global podría incrementar a 8.5 billones en 2030, 9.7 billones en 2050 y 11.2 billones en 2100. Específicamente para el año 2030 se espera un incremento en la demanda de aprox. 40% y de un 50% para el agua y la energía respectivamente (de Amorim et al., 2018).

Frente a este panorama, se vuelve imperativo replantear la gestión aislada de los recursos hídricos y energéticos, integrándolos bajo el mismo modelo con el objetivo de identificar el comportamiento real de estos recursos, maximizar los beneficios obtenidos y reducir las afectaciones generadas.

El concepto de Nexo ha ganado notable atención en la investigación y en la elaboración de normas y políticas. La desarticulación y omisión de este nexo ha resultado en consecuencias indeseables o adversas. Los biocombustibles pueden ser presentados como un ejemplo sencillo; el rápido desarrollo de los biocombustibles, los cuales inicialmente fueron pensados para mitigar el cambio climático reduciendo la presión sobre los combustibles fósiles no renovables, tienen el potencial de generar: competencia por el agua y el suelo, crisis en el suministro de alimentos por el cambio en el uso del suelo y pérdida de biodiversidad (X. Zhang & Vesselinov, 2016).

La necesidad de análisis y estudios desde una visión de nexo agua-energía ha incrementado a medida que se enfrentan condiciones globales de escases de ambos recursos (Yoon, 2018). El desarrollo de un aproximamiento integrado en el modelamiento del nexo agua energía es de vital importancia en el desarrollo de políticas nacionales efectivas, así como de regulaciones que permitan el desarrollo económico de manera sostenible (Cullis, Walker, Ahjum, & Rodriguez, 2018) (Bazilian et al., 2011).

Colombia no es ajena a los nuevos paradigmas en la administración de estos recursos. Una de las asociaciones energía-agua que mayor relevancia toma actualmente en Colombia, es la del agua de producción de hidrocarburos.

El agua de producción hace referencia al agua que emerge a superficie junto con el hidrocarburo y que proviene de encontrarse naturalmente asociada al hidrocarburo dentro de la formación geológica o porque ha sido inyectada a través de la formación con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y permitir la producción del hidrocarburo.

En general las posibilidades de destino final del agua de producción se resumen en, reinyección, vertimiento en superficie o reúso; siendo la reinyección y el vertimiento las preferidas por sus aparentes bajos costos. La decisión de cómo se maneja el agua producida es netamente monetaria.

Existe en Colombia un déficit considerable de información respecto a las aguas de producción. El Control ha sido mínimo durante años; pues si bien han existido regulaciones asociadas a la actividad desde hace más de 25 años, la verificación del cumplimiento de estas es casi nula, debido a la baja capacidad institucional, las diferentes dificultades técnicas y la desarticulación de las acciones planteadas.

En el 2013 las rentas petroleras llegaron a representar el 3,3% del PIB Colombiano, siendo este el mejor de los últimos 8 años. En los últimos dos años su participación ha sido significativamente menor, teniendo una participación del 0,3% y 0,6% para el 2017 y 2018 respectivamente, siendo los precios internacionales del crudo los determinantes de este comportamiento. Se espera que la participación del sector hidrocarburos en el PIB de Colombia se mantenga cercano al 1.3% (MinHacienda, 2018). En relación a las exportaciones, para abril del 2018 la venta de crudo represento el 35,3% del total de transacciones nacionales al exterior (DANE, 2018).

En relación con la producción y los precios de petróleo en Colombia, la OCDE considera que los efectos sobre la economía incluyen inversión, la balanza de pagos, los ingresos del gobierno por ingresos de Ecopetrol, recaudo de impuesto a la renta de sociedades y regalías (UPME, 2015).

Históricamente la cuenca media del Magdalena ha sido el símbolo de la explotación de hidrocarburos en Colombia. Un siglo de exploración en la cuenca ha permitido el descubrimiento de aproximadamente 1,900 MMBO (Millones de barriles de crudo), 2,5

TCF (Trillones de pies cúbicos) y un total de 41 campos, incluyendo el célebre Cira – Infantas (Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, 2007).

El Magdalena Medio es una zona caracterizada por la presencia del Río que le da su nombre, y un extenso número de ciénagas y humedales asociados a este. Con el pasar del tiempo se han venido evidenciando afectaciones de calidad en los recursos hídricos de la región; esto ha intensificado la competencia por los recursos disponibles y los conflictos para algunos sectores que se ven directamente culpados y son objeto de constante presión social.

La presión ejercida sobre los recursos hídricos y la competencia por su uso puede afectar el normal y libre desarrollo de las actividades humanas, incluyendo la producción de hidrocarburos.

El uso del agua es una de las principales preocupaciones que enmarcan los conflictos sociales asociados a la explotación minero-energética en Colombia. Una de las principales razones de resistencia social en contra del sector de hidrocarburos se da principalmente por los temores e incertidumbres que tienen las comunidades frente a las afectaciones ambientales y cambios sociales que generan los grandes proyectos extractivos. Entre las afectaciones al medio ambiente, tanto en las etapas de exploración como de explotación, se presenta el deterioro de las fuentes hídricas, lo que tiene un efecto casi que inmediato de oposición y renuencia por parte de las comunidades hacia los proyectos (Nuñez, 2016).

Un manejo integrado y especializado, que propicie una mayor coordinación de los diferentes actores, significaría una mejor capacidad de gestión de los dos recursos.

Es por esto que se propone una base para el desarrollo de un modelo Nexo Agua-Energía en el manejo de aguas de producción de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena.

Se lleva a cabo una revisión sobre la información existente de las aguas de producción, y los aspectos técnicos y normativos asociados. Por otro lado se explora el Nexo Agua-Energía como concepto de gestión de estos dos recursos.

La gestión en Colombia en general se ha llevado a cabo mediante dos estructuras gubernamentales separadas; Teniendo limitado alcance y eficacia en la gestión y control.

En una primera aproximación al nexo, se busca describir el estado actual de este para el VMM, identificando los actores principales y sus intereses, analizando las interdependencias naturales de estos dos recursos, reconociendo los factores externos y su característica variabilidad, y analizando el nivel de acoplamiento de los sistemas; encontrando infortunadamente que el concepto nexo no ha sido explorado y su estado podría declararse como nulo.

Se propone un marco de referencia que sirva como soporte para desarrollar un modelo de gestión nexo agua-energía para el manejo de las aguas de producción en el VMM. Son abordados aspectos como información suficiente y descentralizada, identificación de objetivos claros en el nexo, y herramientas y tecnologías que pueden ser incluidas en el manejo eficaz.

El manejo y tratamientos de aguas asociados, es quizás el proceso determinante en la gestión. Por esto se revisan las opciones tecnológicas disponibles para el control y acondicionamiento de las aguas de producción, así como los aspectos a tener en cuenta en búsqueda de su efectiva implementación.

La información como factor determinante en el entendimiento, modelamiento y gestión efectiva, representa en sí un reto. Esta precisamente se caracteriza por su ausencia. Situación que no es única en Colombia, si no por el contrario es algo generalizado en la explotación de hidrocarburos; esto se da porque el agua de producción no tiene ningún valor monetario.

Esta falta de información constituye en sí uno de los principales limitantes en el desarrollo de cualquier trabajo relacionado con las aguas de producción y de igual manera para el nexo; y se convierte así, en uno de los principales objetivos en la gestión.

Por esto, se hace necesario acudir y analizar experiencias a nivel internacional. Sin embargo dado la alta complejidad y variabilidad de los efluentes de la explotación de

hidrocarburos, las experiencias internacionales sirven solo de guía; el mecanismo de gestión debe ser desarrollado teniendo en cuenta las singularidades del área establecida.

Dichas condiciones particulares, varían desde aspectos como la geografía básica de las zonas de explotación, hasta las relaciones geopolíticas que pueden influir en el comportamiento del mercado de crudo y gas. Estas son segregadas como factores internos o bajo los cuales se tiene control e influencia, y factores externos, que en muchas ocasiones son aspectos con comportamiento altamente azaroso o irregular.

Este trabajo intenta ser una aproximación a lo que puede ser el desarrollo de una visión de gestión nexo agua-energía en el manejo de los efluentes en la producción de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena. El planteamiento y desarrollo del nexo es un aspecto que debe ser acordado libremente por los representantes de los actores directos identificados; así como dado a conocer a la opinión pública en general. Por eso este trabajo no constituye una guía estructurada a seguir de desarrollo del mecanismo nexo o una evaluación estructurada bajo un método cuantitativo del nexo actualmente existente.

El nexo se extralimita a la tecnología y analiza factores sociales, políticos y medioambientales, con el objetivo de buscar la capacidad y los requerimientos para que la implementación de estas, sea llevada de manera eficaz.

Las sinergias y acuerdos entre sectores buscan garantizar las condiciones necesarias para que se dé la implementación tecnológica de diferentes opciones de tratamiento. La correcta gestión de estos efluentes puede ayudar profundamente en aliviar la conflictividad a la que se ven sometida la explotación de HC's y el estado de calidad de los recursos hídricos.

Finalmente se presenta el desarrollo del nexo como una oportunidad de alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible, mediante acciones altamente eficaces, y que sean a su vez viables económicamente.



# 1.Revisión aguas de producción:

## 1.1 Aguas de producción.

El agua es un recurso naturalmente asociado a los hidrocarburos, por lo que su papel en la actividad de explotación es vital y determina la viabilidad de producción.

El agua afecta todas las etapas de producción de hidrocarburos. En la exploración el factor contacto agua petróleo (CAP) es primordial para identificar la existencia de petróleo en la formación; En el desarrollo y producción, el agua proveniente de un acuífero aledaño o de los pozos inyectores termina migrando hacia la zona de hidrocarburos, mezclándose y siendo producida junto con el crudo o gas, esta agua se desecha o se reinyecta para mantener la presión del yacimiento; y finalmente en el taponamiento y abandono del campo, donde se debe asegurar que se aislaron todos los estratos, en especial los acuíferos de agua dulce (Bailey et al., 2000).

Se estima que la producción mundial de agua asociada a la producción de hidrocarburos, es de aproximadamente 210 millones de Bbls/día (33,4 Mm<sup>3</sup>/día) en relación a la de hidrocarburos que es de 75 millones de Bbls/día (11,9 Mm<sup>3</sup>/día); en la revista oilfield review expresan que “se podría decir que muchas compañías se han convertido prácticamente en empresas productoras de agua” (Bailey et al., 2000).

Se acepta como un estándar que la relación actual de agua- petróleo (WOR – Wáter Oil Ratio) de producción global es de aproximadamente 3:1; sin embargo esta se encuentra en incremento a medida que se agotan los hidrocarburos, estimándose que pueda llegarse a un promedio de 12:1 para producción de hidrocarburos convencionales. Esto significara un incremento considerable del mercado de los servicios de gestión del agua de producción (Arawoshola et al., 2011).

A medida que “envejece” el pozo de producción, el volumen de agua producida normalmente incrementa mientras se presenta un decaimiento en la producción de hidrocarburos. La relación de agua producida por equivalente de crudo o la relación de agua producida por gas producido, varía considerablemente en relaciones que llegan hasta 1:50 o 98% agua- 2% crudo. Normalmente la relación agua-gas es mayor que la relación para agua-crudo (Lee & Neff, 2011).

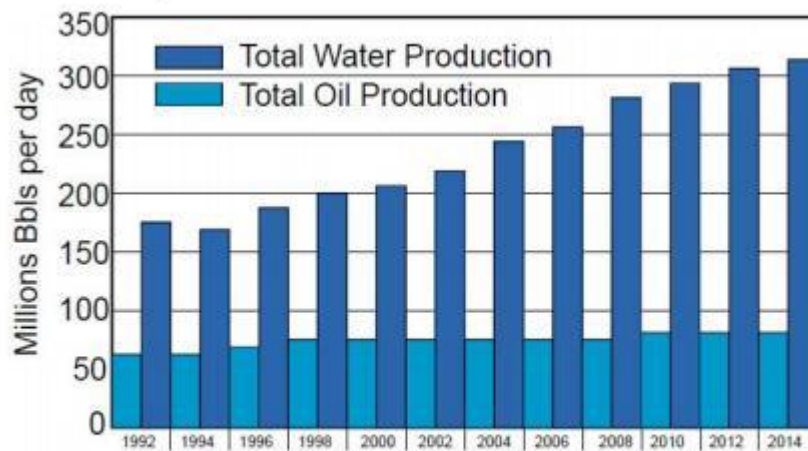


Figure 1. Global Oil and Water Production History and Forecast (TUV-NEL, 2010). The above figure highlights a major issue for the oil and gas industry. As the forecast oil production remains consistent, the produced water from this production continues to increase. The handling of produced water will become increasingly more important.

Ilustración 1: Grafico presentado por el National Energy Technology Laboratory USA, 2010. (E&P Focus The Energy Lab, 2013)

Existen diversos tipos de aguas o fluidos asociados a la actividad. Estos se distinguen como lodos de perforación, aguas de finalización y pruebas de producción, aguas de producción, aguas de campamentos, y aguas pluviales y de derrames. El agua de producción es la más representativa en cuanto a volumen de agua, constituyendo más del 80% del agua residual producida en las operaciones de producción de petróleo y gas (Drioli et al., 2016; Munirasu, Haija, & Banat, 2016).

El agua de producción hace referencia al agua naturalmente asociada al hidrocarburo dentro de la formación geológica o aquella que es inyectada a través de la formación con el objetivo de mantener la presión del yacimiento. Cuando un reservorio de hidrocarburos

---

es penetrado por un pozo, los fluidos producidos son agua de formación, en adición con petróleo, gas natural y otros gases o líquidos (Lee & Neff, 2011).

Antes de atrapar hidrocarburos entre las rocas, estas estaban saturadas con agua salina. Los Hidrocarburos migraron a sitios, donde quedaron confinados al desplazar el agua salina presente en la formación. Finalmente, las rocas del yacimiento absorbieron los hidrocarburos (petróleo y gas) y agua salina.

Se le llaman formaciones petrolíferas, a las rocas reservorio que alojan los fluidos que generalmente son producidos, como agua, petróleo y gas. El agua salada de formación, es aquella que se encuentra con los hidrocarburos, esta se encuentra allí debido a muchas de las formaciones rocosas petrolíferas provienen de ambientes marinos, por lo que sus poros se encuentran llenos de agua de diversa salinidad. Las rocas que contenían materia orgánica fueron sometidas a condiciones de presión y temperatura debido al soterramiento, generando el proceso de transformación para la conformación de los hidrocarburos que hoy son aprovechados. Es por esto que los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en general, en convivencia con rocas impregnadas de agua (Hirschfeldt, 2015).

El Laboratorio Nacional de Tecnología para la Energía de Estados Unidos (National Energy Technology Laboratory - NETL) indica que hay tres fuentes de agua salina:

- Flujo proveniente de la sección superior o inferior a la zona de hidrocarburos.
- Flujo proveniente de la zona de hidrocarburos.
- Flujo proveniente de inyección de fluidos y aditivos resultado de las actividades necesarias para la producción.

(E&P Focus The Energy Lab, 2013)

La última de estas se conoce como agua de formación y se convierte en agua de producción, al darse la mezcla del fluido inyectado con el agua salada y los hidrocarburos presentes en la formación (Veil, Puder, Elcock, J, & Jr, 2004).

A medida que se lleva a cabo la extracción del crudo y gas, la presión del reservorio disminuye; Por lo que se hace necesario inyectar agua o vapor al reservorio, para

mantener la presión hidráulica estable y permitir así la extracción del hidrocarburo a superficie.

Agua dulce, salmueras, agua de mar y químicos para la producción a veces son inyectados en el reservorio con el objetivo de garantizar la seguridad de las operaciones y de mejorar el recobro obtenido del campo; estas aguas y químicos a veces penetran en la zona de producción y son recuperados juntos con el crudo y el gas durante la producción (Veil, Puder, Elcock, J, & Jr, 2004).

El agua producida incluye el agua natural de la formación, es decir el agua subterránea atrapada junto con los hidrocarburos y el agua inyectada al reservorio, que se extrae nuevamente durante la producción del crudo y gas (Jiménez, Micó, Arnaldos, Medina, & Contreras, 2018)

El agua de producción es una mezcla de materia orgánica e inorgánica. Sus características dependen de factores como la locación geológica del campo, la formación geológica, el tiempo de vida del reservorio, el tipo de hidrocarburo producido y el método de producción utilizado. Así mismo el proceso de producción se ve afectado directamente por las propiedades físicas y químicas del agua (Veil, Puder, Elcock, J, & Jr, 2004).

### **1.1.1 Calidad de las Aguas de Producción:**

El agua de producción se caracteriza generalmente por sus altos niveles de sales disueltas, expresándose en altas conductividades; en general presentan una elevada cantidad de sólidos suspendidos y disueltos. Adicionalmente se destaca la presencia de hidrocarburos, químicos y aditivos, minerales presentes en la formación, y materia orgánica.

El agua de producción es considerada una de las matrices de agua más complejas (Liden, Santos, Hildenbrand, & Schug, 2018).

La composición del agua de producción es similar en calidad para la explotación de crudo o gas. Los principales contaminantes presentes en el agua de producción son:

- Compuestos aceitosos disueltos y dispersos propios de los hidrocarburos.
- Minerales disueltos provenientes de la formación.
- Compuestos químicos asociados a la producción.
- Sólidos de producción (Incluyen sólidos de formación, productos de escalamiento y corrosión, bacterias, ceras y asfáltenos).
- Gases disueltos (Hansen, 1994).

Los constituyentes típicos encontrados en las aguas de producción son:

- Sales (Expresada como salinidad, sólidos totales disueltos, o conductividad eléctrica).
- Sólidos suspendidos.
- Grasas y aceites.
- BTEX( Benceno, Tolueno, Etilbencenos y Xilenos).
- PAH's (Hidrocarburos poli aromáticos).
- Ácidos orgánicos.
- Fenoles.
- Algunos compuestos orgánicos e inorgánicos (ej: Químicos que causan durezas como calcio, magnesio, sulfatos y bario).
- Aditivos químicos usados en la perforación y operación del pozo, los cuales algunos pueden poseer propiedades tóxicas (ej: Biocidas, inhibidores de corrosión) (Langhus, 2005).

La explotación convencional de HC se puede dividir en 4 etapas: Exploración, desarrollo del pozo, producción y abandono de la zona; en este no se incluye la refinación y procesamiento. El uso de químicos por parte de las operadoras se desarrolla principalmente en el desarrollo de los pozos, es decir en la perforación y cementación de este; y en la producción de hidrocarburos, en las actividades de recobro mejorado o mantenimiento. Los químicos normalmente usados incluyen, aceleradores o retardantes, ácidos, biocidas, inhibidores de corrosión, inhibidores de escalamientos, dispersantes, floculantes, fluidos o lodos de perforación (base agua o base aceite), lubricantes, polímeros de retención, surfactantes y aglomerantes. El valor del mercado de estos químicos se estimaba en 2,3 billones de dólares anuales para el año 2007 (OECD, 2012).

Adicional a esto se presentan algunos metales pesados y algunos materiales radioactivos. El agua de producción contiene trazas de metales pesados como cadmio, cromo, cobre, plomo, mercurio, níquel, plata y zinc, la mayoría presentes de forma natural. Sus concentraciones pueden ser  $10^2$  a  $10^5$  veces a las encontradas naturalmente en el agua de mar. Adicionalmente materiales radioactivos naturalmente presentes (NORM), son originados en la formación geológica y transportados hasta la superficie como sólidos disueltos en el agua de producción; los materiales radioactivos más comunes son Radio y Bario (E&P Focus The Energy Lab , 2013).

### **1.1.2 Manejo del agua de Producción.**

En general el agua de producción es vista como un desecho y un costo, dado que el valor pagado para realizar la disposición acorde a las exigencias de la normatividad de turno, puede llegar a ser un porcentaje representativo del valor obtenido de la venta del hidrocarburo, afectando las ganancias obtenidas o incluso convirtiendo en inviable la producción.

El determinante para el manejo que se le da al agua de producción es netamente monetario y restringido por las normatividades asociadas. Si bien existen diversos factores que influyen cómo se maneja el agua de producción y el nivel al cual es tratada, los costos son el factor de mayor consideración en los productores de gas y petróleo para tomar esta decisión (GAO U.S., 2012).

Los costos asociados al manejo de agua varían en función de las singularidades de cada campo de producción, de las tecnologías y procesos utilizados, y de los requerimientos normativos para llevar a cabo la disposición de agua.

Una gestión integrada y holística de la producción de agua en un campo petrolero maduro comprende: El análisis de los yacimientos del campo, la evaluación y administración de los pozos de producción e inyección, la evaluación de las técnicas de inyección y barrido, la operatividad de los servicios de superficie y el manejo del exceso de agua producida (Arnold et al., 2004).

Dichas actividades relacionadas al manejo de agua demandan recursos materiales y humanos, haciendo que el balance económico haya cambiado. La inclusión de las inversiones necesarias para el adecuado manejo del agua permite una correcta evaluación económica sobre los beneficios obtenidos de la explotación del hidrocarburo.

Aun ejecutando las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que emergen a superficie (Arnold, Burnett, & Elphick, 2004). Los sistemas de tratamiento se sobrecargan, afectando la efectividad del tratamiento y la productividad del campo. Al incrementarse excesivamente el costo del manejo del agua producida, el campo se vuelve inviable al no ser rentable económicamente.

Acorde a los grandes volúmenes de agua producidos y a las reglamentaciones ambientales implementadas para cumplir con las políticas de manejo de este subproducto, y que cada vez son más exigentes, han convertido los costos de producción, tratamiento y disposición de agua en una de los determinantes económicos de la vida de los campos de producción de hidrocarburos (Igunnu, 2012).

El costo económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua depende de diversos factores, como lo son, la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido, las propiedades del hidrocarburo, el nivel de salinidad del agua y el método final usado para la disposición del agua producida. Los costos de operación de levantamiento, separación, tratamiento, bombeo o transporte y reinyección o vertimiento, se suman entre los costos totales (Bailey et al., 2000).

Los costos de disposición de agua producida varían entre los 10 centavos de dólar americano por barril, cuando el agua es vertida en zonas marinas, hasta más de USD 1,5 por barril cuando se hace necesario transportarla en camiones (Bailey et al., 2000).

Dado que se percibe el agua de producción como un subproducto de la producción de gas y petróleo, esta constituye el mayor volumen de desechos asociados a la industria de los hidrocarburos. Las prácticas más comunes para la disposición de agua de producción

son la inyección subterránea, descarga sobre el suelo o cuerpos de agua superficiales, el transporte en camiones hasta un lugar de manejo, y el reúso.

El manejo de agua de producción generalmente se ha limitado al tratamiento necesario para realizar la reinyección o el vertimiento bajo lo exigido por la normatividad y en algunos casos el simple vertimiento sobre cuerpos de agua o suelo.

Los productores de hidrocarburos poseen experiencia limitada en el tratamiento de agua y son escépticos a emplear nuevas tecnologías de tratamiento dadas sus malas experiencias pasadas. Desde la perspectiva del productor, la estrategia de uso benéfico del agua solo constituye una obligación y una molestia; por lo tanto, la inyección del agua en formaciones subterráneas es la estrategia preferida de manejo (GAO U. S., 2012).

Cerca del 90% del agua producida en EE.UU. durante la explotación de gas y petróleo es manejada mediante la inyección subterránea. El 10% restante es manejado mediante descargas superficiales, almacenamiento en piscinas o tanques hechos para tal fin, o reúso en riego o fracturación hidráulica (GAO U. S., 2012).

La inyección subterránea se realiza a través de pozos construidos específicamente para recibir esta agua; estos pozos deben garantizar la protección de fuentes de agua subterráneas y deben ser monitoreados y probados periódicamente para asegurar que no se presenta contaminación adyacente (GAO U. S., 2012).

En algunas áreas no es posible llevar a cabo esta estrategia, dado que la geología del subsuelo puede no permitir la fácil recepción del agua o a que pueden verse amenazadas fuentes de agua potable subterráneas; en dicho caso el transporte en vehículos se convierte en una de las estrategias de manejo, lo que incrementa considerablemente los costos (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011).

Si el productor no se encuentra operando cerca de un pozo de inyección se hace necesario transportar el agua en camiones o a través de líneas hidráulicas construidas para tal fin. Dado que el transporte en camiones es sumamente costoso, los productores buscan minimizar sus costos manejando el agua en una ubicación cercana al sitio de



---

producción; al incluir los costos del transporte, puede obtenerse como resultado que la inyección subterránea es más costosa que otras prácticas de manejo (GAO U. S., 2012).

Los requerimientos para realizar la inyección subterránea varían acorde a la normatividad de cada país o región. La calidad del agua de inyección depende finalmente del operador; normalmente no se exigen parámetros estrictos para llevar a cabo la inyección subterránea. En el caso de la disposición de salmueras, el agua de producción no requiere ningún otro proceso a parte del de separación con el hidrocarburo, en algunos casos se realiza algún tratamiento con el objetivo de prolongar la vida de los pozos de disposición y los equipos e infraestructura de inyección (Liden et al., 2018).

En zonas de alta producción, la demanda obliga a mantener la operación de los pozos de inyección; sin embargo una alta tasa de inyección puede generar un problema de saturación o presión alta, generando un cuello de botella en las operaciones (Liden et al., 2018). Finalmente se espera que esta forma de disposición sea sujeto de mayores restricciones y controles, lo que obliga a un mayor desarrollo en otras opciones de manejo.

Algunas compañías han cubierto esta necesidad de las compañías productoras, prestando diferentes servicios de superficie, que permiten tratar el agua a medida que se realiza la explotación del hidrocarburo.

En el caso de la explotación costa afuera la disposición se realiza en el océano o es transportada en barcos hasta un lugar donde se pueda realizar el tratamiento adecuado para realizar su posterior disposición.

De igual manera en tierra el agua de producción puede ser transportada desde el pozo productor hasta un lugar donde se realice el tratamiento y la posterior inyección o vertimiento; en otros casos plantas móviles de tratamientos son llevadas a los pozos productores, donde realizan el tratamiento para su posterior vertimiento. Los lodos y rechazos de tratamiento, que son masa contaminante altamente concentrada, puede ser llevada a una zona o área especial licenciada para disponer desechos peligrosos.

### **1.1.3 Tratamientos.**

Uno de los principales procesos en la gestión sostenible del agua en la explotación de hidrocarburos, es el tratamiento de las aguas asociadas a la industria en general. Este proceso constituye en sí un reto, dado que como se mencionó anteriormente se presenta una elevada variabilidad del volumen producido y de los parámetros de calidad asociados, entre cada uno de los campos, entre pozos, e incluso en el mismo pozo en las diferentes fases del proyecto.

Dicho proceso ha venido obteniendo mejoras a medida que se ha generado una mayor conciencia sobre la afectación a la sostenibilidad del recurso hídrico; también debido a la formulación de políticas y normativas cada vez más exigentes en cuanto a los requerimientos de calidad para disposición y manejo de aguas; y finalmente gracias a los desarrollos tecnológicos, su comercialización y masificación.

En particular el desarrollo tecnológico y una mayor penetración en el mercado han permitido que se reduzcan los costos de tecnologías más avanzadas para el tratamiento de aguas, permitiendo incrementar las posibilidades de tratamiento y mejorar las calidades obtenidas.

En cuanto a los constituyentes relacionados al agua de producción y que son el principal objetivo del tratamiento, se destacan los aceites y grasas, los sólidos suspendidos y las sales; otros a tener en cuenta, son en general compuestos orgánicos e inorgánicos provenientes de la formación, químicos, aditivos y biocidas utilizados en la perforación y operación del pozo y algunos metales pesados.

El tratamiento debe enfocarse en satisfacer los requerimientos de vertimiento o reúso y ser sostenible energética y económicamente. Así mismo deberá tener consideraciones sobre la capacidad tecnológica disponible, características de operación y mantenimiento, vida útil, disposición final de equipos y productos usados, entre otros.

Se destacan tecnologías de tratamiento por, separación por densidades, floculación y coagulación química, electrocoagulación, electrofloculación, filtración mecánica, desinfección UV, oxidación avanzada, entre otros.

Todas estas tecnologías tienen principios de operación singulares, ventajas y desventajas, así como costos asociados, que delimitan su aplicación; de la correcta selección de tecnologías depende la viabilidad económica y técnica de ejecución del tratamiento.

El tratamiento de aguas de la industria petrolera es un campo ampliamente explorado y estudiado, lo que no implica que sean muchos los desarrollos aún pendientes en esta materia.

Numerosos proyectos de todo tipo, públicos y privados, con fines investigativos y comerciales, han sido desarrollados con el objetivo de dar solución al tratamiento de aguas asociadas a hidrocarburos sin existir un consenso sobre un “único y mejor” tratamiento.

La clasificación de tipo de tratamientos varía en su asignación, en función de los contaminantes en los cuales se enfoca el método o proceso de tratamiento, el principio del tratamiento (Químico, físico, biológico, etc.), por su clasificación comercial o por la calidad de agua obtenida posterior al tratamiento.

## Tratamientos convencionales.

El agua de producción es normalmente tratada por mecanismos basados en la separación por gravedad y posteriormente vertida en superficie o reinyectada nuevamente al suelo.

Aun cuando existen regulaciones asociadas que exigen unos estándares mínimos de disposición final, se presenta afectación a los cuerpos de agua. Por un largo periodo de tiempo, solo existió regulación o exigencias sobre el tratamiento o remoción de las grasas y aceites, omitiendo por completo los problemas asociados a la presencia de sólidos, de

salinidades elevadas, y de otro tipo de contaminantes de importancia, especialmente compuestos químicos inorgánicos.

Generalmente la primera etapa de tratamiento (tratamiento primario) de cualquier sistema de aguas de producción consiste en separadores por gravedad, como lo son los separadores API, tanques coalescentes y sedimentadores, hidrociclones, centrifugadoras y unidades de flotación con aire (Nesic & Streletskaya, 2018).

La combinación de estos tratamientos convencionales, en la mayoría de los casos, no permite obtener efluentes con calidad suficiente para el uso beneficioso del agua, siendo necesario complementar estos tratamientos con posteriores tratamientos más avanzados.

Los separadores API son uno de los dispositivos más ampliamente usados en la remoción de sólidos suspendidos y de aceites y grasas. Durante el proceso de separación la mayoría de partículas suspendidas se sedimentan hacia el fondo del separador mientras las gotas de aceite flotan hacia la superficie, dejando el agua en la capa intermedia (API, 1990).

Los tanques sedimentadores constituyen el módulo más simple en el tratamiento de aguas, y son utilizados como primer dispositivo. Estos tanques garantizan un tiempo de retención suficiente, para que bajo una geometría establecida, se presente la separación por gravedad o diferencia de densidades. El principio de funcionamiento es básicamente el mismo que el del separador API (Nesic & Streletskaya, 2018).

Los tanques coalescentes por su parte propician la unión de las pequeñas gotas de aceite con el objetivo de formar gotas más grandes que emergen más fácilmente a la superficie. Estos pueden ser usados cuando la concentración de aceites en el agua es superior a los 3000 mg/l; posterior al tratamiento se obtendrán concentraciones de aproximadamente 150 mg/l (Kenneth, et al, 2007).

Un poco más sofisticados, debidos a que incluyen otros componentes como motores eléctricos y por ende demanda energética, se encuentran los hidrociclones, centrifugadoras y unidades de flotación con aire.

Los hidrociclones operan aprovechando la separación por densidades mediante el uso de fuerzas centrifugas. Puede eliminar gotas de aceite con diámetros de hasta 30  $\mu\text{m}$  y partículas suspendidas de 5-15  $\mu\text{m}$ .

