

# Estrategias de gestión hídrica en el sector de hidrocarburos: revisión

## Water management strategies in the hydrocarbons sector: revision

María Cruz-Rico<sup>1</sup>  
Angie Ortega-Ramírez<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fundación Universidad de América (Colombia). Correo electrónico: [maria.cruz5@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:maria.cruz5@estudiantes.uamerica.edu.co)  
orcid: <https://orcid.org/0000-0002-4184-300X>

<sup>2</sup>Fundación Universidad de América (Colombia). Correo electrónico: [angie.ortega@profesores.uamerica.edu.co](mailto:angie.ortega@profesores.uamerica.edu.co)  
orcid: <https://orcid.org/0000-0002-6364-8432>

Recibido: 20-09-2022 Aceptado: 13-12-2022

**Cómo citar:** Cruz-Rico, María; Ortega-Ramírez, Angie (2023). Estrategias de gestión hídrica en el sector de hidrocarburos: revisión. *Informador Técnico*, 87(1), 65-81  
<https://doi.org/10.23850/22565035.4998>

### Resumen

La gestión del agua se constituye como uno de los asuntos que deben ser priorizados por las empresas. Las industrias de hidrocarburos no son la excepción, teniendo en cuenta que deben disponer finalmente de una alta cantidad de aguas de producción. En el presente artículo de revisión, se presentan algunas de las estrategias más importantes que se utilizan a nivel global, con el fin de evitar fuertes afectaciones al medio ambiente y reutilizar este recurso en la mayor medida posible. Además, se analiza la importancia de la gestión hídrica a nivel nacional y en la industria de los hidrocarburos. Para ello, se tomaron en cuenta 52 documentos relacionados con la disposición de las aguas de producción. Más del 80 % de estos documentos han sido publicados en los últimos cinco años, y se hace énfasis en publicaciones colombianas, ya que se busca establecer un panorama específico en el territorio nacional. Del estudio, se concluye que, en Colombia, entre las principales estrategias de gestión hídrica, se destaca la reinyección. Ecopetrol reutilizó en 2021, 111,3 millones de m<sup>3</sup> de agua, lo que equivale al 74 % del volumen total de operación.

**Palabras clave:** aguas de producción; aguas residuales; medio ambiente; petróleo; reinyección; disposición de aguas.

### Abstract

Water management is one of the concerns that companies must prioritize. The hydrocarbon industries are not the exception, they leave behind a high quantity of production water. This review presents some of the most important strategies used globally to avoid the strong effects on the environment and reuse this resource as much as possible. In addition, the importance of water management nationally and in the hydrocarbon, industry is analyzed. For this, 52 documents related to the disposal of production waters were taken into account. More than 80 % of these documents have been published in the last five years, with special emphasis on Colombian publications, although few are worldwide references since they seek to establish a specific panorama in the

national territory. From the study, we have been able to conclude that in Colombia, reinjection stands out among the main water management strategies. Ecopetrol reused 111.3 million m<sup>3</sup> of water in 2021, which is equivalent to 74 % of the total volume of operations.

**Keywords:** production water; wastewater; environment; oil; reinjection; water disposal.

## 1. Introducción

Dentro de la gran cantidad de recursos que se pueden encontrar en Colombia están los hidrocarburos, que son compuestos orgánicos constituidos por átomos de carbono e hidrógeno, entre los que se encuentra el gas natural, o el petróleo. Se establecen, así, como una fuente de energía en el mundo actual, y como un recurso que permite la producción de diversos materiales y elementos que buscan hacer más fácil la vida del ser humano (Cornejo, 2014).

La Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2018) explica que esta fuente de energía está involucrada directamente con seis actividades principales, el transporte, la defensa, la tecnología, la industria, el comercio y la investigación, y permite el desarrollo de actividades y facetas del ser humano. En Colombia, la producción de petróleo alcanzó los 746.185 barriles diarios para el mes de mayo de 2022, donde se presentó un aumento del 6,07 % en relación con el mismo mes del año anterior (Ministerio de Minas y Energía, 2022). El sector petrolero emplea altas cantidades de agua. Según Ecopetrol, en el 2021, el volumen total de agua que se necesitó para desarrollar las diversas actividades establecidas en sus procesos alcanzó los 151,4 millones de metros cúbicos. De esta cifra, 111,3 millones de metros cúbicos, un 74 %, vienen de la reutilización de afluentes, y 40,1 millones de metro cúbicos, el 26 %, de fuentes naturales (Ecopetrol, 2022). Estas cifras han generado un gran desafío, al evidenciar la necesidad que las grandes industrias tienen respecto del correcto manejo de este recurso hídrico, con el fin de no generar más impactos medioambientales negativos, como son la pérdida de vegetación natural, el deterioro del hábitat de especies animales o la alteración de las características microbiológicas del agua, y disminuir la contaminación en la región donde tienen influencia directa.

Kassab *et al.* (2021) argumentan que las aguas de producción son la principal fuente de los residuos en la producción del petróleo y del gas, y la preocupación por su disposición ha generado costos considerables para la industria. Bailey *et al.* (2000) señalan que las técnicas de control han permitido que se disminuya hasta en un 89 % el agua producida en las actividades de hidrocarburos, evitando también el envejecimiento de los campos. Al respecto, se han gestado diversas estrategias, tanto mecánicas como químicas, para permitir un uso y disposición final adecuada de las aguas de producción. Ortega (2019) destaca que, a pesar de que dichas herramientas se han establecido como una forma de solucionar de manera rápida la producción, no permiten profundizar en el verdadero impacto del problema, que se define por la acumulación que generan estas aguas en la superficie, y cómo producen implicaciones ambientales, sociales y económicas para su contexto inmediato.

La mayor cantidad de consumo de agua se da cuando la producción de hidrocarburos se genera a través de la inyección. Este método que, según Ecopetrol, es el más utilizado en Colombia, consiste en introducir agua en el yacimiento donde se encuentra el hidrocarburo para aumentar la presión y generar un desplazamiento del material. De esta forma, el líquido logra desplazar el crudo hasta la superficie, donde se almacena en tanques que separan el agua y el gas (Ecopetrol, 2014). En dicho proceso también existe el método de inyección de agua mejorada, en el cual se sustraen y disuelven aditivos químicos como polímeros, surfactantes o álcalis, con el fin de mejorar y facilitar el desplazamiento del hidrocarburo. Según Ecopetrol, “los químicos se usan en cantidades bajas y controladas, lo que no genera peligros para el medio ambiente y el entorno” (Ecopetrol, 2014, p. 32).

