

Evaluación del Potencial uso del Agua Residual asociada a la Producción de Hidrocarburos en actividades de Riego en la Cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales de Colombia

María Alejandra Joya Salazar, Juan Esteban Padilla Cortés

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniería de Petróleos

Director

Jorge Andrés Sáchica Ávila

MSc. Hidrología y gestión de los recursos hídricos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A Dios por permitirme alcanzar este logro.

A mis padres por su apoyo incondicional, por creer siempre en mí, por guiarme en cada paso de mi vida, por su amor y dedicación, cada logro en mi vida es de ellos también.

A mi hermano por estar siempre para mí, por escucharme y apoyarme en cada momento.

A mi gran amiga Gloria, que descansa en la paz del señor, mi primera amiga de universidad, este logro también es por ti, gracias por haber sido tan incondicional, te recordaré siempre.

A mi nono Carlos, que descansa en la paz del señor, porque desde que comencé la carrera quiso verme graduándome y logrando todo lo que me propusiera, estarás siempre en mi corazón.

A Alejandro, por ser parte de este proceso, por ser mi confidente y mi apoyo en cada momento.

A Karen, porque el camino nos unió y se creó una linda amistad, por siempre escucharme y apoyarme.

A Andrea y Sindy, porque la carrera nos unió, por cada momento de alegría y de dificultad compartido.

A Tefa, por estar después de tantos años, por brindarme una palabra de aliento para seguir, por su incondicionalidad y cariño.

María Alejandra Joya Salazar

Dedico este trabajo a quienes creyeron en mí, me acompañaron y me dieron la fuerza necesaria para llegar hasta aquí.

Juan Esteban Padilla Cortes

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander.

La Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El director Jorge Sáchica por su apoyo en la ejecución de este proyecto.

Los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindar su sabiduría y apoyo, por guiar e inspirar al crecimiento académico y profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos.....	13
1.1. Objetivo general	13
1.2. Objetivos específicos.....	13
2. Estado del arte	14
2.1 Generalidades	14
2.2 Agua de formación.....	14
2.3 Agua de producción.....	16
2.3.1 Características del agua de producción:	16
2.3.2 Compuestos de aceite disueltos y dispersos:	17
2.3.3 Minerales de formación disueltos	18
2.3.4 Sólidos de producción	18
2.3.5 Componentes químicos de producción.....	19
2.3.6 Gases disueltos	19
2.4 Manejo del agua de producción en Colombia	21
2.4.1 Vertimiento	22
2.4.2 Disposal	23
2.4.3 Reinyección	24
2.4.4 Reúso	25
2.5 Tratamiento y disposición del agua de producción	25
2.5.1 Sistemas para el tratamiento de agua.....	26
2.5.2 Métodos de tratamiento	26
2.5.2.1 Tratamientos Físicos:.....	27
2.5.2.2 Tratamientos químicos:.....	29
2.5.2.3 Tratamientos biológicos.....	32
2.5.2.4 Tratamientos de membrana.....	33
3. Proyectos de riego llevados a cabo con agua residual derivada de la industria de los hidrocarburos.	36
3.1. Proyecto 1: SAARA, una apuesta por la Economía Circular, a partir del reúso de agua de Producción.....	36
3.2. Proyecto 2: Uso de aguas de producción tratadas de la industria petrolera de las localidades Apiay y Castilla La Nueva en sistemas agrícolas y pecuarios: Agrosavia y Ecopetrol.	41
3.3. Proyecto 3: Chevron San Ardo Facility Unit (SAFU) Reúso beneficioso del agua producida para riego.....	47
3.4. Cuadro comparativo entre los tres proyectos expuestos	50
4. Análisis conceptual para el uso de agua de producción de hidrocarburos para riego, aplicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia	51

4.1 Marco legal y normativo	53
4.1.2 Riesgos asociados al reúso agrícola de aguas de producción petrolera	64
4. 2 Contextualización territorial y ambiental de los Llanos Orientales de Colombia.....	65
4.2.1 Localización geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	65
4.2.2 Caracterización ambiental:	67
4.2.3 Sectores Productivos.....	67
4.2.4 Evidencia de Hidrocarburos	68
4.3 Parámetros fisicoquímicos del agua de fondo en la cuenca de los llanos orientales	69
5. Evaluación económica planta de tratamiento de agua.....	70
5.1. Pulimento (Polishing).....	70
5.2. Ósmosis Inversa (Reverse Osmosis – RO)	72
5.3. Pulimento vs Osmosis Inversa	74
5.4. Análisis Económico.....	74
5.4.1 CAPEX.....	76
5.4.1.2 CAPEX pulimento.....	76
5.4.1.3 CAPEX Osmosis Inversa.....	77
5.5. OPEX	77
5.5.1. OPEX pulimento.....	77
5.5.2. OPEX osmosis inversa	77
5.6. Flujo de caja	78
5.7. Valor Presente Neto	80
5.8. Tasa Interna de Retorno.....	80
5.9. Relación Beneficio/Costo.....	81
6. Conclusiones.....	82
7. Recomendaciones	83
Referencias Bibliográficas	84

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Componentes del agua de formación.....	15
Tabla 2. Componentes presentes en el agua de producción.....	19
Tabla 3. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula..	28
Tabla 4. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD).	30
Tabla 5. Tecnologías con membranas.	35
Tabla 6. Parámetros de análisis de laboratorio del agua de producción tratada con pulimento para riego agrícola.....	39
Tabla 7. Parámetros de calidad del agua de producción tratada utilizada para riego en el ASA.	45
Tabla 8. Cuadro comparativo SAARA, Agrosavia, Chevron San Ardo.	50
Tabla 9. Parámetros de calidad del agua establecidos por la Resolución 1207 de 2014 del MADS para Uso Agrícola.	60
Tabla 10. Criterios de calidad adicionales de aguas residuales para uso agrícola	64
Tabla 11. Parámetros del agua de la Cuenca de los Llanos Orientales	69
Tabla 12. Cuadro comparativo entre Pulimento y Osmosis Inversa.	74
Tabla 13. CAPEX para pulimento	76
Tabla 14. CAPEX para Osmosis Inversa	77
Tabla 15. OPEX para pulimento	77
Tabla 16. OPEX osmosis inversa.....	77
Tabla 17. Datos requeridos para el flujo de caja.....	78
Tabla 18. Flujo de caja con pulimento a 15 años.....	78
Tabla 19. Flujo de caja con ósmosis inversa a 15 años.....	79

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Estructura anticlinal clásica.....	15
Figura 2. Disposición del volumen de aguas residuales por destino en Colombia.....	22
Figura 3. Fuentes receptoras para descarga de vertimientos en Colombia.....	23
Figura 4. Reinyección de aguas de producción en Colombia.....	24
Figura 5. Esquema típico de producción y distribución de agua.....	26
Figura 6. Compensador, receptor del agua en condiciones para el reuso agrícola (cultivo de palma).....	36
Figura 7. Fotografía aérea y esquema de los subsistemas de la planta de tratamiento de agua módulo 1.....	37
Figura 8. Tendencia de parámetros fisicoquímicos durante el tratamiento.....	39
Figura 9. Diagrama modelo economía circular y regenerativa del proyecto SAARA.....	41
Figura 10. Plano del sistema de riego por gravedad implementado en el ASA.....	43
Figura 11. Alturas de especies forestales.....	44
Figura 12. Comparativo entre el Valor medio vs Límite normativo.....	45
Figura 13. Estado de las diferentes especies forestales establecidas en el ASA al final de la investigación.....	46
Figura 14. Diagrama del proceso de tratamiento en humedales.....	47
Figura 15. Tendencia de parámetros fisicoquímicos durante el tratamiento.....	48
Figura 16. Diagrama de línea de tiempo del marco normativo del reuso de agua en Colombia ..	53
Figura 17. Ruta para la definición del proceso normativo para el inicio del trámite de la actividad de reuso en Colombia según la Resolución 1207 de 2014 del MADS.....	58
Figura 18. Localización de los Llanos Orientales de Colombia.....	66
Figura 19. Localización de los bloques dentro de la cuenca de Llanos Orientales, Colombia....	67
Figura 20. Sistema de tratamiento de agua con Pulimento (polishing).....	72
Figura 21. Sistema de tratamiento de agua con Ósmosis Inversa.....	73
Figura 22. Flujo de caja por año para pulimento.....	79
Figura 23. Flujo de caja por año para ósmosis inversa.....	80

Resumen

Título: Evaluación del potencial uso del agua residual asociada a la producción de hidrocarburos en actividades de riego en la cuenca sedimentaria de los llanos orientales de Colombia*

Autores: María Alejandra Joya Salazar, Juan Esteban Padilla Cortes**

Palabras clave: Agua de producción, osmosis inversa, tratamiento químico, sistemas de riego, cultivo de palma, especies forestales.

Descripción: El manejo del agua de producción asociada a la industria de los hidrocarburos representa un desafío ambiental y operativo, especialmente en regiones donde la relación agua petróleo supera el 90%. En Colombia, este recurso se ha gestionado principalmente mediante reinyección o vertimiento, prácticas que implican altos costos energéticos y restricciones ambientales. El presente trabajo tuvo como objetivo analizar la viabilidad técnica, normativa y económica del reúso del agua de producción para riego agrícola en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, considerando los parámetros regulatorios vigentes y los requerimientos del sector agrícola. Se realizó una revisión de experiencias nacionales e internacionales (Agrosavia–Ecopetrol en Apiay y Castilla, SAARA en el Meta y Chevron–San Ardo en California), así como un análisis del marco normativo y una evaluación económica basada en los indicadores Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Beneficio–Costo (B/C). Los resultados evidencian que el reúso de agua de producción tratada es ambientalmente seguro, al no observarse acumulación significativa de metales pesados ni hidrocarburos en el suelo, y técnicamente viable para cultivos como palma de aceite, caña de azúcar, pasto elefante y especies forestales. Desde el punto de vista económico, los proyectos analizados presentan una TIR superior al 12% y una relación B/C mayor a 1, lo que confirma su rentabilidad. En conclusión, el reúso agrícola de agua de producción se consolida como una alternativa sostenible para reducir el déficit hídrico, fortalecer la economía circular y articular el sector de los hidrocarburos con el agroindustrial en la región de los Llanos Orientales.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila MSc. Hidrología y gestión de los recursos hídricos.

Abstract

Title: Evaluation of the Potential Use of Wastewater Associated with Hydrocarbon Production for Irrigation Activities in the Sedimentary Basin of the Llanos Orientales of Colombia *

Authors: María Alejandra Joya Salazar, Juan Esteban Padilla Cortes **

Keywords: Produced water, reverse osmosis, chemical treatment, irrigation systems, oil palm cultivation, forest species.

DESCRIPTION: The management of produced water associated with the hydrocarbon industry represents an environmental and operational challenge, particularly in regions where the water–oil ratio exceeds 90%. In Colombia, this resource has been primarily managed through reinjection or discharge, practices that involve high energy costs and environmental constraints. The objective of this study was to analyze the technical, regulatory, and economic feasibility of reusing produced water for agricultural irrigation in the Llanos Orientales basin of Colombia, considering current regulatory parameters and the requirements of the agricultural sector. A review of national and international case studies was conducted, including Agrosavia–Ecopetrol projects in Apiay and Castilla, the SAARA system in Meta, and Chevron–San Ardo in California. Additionally, a comprehensive analysis of the regulatory framework and an economic evaluation based on Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Benefit–Cost Ratio (B/C) indicators were performed. The results demonstrate that the reuse of treated produced water is environmentally safe, as no significant accumulation of heavy metals or hydrocarbons was observed in soils, and technically feasible for crops such as oil palm, sugarcane, elephant grass, and forest species. From an economic perspective, the analyzed projects show an IRR greater than 12% and a B/C ratio above 1, confirming their profitability. In conclusion, the agricultural reuse of produced water stands out as a sustainable alternative to reduce water scarcity, strengthen circular economy practices, and foster the integration between the hydrocarbon and agroindustrial sectors in the Llanos Orientales region.

*Thesis

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Jorge Andres SÁCHICA Ávila MSc. Hydrology and Water Management Resources.

Introducción

Anualmente la industria petrolera maneja grandes volúmenes de agua consecuencia de la necesidad de esta en sus operaciones, la mayoría de ella se genera como subproducto de la explotación de hidrocarburos; conocida como agua de producción o agua producida.

El agua producida es un componente natural que se encuentra presente en los yacimientos de petróleo y gas. Durante la extracción, esta agua es colectada junto con los hidrocarburos y posteriormente separada y tratada para su disposición adecuada. Las operaciones de producción de petróleo y gas pueden generar significativas cantidades de agua producida, según Ecopetrol, en el 2024 se generaron 522 millones de metros cúbicos de agua de producción, las cuales, en promedio, por cada barril de crudo equivalente generan 14,8 barriles de agua de producción. (Ecopetrol, 2025).

En Colombia, la reinyección de agua de producción es la principal alternativa que se considera para la gestión de efluentes. En 2024, el volumen de agua de producción reinyectada fue de 406,2 millones de metros cúbicos, equivalente al 84% del total producido (Ecopetrol,2025).

Por otra parte, el reúso del agua surge como una alternativa sostenible para la gestión de aguas residuales, la cual se puede reutilizar en diversas aplicaciones como la irrigación agrícola o el vertimiento a acuíferos como una forma de mitigar los impactos ambientales y optimizar el uso de recursos en las operaciones petroleras.