Las unidades de flotación con gas, funcionan mediante la generación de pequeñas burbujas de aire que se adhieren a las pequeñas gotas de aceites y las elevan hacia la superficie, permitiendo que se junten y sean más fáciles de remover. El gas usado puede ser aire o nitrógeno (cuando se cuenta con fácil disponibilidad de este). Estos sistemas se pueden usar en aguas con concentraciones de aceites entre 250-500 mg/l (Nesic & Streletskaya, 2018).

## Tratamientos avanzados.

En las últimas dos décadas, a medida que la conciencia medioambiental se refuerza y acorde a esto se formulan políticas y normativas más estrictas en cuanto a la disposición de las aguas producidas en la explotación de hidrocarburos, numerosos desarrollos tecnológicos han sido propuestos como solución a los contaminantes presentes en esta agua. Algunas de estas tecnologías poseen un nivel de desarrollo mayor y prometen ser una solución efectiva y económicamente viable.

“En 1995 el instituto americano del petróleo (API) hizo sus recomendaciones sobre las mejores tecnologías disponibles para el manejo de aguas de producción de gas y petróleo en las instalaciones costa afuera. De acuerdo con este reporte, parámetros característicos que contribuyen al potencial contaminante del agua de producción y en los cuales se debe enfocar los tratamientos avanzados son: micro y nano partículas, salinidad (9% o mayor), compuestos volátiles, extractos orgánicos, amonio y ácido sulfúrico” (Igwe , 2013).

Los tratamientos sugeridos por el API para reducir los contaminantes a niveles casi indetectables son la combinación de diferentes tecnologías: Adsorción con carbón (sistemas de carbón activado granular), filtración con membranas, luz ultravioleta, oxidación química y tratamientos biológicos (Igwe, 2013).

Se resaltan los tratamientos con membranas y los procesos de oxidación avanzada en mayor detalle, debido al promisorio panorama que aportan estas tecnologías en maduración.

La separación de contaminantes y agua, a través de la obstrucción mecánica generada por membranas, representan una tecnología promisoriosa en el siglo 21 (Fakhru'l-Razi et al., 2009).

La oxidación avanzada es considerada otra tecnología prometedora en el manejo de este tipo de efluentes (Jiménez et al., 2018).

Los tratamientos biológicos y químicos desarrollados tienen como principales obstáculos de aplicación, los altos costos asociados, el uso de químicos tóxicos, el espacio requerido para desarrollarlos y el hecho que generan polución secundaria al transferir la contaminación de una fase a otra.

### **Tratamientos físicos.**

Adsorción: Los tratamientos por adsorción consisten en la construcción de un lecho de material, por el cual se hace fluir el agua de producción y en el que se adhieren las moléculas y partículas de contaminantes. El material del cual se conforma el lecho depende del contaminante que se desea eliminar.

La adsorción es uno de los tratamientos que mayor eficacia puede llegar a tener y de este se pueden obtener excelentes calidades de agua.

Los costos de instalación y mantenimiento, los costos asociados a la regeneración del medio o lecho adsorbente, el comportamiento decreciente en la eficiencia de remoción a medida que el medio se satura, y el hecho de que en realidad los contaminantes tan solo están siendo transferidos a otro medio y estos aún deben ser tratados finalmente, son los principales reveses que afronta este proceso.

---

Los factores que afectan la adsorción son la temperatura, pH, aceites y grasas suspendidas, contaminantes disueltos y elevada salinidad.

Entre los medios de adsorción se destacan opciones como, cascara de nuez o coco y carbón activado, debido a su relativo bajo costo. Este último ha sido probado en la eliminación de constituyentes disueltos incluyendo BTEX (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

Las arcillas orgánicas (Organoclay) pueden remover hidrocarburos insolubles libres, lo que ayuda a reducir el contenido de grasas y aceites totales, consiguiendo los objetivos en relación a los estándares de calidad típicos (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

Los copolímeros pueden llegar a adsorber el 85% del contenido total de aceites (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

La zeolita, usada también como medio de intercambio iónico, en presentación de pellets ha sido probada como medio de adsorción de componentes orgánicos disueltos (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

La combinación de bentonita con ciertos polímeros, arcillas orgánicas y carbón activado granular fueron probados en columnas paquetizadas de lecho adsorbente, obteniendo remoción total de hidrocarburos del petróleo y reducción de BTEX (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

Otros medios adsorbentes se encuentran disponibles en el mercado, siendo cada uno de estos promocionado por sus “excelentes cualidades”, aludidas por comercializadores y fabricantes; en general podría afirmarse que en su mayoría se enfocan en la remoción de grasas y aceites libres en el agua de producción.

Flotación mejorada: Anteriormente se mencionó la flotación con gas; sin embargo algunas mejoras en los módulos, principalmente en los mecanismos que generan las burbujas de aire o gas, permiten que se incluya estas tecnologías como tratamientos avanzados al obtener una efectiva remoción de grasas y aceites, así como de materia orgánica, orgánicos volátiles y pequeñas partículas. Adicionalmente se puede incrementar la eficiencia al usar coagulantes.

La flotación por aire disuelto (DAF), consiste en generar microburbujas mediante un saturador o difusor de aire a presión; estas ascienden a través del agua en tratamiento, empujando el material flotante o adhiriéndose y arrastrando este hacia la superficie. Una elevada salinidad puede afectar la flotación debido a que la densidad, la viscosidad dinámica y la tensión superficiales son mayores (Fakhru'l-Razi et al., 2009).

La flotación por gas disuelto (DGF), usa el mismo principio, solo que utiliza generalmente nitrógeno como gas que induce la flotación; este gas también es generalmente suministrado mediante difusores.

### **Tratamientos térmicos.**

Debido a su elevado consumo energético estas tecnologías son usadas exclusivamente en lugares donde el costo de la energía es muy bajo (Igunnu, 2012).

Las tecnologías más representativas de este tipo de tratamientos son la evaporación, evaporación flash, destilación con vapor sobrecalentado y destilación multiefecto, las cuales combinadas pueden entregar altas eficiencias. Su principal ventaja es su elevada tolerancia a las altas concentraciones de salinidad en el agua de producción.

La evaporación flash consiste en efectuar el cambio de fase mediante la reducción de presión y no el incremento de temperatura. El agua de producción es transferida a una cámara de baja presión a una temperatura que permita la evaporación instantánea en lo que se conoce como vapor flash. Posteriormente este vapor es condensado obteniendo agua desmineralizada. El principal problema de esta técnica es el escalamiento en las cámaras de evaporación, lo que implica un mantenimiento constante o el uso de inhibidores de escalamiento.

Otros tratamientos como congelamiento-deshielo-evaporación tienen un menor desarrollo debido a sus elevados consumos de energía.

La atomización de agua no constituye un tratamiento térmico. Si bien el mecanismo de atomización permite que las gotas de agua sean lo suficientemente pequeñas y tengan



una dinámica que puede favorecer el cambio de fase, las condiciones psicrométricas como una alta humedad relativa, pueden también no permitir el cambio de fase. Así mismo un sencillo análisis de conservación de masa permite dilucidar que los sólidos disueltos permanecerán en el agua atomizada o generarán escalamientos en las boquillas de atomización.

Finalmente, se espera que las mejoras en eficiencia energética y el uso de energías renovables, permitan que los costos de estos tratamientos sean menores y sean más amigables con el medio ambiente.

### **Tratamientos Biológicos.**

Los tratamientos biológicos son viables en el tratamiento de aguas de producción; en la oxidación biológica, los microorganismos poseen la capacidad de degradar los compuestos orgánicos disueltos y los compuestos de amonio en el agua, en CO<sub>2</sub> y nitritos y nitratos respectivamente (Palmer, 1981).

Los principales mecanismos de la oxidación biológica de los hidrocarburos son la biodegradación y la biofloculación. La biodegradación descompone los hidrocarburos en moléculas más sencillas y pequeñas, mientras que la biofloculación se da en los lodos suspendidos los cuales adsorben y encapsulan materiales solubles e insolubles permitiendo su fácil remoción mecánica.

Las bacterias producen biosurfactantes y bioemulsificadores que mejoran la pseudosolubilidad local de los hidrocarburos, mejorando la transferencia de masa en la degradación bacteriana (Hommel, 1990).

Los tratamientos biológicos no son efectivos en el tratamiento de sólidos disueltos. En general la salinidad no afecta significativamente el tratamiento, sin embargo para concentraciones mayores a 100.000 mg/l, se observa una caída drástica en la eficiencia de este (Téllez, 2002).

Microorganismos aerobios y anaeróbicos son utilizados en los tratamientos estudiados. Los más comunes son los tratamientos aerobios de lodos activados; se encuentran

reactores de pistón, filtros biológicos aireados (BAF) filtros percoladores y fijación de microorganismos, y lagunas de estabilización entre las opciones probadas.

En una planta piloto de lodos activados, se usó un módulo de separación de aceites en un tanque desnatador, seguido de un módulo de lodos activados con aireación, obteniendo eficiencias de 98-99% en la remoción total de hidrocarburos de petróleo con un tiempo de retención de 20 días (Téllez, 2002).

También se ha estudiado la eficiencia en la remoción de demanda química de oxígeno en un reactor biológico secuencial, en una mezcla de aguas de producción con aguas residuales, en relación de mezcla de 45-35% (V/V), obteniendo eficiencias entre 30 y 50% de remoción de DQO (Freire, 2001).

Los filtros biológicos aireados representan una opción para remover material orgánico, pero también pueden aportar tratamiento en la reducción de la DQO y DBO, amonio, compuestos de nitrógeno, hierro, manganeso, metales pesados y ácido sulfhídrico (Jiménez et al., 2018).

Lagunas de estabilización y discos rotatorios biológicos han sido estudiados, obteniendo buenos resultados (remoción mayor a 70%) de DBO y grasas y aceites (Jiménez et al., 2018).

El biotratamiento anaeróbico puede considerarse una opción para el caso de aguas de producción concentradas (Tchobanoglous, 2003); sin embargo se encontró que ciertos ácidos, como los naftalenicos, no son degradados mediante este tratamiento.

Es importante recordar que los tratamientos biológicos depende de factores como la temperatura, el pH, composición del agua, presencia de oxígeno, cantidad de luz, y la capacidad de estabilización previa con el objetivo de no someter los microorganismos a tensiones que afecten la población y por ende la capacidad de tratamiento.

### **Tratamientos químicos.**

La coagulación y floculación química permite la remoción de coloides y en general de partículas orgánicas e inorgánicas en suspensión, lo que genera una disminución en la turbiedad, mejoras en apariencia respecto al color, y una corrección en el pH.

Como subproducto se obtiene un lodo concentrado, posiblemente toxico; lo que hace necesario que se disponga de una solución de manejo de lodos, incrementando la dificultad de operación y los costos, por ejemplo en el caso que deban ser transportados y dispuestos en un área licenciada especializada para la disposición de residuos peligrosos.

En el mercado es posible encontrar una innumerable cantidad de preparaciones de coagulantes y floculantes químicos para el uso en aguas residuales.

Precipitación química: El hidróxido de calcio o cal, como es conocido popularmente, es ampliamente usado en el tratamiento de aguas por su capacidad de neutralización de ácidos, su poca solubilidad en agua y su relativo bajo costo. Se han encontrado eficiencias de remoción superiores al 95% sobre otras sales (Jiménez, 2018). La principal desventaja de usar hidróxido de calcio, es el cuidado especial que se requiere en su manejo.

Procesos electroquímicos:

En estos procesos la coagulación y floculación no se genera por la adición de algún material que propicie la reacción, sino que se realiza mediante la acción de una corriente eléctrica que cumple con la función de desestabilizar las partículas coloidales y aportar los iones que reaccionaran para formar floculos. La generación de lodos puede ser mucho menor a la cantidad generada mediante el proceso químico, al contener menos agua asociada y por la capacidad de producir floculos más grandes.

En el proceso de electrocoagulación, la electrodisolución de los ánodos de sacrificio, comúnmente hechos de aluminio o hierro, llevan a la formación de productos de hidrolisis (especies hidroximetales), que son efectivos en la desestabilización de los contaminantes; la reducción electroquímica del agua en el cátodo produce burbujas de hidrogeno que promueven una pequeña turbulencia en el agua reduciendo el peso

específico de los contaminantes; también es posible colectar dicho hidrogeno para ser usado como combustible para producir energía útil.

Este tratamiento ha sido exitosamente probado en la remoción de solidos suspendidos, metales pesados, arsénico, fosfatos, fluoruros, pesticidas, materia orgánica y reducción de dureza. Recientemente existe una tendencia de usar electrocoagulación en el tratamiento de aguas asociadas a hidrocarburos, dadas sus ventajas de solo necesitar equipos sencillos, operación simple, tiempo de tratamiento reducido, no uso de químicos y generación reducida de lodos (An, Huang, Yao, & Zhao, 2017).

Esta es una tecnología considerada relativamente limpia y económica; aunque bien demanda energía para su operación en función de la carga del agua de producción.

Intercambio iónico:

Esta tecnología es ampliamente usada en el tratamiento de aguas residuales industriales; mediante el intercambio iónico se remueven los iones presentes en el agua hacia una resina orgánica o sintética. Estas resinas pueden ser especializadas en la remoción de metales pesados y/o de algún ion en particular.

El intercambio iónico puede eliminar arsénico, metales pesados, nitratos, sales, radio, uranio y otros elementos presentes en aguas de producción. Este es un proceso reversible, de manera que las resinas pueden ser regeneradas. Poseen una expectativa de vida de aproximadamente 8 años y generalmente requiere pretratamiento de solidos suspendidos con el objetivo de no afectar la eficiencia por contacto.

El costo de operación representa aproximadamente el 70% de los costos de la tecnología, teniendo en cuenta que las resinas deben ser regeneradas y desinfectadas a medida que se haya realizado el tratamiento y la eficiencia haya decaído considerablemente (Fakhru'l-Razi et al., 2009).

Demulsificadores:

El uso de surfactantes como químicos de producción produce la estabilización de las emulsiones de agua-aceite, debido a que se reduce la tensión interfacial y el potencial zeta de la superficie de las gotas de aceite. Como su nombre lo indica los demulsificadores son agentes activos que se encargan de deshacer las emulsiones formadas entre los aceites y el agua, permitiendo que los aceites emulsionados se transformen en aceites libres, de manera que se generen gotas más grandes y sea posible remover estas de manera sencilla. El tipo de demulsificador depende del tipo de emulsión (Schlumberger, 2019).

Electrodiálisis:

Membranas que permiten el paso selectivo de iones por carga, son ubicadas entre electrodos, a los cuales se les aplica un potencial eléctrico; el potencial genera que los iones presentes en el agua fluyan hacia los electrodos según su carga, siendo atrapados en su tránsito por las membranas selectivas. Las membranas generalmente se ubican intercaladamente permitiendo que pasen a través de ellas solo cationes o aniones pero no ambos a la vez.

La Electrodiálisis ha sido usada con resultados positivos en el tratamiento de aguas de producción, en pozos convencionales en la cuenca de Wind River, Wyoming, las cuales contienen ácido sulfhídrico, aceites y grasas, ácidos orgánicos, BTEX y sólidos disueltos (Fakhru'l-Razi et al., 2009).

Tecnología de extracción de polímero macroporoso (MPPE- Macro-porous polymer extraction technology):

Esta tecnología es considerada como una de las mejores tecnologías disponibles y de mejores prácticas ambientales, reduciendo el contenido tóxico en aguas de producción. Consiste en una extracción líquido-líquido que usa partículas de polímero macroporoso para inmovilizar la fase a extraer. Hidrocarburos sólidos y dispersos son removidos en el líquido inmovilizado que será extraído. El proceso trabaja generalmente con dos columnas que alternan la extracción y la regeneración (Meijer & Akzo Nobel, 2003).

Statoil ASA llevo a cabo una comparación entre diferentes tecnologías de tratamiento, encontrando que MPPE tiene el mayor factor de reducción de impacto ambiental con aproximadamente un 84% (Jiménez et al., 2018).

La primera unidad costa afuera de MPPE fue instalada en el mar del norte, obteniendo resultados de 99% en reducción de BTEX, y 95-99% en reducción de compuestos alifáticos totales (Jiménez et al., 2018).

Es necesario realizar un pretratamiento de remoción de sólidos suspendidos, previo a MPPE con el objetivo de reducir su rápida saturación y necesidad de regeneración. El principal inconveniente de esta tecnología es su relativo alto costo.

Otros tratamientos químicos como los líquidos iónicos y la fotoelectrocatalisis son explorados en varias revisiones de tecnologías de tratamiento (Jiménez et al., 2018) (Fakhru'l-Razi et al., 2009); este último tratamiento presenta la oportunidad de generar hidrogeno que posteriormente podría ser utilizado como combustible.

### **Tratamientos de oxidación.**

La oxidación química es una tecnología desarrollada y probada en el mejoramiento de color, olor, DQO, DBO, y compuestos orgánicos e inorgánicos.

Ozono: El ozono es producido cuando se inyecta energía a las moléculas de oxígeno-  $O_2$ , las cuales se separan en átomos sencillos de oxígenos y posteriormente colisionan generando  $O_3$  (ozono).

En el tratamiento con ozono se presenta oxidación directa e indirecta sobre los compuestos orgánicos e inorgánicos. Cuando se producen radicales hidroxilos puede ser catalogado como tratamiento de oxidación avanzada. La combinación de ozono con  $H_2O_2$ , o con radiación UV, incrementa la eficiencia de degradación de compuestos orgánicos.

Al probar el uso de ozono para degradar los compuestos orgánicos presentes en agua de producción, se obtuvo una notoria reducción de grasas y aceites. La calidad obtenida,

permitía que el agua pudiera ser usada en riego o ser descargada de manera segura a aguas navegables (Morrow et al. ,1999).

Oxidación avanzada:

En la oxidación avanzada el objetivo es generar una gran cantidad de poderosos radicales oxidantes, principalmente hidroxilos. Estos radicales tienen un alto potencial de reducción ( $E^\circ=2,8V$ ) y tiempos de reacción muy cortos. Los radicales hidroxilos rompen moléculas largas y complejas en unas más sencillas, que posteriormente son completamente mineralizadas o pueden ser removidas con mayor facilidad en tratamientos posteriores, como tratamiento biológico o adsorción con carbón activado.

Una de las principales ventajas de la oxidación avanzada es la completa mineralización de compuestos recalcitrantes, mientras que la mayoría de los otros tratamientos como la floculación, flotación, filtración y adsorción no destruyen los contaminantes si no que tan solo los transfieren a otra fase, produciendo contaminantes concentrados que deben ser tratados y dispuestos posteriormente. Otra de las principales ventajas de la oxidación es el corto tiempo de tratamiento (Jiménez et al., 2018).

El principal obstáculo en la utilización de la oxidación avanzada es su elevado consumo de energía. Se sugiere realizar tratamientos previos que permitan reducir la demanda química de oxígeno, con el objetivo de limitar el consumo de radicales necesarios para llevar a cabo la oxidación.

El peróxido de hidrogeno es un potente oxidante que reacciona con los componentes orgánicos. Bajo la influencia de radiación ultravioleta inferior a 300 nm, el peróxido de hidrogeno se descompone generando radicales hidroxilos. La principal ventaja de usar esta combinación, es que debido a la solubilidad de  $H_2O_2$ , no hay limitaciones en la transferencia de masa, siendo una muy efectiva fuente de radicales hidroxilos que oxidan los contaminantes continuamente, evitando incluso que sea necesario un proceso de separación posterior al tratamiento.

Fenton – Fotofenton:

La reacción de Fenton consiste en una combinación acuosa de iones de hierro y peróxido de hidrogeno, en un medio ácido, lo que permite la descomposición del  $H_2O_2$  en iones hidroxilos y radicales hidroxilos, a la vez que la oxidación de  $Fe^{+2}$  en  $Fe^{+3}$ : Posteriormente el  $Fe^{+2}$  y el  $H_2O_2$  reaccionan nuevamente, reduciendo atrás hacia  $Fe^{+2}$ , mientras se generan radicales hidroxilos.

La velocidad de reducción es menor a la de oxidación lo que limita la generación de la reacción Fenton. La relación entre la concentración de hierro y peróxido de hidrogeno es crucial en el desarrollo de la reacción (Jiménez, 2018).

En una planta piloto combinada con módulos de floculación, sedimentación, oxidación Fenton, proceso de adsorción, se obtuvieron resultados en remoción de DQO en aguas de producción de 100 a 5 mg/L y de 2634 a 93,1 mg/L, respectivamente (Jiménez, 2018).

El proceso de fotofenton, implica el uso de luz UV. Este proceso fue probado en la degradación de hidrocarburos contenidos en agua de producción sintética, constituida por gasolina y agua residual salobre, resultando que en presencia de NaCl, la total degradación de contaminantes no ocurre (Moraes et al., 2004).

Las principales desventajas del proceso de Fenton se deben al requerimiento de un bajo pH en la solución, la necesidad de remover el hierro como lodo posterior a la reacción, así como el consumo elevado de energía y de  $H_2O_2$ .

Otros procesos como la fotocatalisis heterogénea, la oxidación electroquímica y la oxidación supercrítica de agua, son tratamientos mediante oxidación avanzada presentados en las revisiones de tratamientos de aguas de hidrocarburos, sin embargo son tecnologías aun en desarrollo y en las cuales su principal obstáculo son sus elevados costos de operación.

### **Tratamientos por filtración con membranas.**

El tratamiento con membranas cuenta con numerosas ventajas que lo hacen sumamente atractivo en el manejo de aguas residuales industriales en general. En el tratamiento de



---

aguas de producción se puede esperar una excelente calidad de efluente, operación sencilla, requerimientos espaciales mínimos y escasa producción de lodos.

La filtración consiste fundamentalmente en la obstrucción física de los contaminantes. La capacidad de separación de componentes depende del tamaño del poro de la membrana, siendo generalmente clasificados en microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y osmosis inversa; en ese mismo orden se obtienen diferentes calidades, siendo la osmosis inversa la de mayor nivel de calidad de efluente obtenido. En función del tamaño de poro y nivel de filtración, se requiere una presión de filtración mayor, lo que a su vez implica una mayor demanda energética del proceso.

Un alto contenido de materia inorgánica en el agua hace que sea altamente osmótica, induciendo el requerimiento de altas presiones para los procesos de nanofiltración y osmosis inversa. Adicionalmente la elevada presencia de sólidos disueltos genera problemas de obstrucción, escalamientos e incrustaciones en las membranas. Uno de los principales retos entonces, es reducir las cargas orgánicas e inorgánicas en pretratamientos dispuestos en etapas anteriores a los tratamientos por filtración a través de membranas (Munirasu et al., 2016).

Las membranas pueden ser una opción económicamente viable para la obtención de los parámetros necesarios para realizar la descarga final del agua tratada e incluso constituir gran parte del proceso de tratamiento con fines de reúso; sin embargo como en todas las tecnologías, los retos no están ausentes. Uno de los principales problemas en el tratamiento de aguas de producción a través de membranas es reducir y solucionar la formación de biopelículas en las membranas a causa de la compleja carga orgánica presente en el agua de producción; esto puede ser abordado con pretratamientos (Munirasu et al., 2016).

Los sistemas de filtración por membranas pueden competir con la mayoría de las más avanzadas tecnologías en el tratamiento de aguas con alto contenido de aceites, partículas de pequeño tamaño y caudales elevados (mayores a 150 m<sup>3</sup>/h) y por lo tanto es una opción viable de implementación en plataformas y campos grandes y medianos (Adham, Hussain, Minier-Matar, Janson, & Sharma, 2018).

#### Microfiltración:

El tamaño de poro de la microfiltración es de 0,1µm o más, por lo que su aplicación en las aguas de producción debería considerarse como el de pretratamiento con el objetivo de incrementar la efectividad de los posteriores procesos de UF, NF, OI (Munirasu et al, 2016).

#### Ultrafiltración:

Junto con la microfiltración, la UF es uno de los métodos iniciales de tratamiento en la remoción de aceites y grasas, así como de sólidos suspendidos de gran tamaño; sin embargo su alto desempeño las hace susceptibles de obstrucción rápida.

El tratamiento por ultrafiltración es un tratamiento efectivo cuando las aguas de producción tienen bajas salinidades y toxicidades, de lo contrario constituye un importante pretratamiento para posteriormente utilizar nanofiltración u osmosis inversa, las cuales eliminan en una segunda etapa los compuestos recalcitrantes (Munirasu, et al. 2004).

#### Nanofiltración y Osmosis inversa:

La nanofiltración es un tratamiento un poco menos selectivo que la osmosis inversa debido a un mayor tamaño de poro. La principal diferencia es que la osmosis inversa rechaza por completo las especies iónicas incluyendo los iones monovalentes, mientras la NF es más selectiva en los iones divalentes, permitiendo el paso de Na<sup>+</sup> y Cl<sup>-</sup> (Munirasu et al., 2016). La nanofiltración constituye una tecnología especialmente robusta en la remoción de metales y suavización del agua (Jimenez, 2018).

Las recientes mejoras en la fabricación de membranas, con una alta resistencia a aguas con elevadas concentraciones de sales, como el agua de mar, y de baja presión de operación, enfocan cada vez más la atención en esta tecnología. Su fabricación en masa ha contribuido considerablemente a la reducción de sus costos. El reto empieza a centrarse en el manejo de los rechazos, salmueras altamente concentradas.

## **Implementación de las tecnologías de tratamiento.**

El desempeño real de estas tecnologías en el tratamiento de las aguas de producción de hidrocarburos, solo se puede conocer mediante la valoración o simulación práctica del tratamiento, a fin de identificar con certeza las capacidades y limitaciones de cada una de las técnicas respecto a los innumerables factores presentes en la operación del sistema.

Adicionalmente al ser el objetivo la implementación a escala de operación industrial, es necesario que las tecnologías se encuentren en un nivel maduro de desarrollo, al punto que se encuentren disponibles comercialmente, se pueda garantizar la cadena de abastecimiento, operación y mantenimiento, y con perspectivas de ser usadas sosteniblemente durante los próximos años.

Finalmente se espera que el desarrollo de estas tecnologías se acelere considerablemente acorde a las nuevas capacidades tecnológicas, sociales y económicas.

### **1.1.4 Uso final Benéfico, de Residuo a Recurso.**

Reinyección:

Una opción llamativa es la reinyección del agua producida a la formación. Como se mencionó anteriormente al efectuarse la extracción de crudo se genera una caída en la presión del reservorio, por lo que es necesario inyectar agua, vapor o algún gas para mantener la presión en el yacimiento y permitir la extracción de petróleo.

Los beneficios de la reinyección son:

- Reducción de la disposición en superficie del agua de producción.
- Es una técnica amigable con el medio ambiente dado que reduce el uso de agua fresca.

- Este uso inferior de agua fresca tiene implicaciones económicas ventajosas.
- Permite mejorar las normatividades relacionadas al vertimiento.  
(Jimenez, 2018)

Si bien la reinyección es una de las mejores opciones tanto económica como medioambiental para la disposición del agua producida, se deben garantizar parámetros mínimos para llevar a cabo la reinyección adecuada sin generar afectación a los acuíferos, así como garantizar la estabilidad, disponibilidad y buena operación del pozo de inyección y la integridad de las conducciones y maquinas del sistema de inyección.

Cuando se usa el agua de producción tratada en la recuperación de crudo mediante su inyección, se considera que el agua es un recurso útil (Echchelh, Hess, & Sakrabani, 2018).

Riego:

Otra opción llamativa es el reúso en la actividad de riego, la cual es la actividad humana que mayor demanda de agua tiene en el planeta, no siendo Colombia la excepción.

Para el uso en riego, además de requerir remoción de grasas y aceites, y de sólidos suspendidos en el AP, se resalta la necesidad de lidiar con sales como los cloruros, y con compuestos químicos usados en la producción, como biocidas y otros tipos de aditivos.

El riego requiere grandes cantidades de agua, pero también necesita excelentes parámetros de calidad. Parámetros como la relación de adsorción de sodio (SAR por sus siglas en inglés) o la conductividad eléctrica (EC por sus siglas en inglés) son de importancia crítica para garantizar la calidad del agua y no dañar los cultivos.

En general los siguientes son parámetros aceptados para garantizar la no afectación del suelo y de la salud de las plantas susceptibles al riego:

- pH: 6.5- 8.4
- Cloruros < 70mg/L

- Nitratos:  $<10 \text{ mg/L NO}_3\text{-N}$   $<45 \text{ mg/l NO}_3$  (Fipps, 1995).

El reto en el tratamiento de aguas de producción reside en la eliminación de los minerales disueltos pertenecientes a la formación, como lo son las sales y los metales. El uso en riego de estas aguas sin tratar, puede generar la acumulación de estos elementos en el suelo, generando problemas de sodificación y salinización (Echchelh et al., 2018).

Este riesgo no es único para las aguas de producción de hidrocarburos, las aguas residuales industriales y municipales pueden generar los mismos efectos pues también contienen sales (Elgallal, Fletcher, & Evans, 2016) (Maassen, 2016).

Desde el punto de vista agronómico, la salificación y sodificación es crítica porque afecta inmediatamente la estructura del suelo y su fertilidad; por otro lado los metales pesados pueden generar problemas de toxicidad en la plantas y en sus consumidores, bien sean, animales o humanos. (Echchelh et al., 2018).

El exceso de sales y sodio en el agua de producción puede generar cambios dramáticos e irreversibles en la estructura del suelo; las sales se acumulan en la zona de las raíces como resultado de la evaporación y bajas precipitaciones (Elgallal et al., 2016; Burkhardt et al., 2015). La acumulación de sales genera el incremento de sodio intercambiable y relación de adsorción de sodio (SAR) en suelos, si  $\text{Na}^+$  es el ion dominante (Echchelh, 2018).

Tras la acumulación de sales, se genera una reducción en la capacidad de infiltración y dispersión del suelo, lo que resulta en deficiencia de nutrientes como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , los cuales son desplazados por el alto contenido de Na, o haciéndolos inalcanzables para las raíces de las plantas debido a que estas no pueden penetrar en el subsuelo (Hillel D, 2004).

Un círculo vicioso es desencadenado una vez que los suelos se convierten en salinos. Cuando los suelos sódicos se humedecen, se convierten en gelatinosos o pegajosos y cuando se secan, forman una cobertura o cascara que es casi impermeable; haciendo que más agua se evapore o fluya sobre la superficie, acumulando mayor cantidad de sales en el suelo superficial. Elevada salinidad afecta la habilidad de las plantas de tomar

el agua que facilita los procesos bioquímicos como la fotosíntesis y el crecimiento de la planta (Vance, King, & Ganjegunte, 2008).

Los metaloides son generalmente estudiados debido a su impacto en la salud humana y en el medio ambiente; el boro en altas concentraciones es un conocido fitotóxico y por lo tanto un problema agronómico (Qadir and Drechsel, 2016). Los metales no son biodegradables como los contaminantes orgánicos, estos interactúan química y físicamente con las sustancias naturales, lo que modifica su movilidad concentrándose en las plantas; esto en el caso de cultivos de consumo humano podría traducirse en una amenaza directa a la salud humana. Existen evidencias de acumulación de  $\text{Cu}^{2+}$  y  $\text{Zn}^{+}$  en el suelo usado con irrigación de aguas de producción en Qatar (Echchelh et al., 2018).

Si bien la mayoría del agua de producción no posee la calidad adecuada para la irrigación, existen soluciones para reducir el SAR y la conductividad eléctrica. Una de estas consiste en diluir el agua de producción con agua baja en sólidos disueltos, antes de realizar el riego; otra podría ser realizar desalinización usando ósmosis inversa, siendo estas las soluciones más citadas en la literatura (Fisher et al., 2010; Guerra et al., 2011; Echchelh, 2018; Hagström et al., 2016). La combinación de estas dos prácticas constituye en sí otra opción.