Veil y Clark (2011) aseguran que es posible disminuir el consumo, ya que se han reportado casos en los que los cortes de agua en los pozos alcanzan casi el 95 %, sin afectar la viabilidad de la producción, con una proporción de 19 barriles de agua por cada barril de petróleo producido. Según Robertson *et al.* (2017), es

procedente hablar del agua de producción o de formación, que es la que se genera junto al petróleo o el gas obtenidos, y que se localiza, generalmente, debajo de los yacimientos del hidrocarburo. A nivel mundial, se ha reportado que el agua de producción alcanza el promedio de tres barriles por cada uno de petróleo, lo que llega a una inversión de cerca de 40 mil millones al año. En cuanto al territorio nacional, por cada barril de petróleo, se alcanzan a producir, en promedio, unos 13 de agua (Bailey *et al.*, 2000):

Las aguas de producción pueden ser tratadas y reinyectadas en la misma formación para mantener la presión de los yacimientos y aumentar el factor de recobro; ser tratadas y vertidas a cuerpos de aguas superficiales o al suelo, o ser reinyectadas en los yacimientos, como estrategia de disposición final. (Almansa-Manrique *et al.*, 2018, p. 2)

Otra de las referencias para dimensionar la cantidad de agua de producción derivada de la labor de la generación de hidrocarburos se puede tomar del campo de Castilla, el cual se ubica en los llanos orientales de Colombia. Allí, la generación de agua de producción alcanza los cuatro millones de barriles para una extracción de cerca de 170 mil barriles de crudo (Villegas *et al.*, 2017). Según Ecopetrol, entre los años 2016 y 2019, la tendencia, en cuanto a aguas de producción generadas, ha ido en aumento. La Empresa Colombiana de Petróleos señala que, en el año 2020, el promedio nacional de agua de producción alcanzó los 403,4 millones de metros cúbicos que comparado con el año 2016 fue de 244,7 millones de metros cúbicos, hubo un aumento del 64,85 % (Ecopetrol, 2021):

Dada la necesidad y urgencia del control de producción de agua desde el yacimiento, la industria del petróleo ha generado estrategias mecánicas y químicas, como tapones de cemento, geles, polímeros, camisas inflables, fluidos inteligentes, pozos con tramos laterales, desviaciones de trayectorias, completamientos dobles, entre otras. (Kassab *et al.*, 2021, p. 35)

Para Bernal (2010), el establecimiento de este tipo de estrategias se constituye como una inversión a futuro, no solo para la empresa, sino también para el entorno y el ambiente, además de incluir beneficios tanto de tiempo como económicos, que tendrán impacto directo en la reducción de la degradación ambiental. En Colombia, el manejo y la disposición de estas aguas de producción tienen consecuencias en otros ámbitos como el social y el económico, e incluso sanitario, pues afecta comunidades enteras, por lo que se ha decidido realizar una revisión y recopilación de algunas de las técnicas y estrategias que se han desarrollado a nivel mundial y nacional, y las conclusiones derivadas, con el fin de que este artículo se establezca como un referente que permita conocer sobre las tecnologías utilizadas, procesos y datos relacionados con el establecimiento de estas herramientas.

## 2. Metodología

Para la realización del presente artículo de revisión, se consultaron 50 tesis, artículos científicos y académicos publicados, y documentos relacionados con el tema, cerca del 80 % publicados en los últimos cinco años. Entre las bases de datos consultadas se encuentran Scopus, Science Direct, SciELO y Google Académico. La ecuación de búsqueda utilizada fue "Hidrocarburos and Agua and Producción" con una ecuación de rango de valor "2017-2022". En total se analizaron 52 documentos, en español e inglés, y entre los criterios de evaluación se tomó en cuenta la fecha de publicación, aporte de datos en relación con los requerimientos de aguas de producción y, especialmente, los procesos presentados durante los estudios, que tuvieran directa relación con la gestión de este tipo de aguas, excluyendo aspectos como la utilización de agua en prácticas como el *fracking*. A partir de la revisión, se definieron los objetivos establecidos, la metodología, los principales aportes, y las conclusiones.

### 3. Importancia de la gestión hídrica industrial

Como lo estableció Ortega y Triana (2021), es necesario considerar el uso del agua en relación con su entorno, ya que “una mirada desarticuladora no permite comprender la importancia del agua en función de la justicia medioambiental y la sostenibilidad de la vida” (p. 165). Global Water Partnership (2011) integra, dentro del concepto, la gestión de todos los recursos hídricos con un enfoque amplio que permita la coordinación alterna con otros. Es así como difunde que la Gestión Integral del Recurso Hídrico es un componente fundamental de la integración de los ecosistemas, y se toma como un recurso no solo natural, sino también social y económico:

La producción industrial sigue en crecimiento, y paralelamente a esta, también lo hace el consumo de agua para estas prácticas. Aunque los niveles de consumo en los países en desarrollo se están comenzando a estabilizar e incluso en algunos ha empezado a descender, estos casos aún son muy escasos. (Organización Internacional de Normalización [ISO:14001:2015], p. 2)

Con el fin de darle un uso correcto al recurso hídrico por parte de las empresas y organizaciones, se ha empezado a hablar del concepto de ‘gestión hídrica’, que hace referencia a un manejo y administración adecuada del agua (Sustain Luum, 2020). En el año 2015 fue aprobada la norma ISO 14046:2014 por parte de la Organización Internacional de Normalización, cuyo objetivo es especificar el direccionamiento relacionado con el proceso que se debe realizar para la evaluación de la huella hídrica generada por las industrias, y disminuir el impacto ambiental para mejorar la gestión de este importante recurso natural:

De acuerdo con la evaluación de desempeño ambiental realizada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la industria petrolera, según los datos del Viceministerio de Energía, usa 0,35 por ciento del agua que se consume en el país. (Portafolio, 2014, p. 1)

Esto genera un fuerte debate por la alta utilización de agua, y la manera en la que la población puede verse afectada, una de las razones para que exista una adecuada gestión de estos recursos naturales:

Otro ejemplo de desastre ambiental relacionado con la extracción del petróleo ocurrió en Casanare donde a principios de 2017 se registró una fuerte sequía que puso en la palestra el debate acerca del impacto de dicha actividad en los recursos hídricos del país. (Gutiérrez, 2018, p. 485)

Rial y González (2020) señalan que pensar en el bien común de la población exige que exista una transformación del agua, definida como un pasivo ambiental en activo “sobre todo porque la previsión de población para 2050 es de unos 10 mil millones de personas, que emplearán más del 70 % del agua dulce solo para cultivos” (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la agricultura, 2017, p. 12).

Según el Ministerio de Minas y Energía (2021) con el incremento de exploraciones y explotaciones de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales se ha aumentado el consumo de agua a un 0,5 %, lo que derivó, también, en el desarrollo de una reglamentación técnica para el sector, que busca diseñar pozos que eviten las filtraciones de agua, y que se puedan mantener las actividades de filtración hidráulica a distancia de diferentes afluentes como ríos o lagos.