El manejo sostenible del agua residual en la industria petrolera es un aspecto crucial para mitigar impactos ambientales y sociales, así como para promover prácticas de producción más responsables. En este sentido, surge la propuesta sobre el potencial uso del agua residual generada durante la producción de hidrocarburos en actividades de riego agrícola en la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales de Colombia. No sólo se plantea la posibilidad de aprovechar un recurso previamente utilizado, sino que también abre la puerta a la integración entre sectores aparentemente dispares, como la industria petrolera y la agricultura, en aras de promover la economía circular y el desarrollo sostenible.

Se propone llevar a cabo una evaluación del potencial uso del agua residual generada durante la producción de hidrocarburos en actividades de riego para cultivos tales como palma de aceite, caña de azúcar, pasto elefante o en sistemas agroforestales (Caucho, Yopo, Eucalipto, Pino, Acacia, Melina) en la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales de Colombia.

Esta propuesta se basa en un enfoque teórico-conceptual que aprovecha la información disponible en fuentes bibliográficas sobre la gestión del agua residual generada por la producción de hidrocarburos, abordando aspectos como la reinyección, disposición final, vertimiento y reúso.

El capítulo 3 presenta una recopilación de proyectos previamente desarrollados, enfocados en el reúso de aguas residuales de producción con fines agrícolas. Asimismo, en el capítulo 4 se detallan los parámetros regulatorios y los requerimientos del sector agrícola para su adecuado manejo. Finalmente, en el capítulo 5 se analizan diferentes escenarios de tratamiento de agua para el riego de palma de aceite, a partir de un análisis económico.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Evaluar el potencial uso del agua residual asociada a la producción de hidrocarburos en actividades de riego en la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales de Colombia.

1.2. Objetivos específicos

Realizar un estado del arte de proyectos de riego llevados a cabo con agua residual derivada de la industria de los hidrocarburos.

Desarrollar un análisis conceptual para el uso de agua residual de producción de hidrocarburos para riego aplicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia bajo los parámetros regulatorios y el requerimiento del sector agrícola.

Evaluar económicamente el desarrollo de un proyecto de riego con agua residual de producción de hidrocarburos contemplando un esquema en superficie de una planta de tratamiento de agua.

2. Estado del arte

2.1 Generalidades

El acelerado crecimiento poblacional junto con su urbanización e incremento de la demanda hídrica en sectores como el agrícola, industrial y energético han generado presión sobre los recursos hídricos disponibles (Naciones Unidas, 2023). Debido a este escenario, tanto los gobiernos como la industria del petróleo y gas demuestran un interés en el reúso del agua de producción que se genera en las diferentes operaciones de extracción de hidrocarburos (Gray Madeleine, 2020). Su reutilización es beneficiosa tanto para la industria como para usuarios externos, específicamente en comunidades locales que requieren el recurso hídrico para el desarrollo de proyectos agrícolas, industriales o ambientales.

La extracción de petróleo es el proceso mediante el cual se obtiene crudo del subsuelo para posteriormente ser tratado y aprovechado. Se inicia con la fase exploratoria, donde se identifican posibles yacimientos por medio de estudios geológicos y sísmicos. Luego de confirmar el potencial del reservorio, se realiza la perforación de pozos para llegar hasta el crudo almacenado en las respectivas formaciones geológicas. Después se completa el pozo con equipos y sistemas que permiten controlar y facilitar el flujo del hidrocarburo hacia la superficie.

El proceso de producción se realiza mediante recuperación primaria, en la cual el petróleo fluye naturalmente debido a la presión interna del yacimiento o por medio de recuperación secundaria y terciaria, las cuales implican la inyección de agua, gas o vapor para mantener o incrementar la presión del reservorio y movilizar el crudo remanente. Finalmente, el petróleo extraído es sometido a procesos de separación de gas, agua y sedimentos antes de su transporte a las refinerías (Ecopetrol S.A., 2014).

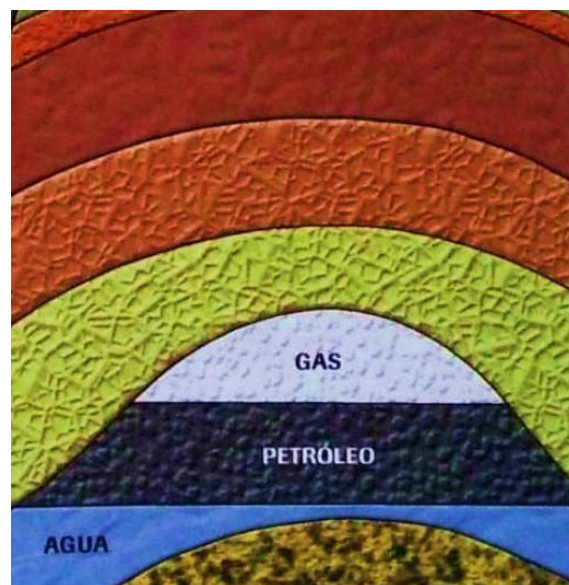
2.2 Agua de formación

El agua de formación está presente naturalmente en todos los yacimientos de crudo y gas en el mundo y su origen es complejo de determinar de manera general. Se pueden clasificar en endogénicas, estaban presentes originalmente en la formación, también llamada agua connata y en exogénicas, que se han filtrado desde la superficie (absorbidas) o penetraron desde

acumulaciones de sedimentos superiores o por la compactación de sedimentos inferiores (Ecopetrol S.A., 2004). Según Collins y Wright, alrededor del 70% de las reservas mundiales de crudo tienen asociadas aguas altamente salinas con un contenido de más de 100 g/L de sólidos disueltos que son clasificadas como salmueras, mientras que el 30% restante contiene menos de 100 g/L algunas con menos de 1g/L de sólidos disueltos casi aguas dulces, usualmente atribuidas a un origen exogenético. La Figura 1 muestra el agua de formación asociada a una estructura con petróleo y gas dentro de los poros.

Figura 1

Estructura anticlinal clásica.



Nota. La figura representa el entrapamiento de petróleo, gas y agua asociada a una formación. Tomado de Ecopetrol S.A. (2004) El petróleo y su mundo, 9–11.

La composición del agua de formación asociada a yacimientos de crudo y gas es una mezcla compleja de compuestos orgánicos e inorgánicos que se encuentran dispersos y disueltos, su determinación se realiza por medio de la cuantificación de las concentraciones de los compuestos, de gases disueltos y la medición de propiedades fisicoquímicas.

Tabla 1

Componentes del agua de formación.

Componente	Concentración (mg/L)
K^+, Na^+, Cl^-	$10^3 - 10^5$
$Ca^{2+}, Mg^{2+}, SO_4^{2-}, CO_3^{2-}, HCO_3^-$	$10^3 - 10^5$
K^+, Na^+, Sr^{2+}	$10^1 - 10^3$
$Al^{3+}, B, Fe^{2+}, Li^+$	$10^0 - 10^2$
Cr, Cu, Mn, Ni, Sn, Ti, Zr (Presente en gran cantidad)	10^{-3}
Be, Co, Ga, Ge, Pb, V, W, Zn (Presente en menor cantidad)	10^{-3}

Nota. Adaptado de Wan Renpu (2011). Basis of Well Completion Engineering, 5-7.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385868-9.00001-4>

2.3 Agua de producción

El agua de producción petrolera se obtiene en superficie, a través de los pozos de petróleo y/o gas, provenientes de las formaciones geológicas. Se produce debido a la extracción de hidrocarburos desde una formación de interés como agua connata, por un acuífero activo (agua intrusiva) o por un proyecto de inyección de agua (Villegas, 2017).

La composición del agua de producción varía según el campo, la antigüedad del pozo, el marco regulador de las operaciones y si se reinyecta el agua en el pozo (Salager, 2005; Çakmakce et al., 2008; Caldera et al., 2009; Lyons, 2014). En términos generales tiene compuestos orgánicos e inorgánicos, esencialmente hidrocarburos oleosos, sales (iones $Na^+, Ca^{++}, K^+, Mg^{++}$ y Cl^-) y metales pesados (As, B, Ba, Cd, Co, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn).

2.3.1 Características del agua de producción:

Los principales grupos de componentes preocupantes en el agua de producción petrolera son:

- Sales (expresadas como salinidad, sólidos totales disueltos (SDT) o conductividad eléctrica).
- Aceites y grasas
- BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos).
- Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

- Ácidos orgánicos.
- Fenoles.
- Algunos compuestos inorgánicos y orgánicos naturales (como, por ejemplo, sustancias químicas que ocasionan dureza y formación de incrustaciones, como calcio, magnesio, sulfatos y bario).
- Aditivos químicos utilizados en la perforación, fracturación y explotación de pozos que pueden tener algunas propiedades tóxicas (por ejemplo, biocidas, inhibidores de corrosión) (Arthur et al., 2011).

2.3.2 Compuestos de aceite disueltos y dispersos:

Aceites disueltos:

Incluyen especies orgánicas solubles en agua: BTEX, fenoles, hidrocarburos alifáticos, ácido carboxílico y compuestos aromáticos de bajo peso molecular (Røe Utvik, 1999).

Los compuestos orgánicos solubles en agua presentes en el agua de producción suelen ser constituyentes polares con un bajo número de carbonos, como los ácidos orgánicos, tal como el fórmico y el propiónico. El pH, la temperatura y la presión (en el yacimiento o durante la extracción) aumentan los compuestos orgánicos solubles en el agua de producción. La salinidad no afecta significativamente a los compuestos orgánicos disueltos en el agua (Bostick y Luo, 2001).

Por lo tanto, las cantidades de aceite soluble en el agua de producción dependen del tipo de hidrocarburo, el volumen de producción de agua y la antigüedad de la producción (Stephenson et al., 1992).

Aceites dispersos:

Incluyen hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y algunos de los alquilfenoles más pesados, como los fenoles alquilados C6-C9, que son menos solubles en el agua de producción y se encuentran en forma de aceite disperso (Faksness et al., 2004).

El aceite disperso consiste en pequeñas gotas de aceite suspendidas en el AP. La cantidad de aceite disperso depende del historial de cizallamiento de la gota, la densidad del aceite, la cantidad de aceite precipitado y la tensión interfacial entre el agua y el aceite (Stephenson et al., 1992).

2.3.3 Minerales de formación disueltos

El contenido inorgánico de la AP está estrechamente relacionado con las características geoquímicas del pozo. Están presentes en forma de sales disueltas, materiales radiactivos naturales y metales pesados.

Cationes y Aniones: Los cationes como Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+} y los aniones como Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- afectan a la química del agua de pozo en términos de salinidad y potencial de incrustación (Hansen y Davies, 1994). La salinidad, debida principalmente al sodio y al cloruro disueltos y, en menor medida, al calcio, el magnesio y el potasio, puede variar desde unas pocas partes por millón hasta aproximadamente $300.000 \text{ mg L}^{-1}$ (Jacobs et al., 1992; Pitre, 2013).

Metales pesados y materiales radiactivos naturales: El AP contiene trazas de diversos metales pesados, como Cadmio, Cromo, Cobre, Plomo, Mercurio, Níquel, Plata y Zinc, en su mayoría de origen natural (Hansen y Davies, 1994). Su concentración puede alcanzar entre 102 y 105 veces la que se encuentra en el agua de mar (SOEP. Sable Offshore Energy Project, 1996). Los materiales radiactivos naturales (NORM) se originan en formaciones geológicas y llegan a la superficie como sólidos disueltos en el AP. Los NORM pueden precipitarse en forma de incrustaciones o lodos cuando la temperatura del agua desciende al llegar a la superficie. Los compuestos NORM más abundantes son el Ra-226 y el Ra-228 y el Bario (Veil et al., 2004).

2.3.4 Sólidos de producción

Los sólidos de producción hacen referencia a una amplia gama de materiales orgánicos e inorgánicos sólidos que acompañan al AP. Entre ellos se incluyen sólidos de formación, partículas desprendidas de los materiales circundantes, productos de corrosión y antical de tuberías y equipos,

bacterias, ceras y asfáltenos (Fakhru'l-Razi et al., 2009). También se pueden encontrar otras sustancias cristalinas inorgánicas como SiO_2 , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 y BaSO_4 (Deng et al., 2009).

2.3.5 Componentes químicos de producción

Además de sus componentes naturales, el agua de producción puede incluir aditivos químicos dosificados durante la perforación para tratar o prevenir problemas operativos y mejorar la separación de petróleo y agua posteriormente (Arthur et al., 2011; Stephenson et al., 1992).

Este grupo de sustancias es seleccionado por los fabricantes atendiendo a las características del pozo y del propio combustible. Entre ellas se incluyen inhibidores de hidratos de gas, inhibidores de corrosión, eliminadores de oxígeno, inhibidores de incrustaciones, biocidas para mitigar las incrustaciones bacterianas, dispersantes de asfáltenos, inhibidores de parafina, antiespumantes, rompedores de emulsiones, clarificadores, coagulantes, floculantes, entre otros. (Daigle, 2012).

2.3.6 Gases disueltos

Las salmueras de los yacimientos petrolíferos contienen grandes cantidades de gases disueltos. La mayoría de ellos son hidrocarburos volátiles, pero también es habitual encontrar CO_2 , O_2 y H_2S en el AP (Hansen y Davies, 1994). La solubilidad de estos gases en el agua disminuye con la salinidad y la temperatura del agua, y aumenta con la presión.