El agua de dilución de aguas de producción no necesariamente debe ser una fuente de alta calidad de agua dulce. El agua residual municipal tratada o aguas lluvias colectadas en campamentos e instalaciones pueden ser una alternativa de mezcla para las aguas de producción.

En California, la petrolera Chevron suministra agua al distrito Cawelo, 44 Mm<sup>3</sup> anualmente de agua de producción tratada, la cual es mezclada con agua dulce para irrigar 18,600 ha de cultivos alimenticios (Martel et al., 2016).

Del total de las aguas de producción alrededor del mundo, solo el 8,4% tiene potencial de reúso en riego respecto a la conductividad eléctrica y SAR (Echchelh, 2018). Dilución del agua, tratamiento de esta y manejo de suelo es requerido para mitigar estos riesgos de degradación de suelos. Los costos dependerán de diversos factores como el costo de

---

oportunidad, calidad del agua, costo de la energía, disponibilidad de agua en sitio, del mercado interno del cultivo y del costo de las otras alternativas de manejo

El uso de las aguas de producción en agricultura, forestal, y caudales ambientales, representa una fuente no convencional de agua viable, con el potencial de reducir el impacto económico y medioambiental de las actividades de disposición de agua en la industria de los hidrocarburos, así como de aliviar los sistemas hídricos que suministran agua a procesos productivos con consumo intensivo de agua (Martel et al, 2016).

Es esencial realizar la caracterización del agua acorde a la normatividad local o a las recomendaciones generadas por alguna institución de credibilidad global, antes de incorporar esta en el desarrollo de actividades productivas. Aunque se han realizado estudios y se conocen algunas experiencias en el uso de aguas de producción en el riego de cultivos, la información sobre la afectación de estas aguas en las plantas, animales, microorganismos y el medio ambiente es limitada; por lo que se recomienda siempre realizar experimentos que permitan el análisis en la respuesta de los organismos a la exposición a estas aguas (Martel et al, 2016).

En la mayoría de las referencias revisadas se usan un número insuficiente de variables para caracterizar la calidad de agua y los organismos en contacto con ella. La información disponible sugiere que existe el potencial en el agua de producción para ser utilizada en agricultura, cultivos forestales y silvícolas, y en ganadería; sin embargo su posible impacto medioambiental no es conocido con certeza absoluta (Martel et al., 2016).

Otras de las opciones de reúso se centran en actividades industriales, como puede ser agua para calderas y unidades térmicas. Dado que se puede decidir realizar el tratamiento mediante filtración por membranas de osmosis inversa y el producto obtenido de este proceso es agua desmineralizada, esta puede de ser de sumo interés para los procesos térmicos; en estos, aguas de excelentes calidades son altamente deseadas por el ahorro energético que pueden implicar, al reducir o eliminar purgas, así como reducir el número de incrustaciones o escalamientos que resultan en una reducción en la eficiencia de la transferencia de calor.

La construcción y el control del material particulado en vías destapadas es otra de las opciones de reúso. Especialmente el riego en vías toma importancia, dado que en muchos de los campos de producción el acceso por vías principales es limitado y se hace necesario construir vías, las cuales generalmente no se pavimentan. El pasó constante de vehículos de gran peso por las vías destapadas generan material particulado nocivo para la salud humana, además de problemas para los vehículos y para la misma vía por su pronto deterioro. Una de las medidas de control de este fenómeno es el riego constante de agua sobre estas vías, para lo cual las aguas de producción acondicionadas pueden representar una muy buena opción.

### **1.1.5 Hidrocarburos en Colombia y El Valle Medio del Magdalena.**

La industria del petróleo en Colombia ha cobrado importancia paulatinamente, y con ello la preocupación sobre su desempeño futuro, no solo por su aporte a la satisfacción de necesidades energéticas de la sociedad sino por su contribución a la economía colombiana en general.

Si bien aún no se puede hablar de nuestro país como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una región con una producción importante de crudo; actividad que tiene una repercusión estratégica en la participación del producto interno bruto (PIB), en el ingreso de divisas resultado de las exportaciones, en la incorporación de recursos fiscales vía impuestos, regalías, participación en las utilidades de la estatal petrolera, y en general por la actividad económica asociada al sector, relación con otros sectores productivos de la economía local a través de la compra y venta de insumos, bienes finales y con el mercado laboral por medio de la demanda por mano de obra de distinta índole (Cadena del Petróleo; 2013).

Respecto al estado actual de Colombia en relación a la industria de hidrocarburos se presenta el siguiente desempeño en los últimos años:

**Reservas de petróleo (Millones de barriles - MBIs) 2014-2017.**



Año	Reservas probadas. (MBIs)	Crecimiento (%)	Producción Anual (MBIs) (P)	Incorporación Anual (MBIs) (I)	Reemplazo reservas (I/P)
2014	2.308	-5,60%	361	224	6,4
2015	2.002	-13,30%	367	61	5,5
2016	1.665	-16,80%	324	-13	5,1
2017	1.782	7%	312	429	5,7

Tabla 1: Estadística Petrolera Colombia – Boletín Estadístico UPME 2018

Las zonas de producción se ubican en diferentes regiones, siendo los llanos orientales los que aportan una mayor producción. La ilustración 2, muestra la relación de producción de crudo entre departamentos.

Porcentaje de la participación por departamento en la producción anual de crudo

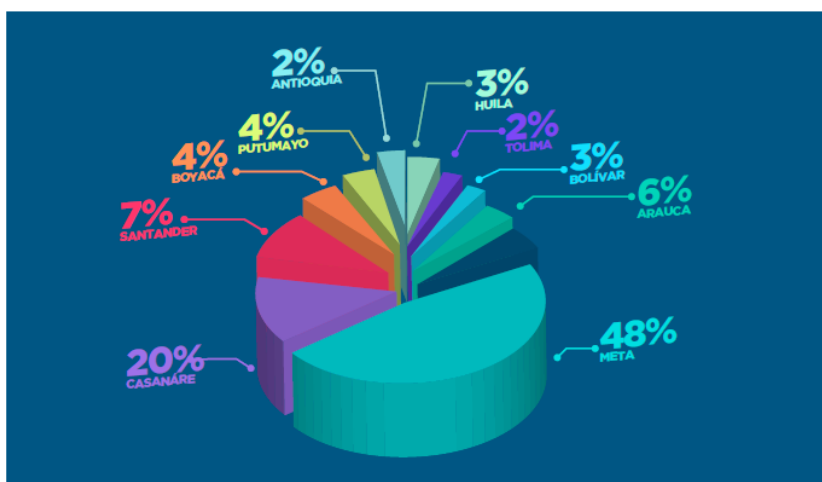


Ilustración 2: Producción de crudo por departamento; Boletín estadístico UPME 2018.

El Valle medio del Magdalena se consolida como la segunda área de mayor producción en Colombia, abarcando zonas en Santander, Boyacá, Antioquia, Cesar y Bolívar.

Adicionalmente se encuentra en curso el proyecto para el aprovechamiento de las fuentes costa afuera y la discusión sobre la pertinencia de incluir la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en la matriz energética; esta última

discusión se ha centrado en los últimos meses en iniciar una serie de proyectos pilotos en El Valle medio del Magdalena.

La actividad de explotación de hidrocarburos en Colombia siempre ha estado relacionada con la cuenca media del Río Magdalena. De hecho allí inicia la historia de la actividad petrolera; “los primeros registros históricos de la existencia de petróleo en Colombia se remontan a la conquista española, cuando las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada llegaron por el Río Magdalena a La Tora, un caserío de los Yariguíes situado en lo que hoy es Barrancabermeja” (Historia del petróleo en Colombia; ANH 2019). Se registra que el primer pozo productor, Infantas No 1, se perforo en 1918 e inicio la producción comercial en el año de 1921.

“En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: El descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Con este campo, la empresa y la industria en Colombia inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo” (Nuestra historia, Ecopetrol 2019).

La presencia de la refinería de Barrancabermeja, fortalece y concreta la importante influencia del sector hidrocarburos en la zona. La explotación petrolera posee estrechos vínculos con la región del Magdalena Medio, haciendo parte incluso de su identidad, tal como lo hace el rio que le da el nombre a la región.

Esta región está destinada a estar fuertemente ligada con la producción y refinación de hidrocarburos en el futuro próximo, por lo que es prioritario generar constantemente escenarios que permitan la mejora competitiva del sector y el beneficio de la región.

### Valle Medio del Magdalena.

Esta cuenca se encuentra ubicada entre las cordilleras central y oriental, está limitada al norte con el sistema de fallas Espíritu Santo, al noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, al sureste por el sistema de fallas Bituima y La Salina, al sur

con el cinturón plegado de Girardot y al oeste con los sedimentos del neógeno que cubren La Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central (SGC, 2014).

En la región se han priorizados nueve municipios distribuidos en cinco departamentos; Barrancabermeja, Puerto Wilches y Sabana de Torres en el departamento de Santander. Puerto Nare y Yondó en Antioquia. San Martín, Cesar. Cantagallo y San Pablo, Bolívar. Y Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá.

La producción petrolera se concentra en campos de gran importancia como Cira – Infantas, Casabe, Yariguí - Cantagallo, Palagua, entre otros; algunas de las empresas que se encuentran en actividades de exploración y producción en la región son: Ecopetrol, Petrosantander, Petróleos del Norte, Mansarovar Energy, ExxonMobil, Occidental de Colombia, Petro Andean, Shell, Colpan y Hocol (Nuñez J, 2016).

El mayor productor de crudo en la región es Ecopetrol, quien para finales del año 2018, según su reporte de sostenibilidad, logro una producción mayor a los 100.000 barriles diarios.

Los registros de producción que entregan las operadoras y que son presentados por la ANH como base para la liquidación de regalías, indican que la producción promedio es cercana a los 150.000 Bbls/día. Por su lado la exploración también se mantiene, Ecopetrol destaca la adquisición de 250 km<sup>2</sup> de sísmica 3D en el bloque De Mares (Ecopetrol, 2018).

La producción de hidrocarburos se destina para su tratamiento en refinería o para la exportación. Se producen crudos tanto livianos como pesados.

### **1.1.6 Aguas de producción en Colombia.**

El documento referencia del agua en Colombia es el Estudio Nacional del Agua; allí se presenta la información oficial estatal Colombiana respecto al estado hídrico nacional.

En la versión 2014 se hace referencia al uso de agua por el sector de hidrocarburos en sus apartados de demanda -Capítulo 4 y huella hídrica-Capítulo 5 (ENA, 2014).

En el capítulo de demanda se hace mención de las aguas de producción (Tabla 2: Recorte Tabla 4.3 ENA 2014 – Factor aguas de producción), presentando un factor de aguas de producción de 1,56 m<sup>3</sup>/Barril de crudo producido; sobre los vertimientos industriales los factores son: 0,095m<sup>3</sup>/Barril de crudo producido y 0,417m<sup>3</sup> de agua vertida/m<sup>3</sup> de agua de producción, es decir un 41,7% del agua producida es vertida a cuerpos de agua.

Sobre otros usos o destinos de los efluentes, se observa que el factor de reinyección para recobro mejorado es de 11,8%, la inyección para disposición final es del 46,1%, y riego en vías, aspersión y entrega a terceros un 0,4%.

<b>Factores de uso de agua en las fases productivas en hidrocarburos</b>		
<b>Fases- Actividades</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>Producción</b>		
Consumo de agua uso industrial.	m <sup>3</sup> /Barril producido	0,106
Consumo de agua uso domestico	m <sup>3</sup> /Barril producido	0,004
Vertimientos industriales	m <sup>3</sup> /Barril producido	0,095
Vertimientos domésticos	m <sup>3</sup> /Barril producido	0,002
<b>Aguas de producción</b>	<b>m<sup>3</sup>/Barril producido</b>	<b>1,56</b>
Reinyección para recobro mejorado	m <sup>3</sup> de agua reinyectada/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,118
Inyección como disposición final	m <sup>3</sup> de agua reinyectada/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,41
Vertimiento a cuerpos de agua.	m <sup>3</sup> de agua vertida/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,417
Riego en vías	m <sup>3</sup> de agua vertida/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,002
Aspersión	m <sup>3</sup> de agua vertida/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,001
Vertimiento entregado a terceros.	m <sup>3</sup> de agua vertida/m <sup>3</sup> de agua de producción	0,00056

Tabla 2: Recorte tabla 4.3 ENA 2014 – Factor Aguas de producción

Se hace énfasis en que los factores de consumo fueron proporcionados por la Asociación Colombiana del petróleo (ACP), en colaboración con las compañías asociadas.

En el capítulo de huella hídrica nuevamente se hace mención a las aguas de producción (Tabla 3: Tabla 5.22 – ENA 2014); allí se resumen los factores presentados en el Capítulo 4 y se establecen unos indicadores para el cálculo de la huella hídrica.

El Indicador de aguas de producción es de 1,56 (m<sup>3</sup>/Bbl).

Por otro lado el indicador parcial de aguas de producción (0,006 m<sup>3</sup>/Bbl), que se usa para el cálculo de la huella hídrica de las aguas de producción, considera que esta corresponde al agua que se evapora en actividades de riego en vías, aspersión y perdidas.

<b>Estimación del indicador de huella hídrica para el proceso de producción del petróleo.</b>		
<b>Indicador</b>	<b>Valor m<sup>3</sup>/barril producido</b>	<b>Observación</b>
Consumo de agua para uso industrial	0,106	La diferencia entre los datos de consumo y vertimientos, se considera como el indicador de huella hídrica.
Consumo de agua para uso domestico	0,004	
Vertimientos industriales	0,095	
Vertimientos domésticos	0,002	
<b>Indicador parcial</b>	<b>0,013</b>	
<b>Aguas de producción</b>	<b>m<sup>3</sup>/Barril producido</b>	
Aguas de producción	1,56	Agua utilizada
Reinyección para recobro mejorado	0,184	Agua que retorna
Inyección como disposición final	0,719	Agua que retorna
Vertimiento a cuerpos de agua	0,651	Agua que retorna
Riego en vías	0,003	Se considera agua que se evapora
Aspersión	0,002	Se considera agua que se evapora
Vertimiento entregado a terceros	0,001	Agua que retorna
Perdidas	0,0007	Se considera agua que se evapora

Indicador parcial aguas de producción	<b>0,006</b>	Se considera como huella hídrica, la cantidad de agua evaporada (riego en vías y aspersión), estas dos actividades corresponden al 0,34% de las aguas de producción. Suma indicadores parciales
Indicador final producción petróleo	<b>0,019</b>	

Tabla 3: Recorte Tabla 5.22 - ENA 2014.

En relación a la información sobre la calidad del agua asociada a la producción de hidrocarburos, el ENA indica que no es posible realizar la evaluación correspondiente debido a la ausencia de información suficiente.

Nuevamente se menciona que se usan los datos reportados por ACP en el informe de indicadores de consumo, uso, y disposición de agua por el sector de hidrocarburos (2013), para llevar a cabo el cálculo de la huella hídrica.

Posterior a la emisión del ENA 2014 la ACP publico dos reportes adicionales al usado por el ENA como fuente de información.

En el reporte de la ACP para el año 2015, se indica que “al comparar los volúmenes de agua de producción generados por cada barril de crudo producido, se obtiene un indicador de 1,91m³ de agua, lo que equivale, a 12,02 barriles de aguas de producción por barril de hidrocarburo producido” – Ilustración 3 (ACP, 2015).



Ilustración 3: Media producción de agua en Colombia [Reporte ACP 2015]

En relación al factor reportado en el 2013 (1,56m<sup>3</sup>/Bbl) el indicador incremento en un 22,4% para el 2015, lo que concuerda con la tendencia global de agotamiento de los campos y el incremento en la producción de agua.

Durante el desarrollo de este trabajo se presentó el Estudio Nacional del Agua – ENA versión 2018; en este, al respecto del sector de hidrocarburos y su demanda hídrica y huella hídrica azul, se incluye entre los sectores que no sufrieron una variación metodológica de estudio respecto al ENA 2014. La demanda y huella hídrica azul se estimaron con información suministrada por la ACP.

Realizando la estimación para el año 2016, se presenta una demanda hídrica de 581,3 millones de m<sup>3</sup> y una huella hídrica azul de 6,2 millones de m<sup>3</sup>. Al estar la estimación de producción de agua fijada directamente a la producción de hidrocarburos, se obtiene una reducción en volúmenes, debido a la menor producción de hidrocarburos que se ha presentado en los últimos años, impulsada principalmente por los bajos precios internacionales.

No se presentaron nuevos reportes de la ACP sobre el indicador de agua de producción durante el desarrollo de este trabajo.

Por su parte Ecopetrol reporta un aproximado de 380 Mm<sup>3</sup> producidos en el año 2018 (Ecopetrol, 2018) y lo contabiliza junto con los otros efluentes de la actividad, sumando un total de 420 Mm<sup>3</sup> anuales, de los cuales el 98,7% son de tipo industrial; la información no se encuentra desagregada para el VMM.

Al realizar una pequeña estimación sobre la relación entre el agua de producción reportada por Ecopetrol y la producción de crudo de esta compañía, se observa que no existe una gran diferencia respecto al indicador presentado para el año 2015 por parte de la ACP; el estimado de relación agua/crudo no supera los 2 m<sup>3</sup>/Bbl.

Los volúmenes de agua de producción posiblemente aumentaran a medida que el factor de relación agua-petróleo incremente y que la producción de hidrocarburos se haga más intensiva, como consecuencia de una señal económica favorable para la explotación de cualquier recurso energético, como lo es la creciente demanda de energía local y global.

### **Manejo aguas de producción Colombia.**

En cuanto al manejo de estas aguas de producción, la ACP (Informe de desempeño ambiental, 2015) indica que el 32% de las aguas de producción se dispone mediante vertimiento y el 68% se reinyecta a la formación. Ambas se realizan posteriormente a la realización del tratamiento necesario para satisfacer lo establecido por la normatividad nacional.

De las aguas dispuestas mediante vertimiento, tan solo el 2% aproximadamente es utilizado bajo reúso en riego sobre cultivos o sobre vías como medida de control de material particulado (ACP, 2015).

Respecto al manejo de aguas, Ecopetrol reporta que de los 420 Mm<sup>3</sup>/año de efluentes, 58% fueron dispuestos mediante reinyección final, 22% por vertimientos a cuerpos de aguas superficial, y el 20% reutilizado en actividades de refinación y recobro. Operaron 70 puntos de vertimiento de aguas residuales industriales, con un volumen total vertido de 91,5 Mm<sup>3</sup>, representando un incremento del 0,4% respecto al 2017. De estos el 97% es sobre cuerpos de agua superficiales, el 2% sobre aguas marinas y el 1% restante en suelos y alcantarillados (Ecopetrol, 2018).

La compañía resalta que el vertimiento solo se realiza cuando no es posible llevar a cabo el reúso o la reinyección, y que este se ejecuta una vez realizado el tratamiento necesario y en puntos debidamente licenciados por las autoridades ambientales, cumpliendo con todos los requerimientos normativos.

Ecopetrol cuenta con una estrategia de gestión integral del recurso hídrico y es signatario de la iniciativa Mandato Por El Agua (CEO Water Mandate), parte del pacto mundial de Naciones Unidas; la estrategia se evalúa bajo indicadores de volumen de agua extraída, fuentes de agua significativamente afectadas por la extracción, y volumen de agua reutilizada.



Para el Magdalena Medio no existe un reporte específico en relación al volumen o calidad de las aguas producidas. No es del todo válido o correcto realizar un cálculo con la producción y el factor de producción de agua, puesto que ya como se mencionó anteriormente, esta relación varía considerablemente entre campos e incluso entre pozos.

Sobre el manejo que se le da a los efluentes, se obtiene alguna información a través de un estudio de La Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA, 2016), quien publicó un par de reportes sobre el estado de los recursos naturales en el Valle Medio del Magdalena, dividido en zonas centro y zona sur; en estos se deposita información al respecto de los licenciamientos ambientales otorgados para la disposición de efluentes de la actividad de hidrocarburos.

Referente a la zona centro del VMM, en donde se destaca la presencia de Barrancabermeja, Puerto Wilches y Sabana de Torres, para el 2016 existían 243 puntos de vertimiento licenciados sobre cuerpos de agua (79%) o suelo (21%) con un caudal de 1359 L/s, del cual el 98% se vertió sobre corrientes hídricas (ANLA, 2016).

Sobre las aguas subterráneas relacionadas a los proyectos de hidrocarburos se efectuaron análisis de calidad en función de valores de pH, conductividad eléctrica, sólidos disueltos totales (SDT), y coliformes totales y fecales, obtenidos de muestras en pozos, manantiales, aljibes y piezómetros presentes en la zona de influencia; no se presentan análisis de hidrocarburos totales, y metales pesados por falta de información (ANLA, 2016).

Se resalta en el análisis, que este es de tipo descriptivo y se basó en los valores promedios de las mediciones registradas por las compañías operadoras, por lo que la incertidumbre respecto a estos es alta (ANLA, 2016).

Los valores obtenidos indican condiciones aceptables o normales a excepción de las mediciones en los piezómetros, donde se presentan valores de conductividad eléctrica superior a los 1000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  y sólidos totales mayores a 600 mg/L; se especifica que de 274 registros, 14 presentaron valores superiores a los 4000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  y 6 por encima de los

20.000  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , todos estos registros en los campos Cantagallo y Superintendencia de Mares (ANLA, 2016).

Se identificaron 720 pozos inyectoros, tanto de disposición de aguas residuales como para recobro mejorado. En el caso de la refinería de Barrancabermeja se mencionan la perforación de pozos de remediación entre las acciones por parte de Ecopetrol para recuperar un acuífero local somero afectado por hidrocarburos disueltos y libres (ANLA, 2016).

En la zona sur el caudal de vertimiento autorizado es de 5,04 L/s, distribuido en 19 puntos de vertimiento. Sin embargo se resalta que la mayoría de los proyectos presenta licencia para la entrega de aguas residuales a terceros; la información sobre las licencias a estos terceros no se encuentra disponible (ANLA, 2016).

Sobre la calidad de agua, se especifica que los análisis se han enfocado en la Ciénaga Palagua, dada su importancia socioeconómica y medioambiental; se identificó que la relación entre  $\text{DBO}_5$  y la DQO es mayor a 10, indicando que la principal fuente de demanda de oxígeno son componentes inorgánicos. Si bien no puede comprobarse que estos se deben exclusivamente a la industria de los hidrocarburos, la presencia de hidrocarburos en la ciénaga confirma su influencia en este factor; las actividades agropecuarias de la región constituyen otro posible aportante de carga inorgánica (ANLA, 2016).

Finalmente sobre las aguas subterráneas, bajo la misma metodología y limitaciones que para la zona centro, se identifica un comportamiento similar, obteniendo esta vez valores de conductividad superiores a 700  $\mu\text{S}/\text{cm}$  y sólidos totales mayores a 700 mg/L en los piezómetros, mientras que en los otros puntos el comportamiento es “normal”. Se registran 113 pozos inyectoros, 55 para recuperación de hidrocarburo y 58 para disposición final de efluentes (ANLA, 2016).

## **Reúso Agua de Producción – Colombia.**

Respecto a Colombia, son pocas las experiencias de aprovechamiento de AP controladas y registradas; incluso como se expuso anteriormente la información sobre volúmenes y calidades es limitada.

Recientemente la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria - CorpolCA (Almansa-Manrique, et al. ,2018) , publico los resultados de una serie de trabajos de investigación, en los que se evalúan la reutilización de aguas de producción tratadas en actividades agropecuarias, en el área de los llanos orientales colombianos (Acacias y Villavicencio – Meta).

El convenio fue firmado por Ecopetrol y CorpolCA en el año 2011, con el objetivo de evaluar el efecto del uso de aguas de producción tratadas en el suelo, en el crecimiento y producción de cultivos forestales, y en la reproducción y productividad de ganado vacuno y aves de corral.

En el Centro de Investigación La Libertad, bajo condiciones controladas se sembró caña de azúcar (*S. Officinarum*) y pasto elefante (*P. Purpureum*), y se les suministro dos calidades de agua hasta alcanzar la cosecha; la primera calidad corresponde al agua de producción tratada en la estación Apiay de Ecopetrol y la segunda agua proveniente de pozo profundo, es decir un acuífero subterráneo (CI La libertad).

Se evaluó el rendimiento del cultivo como la cantidad de materia verde generada (Ton /ha), durante 4 ciclos de corte para la caña y 6 ciclos de corte para el pasto a lo largo de cuatro años continuos. Adicionalmente se realizó el monitoreo semanal del agua y semestral de algunas propiedades edáficas como: Densidad aparente, porosidad total, estabilidad de agregados, conductividad eléctrica, pH, contenido de Ca, Mg, K y Na, concentraciones de metales pesados y contenido de hidrocarburos de petróleo totales.

En cuanto a la crianza de ganado vacuno, los estudios se realizaron entre el 2011 y 2015. Se usaron 48 vacas F1 del sistema doble propósito, divididas en dos grupos de igual número; al primer grupo se le suministro agua de producción tratadas del campo Castilla y al otro grupo las aguas provenientes del campo Apiay. Se establecieron 5 configuraciones de aguas para mezclas entre aguas de producción tratadas (APT) y agua de pozo profundo (APP): 100% APT, 50% APT-50%APP, 25%APT - 75%APP y 100%

APP como control. La evaluación se realizó mediante la ganancia de peso en 210 días en el ciclo de destete y la producción de leche total con apoyo del ternero, así como una evaluación de diferentes tejidos vivos post mortem de algunos ejemplares.

Para las aves de corral, se seleccionaron 200 animales de 1 día de nacidos, y se les suministró agua en las mismas configuraciones que las del ganado vacuno durante 385 días; se evaluó la ganancia de peso acumulado, número de huevos al día, peso de los huevos y tipificación del huevo.

Como resultado se obtuvo que no existe evidencia alguna de afectación en la producción y calidad de biomasa, ni en la de la producción animal. Respecto al suelo no hubo cambios negativos en cuanto a la densidad aparente, porosidad y estabilidad de agregados; pero se presentó un aumento en los contenidos de Ca, Mg, K y Na, así como la capacidad de intercambio catiónico en el suelo.

Por otro lado, Ecopetrol cuenta con permiso de reúso de 99.000 Bbls/día de agua de producción para el riego del proyecto: Área de Sostenibilidad Agro-Energética (ASA), en el área de Castilla- Meta en los llanos orientales Colombianos.

Para la región del VMM, no existe en el reúso un proyecto referente enfocado en el riego. Sin embargo si existe una estrategia conjunta entre la ANH y Ecopetrol, para el reúso en actividades de refinación en Barrancabermeja y mediante la reinyección para recobro mejorado a lo largo de los diferentes campos de la cuenca; en general la estrategia de recobro mejorado es de tipo nacional, con el objetivo de incrementar la producción y las reservas probadas.

La información relacionada a los volúmenes de agua producida es escasa y parece aceptarse como referencia la obtenida bajo el cálculo efectuado mediante el indicador que presenta la ACP como factor de relación agua-petróleo. No existen registros desagregados de producción por campo.

En general existe un vacío en la información relacionada a los volúmenes de agua de producción, así como de su destino final. Colombia no es la excepción, dado que la

---

atención que en general se la ha prestado a estos efluentes ha sido mínima. La falta de interés de las compañías productoras, así como la incapacidad estatal, no ha permitido reunir suficiente información de calidad al respecto de las AP's.

Las mercancías con algún valor económico como el crudo y el gas, deben ser medidos con instrumentos calibrados que garanticen su confiable medición. Por otro lado los volúmenes de agua producida son normalmente medidas con menor rigurosidad; se utilizan métodos como aproximación por peso de los tanques, capacidad y tiempos de bombeo, entre otros (Veil J; 2015).

Es difícil encontrar Información disponible y precisa sobre los volúmenes de agua de producción. En la mayoría de los campos los volúmenes de agua no es monitoreada constantemente; se realizan estimaciones basadas en mediciones intermitentes y su combinación para generar un estimado compuesto. Por otro lado existen algunos factores institucionales, que afectan la precisión de la información y su cadena de custodia desde el campo hasta la agencia encargada de almacenarla.

Una de las conclusiones principales del reporte de Agua de producción para Estados Unidos, (Veil J, 2015) es que no es fácil obtener estimaciones de la generación y manejo de las aguas de producción. Así mismo se resalta que sin un cambio real sobre la metodología de registro y manejo de la información de los volúmenes de agua producida y el manejo que se le da a esta, es poco probable que se lleven a cabo cambios efectivos en el manejo y cuantificación de las aguas producidas en el futuro (GAO U.S., 2012).

Contraria a la producción de hidrocarburos, los cuales tienen un alto valor económico, el volumen de agua producido no es monitoreado y medido estrictamente por las operadoras; como consecuencia los registros de producción de aguas no son certeros debido a la falta de rigurosidad en el reporte y monitoreo (Clark, 2009).

Si la información de los volúmenes de AP's es escasa, la referente a la calidad de esta es casi nula; este hecho se encuentra directamente relacionado con el método final de manejo. La principal opción de manejo es la reinyección para disposición, y esta no exige parámetros especiales a diferencia de la remoción de aceites y sólidos suspendidos, para

mantener las buenas condiciones del pozo de inyección, y en algunos casos se tiene cuidado con sustancias que pueden incidir en la integridad del pozo como lo son sulfuros.

La información de las aguas subterráneas también es mínima. Según el ENA 2018 solo se posee información suficiente para la gestión de aproximadamente el 31% de los acuíferos, el restante 69% se mantiene en un nivel general de desconocimiento.

Al respecto de cuando se lleva a cabo la gestión mediante vertimiento, las compañías operadoras deben realizar un reporte de las condiciones del efluente antes de realizar el vertimiento. En general la operadora siempre reporta el cumplimiento de la normatividad; mas no existe el control eficaz por parte de otro ente que permita cerciorar estas condiciones. “Persisten las deficiencias de información y de monitoreo para consolidar la evaluación integral y confiable de las cargas contaminantes puntuales y difusas (generadas, tratadas y vertidas)” (ENA 2018).

Las falencias de información en cuanto a la calidad del agua, no es un problema exclusivo del sector hidrocarburos; a nivel nacional el desconocimiento del estado cualitativo del recurso hídrico es generalizado. El Estudio Nacional del agua 2018 resalta que es necesario intensificar el monitoreo nacional y regional de calidad del agua, ya que la información actual es inexacta e insuficiente para llevar a cabo una evaluación integral.

Existen muy poca información y datos disponibles sobre la calidad de las aguas de producción asociadas a las operaciones del sector hidrocarburos. Esto hace que sea difícil determinar el destino final de los contaminantes presentes en estas aguas, así como si las afectaciones medioambientales se deben a derrames, un manejo pobre de los fluidos o a malas prácticas de construcción de los pozos (Puls & Sanders; 2017).

Es posible afirmar finalmente que la única certeza existente, es que no hay información suficiente y de calidad que permita analizar completamente el comportamiento y las posibles afectaciones de las aguas de producción sobre el recurso hídrico en Colombia.

La incertidumbre es alta teniendo en cuenta que la presencia de agua no garantiza su posibilidad de uso, pues este depende estrictamente de la calidad que presente el

recurso. Cuando el estado de calidad del agua es deficiente la rehabilitación de esta demanda numerosos y valiosos recursos como energía, materiales y mano de obra.

### **1.1.7 Normatividad:**

Uno de los determinantes o restricciones del manejo de las aguas de producción es la legislación o normatividad vigente; la legislación pretende dictar las reglas de desempeño que deben cumplir las actividades asociadas a la explotación de los recursos.

Las diferentes legislaciones han tenido un comportamiento progresivo respecto a la protección al recurso hídrico por parte del sector hidrocarburos. Sin embargo como ha sucedido en todos los sectores, una legislación más exigente, no necesariamente se ve reflejada en el mejoramiento inmediato de las prácticas y del recurso. Al respecto, la gobernanza es un factor vital en el cumplimiento de la normatividad.