La problemática ha dejado de ser ajena para las empresas e industrias, también en el sector del crudo, que ahora asume la gestión hídrica como aspecto fundamental, pues les presenta herramientas que combatan la escasez actual o futura del recurso natural:

La gestión del agua debe ser una preocupación de todas las organizaciones, en cualquier actividad productiva, pues la responsabilidad ambiental de la empresa debe superar el deber legal, implementando acciones de producción más limpia, control de calidad del agua y aprovechamiento adecuado del agua, en pro del desarrollo sustentable. (Bernal, 2010, p. 1)

## 4. Gestión hídrica en la industria de los hidrocarburos

Dependiendo de su tamaño y capacidad, las empresas petroleras pueden realizar gestiones más o menos disciplinadas, con disposiciones más extensas para mitigar el impacto de sus labores en el medio ambiente. Aguirre y González (2015) referencian la oportunidad que presenta el establecimiento de la política de Gestión Integral del Recurso Hídrico en estas nuevas exploraciones petroleras, tomando como base la producción potencial. Sin embargo, señalan que “el volumen de agua requerida para realizar estimulación hidráulica en un pozo no-convencional equivale aproximadamente al volumen total requerido para perforación de dos pozos convencionales” (p. 26).

Según Ribón (2017), las normas específicas para el sector petrolero son escasas, y hacen referencia directa a aspectos como la combustión de aceites de desecho o usados, derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas, pero ninguna habla específicamente sobre la disposición de las aguas utilizadas en los procesos. Ante esto, las empresas pueden presentar ambigüedades al identificar de qué manera deben abordar los requisitos legales a la hora de realizar sus labores extractivas.

Otro de los aspectos a evaluar es el creciente interés suscitado en el país en el establecimiento de proyectos que permitan la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, y la forma en la que afectará directamente al medio ambiente, por lo que se requiere del establecimiento de alternativas para la solución de conflictos, que puedan generarse en relación con el recurso hídrico. El mayor reto se establece en la exigente demanda de agua para el desarrollo de las actividades extractivas, y la problemática que pueda derivarse a nivel social, económico e incluso político.

Dicha propuesta tiene como base la Gobernanza del Agua, que es una iniciativa del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, que busca realizar reformas en la manera en la que se gestiona dicho recurso natural, para que no exista un centralismo en los procesos, y se establezca una comunicación horizontal en la que estén involucrados todos los entes vinculados, con la finalidad de que se puedan obtener mejores condiciones para ofertar y demandar, además de contar con una excelente calidad del recurso hídrico. En la Figura 1 se representan las dimensiones en las cuales la Gobernanza del Agua tiene directa influencia, lo que demuestra que no solo tiene consecuencias en el medioambiente.

El Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible busca realizar una recopilación amplia de datos para permitir definir acciones y estrategias que se adapten de manera óptima al objetivo, y generen, a su vez, actividades a desarrollar desde cuatro dimensiones:

Desde la dimensión ambiental se propone el manejo de todas las aguas; desde la dimensión económica hacer uso eficiente del agua y mejoramiento de la calidad de vida mediante los beneficios económicos de estos proyectos; desde la dimensión política se debe establecer una normativa específica del recurso hídrico para la exploración de hidrocarburos no convencionales y desde la dimensión social se considera de gran importancia lograr una efectiva participación ciudadana antes y durante la ejecución de proyectos de exploración de hidrocarburos no convencionales. (Aguirre y González, 2015, p. 10)

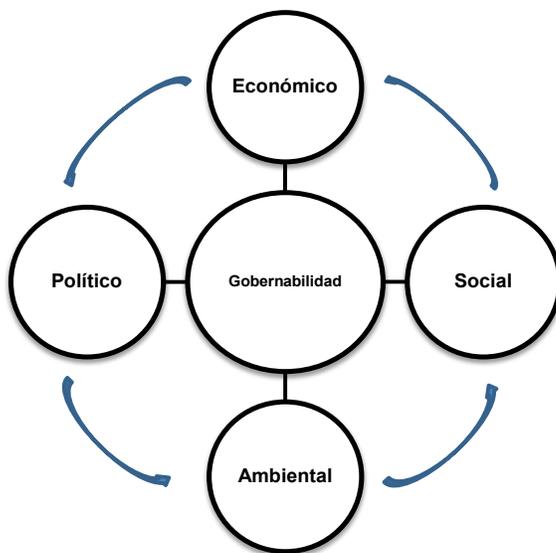


Figura 1. Dimensiones de la Gobernabilidad del agua  
Fuente: elaboración propia con base en Aguirre y González (2015).

En cuanto a la aplicabilidad de la Gobernanza del Agua en los proyectos de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, la gestión busca dirigirse al manejo integral de todas las aguas, un uso eficiente y una mejor calidad de vida a través de una normativa específica para este sector que incluya la dimensión política y también social (Aguirre y González, 2015).

Camacho (2020) resalta que el agua captada y producida por la industria de los hidrocarburos es controlada por diversos organismos. La Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es la entidad encargada de otorgar las licencias para las aguas captadas. Estos datos son utilizados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para conocer la demanda del recurso. Las corporaciones autónomas, por su parte, realizan el control de las aguas de producción y el seguimiento para conocer en dónde son depositadas. El Ministerio de Minas y Energía se encarga de recibir los reportes del agua que va a ser utilizada para la reinyección.

## 5. Herramientas de medición de la gestión hídrica

En ocasiones, la ausencia de datos sobre la cantidad de recursos entorpece y retrasa el planeamiento para el territorio nacional. Ante esto, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), en el año 2007, es el llamado a la realización de una investigación científica de recolección y consolidación de datos para tomar decisiones en materia ambiental. En cuanto al recurso hidrológico, se ha establecido, por parte de la subdirección de hidrología, un “Protocolo para el monitoreo y seguimiento del agua”, que busca observar y medir las aguas superficiales como un aporte científico. Es así como se buscó el monitoreo y seguimiento del agua a través de determinados indicadores para brindar facilidad al Gobierno nacional a la hora de tomar determinadas decisiones soportadas en datos que permitieran describir el estado y el futuro en cuanto a los proyectos desarrollados con los recursos hídricos colombianos (IDEAM, 2007).

En los países más industrializados, el monitoreo de las fuentes hídricas se realiza con grandes recursos tecnológicos y con buenas inversiones. En otros países de América Latina, entre los que se encuentran Ecuador, Perú, Venezuela o Bolivia, los recursos han ido disminuyendo, a tal punto que, en las últimas décadas, se han desmontado cerca de 300 estaciones de medición: “una de las primeras iniciativas internacionales para

la producción de datos sobre el agua fue liderada por la Organización Meteorológica Mundial OMM con la difusión masiva de los procedimientos estandarizados, siendo fruto de ello la Guía” (Carreño y Guevara, 2011, p. 23).