En la Tabla 2 se recopilan los principales componentes y su concentración, presentes en el agua de producción:

Tabla 2

Componentes presentes en el agua de producción.

COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (mg/L)
Sodio (Na)	0 – 150000
Cloro (Cl)	0 – 250000
Bario (Ba)	0 – 850
Estroncio (Sr)	0 – 6250
Anión sulfato (SO_4^{2-})	0 – 15000
Bicarbonato (HCO_3)	0 – 15000
Calcio (Ca)	0 – 74000
Potasio (K)	24 – 4300
Anión sulfito (SO_3^{2-})	10
Magnesio (Mg)	8 – 6000
Hierro (Fe)	0,1 – 100
Aluminio (Al)	310 – 410
Boro (B)	5 – 95
Cromo (Cr)	0,02 - 1,1
Litio (Li)	3 – 50
Manganeso (Mn)	0,004 -175
Titanio (Ti)	0,01 - 0,7
Zinc (Zn)	0,01 – 35
Arsénico (As)	0,005 - 0,3
Plomo (Pb)	0,008 - 0,88
Sólidos disueltos totales (TDS)	100 – 400000
Demanda química de oxígeno (COD)	1220 – 2600
Sólidos suspendidos totales (TSS)	1,2 – 1000
Carbono orgánico total (TOC)	0 -1500
Total O&G	2 – 560
Hidrocarburos saturados	17 – 30
Total BTEX	0,73 - 24,1
Benceno	0,032 - 14,97
Tolueno	0,058 - 5,86
Etilbenceno	0,086 - 0,57
m – Xileno	0,258 - 1,29
p – Xileno	0,074 - 0,34
o – Xileno	0,221 - 1,06
Total NPD	0,766 - 10,4
Naftaleno	0,194 - 0,841
C1 – Naftalenos	0,309 - 2,9
C2 – Naftalenos	0,145 - 3,21
C3 – Naftalenos	0,056 - 2,08
Fenantreno	0,009 - 0,27
C1 – Fenantrenos	0,017 - 0,32
C2 – Fenantrenos	0,014 - 0,365
C3 – Fenantrenos	0,009 - 0,27
Dibenzotiofeno	0,001 - 0,023
C1 – Dibenzotiofeno	0,006 - 0,103
C2 – Dibenzotiofeno	0,004 - 0,12
Fluoreno	0,0041 - 0,067
Acenafteno	0,0003 - 0,015
Criseno	0,006 - 0,015
Nitrógeno amoniacal	10 – 300
Fenoles	0,009 – 23
Ácidos orgánicos totales	0,001 – 10000
Ácido fórmico	26 – 584

Ácido acético	8 – 5735
Ácido propanoico	36 – 98
Ácido butanoico	ND – 46
Ácido pentanoico	ND – 33
Ácido oxálico	ND – 495
Ácido malónico	ND – 1540
Ácidos alifáticos	1,8 – 120
Ácido benzoico	0,13 – 16
C1 - Ácido benzoico	0,089 – 16
C2 - Ácido benzoico	0,043 - 3.8

Nota. Adaptado de S.Jiménez et al, "State of the art of produced water treatment," Chemosphere, vol. 192, pp. 186-208, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.10.139>.

ND: No detectado.

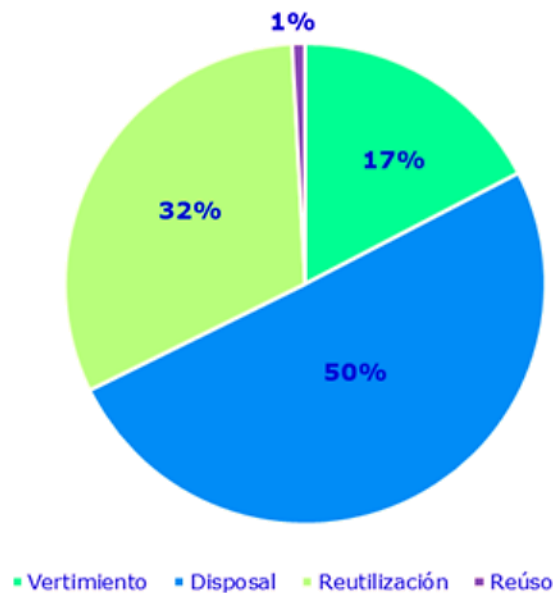
2.4 Manejo del agua de producción en Colombia

El manejo de la producción de agua incluye la reinyección, vertimiento, recobro, mantenimiento de presión, asignación a otras industrias y en algunos casos incluso para uso agrícola (Mesa et al., 2018). Para el año 2024, según Ecopetrol, se reinyectaron 406,2 millones de m³ de agua de producción que equivalen al 84% del total producido; Se reinyectaron 262,8 millones de m³ de agua para disposición final (Disposal), además, para recobro y mantenimiento de presión se reinyectaron 143,4 millones de m³. (Ecopetrol, 2025).

Durante el mismo año, 2024, Ecopetrol reusó 4,6 millones de m³ de agua de producción tratada, 4,1 millones de m³ correspondieron al Campo Castilla para el riego de cultivos forestales en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) y 0,5 millones de m³ al Campo Rubiales para el piloto de riego de cultivos forestales en el Área de Sostenibilidad (SAARA) que equivale al 1% del total de aguas de producción. (Ecopetrol, 2025).

Figura 2

Disposición del volumen de aguas residuales por destino en Colombia.



Nota. Porcentaje de distribución de agua residuales. Tomado de Ecopetrol (2025) Eficiencia operativa en el manejo del agua

2.4.1 Vertimiento

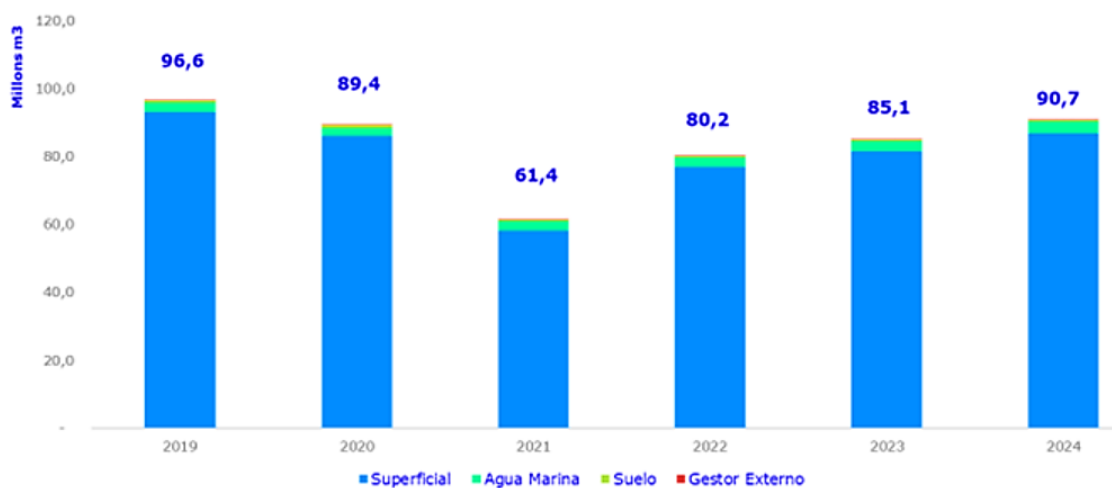
A través del decreto 3930 de 2010, se define el vertimiento como la descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido (Decreto 3930, Presidencia de la República de Colombia, 2010). En el año 2024, según Ecopetrol, el total de vertimientos de todos los segmentos de la compañía fue de 90,7 millones de metros cúbicos (Figura 3) que significa un aumento del 7% con respecto al año anterior, principalmente ocasionado por mayor vertimiento en los campos Rubiales y Castilla, cabe resaltar que estos campos tienen una característica de baja salinidad (<1000 ppm SDT (Sólidos Disueltos Totales)). El 85,1% de los vertimientos totales fueron generados principalmente a partir de aguas de producción, y el 95,7% de estos se realizaron a cuerpos de aguas superficiales, 3,6% al mar, 0,5% al suelo y 0,2% se otorgó a gestores externos y alcantarillados. En 28 subzonas hidrográficas se distribuyeron estos vertimientos (Ecopetrol, 2025).

Para Ecopetrol, el vertimiento de aguas residuales es la última alternativa para la gestión de efluentes, cuenta con puntos específicos que son avalados por las autoridades competentes que determinan las condiciones de caudal, calidad y temporalidad para que de esta manera no se afecte las características naturales de los cuerpos receptores.

Cabe resaltar que antes de la disposición de aguas residuales en cuerpos de aguas superficiales, marinas o al suelo son sometidas a tratamientos específicos con el fin de remover concentraciones de sustancias que afecten el interés ambiental y el cumplimiento de los límites permisibles permitidos en la normatividad colombiana.

Figura 3

Fuentes receptoras para descarga de vertimientos en Colombia.



Nota. Millones de m³ de agua en diferentes fuentes receptoras. Tomado de Ecopetrol (2025)
Eficiencia operativa en el manejo del agua

2.4.2 Disposal

El objetivo de un pozo de disposición es actuar como un conducto para inyectar agua en un acuífero confinado, asegurando que el volumen inyectado no entre en contacto con otras zonas de interés, como los acuíferos superficiales o la formación productora. Para que este tipo de inyección tenga lugar, primero debe descartarse la viabilidad de un proceso de recobro secundario o su uso en la superficie, ya que estas alternativas implican un aprovechamiento más eficiente que la inyección de disposición. Además, es necesario garantizar la integridad de los pozos donde se llevará a cabo la inyección, con el propósito de asegurar la ubicación final del agua e impedir desviaciones hacia zonas no deseadas (Mesa et al, 2018).

2.4.3 Reinyección

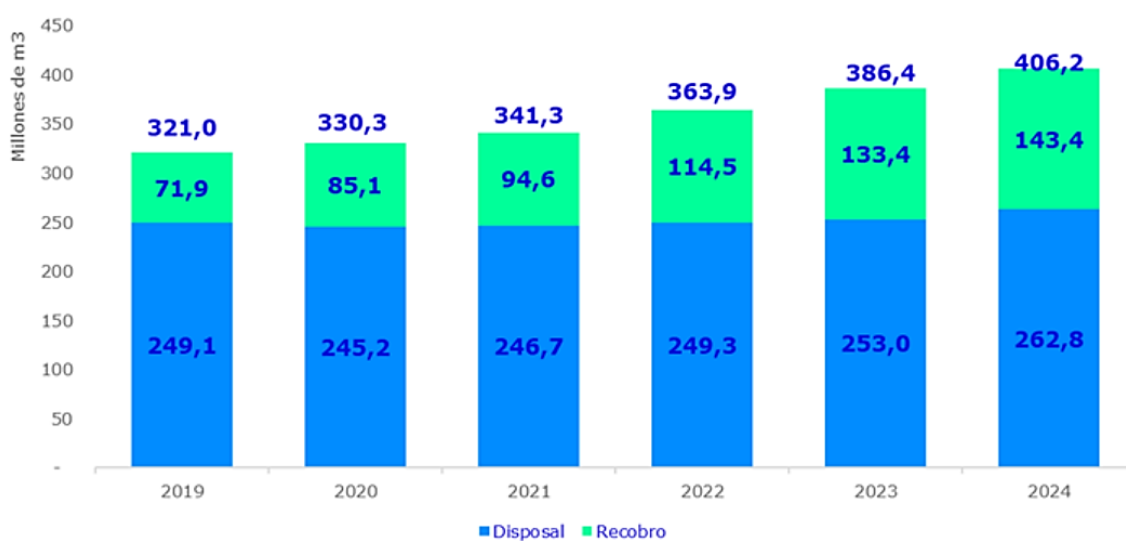
El principal objetivo del proceso de reinyección es preservar la presión dentro de las formaciones productoras, con el propósito de optimizar la recuperación secundaria de hidrocarburos. Esta se puede llevar a cabo mediante el empuje natural del acuífero o a través de un proceso de desplazamiento por inyección de agua, siendo este último el método que conlleva un menor impacto ambiental (Marquenie et al., 1991).

Para cumplir con el objetivo es necesario tener claro si la zona de interés es apta para inyección de agua, partiendo de datos relacionados con la naturaleza del yacimiento tanto de la roca como del fluido, propias de la roca como lo son la porosidad, la permeabilidad, capilaridad, humectabilidad entre otras y propias del fluido tal como viscosidad, compactibilidad, movilidad.

En total para el año 2024 en Ecopetrol se reinyectaron 406,2 millones de m³ de aguas de producción (Figura 4), equivalentes al 84% del total producidas. Para disposición final (Disposal) se reinyectaron 262,8 millones de m³ de agua, mientras que para recobro y mantenimiento de presión se reinyectaron 143,4 millones de m³.

Figura 4

Reinyección de aguas de producción en Colombia.



Nota. Millones de m³ de agua de producción reinyectadas. Tomado de Ecopetrol (2025) Eficiencia operativa en el manejo del agua.

2.4.4 Reúso

El agua de producción de hidrocarburos requiere un tratamiento especializado debido a su compleja composición para que se pueda permitir su aprovechamiento en el riego de cultivos agrícolas, sin que se genere un daño al ambiente (Echchelh, Hess, & Sakrabani, 2018, p. 1).