Los entidades públicas y privadas generalmente carecen del poder de credibilidad de mandato o de “un ambiente favorable” para lograr influenciar a los implicados, así como de las capacidades para llevar a cabo sus funciones de forma eficaz (World Bank, 2017).

La imposibilidad de garantizar el cumplimiento de la normatividad y de llevar a cabo el control por parte del estado, así como el estado social y tecnológico actual, han generado que nuevamente se replanteen los mecanismos de gestión.

### **Colombia.**

Existen en Colombia dos referentes en cuanto a las aguas de producción de hidrocarburos. El Decreto 1594 de 1984, el cual rigió el manejo del agua en el sector hidrocarburos en el periodo comprendido entre 1984 y 2015, durante el cual se dio la mayoría del desarrollo del sector de hidrocarburos en Colombia, y la Resolución 0631 del 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). Ambas enfocadas en el uso o manejo de efluentes en función de algunos parámetros de calidad.

Es importante resaltar que ambas normas fueron concebidas desde la perspectiva de dictar condiciones para todos los tipos de efluentes (Domésticos y No Domésticos) presentes a nivel nacional. No existe legislación especial para el manejo de AP's.

El Decreto 1594 de 1984, no hacía una referencia específica a la industria de los hidrocarburos, siendo esta incluida entre todas las industrias como un solo sector. Esta norma establecía que el manejo de los efluentes industriales se realizará bajo el cumplimiento de un porcentaje de remoción de la carga contaminante y se mencionaban algunas sustancias de control con una carga máxima permitida en unidades de masa/volumen de agua. Sobre el reporte de vertimientos, se hace mención de aquellos que superen cierto límite de carga para algunos contaminantes, pero no se estipula como se debe realizar el reporte.

La resolución 0631 de 2015 logra ser un poco más específica; hace distinción sobre los vertimientos de aguas residuales industriales asociadas a actividades de hidrocarburos y establece los valores límite de referencia para parámetros como pH, DQO, DBO<sub>5</sub>, SST, SSED, Grasas y Aceites, Fenoles, Cloruros y Sulfatos. Adicionalmente también se requiere el análisis y reporte (A&R) de hidrocarburos y de metales y metaloides, los cuales por su potencial contaminante son sumamente importantes en el análisis y tratamiento de AP. Los valores límites de referencia para Aguas de producción se pueden ver en el ANEXO I.

Se aclara que en caso de que el vertimiento se haga sobre un cuerpo de agua que “tenga como destinación el uso del agua para consumo humano y doméstico, y/o pecuario, la concentración de hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) deberá ser menor a 0,01mg/L”. Se especifica que no se admite el vertimiento de aguas de producción de HC's no convencionales.

Llama la atención que entre los parámetros no se encuentra el reporte de conductividad eléctrica; si bien se reportan iones como cloruros, fluoruros y sulfatos, y estos están directamente relacionados a este parámetro, la conductividad es un indicador importante en el control de la calidad de las AP debido a la facilidad de medición, interpretación y reporte.



La transición se dio en el marco del Decreto 3930 del 2010 y el posterior Decreto 4728 del 2010, del entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, donde se establece que se deben definir parámetros y límites máximos permisibles para los vertimientos.

Estos dos decretos buscan reglamentar en general diferentes aspectos relacionados al manejo y ordenamiento del recurso hídrico (Decreto 3930 y 4728 del 2010, MADS).

En estos se hace referencia a la reinyección de residuos líquidos para HC's la cual debe ser evaluada en el EIA presentado en la búsqueda de la licencia ambiental; de la posibilidad de requerir parámetros más restrictivos cuando el PORH así lo exija; sobre la disposición de residuos líquidos mediante infiltración, según lo dispuesto en el PMA y POMCA respectivos. Igualmente un plan de contingencias en caso de derrames de hidrocarburos.

También se decreta que es necesario establecer un protocolo de monitoreo de los vertimientos en aguas superficiales y subterráneas, en donde deben considerarse aspectos como puntos de control, la infraestructura técnica mínima requerida, la metodología para la toma de muestras y los métodos de análisis para parámetros a determinar en los vertimientos y en los cuerpos de agua o sistemas receptores.

Finalmente de carácter punitivo, se menciona la posibilidad de la suspensión de actividades industriales cuando no sea posible garantizar el cumplimiento de los límites establecidos. En las actividades industriales productivas, donde sin lugar a duda el tiempo es uno de los factores más importantes, la interrupción de estas por cualquier que sea la causa es una opción casi que inaceptable; por lo que el cumplimiento de lo establecido debe ser considerado como uno de los objetivos estratégicos en la operación de las compañías productoras.

Cuando la disposición de efluentes sea realizada mediante terceros, la empresa o persona que contrate estos servicios, debe cerciorarse que estos cumplan con sus obligaciones medioambientales. Lo que mantiene cierto grado de responsabilidad sobre el generador del efluente.

La obtención del permiso de vertimientos es un procedimiento en el cual se debe entregar toda la información relacionada al generador del vertimiento, así como las características del efluente y el lugar donde se hará. Este procedimiento tiene costo. En el Artículo 42 del Decreto 3930, se establecen los requisitos para la solicitud del permiso (Anexo II).

Otro procedimiento establecido bajo este decreto es el de evaluación ambiental del vertimiento; donde se detalla información técnica y social, de la actividad o proceso que genera el vertimiento, así como el tratamiento propuesto y un análisis “predictivo” de los impactos que pudiesen generar los vertimientos. Las condiciones detalladas se encuentran en el Artículo 43 (Anexo III).

En especial sobre el tratamiento se debe realizar una descripción de la operación del sistema; se deben presentar el diseño conceptual y de ingeniería básica, memorias técnicas del diseño, y los planos del sistema de tratamiento. Por otro lado se debe especificar la eficiencia esperada en el tratamiento, así como un plan de gestión del riesgo y de manejo de los residuos generados en manejo del efluente.

Finalmente como factor importante, se decidió que a partir de la expedición de la Resolución 631, el actor que tuviese permiso de vertimiento bajo la resolución anterior (Res. 1584), tendría un plazo de 2 años para el inicio del cumplimiento de la norma, y en caso de que sea necesario llevar a cabo un plan de reconversión tecnológica, este podría optar por 3 años más de plazo para el cumplimiento.

Recientemente se reglamentó el vertimiento en suelo, mediante el decreto 050 de 2018 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. En este se estipulan una serie de obligaciones para optar por esta opción de disposición de efluentes.

La elaboración de la línea base del suelo, en la cual se lleva a cabo una caracterización fisicoquímica y biológica del suelo donde se llevara a cabo el vertimiento. Se destacan parámetros como la conductividad hidráulica, la retención de humedad, profundidad efectiva, población biótica del suelo y en casos donde se determine necesario analizarla,

---

la razón de absorción de Sodio –RAS. El total de las propiedades solicitadas se muestran en el ANEXO IV.

También es obligatorio desarrollar la línea base del agua subterránea. En esta el objetivo fundamental es determinar la dirección del flujo de aguas subterráneas; adicionalmente es necesario referenciar las propiedades físico-químicas y microbiológicas del suelo antes de la iniciación del proyecto. La totalidad de parámetros se presentan en el Anexo V.

En cuanto a la disposición de vertimientos, se deben describir los sistemas y los equipos para el manejo de la disposición del vertimiento. Este punto se enfoca en analizar el mecanismo de descarga y en la modelación del flujo y transporte.

Quizás uno de los aspectos más importantes es el monitoreo del suelo donde se ejecuta el vertimiento. Se reglamenta que es necesario idear un plan de monitoreo, donde se registrara el potencial hidráulico en el subsuelo con una frecuencia establecida por la autoridad ambiental. El monitoreo debe realizarse en función de la caracterización del efluente, incluyendo las grasas y aceites. Es importante resaltar que se estipula que en caso de que se evidencien cambios en la capacidad de infiltración del suelo o de los parámetros de calidad del suelo, el vertimiento debe ser suspendido por completo. Finalmente es necesario contar con un plan de cierre y abandono del área de disposición.

Se hacen dos referencias especiales a las actividades de hidrocarburos. La primera asociada a la explotación no convencional, en cuyo caso, toda actividad de vertimiento sobre suelos se encuentra prohibida. La segunda en referencia a actividades de exploración, el operador debe identificar las zonas donde se efectuará el vertimiento, en base a la zonificación ambiental estipulada en el EIA.

Respecto al reúso de aguas, el estado Colombiano ha dispuesto la Resolución 1207 del 2014, “por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el reúso de aguas residuales tratadas”. El reúso es considerado como una de las estrategias principales en cuanto al ahorro y uso eficiente del agua.

En este procedimiento existen dos actores principales, el usuario generador y el usuario receptor. El agente receptor asume la responsabilidad de garantizar el cumplimiento con los parámetros de calidad adecuados para el reúso y no es posible que el generador obtenga un lucro por el suministro de esta. El generador deberá instalar en el punto de entrega al receptor la infraestructura necesaria para monitorear la cantidad y calidad del agua entregada.

No se hace distinción de ningún tipo en cuanto a aguas relacionadas a la industria de los hidrocarburos; incluso no se segrega en aguas domésticas y no domésticas. Es posible realizar el reúso en actividades agrícolas e industriales, siempre que se cumpla con unos valores límite para algunos parámetros, según el fin de reúso. El reúso en actividades agrícolas, excluye el uso en cultivos de consumo directo humano o animal; en el caso de riego de pastos y forrajes para alimento animal, existe un tiempo mínimo de espera de 15 días de asimilación y estabilización, para que estos puedan ser utilizados.

Para obtener el licenciamiento de reúso por parte de la autoridad ambiental, el agente receptor deberá llevar a cabo una modificación en la concesión de aguas y en la licencia ambiental o plan de manejo ambiental; también deberá diseñar un protocolo de monitoreo.

Para el reúso en actividades agrícolas, adicionalmente es necesario el monitoreo de suelos, cuerpos de aguas superficiales, y subterráneas que se encuentren dentro del área de influencia del área donde se efectúa el reúso del agua.

El usuario receptor de agua de reúso, y que pretenda utilizar está en actividades agrícolas, deberá entregar en el proceso de obtención o modificación de la concesión de aguas el análisis del suelo que permita establecer grados de restricción en cuanto a salinidad, sodicidad, toxicidad, RAS, porcentaje de sodio posible (PSP), salinidad efectiva y potencial, carbonato de sodio residual y demanda bioquímica de oxígeno.

## OECD.

En el año 2018 la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE, por sus siglas en inglés) invito a Colombia a ser un país miembro de dicha organización.

---

Esta agrupa naciones entorno a la colaboración en temas de interés global, nacional, regional y local, mediante desarrollos y estándares comunes que buscan aprovechar el conocimiento colectivo y los valores comunes de estas naciones (OECD, 2018).

Los recursos hídricos, componente indispensable en la supervivencia humana y de su desarrollo son parte de la cooperación mutua. Este recurso con sus condiciones y comportamiento natural puede convertirse en una causa común de desarrollo y entendimiento entre pueblos.

La OECD recomienda a sus miembros implementar políticas relacionadas al agua, que se ajusten a sus condiciones locales; administrando el recurso mediante una combinación de políticas y decisiones sobre la demanda del agua, la promoción de su uso eficiente, disponibilidad en la zonas donde más se necesita y finalmente prevenir, reducir y gestionar la contaminación del agua en todas sus fuentes (OECD Work on Water, 2018-2019).

Entre las recomendaciones para garantizar la disponibilidad del agua, se menciona la necesidad de promocionar el uso eficiente del agua, de forma que se aligere la presión sobre las fuentes, especialmente en aquellas zonas donde se presenta escasez y en donde la competencia entre sectores se intensifique, teniendo en cuenta siempre los flujos ambientales y la recarga de acuíferos subterráneos.

Algunas medidas de promoción del uso eficiente, hacen referencia a la implementación de cargos monetarios a la extracción y uso del agua, así como el apoyo a tecnologías eficientes en el uso del agua o al uso de fuentes no convencionales de agua, como lo son las aguas tratadas enfocadas en el reúso.

En zonas donde existe poca información sobre la disponibilidad y uso del agua, o donde los costos de gestión son muy altos, como lo es el caso de las aguas subterráneas, recomienda llevar a cabo una gestión con enfoque colectivo.

Se insta a mejorar el conocimiento respecto al uso del agua y sus límites de sostenibilidad, mejorando el monitoreo de las fuentes de agua y usos, las condiciones de las cuencas, el estado de los ecosistemas, y las interconexiones entre agua superficial y

subterránea, para así poder tomar decisiones robustas que permitan administrar los requerimientos medioambientales y garantizar la disponibilidad futura del recurso.

Al respecto de la contaminación del agua, la organización recomienda “prevenir, reducir y administrar la polución del agua, desde todas sus fuentes, difusas y puntuales, así como prestar especial atención a los contaminantes emergentes”.

Como estrategia, se propone asignar recursos humanos, técnicos, científicos y financieros de manera adecuada, de tal forma que se permita gestionar la cantidad y calidad de los efluentes. Se hace especial énfasis en la necesidad de generar mecanismos que permitan monitorear los efluentes y hacer pública esta información.

También identifica la necesidad de actualizar los estándares objetivos en calidad del agua acorde a los desarrollos científicos y las tecnologías con mayor relación costo-eficacia.

Aconseja combinar regulación con instrumentos económicos y voluntarios, para promover que los generadores de contaminación reduzcan sus emisiones.

Sobre problemas específicos, se insta a garantizar la coherencia entre el agua y las políticas de los diferentes sectores como la energía, industria, etc. Para esto se deben eliminar todos los incentivos que puedan resultar en prácticas perjudiciales para el recurso hídrico, tales como subsidios a fertilizantes, pesticidas, entre otros.

Puntualmente sobre los sistemas de tratamiento de aguas residuales, la instrucción es adoptar las medidas administrativas, financieras y técnicas necesarias para garantizar la correcta operación de estos. De manera que estos puedan ser construidos, operados y mantenidos de forma rentable.

Uno de los aspectos más relevantes y necesario para llevar a cabo la implementación eficaz es el aspecto de gobernanza. Para esto es necesario administrar el agua en la escala apropiada, buscando identificar las condiciones locales y fomentar la coordinación entre las diferentes escalas.

Se debe producir, actualizar y compartir oportunamente la información y los datos relacionados al uso del agua. Así como promover el monitoreo y evaluación de la política hídrica y de los aspectos de gobernanza, compartiendo los resultados públicamente y de manera transparente, realizando los ajustes a los que haya a lugar.

Se recomienda la adopción e implementación de prácticas innovadoras de gobernanza. También es preciso incentivar el interés y compromiso de los diferentes actores, para obtener retroalimentación de estos.

Finalmente la OECD hace un llamado a mejorar la gestión burocrática.

A continuación se presentan en la ilustración 4 los principios de gobernanza recomendados por la OECD.

Principios de gobernanza del agua OECD.

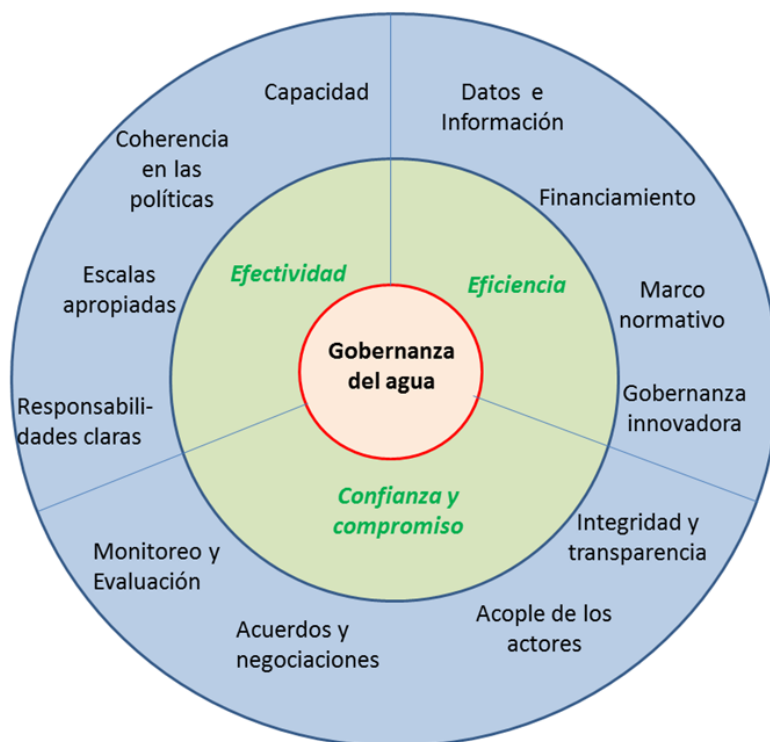


Ilustración 4: Principios de gobernanza OECD

## Banco Mundial.

Otra organización de referencia y con gran influencia sobre el estado Colombiano es el Banco Mundial. Esta es quizás es una de las entidades con mayor cobertura a nivel global al asociar 189 naciones de las 194 existentes.

El Banco Mundial define sus objetivos como eliminar la pobreza extrema, incrementar la cooperación y prosperidad común de todos sus asociados, y promover el desarrollo sostenible. Para esto se ha convertido en una de las fuentes más grandes de financiación y proveedor de conocimiento para las naciones en desarrollo (World Bank, 2019).

El Banco Mundial también emite una serie de recomendaciones a las naciones miembro, con el objetivo de lograr el desarrollo sostenible. Entre las pautas para el medio ambiente, salud y seguridad (Environmental, Health, and Safety- EHS Guidelines), uno de los apartados se destina a la calidad del agua y a las aguas residuales (Banco Mundial, 2007).

Debido al alto potencial de impacto sobre los cuerpos de agua superficial, subterráneos y sobre el suelo, es necesario garantizar la protección y conservación a largo plazo. Para esto insta a los generadores a diseñar e instalar adecuadamente los mecanismos necesarios para prevenir cualquier afectación a la salud pública, o generar contaminación; así como garantizar el mantenimiento correspondiente de dichos sistemas para permitir su operación efectiva.

En caso de que el vertimiento se haga sobre el suelo, recomienda garantizar que este se realice en áreas con suficiente nivel de percolación respecto a la intensidad del efluente. Así como que el sistema sea instalado sobre suelo estable y con suficiente distancia hasta el nivel freático o cualquier otro cuerpo receptor de agua, a fin de evitar su posible afectación.

Al respecto de los tratamientos y los sistemas que ejecutan este, identifica como una necesidad el entendimiento de la calidad, cantidad y frecuencia de las fuentes de efluentes, incluyendo conocimientos sobre su ubicación, integridad de las conducciones del flujo y los puntos de descarga; así mismo recomienda planear e implementar la



segregación de efluentes industriales, sanitarios y agua lluvias, de forma que los sistemas de tratamiento puedan enfocarse en las características puntuales de cada uno de estos.

Como medida para prevenir la contaminación por efluentes y reducir los volúmenes de aguas residuales, se recomienda el análisis de reúso dentro de sus propias instalaciones y procesos, lo que requiere una reevaluación y rediseño de los procesos.

Al respecto del cumplimiento, insta a evaluar los efluentes en función de la normatividad existente y de la calidad del agua necesaria para llevar a cabo el reúso en un proceso específico, a fin de encontrar la mejor opción para el generador.

Finalmente invita a los productores de efluentes, a revisar sus procesos, con el objetivo de identificar oportunidades de control en la fuente.

El banco presenta una lista de posibles métodos de control para diferentes contaminantes presentes en el agua (Anexo VI).

Se hace mención sobre el hecho de que los procesos de tratamientos de agua, en su mayoría tienen una particularidad, y es que como tal generan sus propias emisiones de contaminantes. Sobre las emisiones al aire estas pueden incluir ácido sulfhídrico, metano, ozono, compuestos orgánicos volátiles, químicos volátiles gaseosos y bioaerosoles. Los olores fuertes pueden generar predisposición por parte de las comunidades locales e incluso del personal asociado al tratamiento, es por esto que este factor es de suma importancia en la selección de la mejor opción de tratamiento.

Otro de los subproductos del tratamiento que deben ser gestionados con especial atención, son los lodos resultantes, los cuales deben ser evaluados caso por caso a fin de establecer sus constituyentes tóxicos o peligrosos.

## Estados Unidos.

Estados Unidos es la nación con mayor historial y relación con la producción de hidrocarburos; actualmente es el principal productor global, hito obtenido gracias a sus desarrollos tecnológicos. Adicionalmente su influencia sobre Colombia es incuestionable.

A diferencia de Colombia, la mayoría de los pozos de explotación son de tipo no convencional. La mayoría de los estudios y normatividades no distingue entre técnicas de explotación, y el agua de producción es considerada para todas las prácticas de producción, incluyendo operaciones en tierra con pozos convencionales y no convencionales, así como la explotación costa afuera.

Al respecto de las prácticas de manejo en explotación en tierra, cerca del 93% de las aguas de producción son reinyectadas; 46% son inyectadas con fines de recobro mejorado, 40% en pozos de inyección no comerciales y 7% en pozos comerciales de disposición. El restante 7% del total de AP's se dispone 3% a través vertimientos, 3,5% mediante evaporación y 0,5% en reúso (Veil, J; 2015).

La producción de agua se concentra en algunos estados. Texas es el principal productor de hidrocarburos y de agua, esta última con un estimado del 35% del total nacional. Al respecto de los otros estados no existe una correlación directa entre su participación en la producción de HC y su puesto en la producción de agua (Veil, J; 2015).

A diferencia de Colombia, en Los Estados Unidos, la regulación y prácticas para la explotación de hidrocarburos varían entre estados; más de 30 estados incluyen entre sus actividades económicas la producción de HC's, teniendo así más de 30 diferentes regulaciones asociadas. La razón principal de esto son las diferencias físicas y sociales entre los estados.

De orden Federal o Nacional, el referente es el Acto o Ley por el agua limpia (Clean Water Act - CWA), que busca administrar las necesidades de calidad de los cuerpos de agua disponibles. Esta prohíbe la descarga de contaminantes de fuentes puntuales sobre aguas Estadounidenses, a excepción de aquellas autorizadas en dicha ley y decreta que las descargas deben ser autorizadas por el Sistema Nacional de Eliminación de Descargas Contaminantes (National Pollutant Discharge Elimination System - NPDES).

Para esto establece la estructura básica para regular la descarga de contaminantes sobre el agua y le da autoridad a la Agencia de Protección Ambiental (EPA) para

implementar programas de control de la contaminación, así como establecer los requerimientos y limitantes de contaminantes para alcanzar los objetivos en cuanto a calidad del agua.

Esta ley establece dos aproximaciones para los permisos de vertimiento, el control basado en la tecnología, el cual establece la base del desempeño para todas las descargas, y límites basados en la calidad del agua, donde los límites basados en la tecnología son insuficientes para alcanzar los estándares mínimos de calidad del agua para la descarga.

Sobre el control basado en tecnología, la ley para el agua limpia, autoriza a la EPA a establecer los límites nacionales para efluentes basados en la tecnología y nuevos estándares de desempeño para la fuente emisora de descargas (New Source Performance Standards - NSPS) directas sobre aguas estadounidenses. El grado de control que puede ser alcanzado usando diferentes tecnologías para el control de contaminantes es la base para la formulación de las pautas sobre efluentes y NSPS.

La EPA promulgo las pautas nacionales para efluentes y NSPS para actividades industriales, clasificando los contaminantes en tres tipos:

- Contaminantes convencionales (Sólidos suspendidos totales, grasas & aceites, demanda bioquímica de oxígeno, coliformes fecales y pH).
- Contaminantes tóxicos (Ejemplos: Metales como Arsénico, Mercurio, Selenio y Cromo; Así como contaminantes orgánicos como Bencenos, Fenoles y Naftalenos) Especificados en la sección 307<sup>a</sup> de la Ley 40 CFR 401.15 y en apéndice A del apartado 423.
- Contaminantes no convencionales, los cuales son contaminantes que no han sido categorizados como convencionales o tóxicos, como lo son los sólidos totales disueltos, Nitrógeno amoniacal y Fosforo.

Como se mencionó anteriormente las descargas directas sobre cuerpos de agua deben cumplir con los requerimientos especificados en NPDES. Estos límites son derivados de las pautas para efluentes y NSPS.

Para la extracción de hidrocarburos, la EPA emitió un instructivo de pautas y estándares para los efluentes de la actividad: La norma final “40 CFR part 435”. La primera versión de la norma fue promulgada en 1979, con posteriores revisiones en 1993, 1996, 2001 y finalmente en el 2016. La norma aplica para todas las actividades de explotación, como lo son la exploración, perforación, completamiento y producción, tanto para operaciones en tierra como costa afuera (EPA, 2016).

La norma o ley “40CFR part 435”, realiza la siguiente subdivisión en relación a los efluentes industriales de la explotación de HC’s: Costa afuera, en tierra, costera, uso del agua en caudales ambientales y agricultura, y pozos en agotamiento.

Al respecto de los efluentes generados sobre la plataforma terrestre, basándose en la disponibilidad y economía de la inyección subterránea, las limitaciones determinadas por la mejor tecnología disponible exigen cero descargas directas de contaminantes sobre los cuerpos de agua.

En cuanto al uso de efluentes como agua con fines ambientales o para agricultura, se limita a las aguas de producción con suficiente calidad para ser usada exclusivamente en estos fines. Puntualmente la concentración de grasas y aceites no puede superar 35mg/L.

Para la inyección, la ley o acto por la seguridad al agua potable, sección 1421, la EPA promulgo una regulación para proteger las fuentes de agua subterránea a través del programa de control de inyección subterránea (UIC por sus siglas en ingles), el cual regula la inyección de fluidos al subsuelo. La norma correspondiente se encuentra clasificada como la “40 CFR partes 144 a 148” y prohíbe toda inyección de fluidos que no sea previamente autorizada por UIC. Los pozos relacionados a la producción de gas y crudo son clasificados como de Categoría II (Class II UIC Wells) y deben obtener un permiso con dicha denominación.

Al igual que en la descarga superficial, existe una gran diferencia entre estados al respecto de la protección del agua subterránea. Las razones para estas diferencias son

---

aspectos como la calidad del agua, la profundidad de las fuentes, la disponibilidad y su actual uso.

La EPA ha establecido un estándar federal de 10.000 partes por millón (PPM) como el límite máximo en sólidos disueltos totales presente en aguas subterráneas de forma que sea acorde a su definición de “agua fresca”. Sin embargo dadas las variaciones entre estado, se decidió usar el término genérico de agua subterránea, para aquella agua contenida en un medio geológico y que pueda ser designado por el estado, como agua capaz de ser usada para propósitos domésticos, industriales o municipales, según las condiciones de cada estado.

Los requerimientos para garantizar la protección del agua subterránea, incluyen: Especificaciones sobre el procedimiento de obtención del permiso, la perforación y construcción del pozo, manejo de los fluidos de exploración y producción incluida el agua de producción, abandonos temporales de los pozos, cierre y abandono de los pozos, y otras actividades.

Se identifica específicamente el proceso de cementación del pozo como un elemento importante al respecto de la protección de aguas subterránea, dado su objetivo de aislar las zonas de agua fresca y aguas subterráneas de los fluidos que se encuentran al interior del pozo. La construcción, inspección y control, y el abandono de pozos cuenta con una reglamentación estricta y debe ser uno de los factores de mayor atención.

Estado de la legislación:

La legislación existente parece ser una regla estricta y de carácter impositivo, dictada desde una entidad central, y rigiendo por igual a todos los sectores con actividades económicas que puedan generar afectaciones al recurso hídrico.

Sin embargo la eficacia de este tipo de gestión, de carácter punitivo, no es la deseada; parece existir un consenso al respecto que existe suficiente legislación, normatividades y leyes que dictan las reglas de control establecidas, más la implementación y control de éstas es prácticamente nulo.

Esto es consecuente con la afirmación del programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente, en la cual se informa que se registra un aumento en la legislación ambiental mundial, pero un fracaso en su aplicación (PNUMA, 2019).

La creación de ministerios, agencias y otro tipo de oficinas, parece igualmente tener un efecto mínimo en la efectividad de la gestión. En cambio van en contravía de las recomendaciones de aligerar la burocracia y evitar el comportamiento lento en la toma de decisiones, característico de un sistema vertical y rígido.

La implementación efectiva de límites de contaminantes, depende en parte de la tecnología disponible para tratar los efluentes, pero también hay aspectos socio-económicos que terminan viabilizando la implementación eficaz de estas tecnologías o técnicas. La normatividad y política de gestión por su lado debe entender e incluir estos dos aspectos.

La legislación debe dividirse en un aspecto estrictamente técnico en cuanto a límites de contaminantes que pueden ser liberados al medio ambiente, el cual debe tener un carácter restrictivo, y otro que se centre en los aspectos socio-económicos y tenga un carácter colaborativo.

El no propiciar una modificación en la legislación y control de los efluentes de producción y mantener el régimen impositivo de una serie de normas dictadas, más casi nunca verificadas e incluso cumplidas, solo lograra que con el transcurso del tiempo los conflictos se intensifiquen hasta el punto en donde las decisiones generalmente se traducen en cambios abruptos.

## 2. Estado del arte del concepto Nexo Agua-Energía.

En búsqueda de maximizar los beneficios obtenidos de los diferentes recursos naturales, en los recientes años se ha desarrollado una corriente que plantea la administración de los recursos bajo una idea de “Nexo”, en la cual se busca entender las relaciones entre diferentes sistemas de recursos que normalmente son gestionados aisladamente; un ejemplo de esto lo constituye el Nexo Agua-Energía, en el cual se asocia el comportamiento de los sistemas energéticos a los recursos hídricos, a fin de optimizar su uso y salvaguardar así su suministro.

El Nexo entre la energía y el agua es natural. Teniendo en cuenta la importancia de estos dos recursos, es necesario ejecutar la gestión de manera conjunta, de forma que se obtenga un balance o estabilidad entre los factores implicados en ambos subsistemas y así garantizar su aprovechamiento sostenible.

En general no existe un concepto fijo o proceso estándar de Nexo, pero internacionalmente se interpreta como un proceso de unir ideas y acciones de los diferentes actores en todos los niveles, con el objetivo de alcanzar el desarrollo sostenible (Endo, Tsurita, Burnett, & Orencio, 2017). El Nexo propicia la cooperación intersectorial y da la oportunidad de incluir diferentes disciplinas en la gestión de los recursos naturales (Endo et al., 2017).

No hay un consenso de definición de nexo (Smajgl, Ward, & Pluschke, 2016) dado las diferentes interpretaciones, sectores y contextos, así como el perfil de sus investigadores. El contenido del concepto Nexo es tan rico que no puede ser interpretado desde una sola

perspectiva; se define desde tres aspectos que se complementan entre sí: Métodos analíticos, herramientas de gestión y disciplina emergente (Keskinen et al., 2016;).

La investigación en el Nexo Agua-Energía cubre un amplio rango que abarca tecnología, medioambiente, y asuntos económicos, sociales, políticos y legales (Yoon, 2018).

El Concepto Nexo permite un entendimiento holístico de las consecuencias indeseadas de algunas políticas, tecnologías y prácticas. Representa una manera multidimensional de investigación científica que busca describir las complejas y no lineales interacciones humanas (Howarth & Monasterolo, 2016).

Se ha discutido sobre los beneficios y potenciales del Nexo respecto al concepto de agua virtual o huella hídrica e incluso al respecto de su relación a la gestión integrada del recurso hídrico; la GIRH se encuentra enfocada en el sector o lado agua y restringe su interacción con otros sectores, mientras el Nexo es más abierto y facilita la colaboración de los sectores implicados mejorando la eficiencia en el uso de los recursos (Endo et al., 2017).

El factor humano juega un papel importante en la gestión de los recursos naturales. Este es particularmente irregular, por lo que al modelo de gestión tan solo le queda lidiar de la mejor forma con esto.