En el sector de los hidrocarburos se hace necesario hablar del concepto de huella hídrica azul para abordar el tema de la medición de la gestión del agua, el cual hace referencia a un indicador para establecer el nivel de extracción o uso consecutivo de agua dulce, tanto superficial como subterránea. Para ello, se toma como base determinado proceso de fabricación de un producto en específico, en él se referencia el agua que se evapora, el agua incorporada en el producto, el agua que no regresa a la zona de captación y el agua que no vuelve en el mismo periodo, es decir, si se retiró en un periodo seco y se devuelve en un periodo húmedo (Ariel *et al.*, 2011, citado en Acevedo, 2020).

En la Evaluación multisectorial de la huella hídrica en Colombia, se estableció que 19 departamentos a lo largo del país están involucrados en tareas de producción de petróleo (IDEAM, 2014). Según el Informe Estadístico Petrolero de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2021), la distribución espacial de la huella hídrica azul a lo largo de 156 campos de producción de petróleo en 77 subzonas hidrográficas es superior a los 6,6 millones de metros cúbicos por año, que representan el 64,7 % de los campos existentes:

La huella hídrica azul (HHA) del sector petrolero está sumamente ligada a la demanda hídrica del mismo, esta última abarca las etapas de exploración, producción, transporte y refinación del petróleo, por lo que su demanda hídrica equivale a 581,3 millones de m<sup>3</sup>. Respecto al dato de la huella hídrica azul (HHA), corresponde a 6,2 millones de m<sup>3</sup>, lo que corresponde al 1,1 % de la demanda de agua para el sector. (Acevedo, 2020, p. 70)

Para la realización de la medición de la huella hídrica azul, el IDEAM ha establecido en la Ecuación 1:

$$HHoil = \sum (Indicadoroil * ProducciónCampo) \quad (1)$$

Donde:

*HHoil*: Huella hídrica azul de la extracción de petróleo (m<sup>3</sup> /mes).

*Producción Campo*: Producción mensual por campo petrolero (m<sup>3</sup>).

*Indicador oil*: m<sup>3</sup> de agua consumidos por barril de petróleo.

En la Tabla 1 se presentan los indicadores relacionados por parte de Asociación Colombiana de Petróleo y Gas en relación con la generación y disposición de las aguas de producción para el año 2019, en donde se resalta que la gran mayoría de aguas de producción tienen como disposición final la inyección. En total, en el año 2019, se generaron 949.678.962 millones de m<sup>3</sup> de aguas de producción.

**Tabla 1.** Indicadores de generación y disposición de aguas de producción del año 2019

Indicador	Valor	Aguas de producción	Total (m <sup>3</sup> )
Reinyección para recobro mejorado	0,14		136.640.065
Inyección como disposición final	0,59		564.072.123
Vertimiento a cuerpos de agua	0,26		245.693.117
Vertimiento al suelo	0,0003	949.678.962	252.244
Vertimiento entregado a gestores externos	0,0004		397.427
Reúso (uso agrícola)	0,0016		1.514.367
Reutilización (p. e. prep. lodos perforación, SCI, generación energía)	0,0007		706.657

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2020, p. 21).

De igual forma, es necesario hablar del indicador parcial de aguas de producción, el cual se utiliza para calcular la huella hídrica, y donde se tiene en cuenta el agua evaporada, la aspersión y las pérdidas. En la Tabla 2 se presentan diversos indicadores que tienen directa relación con la huella hídrica en el proceso productivo de hidrocarburos para el año 2019. En la Tabla 1, se presenta el proceso de inyección como disposición final como el más utilizados por las empresas.

**Tabla 2.** Estimación del indicador de huella hídrica para el proceso de producción del petróleo en el año 2019

Indicador	Valor m <sup>3</sup> /barril producido	Observación
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 doméstico	0,004	
Vertimientos industriales	0,095	
Vertimientos domésticos	0,002	
Indicador parcial	0,013	
Aguas de producción	m <sup>3</sup> /barril producido	
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
Pérdidas	0,0007	Se considera agua que se evapora
Indicador parcial aguas de producción	0,006	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
Indicador final producción petróleo	0,019	Suma indicadores parciales Suma

Fuente: Bayona (2020, p. 61).

Acevedo (2020) comenta que el sector de los hidrocarburos es una de las actividades productivas que menor cantidad de agua consume en el país. Alcanza los 581 millones de metros cúbicos por año, lo que permite negar la idea de que es una de las industrias que mayor cantidad de agua demanda, ya que el porcentaje llega solo al 1,56 % de la demanda total de recurso hídrico en el país, comparado con otros sectores como el agrícola, que llega a casi el 43 %.

## 6. Estrategias de gestión hídrica en la Industria de los hidrocarburos

El agua que se produce en el proceso de los yacimientos petrolíferos es considerada un residuo, y para determinar qué hacer con ella, se requiere de una inversión económica, por lo que es un costo adicional para la industria, y se debe seguir una jerarquía especial de tres niveles, que busca prevenir el nivel de contaminación: “emplear tecnologías para minimizar el agua producida, reusarla o reciclarla. Si ninguna de estas posibilidades es práctica, la opción final es la disposición” (Fakhru’l-Razi *et al.*, 2009).

Dentro de los métodos más utilizados se encuentra la *reinyección*, proceso por el cual se utiliza el agua producida para inyectarla de nuevo en el mismo campo con una alta presión. De esta forma, aumenta la tasa diaria de recuperación del petróleo (Ecopetrol, 2014). Es necesario, además, tener en cuenta otros aspectos como las condiciones del terreno: “En muchos de los campos colombianos se pueden presentar dificultades al momento de realizar la inyección de agua por la limitada caracterización de los yacimientos y por la escasa información que hay al respecto” (Monroy y Pérez, 2017).