En la Resolución Colombiana 1256 del 2021 se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas, se contempla que el tratamiento puede ser realizado directamente por el generador o que el agua sea entregada a un tercero por medio de una concesión a un usuario receptor de agua residual tratada, para que las administre asumiendo los riesgos en primera instancia sobre cualquier efecto que puedan producir al ser reusadas.

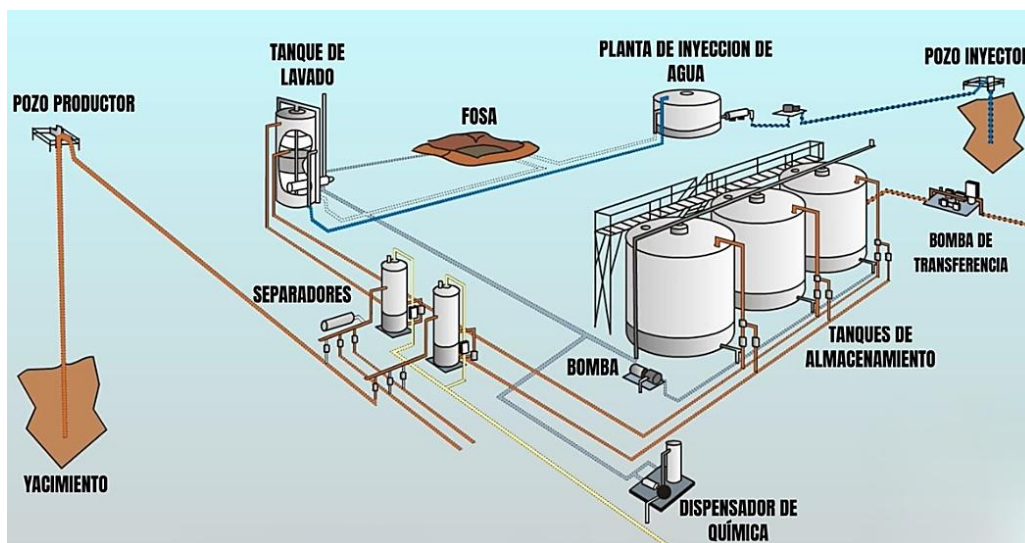
Durante el 2024 Ecopetrol reusó 4,6 millones de m³ de aguas de producción tratada, 4,1 millones de m³ corresponden al Campo Castilla para el riego de cultivos forestales en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) y 0,5 millones de m³ corresponde al Campo Rubiales para el piloto de riego de cultivos forestales en el Área de Sostenibilidad (SAARA) que equivale al 1% del total de aguas de producción.

2.5 Tratamiento y disposición del agua de producción

Los requerimientos para el tratamiento del agua de producción dependen de su origen, su condición y la alternativa que se implementará para su descarga final. Los tratamientos convencionales constan de equipos como separadores de agua libre, separadores de tres fases, tanques desnatadores o Skimmer, interceptores de placas paralelas, coalescedores, celdas de flotación e hidrociclones (ARPEL, 2006). En la Figura 5 se muestra el esquema típico de distribución de agua, como se mencionó en el apartado anterior se dispone generalmente para vertimiento, reinyección o disposal.

Figura 5

Esquema típico de producción y distribución de agua.



Nota. Tomado de: Biblioteca virtual-ALMENDRAS OIL

2.5.1 Sistemas para el tratamiento de agua

Sistemas cerrados: El diseño de un sistema cerrado evita el contacto del agua de producción con el oxígeno del ambiente, por medio de esto se busca que el agua contenga menor cantidad de oxígeno disuelto, así se impide la oxidación de diferentes minerales. Es utilizado para inyección de agua (Jaimes & Pico, 2009, p. 40).

Sistemas abiertos: El diseño de un sistema abierto no evita el contacto del agua de producción con el oxígeno del ambiente. El propósito de este sistema es poder captar el oxígeno que se encuentre disuelto para así facilitar la remoción del Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) o Dióxido de carbono (CO_2) (Jaimes & Pico, 2009, p. 40).

2.5.2 Métodos de tratamiento

El reúso del agua de producción de hidrocarburos en actividades industriales, agropecuarias, restauración ecológica, entre otros, se ha desarrollado por medio del avance de la tecnología y la optimización de los procesos (Doran et al., 1997; Kharaka et al., 1998; Simões et al., 2020). Tecnologías como la Nanofiltración (NF) y la Ósmosis Inversa (OI) son alternativas para la filtración realizada por membranas. Varios estudios afirman que tienen un potencial uso para producir permeados adecuados para el riego de cultivos (Szép & Kohlheb, 2010). La

separación térmica genera aguas tratadas de alta calidad y de baja salinidad, lo cual es atractivo para el riego, sin embargo, su costo asociado al proceso suele ser alto (Guerra et al., 2011).

2.5.2.1 Tratamientos Físicos:

Son aquellos en los que no se producen sustancias nuevas, es decir, se concentran los contaminantes al evaporar el agua o filtrar sólidos de un tamaño considerable (E. Salamanca, 2016). Algunos de los procesos de tratamiento físico utilizados actualmente en la industria son:

Ciclones: La corriente de agua de producción contiene arena y aceite, los hidrociclones son utilizados para separar estos compuestos y están basados en las diferencias de densidades. Dependiendo del modelo empleado para el hidrociclón, puede remover partículas con un diámetro entre 5 y 15 μm , no obstante, no pueden remover componentes solubles en el agua (M. Nasiri, and I. Jafari, 2017).

Flotación mejorada: La flotación por aire disuelto o por sus siglas DAF en inglés (dissolved air flotation) tiene la capacidad de eliminar eficientemente contaminantes como las partículas finas, ultrafinas coloidales, precipitados orgánicos e inorgánicos, iones, microorganismos, proteínas, emulsiones de aceite en agua y aceite disperso (A. Azevedo et al, 2018). El aire es disuelto a alta presión en un saturados, las microburbujas son formadas cuando es liberada el agua en la celda de flotación a un presión atmosférica, luego, las microburbujas son adheridas a las partículas presentes en el agua de producción y es de esta manera como permite aumentar su flotabilidad al ser llevadas a superficie (A. Al-Shamrani et al, 2002).

Evaporación: Es utilizado como un tratamiento para la separación de metales pesados especialmente en aguas residuales salinas que contengan aceites (Jim Enez et al., 2017), por medio de la adición de calor latente al agua de alimentación es generado vapor que es condensado en agua pura, por lo cual se puede evitar otro procedimiento físico o químico posterior (Mesa et al., 2018).

Electrodiálisis: La electrodiálisis (ED) es una técnica de separación que utiliza un campo eléctrico para impulsar los iones presentes en el agua de producción, aprovechando que las sales disueltas se comportan como cationes y aniones que migran hacia electrodos con carga opuesta

(Nasiri et al., 2017). Esta tecnología emplea membranas de intercambio iónico dispuestas de forma alternada dentro de un campo de corriente continua. La ED es eficaz para tratar aguas con bajas concentraciones de sólidos disueltos totales (SDT), facilitando la recuperación de agua. Sin embargo, su aplicación en aguas altamente salinas no suele ser rentable. Además, en comparación con otros métodos de separación por membranas, resulta menos competitiva económicamente debido al elevado costo de sus componentes como electrodos y membranas y a su limitada vida útil (Xu & Huang, 2008).

La Tabla 3 presenta las principales tecnologías para remover aceite y grasa en exceso (1000 mg/L), en las cuales el diámetro de partícula es un criterio de selección para establecer los tiempos de retención en las unidades, los costos de mantenimientos asociados y los requerimientos energéticos.

Tabla 3

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

Tecnología	Rango de remoción	Características	Principales hallazgos	Referencia
Separador API	Dp>150µm	El rendimiento depende del tiempo de retención	Ineficiente con aceite emulsionado	Veil et al. (2004)
Separador de placas corrugadas	Dp>40 µm	Depende de las diferencias de densidad, temperatura, viscosidad y régimen de flujo	Ineficiente con aceite emulsionado. Presenta mejor desempeño acoplado al separador API Altos tiempos de retención	Arnold y Stewart (2008)
Flotación por gas inducido	Dp>3 µm	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas	Bajos tiempos de retención, alta eficiencia de remoción	Broussard (2003)
Hidrociclones	Dp>15 µm	La eficiencia aumenta al añadir unidades en serie. Se debe controlar la caída de presión	Funciona con altas concentraciones de aceite Altos costos de mantenimiento Susceptible a incrustaciones	Arnold y Stewart (2008)

Filtración por membrana	Dp>0,01 μm	Columna empacada con perlas poliméricas con tamaño de poro de 0,01 a 20 μm	Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos	Lee et al. (2002)
-------------------------	-----------------------	---	--	-------------------

Nota. Adaptado de Mesa et al., 2018. Dp: diámetro de partícula.

2.5.2.2 Tratamientos químicos:

En los tratamientos químicos son generadas nuevas sustancias mediante reacciones químicas que logran disminuir los compuestos contaminantes del agua de producción (E. Salamanca, 2016):

Precipitación química: Es utilizada para eliminar componentes iónicos del agua por medio de la adición de contraiones que reducen la solubilidad (M. Nasiri et al, 2017), también elimina metales disueltos en el agua. La eficiencia de este proceso depende de factores como la concentración de los metales iónicos en la solución, el precipitante utilizado y la presencia de demás constituyentes que puedan inhibir la reacción de precipitación (M. S. Oncel et al, 2013).

Procesos electroquímicos: Los reactores electroquímicos transforman materiales al ser forzados por la corriente eléctrica, la oxidación se da en el ánodo y la reducción en el cátodo (T. Muddemann et al, 2019). El proceso se basa en el mejoramiento de las reacciones químicas que implican la generación o uso de la electricidad. La electroquímica es una tecnología verde y económica comparada con otros tratamientos usados en agua de producción, no genera desechos secundarios, no requiere el uso de otros productos químicos y da como resultado un agua tratada de calidad. (S. Jiménez, et al, 2017).

Oxidación química: Es una tecnología útil y reconocida para el tratamiento de efluentes con compuestos refractarios, el proceso ocurre mediante la transferencia de electrones de un reactivo oxidante a una especie que se oxida (N. K. Shamma et al, 2005). Se desarrollan tratamientos de agua de producción con el fin de reducir la cantidad de hidrocarburos presentes, de eliminar el color y el olor presente en el agua. Las técnicas convencionales de separación no eliminan los compuestos orgánicos disueltos, de esta forma, deben implementarse varias oxidaciones, tanto biológicas como químicas (S. Shokrollahzadeh et al, 2012).

Demulsificantes: Para separar el agua del petróleo crudo se emplean distintos métodos de demulsificación, tales como la electro sedimentación, la demulsificación ultrasónica, la centrifugación y, especialmente, la demulsificación química mediante el uso de desemulsionantes (Al-Sabagh et al., 2011). Esta última es la técnica más común para tratar emulsiones de aceite en agua, y se basa en la adición de compuestos químicos que aceleran la ruptura de la emulsión (Abdurahman et al., 2007). Los tensioactivos contribuyen a estabilizar las emulsiones aceite-agua al disminuir la tensión interfacial entre ambas fases y reducir el potencial zeta en la superficie de las gotas de aceite (Jiménez et al., 2018). Los desemulsionantes utilizados comercialmente son tensioactivos poliméricos, como los copolímeros de poli (óxido de etileno) (PEO) y poli (óxido de propileno) (PPO), así como resinas de formaldehído con alquilfenoles o combinaciones de diversos tensioactivos (Al-Sabagh et al., 2011). En muchos crudos, la presencia de sólidos como sulfuros de hierro, limos, arcillas, lodos de perforación y parafinas representa un obstáculo adicional para una demulsificación eficiente.

Intercambio iónico: Las membranas de intercambio iónico representan una categoría fundamental dentro de las membranas poliméricas densas, caracterizadas por contener cargas fijas en su estructura polimérica. Estas membranas permiten el paso selectivo de contraiones, es decir, iones con carga opuesta a la de la matriz, mientras bloquean el paso de coiones, que poseen la misma carga. Esta propiedad las convierte en elementos esenciales en procesos como la desalinización y la electrólisis del agua (Luo et al., 2018). Su vida útil se estima en alrededor de ocho años, aunque su operación eficiente requiere etapas previas de tratamiento para remover sólidos suspendidos, así como la aplicación de productos químicos destinados a la regeneración y desinfección de las resinas (Igunnu & Chen, 2014).

Tabla 4

Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD).

Tecnología	Tipo	Características	Principales hallazgos	Referencia
Adsorción	Carbón activado	Utilizado en la remoción de benceno, trazas de crudo y tolueno. Altos tiempos de retención	Depende del proceso de activación del carbón. Remueve del 50 al 75%	Gallup et al. (1996)
	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno)	Eficiencias de remoción entre el 70-80% Altos costos de regeneración	Hansen y Davis (1994)
	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	Remoción entre el 62- 81%, y concentraciones finales promedio de 1,5 mg L ⁻¹ Materia prima económica	Yang et al. (2002)
	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	En los primeros 100 minutos reduce en 50% la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados.	Villegas et al. (2017)
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno. Remoción de hasta el 99% con concentraciones finales	Crini (2005)
Extracción	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas	Altos costos por uso del solvente y regeneración	Deng et al. (2002)

Oxidación	Fotocatalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo)	Remoción >80% BTEX, >98% TOC, >62% fenoles y >75% TPH. Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio)	Cho et al. (2006)
	UV/Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos	Remociones mayores al 80%, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino	Li et al. (2006)

Nota. Adaptado de Mesa et al., 2018.