En algunos casos los deseos e intereses individuales de ciertos actores implicados van en contravía de las estadísticas y tendencias, lo que altera la efectividad de implementación de algunos modelos. Tener en cuenta estas decisiones individuales y libres, bajo mecanismos como los de negociación y compensaciones, e incluirlos en la gestión de los recursos naturales, permite maximizar los intereses conjuntos y que se pueda llevar a cabo la implementación efectiva de sistemas de gestión y manejo de recursos.

Alejarse de esta presunción conduce a la destrucción de recursos aprovechables, una ralentización en el alcance de los objetivos de desarrollo sostenible y a la generación de conflictos intensos por el uso de los recursos. La implementación de un sistema que



---

aplique medidas estrictamente científicas, no necesariamente significara la mejor toma de decisiones posible. Estas deben ser enmarcadas en un contexto social o humano.

El enfoque Nexo se aleja de la planeación neutral, filosofía en la gestión integrada de recursos hídricos, e incluye las decisiones de tipo político que se relacionan con la infraestructura y la prestación de servicios. Esto implica que se considera que las decisiones políticas pueden incluir argumentos poderosos que influyen en las políticas, programas y proyectos, en comparación a los estrictamente científicos (Kurian, 2017).

En algunos casos la crítica al manejo integrado de recursos hídricos se centra en que este enfoque omite la dimensión política o humana y se limita a una planificación y participación neutral bajo unos límites naturales. El Concepto de Nexo responde a esto mejorando el entendimiento, de que medidas pueden ser realmente efectivas en su implementación para el desarrollo sostenible. “El enfoque Nexo arroja luces en la dimensión de gobernanza introduciendo conceptos de negociación, retribuciones, sinergias y limitantes” (Kurian, 2017).

Puede haber importantes retribuciones que se realicen con apoyo político. Por ejemplo lograr un balance entre la equidad y la eficiencia; la gestión de recursos naturales puede no influir automáticamente en la pobreza (Kurian & Ardakanian, 2015).

Solo existe una forma de establecer si el Nexo es una mejora respecto a la “gestión integral del recurso hídrico – GIRH” en términos globales de desarrollo sostenibles: la efectividad en su implementación.

La implementación efectiva normalmente está respaldada por ciencia robusta, sin embargo el soporte de ciencia robusta no significa automáticamente la implementación efectiva de esta; esta es la lección clave que surge de la investigación sobre el enfoque Nexo para la gestión de los recursos naturales (Kurian & Ardakanian, 2015).

A medida que se presenta un incremento en el crecimiento económico y poblacional, y los recursos escasean, la relevancia del nexo se vuelve evidente. La gestión del Nexo no solo estimulara objetivos de desarrollo sostenibles y estabilidad entre los usuarios de los

recursos, sino que también facilitara la transición hacia un ecosistema global integrado que permita mejorar las estrategias de manejo de los recursos (De Amorim et Al, 2018).

El Nexo puede ser clasificado de diferentes maneras. Por número de nodos, los cuales en el caso de Agua-Energía son dos, aunque podría expandirse a 3 incluyendo alimento en el caso del Nexo Energía-Agua-Alimento. Puede también ser por el arreglo entre los nodos y el nexos; en el caso en que uno de los recursos tenga mayor importancia que el otro, se podría hablar de Nexo no centrado, mientras que si ambos recursos toman la misma relevancia, será un Nexo centrado (Kurian, 2017).

Existen varias metodologías de investigación del Nexo. Los objetivos de investigación, intereses, escalas, disponibilidad de información, entre otros son factores críticos a la hora de decidir el enfoque de investigación del Nexo; no existe un enfoque único aplicable a todos los escenarios o modelos (Endo et al., 2015).

Pero, ¿cómo desarrollar entonces el Nexo? Lo primero y evidente, parece ser, identificar los vínculos existentes entre los recursos energéticos y los hídricos, con el objetivo de entender su complejidad y reconocer las interrelaciones, normalmente el nexos es estudiado desde la perspectiva de un recurso hacia el otro. Estas aproximaciones se conocen como agua para energía y energía para agua (Yoon, 2018).

Al descomponer el sistema en varios subsistemas, se puede clasificar las preguntas de investigación como análisis de relaciones internas, análisis de impactos externos y la evaluación de sistemas acoplados.

El análisis de las relaciones internas muestra algunas características generales al captar las interacciones entre diferentes sectores. El análisis de impactos externos incluye las posibles incidencias que puedan tener sobre el sistema Nexo factores externos como el crecimiento poblacional, el cambio climático, accidentes de contaminación y asuntos políticos; esta frontera formada representa los límites del modelo y delimita los alcances de este, solucionando muchos de los inconvenientes iniciales al plantearse el Nexo (Yoon, 2018).

---

Finalmente, se debe realizar la evaluación del sistema Nexo en términos de efectividad, resiliencia y sostenibilidad (C. Zhang et al., 2018).

Dado que no existe una definición única, tampoco se ha determinado por completo una metodología única del modelamiento del Nexo. Sin embargo existe consenso que se hace necesario poder cuantificar el Nexo existente entre los recursos, generar una metodología clara de desarrollo del modelo, llevar a cabo un análisis sistemático y poder evaluar el modelo mediante indicadores tangibles. Justamente la evaluación continua y retroalimentación del modelo constituye uno de los pilares de la filosofía del Nexo.

Parecen existir dos categorías de definición o puntos de aproximación al Nexo (C. Zhang, Chen, Li, Ding, & Fu, 2018).

La primera definición de Nexo hace referencia a las interacciones entre los diferentes sistemas o sectores. El objetivo es el de entender el comportamiento y características generales de cada uno de estos a través de sus vínculos.

En la segunda, la cual es predominante, el Nexo es presentado como un método de análisis cuantitativo de los vínculos entre los diferentes nodos del Nexo. La FAO identifica que la utilidad del Nexo se fundamenta en analizar sistemáticamente los vínculos entre los sistemas humanos y naturales, y así producir una gestión integrada de los recursos naturales, a través de los diferentes sectores y escalas, construyendo sinergias y manejando las relaciones entre estos (FAO, 2014).

La mayoría de las investigaciones sobre el Nexo Agua–Energía son estudiadas desde una perspectiva de ingeniería, la cual usa análisis cuantitativos basados en la información nacional disponible (Yoon, 2018).

Para esto se han desarrollado y utilizado metodologías como modelos, índices integrados, mecanismos de gestión económica que buscan representar de la mejor manera los vínculos y los flujos de intercambio de los recursos energéticos e hídricos.

Los métodos usados en el análisis del Nexo incluyen contabilidad, evaluación o análisis del ciclo de vida, modelos regionales o comunitarios, cálculos y matemáticas

estadísticas, casos de estudio, y sistemas de información geográfica. Entre las técnicas más comunes se encuentran la contabilidad y los casos de estudio, sin embargo la evaluación del ciclo de vida cada vez gana mayor popularidad. Los enfoques analíticos son usados por administradores del agua y tomadores de decisiones que buscan cumplir la reglamentación y políticas, para alcanzar múltiples objetivos de manera económica y eficiente (Yoon, 2018).

Recientemente (Zhang, 2018) se realizó una revisión sobre los estudios realizados del Nexo; en la ilustración 5 la cual se tomó y adaptó de esta revisión, se intenta resumir las tendencias de investigación según la escala, el tipo de Nexo estudiado, los objetivos de investigación y el método asociado. Este resumen resulta sumamente útil y práctico al momento de asimilar los alcances y opciones del nexos, así como al dar una primera aproximación de la escala a la que se desea modelar el Nexo y las herramientas necesarias para esto.

Escala de investigación.	Interdependencias	Prioridades de investigación.	Métodos de investigación.
<b>Escala Global</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Agua- Energía.</li> <li>➤ Alimento-Agua- Energía.</li> <li>➤ Clima-Alimentos- Economía.</li> <li>➤ Clima-Agua- Energía- Alimentos.</li> </ul>	<p>Investigación de impacto de los patrones de consumo y actividades económicas.</p> <p>Mejoramiento seguridad alimento, energía y agua.</p> <p>Impacto del cambio climático, diseño y gestión de políticas de mitigación.</p> <p>Ecosistemas o evaluación de sostenibilidad.</p> <p>Desarrollo de herramientas de modelamiento de sistema integrados .</p>	<p>Investigación y matemática estadística.</p> <p>Modelos de equilibrio general computable.</p> <p>Análisis econométrico.</p> <p>Análisis de redes ecológicas.</p> <p>Índices integrados.</p>
<b>Escala Nacional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Agua- Energía.</li> <li>➤ Alimentos-Agua.</li> <li>➤ Alimentos- Energía- Agua.</li> <li>➤ Clima- Energía-Agua.</li> <li>➤ Clima-Agua- Energía.</li> <li>➤ Clima- Energía-Agua- Alimentos.</li> </ul>	<p>Investigación de acuerdos comerciales, fundamentalmente las cadenas de suministro de agua, energía y alimentos.</p> <p>Mejoramiento seguridad alimento, energía y agua.</p> <p>Impacto del cambio climático, diseño y gestión de políticas de mitigación.</p> <p>Promover la coherencia en la generación de políticas.</p> <p>Desarrollo de herramientas de modelamiento de sistema integrados .</p>	<p>Investigación y matemática estadística.</p> <p>Modelos de equilibrio general.</p> <p>Análisis econométrico.</p> <p>Análisis de ciclo de vida.</p> <p>Modelos de sistemas dinámicos.</p>
<b>Escala Cuenca</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Agua- Energía</li> <li>➤ Energía -Alimentos.</li> <li>➤ Energía -Agua- Alimentos</li> <li>➤ Clima-Agua- Energía- Alimento</li> </ul>	<p>Identificar los inconvenientes en el nexo.</p> <p>Investigación de acuerdos comerciales, fundamentalmente las cadenas de suministro de agua, energía y alimentos.</p> <p>Mejoramiento de la eficiencia del uso de recursos.</p> <p>Alcanzar la sostenibilidad de largo plazo, administrando las relaciones entre el agua, energía y alimentos.</p> <p>Desarrollo de herramientas de modelamiento de sistema integrados .</p>	<p>Investigación y matemática estadística.</p> <p>Análisis de ciclo de vida.</p> <p>Modelo basado en agentes.</p>
<b>Escala ciudad o comunidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Agua- Energía.</li> <li>➤ Agua- Energía- Alimentos</li> <li>➤ Clima-Alimento- Energía -Agua.</li> </ul>	<p>Identificar los inconvenientes en el nexo.</p> <p>Mejoramiento de la eficiencia del uso de recursos.</p> <p>Desarrollo de herramientas de modelamiento de sistemas integrados.</p> <p>Identificación de opciones medioambientales.</p> <p>Identificación segregada de los impactos generados.</p>	<p>Investigación y matemática estadística.</p> <p>Análisis de redes ecológicas.</p> <p>Modelos de sistemas dinámicos.</p> <p>Índices integrados.</p> <p>Modelos físicos.</p>

Ilustración 5: Métodos de aplicación Nexo - Resumen Adaptada de Zhang, 2018.

En esta revisión se identifican ocho aproximaciones predominantes (Zhang ,2018): Métodos estocásticos, (computable general equilibrium model)-CGE, análisis de ciclo de vida, análisis econométrico, análisis de redes ecológicas, modelos con sistemas dinámicos, modelo basado en agentes, e índices integrados (C. Zhang et al., 2018).

Los métodos estadísticos basan su desarrollo en datos públicos, muestreos, y encuestas a paneles de expertos, y dan una aproximación cuantitativa del comportamiento de los recursos y del Nexo a través del análisis de datos; estos métodos fallan en la capacidad de expresar los mecanismos internos que determinan dicho comportamiento

El modelo de equilibrio general (Computable general equilibrium model) es un tipo de modelo económico que permite evaluar los impactos de las políticas en lo

correspondiente a lo económico. El resultado del modelo depende altamente de la calidad de la información, y de la capacidad de interpretación de la información de salida, dado que una hipótesis errónea puede resultar en un alejamiento de la realidad.

Los análisis econométricos emplean también métodos estadísticos, fundamentalmente regresiones múltiples, y representan el nexo a través de ecuaciones matemáticas. Los resultados son generalmente expresados en términos monetarios o indicadores.

El análisis de “redes ecológicas” toma los sistemas como la integración de diversos actores que se conectan o comunican mediante interacciones; esto permite identificar y estudiar los flujos directos e indirectos de los recursos. Este tipo de análisis también permite la introducción de métricas para su análisis. Su principal desventaja radica en que debido a las complejas interacciones el modelo es de alguna manera estático, dado que su evaluación se debe llevar a cabo para condiciones determinadas.

El análisis de ciclo de vida es un método ampliamente utilizado en el cálculo de los impactos ambientales en todo el desarrollo de un producto; también es usado en el análisis de impacto de diferentes políticas. El ciclo de vida tiene en cuenta las señales directas e indirectas en los flujos de estos recursos (Retamal et al., 2008), por esta razón es usado generalmente para analizar el Nexo en pequeñas escalas, para tecnologías particulares o usos específicos. Este método presenta dificultades en la desagregación de la información económica nacional como fuente principal de información.

Los sistemas dinámicos permiten un análisis del comportamiento global de un sistema, mediante la división en subsistemas y una estructura establecida de relaciones entre estos; este tipo de modelo puede incluir retroalimentaciones. El principal obstáculo para este tipo de modelos es su complejidad respecto al volumen y calidad de información, así como en los cálculos requeridos.

Los modelos basados en agentes parten del hecho en que cada actor o agente toma decisiones autónomas en función de sus intereses particulares, enmarcados en un contexto social. Nuevamente se requieren grandes cantidades de información con el objetivo de modelar efectivamente cada uno de los agentes.

Finalmente los índices integrados buscan representar las características de un sistema mediante indicadores. Estos permiten cuantificar el comportamiento de ciertas propiedades del Nexo independientemente de que tan complicado puedan presentarse las interrelaciones (Endo et al., 2015).

Cada una de estas metodologías posee fortalezas y debilidades respecto a las otras, más todas persiguen el mismo objetivo de permitir la cuantificación del Nexo y con esto poder evaluar de forma objetiva el comportamiento y utilidad del modelo de gestión.

En general es posible adoptar una o varias de estas metodologías con el fin de darle un componente cuantitativo al sistema de gestión, añadiendo robustez y credibilidad. Sin embargo la elección dependerá de los objetivos del modelo, de las capacidades de implementación y ejecución, y de la información disponible; así mismo el modelo debe preservar la efectividad en la reproducción del comportamiento del sistema, la máxima simplicidad posible, y ser eficiente en cuanto a los recursos requeridos versus los beneficios obtenidos por su implementación.

## **2.1 Nexo Agua-Energía en las aguas de producción de hidrocarburos.**

En el caso de las aguas de producción se da un vínculo especial al encontrarse un doble sentido. El hidrocarburo que representa una fuente de energía se encuentra presente naturalmente con agua, la cual debido a su calidad se hace necesario sea manejada de forma especial a fin de evitar la afectación medioambiental y social; dicho manejo demanda a su vez energía. Se podría afirmar que la huella energética total o la eficiencia global energética de los hidrocarburos se verían afectadas al tener en cuenta la inversión de energía necesaria para el manejo de sus subproductos.

Desde la perspectiva de agua para energía, el agua necesaria para la producción de energía mediante hidrocarburos, centra su comportamiento en las aguas de producción.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, 2006), comparo los estimados de volumen de agua requerida por potencia desarrollada para diferentes fuentes de energía. Se observa en la Tabla 4, que la explotación tradicional requiere una cantidad de agua particularmente pequeña respecto a las otras fuentes; sin embargo las nuevas técnicas como el recobro mejorado o la explotación de arenas bituminosas implican un incremento considerable en el uso del agua.

	Materia prima	Agua para energía (L/MWh)	Transformación	Agua para energía (L/MWh)
<b>Petróleo</b>	Tradicional	11-25		89-232
	Recobro mejorado	176-32,143	Refinación de crudo	
	Arenas bituminosas	250-6,429		
<b>Biocombustibles</b>	Maíz	32,413-357,143	Etanol	168-179
	Soya	178,571-964,286	Biodiesel	50
	Azúcar	N/A		
<b>Carbón</b>	Carbón	18-250		500-786
<b>Gas</b>	Gas tradicional	Mínima		25
	Gas de esquisto	129-193		

Tabla 4: Volumen de agua por Potencia desarrollada.

En el sentido energía para agua, el consumo de energía se centra en el movimiento y tratamiento de las aguas de producción. Para el movimiento normalmente se emplea bombeo o transporte en camiones, y en cuanto al tratamiento, este toma especial relevancia cuando se requiere obtener calidades superiores y se hace necesario incluir tecnologías con filtración por presión o procesos térmicos.

Existe una relación quizás no tan evidente. Realmente el sentido energía para el agua toma mayor relevancia en el manejo de este tipo de aguas, al ser la demanda energética la que impulsa la producción de agua y por lo tanto los servicios de manejo; al fin y al cabo sin demanda energética de hidrocarburos no existiría el agua de producción.

Sin embargo el Nexo es mucho más que estas simples “coincidencias” o relaciones. Las particularidades de cada recurso, la importancia de cada vínculo entre los recursos, las relaciones internas, las relaciones externas, el comportamiento acoplado, las variaciones en el tiempo, hacen parte de la construcción de un modelo que logre captar las señales



más importantes en el comportamiento de los recursos y así lograr una representación acertada para la posterior toma de decisiones e implementación efectiva de medidas de manejo.

Respecto a estudios existentes sobre el agua de producción desde la filosofía de Nexo Agua-Energía se destaca uno desarrollado por la institución Estadounidense, The United States Government Accountability Office, en el año 2012; enfocándose éste en la información disponible sobre las aguas de producción.

El estudio anteriormente mencionado buscaba responder las siguientes preguntas: ¿Qué información hay respecto a los volúmenes y calidad del agua de producción proveniente de la industria del petróleo y gas? ¿Qué prácticas son generalmente usadas para manejar y tratar el agua, y que factores indican en esta decisión? ¿Cómo el manejo de agua de producción es regulado por los estados y a nivel federal? ¿Qué esfuerzos en investigación y desarrollo se han llevado a nivel federal durante los últimos 10 años referentes a las aguas de producción?

Para responder estas inquietudes se llevó a cabo una extensa revisión literaria, se realizaron entrevistas a expertos y visitas a campos de producción y tratamiento de aguas, en un proyecto de aproximadamente 2 años de duración.

El estudio se llevó a cabo bajo los estándares de auditoría aceptados por el gobierno Estadounidense, los cuales exigen que sea llevado a cabo un plan y desarrollo de la auditoría que permita reunir suficiente y apropiada evidencia que soporte de manera razonable y robusta las conclusiones que buscaban atender los objetivos o preguntas anteriormente mencionadas (GAO, 2012).

La revisión se centró en el manejo y regulación de las AP's en nueve estados: California, Colorado, Kansas, Louisiana, New Mexico, Oklahoma, Pennsylvania, Texas, y Wyoming, los cuales fueron seleccionados por que allí se concentra aproximadamente el 90% de la producción de estas aguas.

Parte del trabajo consistió en definir con los actores implicados las reglas mismas de la generación del Nexo. Esto no implica que los actores directamente implicados no tengan

responsabilidad sobre actores externos; Existen premisas irrefutables que deben garantizarse, como lo son la disponibilidad de información de calidad de forma libre y bajo corresponsabilidad entre los diferentes implicados.

Entre las conclusiones se destaca que el determinante principal para el manejo de las AP's es monetario; por este factor y debido a la pobre calidad de las AP's la práctica preferida es la reinyección subterránea para disposición final.

Es importante resaltar que Estados Unidos incluye entre sus procesos de producción de HC's métodos como el fractura miento hidráulico y la extracción de aceites de arenas y esquistos bituminosos; estas prácticas aún no son permitidas por Colombia.

### 3. Metodología

Se realizó una revisión completa de las aguas de producción de hidrocarburos en bases de datos, información emitida por las compañías productoras y entidades estatales encargadas del control medioambiental, revistas y boletines, bases de patentes, entre otros, tanto en Colombia como en experiencias internacionales; se enfocó la búsqueda en información sobre cantidades, calidades, tratamientos, métodos de manejo, y usos finales.

Otro de los aspectos importantes sobre el cual se llevó a cabo una revisión fue la normatividad, y las formas y contexto de cómo fueron desarrolladas estas. Se analizó normatividad en Colombia, Estados Unidos, y las recomendaciones emitidas al respecto por la OECD y el Banco Mundial.

Tras analizar la información obtenida e identificar el concepto de Nexo Agua-Energía, se llevó a cabo un análisis de los casos existentes referente a este concepto de nexo y las actividades de explotación de hidrocarburos a nivel global, determinando que esta sería una muy buena alternativa como mecanismo de abordaje en la búsqueda de la implementación efectiva de medidas de control de contaminantes y la garantía de su control.

Con la revisión del concepto nexo y los casos referentes de aguas de producción, se procedió a llevar a cabo una primera evaluación o aproximación del estado del nexo en el Valle Medio del Magdalena.

Se buscó e identificó los actores claves en el Nexo y su razón de ser e intereses en las aguas de producción. Se analizaron las interdependencias existentes entre la energía y el agua, para las aguas de producción en esta región, así como los factores externos que

pueden tener una directa incidencia sobre el nexo. Se formularon los límites del modelo de gestión y se identificaron el tipo de restricciones a los que se puede ver confrontado.

Al encontrar que el estado del nexo en las aguas de producción en el Valle Medio del Magdalena es prácticamente nulo, se procedió a generar una propuesta sobre condiciones, métodos, herramientas y metodologías que pueden significar un primer y gran paso en la adopción de esta filosofía de gestión.

Finalmente se identifican oportunidades y retos relacionados a la gestión de las aguas de producción, bajo la perspectiva de Nexo. Se dan recomendaciones sobre futuros trabajos y acciones que deben ser desarrolladas en el contexto del nexo.

## 4. Nexo Agua-Energía en las aguas de producción de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena.

Debido a la falta de información y a la limitada capacidad de control del manejo de las aguas de producción, no se aplica un método riguroso en intención de evaluación del nexo. Al no existir una metodología única o establecida para formular el nexo, se pretende dar un primer paso al identificar el estado actual del nexo agua energía en las aguas de producción de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena, y posteriormente se emiten una serie de recomendaciones y opciones para iniciar la adopción del concepto nexo en la gestión de estos recursos.

Para esto se identifican los actores principales y sus intereses en este nexo, también se ejemplifican algunos factores externos que pueden alterar las condiciones del nexo, se analizan y plantean los límites del nexo, así como las restricciones a tener en cuenta, y finalmente se lleva a cabo una valoración del estado actual del nexo.

Por otro lado se llevan a cabo una serie de propuestas para el desarrollo de la filosofía de gestión nexo en el VMM, teniendo en cuenta las oportunidades y retos presentes en este mismo; entre estas se encuentran algunas que intentan abordar aspectos tecnológicos actuales para el manejo de las aguas y control de la calidad de efluentes.

### **4.1 Actores principales y sus razones de ser en la industria.**

Se identifican los principales implicados en la explotación de hidrocarburos y la producción de agua asociada, así como sus intereses o anhelos respecto a cómo se desarrolla esta actividad.

Un actor directo se define como una persona, organización o institución, cuyas decisiones y acciones impactan directamente los sistemas de agua y energía (B. Daher *et al.*, 2019).

#### **4.1.1 Comunidades y autoridades locales.**

Hace referencia a la población que se encuentra espacialmente dentro del área de influencia de los proyectos asociados a la cadena de los hidrocarburos, en especial las actividades de explotación.

Debido a que su cotidianidad o condiciones normales de vida se ven alteradas radicalmente bajo la influencia de los proyectos, las comunidades esperan una compensación o retribución. A su vez estas buscan asegurarse que exista una forma de protegerse de los riesgos asociados a la actividad.

Los principales municipios implicados en la industria de los HC's en el VMM son Barrancabermeja, la cual concentra la mayor influencia debido a la refinería que allí opera, Cantagallo, Puerto Boyacá, Puerto Wilches, Puerto Nare, Sabana de Torres, San Martín, San Pablo, y Yondó, en cuyas jurisdicciones, normalmente en sus zonas rurales, se concentra la producción y exploración

Barrancabermeja con una población aproximada de 191.000 habitantes y Puerto Boyacá con aprox. 57.000, son los municipios más grandes de la región. Los otros municipios tienen comunidades menos numerosas, San Pablo 36.000, Puerto Wilches 32.000, Yondó 20.000, Puerto Nare 19.000, San Martín 19.000, Sabana de Torres 18.000, y Cantagallo con 10.000 (DANE, 2019).

### **4.1.2 Gobierno Colombiano.**

El Estado Colombiano es el dueño del subsuelo y de los recursos que allí se encuentran. En la estructura gubernamental al respecto de los hidrocarburos el responsable es el Ministerio de Minas y Energía; Ecopetrol se encuentra vinculada a este Ministerio.

Este Ministerio es una entidad pública nacional del nivel superior ejecutivo central y su responsabilidad es “administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación, restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental, señalados por la autoridad ambiental competente” (Minenergía, 2019).

Respecto a la protección de los recursos naturales del medio ambiente, y como autoridad ambiental se encuentra el Ministerio de Ambiente, quien se encarga de “definir la política Nacional Ambiental y promover la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables, con el objetivo de asegurar el desarrollo sostenible y garantizar el derecho de todos los ciudadanos a gozar y heredar un ambiente sano” (MADS. 2019).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fue creada por el Ministerio de Minas y Energía en el año 2003, con el objetivo de eliminar el monopolio petrolero de Ecopetrol, la cual desarrollaba actividades de reguladora y productora. Es la responsable de promover la exploración y explotación de HC´s. La ANH lleva a cabo: la asignación de áreas, contratación con las compañías operadoras, administra la liquidación de regalías y la participación del estado en la explotación, y ayuda al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política nacional en materia de HC´s, entre otros (ANH, 2019).

El Servicio Geológico Colombiano es la autoridad nacional respecto al conocimiento geocientífico en el país. Este define su misión como “contribuir al desarrollo económico y social del país, a través de la investigación en geociencias básicas y aplicadas del subsuelo, el potencial de sus recursos, la evaluación y monitoreo de amenazas de origen

geológico, la gestión integral del conocimiento geocientífico, la investigación y el control nuclear y radiactivo, atendiendo las prioridades de las políticas del Gobierno Nacional (SGC, 2019).

Como entidades asociadas al Ministerio de Ambiente se destacan El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM y las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR.

El IDEAM presta apoyo técnico respecto al conocimiento e información del estado y las dinámicas de los recursos naturales y del medio ambiente, de forma tal que sirvan de sustento en la toma de decisiones en términos medioambientales (IDEAM, 2019).

Por su parte las CAR son las encargadas de administrar los recursos naturales renovables y el medio ambiente dentro su jurisdicción. Su territorio o zona de operación ha sido definida geográficamente porque constituyen un ecosistema, una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeografica. Estas entidades tienen autonomía administrativa y financiera. Actualmente existen 33 de estas corporaciones (Minambiente, 2019).

El Río Magdalena cuenta con una institución propia, La Corporación Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena (CORMAGDALENA). Otras de las CAR involucradas son La Corporación Autónoma de Santander (CAS), Corporación Autónoma de Boyacá (CorpoBoyaca), La Corporación Autónoma de Antioquia (CorAntioquia), y la Corporación Autónoma del Cesar (CorpoCesar).

Ecopetrol S.A.: La compañía es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía (Ecopetrol, 2018).

Su propiedad es de mayoría estatal con el 88,49% de participación accionaria; el restante es de tipo privado, destacándose la presencia de fondos pensionales como inversores. Ecopetrol cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Nueva York.



La misión empresarial es definida como: “Generar un futuro rentable y sostenible, a través de una operación sana, limpia y segura; garantizando la transparencia en las acciones ejecutadas y construyendo relaciones de beneficio mutuo con todos los grupos de interés”.

La estrategia al respecto se define como la generación de valor económico para sus propietarios y otros grupos de interés, mediante un enfoque de negocio sostenible que permita la gestión de los riesgos y el aprovechamiento de oportunidades económicas, sociales y ambientales.

Ecopetrol concentra la mayoría de las actividades relacionada a los hidrocarburos en la nación; efectúa labores de exploración, producción, transporte, refinación y elaboración de productos, y comercio y mercadeo de los diferentes productos. Empleando para esto un aproximado de 10.000 colaboradores directos a nivel nacional en el 2018.

#### **4.1.3 Compañías productoras.**

Si bien Ecopetrol concentra la mayoría de las actividades y en especial es el principal productor en el VMM, hay presencia de otras compañías productoras que trabajan en conjunto con Ecopetrol o de manera independiente. Su procedencia es tanto local como internacional, y estas han sido autorizadas por las agencias encargadas del estado Colombiano para la ejecución de proyectos que permitan la explotación de HC.

Algunas de las empresas que se encuentran en actividades de exploración y producción en la región son Petrosantander, Mansarovar Energy, ExxonMobil, Occidental de Colombia, Petro Andean, y Hocol (Nuñez J, 2016).

Su objetivo se puede resumir en llevar a cabo la explotación de manera eficiente, de tal forma que se obtenga un beneficio económico para sus propietarios.

Empresas Contratistas: Las empresas contratistas son empresas de tipo privado que como su nombre lo indica son contratadas por Ecopetrol y las otras compañías productoras para realizar trabajos específicos según sus especialidades; los trabajos son

contratados porque son requeridos para la operación, pero que por motivos económicos o decisiones propias de las compañías se deciden delegar a otras empresas.

En el reporte de sostenibilidad de Ecopetrol 2018, se registran labores con contratistas que implicaron a aproximadamente 35.000 trabajadores.

Entre estas compañías, se encuentran aquellas especializadas en el manejo de los campos, sus aguas de producción y efluentes de la industria. El objetivo de las empresas de servicios petroleros es generar beneficios económicos para sus propietarios.

#### **4.1.4 Usuarios del agua.**

Al respecto de los otros usuarios del agua en la región, y que pueden verse afectados principalmente por competencia por el uso y por la contaminación que se pueda presentar sobre los cuerpos de agua de los cuales se abastecen, o simplemente por temas medioambientales, se destacan como actores claros las compañías prestadoras de servicios públicos y el sector económico agropecuario.

Sobre las compañías prestadoras de servicios públicos, las principales empresas son aquellas que prestan el servicio en las cabeceras municipales. Aguas de Barrancabermeja S.A. E.S.P, es la empresa encargada de prestar el servicio de potabilización de agua para esta ciudad y la captación se realiza de La Ciénaga de San Silvestre.

La Ciénaga tiene relación directa al sector hidrocarburos, dada su adyacencia a la refinería y a pozos de producción; así como que es objeto de inquietud constante para la población de Barrancabermeja debido a la calidad del agua.

Otro de los principales “demandantes” de agua y que puede ser considerado como un actor, es el Distrito de Riego Lebrija en el municipio de Sabana de Torres. Esta zona se caracteriza por su producción agropecuaria, centrada en actividades de ganadería, cultivo de palma de aceite, y cultivos como arroz, plátano y tabaco. La información al

respecto de la productividad de suelos y uso del agua en este distrito, es mínima aun cuando es considerado uno de los principales 18 distritos de riego de gran envergadura e importancia a nivel nacional (IGAC, 2017).

Se puede afirmar que el principal interés de estos usuarios es de disponibilidad de agua de calidad para su uso en sus actividades diarias y productivas.

## 4.2 Factores externos.

Los factores externos buscan mostrar el tipo de condiciones, eventos, o señales externas, bajo las cuales no se tiene control o alcance en la herramienta nexo, pero que pueden afectar drásticamente la explotación de HC's y la producción de agua, y por ende generar un redireccionamiento abrupto del nexo.