En diversas partes alrededor del mundo, la primera forma de disponer del agua producida es simplemente su descarga en otras fuentes hídricas, tanto como superficiales como subterráneas:

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), como autoridad competente, otorga permisos de vertimientos para las diferentes fases de la exploración de hidrocarburos en diferentes alternativas: sistema de aspersión en áreas aledañas a las plataformas, riego en vías de acceso a las plataformas, vertimiento mediante reinyección y vertimiento directo a cuerpos de agua. (Murillo, 2017, p. 20)

Otra estrategia que se ha utilizado para la disposición de dichas aguas de producción se relaciona con su uso en otros sectores productivos como el agrícola, el ganadero o el forestal. Junto a Corpoica, en el 2011, Ecopetrol firmó un convenio para evaluar el efecto que producía la utilización de estas aguas. Para el monitoreo del efecto de las aguas de producción tratadas en suelos y cultivos en condiciones controladas, se implementó la técnica de lisímetros plásticos con fondo (área superficial de 1 m<sup>2</sup>), que consistió en mantener un volumen de suelo conocido, en cual se sembraron caña de azúcar (*S. officinarum*) y pasto elefante (*P. purpureum*), con un suelo desnudo como control. Periódicamente, se aplicó una dosis de agua hasta alcanzar la cosecha, en condiciones de manejo agronómico similares a las de los cultivos convencionales (Almansa-Manrique *et al.*, 2018). Mendoza (2018) referencia el caso de los vertimientos del Río Charte y Caño Rubiales, el cual se realiza conforme a la regulación nacional, manejando sus aguas de producción residuales con un tratamiento previo a la disposición final.

Según Ortega *et al.* (2020), el agua de producción también puede ser utilizada para operaciones de perforación y preparación dentro de la industria de hidrocarburos, donde se destaca la posibilidad de adelantar acciones de preparación de lodos, el mantenimiento de pozos, y la refrigeración de estos. Otra de las estrategias que pueden ser utilizadas por parte de las empresas de hidrocarburos es la evaporación. En este proceso, el agua producida se dispone en diferentes fosas en lugares donde el clima y la temperatura tienden a ser áridas. Es allí donde se espera que el agua se evapore, previo proceso de purificación (Asociación Regional de Empresas de Petróleo de Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe, 2017). Sin embargo, al ser esta una técnica poco utilizada en el país se hace necesario evaluar sus consecuencias y viabilidad como alternativa, ya que se requiere tener definido un protocolo de actuación frente a los residuos sólidos generados. Muñoz (2011) señala que, para obtener la configuración óptima para la evaporación del volumen de agua residual industrial del campo de estudio, se requiere contar con 12 evaporadores conectados en paralelo, trabajando los fluidos (gas y agua) a contracorriente.

En México, se ha aplicado otra técnica para la gestión de las aguas de producción, generada en plataformas marinas del Golfo, y es la descarga en el océano, que se realiza tras un mecanismo de separación por gravedad. Sin embargo, “el mecanismo de separación por gravedad que se lleva a cabo en los separadores a menudo deja suficiente aceite en el agua producida, lo cual crea un brillo cuando se descarga en el mar” (García *et al.*, 2017, p. 95).

Dentro del control de producción de agua en fondo se encuentran, además, métodos con sistemas químicos, algunos con cementación forzada tradicional o con polímero. Ejemplo de ello son los sistemas de cementación como los *squeeze* convencionales, cementación con espuma y el cemento ultrafino (Halliburton Company, 1996).

En Colombia, la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, ha planteado una estrategia con el fin de disminuir la cantidad de vertimiento de aguas de producción:

Durante el 2021 se reutilizaron 111,3 millones de m<sup>3</sup> de agua, equivalentes al 74 % del volumen total de agua requerida para operar, lo cual significa que Ecopetrol evitó la captación y el vertimiento de este volumen de agua. Este valor significa un aumento del 15 % con respecto al volumen reutilizado en 2020. (Ecopetrol, 2022, p. 2)

En la Figura 2, se presentan los porcentajes de reutilización de aguas captadas y de aguas producidas en los últimos años por parte de Ecopetrol.

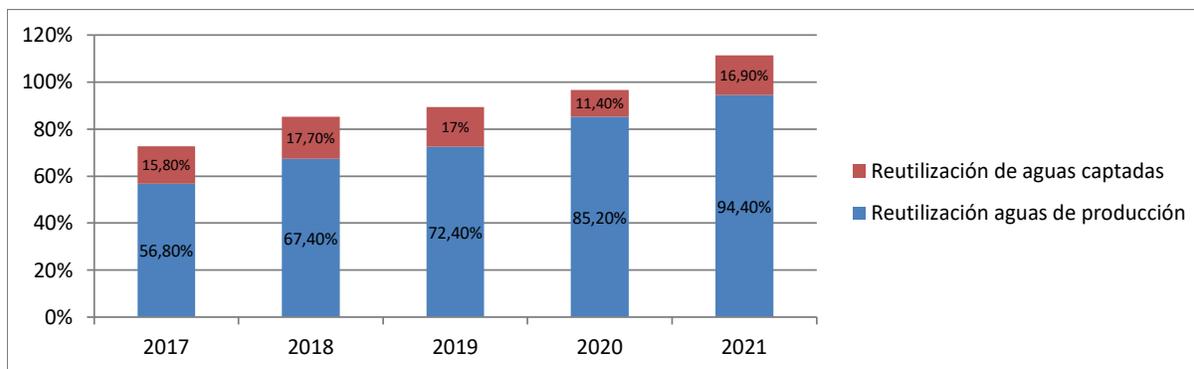


Figura 2. Porcentajes aguas captadas y de producción  
Fuente: Ecopetrol (2022).

La petrolera ha anunciado que para los años 2022 y 2023 tiene como objetivo reducir el consumo de aguas frescas de 246 mil barriles diarios a 231 mil, y aumentar la reutilización de aguas de producción hasta un 94 % (Portafolio, 2022).

## 7. Discusión de los hallazgos

Antes que la industria petrolera, existen otras actividades productivas que requieren de mayores cantidades de agua, como lo son el sector agrícola, el de la electricidad o el pecuario. De esta forma, se borra un poco el mito de que la producción de hidrocarburos es de las que mayor impacto genera en los recursos hídricos y, por consiguiente, en el medio ambiente.

Según Mariño (2015), la industria de la producción de petróleo se encuentra en segundo lugar entre las empresas que menor cantidad de agua consume dentro de sus procesos, con cerca de 592,8 millones de metros cúbicos al año, que se resumen en un 1,6 %. En primer lugar, está el sector servicios con un 1,3 % y en tercer lugar la minería con un 1,8 %.

Es importante destacar la importancia que otorga la industria de hidrocarburos al reúso y reinyección del agua de producción para evitar así que exista un mayor impacto en la naturaleza. Esta se ha establecido en los últimos años como la estrategia mayormente utilizada por la industria para gestionar estos desechos del procedimiento, y se ha convertido en una herramienta de vital importancia porque, además, brinda otros beneficios como el aumento de presión a la hora de realizar el proceso de extracción de hidrocarburos.

Se resalta la importancia que le da la industria de hidrocarburos a la disposición final de estas aguas de producción, con el fin de generar el menor impacto negativo ambiental y aprovechar lo mejor posible este

recurso. Ecopetrol señala que, en el año 2019 los vertimientos de agua de producción fueron de 96,7 millones de metros cúbicos, en contraste con el 2020 fueron de 87,3 millones de metros cúbicos, dando una reducción del 1,2 % (Ecopetrol, 2021).