2.5.2.3 Tratamientos biológicos

Estos procesos resultan altamente eficaces en la eliminación de diversas moléculas disueltas, incluidos los hidrocarburos del petróleo, lo que los convierte en una opción valiosa para disminuir la carga de contaminantes orgánicos en el agua de producción (Barash, 2010). En la oxidación biológica, los compuestos orgánicos disueltos y el amoníaco son transformados en agua, dióxido de carbono y nitratos o nitritos, respectivamente, mediante la acción de microorganismos como bacterias, hongos, protozoos y algas, a través de mecanismos de biodegradación y biofloculación (Jiménez et al., 2018). Entre las principales tecnologías biológicas aplicadas al tratamiento de agua de producción se encuentran los reactores secuenciales por lotes, los filtros biológicos aireados, los sistemas de lodos activados y los humedales artificiales. Es importante destacar que este tipo de tratamientos se considera una de las alternativas más rentables para la eliminación de contaminantes en el agua producida (Al-Ghouti et al., 2019).

Una de las alternativas más novedosas para el tratamiento del agua de producción es la implementación de humedales artificiales. Estos sistemas, diseñados y construidos por el ser humano, replican de manera controlada los procesos de depuración que ocurren naturalmente en los humedales. En ellos, se emplean diversas especies de plantas, vegetación acuática y microorganismos adaptados a las características del agua a tratar, lo que permite la remoción

eficiente de materia orgánica, sólidos suspendidos, nitrógeno, fósforo e incluso compuestos tóxicos. La depuración se lleva a cabo mediante una combinación de mecanismos físicos, biológicos y químicos que actúan de forma integrada para reducir la carga contaminante del agua residual (Andréé & Cardona, 2018).

2.5.2.4 Tratamientos de membrana

Las membranas son películas microporosas con tamaños de poro específicos, diseñadas para separar selectivamente un fluido de sus distintos componentes (Igunnu & Chen, 2014). La separación mediante membranas ocurre debido a un gradiente generado a través de su estructura. Estos procesos pueden clasificarse en dos grandes grupos: los impulsados por presión y los no impulsados por presión (Madsen, 2014). En el caso de los primeros, la separación depende principalmente del tamaño de los poros de la membrana y de la aplicación de una presión diferencial, conocida como presión transmembrana, que permite retener los contaminantes presentes en la corriente de alimentación (Fakhru'l-Razi et al., 2009). Entre los procesos impulsados por presión se encuentran la microfiltración (MF), la ultrafiltración (UF), la nanofiltración (NF) y la ósmosis inversa (RO). La MF se utiliza para eliminar partículas suspendidas, la UF para retener macromoléculas, la NF para compuestos de bajo peso molecular y la RO para separar iones y solutos disueltos (Fakhru'l-Razi et al., 2009).

Se hace una descripción de cada una de las tecnologías anteriormente mencionadas:

Microfiltración (MF): La separación por microfiltración es utilizada generalmente en la eliminación de sólidos suspendidos y en la reducción de la turbidez, a presiones entre 0,5 y 3 bar, tiene un tamaño de poro grande de 0,1 a 3 μm . Es implementada como etapa de limpieza, de concentración o como el pretratamiento para la nanofiltración o la osmosis inversa (Solís-Carvajal et al., 2017).

Ultrafiltración (UF): Es el método más eficaz en la eliminación de hidrocarburos en el agua en comparación con los métodos de separación convencionales, por medio de su alta eficiencia de remoción de aceite, requiere espacios pequeños, bajo costos de energía y no requiere de aditivos químicos (Fakhru'l-Razi et al., 2009). Las membranas en la ultrafiltración permiten la

eliminación de partículas coloidales más pequeñas, macromoléculas como proteínas y algunos ácidos húmicos (Madsen, 2014) El tamaño de poro está entre 0,01 y 0,1 μm , trabajan a presiones inferiores a los 1000kPa (Solís-Carvajal et al., 2017).

Nanofiltración (NF): Es un proceso impulsado por presiones que van entre 5 y 20 bar, se utilizan para separar moléculas en un rango de peso molecular de 200 a 2000 g/mol (Charcosset, 2012). Las membranas en la nanofiltración están diseñadas para ser selectivas por iones multivalentes, se usa también como una tecnología para el ablandamiento de agua y la eliminación de metales con tamaños de poro de 0,001 μm que equivalen a 1nm (Jim Enez et al., 2017).

Ósmosis inversa (RO): Es un proceso natural fundamentado en el equilibrio, consiste básicamente en el paso del agua a través de una membrana semipermeable o porosa desde una solución con menor concentración de sales hacia otra con mayor concentración salina. Este movimiento del agua se producirá hasta que se alcance el equilibrio, es decir hasta que se igualen las concentraciones entre los dos fluidos.

La fuerza que impulsa este movimiento se conoce como presión osmótica y está relacionada con la concentración de sales en las soluciones. La ósmosis inversa es entonces la reversión de este proceso mediante la aplicación de una presión mayor a la presión osmótica sobre la solución de mayor concentración de sales, lo cual ocasionará que el agua migre a través de la barrera semipermeable hacia la solución con menor concentración salina, obteniendo en la barrera las sales que se encuentran en la solución.

Un sistema de ósmosis inversa para aguas de producción requiere que el agua de entrada tenga la menor cantidad de sólidos disueltos y sólidos suspendidos posibles, así como cero grasas y aceites para que las membranas funcionen correctamente. Por esta razón es indispensable contar con un pretratamiento, tratamiento primario, secundario e incluso microfiltración del agua antes que esta ingrese al sistema de ósmosis inversa.

Tabla 5*Tecnologías con membranas.*

Tecnología	Especificaciones	Características	Principales hallazgos	Referencia
Microfiltración	10-0,1 μ m	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC	Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento. Problemas de saturación de la membrana.	Zhong et al. (2003)
Ultrafiltración	0,05-5*10 ⁻³ μ m	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX	Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación	Faibish y Cohen (2001)
Nanofiltración	5*10 ⁻³ – 5*10 ⁻⁴ μ m	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX	Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% eliminación BTEX y fenoles	Peng et al.(2004)
Ósmosis inversa	1*10 ⁻⁴ – 1*10 ⁻⁵ μ m	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC	Remociones del 95- 99% Altos costos para reemplazar la membrana	Agenson et al. (2003)

Nota. Adaptado de Mesa et al., 2018

3. Proyectos de riego llevados a cabo con agua residual derivada de la industria de los hidrocarburos.

La literatura reporta diversos estudios centrados en los métodos de tratamiento, reúso y disposición de aguas de producción. Al enfocar la búsqueda en su viabilidad para aplicaciones agrícolas, se priorizan aquellos trabajos que han desarrollado pruebas piloto y han obtenido resultados coherentes con los objetivos propuestos. En este contexto, se presentan tres proyectos relevantes: dos de ellos desarrollados en Colombia y uno en el ámbito internacional, todos llevados a cabo con agua de producción de hidrocarburos.

3.1. Proyecto 1: SAARA, una apuesta por la Economía Circular, a partir del reúso de agua de Producción

Contexto del proyecto

La explotación de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales (Meta, Colombia) se caracteriza por altos cortes de agua, alcanzando hasta un 96% de relación agua-petróleo (RAP). Tradicionalmente, estas aguas se disponen mediante reinyección o vertimientos, opciones cada vez más restringidas por la normativa ambiental y con elevados costos energéticos.

Ante esta situación, Frontera Energy implementó el proyecto SAARA (Sistema de Aprovechamiento de Agua para Reúso Agrícola), concebido bajo un modelo de economía circular y regenerativa, con el propósito de transformar el agua de producción en un insumo agrícola en lugar de un pasivo ambiental.

Figura 6.

Compensador, receptor del agua en condiciones para el reúso agrícola (cultivo de palma)



Nota. Tomado de: Figueroa Carlos et al. (2024)

Tecnología de tratamiento

- La planta de SAARA es la instalación de ósmosis inversa más grande del mundo asociada a un proyecto petrolero.
- Está conformada por dos módulos de 500 KBWPD cada uno, con una capacidad total de 1.000.000 BWPD (160.000 m³/día).
- Los procesos incluyen:
 - Prefiltración (filtros de pantalla, microfibras y cartuchos).
 - Ósmosis inversa con tratamiento químico para remover grasas, aceites, sólidos suspendidos y minerales.
- El agua tratada cumple con los parámetros fisicoquímicos exigidos por las licencias ambientales para reúso agrícola.

Figura 7

Fotografía aérea y esquema de los subsistemas de la planta de tratamiento de agua módulo 1



Nota. Tomado de: Figueroa Carlos et al. (2024)

Aplicación agrícola

- El agua tratada se destina al riego de 2.964 hectáreas de palma de aceite (*Elaeis guineensis*) de la Plantación Agrícola Tillavá (Proagrollanos), de las cuales 800 cuentan con sistemas tecnificados de riego.
- En 2023, el primer módulo trató más de 26 millones de barriles de agua, estabilizando la operación en 125 KBWPD.
- Para 2026, se espera operar ambos módulos a plena capacidad, alcanzando el tratamiento de 1 millón BWPD.
- El riego con agua tratada proyecta un incremento del 10% en la productividad agrícola y, para el cuarto año de operación, se esperan 18 ton/ha de racimos de fruta fresca (RFF), equivalentes a 12.000 toneladas de aceite crudo de palma (CPO) para biocombustibles.

Impactos ambientales y energéticos

- SAARA consume 0,21 kWh por barril tratado, frente a los 0,65–0,70 kWh/barril de la reinyección, lo que implica un ahorro energético superior al 70%.
- Se estima una reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de la huella de carbono asociada al manejo de agua.
- Contribuye a la estrategia de “water positive” de Frontera Energy, orientada a lograr neutralidad hídrica y cero captación de agua de fuentes naturales.
- El potencial de desarrollo de SAARA incluye producir biodiesel y biogás para el consumo propio de la planta, para producir aceite de palma, y generar energía a partir de la biomasa, para la planta de ósmosis inversa, completando la ecuación de circularidad.

Resultados obtenidos

Durante el año 2023 lograron estabilizar la operación de manejo de agua de la planta de tratamiento en niveles de 125 KBWPD, de esta manera demostraron la viabilidad operativa y técnica del proceso industrial instalado, así mismo, la entrega de los volúmenes respectivamente tratados hacia el sistema de reúso de agua en el cultivo de palma.

La Tabla 6 muestra los parámetros fisicoquímicos del agua de producción tratada con pulimento que entregó la planta SAARA, especificaciones técnicas correspondientes a las licencias y concesiones ambientales del proyecto para su reúso agrícola.

En la Figura 8 se representan las tendencias de los parámetros fisicoquímicos del agua de producción tratada con pulimento, cada parámetro tiende a reducirse demostrando el potencial para el reúso en riego agrícola. Se observa una disminución marcada en conductividad y concentración de hidrocarburos, indicando una eficiencia del sistema de tratamiento superior al 90 %.

Tabla 6

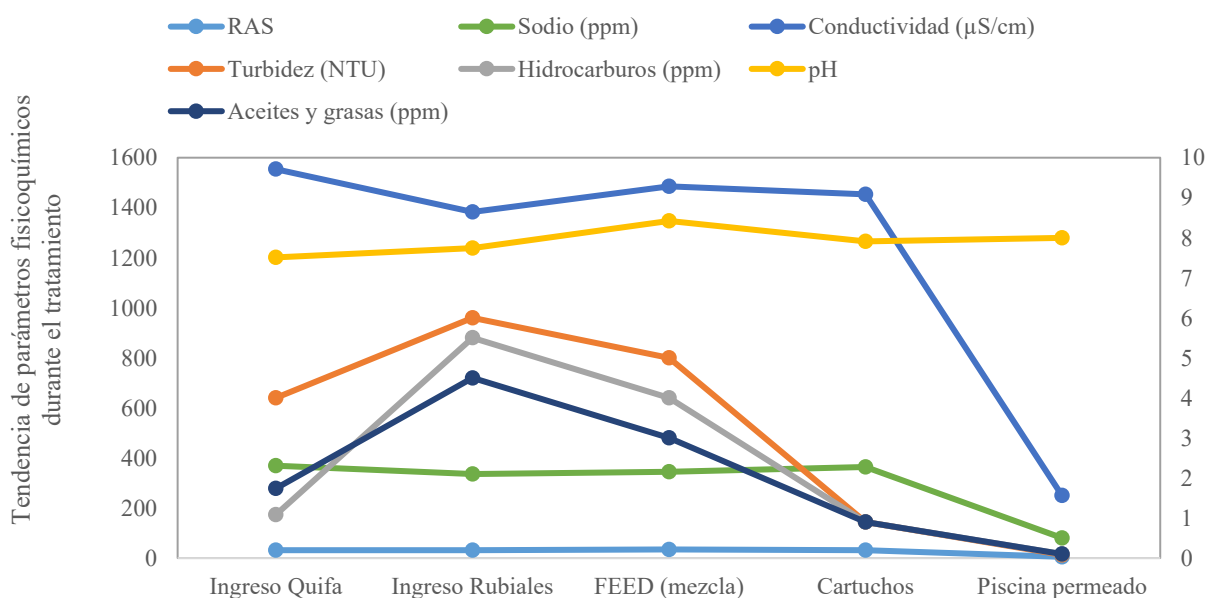
Parámetros de análisis de laboratorio del agua de producción tratada con pulimento para riego agrícola.