**Agua como derecho fundamental:** El acceso al agua potable es reconocido como un derecho fundamental de la humanidad. En cualquiera de los casos la prioridad del uso del recurso hídrico será para consumo humano.

Al respecto, la Asamblea General de las Naciones Unidas, declaro a través de la Resolución A/RES/64/292, que el agua y el saneamiento son un derecho humano, así como que estos son indispensables para la realización de todos los derechos humanos (ONU DAES, 2010).

Mediante la Sentencia T-740/11 la Corte Constitucional declaro el agua como un derecho fundamental. Sentencio que es “el derecho de todos de disponer de agua suficiente, salubre, aceptable, accesible y asequible para el uso personal o doméstico” (Corte Constitucional, 2011).

Adicionalmente deben ser tenidos en cuenta los otros valores que adquiere el agua, como lo son los de tipo cultural y social, tales como creencias religiosas, tradiciones, o asuntos paisajísticos, entre otros.

**Demanda de Hidrocarburos:** La demanda de hidrocarburos está asociada a las necesidades energéticas nacionales y del mercado internacional. En relación al mercado internacional parece el pronóstico más probable, que la tendencia creciente de la demanda energética global continuara, impulsada principalmente por el crecimiento poblacional y el aumento en el consumo per cápita (IEA, 2018; U.S. EIA, 2019; UPME, 2015).

Respecto al panorama nacional se destaca que el sector con mayor demanda energética es el de transporte (40% de la demanda total), el cual a su vez se caracteriza porque opera en su mayoría con motores de combustión; para el 2018 no existían indicios claros de que este escenario fuese a cambiar. Así mismo se espera que la demanda de viajes aéreos se incremente considerablemente, consecuente la demanda de combustibles para aeronaves, las cuales por el momento solo operan con hidrocarburos (PROURE, 2017-2022).

Por su lado el sector industrial, quien es el segundo mayor demandante de energía en el país con un aproximado del 30% total, no tiene una alta demanda de crudo y sus derivados; no obstante el gas natural juega un papel importante debido a que suministra aproximadamente un 25% del total de la energía, y además porque es protagonista de lo que algunos han denominado “estrategia de transición” (PROURE, 2017-2022).

La transición a través del gas natural, promulga que de una economía gobernada por los hidrocarburos y el carbón, razón de la emisión masiva de CO<sub>2</sub>, se debe transitar a una soportada en energías renovables y descentralizadas, llevando primero a cabo una especie de remplazo temporal por el gas natural; esto justificado en factores como la infraestructura y las condiciones políticas existentes, mayor eficiencia de transformación y menor emisión de compuestos contaminantes respecto a otros HC's, y un relativo bajo costo.

Para Colombia el papel del gas natural como combustible de transición no solo se ha identificado en el sector industrial; el sector transporte y el de generación eléctrica también esperan aumentar la participación de este combustible.

---

El escenario energético global puede ser uno de los más complejos sistemas creados por el hombre, y su importancia para la humanidad es de las más altas. Dada la alta dependencia de las fuentes de hidrocarburos, y a que si bien existe un esfuerzo por incrementar la presencia de las renovables en la matriz pero no es suficiente para suplir la demanda actual, no parece que existan aún las condiciones para eliminar por completo los hidrocarburos del mercado global, ni de la canasta Nacional.

Dicho esto, es probable que la producción de hidrocarburos tenga que continuar por algún tiempo y con esto las necesidades respecto al manejo de las aguas de producción siguen vigentes; incluso pueden incrementarse debido a mayores requerimientos medioambientales y sociales relacionados a la actividad.

**Factores medioambientales:** Parece existir un consenso, aun cuando D. Trump líder político actual de la mayor economía del planeta lo niegue abiertamente, sobre la necesidad de reducir la emisión de gases para garantizar la calidad del aire así como evitar el conocido efecto invernadero, y conservar así el normal desempeño del sistema terrestre.

Se ha identificado la combustión como una de las principales causantes de la emisión de material particulado y de gases de efecto invernadero; por lo que se propone reemplazar este método de aprovechamiento de energéticos por otros sin este tipo de emisiones o desechos.

Esto afecta directamente la industria de los hidrocarburos, dado que su principal uso es como energético aprovechado mediante combustión. Así mismo el procesamiento de los HC's para la generación de materias primas normalmente implica el uso de energía en forma de calor, el cual es obtenido normalmente mediante combustión.

La imposición de medidas o la modificación en los hábitos de consumo con el objetivo de reducir el uso de hidrocarburos afectaría los volúmenes de producción y por lo tanto la producción de agua.

**Accidentes ambientales:** Los accidentes ambientales generan rechazo social a las actividades. En algunos casos, cuando los planes de manejo fallan y los accidentes son

de magnitud considerable, estos generan movimientos sociales y políticos importantes que terminan en la interrupción y la prohibición por completo de las actividades.

Este puede ser uno de los peores escenarios posibles para cualquier tipo de actividad económica susceptible de estas eventualidades. En caso tal de que se presentara una situación así en la industria de los HC's en Colombia, los servicios de tratamiento de agua se verían centrados en la rehabilitación de los cuerpos de agua y suelos afectados.

Generalmente el tratamiento y rehabilitación de zonas afectadas implica un esfuerzo mayor, dada su alta complejidad y su limitado efecto, respecto al tratamiento de efluentes en su punto de emisión.

En general estos accidentes de gran magnitud no ocurren con frecuencia. Recientemente en el Valle Medio del Magdalena tuvo repercusión el incidente del Pozo Lisama 158, en cercanías de los municipios de Barrancabermeja y San Vicente de Chucuri en Santander. Allí se presentó un afloramiento de crudo considerado como de impacto ambiental “medio o medio-bajo”, afectándose diferentes cuerpos de agua incluyendo el Río Sogamoso (Ecopetrol, 2018) (Revista Semana Rural, 2019).

Este incidente no tuvo la suficiente fuerza como para impulsar un cambio en las actividades de producción, pero sí se convirtió en un referente reciente de los riesgos de la explotación de hidrocarburos y la magnitud de las afectaciones que se pueden desencadenar.

**Producción máxima de HC y agotamiento de reservas:** No es un aspecto claro del todo, pero numerosos expertos coinciden y tiene sentido en que se ha llevado a cabo el aprovechamiento de los mejores crudos en cuanto a facilidad de producción y calidad. El agotamiento de los campos tiene como síntoma primario el incremento en la relación agua/hidrocarburo, aumentando así las necesidades de manejo de AP; cuando el manejo del AP se convierte en un costo insostenible, el pozo debe parar su producción y ser cerrado.

Es importante recordar que las reservas probadas son un término para indicar el volumen de HC's que es rentable económicamente explotar bajo las condiciones del momento. La rentabilidad depende de los precios del crudo y de los costos invertidos en la producción, incluidos los de manejo de agua.

La industria por su parte ha realizado numerosos desarrollos técnicos que permiten retomar la producción en campos que se consideraban explotados, o acceder a yacimientos no convencionales o en zonas de difícil acceso como la explotación costa afuera y en el ártico.

Estas nuevas técnicas y opciones de producción a su vez implican nuevos desafíos para la gestión de las AP. En el caso del recobro mejorado, generalmente este se realiza utilizando agua o vapor, aunque es posible realizarlo con otros gases; sobre los yacimientos no convencionales, el volumen de agua demandado para la operación y el volumen de agua que retorna a superficie es varias veces mayor al de la producción convencional; por su parte en el océano y el ártico existen unas condiciones que exigen desarrollos especiales para llevar a cabo la disposición como vertimiento sobre el océano.

Bien sea en el caso de agotamiento de hidrocarburos o en el acceso a nuevas fuentes anteriormente no consideradas, en ambos casos parece que el mercado de servicios de manejo de agua está asegurado. El reto principal es aumentar la capacidad de tratamiento de efluentes, así como reducir sus costos considerablemente.

**Seguridad energética- Diversificación y descentralización de las fuentes:** La alta dependencia en los combustibles fósiles y los factores anteriormente mencionados, relacionados a los problemas medioambientales generados por la emisión de gases contaminantes y al posible agotamiento de reservas e incremento de los costos de producción, ha generado un escenario de incertidumbre energético.

Dada la importancia del sector energético, esta incertidumbre no es aceptable para el hombre. Por esto se ha trazado una ruta en la diversificación de la matriz energética como medida para la seguridad en la generación, así como la descentralización y democratización de la energía para garantizar el suministro y aprovechamiento eficiente.

Bajo este panorama parece que la hegemonía de los HC naturales ha iniciado su cuenta regresiva; tan solo puede variar la velocidad a la que se realizara el cambio. Sin embargo la transición no es posible llevarla a cabo de manera inmediata, actualmente los combustibles fósiles representan el 80% de la demanda y particularmente los HC's el 54%, por lo que la producción continuara en el futuro inmediato (IEA-WEO, 2018).

La industria de los HC es un sector económico maduro, así como muy influyente en todos los niveles de la sociedad, y es normal que quiera defender su participación en el mercado. Las acciones emprendidas por el sector parecen enfocarse en reincentivar el consumo mediante bajos precios; uno de los caminos para garantizar los precios bajos podría ser mediante un sostenido superávit de producto logrado a partir de la explotación en nuevas áreas o en yacimientos no convencionales.

Otro de los intentos de las compañías productoras tanto estatales como privadas, ha sido ser partícipe de la transición energética con la realización de inversiones en iniciativas de energías renovables, expandiéndose y transformándose ellas mismas de compañías del "oil and gas" a compañías energéticas.

Las compañías que ya han decidido incluirse en la transformación energética, cuentan entre sus desarrollos los biocombustibles; algunos de ellos también resistidos por sus requerimientos de agua y suelo o área. Las fuentes no convencionales de agua son una alternativa a explorar para el suministro de agua a cultivos enfocados en producción energética, y entre estas pueden tomar relevancia las aguas de producción.

La modificación de los ciclos de vida tradicionales del producto, en la búsqueda de una comunión de la industria con el medio ambiente, ha llevado a las compañías a que hayan decidido sumergirse en una empresa para lograr la captura del carbono emitido a la atmosfera. La captura y almacenamiento de carbono "CCS" consiste en capturar el dióxido de carbono presente en la atmosfera, transportarlo, y almacenarlo de forma segura subterráneamente; el CO<sub>2</sub> puede ser usado en el recobro mejorado de campos de crudo y gas, ser enviado a disposición final en campos agotados o en formaciones geológicas profundas (CCSA, 2019).



Las aguas de producción tienen una particular similitud con el dióxido de carbono. Ambos representan actualmente un desecho asociado a la industria de los HC y generan resistencia a la continuación de estos como energético predominante, propiciando una transición energética más rápida; las compañías productoras han concentrado sus esfuerzos en mitigar sus efectos medioambientales y así ganar nuevamente el favor de la sociedad. Finalmente parece coincidir que su destino final debe ser el subsuelo.

**Factores Geopolíticos:** En el 2018 Estados Unidos recuperó la cima de producción mundial de HC's superando a Rusia y Arabia Saudí, al alcanzar una producción de aproximadamente 11 MBbls/día (EIA, 2019). Esto fue posible gracias a los avances tecnológicos que permitieron la explotación rentable de Yacimientos No Convencionales.

La posibilidad de acceder a estos recursos tiene grandes repercusiones para la principal economía global y principal aliado económico Colombiano. Estados Unidos cambió su rol en el mercado pasando de ser importador a la autosuficiencia, y finalmente a ser proveedor tras el levantamiento a la prohibición de exportaciones de hidrocarburos que regía en dicho país hasta el año 2016 (EIA, Global Liquide fuels; 2019).

Dada la importancia energética y a la inestabilidad de las relaciones geopolíticas, Estados Unidos tiene un especial interés en la no dependencia del abastecimiento de energéticos, en especial cuando la producción mundial se concentra en el Oriente Medio y Rusia; por lo que mantener e impulsar su producción en naciones donde su influencia es predominante hace parte de la estrategia de autonomía energética.

Una vez se dio la entrada de los recursos provenientes de los yacimientos no convencionales por parte de la industria norteamericana los precios de crudo cayeron considerablemente como efecto de la mayor producción, el aumento en las reservas probadas, y una política de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de mantener su producción e incluso incrementarla al margen del mercado; esto último se percibió en algunos sectores como una guerra de precios con el objetivo de reducir el aprovechamiento de este tipo de yacimientos y afectar directamente la industria de hidrocarburos norteamericana.

La OPEP produjo 37,30 MBbbls/día y exporto en promedio 31,96 MBbbls/día en el 2018, mientras que la de los países no miembros la producción fue de 63,38 MBbbls/día (EIA, Global Liquide Fuel; 2019).

Las naciones miembro de la OPEP generan una singular inquietud e incertidumbre para los intereses de Estados Unidos y sus aliados; actualmente son tensas las relaciones entre el principal consumidor y productor, con Venezuela e Irán, estados miembros y fundadores de la OPEP.

La OECD, organización a la cual Colombia ingreso en el 2018, consumió en promedio 47,51 MBbbls/día y poseía al final del año un inventario comercial de 2860MBbbls (EIA, 2019). El pertenecer a esta organización y cumplir con los estándares acordados, puede representar una ventaja para Colombia en cuanto a su posición en el mercado y posibilidad de comercialización de sus productos respecto a naciones no miembro.

Puntualmente, frente a las sanciones económicas impuestas a la comercialización de petróleo a algunas naciones por aspectos políticos, y en especial las relacionadas con Venezuela, se pueden propiciar condiciones económicas favorables de mercado para los crudos producidos en Colombia.

Respecto al aparente agotamiento de las reservas en Colombia, en el caso fortuito en el que Colombia tuviese que importar crudo, sería una ventaja que Estados Unidos siguiera siendo el principal productor y que no tuviese restricciones de exportaciones, dadas las excelentes relaciones comerciales y políticas existentes actualmente. En dicho caso el foco del manejo de efluentes podría cambiar de las Aguas de producción al de los efluentes industriales típicos de las actividades de refinación y a la remediación de cuerpos de agua afectados.

Los anteriores ejemplos representan algunos aspectos y escenarios que podrían afectar la producción e incluso el uso de HC's, y por ende la producción de agua y los servicios relacionados. Se busca con esto mostrar la diversidad y variabilidad de factores y situaciones externas que pueden influir en el manejo de las aguas de producción en el

VMM. Estos escenarios representan la incertidumbre a la que se debe enfrentar normalmente el nexo agua-energía.

Bajo algunos de estos escenarios la magnitud del cambio se vería reflejada directamente en los sistemas de manejo de aguas, y en su capacidad y efectividad. Esta incertidumbre en sistemas tan complejos y tan importantes tiene una alta relevancia en la toma de decisiones; por esto se recomienda la adopción de un mecanismo de gestión altamente dinámico e integrado, de la forma que se pueda lidiar rápidamente con los repentinos cambios a los que se puede ver abocado el sistema.

Parece ser que los servicios de manejo de aguas seguirán siendo altamente necesarios en la industria de los HC's, siendo incluso uno de los aspectos estratégicos de la producción.

### **4.3 Límites.**

Las fronteras energéticas e hídricas suelen ser diferentes. Normalmente las fronteras hídricas se determinan por condiciones naturales; en el caso del concepto cuenca hidrográfica, lo son los gradientes topográficos que determinan la dirección del flujo de agua y la hacen converger en un solo punto de drenaje.

Las cuencas hidrogeológicas por otro lado incluyen el comportamiento del recurso hídrico subterráneo, el cual lo determina las propiedades del medio subterráneo a través del cual se presenta el flujo. La geometría de las cuencas hidrogeológicas se encuentra determinada por discontinuidades pronunciadas del tipo de medio, generadas por movimientos tectónicos o por la acumulación de material a través del tiempo (IDEAM, Zonificación hidrogeológica).

Por el contrario las fronteras energéticas normalmente no son de tipo natural. Los hidrocarburos se pueden ubicar y clasificar en diferentes cuencas sedimentarias y así ser asociados directamente a las diferentes cuencas hidrogeológicas identificadas; sin embargo, la importancia de los hidrocarburos se le debe a su uso humano como

energético, por lo que las fronteras son de predominancia geopolítica o comerciales, según el modelo económico existente. La expansión de los mercados ha llevado a que los hidrocarburos puedan ser comercializados en todo el planeta convirtiendo las fronteras energéticas de HC en algo difícil de establecer.

En el Caso Colombiano la mayoría de los recursos de HC son manejados por el Estado a través de su empresa Ecopetrol, la compañía estatal responde a la política nacional energética dictada por el Ministerio de Minas y Energías. Sin embargo al ser una compañía con enfoque comercial y al hacer parte del mercado internacional, cotizando incluso sus acciones en la bolsa de valores de Nueva York, son el mercado y la demanda quienes determinan el comportamiento en sus actividades.

Operativamente Ecopetrol cuenta con una división por regionales: Caribe-Pacífico, Central, Oriente, Orinoquía y Sur. Siendo la Regional central la encargada de las operaciones en el VMM, incluyendo la refinería de Barrancabermeja.

La región conocida como el Valle Medio del Magdalena ha sido escogida por su importancia estratégica; su amplio historial en la producción de hidrocarburos, la infraestructura establecida, una importante presencia de población, un desarrollo económico notable que afecta a toda la nación, y por supuesto el Río Magdalena cuyo valor es inmensurable para Colombia.

El Valle Medio del Magdalena tiene la categoría de cuenca, y su origen se remonta justamente a la explotación de hidrocarburos, no constituye así una región con ordenamiento político propio. De forma que esta región tiene fronteras físicas definidas principalmente por condiciones naturales y sociales, y no por el ordenamiento político.

Estas condiciones naturales y sociales comunes contribuyen a que los intereses y objetivos particulares se acoplen con mayor facilidad, coincidiendo incluso en algunos casos.

Los límites en el Nexo, más que una frontera física, serán abordados en este caso como externalidades o relaciones internas. Las externalidades serán entendidas como factores

---

fuera de control de los actores implicados, altamente azarosos e impredecibles, tales como los presentados anteriormente. Por su lado los aspectos internos hacen referencia a las interdependencias entre recursos y los aspectos en los cuales el conocimiento, trabajo y esfuerzo humano pueden verse reflejados directamente.

### **4.3.1 Restricciones.**

Las restricciones hacen referencia a las condiciones de tipo rígido que determinan el mecanismo del nexo. Existen restricciones de tipo económico, técnico y social. De tipo económico lo son los limitados recursos para realizar el manejo efectivamente; las restricciones técnicas hacen referencia a las limitantes tecnológicas y a la generación de subproductos en la mayoría de los tratamientos de efluentes; y las de tipo social, como lo son la afectación de los sistemas hídricos de dominio público

Un tipo de restricciones variables en el tiempo, lo son los compromisos y acuerdos adquiridos voluntariamente por los sectores implicados bajo el nexo; estos pueden y deben ser renegociados a través del tiempo adaptándose a las condiciones particulares actuales.

Otro tipo de restricciones son el marco normativo o legislativo vigente, en especial las normas de vertimiento y reúso donde se especifican calidades de agua como requisito invariable para llevar a cabo dichas actividades. Sin embargo la efectividad de este tipo de restricciones de carácter impositivo puede ser puesta en duda, debido al bajo control actual de estas normas, lo que impide su evaluación cuantitativa.

Existen muchas instituciones de carácter central y regional, así como una cadena de mando; más no hay coordinación ni capacidad de evaluación o de generación de valor.

Justamente a raíz de la duda de la efectividad de estas medidas, se propone que las restricciones sean previamente acordadas por los sectores implicados y tengan en cuenta los objetivos comunes, así como que tengan la propiedad de redefinirse rápidamente frente a los cambios que puedan presentarse.

## 4.4 Relaciones Internas.

Las relaciones internas hacen referencia a las condiciones que normalmente asocian a los dos recursos; en este caso la energía presente en los hidrocarburos con las aguas de producción.

La demanda de crudo es principalmente la señal directa que determina la producción de aguas de producción, mas no es la única. El manejo y comportamiento del campo es otra señal directa sobre las AP's, las propiedades del yacimiento, las técnicas de explotación, y la eficiencia de producción son factores que determinan el ciclo de vida de las AP's.

El manejo inicia en la perforación misma de los pozos de exploración. La contención de fluidos, la capacidad de almacenamiento, el transporte y el tratamiento son los principales procesos de manejo de fluidos.

En la actualidad es técnicamente imposible separar y contener todos los fluidos dentro de la formación, por lo que la producción de agua es un aspecto garantizado en la actividad. Así mismo los efluentes de las actividades de perforación, contención de derrames y manejo de aguas lluvias sobre el campo, limpieza de equipos, y los usos domésticos en las locaciones, exigen acciones encaminadas a manejarlos.

Debido a la normalmente pobre calidad de las aguas de producción y los otros efluentes, estas siempre han requerido un manejo especial para evitar la contaminación de otros cuerpos de agua o del suelo.

Respecto a la calidad del agua, el principal proceso es el tratamiento; este siempre enfocado en el uso o destino posterior que se le vaya a dar al fluido. Las opciones son: reinyección para disposición final, reinyección para recobro mejorado, vertimiento sobre el suelo, vertimiento sobre cuerpos de agua, y reúso.

Para obtener mejores calidades normalmente se deben invertir mayores recursos; no obstante estos se han venido reduciendo con los avances tecnológicos recientes, tanto

---

por términos de eficiencia, como por la reducción en precios debido a su cada vez mayor inserción en el mercado.

Entre los recursos necesarios para el tratamiento se incluyen energía, equipos y facilidades eléctricas y mecánicas, insumos químicos, obras civiles, equipos y materiales de laboratorio; así como aspectos operativos que incluyen el personal, transporte, montaje y el mantenimiento.

El transporte del fluido es otro de los procesos importantes en el manejo de los efluentes, donde el principal recurso es la energía. Este puede ser para la reinyección del fluido, en cuyo caso se debe vencer la presión actual en el medio, o para enviar el fluido a su lugar de tratamiento o vertimiento, bien sea mediante bombeo o por transporte en vehículos.

Estos recursos invertidos en esta gestión deben restarse de los recursos obtenidos por el aprovechamiento de los HC's y así obtener el verdadero beneficio final.

Dada la escasa información disponible no es posible generar indicadores generales o específicos de intensidad de uso de energía para el manejo del agua de HC's en el VMM. Respecto a la intensidad de uso de agua para la obtención del energético se cuenta con un estimado de aproximadamente 12 Bbls agua/Bbl Hidrocarburo.

Sin embargo este es un estimativo respecto al volumen de agua producida en las actividades de explotación. Sería deseable poder desarrollar un indicador más certero respecto a la verdadera afectación del recurso hídrico, incluyendo los efectos generados por la calidad del agua; la huella hídrica gris y su procedimiento de cálculo recomendado pueden servir junto con la huella hídrica azul como indicador de la intensidad hídrica usada para este energético.

El aspecto de energía para el agua es un poco más complejo debido a que existen principalmente dos fuentes de energía para las operaciones, incluyendo los tratamientos y el transporte. La primera es mediante generadores electromecánicos que utilizan diésel como combustible, y la segunda mediante el acople al sistema nacional interconectado de energía eléctrica, el cual funciona en su mayoría mediante la generación hidroeléctrica.

Esto representa mejor que nada la fuerte interacción entre recursos y fortalece la teoría que la integración de estos significa una oportunidad para mejorar el entendimiento, la toma de decisiones y la eficiencia en el uso de dichos recursos.

Por fortuna el cálculo del indicador de energía para el agua puede ser desarrollado teniendo en cuenta exclusivamente la energía usada para el manejo de esta, sin importar la fuente de la que se extraiga esta. No existe en Colombia un indicador que relacione la energía invertida para manejar un volumen de referencia de agua de producción.

## **4.5 Sistemas acoplados en el Valle Medio del Magdalena.**

En general en Colombia los sectores energéticos e hídricos son manejados separadamente por el estado. Pero esta gestión no ha resultado eficiente, convirtiendo incluso a los dos sectores en aparentes rivales.

El mejor ejemplo de esto se puede observar en el Estudio Nacional del Agua 2018 (ENA, 2018), donde se desarrollan escenarios tendenciales de uso del agua y se identifica como un escenario pesimista el incremento en la producción de hidrocarburos, y el escenario favorable es el de no producción.

Si bien es evidente que a mayor producción de HC's, mayor cantidad de agua va a ser requerida, esto no debe ser concebido como un escenario pesimista, puesto que como se ha resaltado, el papel de la energía de los hidrocarburos juega un importante papel en la sociedad colombiana y global. Justamente parte de esta energía puede ser utilizada en el transporte del agua, en los tratamientos necesarios para potabilización y para el manejo de aguas residuales, entre otros.

Las dos principales fuentes de energía del país se encuentran en un actual conflicto con el uso de los recursos hídricos. La generación hidroeléctrica ha perdido camino en cuanto a favorabilidad, debido a malos manejos que se le han dado a los proyectos, generando desconfianza y llegando a ponerse en duda sus ventajas respecto a otras fuentes de



---

energía. Los hidrocarburos por su lado se han convertido en un sector estigmatizado en Colombia, foco de críticas de la sociedad que duda y no percibe sus beneficios, y por el contrario alega una grave afectación a sus vidas y al medio ambiente.

Esto se refleja en que en muchas ocasiones, los proyectos de exploración y explotación se ven enfrentados a obstáculos, debido a los conflictos sociales enmarcados en el uso y manejo de agua. Las diatribas de agua o hidrocarburos son cada vez más comunes y fuertes; aun cuando la transición energética total e inmediata parece ser una alternativa técnica poco viable. Precisamente esta idea de sectores contrarios o competidores, es la que busca transformar el nexo, a una en la cual los dos recursos sean generadores de valor y progreso.

Actualmente el sector hidrocarburos se encuentra en el centro de los temas de interés nacional, debido al debate al respecto de la necesidad y pertinencia de la ejecución de técnicas no convencionales de explotación de HC's. La discusión parece centrarse en el paradigma "petróleo o agua" con una visión excluyente mutua.

Este trabajo no incluye estas técnicas de producción en su análisis, pues se busca partir de lo existente. Desde el punto de vista energético se puede afirmar que los HC's como energético son incluidos dentro de una misma clasificación, dado que sus productos y usos finales son los mismos sin importar la técnica de extracción. El aspecto no convencional se encuentra en su técnica de explotación.

La conflictividad entre el sector hídrico y el de los HC's ya se encuentra presente, aun sin la inclusión de estas nuevas técnicas de explotación y en las cuales su principal obstáculo es el aspecto del uso y manejo del agua.

Desde el punto de vista de eficiencia energética y uso racional de la energía sería recomendable solucionar primero los obstáculos y problemas, así como optimizar los sistemas existentes, antes de iniciar nuevos tipos de operaciones; todo esto en concordancia con la política de inversiones eficientes.

Los conflictos entre estos dos recursos actualmente parecen llegar a un punto no presenciado anteriormente, lo que exige un pronto cambio que garantice la disponibilidad de estos recursos.

Estos conflictos no tienen razón de ser dada la naturaleza de la interrelación entre estos dos recursos. La afectación en uno de estos se verá reflejada directamente en el otro, y así mismo pasara con los beneficios; justamente la división en el manejo de estos puede ser una de la causas de corrupción y destrucción de recursos importantes en ambos sectores.

Sobre los mecanismos de gestión y la reglamentación disponibles actualmente, no existen unos de tipo específico que vinculen estos dos recursos y los distinga de las otras actividades económicas, teniendo en cuenta la importancia particular de estos dos. Desde el sector hídrico se ve la energía como una actividad industrial más, y desde la energía se ve el agua como un insumo en la cadena de producción, restando la posibilidad de generar valor agregado alrededor de estos.

Los intentos de llevar a cabo una gestión conjunta parecen ser acciones aisladas de algunas compañías energéticas que buscan optimizar sus procesos y sus inversiones, generando menores residuos y ganando la favorabilidad de los actores demandantes, así como de sus propietarios los cuales exigen cada vez una mayor responsabilidad social y ambiental.

#### **4.6 Propuesta Desarrollo Nexo agua energía para las aguas de producción en el Valle Medio del Magdalena.**

Según lo expuesto en el apartado anterior, puede afirmarse que el Nexo Agua-Energía en Colombia como mecanismo de gestión aún no se ha explorado. Este trabajo propone precisamente aplicar este enfoque de gestión a los hidrocarburos, quienes son uno de los principales energéticos nacionales, en la región insignia de esta industria el Valle Medio

del Magdalena; esto como proyecto piloto de gestión efectiva, para posteriormente ser extrapolado a otros energéticos y en general a la gestión de ambos recursos.

Se proponen unas condiciones mínimas comunes, así como metodologías y acciones que se pueden seguir en la formación del nexo. Sin embargo la elaboración y desarrollo del nexo siempre debe ser establecido en libertad por los actores implicados, por esto constituye tan solo una propuesta.

Así mismo la implementación de esta filosofía de gestión depende directamente de una decisión política que le abra las puertas a esta; así como de los intereses de los actores implicados o afectados por la explotación de hidrocarburos y su consecuente producción de agua, quienes pueden ver una oportunidad en esta.

#### **4.6.1 Información.**

La gestión con filosofía Nexo tiene un requerimiento indispensable para poder ser desarrollado: Información confiable y descentralizada. Dado que la información al respecto de los volúmenes de efluentes es escasa, y la de calidad y manejo es casi nula, el primer paso para avanzar en la gestión es desarrollar un método de generación de información suficiente que permita entender realmente la influencia de los HC's sobre el agua.

Dado que la generación de información debe ser de carácter descentralizada, es necesario que exista otra fuente diferente a la de las compañías operadoras, de manera que esta no esté concentrada en un solo actor. Así mismo, debe garantizarse que la población y en especial las comunidades en zona de influencia, tendrán un acceso libre y sencillo a la información.

Si bien algunas personas y entidades pueden fundamentar que la capacidad técnica y económica de las comunidades y autoridades locales podría ser un impedimento para esto, la facilidad de comunicación gracias al internet y el rápido avance de la electrónica, permite que dispositivos de censo sean económica y fácilmente construidos.

Dicho esto, se propone la generación de dispositivos sencillos que permitan convertir a la comunidad en un actor directo en la generación de información. Esta información será de tipo cualitativa, pero aportara información valiosa al respecto del estado del agua en toda la región, pudiendo incluso generar un volumen de información mayor al de las compañías operadoras.

Se recomienda particularmente, desarrollar un proyecto que permita la construcción de sensores portátiles de conductividad eléctrica y presencia de grasas y aceites, a fin de generar alertas que permitan identificar prontamente la fuente de contaminantes y el comportamiento de estos. Así mismo consolidar una plataforma libre en internet que permita presentar los datos obtenidos con dichos sensores de manera sencilla. Actualmente desarrollos como Arduino y componentes electrónicos básicos permiten la construcción de dichos dispositivos a un costo mínimo. El sector académico debe convertirse en un importante apoyo en este tipo de desarrollos.

Estos sensores deben ser suministrados libremente a las comunidades y autoridades locales, en especial a aquellos cuyas actividades cotidianas están relacionadas con los recursos hídricos presentes en la región. La fácil operatividad y mantenimiento deben ser una de los principales aspectos de diseño a tener en cuenta en estos dispositivos.

Así mismo se podría dar la construcción y sostenimiento por parte del estado de laboratorios de calidad del agua abiertos al público.

Respecto a la consecución de información por parte de las entidades estatales destinadas para esto, una alternativa es que inicialmente la obtención de información se disperse en diferentes tipos de campos. Aquellos donde la producción de agua sea representativa, ya sea por la alta producción de HC's o por el tiempo de operación de estos, en pozos recientes o en construcción, y en pozos que se encuentre alejados de las cabeceras municipales y de la infraestructura establecida. Todo esto con el objetivo de identificar los principales contrastes que se puedan presentar.