Ejemplo de ello se encuentra en Campo Rubiales, donde se ha detectado la necesidad de establecer tres proyectos, con el fin de poder utilizar la totalidad de los permisos otorgados por Ecopetrol para disponer del agua de producción en procesos de reinyección:

El primero es el proyecto 330K el cual se aprobó en noviembre de 2017 y a la fecha se encuentra ejecutado en un 100 %, el proyecto 170K aprobado en octubre de 2018 que va al 25 % de desarrollo y el proyecto 130K que aún se encuentra en maduración. (Betancourt, 2019, p. 45)

A nivel mundial, la disposición de aguas de producción a través del método de reinyección también es ampliamente utilizado. En Argentina, por ejemplo, desde la Oil Production Consulting explican este en la producción de hidrocarburos, estableciendo al país como uno de los referentes mundiales en este aspecto, debido a la amplia experiencia que ha acumulado:

Una vez en las plantas de tratamiento, el agua es acondicionada (eliminación de hidrocarburos, sólidos, inhibición de corrosión e incrustaciones) y distribuida a través de bombas a los pozos inyectores de agua. En la Cuenca del Golf de San Jorge se cuenta con cerca de 3.000 pozos inyectores que distribuyen la totalidad del agua producida (522.000 m<sup>3</sup>/d) la cual es utilizada como fuente de energía para el desplazamiento de petróleo de las rocas reservorios para incrementar la producción de petróleo. (Hirschfeldt, 2015, p. 3)

En el proceso de reinyección de aguas en el campo de Shushufindi-Aguarico de Petroecuador se han acondicionado tres pozos para la evacuación y reinyección del agua producida. Para ello, la empresa tiene claridad en la importancia de gestionar correctamente los componentes existentes en este líquido, con la finalidad de evitar problemas en el proceso posterior en la producción de crudo. Miranda (2004) explica que esta operación garantiza la vida útil del sistema establecido. En la formación receptora Tiyuyacu del Pozo Guanta 07 del área del Lago Agrio, en Ecuador, se ha realizado un estudio para definir las condiciones ideales del agua de reinyección, estableciendo que esta debe ser esencialmente neutra, no corrosiva, con un pH entre 6,5 y 7,5, con bajo contenido de sólidos disueltos, poco contenido de contaminantes obstruores, y sin contenido de oxígeno: “de acuerdo a lo anterior, existen pocas aguas naturales como esta y la prueba de las aguas de reinyección propuesta es esencial para determinar el alcance del procesamiento requerido para obtener un sistema eficiente y económico” (Ramos, 2014, p. 77).

En cuanto a otras estrategias que se relacionan con la disposición de aguas de producción, se han podido identificar varios casos en donde se han utilizado, con el fin de que el terreno obtenga beneficios en zonas con difíciles condiciones climatológicas, a saber:

Reverdecimiento del desierto 103A North Camp Q5 ubicado en el desierto de Libia, a unos 3000 Km al sureste de Benghazi mediante humedales como parte del tratamiento y sembrando *Phragmites australis* nativas de dicho desierto. El volumen de agua de producción tratada en esta Proyecto fue de 377-503 bbl/día. Uso del agua producida en yacimientos petrolíferos en calidad de agua de riego/agua potable. Uso del agua asociada a la producción de Metano en la actividad de riego. Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo usaron 12500 bbl/día con el objetivo de cubrir aproximadamente 40,5 hectáreas de terreno árido. (Ortega, 2019, p. 6)

También se han desarrollado tratamientos en superficie de plataformas petroleras. Uno de estos casos se ha dado con la empresa NIMR Oil Well Maintenance Company, ubicada en Qatar.

En el desierto de Omán una zona productora de petróleo con altos volúmenes de agua asociados a ellos, aproximadamente de 250.000 m<sup>3</sup>/d que permiten mantener la operación de recuperación petrolera y en el que se diseñaron humedales con la finalidad de dar un nuevo uso a las aguas de producción como la agricultura. (Breuer y Rashid Al-Asmi, 2010, p. 07)

Otro método encontrado dentro del territorio nacional como forma de disposición de las aguas de producción es la evaporación, un proceso interesante, y que puede traer consigo muchos beneficios, como el permitir separar de forma fácil los contaminantes sólidos que vienen dentro del agua. Se han hecho evidentes estrategias como las del campo Capachos-San Miguel (sector C) en Tame, Arauca. Muñoz (2011) explica que, en este pozo, los fluidos se trataron a través de las facilidades de producción con las que cuenta la instalación, teniendo como fin separar tres componentes fundamentales que son el petróleo crudo, el gas y el agua de formación. Para ello, se utilizan productos químicos rompedores de emulsión, los cuales garantizan la separación total del agua y el petróleo. Lo anterior permite tener una mejor disposición de las aguas producidas para evitar los efectos ya mencionados.

Es importante establecer lo encontrado en relación con las consecuencias que algunas de estas estrategias pueden tener en el medio ambiente, y que es detallado por comunidades que se han visto directamente influenciadas por los pozos de extracción de crudo. De ello, da fe Feconaco, la Federación de Comunidades Nativas del Corrientes, que habla de impactos por posible comunicación vertical del subsuelo, alteraciones en la calidad de acuíferos objetivos o alteraciones en las dinámicas de los acuíferos:

En general, en cualquier proyecto de reinyección existe siempre el riesgo potencial de la comunicación vertical del agua residual inyectada con acuíferos más superficiales, ya sea por el fracturamiento del estrato confinante durante el proceso de inyección, por mal sello de la formación confinante o por efecto geológico (como fracturas y fallas comunicantes). (Feconaco, 2013, p. 1)

Por su parte, Bravo señala que la reinyección de aguas de producción en pozos pone en alto riesgo a los acuíferos por la posibilidad de ser contaminados, en especial cuando la distancia con relación al pozo es menor a 10 kilómetros, lo que puede generar migración de agua a estratos superiores:

A pesar de ser más segura que las tecnologías descritas anteriormente, no es totalmente confiable porque algunas formaciones no tienen la capacidad de albergar toda el agua que necesita confinarse. Estas formaciones pueden tener sellos lutíticos y arcillosos de baja Estándar de la OMS es de 0,5 partes por millón (ppm). (Bravo, 2007, p. 15)

Es imperativo resaltar que, tras el exhaustivo análisis y revisión de la documentación aquí referenciada, se hace evidente que las industrias de hidrocarburos han tomado el tema de la disposición de las aguas de producción con gran seriedad, buscando siempre que haya un beneficio para el medio ambiente. También se hace necesario un acompañamiento por parte del sistema gubernamental colombiano, pues son escasas las leyes que rigen el sector, que pueden ser una guía para establecer mejores prácticas, con el fin de lograr el mejor bienestar para la sociedad.