Parámetro	Ingreso Quifa	Ingreso Rubiales	FEED (Mezcla campos)	Cartuchos (Prefiltración)	Piscina permeado (Despacho)
Aceites y grasas (ppm)	1,74	4,5	3	< 1,0	0,1
Conductividad eléctrica (uS/cm)	1554	1383	1486	1453	250
Turbidez (NUT)	4	6	5	<1,00	0,08
Hidrocarburos (ppm)	1,08	5,5	4	<1,00	0,1
pH	7,51	7,74	8,42	7,91	8
RAS	31,5	31,3	34,5	31,5	5
Sodio en agua(ppm)	369,064	336,054	344,39	364,577	80,35
Temperatura (°C)	61	63	30,2	30,2	29

Nota. Tomado de: Figueroa Carlos et al. (2024)

Figura 8

Tendencia de parámetros fisicoquímicos durante el tratamiento.



- **Fortalezas:**

- SAARA es un caso pionero a nivel mundial en magnitud de agua tratada y en integración entre industria petrolera y agroindustria.
- Representa un hito en la diversificación de usos del agua de producción bajo esquemas de economía circular.

- **Consideraciones:**

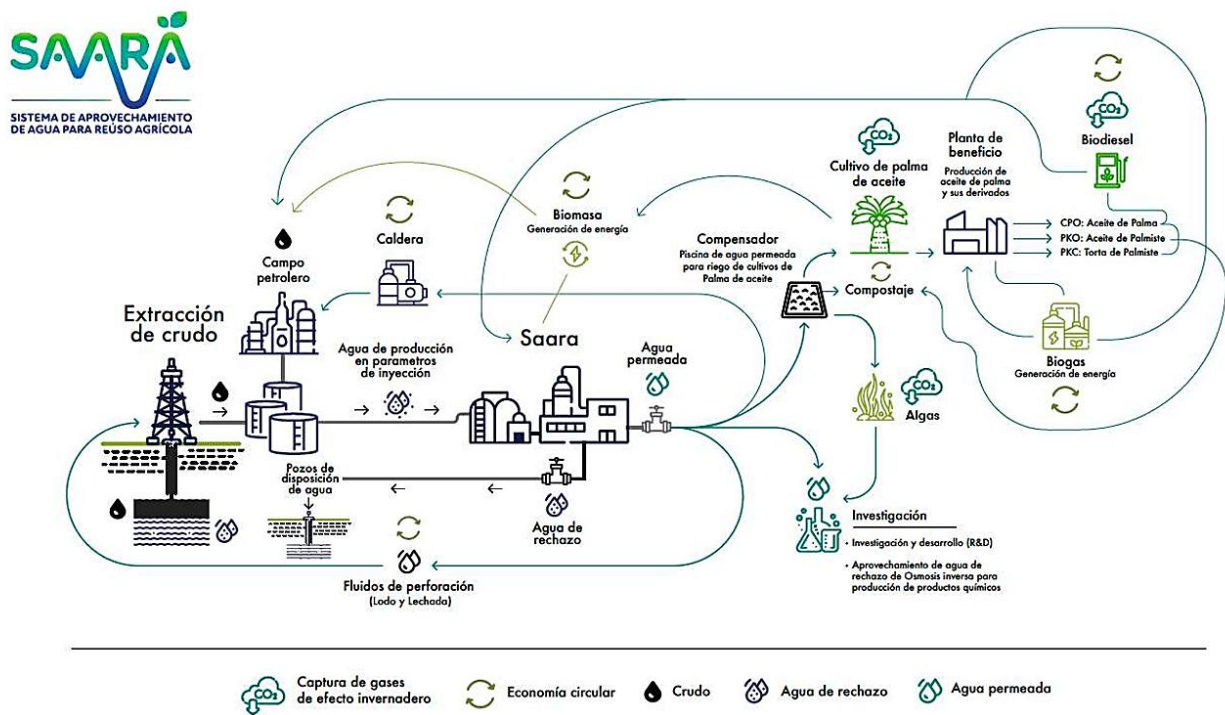
- El modelo está concentrado en palma de aceite.
- Requiere garantizar sostenibilidad a largo plazo frente al mantenimiento tecnológico, costos de operación y aceptación social.
- Se debe ampliar la investigación sobre los impactos acumulativos en suelos y ecosistemas a largo plazo.

Conclusión

El proyecto SAARA constituye un referente regional y global sobre la viabilidad técnica, ambiental y económica del reúso de aguas de producción para riego agrícola. Su implementación demuestra cómo la industria de hidrocarburos puede integrarse con la agroindustria de palma de aceite en un modelo de economía circular, generando beneficios en productividad agrícola, reducción de huella de carbono y seguridad hídrica en regiones con estrés hídrico como la Orinoquia colombiana. De los resultados obtenidos, aprobaron la continuidad del proyecto y su escalabilidad para llevar la operación del módulo 1 hasta su capacidad de 500 KBWPD en 2025, así mismo se espera la habilitación del módulo 2 que alcanzará la máxima operación de 1000 KBWPD total en la planta para finales del año 2026. La Figura 9 muestra el diagrama modelo de economía circular y regenerativa del proyecto SAARA.

Figura 9

Diagrama modelo economía circular y regenerativa del proyecto SAARA.



Nota. Tomado de: Figueroa Carlos et al. (2024)

3.2. Proyecto 2: Uso de aguas de producción tratadas de la industria petrolera de las localidades Apiay y Castilla La Nueva en sistemas agrícolas y pecuarios: Agrosavia y Ecopetrol.

Contexto del proyecto

Las investigaciones se concentraron en el piedemonte de la Orinoquia, en los campos de Apiay y Castilla. Estas aguas, al presentar bajos niveles de sales (122 mg.l^{-1}) y ausencia de elementos radioactivos, ofrecieron condiciones propicias para explorar su reúso en riego.

En una primera fase, se realizaron ensayos en condiciones controladas con caña de azúcar (*Saccharum officinarum*) y pasto elefante (*Pennisetum purpureum*). Los resultados mostraron que:

- El riego con aguas tratadas cumplió con la normatividad vigente y no ocasionó acumulación de metales pesados ni de hidrocarburos en los suelos.
- Se evidenciaron mejoras en el pH del suelo y en la disponibilidad de nutrientes como Ca, Mg y K, lo cual favoreció la fertilidad edáfica.

- El rendimiento en biomasa fue igual o incluso superior al de los cultivos irrigados con agua de pozo profundo, lo que demuestra un efecto positivo en la productividad agrícola.

Posteriormente, los ensayos se escalaron al Área de Sostenibilidad en Agroenergía (ASA) en Acacias, donde se implementó un sistema de riego por gravedad con aguas tratadas para especies forestales y agroforestales como acacia, melina, caucho, eucalipto, pino y yopo. Tras cinco años de monitoreo se encontró que:

- La calidad del agua de riego siempre se mantuvo dentro de los parámetros normativos nacionales para uso agrícola y pecuario.
- No se observó acumulación de metales pesados ni de hidrocarburos en el suelo.
- El riego mejoró propiedades físicas como la estabilidad estructural del suelo, además de mantener condiciones químicas y biológicas adecuadas.
- El crecimiento de las especies forestales fue comparable o superior al registrado en estudios de referencia internacionales, destacando el buen desempeño del eucalipto y la melina.

Sistema de tratamiento del agua de producción

El sistema de tratamiento de aguas del campo Apiay está compuesto por siete etapas principales, organizadas de forma secuencial para garantizar la remoción eficiente de hidrocarburos y sólidos.

El proceso inicia con un sistema de enfriamiento mediante aroenfriadores, seguido por tanques de lavado que permiten una primera decantación. Posteriormente, el agua ingresa a un sistema de separación primaria y secundaria, comenzando con separadores de placas corrugadas y continuando hacia un subsistema de tanques de flotación equipados con boquillas eductoras.

A continuación, el agua tratada pasa por un sistema de filtración con filtros de cáscara de nuez, donde se retienen trazas de crudo y partículas sólidas en suspensión. Finalmente, el flujo es dirigido hacia torres enfriadoras y piscinas de aspersión, culminando su recorrido en piscinas de estabilización, donde se asegura su acondicionamiento final antes de su disposición o reúso (Ecopetrol, 2008).

Sistema de riego

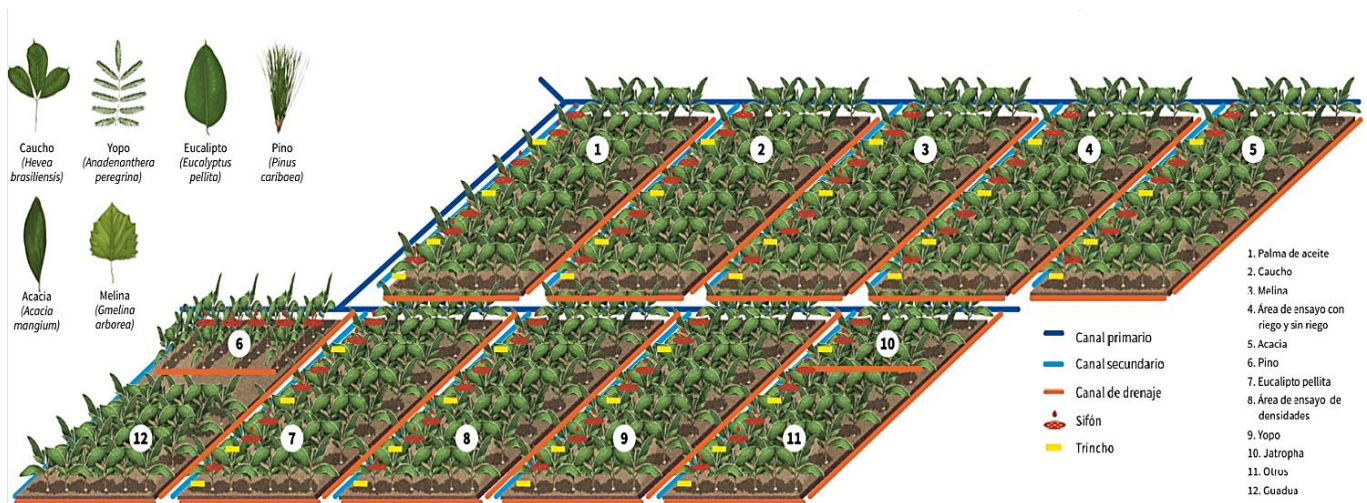
En el Área de Sostenibilidad en Agroenergía (ASA) se estableció un sistema de riego por gravedad superficial de melgas rectangulares aprovechando la pendiente del terreno para distribuir el agua y mojar la mayor cantidad de área posible.

El caudal de diseño fue de 129 litros por segundo, lo que equivale a 70.000 barriles de agua por día, con jornadas de riego de 24 horas, 7 días a la semana. Los componentes del sistema de riego fueron: Dos módulos o bloques de riego. Cada módulo de riego presentaba: un canal de riego principal y canales de riego secundario (los cuales distribuyen el agua a cada parcela) para su posterior aplicación.

Sobre cada canal de riego secundario ubicaron, en función de las curvas de nivel, unas estructuras denominadas trinchos (conformadas por paredes de cemento y tablas de plástico), con el objetivo de lograr la altura de lámina de agua necesaria, para permitir el flujo de agua por medio de sifones a las melgas ubicadas a lo largo de la línea de árboles en los sistemas forestales (Figura 10).

Figura 10

Plano del sistema de riego por gravedad implementado en el ASA.



Nota. Tomado de: Almansa Manrique et al. (2020)

Resultados obtenidos

Durante cinco años de monitoreo, el agua de producción tratada utilizada para riego cumplió consistentemente con los límites establecidos por la normativa colombiana, manteniéndose dentro de rangos seguros para sistemas agrícolas, se muestran en la Tabla 7.

Los niveles de hidrocarburos variaron entre $<0,05$ y $3,04$ mg/L (media de $2,04$ mg/L), mientras que el pH se mantuvo entre 6 y 9 (promedio $7,5$), indicando condiciones óptimas para cultivos forestales.

La salinidad fue baja ($0,6$ – $1,2$ g/L) y la conductividad eléctrica, un indicador clave de salinidad, osciló entre 410 y 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$, muy por debajo del límite permitido de 1.500 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Estos resultados confirman la idoneidad del agua tratada para el riego en sistemas agroforestales.

El seguimiento del crecimiento de seis especies forestales regadas con AP (acacia, melina, eucalipto, yopo, pino y caucho) permitió evaluar su comportamiento durante un período de cinco años. Las especies comerciales introducidas (acacia, melina y eucalipto) mostraron un crecimiento significativamente más acelerado que las especies nativas (yopo y pino). El eucalipto alcanzó la mayor altura promedio ($19,81$ m), seguido de melina ($19,74$ m) y acacia ($19,08$ m), mientras que el pino registró el menor crecimiento ($8,59$ m) (Figura 11).

Figura 11

Alturas de especies forestales.