---

Es necesario desarrollar una línea base sobre el manejo de las aguas de producción; para esto la recomendación se centra en llevar a cabo esta labor mediante la metodología establecida de análisis de ciclo de vida, aplicada a la región específicamente. En este procedimiento es de vital importancia identificar correctamente las cadenas de suministro y los actores implicados.

El proceso de análisis de ciclo de vida es recomendado por la simplicidad de su principio, en el cual se busca cuantificar los flujos de materiales asociados a una actividad con el objetivo de determinar el impacto o costos generados. Así mismo este procedimiento es ampliamente conocido y ha sido desarrollado para números productos; por lo que su desarrollo para las aguas de producción en el VMM no debería ser un problema.

En cuanto a la identificación de las afectaciones generadas por estas aguas sobre el estado de calidad del RH, se recomienda llevar a cabo el cálculo de huella hídrica gris correspondiente a los efluentes de HC's.

Al respecto de la línea base del recurso hídrico en la zona del VMM, la cual no existe, es de vital importancia determinar el estado de calidad actual de las diferentes fuentes hídricas presentes en la región, en especial se recomienda centrar la atención en las aguas subterráneas aprovechables y en las grandes ciénagas presentes en la región; y aunque parece obvio, no está de más resaltar la importancia de tener un amplio conocimiento y control sobre las condiciones de calidad del Rio Magdalena. Los actores principales por su lado pueden indicar que cuerpos de agua requieren especial atención según sus criterios.

Esta información y conocimiento de los recursos hídricos permite identificar los cambios presentados al respecto de la calidad y disponibilidad de agua para su aprovechamiento; sin embargo esta labor no tiene relación exclusiva al sector de los hidrocarburos.

Sin esta línea base o estado de referencia, no es posible cuantificar los cambios y las causas de estos, siendo así únicamente posible identificar estos bajo juicios subjetivos. La incapacidad de identificación de las afectaciones y sus responsables resulta en la imposibilidad de exigir las compensaciones y acciones de reparación, en caso de ser necesarias.

Actualmente se culpa al sector energético de las principales afectaciones y el cambio de condiciones de los recursos hídricos; mas esto no puede ser afirmado o negado con completa certeza dado el alto desconocimiento al respecto. Un ejemplo de esto lo representa la identificación de una alta demanda química de oxígeno en algunos cuerpos de agua la cual se atribuye a la explotación de hidrocarburos, sin embargo este no es el único posible causante, actividades de fumigación y fertilización de suelos por parte del sector agrícola pueden ser igualmente responsables de la afectación de este parámetro.

El apropiado conocimiento del estado de los recursos hídricos y de su comportamiento altamente dinámico, es un requisito irrefutable en el manejo eficaz. Por el contrario su profundo desconocimiento resulta en la generación de inconvenientes a algunos sectores y la mala utilización de recursos en acciones que no impactan efectivamente el bienestar hídrico, energético y de la sociedad.

#### **4.6.2 Evaluación y confiabilidad.**

Otro de los requerimientos indispensables tiene también que ver con la confiabilidad. Esté es poder cuantificar el desempeño del Nexo de forma que el desarrollo y evaluación de este no se base en criterios subjetivos o bajo la influencia de uno o algunos actores en específico. Para esto es necesario definir una serie de indicadores previamente que permitan evaluar la efectividad de las acciones implementadas.

Dado que inicialmente no se cuenta con un común acuerdo sobre metodología e indicadores, se propone que los indicadores iniciales estén relacionados directamente con los objetivos de Desarrollo Sostenible identificados por la ONU. Específicamente los objetivos 6, 7, 9 y 15 se ven directamente implicados en el Nexo Agua-Energía; el nexo puede considerarse como una estrategia de cumplimiento del objetivo 17.

Objetivos de Desarrollo Sostenible:

6. Agua limpia y Saneamiento

- 7. Energía asequible y no contaminante.
- 9. Industria, innovación e infraestructura.
- 15. Vida de ecosistemas terrestres.
- 17. Alianzas para lograr los objetivos (UNDP, Objetivos de Desarrollo sostenible).

### **4.6.3 Opciones en la metodología de formulación inicial del nexo.**

Al respecto de la metodología inicial deben procurarse los primeros encuentros entre sectores. En estos el objetivo es que los términos de comunicación se vuelvan comunes o habituales, generando las primeras sinergias e identificación de oportunidades. En posteriores encuentros debe iniciarse la discusión formal sobre el método de desarrollo del Nexo.

Puntualmente sobre el desarrollo del Nexo inicialmente se deben establecer bajo común acuerdo, los recursos, procedimientos y responsabilidades, para la generación de la información necesaria tal como se sugirió anteriormente.

Posteriormente se deben socializar los intereses básicos de cada uno de los actores, así como esclarecer aquellos que no son tan evidentes o tienen un carácter indirecto, y finalmente identificar y establecer los objetivos conjuntos del grupo Agua-Energía. Como se dijo estos pueden inicialmente basarse en los objetivos de desarrollo sostenible propuestos por la ONU, aunque bien es posible no limitarse a estos, incluyendo algunos de carácter más específico.

A modo de ejemplo se presentan objetivos diversos como incrementar la producción de hidrocarburos en la zona, garantizar el abastecimiento de agua y energía barata a las comunidades, fomentar las industrias y generación de valor alrededor del agua y la energía como lo puede ser la industria acuícola, gestionar el mejoramiento de las condiciones de transporte mediante desarrollos navales, o aportar en el mejoramiento de prácticas sostenibles de generación de biocombustibles, entre muchas opciones que partirán realmente de los interés de los diferentes implicados.

El común acuerdo y definición de estos objetivos constituye otro de los pilares del nexo; estos serán “el norte” o “la meta final” a la cual debe aspirar el grupo agua-energía. Esto se deriva de la reflexión sobre la no existencia de un camino o método único para llegar a este objetivo; no existen mapas u hojas de ruta establecidas actualmente en sistemas no lineales, con un régimen irregular y altamente azarosos.

Posterior a la definición de los objetivos comunes, se deben establecer los indicadores cuantificables que permitan determinar la efectividad en la consecución de estos.

Al respecto de la metodología de formulación y operación del sistema Nexo agua-energía, como se ha mencionado reiteradamente no existe una metodología única. Esta debe ser establecida en común acuerdo por los participantes del Nexo y debe tenerse en cuenta la disponibilidad de recursos a la hora de tomar esta decisión. El Nexo justamente debe mantener al máximo posible su simplicidad en la operación, no debe restringirse al uso de modelos y herramientas de toma de decisiones, ni excederse tampoco en el uso de estos.

Precisamente se exhorta a invertir menos en modelos altamente complejos y con limitaciones evidentes, cuando estos demanden un elevado volumen de recursos. Así mismo, los paneles de expertos arbitrariamente asignados y este tipo de medidas altamente centralizadas también deben ser evitados; se recomienda que el grupo de trabajo sea conformado por personas seleccionadas desde todos los grupos de implicados, abarcando todas las opiniones y tipos de conocimiento.

Aun cuando el grupo represente los intereses de los diferentes actores, la información al respecto de las posturas, discusiones, y acuerdos deben ser puestas a disposición del público en general, a fin de evitar acuerdos internos que puedan ir en contravía de los intereses globales.

Se insta a que una gran parte de los recursos normalmente invertidos en numerosos estudios e instituciones, procesos altamente complejos, generación de normas y reglamentaciones excesivas, formalismos e incluso privilegios excesivos a los



encargados, sean invertidos en acciones sencillas pero directamente relacionadas con el manejo de los recursos.

Con la información inicial obtenida y las nuevas relaciones establecidas debe llevarse a cabo la formulación de una normatividad diferenciada para las AP's, y en general del manejo de agua y energía relacionado al sector hidrocarburos. La finalidad de modificar el marco regulatorio actual y generar uno diferenciado para el nexo, es garantizar la estabilidad jurídica de los proyectos y evitar que estos se vean obstaculizados por aspectos burocráticos.

Uno de los aspectos vitales en la operación del nexo es su constante retroalimentación y capacidad de adaptación; el nexo debe funcionar como un sistema dinámico. Estrategias como la reevaluación constante del ciclo de vida de AP's, o la actualización de los modelos con la constante generación de información nueva pueden ser llevadas a cabo. En las etapas donde la información disponible es escasa la primicia debe ser garantizar la constante comunicación de los gestores e interesados a fin de mantener los vínculos que permiten la gestión conjunta.

#### **4.6.4 Operaciones técnicas: Tratamiento y opciones de manejo.**

En cuanto a los tratamientos y manejo de estos efluentes como se mostró en su análisis existen numerosas opciones, cada una con ventajas y desventajas respecto a las otras, siendo algunas aparentemente más promisorias que otras.

Debido a que el tratamiento de aguas se diseña en función de su requerimiento final, el tipo de manejo se convierte en el primero de los filtros de selección. La primera opción y más utilizada actualmente es la reinyección al subsuelo bien sea para disposición como para operaciones de recobro mejorado, la segunda es el vertimiento en superficie, y la última y menos utilizada es el reúso. La estrategia de recobro mejorado en el VMM justamente ha incentivado que las aguas de producción sean utilizadas en estas actividades.

Si bien podría pensarse que la mejor opción es el reúso, esta es la menos frecuente debido a la excelente calidad de agua requerida; esto implica directamente tratamientos avanzados que demandan una considerable cantidad de recursos tanto físicos como humanos, y como se mencionó anteriormente el determinante principal en la toma de decisiones del manejo de estos efluentes es estrictamente monetario.

Recientemente se ha propuesto un concepto conocido como “Best Available Techniques – BAT” o mejor técnica disponible, como una forma de identificar la mejor tecnología disponible para ser implementada de manera eficaz, de forma que se logren alcanzar los objetivos de control de contaminantes establecidos por alguna norma o directriz.

La directiva para las emisiones industriales de la Unión Europea define el concepto BAT como: El desarrollo más efectivo y avanzado de actividades y sus métodos de operación, que por conveniencia práctica de ciertas técnicas en particular, proporcionan una base para lograr los valores límites de emisiones y otras condiciones establecidas, y cuando esto no sea posible, reducir estos al máximo a fin de reducir o mitigar el impacto sobre el medio ambiente (BAT-OECD, 2018).

Las técnicas a las que se hacen referencia en el concepto BAT, incluye las tecnologías disponibles, el diseño y construcción de sus instalaciones, la operación, mantenimiento y desmantelamiento de estas (BAT Guidance UK, 2018), por lo que se convierte en una importante guía técnica y herramienta de diseño para el sector industrial.

El concepto de BAT busca integrar la evaluación de diferentes aspectos como el desarrollo y madurez tecnológica, cadenas de suministro, capacidad y robustez de operación, requerimientos de personal calificado, entre otros, de modo que su implementación sea viable económicamente. Este concepto es acorde al Nexo y se ajusta perfectamente a esta filosofía al perseguir el mismo objetivo, que es garantizar la implementación eficaz de medidas de control y manejo.

La OECD publicó una revisión (Best Available Techniques for Preventing and Controlling Industrial Pollution) con los enfoques y metodologías desarrolladas alrededor del mundo para establecer las mejores técnicas disponibles en el control de contaminantes

industriales. Este documento explora como la legislación medioambiental de las diferentes naciones, se acopla a la asociación entre los valores límites de contaminantes y las mejores técnicas disponibles de control; sirviendo como soporte para su implementación en naciones donde este concepto no ha sido desarrollado.

Se recomienda utilizar la revisión de metodologías BAT desarrollado por la OECD, como base para desarrollar una metodología propia, adaptada al contexto Colombiano y particularmente a la región del Magdalena medio, a fin de establecer las opciones de manejo y tratamiento de efluentes y aguas de producción de la industria de los hidrocarburos.

El desarrollo de esta metodología no se realiza en este trabajo pues se sale por completo de su alcance. La evaluación de las tecnologías en función de las condiciones del VMM se podrá llevar a cabo mediante el uso de esta herramienta.

Precisamente sobre aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el análisis de las técnicas de manejo y control de contaminantes de la industria de los hidrocarburos se destacan:

- En los campos se presentan efluentes de tipo industrial y doméstico.
- Tipo de obras civiles necesarias para el desarrollo del campo.
- Construcción de estructuras de contención de fluidos como piscinas o tanques.
- Transporte, descargue, montaje y desmantelamiento de los equipos.
- Mantenimiento de los equipos que componen el sistema, incluyendo el remplazo de partes, componentes y repuestos, así como la asistencia especializada.
- Servicios y facilidades necesarias; Conexiones eléctricas y mecánicas para la puesta en marcha del equipo.
- Movilización, Tratamiento y disposición de los efluentes de rechazo del proceso.
- Insumos químicos necesarios dentro del proceso de tratamiento.
- Equipo de Laboratorio, reactivos y materiales necesarios para la comprobación de la calidad del agua tratada.
- Personal permanente necesario para la operación del sistema.
- Viajes para los cambios de turno del personal permanente en la operación.
- Tiempos de instalación y puesta en marcha.

- Seguros, tarifas de trabajo establecidas y otros acuerdos vigentes.

Se hace una invitación especial a incluir instrumentación de procesos suficiente que permita el monitoreo de los procesos; en especial aquella que puede registrar y transmitir la información a un sistema de control de manera autónoma. La automatización de los procesos mediante técnicas de control y disciplinas emergentes como el control difuso y la inteligencia artificial, sin lugar a duda representan una inmejorable oportunidad de avanzar en la optimización de los procesos.

Se hace la salvedad e invitación a que el uso de estos poderosos conceptos sea aplicado exclusivamente al control de maquinaria y equipamiento, más no para el modelamiento y pronóstico de condiciones medioambientales como precipitaciones o flujos de agua, y en especial en temas relacionados con difusión de contaminantes.

Mientras se desarrolla el nuevo sistema de gestión con filosofía nexos y la herramienta “BAT”, el cumplimiento de las normas actuales debe llevarse a cabo; se insta a que el vertimiento en superficie se limite por parte de las operadoras y se convierta en objeto de constante auditoría por las comunidades, instituciones académicas y el estado. Para lograr esto, el estado puede establecer medidas económicas provisionales que incentiven la reinyección de efluentes a medios subterráneos conocidos y donde se garantice la integridad de los pozos; estos incentivos pueden enfocarse especialmente en el transporte de las AP's y el consumo de energía asociado.

Sería tentador entonces desarrollar únicamente el concepto de BAT para identificar la mejor opción de tratamiento acorde a los límites de contaminantes establecidos por las normas de vertimiento y reúso; sin embargo, el nexos entrega la oportunidad de generar valor agregado al integrar los intereses de diferentes sectores, pudiendo incluso “extralimitarse” en el alcance de su influencia.

Así mismo existen requerimientos comunes para el desarrollo de estos dos conceptos. Entre estos se destacan la coordinación de diferentes actores, la necesidad de información suficiente, confiable y proveniente de fuentes diversas, el monitoreo y evaluación de las medidas propuestas, la inclusión de diferentes aspectos que abarcan

temas técnicos, económicos, ambientales y sociales, y finalmente la definición conjunta de recursos y tiempos necesarios para el desarrollo de los métodos.

La OECD menciona que la implementación del BAT requiere una considerable inversión de recursos, más la cooperación y experiencia compartida por naciones miembro de la OECD y sus aliados, expuestas en su revisión, alivian considerablemente el esfuerzo y tiempo necesarios para la adopción de este. Adicionalmente el estado Colombia se encuentra en deuda en el acompañamiento y control de medidas efectivas de manejo de emisiones de la industria de los hidrocarburos; este sector ha generado numerosos e importantes aportes y ganancias para la nación, por lo que la asignación de recursos suficientes no debería ser un problema para el desarrollo de la filosofía Nexo y la herramienta BAT.

Respecto al Nexo, en cuanto a las condiciones que deben tenerse en cuenta y a los objetivos y retos que pueden plantearse por parte de los diferentes actores, se exhorta a poner especial atención en el tema de calidad del agua, dada la tendencia actual a enfocarse en los volúmenes; como es sabido se requiere una pequeña cantidad de agua contaminada para afectar grandes volúmenes del recurso. Medidas de control en la fuente deben ser ampliamente aplicadas, evitando así los elevados costos que implican la remediación de grandes volúmenes contaminados por procesos de difusión de sustancias indeseadas.

#### **4.6.5 Exploración del reúso. Las aguas de producción como agua no convencional.**

Es evidente que el Magdalena Medio posee una extensa riqueza hídrica caracterizada por el imponente Río Magdalena, su sistema de ciénagas y humedales, así como un extenso número de caños y espejos de agua.

Justamente sobre los volúmenes de agua, la huella hídrica azul del sector hidrocarburos es considerablemente inferior a la de otros sectores como la agricultura. Respecto a este sector se destaca el cultivo agroindustrial de palma de aceite, el cual es caracterizado como cultivo permanente debido al tiempo necesario para su aprovechamiento; por esto

y por sus características de producción este cultivo demanda considerables cantidades de agua a través de su ciclo de vida.

Una fracción del aceite obtenido de la palma se usa con fines energéticos en la producción de biodiesel; por lo que una de las opciones de generación de valor podría ser la vinculación del sector de biocombustibles en el nexos mediante el reúso de las aguas de producción, posterior al tratamiento adecuado y con las condiciones de monitoreo y control necesarias para esto. Esto es una decisión final independiente que deben tomar los directos implicados, basándose en sus intereses y capacidades; en dicho caso las aguas de producción tratadas podrían ser consideradas como una fuente no convencional de agua y pasarían de ser un residuo a un bien valioso.

Otra opción es permitir que las AP's se conviertan en una opción viable en usos ambientales. Nuevamente se resalta que estas opciones deben ir acompañadas con medidas certeras de monitoreo y control.

En caso de que las aguas producidas se conviertan en un recurso aprovechable, se debe abrir la posibilidad de que al igual que los hidrocarburos sean un bien transable por parte de la compañía productora y puedan ser comercializadas bajo beneficio monetario en caso de que así lo consideren estas.

Otra de las medidas que puede evaluarse con el objetivo de promover el reúso, es la liberación de tributación relacionada a equipos y operación de tratamientos y manejo de aguas de producción.

Como incentivo y apoyo estatal se puede fomentar el acompañamiento y apoyo técnico desde las universidades públicas en la formulación de proyectos, como la creación de distritos de riego que utilicen fuentes no convencionales de agua, aliviando así la presión sobre el agua que puede ser destinada para consumo humano.

## 5. Conclusiones y recomendaciones.

La información al respecto de los volúmenes y manejo de las aguas de producción es escasa, este hecho no solo se presenta en Colombia, y se da a razón de que el agua de producción no tiene ningún valor económico y por el contrario en la mayoría de las situaciones se ve como un residuo o un problema.

Generalmente no se cuentan con instrumentos precisos para el registro de agua producida, la contabilización se hace mediante estimaciones que no permiten conocer rigurosamente y de forma desagregada la producción de agua en el pozo a lo largo de su ciclo de vida.

Particularmente en Colombia la información disponible es la suministrada por La Asociación Colombiana del Petróleo, esta ha sido recopilada a partir de la información registrada por las compañías operadoras.

Por otro lado, el control, manejo y custodia de la información por parte del estado Colombiano en cuanto al volumen y manejo de las aguas de producción es prácticamente nula. Este aspecto no es único para el sector hidrocarburos, en general la información sobre la calidad del agua de los recursos hídricos en Colombia es escasa e inexacta, por esto es importante avanzar en el desarrollo de una línea base del recurso, que permita identificar el comportamiento de este a través del tiempo y llevar a cabo la gestión acordemente. Los modelos generados a partir de información errónea solo pueden resultar en desperdicio de recursos y conclusiones equivocadas.

El rol estatal se ha limitado a la emisión de leyes y normas en las cuales se estipulan penalidades en caso de que estas no sean cumplidas y no se lleva a cabo un esfuerzo en

la implementación de la norma, tomando así estas un carácter disruptivo y generador de discordias.

La normatividad y requerimientos establecidos por el estado al respecto de la explotación de HC's y que tienen relación directa o indirecta con las aguas producidas es extensa y en términos generales completa, llegando en algunos casos a ser redundante; cuenta con numerosas herramientas como planes de ordenamiento del recurso hídrico, planes de ordenamiento y manejo de cuencas y planes de manejo ambiental; también con normas de vertimientos en cuerpos de agua y suelo, y de reúso, que establecen límites de calidad a contaminantes del agua, así como los típicos permisos de uso del recurso hídrico y disposición de efluentes de la actividad, entre otros.

Sin embargo la existencia de normatividad no implica su efectividad en términos de implementación y cumplimiento. El estado de implementación y control de esta normatividad se pone en duda.

Actualmente no existe una visión de nexo en la industria entre los recursos hídricos y la producción industrial de hidrocarburos, por el contrario el entendimiento actual es el de competencia.

Como se ha concluido anteriormente, el nivel de información y conocimiento de los recursos hídricos en general es escaso y al respecto de la calidad es prácticamente nulo.

Teniendo en cuenta la importancia de la información inicial sobre la que se toman decisiones, evitando invertir importantes recursos en modelos y medidas ineficientes que pueden incluso llevar a resultados no deseados, se recomienda realizar un esfuerzo en el desarrollo de: La línea base de los recursos hídricos, en el ciclo de vida de las aguas de producción y otros efluentes de la industria de los hidrocarburos, y puntualmente en relación a la calidad del agua efectuar el cálculo de la huella hídrica gris de estos efluentes.

Otra de las propuestas respecto al manejo de la información y la metodología de registro de esta es no invertir recursos valiosos en modelos altamente complejos y con



limitaciones evidentes. Por el contrario se insta a destinar estos recursos en el desarrollo de un proyecto que permita empoderar a la sociedad civil, entregándole herramientas que permitan la generación de grandes volúmenes de información de tipo cualitativa, así como el acceso a laboratorios de calidad del agua de carácter público y descentralizado.

Puntualmente se recomienda un proyecto sobre dispositivos electrónicos de relativo bajo costo y con la posibilidad de compartir la información captada mediante la red de internet. El diseño de estos dispositivos deberá centrarse en la posibilidad de censar parámetros de calidad como pH, temperatura y conductividad del agua, y si es posible grasas y aceites; igualmente debe garantizarse la fácil operación, mantenimiento y eventual remplazo. Estos proyectos pueden ser desarrollados en colaboración con el sector académico.

Se propone analizar el documento de la OECD sobre las “Best Availables Techniques - BAT” y desarrollar una metodología propia con el objetivo de identificar las técnicas de tratamiento y manejo de aguas más efectivas cumpliendo siempre con los límites establecidos.

El desarrollo de la herramienta “BAT” requiere de recursos significativos, más dado sus numerosos factores comunes con el desarrollo del sistema Nexo Agua-Energía y su pertinencia en la formulación de este, hacen que el esfuerzo sea válido. Así mismo, las experiencias desarrolladas en otras naciones y compartidas por la OECD facilitan el abordaje y desarrollo de una herramienta propia.

Al respecto de las tecnologías viables de implementación, se hace la especial invitación a impulsar la inclusión de instrumentos que conlleven a la automatización de los procesos, así como a incluir técnicas de control y disciplinas emergentes como el control difuso y la inteligencia artificial en la optimización del tratamiento.

La normatividad y legislación actual es amplia y abarca las diferentes opciones de manejo, y establece valores límite para una extensa lista de contaminantes y parámetros de referencia. Sin embargo se hace énfasis en la necesidad de expedir una normatividad diferenciada para los efluentes del sector hidrocarburos y en concordancia con los primeros acuerdos del nexo. Así mismo se hace la observación al respecto de la

inclusión del parámetro de conductividad eléctrica como un indicador básico del estado de la calidad del agua.

## A. Anexo I. Valores límite, Resolución 0631 del 2015.

### Hidrocarburos

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN (UPSTREAM)	PRODUCCIÓN (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
<b>Generales</b>						
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O2	400,00	180,00	400,00	180,00	180,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5)	mg/L O2	200,00	60,00	200,00	60,00	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grasas y Aceites	mg/L	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Fenoles	mg/L	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
<b>PARÁMETRO UNIDADES EXPLORACIÓN (UPSTREAM) PRODUCCIÓN (UPSTREAM) REFINO VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM) TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)</b>						
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
<b>Hidrocarburos</b>						
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		

**Compuestos de Fósforo**

Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO43-)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		

**Compuestos de Nitrógeno**

Nitratos (N-NO3-)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Amoniacal (N-NH3)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,00	10,00	10,00 o 40,00 si en el proceso de refino se incluyen actividades de hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

**Iones**

Cianuro Total (CN-)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cloruros (Cl-)	mg/L	1.200,00	1.200,00	500,00	250,00	250,00
Fluoruros (F-)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Sulfatos (SO42-)	mg/L	300,00	300,00	500,00	250,00	250,00
Sulfuros (S2 )	mg/L	1,00	1,00	1,00		

**Metales y Metaloides**

Arsénico (As)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Cinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Hierro (Fe)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,01	0,01		
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo (Pb)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Selenio (Se)	mg/L	0,20	0,20	0,20		
Vanadio (V)	mg/L	1,00	1,00	1,00		

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN (UPSTREAM)	PRODUCCIÓN (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
<b>Otros Parámetros para Análisis y Reporte</b>						
Acidez Total	mg/L CaCO3	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO3	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálcida	mg/L CaCO3	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO3	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color Real (Medidas de absorbancia a las siguientes longitudes de onda: 436 nm, 525 nm y 620 nm)	m-1	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

## **B. Anexo II: Art 42- Decreto 3930 de 2010; MADDS.**

**Artículo 42.** Requisitos del permiso de vertimientos. El interesado en obtener un permiso de vertimiento, deberá presentar ante la autoridad ambiental competente, una solicitud por escrito que contenga la siguiente información:

1. Nombre, dirección e identificación del solicitante y razón social si se trata de una persona jurídica.
2. Poder debidamente otorgado, cuando se actúe mediante apoderado.
3. Certificado de existencia y representación legal para el caso de persona jurídica.
4. Autorización del propietario o poseedor cuando el solicitante sea mero tenedor.
5. Certificado actualizado del Registrador de Instrumentos Públicos y Privados sobre la propiedad del inmueble, o la prueba idónea de la posesión o tenencia.
6. Nombre y localización del predio, proyecto, obra o actividad.
7. Costo del proyecto, obra o actividad.
8. Fuente de abastecimiento de agua indicando la cuenca hidrográfica a la cual pertenece.
9. Características de las actividades que generan el vertimiento.
10. Plano donde se identifique origen, cantidad y localización georreferenciada de las descargas al cuerpo de agua o al suelo.
11. Nombre de la fuente receptora del vertimiento indicando la cuenca hidrográfica a la que pertenece.
12. Caudal de la descarga expresada en litros por segundo.
13. Frecuencia de la descarga expresada en días por mes.
14. Tiempo de la descarga expresada en horas por día.
15. Tipo de flujo de la descarga indicando si es continuo o intermitente.
16. Caracterización actual del vertimiento existente o estado final previsto para el vertimiento proyectado de conformidad con la norma de vertimientos vigente.

17. Ubicación, descripción de la operación del sistema, memorias técnicas y diseños de ingeniería conceptual y básica, planos de detalle del sistema de tratamiento y condiciones de eficiencia del sistema de tratamiento que se adoptará.
18. Concepto sobre el uso del suelo expedido por la autoridad municipal competente.
19. Evaluación Ambiental del Vertimiento.
20. Plan de Gestión del Riesgo para el Manejo del Vertimiento.
21. Plan de Contingencia para la Prevención y Control de Derrames, cuando a ello hubiere lugar.
22. Constancia de pago para la prestación del servicio de evaluación del permiso de vertimiento.
23. Los demás aspectos que la autoridad ambiental competente consideré necesarios para el otorgamiento del permiso.

Parágrafo 1. En todo caso cuando no exista compatibilidad entre los usos del suelo y las determinantes ambientales establecidas por la autoridad ambiental competente para el Ordenamiento Territorial, estas últimas de acuerdo con el artículo 10 de la Ley 388 de 1997 o la norma que lo modifique, adicione o sustituya, prevalecerán sobre los primeros.

Parágrafo 2. Los análisis de las muestras deberán ser realizados por laboratorios acreditados por el IDEAM, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1600 de 1994 o la norma que lo modifique, adicione o sustituya el muestreo representativo se deberá realizar de acuerdo con el Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales, Subterráneas.

Parágrafo 3. Los estudios, diseños, memorias, planos y demás especificaciones de los sistemas de recolección y tratamiento de las aguas residuales deberán ser elaborados por firmas especializadas o por profesionales calificados para ello y que cuenten con su respectiva matrícula profesional de acuerdo con las normas vigentes en la materia.

Parágrafo 4. Los planos a que se refiere el presente artículo deberán presentarse en formato análogo tamaño 100 cm x 70 cm y copia digital de los mismos

## **C. Anexo III: Art 43 - Decreto 3930 de 2010; MADS.**

**Artículo 43.** Evaluación ambiental del vertimiento. Para efectos de lo dispuesto en el numeral 19 del artículo 42 del presente decreto, la evaluación ambiental del vertimiento solo deberá ser presentada por los generadores de vertimientos a cuerpos de agua o al suelo que desarrollen actividades industriales, comerciales y de servicio, así como los provenientes de conjuntos residenciales y deberá contener como mínimo:

1. Localización georreferenciada de proyecto, obra o actividad.
2. Memoria detallada del proyecto, obra o actividad que se pretenda realizar, con especificaciones de procesos y tecnologías que serán empleados en la gestión del vertimiento.
3. Información detallada sobre la naturaleza de los insumos, productos químicos, formas de energía empleados y los procesos químicos y físicos utilizados en el desarrollo del proyecto, obra o actividad que genera vertimientos.
4. Predicción y valoración de los impactos que puedan derivarse de los vertimientos generados por el proyecto, obra o actividad sobre el cuerpo de agua y sus usos o al suelo. Para tal efecto se debe tener en cuenta los Planes de Ordenamiento del Recurso Hídrico y/o el plan de manejo ambiental del acuífero asociado. Cuando éstos no existan, la autoridad ambiental competente definirá los términos y condiciones bajo los cuales se debe realizar la predicción y valoración de los impactos.
5. Predicción a través de modelos de simulación de los impactos que cause el vertimiento en el cuerpo de agua y/o al suelo, en función de la capacidad de asimilación y dilución del cuerpo de agua receptor y de los usos y criterios de calidad establecidos en el Plan de Ordenamiento del Recurso Hídrico.
6. Manejo de residuos asociados a la gestión del vertimiento.
7. Descripción y valoración de los proyectos, obras y actividades para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos sobre el cuerpo de agua y sus usos o al suelo.
8. Posible incidencia del proyecto, obra o actividad en la calidad de la vida o en las condiciones económicas, sociales y culturales de los habitantes del sector o de la región



en donde pretende desarrollarse, y medidas que se adoptarán para evitar o minimizar efectos negativos de orden socio cultural que puedan derivarse de la misma.

Parágrafo 1. La modelación de que trata el presente artículo, deberá realizarse conforme a la Guía Nacional de Modelación del Recurso Hídrico. Mientras se expide la guía, los usuarios continuarán aplicando los modelos de simulación existentes.

Parágrafo 2. Para efectos de la aplicación de lo dispuesto en este artículo en relación con los conjuntos residenciales, la autoridad ambiental definirá los casos en los cuales no estarán obligados a presentar la evaluación ambiental del vertimiento en función de la capacidad de carga del cuerpo receptor, densidad de ocupación del suelo y densidad poblacional.

Parágrafo 3. En los estudios ambientales de los proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental, se incluirá la evaluación ambiental del vertimiento prevista en el presente artículo.