## 8. Conclusiones

Dentro de la industria de los hidrocarburos, el agua de producción es uno de los desechos que más se genera en el proceso de extracción de crudo. Ante esta situación, las industrias han buscado diversas estrategias con el fin de gestionarla de la mejor forma y evitar una amplia afectación al medio ambiente. A nivel mundial, el agua de producción alcanza los tres barriles por cada barril de crudo obtenido. En el país, las industrias de hidrocarburos han mostrado una amplia preocupación por mantener estrategias de gestión de aguas de producción eficientes. Sin embargo, son pocas las leyes que establecen el correcto proceder para las diferentes empresas, lo que ha generado ambigüedad y dudas en el procedimiento. La Gobernanza del Agua es una de las propuestas del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, que tiene como objetivo realizar, de manera oportuna y eficaz, las reformas requeridas para la correcta gestión del recurso natural en el país, sin la existencia de centralismos, y tomando como base una comunicación horizontal involucrando a todos los entes vinculados en el proceso.

En el sector de hidrocarburos, la huella hídrica azul se establece como el indicador de referencia para establecer el nivel de extracción o uso consecutivo de agua dulce, a nivel superficial y subterráneo. Se ha podido establecer que el sector de los hidrocarburos es uno de los que menor agua consume en el país. Han sido varias las opciones que las diferentes empresas han presentado, y una de las más utilizadas alrededor del mundo es la estrategia de reinyección del agua de producción. En Colombia, Ecopetrol reutilizó en 2021, 111,3 millones de m<sup>3</sup> de agua, lo que equivale al 74 % del volumen total de operación, y representa un aumento del 15 % en relación con lo reutilizado en 2020. Se puede concluir que la preocupación por la disposición de estas aguas es considerable desde grandes empresas como Ecopetrol, que siempre buscan evitar que existan más impactos en el medio ambiente y en las comunidades con las que tienen directa relación, ya que, la gestión del recurso hídrico en la industria de los hidrocarburos se ha convertido no solamente en una necesidad de administración de residuos operativos, sino también en una estrategia de sostenibilidad para el sector. De esta manera, es posible implementar modelos de economía circular y sostenibilidad mediante el uso de técnicas físicas, químicas y biológicas que permiten garantizar la calidad hídrica necesaria para operaciones secundarias en los procesos.

## Referencias

- Acevedo, Andrés (2020). *Huella hídrica azul del sector petrolero en Colombia y su relación con otros sectores económicos*. Fundación Universidad de América.
- Aguirre, María; González, Martha (2015). *Gobernanza del agua en el sector de hidrocarburos*. Universidad Católica de Colombia.
- Almansa-Manrique, Edgar; Velásquez-Penagos, José; Rodríguez-Yzquierdo, Gustavo (2018). Efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias. *Ciencia y Tecnología Agropecuaria*, 19(2), 403-420.  
[https://doi.org/10.21930/rcta.vol19\\_num2\\_art:1016](https://doi.org/10.21930/rcta.vol19_num2_art:1016)
- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2018). *¿Para qué sirve el petróleo? Los 6 usos más comunes*.  
<https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/en-los-medios/886-para-que-sirve-el-petroleo-los-6-usos-mas-comunes>
- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2020). *Informe de Desempeño Ambiental 2016-2019*.  
<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-ambiental>

- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (2021) *Informe Estadístico Petrolero*.  
<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>
- Asociación Regional de Empresas de Petróleo de Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (2017). *Disposición y tratamiento del agua producida*.  
<http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>
- Bailey, Bill; Crabtree, Mike; Tyrie, Jeb; Elphick, Jon; Kuchuk, Fikri; Romano, Christian; Roodhart, Leo (2000). Water Control. *Oilfield review*, 12(1), 30-51.
- Bayona, Camilo (2020). *Propuesta para la formulación de un mecanismo de gestión Nexo Agua-Energía en la industria de hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio* [Tesis de maestría]. Universidad Nacional de Colombia.
- Bernal, Andrea (2010). Gestión del agua – una preocupación de las empresas ambientalmente responsables. *Universidad Empresa*, 12(19), 87-106.  
<https://revistas.urosario.edu.co/index.php/empresa/article/view/1300>
- Betancourt, María (2019). *Optimización del sistema de inyección de agua de un pad de campo rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo* [Tesis de pregrado]. Fundación Universidad de América.
- Bravo, Elizabeth (2007). *Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad*. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
- Breuer, Roman; Rashid Al-Asmi Said (2010). *Proyecto de tratamiento de agua de Nimr: aumento de escala Un sendero de cañaveral a industrial* [Ponencia]. Conferencia Internacional de la SPE sobre salud, seguridad y medioambiente en la exploración y producción de petróleo y gas, Río de Janeiro, Brasil.  
<https://doi.org/10.2118/126265-MS>
- Camacho, Jorge (2020). *Evaluación del manejo del agua en la extracción y producción de hidrocarburos con miras a la definición de alternativas de tratamiento y reúso* [Tesis de maestría]. Universidad Nacional de Colombia.
- Carreño, Lina; Guevara, Manuel (2011). *Evaluación de la operatividad de la red de monitoreo hídrico superficial de Bogotá, DC* [Tesis de pregrado]. Universidad de la Salle.
- Cornejo, Paz (2014). Importancia de los hidrocarburos. *Con-Ciencia Boletín Científico De La Escuela Preparatoria No. 3*, 1(2).  
<https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/prepa3/article/view/1639>
- Ecopetrol (2014). *El petróleo y su mundo*.  
<https://nuevoportal.ecopetrol.com.co/wps/portal/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/el-petroleo-y-su-mundo>
- Ecopetrol (2021). *Gestión integral del agua*.  
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/gestion-integral-del-agua>
- Ecopetrol (2022). *Reutilización de agua*.  
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>