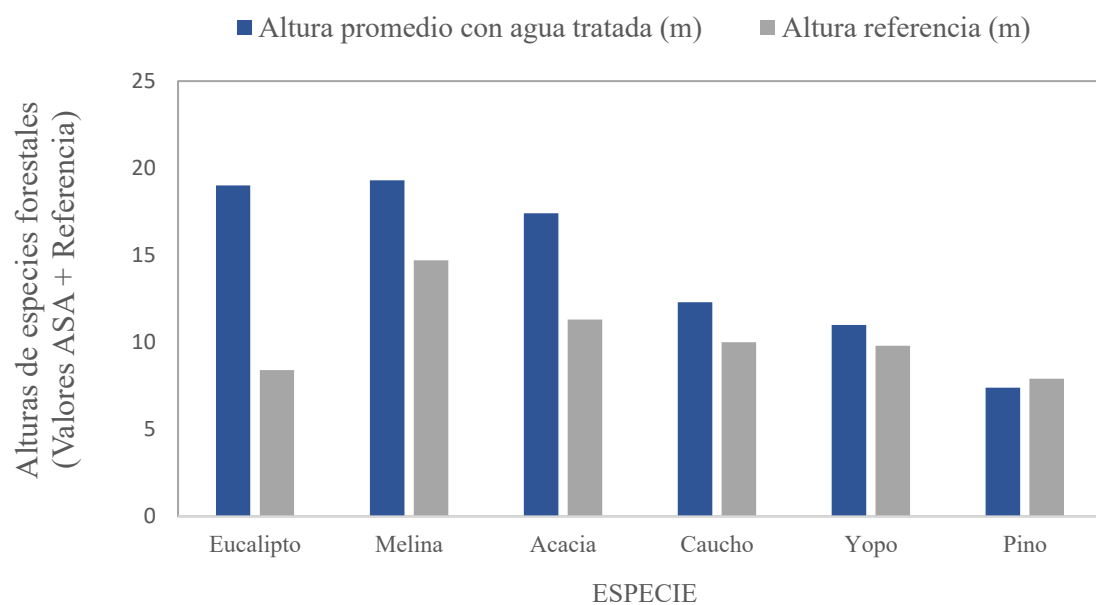


Tabla 7

Parámetros de calidad del agua de producción tratada utilizada para riego en el ASA.

Parámetro	Contenido medio en agua (mg/L)	Límite Decreto 1594-1984 Uso agrícola	Diferencia (%)
Aluminio (Al)	4	5	70,16
Arsénico (As)	0,00013	0,1	0,13
Berilio (Be)	0,00042	0,1	0,42
Cadmio (Cd)	0,000026	0,01	0,26
Zinc (Zn)	0,003756	2	0,19
Cobalto (Co)	0,000322	0,05	0,64
Cobre (Cu)	0,002102	0,2	1,05
Cromo (Cr ⁺⁶)	0,000238	0,1	0,24
Hierro (Fe)	1,877	5	37,54
Litio (Li)	0,198	2,5	7,90
Manganeso (Mn)	0,10896	0,2	54,48
Molibdeno (Mo)	0,000099	0,01	0,99
Níquel (Ni)	0,006662	0,2	3,33
Plomo (Pb)	0,000284	5	0,01
Selenio (Se)	0,00086	0,02	4,30
Vanadio (V)	0,001115	0,1	1,12
Boro (B)	0,12355	0,4	30,89
pH	7,5	9	83,33

Nota. Adaptado de: Almansa Manrique et al. (2020)

En la Figura 12 se evidencian los parámetros de la calidad del agua de producción tratada utilizada para el riego en un comparativo con los valores medios reportados contra el límite que establece la norma para uso agrícola, se realizó un porcentaje de diferenciación entre ambas, la línea roja destaca el porcentaje límite permitido.

Figura 12

Comparativo entre el Valor medio vs Límite normativo.

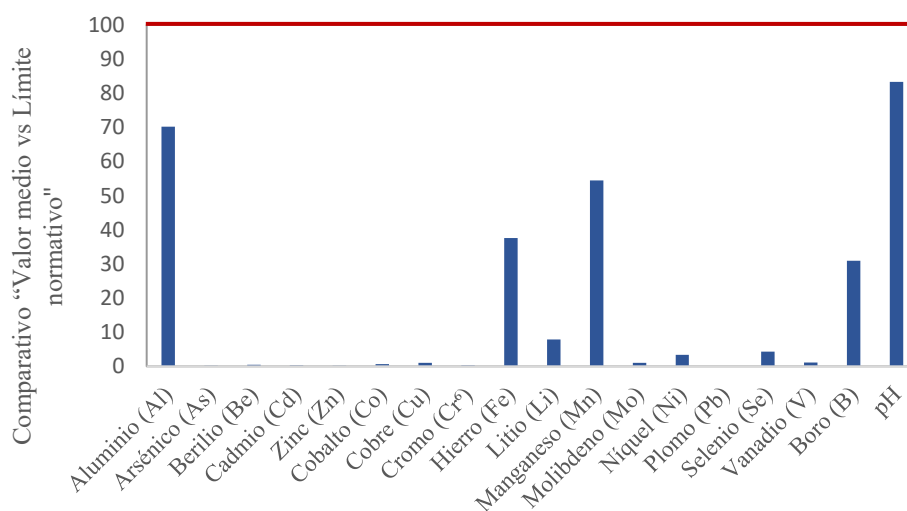
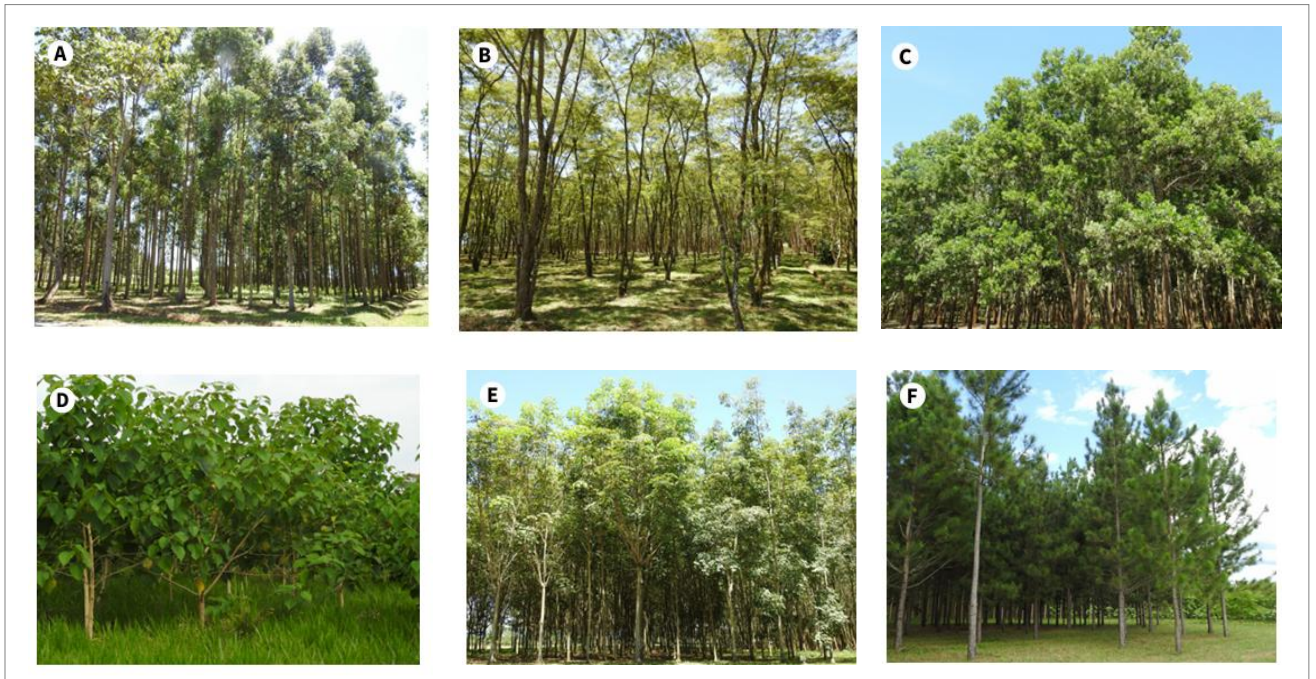


Figura 13

Estado de las diferentes especies forestales establecidas en el ASA al final de la investigación.

A. Eucalipto B. Yopo C. Acacia D. Melina E. Caucho F. Pino



Nota. Adaptado de Almansa Manrique et al. (2020)

Conclusiones

El proyecto llevado a cabo por Agrosavia y Ecopetrol constituye un referente sólido en Colombia y América Latina, al demostrar que, con tratamiento adecuado y monitoreo riguroso, las aguas de producción pueden convertirse en un recurso estratégico para la sostenibilidad agrícola y forestal, en programas de reforestación, restauración de suelos degradados y producción forestal sostenible, especialmente en regiones con limitaciones hídricas.

Los resultados indican que el uso de agua de producción tratada como alternativa para el riego de especies forestales no solo es viable desde el punto de vista ambiental, sino que también puede ser beneficioso en términos de crecimiento y productividad de los cultivos. No se observaron impactos negativos sobre la salud del suelo ni acumulación de sustancias contaminantes, y se detectaron mejoras en propiedades físicas, químicas y estructurales.

3.3. Proyecto 3: Chevron San Ardo Facility Unit (SAFU) Reúso beneficioso del agua producida para riego

Contexto del proyecto

En el campo San Ardo, la producción de crudo está asociada a grandes volúmenes de agua de producción, que superan el volumen de petróleo extraído. Tradicionalmente, esta agua se destinaba a reinyección para mantener la presión del yacimiento; sin embargo, el incremento en los costos y las crecientes restricciones regulatorias impulsaron la búsqueda de alternativas de disposición más sostenibles. Myers James (2014)

En alianza con el Monterey County Water Resources Agency (MCWRA), Chevron implementó un sistema para tratar y reutilizar estas aguas en agricultura.

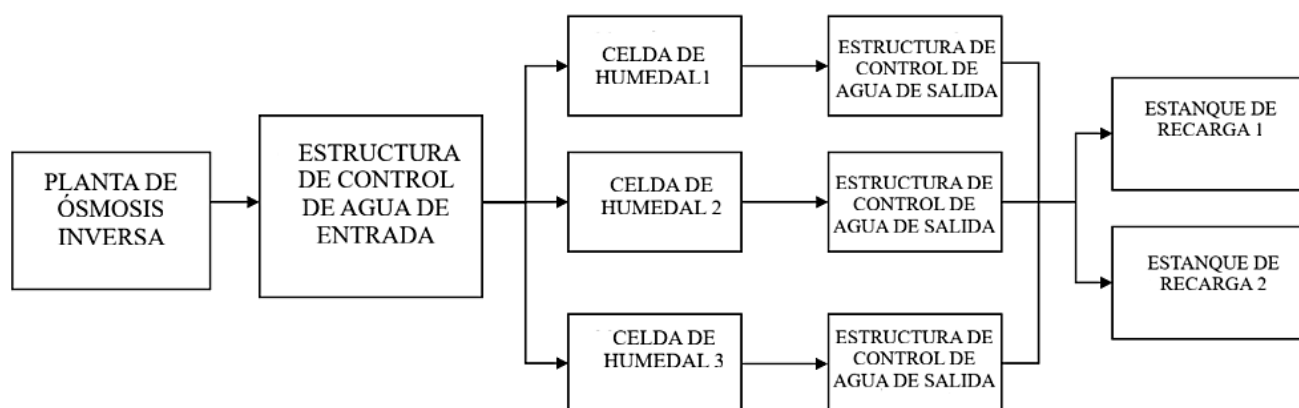
Tecnología de tratamiento

El humedal está compuesto por tres celdas de 5 acres cada una (Figura 14). La operación se basa en que dos de las tres celdas estén activas, mientras que una permanece fuera de servicio para descansar. La zona radicular mantiene un potencial redox positivo, lo que favorece la oxidación de compuestos orgánicos.

Finalmente, los estanques de recarga, que abarcan 7.5 acres, recargan un acuífero somero que se utiliza para riego agrícola. Solo un estanque de recarga opera a la vez. La planta de tratamiento tiene capacidad de procesar 50 millones de barriles por día de agua de producción.

Figura 14

Diagrama del proceso de tratamiento en humedales.



Nota. Adaptado al español de: Myers James (2014)

Aplicación agrícola

El agua tratada se destina principalmente al riego de cultivos de viñedo y almendros en el Valle de Salinas, California. El monitoreo de varios años demostró que el riego con aguas tratadas no generó efectos adversos en los cultivos ni en la calidad de los suelos.

Además, se logró un aporte significativo a la disponibilidad de agua en una región históricamente afectada por sequías.