## **D. Anexo IV: Línea base suelo; Decreto 050 de 2018 del MADS.**

### **Para Aguas Residuales no Domésticas tratadas.**

#### **Línea base del suelo.**

Caracterización fisicoquímica y biológica del suelo, relacionada con el área de disposición del vertimiento. La autoridad ambiental competente dependiendo del origen del vertimiento, definirá características adicionales a las siguientes:

a. Físicas: Estructura, Color, humedad, Permeabilidad, Consistencia, Plasticidad, Macro y Micro Porosidad, Compactación, Conductividad hidráulica, Densidad real, Textura, Retención de humedad, profundidad efectiva, Infiltración, temperatura y Densidad aparente.

b. Químicas: Nitrógeno, fósforo y potasio disponible, pH, contenido de materia orgánica, conductividad eléctrica, capacidad de intercambio catiónico, Potencial de óxido reducción, Sodio intercambiable y Aluminio intercambiable, Saturación de Aluminio, Saturación de bases, Carbono orgánico, grasas y aceites, Hierro, Arsénico, Selenio, Bario Cadmio, Mercurio, Plomo, Cromo y conforme al tipo de suelo se determina por parte del laboratorio de análisis, la pertinencia de realización de la Razón de Absorción del Sodio - RAS.

c. Biológicas: Cuantificación de microorganismos fijadores de Nitrógeno, solubilizadores de fosfato, bacterias y actinomicetos, hongos y celulolíticos aerobios; Cuantificación de microorganismos del ciclo del Nitrógeno: nitrificantes, amonificantes (oxidantes de amonio y oxidantes de nitrito), fijadores de Nitrógeno y denitrificantes, Evaluación de poblaciones de biota del suelo, incluye: determinación taxonómica a orden, índices de diversidad; detección y cuantificación de coliformes totales, fecales, salmonella; respiración basal, nitrógeno potencialmente mineralizable, fracción ligera de la materia orgánica.

La caracterización de los suelos, debe realizarse por laboratorios acreditados por el IDEAM para su muestreo.

Se aceptarán los resultados de análisis que provengan de laboratorios extranjeros acreditados por otro organismo de acreditación, hasta tanto se cuente con la disponibilidad de capacidad analítica en el país.

## **E. Anexo V: Línea base agua subterránea; Decreto 050 de 2018 del MADS.**

**Para Aguas Residuales no Domésticas tratadas.**

**Línea base del agua subterránea:**

Determinación de la dirección de flujo mediante monitoreo del nivel del agua subterránea en pozos o aljibes existentes o en piezómetros construidos para dicho propósito, previa nivelación topográfica de los mismos.

Caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua subterránea con puntos de muestreo aguas arriba y aguas abajo del sitio de disposición, en el sentido del flujo y en un mínimo de tres puntos. Dicha caracterización debe realizarse de acuerdo con los criterios que establece el protocolo del agua del IDEAM. La autoridad ambiental competente dependiendo del origen del vertimiento, definirá parámetros de monitoreo adicionales a los siguientes:

- a. Nivel freático o potenciométrico.
- b. Físico-químicas: Temperatura, pH, Conductividad Eléctrica, Sólidos Disueltos Totales
- c. Químicas: Alcalinidad, Acidez, Calcio, Sodio, Potasio, Magnesio. Nitrato (N- N03), Nitritos, Cloruros, Sulfatos, Bicarbonato Fosfatos, Arsénico, Selenio, Bario, Cadmio, Mercurio, Plomo, Cromo, Hierro total, Aluminio, Dureza Total, DBO, DOO, Grasas y Aceites.
- d. Microbiológicas Coliformes totales y Coliformes fecales.

## F. Anexo VI.

Environmental, Health, and Safety- EHS Guidelines. International Finance Corporation. World Bank Group. Examples of Industrial Wastewater Treatment Approaches (Annex 1.3.1)

Pollutant/Parameter	Control Options / Principle	Common End of Pipe Control Technology
pH	Chemical, Equalization	Acid/Base addition, Flow equalization
Oil and Grease / TPH	Phase separation	Dissolved Air Floatation, oil water separator, grease trap
TSS - Settleable	Settling, Size Exclusion	Sedimentation basin, clarifier, centrifuge, screens
TSS - Non-Settleable	Floatation, Filtration - traditional and tangential	Dissolved air floatation, Multimedia filter, sand filter, fabric filter, ultrafiltration, microfiltration
Hi - BOD (> 2 Kg/m <sup>3</sup> )	Biological - Anaerobic	Suspended growth, attached growth, hybrid
Lo - BOD (< 2 Kg/m <sup>3</sup> )	Biological - Aerobic, Facultative	Suspended growth, attached growth, hybrid
COD - Non-Biodegradable	Oxidation, Adsorption, Size Exclusion	Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon, Membranes
Metals - Particulate and Soluble	Coagulation, flocculation, precipitation, size exclusion	Flash mix with settling, filtration - traditional and tangential
Inorganics / Non-metals	Coagulation, flocculation, precipitation, size exclusion, Oxidation, Adsorption	Flash mix with settling, filtration - traditional and tangential, Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon, Reverse Osmosis, Evaporation
Organics - VOCs and SVOCs	Biological - Aerobic, Anaerobic, Facultative; Adsorption, Oxidation	Biological : Suspended growth, attached growth, hybrid; Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon
Emissions – Odors and VOCs	Capture – Active or Passive; Biological; Adsorption, Oxidation	Biological : Attached growth; Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon
Nutrients	Biological Nutrient Removal, Chemical, Physical, Adsorption	Aerobic/Anoxic biological treatment, chemical hydrolysis and air stripping, chlorination, ion exchange
Color	Biological - Aerobic, Anaerobic, Facultative; Adsorption, Oxidation	Biological Aerobic, Chemical oxidation, Activated Carbon
Temperature	Evaporative Cooling	Surface Aerators, Flow Equalization
TDS	Concentration, Size Exclusion	Evaporation, crystallization, Reverse Osmosis
Active Ingredients/Emerging Contaminants	Adsorption, Oxidation, Size Exclusion, Concentration	Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon, Ion Exchange, Reverse Osmosis, Evaporation, Crystallization
Radionuclides	Adsorption, Size Exclusion, Concentration	Ion Exchange, Reverse Osmosis, Evaporation, Crystallization
Pathogens	Disinfection, Sterilization	Chlorine, Ozone, Peroxide, UV, Thermal
Toxicity	Adsorption, Oxidation, Size Exclusion, Concentration	Chemical oxidation, Thermal oxidation, Activated Carbon, Evaporation, crystallization, Reverse Osmosis

## Bibliografía

- ACP, 2013; Informe de Gestión Ambiental. Asociación Colombiana del Petróleo.
- ACP, 2015; Informe de Desempeño Ambiental. Asociación Colombiana del Petróleo.
- Adham, S., Hussain, A., Minier-Matar, J., Janson, A., & Sharma, R., 2018. Membrane applications and opportunities for water management in the oil & gas industry. *Desalination*, 440(January), 2–17. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.01.030>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH., 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.-. <https://doi.org/ISBN: 978-958-98237-0-5>
- Almansa-Manrique, et al.; Corpoica Ciencia Tecnología Agropecuaria; 2018. Efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias. *Effect of the use of production water of petroleum industry in agricultural and livestock activities*, 19(2), 403–420. ; Édgar Fernando Almansa-Manrique, José Guillermo Velásquez-Penagos, Gustavo Adolfo Rodríguez-Yzquierdo;
- An, C., Huang, G., Yao, Y., & Zhao, S., 2017. Emerging usage of electrocoagulation technology for oil removal from wastewater: A review. *Science of the Total Environment*, 579, 537–556. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.11.062>
- ANH, 2018; Estadísticas Producción 2018; <http://www.anh.gov.co/OperacionesRegalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticasde-produccion.aspx>
- ANH, 2019; Agencia Nacional de Hidrocarburos; Republica de Colombia. Recuperado de: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Funciones.aspx>
- ANH, 2019; Historia del petróleo en Colombia. Página web Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]; <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/Historia-del-petroleo-en-Colombia.aspxNH>
- ANLA, 2016; Reporte Zona Centro Valle Medio del Magdalena; Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales. Instrumento de Regionalización. Julio 2016
- ANLA, 2016; Reporte Zona Sur Valle Medio del Magdalena; Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales. Instrumento de Regionalización. Mayo 2016
- API, 1990; American Petroleum Institute. Division of Refining. Design and Operation of Oil-Water Separators. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, API Publication 421 (1990).

- Arnold, R., Burnett, D. B., & Elphick, J., 2004. Manejo de la producción de agua : De residuo a recurso. *Oilfield Review*, 16, 30–45.
- Arowoshola, L., Cope, G., David, V., Gasson, C., Gonzalez-Manchon, C., Kelleher, M., Lang, H., Uzelac, J., 2011; Produced Water Market. Opportunities in the Oil, Shale and Gas Sectors in North America.. A Global Water Intelligence publication. ISBN: 978-1-907467-14-1
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Jon, E., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L., 2000. Control del agua. *Oilfield Review*. Schlumberger, (Verano), 32–53. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-30504-0\\_13](https://doi.org/10.1007/978-3-540-30504-0_13)
- Banco Mundial, 2007; Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad; Corporación Financiera Internacional, Banco Mundial; Recuperado de: [www.ifc.org/ehsguidelines](http://www.ifc.org/ehsguidelines). 30 de Abril de 2007.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F., 2007. Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal (p. 92). Bogotá: ANH. Recuperado a partir de [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- BAT Guidance UK, 2018; Best Available Techniques Guidance UK- Recuperado de: <https://www.gov.uk/guidance/best-available-techniques-environmental-permits->
- BAT-OECD, 2018; Techniques, B. A. . Best Available Techniques for Preventing and Controlling Industrial Pollution. Activity 2: Approaches to Establishing Best Available Techniques (BAT) Around The World. OECD.
- Bazilian, M., Rogner, H., Howells, M., Hermann, S., Arent, D., Gielen, D. Yumkella, K. K., 2011. Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach. *Energy Policy*, 39(12), 7896–7906. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.039>
- Boletín Estadístico UPME, 2018, Unidad De Planeación Minero Energética, (UPME), Ministerio de Minas y Energía; Republica de Colombia.
- Burkhardt, A., Gawde, A., Cantrell, C. L., & Zheljzkov, V. D., 2015. Effect of varying ratios of produced water and municipal water on soil characteristics, plant biomass, and secondary metabolites of *Artemisia annua* and *Panicum virgatum*. *Industrial Crops and Products*, 76, 987–994. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2015.08.018>
- Cadena del Petróleo, 2013. Unidad De Planeación Minero Energética, (UPME), Ministerio de Minas y Energía; Republica de Colombia.
- CCSA, 2019; what is CCS? Carbon Capture & Storage Association; Recuperado de: <http://www.ccsassociation.org/what-is-ccs/> -

- Clark, C.E and J.A. Veil. 2009; Produced Water Volumes and Management Practices in the United States. September 2009.
- Corte Constitucional, 2011; Sentencia T-740/11, Derecho Fundamental al Agua – Concepto y fundamento. Corte Constitucional Republica de Colombia. Recuperado de: <http://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2011/T-740-11.htm>
- Cullis, J. D. S., Walker, N. J., Ahjum, F., & Rodriguez, D. J., 2018. Modelling the water energy nexus: Should variability in water supply impact on decision making for future energy supply options? Proceedings of the International Association of Hydrological Sciences, 376, 3–8. <https://doi.org/10.5194/piahs-376-3-2018>
- Daher Bassel, Bryce Hannibal, Kent E. Portney, Rabi H Mohtar, 2019. Toward creating an environment of cooperation between water, energy, and food stakeholders in San Antonio. Science of the Total Environment; <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.09.395>
- DANE, 2018; Bogotá DC. (n.d.). Boletín técnico Exportaciones (EXPO) Abril 2018. Recuperado de [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/exportaciones/bol\\_exp\\_abr18.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/exportaciones/bol_exp_abr18.pdf)
- DANE, 2019; DANE Estimaciones de población 1985 - 2005 y proyecciones de población 2005 - 2020 Total Municipal por área. ; Consultado en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>
- De Amorim, W. S., Valduga, I. B., Ribeiro, J. M. P., Williamson, V. G., Krauser, G. E., Magtoto, M. K., & de Andrade Guerra, J. B. S. O., 2018. The nexus between water, energy, and food in the context of the global risks: An analysis of the interactions between food, water, and energy security. Environmental Impact Assessment Review, 72(May), 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2018.05.002>
- Decreto 1594 de 1984, Presidencia de la Republica de Colombia. Recuperado de: [http://www.ideam.gov.co/documents/24024/36843/Dec\\_1594\\_1984.pdf/aacbcd5d-fed8-4273-9db7-221d291b657f](http://www.ideam.gov.co/documents/24024/36843/Dec_1594_1984.pdf/aacbcd5d-fed8-4273-9db7-221d291b657f)
- Decreto 3930 del 2010, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 25 de Octubre 2010. República de Colombia.
- Decreto 4728 del 2010, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 23 de Diciembre de 2010. República de Colombia.
- DOE, 2006; US Department of Energy “Energy Demands on Water Resources.; Washington,DC. Recuperado de: [www.sandia.gov/energy-water/docs/121-RptToCongress-EWwEIAcomments-FINAL.pdf](http://www.sandia.gov/energy-water/docs/121-RptToCongress-EWwEIAcomments-FINAL.pdf).

- Drioli, A. Ali, Y.M. Lee, S.F. Al-Sharif, M.Al-Beirutty, F. Macedonio, 2016 ; Membrane operations for produced water treatment, *Desalin. Water Treat.*; 2016; pp. 14317-14335
- E&P Focus The Energy Lab, 2013; Fall 2013; Oil & Natural Gas Program Newsletter; NETL: National Energy Technology Laboratory, 2013; U.S. Department of Energy.
- Echchelh, A., Hess, T., & Sakrabani, R., 2018. Reusing oil and gas produced water for irrigation of food crops in drylands. *Agricultural Water Management*, 206(May), 124–134. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2018.05.006>
- Ecopetrol, 2018; Ecopetrol realiza inversiones sociales y ambientales en el Magdalena Medio por \$302 mil millones. (2018). Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2018/boletines-2018/inversiones-sociales-ambientales-magdalena-medio-302-mil-millones>
- Ecopetrol, 2018; Reporte integrado de gestión sostenible. Gerencia de Responsabilidad Corporativa; Secretaria General; Ecopetrol S.A.
- Ecopetrol, 2019; Cuatro factores críticos se presentaron y ocasionaron el afloramiento atípico en La Fortuna, Santander. Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2018/boletines-2018/cuatro-factores-ocasionaron-afloramiento-la-fortuna-santander>
- Ecopetrol; Nuestra historia; Pagina web Ecopetrol, [www.ecopetrol.com](http://www.ecopetrol.com) ; [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/?urile=wcm%3Apath%3A/Ecopetrol\\_ES/Ecopetrol/nuestra-empresa/Quienes-Somos/acerca-de-nosotros/Nuestra+Historia](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/?urile=wcm%3Apath%3A/Ecopetrol_ES/Ecopetrol/nuestra-empresa/Quienes-Somos/acerca-de-nosotros/Nuestra+Historia)
- EIA, 2019; What countries are the top producers and consumers of oil?. U.S. Energy Information Administration; Abril, 2019.
- EIA, 2019; Global Liquid Fuels, SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK, Energy Information Administration, Recuperado de: [https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global\\_oil.php](https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php)
- Elgallal, M., Fletcher, L., & Evans, B., 2016. Assessment of potential risks associated with chemicals in wastewater used for irrigation in arid and semiarid zones: A review. *Agricultural Water Management*, 177, 419–431. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2016.08.027>
- ENA, 2014; Estudio Nacional del Agua. Recuperado de: [www.ideam.gov.co](http://www.ideam.gov.co) Bogotá, D. C., 2015. 496 paginas. ISBN: 978-958-8067-70-4
- ENA, 2018; Estudio Nacional del Agua. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. República de Colombia.



- Endo, A., Burnett, K., Orencio, P., Kumazawa, T., Wada, C., Ishii, A., Tsurita, I., Taniguchi, M., 2015. Methods of the water-energy-food nexus. *Water-Sui* 7, 5806e5830.
- Endo, A., Tsurita, I., Burnett, K., & Orencio, P. M., 2017. Journal of Hydrology : Regional Studies A review of the current state of research on the water , energy , and food nexus. *Biochemical Pharmacology*, 11, 20–30. <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2015.11.010>
- EPA, 2016; Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY ; 40 CFR Part 435 , [EPA-HQ-OW-2014-0598; FRL- ] , RIN 2040-AF35. Recuperado de: <https://www.epa.gov/eg/oil-and-gas-extraction-effluent-guidelines->
- Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., Biak, D. R. A., Madaeni, S. S., & Abidin, Z. Z., 2009. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170(2–3), 530–551. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044>
- FAO, 2014; The Water-Energy-Food Nexus A new approach in support of food security and sustainable agriculture. Rome 2014.
- Fipps, G., 1995. Standards and Salinity Management and Salinity Management Water Analysis : Agrilife Extension, 4(3), 1–17.
- Fisher, 2010; Committee on Management and Effects of Coalbed Methane Development and Produced Water in the Western United States Committee on Earth Resources Board on Earth Sciences and Resources Water Science and Technology Board Division on Earth and Life Studies THE.
- Freire, 2001; Biological treatment of oil field wastewater in a sequencing batch reactor, .D.C. Freire, M.C. Cammarota, G.L. Sant'Anna ; *Environ. Technol.* 22 (2001) 1125–1135.
- GAO; U., States, & Accountability, G., 2012. ENERGY-WATER NEXUS Information on the Quantity , Quality , and Management of Water Produced during Oil and Gas Production, (January).
- Guerra, Dahm, K., & Dunderf, S., 2011. Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. Science and Technology Program Report, (157), 129. <https://doi.org/3180>
- Hagström, E. L., Lyles, C., Pattanayek, M., Deshields, B., Berkman, M. P., Hagström, E. L. Deshields, B., 2016. Produced Water — Emerging Challenges , Risks , and Opportunities. *Environmental Claims Journal*, 28(2), 122–139. <https://doi.org/10.1080/10406026.2016.1176471>

- Hansen, 1994; Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water; B.R. Hansen, S.H. Davies, Chem. Eng. Res 176–188.
- Hillel, D., 2004. Chapter 9: solute movement and soil salinity. Introduction to Environmental Soil Physics. Elsevier Academic Press, San Diego, pp. 167–186. <http://dx.doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- Hirschfeld, 2015; El manejo del agua producida en la industria petrolera Argentina Por: Ing. Marcelo Hirschfeldt- Oil Production Consulting. (n.d.). Retrieved from [http://www.exeenergia.com.ar/wp-content/uploads/2015/10/Water\\_Management\\_Argentina.pdf](http://www.exeenergia.com.ar/wp-content/uploads/2015/10/Water_Management_Argentina.pdf)
- Hommel, 1990; Formation and physiological role of biosurfactants produced by hydrocarbon-utilizing microorganisms, Biodegradation 1 (1990) 107–119.
- Howarth, C., & Monasterolo, I., 2016; Understanding barriers to decision making in the UK energy-food-water nexus: The added value of interdisciplinary approaches. Environmental Science and Policy, 61, 53–60. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.03.014>
- IDEAM, 2019; Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Recuperado de: <http://www.ideam.gov.co/>
- IDEAM, 2019; Zonificación hidrogeológica; Recuperado de: <http://www.ideam.gov.co/web/agua/zonificacion-hidrogeologica>, 2019.
- IEA, 2018; Oil 2018, Analysis and forecasts to 2023; International Energy Agency; [http://dx.doi.org/10.1787/oil\\_mar-2018-en](http://dx.doi.org/10.1787/oil_mar-2018-en) ISBN: 9789264288874; OECD/IEA 2018.
- IEA-WEO, 2018; World Energy Outlook, 2018; International Energy Agency; OECD/IEA, 2018.
- IGAC, 2017; Producción agropecuaria en los grandes distritos de riego de Colombia ha sido improvisada; recuperado de: <https://noticias.igac.gov.co/es/contenido/produccion-agropecuaria-en-los-grandes-distritos-de-riego-de-colombia-ha-sido-improvisada>
- Igunnu, 2012; Produced Water Treatment Technologies; E.T. Igunnu, G.Z. Chen; International Journal of Low-Carbon Technologies (2012).
- Igwe, 2013; Optimal options for treatment of produced water in offshore petroleum platforms. J. Pollut. Eff. Control 1 (102).; Igwe, C.O., Saadi, A.A.L., Ngene, S.E., 2013. <http://doi:10.4172/2375-4397.1000102>
- Jiménez, S., Micó, M. M., Arnaldos, M., Medina, F., & Contreras, S., 2018. State of the art of produced water treatment. Chemosphere, 192, 186–208. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.10.139>

- Kenneth, et al., 2007; Petroleum Engineering Handbook. Volume III: Facilities and Construction engineering. USA, Society of Petroleum Engineers.
- Keskinen Marko, Guillaume Joseph H. A, Kattelus Mirja, Miina Porkka, Timo A. Räsänen and Olli Varis, 2016; The Water-Energy-Food Nexus and the Transboundary Context: Insights from Large Asian Rivers. Water & Development Research Group, Aalto University, PO Box 15200, 00076 Aalto, Finland;
- Kurian, M., 2017; The water-energy-food nexus: Trade-offs, thresholds and transdisciplinary approaches to sustainable development. Environmental Science and Policy, 68, 97–106. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.11.006>
- Kurian, M., & Ardakanian, R., 2015; Governing the Nexus. Governing the Nexus: Water, Soil and Waste Resources Considering Global Change. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-05747-7>
- Langhus, 2005; Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. ALL Arthur, D., Langhus, B.G., Patel, C., 2005.
- Lee, K., & Neff, J. M., 2011. Produced Water - Environmental risks and advances in mitigation technologies. Produced Water. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2>
- Liden, T., Santos, I. C., Hildenbrand, Z. L., & Schug, K. A., 2018. Science of the Total Environment Treatment modalities for the reuse of produced waste from oil and gas development. Science of the Total Environment, 643, 107–118. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.05.386>
- Maassen, S., 2016. Bibliometric Analysis of Research on Wastewater Irrigation During 1991–2014. Irrigation and Drainage, 65(5), 644–653. <https://doi.org/10.1002/ird.1981>
- MADS, 2019; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Republica de Colombia. Recuperado de: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/ministerio/objetivos-y-funciones>
- Martel et al, 2016; Produced waters of the oil industry as an alternative water source for food production. Martel-Valles, J.F., Foroughbakchik-Pournavab, R., Benavides-Mendoza, A., Rev. Int. Contam. Ambient. 32, 463–475. 2016.
- Meijer, D. T., & Akzo Nobel, M. P. P., 2003. Field-proven removal of dissolved and dispersed hydrocarbons at commercial scale from offshore produced water by the macro porous polymer-extraction technology, (March), 26–27. Retrieved from <http://www.vwsmppsystems.com/mppsytems/ressources/documents/1/20920,AberdeenNEL-paper2003.pdf>
- Minambiente, 2019; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Recuperado de: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/2067->

- Minenergía, 2019; Ministerio de Minas y Energía; Republica de Colombia. Recuperado de : <https://www.minenergia.gov.co/mision-y-vision>
- MinHacienda, 2018; Marco Fiscal mediano plazo 2018, Ministerio de Hacienda Republica de Colombia; Moreno, L. M., Guillermo, J., Duque, S., David, A., & Moreno, B. (n.d.).
- Ministerio de Minas y Energía, U. D. P. M. E. (Upme), 2012; Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia. <https://doi.org/978-958-8363-15-8>
- Moraes, J. E. F., Quina, F. H., Nascimento, C. A. O., Silva, D. N., & Chiavone-Filho, O., 2004. Treatment of Saline Wastewater Contaminated with Hydrocarbons by the Photo-Fenton Process. *Environmental Science and Technology*, 38(4), 1183–1187. <https://doi.org/10.1021/es034217f>
- Morrow, L. R., Martir, W. K., Aghazeynali, H., Wright, D. E., 1999. Process of Treating Produced Water with Ozone, US Patent No. 5,868,945
- Munirasu, S., Haija, M. A., & Banat, F., 2016. Use of membrane technology for oil field and refinery produced water treatment - A review. *Process Safety and Environmental Protection*, 100, 183–202. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2016.01.010>
- Nesic, S., & Streletskaya, V. V., 2018. An integrated approach for produced water treatment and injection. *Georesursy*, 20(1), 25–31. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.25-31>
- Nexo-agua-energía-alimentación, CEPAL, 2019; Proyecto/Programa | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (n.d.). Recuperado de: February 13, 2019, from <https://www.cepal.org/es/proyectos/nexo-agua-energia-agricultura-alimentacion>
- Nuñez, J., 2016. Costos de la conflictividad social en el sector de hidrocarburos en Colombia. <https://doi.org/Neurosciences & behavior>
- OECD, 2019; Work on Water 2018-2019; [www.oecd.org/water](http://www.oecd.org/water)
- OECD, 2012; Emission scenario document of chemical used in oil well production; OECD Environment, Health and Safety Publications; No. 31 Series on Emission Scenario Documents; Publications, S. (2012). THE WORKING PARTY ON CHEMICALS , PESTICIDES AND BIOTECHNOLOGY ENV / JM / MONO ( 2012 ) 7 Unclassified, 33(31), 1–75.
- OECD, 2018; Our Global Reach; Recuperado de: <https://www.oecd.org/about/members-and-partners/> -
- ONU 2014; Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de Naciones Unidas; Decenio Internacional para la Acción “El agua, fuente de vida” 2005-2015. Área

- temática: Agua y energía. (n.d.). Recuperado de [http://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/water\\_and\\_energy.shtml](http://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/water_and_energy.shtml)
- ONU-DAES 2010; El derecho humano al agua y al saneamiento; Decenio internacional para la acción “el agua fuente de vida”; Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de Naciones Unidas. Recuperado de: [https://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/human\\_right\\_to\\_water.shtml](https://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/human_right_to_water.shtml)
- Otton, B. J. K., 2006. Environmental Aspects of Produced-water Salt Releases in Onshore and Coastal Petroleum-producing Areas of the Conterminous U. S. – A Bibliography.
- Palmer, 1981; L.L. Palmer, A.H. Beyer, J. Stock, Biological oxidation of dissolved compounds in oilfield produced water by a field pilot biodisk, J. Petrol. Technol. 8308-PA (1981) 1136–1140.
- PNUMA, 2019; Programa de las Naciones Unidas para El Medio Ambiente; Recuperado de: <https://www.unenvironment.org/es/news-and-stories/comunicado-de-prensa/se-registra-gran-aumento-de-leyes-ambientales-en-los-ultimos>
- PROURE, 2017-2022; Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética; Unidad de Planeación Minero Energética; Ministerio de Minas y Energía.
- Puls & Sanders, 2017; Water-Energy Nexus and Environmental Aspects of Oil and Gas Production. Competition for Water Resources.- Chapter 2.2.3. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803237-4.00009-4>.
- Qadir, M., Drechsel, P., 2016. Contaminant management in water reuse systems. In: Eslamian, S. (Ed.), Urban Water Reuse Handbook. CRC Press, Boca Raton, pp. 525–532.
- Resolución 0631 del 2015, (marzo 17) Diario Oficial No. 49.486 de 18 de abril de 2015; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Bogotá D.C.; Colombia.
- Resolución 1207 del 2014. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 13 de Agosto de 2014; Bogotá D.C. ; Republica de Colombia.
- Retamal, M., Abeysuriya, K., Turner, A. and White, S., 2008. “The Water-Energy Nexus: Literature Review”. Sydney: Institute for Sustainable Futures, University of Technology.
- Revista Semana Rural, 2019; La Lizama un año después del derrame; Recuperado de: <https://semanarural.com/web/articulo/como-estaa-la-lizama-un-ano-despues-del-derrame-de-petroleo/932>
- Schlumberger, 2019; Demulsifier , Oilfield Glossary, Drilling fluids. ; Recuperado de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/demulsifier.aspx> ; Consultado en 2019.

- SGC, 2014; Anexo N, Compilación de la Cuenca Del Valle Medio del Magdalena, Servicio Geologico Colombiano; Bogotá, Diciembre de 2014. Tectónica Geociencias básicas; Edinson Lozano; Nadezhda Zamora.
- SGC, 2019; Servicio Geológico Colombiano; Republica de Colombia. Recuperado de: <https://www2.sgc.gov.co/Nosotros/AcercaDelSgc/Paginas/funciones-y-deberes.aspx>
- Smajgl, A., Ward, J., & Pluschke, L., 2016. The water-food-energy Nexus - Realising a new paradigm. *Journal of Hydrology*, 533, 533–540. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2015.12.033>
- Tchobanoglous, G., Burton, F.L., Stensel, H.D., Eddy, M., 2003. *Wastewater Engineering: Treatment and Reuse*. McGraw-Hill, Boston.
- Tellez, 2002; Performance evaluation of an activated sludge system for removing petroleum hydrocarbons from oilfield produced water. *Adv. Environ. Res.* 6 (4), 455e470. [http://doi.org/10.1016/S1093-0191\(01\)00073-9](http://doi.org/10.1016/S1093-0191(01)00073-9). Tellez, G.T., Nirmalakhandan, N., Gardea-Torresdey, J.L., 2002.
- U.S. EIA, 2019; Annual Energy Outlook 2019 With projections to 2050. U.S. Energy Information Administration; Office of Energy Analysis; U.S. Department of Energy; Washington, DC 20585; January 24, 2019 #AEO2019 [www.eia.gov/aeo](http://www.eia.gov/aeo)
- UN CEPAL, 2018; Nexo-agua-energía-alimentación | Proyecto/Programa | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (n.d.). Retrieved February 13, 2019, from <https://www.cepal.org/es/proyectos/nexo-agua-energia-agricultura-alimentacion>
- UNDP, 2019; Objetivos de Desarrollo Sostenible; Recuperado de: <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>
- UPME, 2015; Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energetico 2050. Ministerio de Minas y Energia; Republica de Colombia. Bogotá D.C. ; Colombia, Enero de 2015.
- UPME, 2015; Energy and Mining Planning Unit (UPME). National Energy Plan 2050 (in Spanish), 184. Retrieved from [http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)
- Vance, G. F., King, L. A., & Ganjegunte, G. K., 2008; Soil and Plant Responses from Land Application of Saline–Sodic Waters: Implications of Management. *Journal of Environment Quality*, 37(5\_Supplement), S-139. <https://doi.org/10.2134/jeq2007.0442>
- Vasquez, 1994; La historia del petróleo en Colombia. *Revista Universidad Eafit* – No 93. Vasquez C, Hernan;
- Veil J, 2015; U.S. Produced Water Volumes and Management practices in 2012; Prepared for The Ground Water Protection Council, April 2015;

- Veil, J. A., Puder, M. G., Elcock, D., J, R., & Jr, R., 2004; A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil , Natural Gas , and Coal Bed Methane U.S. Department of Energy, (January).
- World Bank, 2017; Water in Agriculture; World Bank; Recuperado en 2019 de: <http://www.worldbank.org/en/topic/water-in-agriculture#1>
- World Bank, 2019; Who we are; World Bank, Washington D.C.; Recuperado de: <https://www.worldbank.org/en/who-we-are>
- WWAP, 2018; Programa Mundial de las Naciones Unidas de Evaluación de los Recursos Hídricos/ONU - Agua. 2018; Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2018: Soluciones basadas en la naturaleza para la gestión del agua. París, UNESCO.
- Yoon, H., 2018; A Review on Water-Energy Nexus and Directions for Future Studies: From Supply to Demand End, 642, 365–395. <https://doi.org/10.5565/rev/dag.438>
- Zhang, C., Chen, X., Li, Y., Ding, W., & Fu, G., 2018; Water-energy-food nexus: Concepts, questions and methodologies. *Journal of Cleaner Production*, 195, 625–639. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.194>
- Zhang, X., & Vesselinov, V. V., 2016; Energy-water nexus: Balancing the tradeoffs between two-level decision makers. *Applied Energy*, 183, 77–87. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.156>