- Ecopetrol (2022). Eficiencia operativa en el manejo del agua. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>
- Fakhru'l-Razi, Ahmadun; Pendashteh, Alireza; Abdullah, Luqman; Biak, Dayang; Madaeni, Sayed; Abidin, Zurina (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>
- Federación de Comunidades Nativas del Corrientes (2013). *Sistemas de reinyección*. [http://feconaco.org/documentos/teoria\\_reinyeccion.htm](http://feconaco.org/documentos/teoria_reinyeccion.htm)
- García, Juan; Herrera, Sergio; Cabarcas, Manuel (2017). Manejo de aguas de producción para proyecto de gas en aguas profundas y ultraprofundas del Caribe Colombiano. *Fuentes, El reventón energético*, 15(2), 89-105. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017008>
- Global Water Partnership (2011). *Activities and Budget*. [https://www.gwp.org/globalassets/global/documents\\_and\\_downloads/gwp-workplan-2011\\_gwpo.pdf](https://www.gwp.org/globalassets/global/documents_and_downloads/gwp-workplan-2011_gwpo.pdf)
- Gutiérrez, Ana (2018). *La industria petrolera y el recurso hídrico: la conjunción de una industria ambientalmente sostenible*. Universidad Externado de Colombia.
- Halliburton Company (1996). *Conformance technology: identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency*. Halliburton Energy Services.
- Hirschfeldt, Marcelo (2015). *El manejo del agua producida en la industria petrolera Argentina*. Oil Production Consulting.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (2007). *Protocolo para el monitoreo y seguimiento del agua*. [https://www.academia.edu/22665657/Protocolo\\_monitoreo\\_y\\_seguimiento\\_del\\_agua](https://www.academia.edu/22665657/Protocolo_monitoreo_y_seguimiento_del_agua)
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (2014). *Evaluación multisectorial de la huella hídrica en Colombia*. <https://observatorio.epacartagena.gov.co/ftp-uploads/pub-huella-hidrica-sectorial-hh-ena2014-1.pdf>
- Internacional Organization for Standardization (2014) ISO 14046:2014. *Gestión ambiental — Huella de agua — Principios, requisitos y directrices*. <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14046:ed-1:v1:es>
- Kassab, Mohamed; Abba, Alis; Elgamal, Iman; Shawky, Basem; Mubarak, Mahmoud; Hosny, Rasha (2021). Review on the Estimating the Effective Way for Managing the Produced Water: Case Study. *Open Journal of Modern Hydrology*, 11(2), 30-51. <https://doi.org/10.4236/ojmh.2021.112002>
- Mariño, Lilian (2015, 13 de agosto). Hidrocarburos es el segundo sector que menos consume agua. *La República*. <https://www.larepublica.co/economia/hidrocarburos-es-el-segundo-sector-que-menos-consume-agua-2288701>

- Mendoza, Eduar (2018). *Afectaciones potenciales de las aguas de producción de la industria de hidrocarburos sobre la ictiofauna. Cuenca de los llanos orientales, región de la Orinoquia, Colombia* [Tesis de maestría]. Universidad Javeriana.
- Ministerio de minas y energía (2022, 8 de julio). *Producción de gas de Colombia durante mayo de 2022 fue la más alta para ese mes, desde 2014; la producción de petróleo también subió.*  
<https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/producci%C3%B3n-de-gas-de-colombia-durante-mayo-de-2022-fue-la-m%C3%A1s-alta-para-ese-mes-desde-2014-la-producci%C3%B3n-de-petr%C3%B3leo-tambi%C3%A9n-subi%C3%B3/>
- Miranda, Lister (2004). *Diseño de una Planta de Reinyección de Agua de Formación en la Estación Central del Campo Shushufindi-Aguarico* [Tesis de pregrado]. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Monroy, Brandol; Pérez, José (2017). *Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V del centro del campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara* [Tesis de Pregrado]. Fundación Universidad de América.
- Muñoz, Angélica (2011). *Evaluación técnica y ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de explotación de hidrocarburos* [Tesis de pregrado]. Universidad Libre.
- Murillo, Ana (2017). *Afectaciones económicas y ecológicas generadas por el vertimiento de aguas residuales en la perforación exploratoria de hidrocarburos en campos de Casanare durante el periodo 2010-2015* [Tesis de maestría]. Universidad de Manizales.
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (2017, 25 de diciembre). *2050: es esencial una mayor inversión en investigación agrícola.*  
<https://www.fao.org/news/story/es/item/35780/icode/>
- Organización Internacional de Normalización (2015). ISO:14001:2015. *La importancia de la gestión del agua en la industria.*  
<https://www.nueva-iso-14001.com/2019/05/gestion-del-agua-en-la-industria/>
- Ortega, Angie (2019). *Estrategia para el uso sostenible de agua de producción para riego de suelos, adaptada de la experiencia del desierto de Omán a un patrón de pozos en el campo colombiano* [Tesis de maestría]. Fundación Universidad de América.
- Ortega, Angie; Arcila, Yurleni; Vargas, Laura (2020). *Revisión del diagnóstico de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros colombianos.* Fundación Universidad de América.
- Ortega, Angie; Triana, Diana (2021). *Ecotecnologías, crisis socioambiental y poscapitalismo. El agua es vida: Una mirada ecofeminista* (pp. 163-193). Editorial Universidad de América.  
<https://doi.org/10.29097/9789585303072.05>
- Portafolio (2014, 25 de junio). *Sector petrolero usa 0,35 % del agua que se consume.*  
<https://www.portafolio.co/economia/finanzas/sector-petrolero-35-agua-consume-63070>
- Portafolio (2022, 5 de abril). *Ecopetrol, a reutilizar 94 % de agua de producción del Magdalena Medio.*  
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-plan-para-reutilizar-94-de-agua-de-produccion-del-magdalena-medio-563740>

- Ramos, Armando (2014). *Descripción del proceso de reinyección de agua en la formación receptora Tiyuyacu del pozo Guanta 07 del área Lago Agrio* [Tesis de pregrado]. Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Rial, Anabel; González, Álvaro (2020). *Reúso del agua de producción de hidrocarburos*. *Gestión y Ambiente*, 23(1), 101-114.  
<https://doi.org/10.15446/ga.v23n1.87664>
- Ribón, Yurani (2017). *Impacto ambiental generado por empresas contratistas del sector de hidrocarburos* [Tesis de maestría]. Universidad Nacional abierta y a distancia.
- Robertson, John; Chilingar, George; Khilyuk, Leonid; Endres, Bernard (2017). Environmental aspects of oil and gas production. *Environmental Effects*, 34(8), 756-773.  
<https://doi.org/10.1080/15567030903058519>
- Sustain Luum (2020). *Gestión hídrica en el contexto industrial*.  
<https://sustainluum.com/gestion-hidrica/>
- Veil, John; Clark, Corrie (2011). Produced-water-volume estimates and management practices. *SPE Production and Operations*, 26, 234-239.  
<https://doi.org/10.2118/125999-PA>
- Villegas, Juan; Arcila, Neyda; Ortega, Diana; Franco, Camilo; Cortés, Farid (2017). Remoción de hidrocarburos de aguas de producción de la industria petrolera utilizando nanointermedios compuestos por SiO<sub>2</sub> funcionalizados con nanopartículas magnéticas. *DYNA*, 84(202), 65-74.  
<https://doi.org/10.15446/dyna.v84n202.63686>