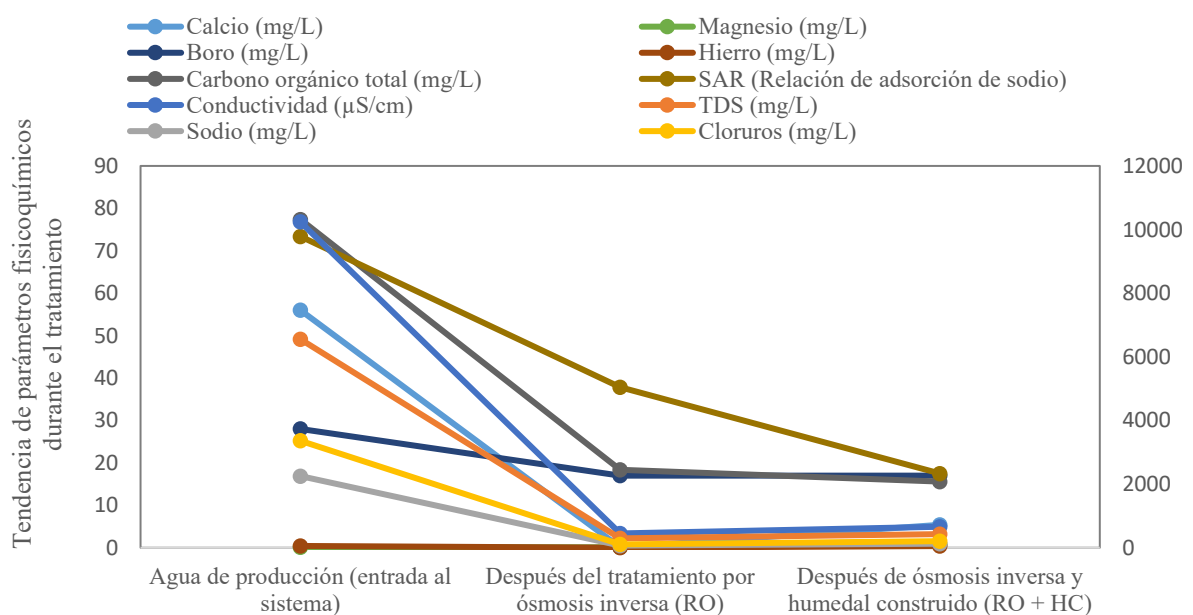
Resultados obtenidos

Los 50.000 barriles de agua producida al día (bwpd) recargan un acuífero de riego poco profundo. En California, aproximadamente 3 acres-pies de agua al año se utilizan para regar los cultivos, 50.000 bwpd pueden regar alrededor de 800 acres de tierras de cultivo.

En la Figura 15 se representan las tendencias de los parámetros fisicoquímicos del agua de producción tratada con ósmosis inversa y humedales, cada parámetro tiende a reducirse demostrando el potencial para el reúso en riego agrícola.

Figura 15

Tendencia de parámetros fisicoquímicos durante el tratamiento.



Impactos ambientales y sociales

- El proyecto permitió reducir la dependencia de fuentes hídricas naturales, disminuyendo la presión sobre acuíferos locales.
- Representa un modelo de colaboración entre industria petrolera y sector agrícola, generando beneficios compartidos en una región con alta vulnerabilidad hídrica.
- Se reconoció como una de las primeras experiencias exitosas de economía circular en la industria petrolera de EE. UU.

Consideraciones

- El caso de San Ardo constituye un referente internacional al demostrar la viabilidad técnica y regulatoria del reúso agrícola de aguas de producción.
- Sin embargo, su éxito depende de:
 - Altos costos de inversión y operación asociados a tecnologías avanzadas como la ósmosis inversa.
 - Estricto cumplimiento normativo y acuerdos institucionales sólidos.
 - Limitaciones en la escalabilidad, dado que no todas las cuencas presentan aguas de producción con características compatibles para tratamiento y reúso agrícola.

Conclusión

La experiencia del San Ardo Facilitate Unit confirma que el reúso de aguas de producción tratadas en riego agrícola es una alternativa viable y sostenible, capaz de generar sinergias entre la industria de hidrocarburos y la agricultura. Este modelo, pionero en Estados Unidos, constituye un antecedente valioso para países como Colombia, donde la presión hídrica y la dependencia de la agricultura hacen del aprovechamiento de aguas de producción una estrategia con alto potencial de aplicación.

3.4. Cuadro comparativo entre los tres proyectos expuestos

Tabla 8

Cuadro comparativo SAARA, Agrosavia, Chevron San Ardo.

Parámetro	SAARA (Meta, Colombia)	Agrosavia– Ecopetrol (Apiay y Castilla, Meta)	Chevron San Ardo (EE. UU.)	Observación
Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	250	1220	660	El agua del sistema SAARA presenta la menor conductividad debido a su tratamiento por RO, indicando una desmineralización profunda. El agua de Agrosavia conserva mayor salinidad, propia de su origen en yacimiento. Chevron alcanza un valor intermedio gracias al tratamiento combinado RO + humedal construido, logrando un agua con baja carga salina apta para riego agrícola.
pH	8.0	7.5	7.0	Las tres aguas presentan pH neutro a ligeramente alcalino, dentro del rango óptimo para riego. No se evidencian riesgos de alcalinización del suelo. Chevron muestra el valor más cercano a la neutralidad tras su tratamiento biológico final.
Aceites y grasas (mg/L)	0.10	4.77	—	SAARA logra eliminación casi total. Agrosavia muestra trazas remanentes no críticas. En Chevron San Ardo no se reporta el parámetro.
Hidrocarburos totales (mg/L)	0.10	0.74	—	Ambos dentro de límites seguros; SAARA con mejor depuración por tratamiento fisicoquímico avanzado. En Chevron San Ardo no se reporta el parámetro.
RAS (Relación de Adsorción de Sodio)	5.0	7.7	17,5	Valores bajos en ambos casos, sin riesgo de sodificación; Agrosavia ligeramente superior por mayor sodio natural.
Sodio (mg/L)	80.35	104	131	El tratamiento de SAARA reduce significativamente la concentración de sodio, mientras que Agrosavia conserva niveles medios, y Chevron alcanza el valor más alto por la composición natural del agua californiana. Aun así, todos los valores son compatibles con uso agrícola o forestal.
Calcio (mg/L)	—	9.35	5,4	No reportado en SAARA; en Agrosavia niveles normales para agua de riego.
Magnesio (mg/L)	—	2.67	0,8	No reportado en SAARA; valor adecuado en Agrosavia.

Turbidez (NTU)	0.08	—	—	SAARA presenta agua muy clara; en Agrosavia como en Chevron San Ardo no se reporta el parámetro.
Volúmenes de agua de producción tratadas para reúso agrícola (bwpd)	125.000	70.000	50.000	SAARA presenta el mayor volumen de agua de producción utilizado para el riego, seguido de Agrosavia y por último Chevron San Ardo. SAARA promete llegar a un millón de bwpd para el finales del año 2026.

La comparación evidencia que el sistema SAARA (Frontera Energy) alcanza la mayor depuración global, especialmente en conductividad, aceites y compuestos de hidrocarburos, gracias a la aplicación de ósmosis inversa, que genera un efluente con muy baja salinidad.

Por su parte, el proyecto Agrosavia–Ecopetrol conserva un mayor contenido de sales disueltas, aunque dentro de rangos compatibles con el riego agrícola y forestal, reflejando un enfoque de tratamiento intermedio que equilibra costo y calidad.

Finalmente, el sistema Chevron San Ardo (EE. UU.), que combina ósmosis inversa con humedales construidos, logra una calidad de agua intermedia entre ambos casos: menor conductividad que Agrosavia, pero con un RAS y contenido de sodio más elevados debido a las características geoquímicas del agua base.

En conjunto, los tres proyectos confirman la viabilidad técnica y ambiental del reúso de aguas de producción tratadas, demostrando que la tecnología de tratamiento seleccionada determina la composición final y el grado de aptitud del recurso para diferentes fines agrícolas.

4. Análisis conceptual para el uso de agua de producción de hidrocarburos para riego, aplicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia

El uso de agua residual en actividades agrícolas en Colombia está condicionado por un marco normativo que busca garantizar la protección del ambiente, la salud pública y la sostenibilidad de los recursos hídricos. En el caso particular del agua de producción generada por la industria de hidrocarburos, las regulaciones establecen criterios estrictos tanto para su disposición como para su posible reúso, debido a la presencia de compuestos orgánicos, sales disueltas y otros contaminantes que pueden afectar los suelos y cultivos. Por esta razón, cualquier

propuesta de reutilización debe enmarcarse dentro de las directrices emitidas por entidades como el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y el Ministerio de Minas y Energía.

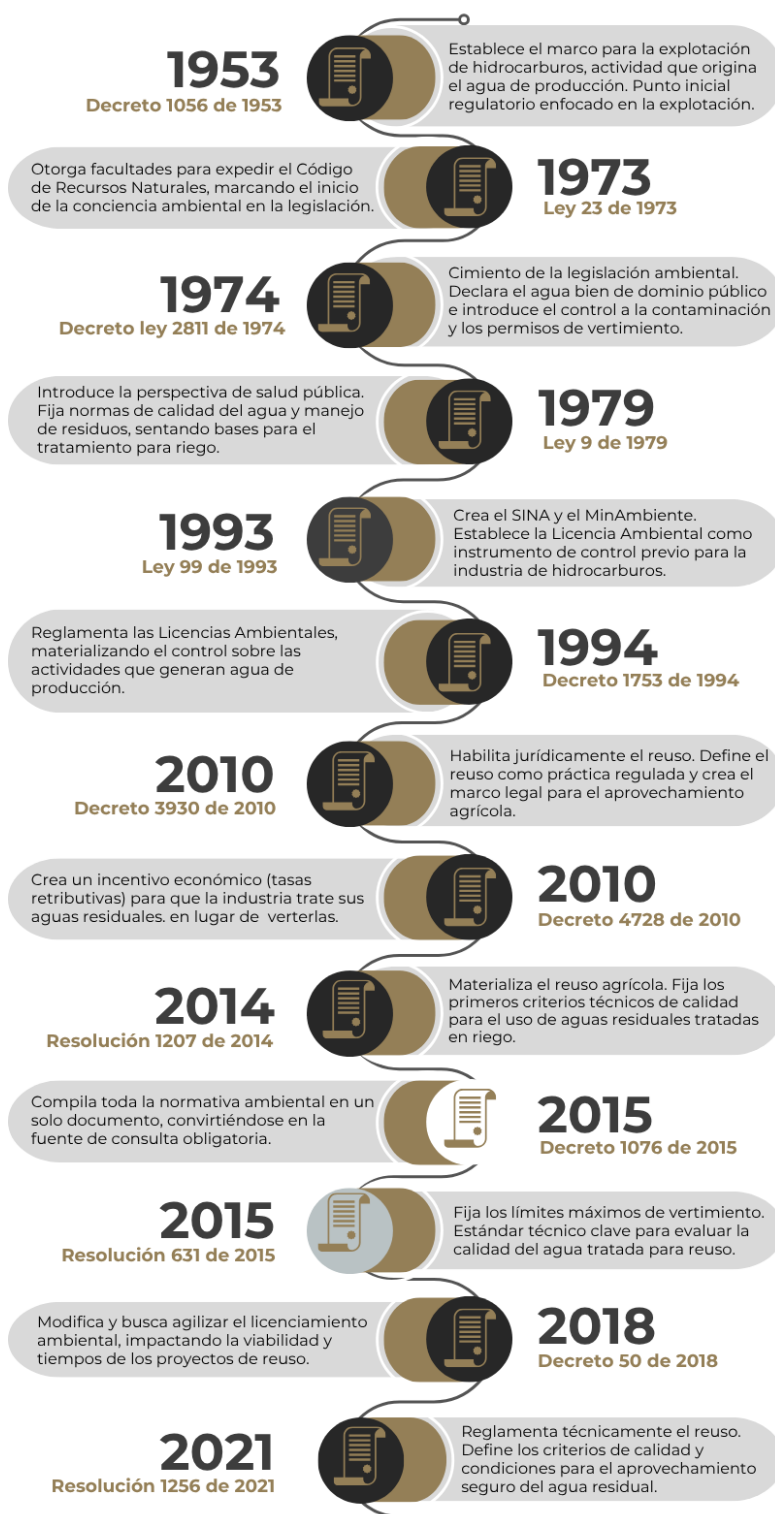
El reúso de aguas de producción provenientes de la industria de hidrocarburos se perfila como una alternativa estratégica para enfrentar los desafíos de sostenibilidad hídrica, especialmente en regiones donde el acceso al agua dulce es limitado. Más allá de su potencial ambiental, esta práctica adquiere un valor significativo al permitir la incorporación de principios de economía circular en sectores altamente dependientes de recursos naturales, como el agrícola y el energético. Ahora bien, su implementación exige una comprensión detallada del marco normativo vigente, así como del papel que desempeñan los distintos actores institucionales encargados de su regulación y control.

En el contexto de la legislación colombiana sobre el reúso de aguas de producción, se han identificado 13 normativas que actualmente regulan esta actividad de forma directa o indirecta (ver Figura 16). Entre los principales instrumentos legales que conforman la base del marco normativo se destacan la Ley 23 de 1973, promulgada por el Congreso de la República, la cual establece disposiciones generales para la prevención y el control de la contaminación del aire, el agua y el suelo, y la Ley 09 de 1979, también expedida por el Congreso, que define medidas sanitarias orientadas al control y la calidad del agua para consumo humano. Asimismo, se reconoce la relevancia de normas sectoriales como el Código de Petróleos, establecido mediante el Decreto 1056 de 1953 por la Presidencia de la República, y el Decreto 3930 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), que fija los lineamientos para la reinyección de aguas resultantes de actividades de exploración y explotación de petróleo, gas natural y recursos geotérmicos.

Figura 16

Diagrama de línea de tiempo del marco normativo del reúso de agua en Colombia

Evolución normativa del reúso de agua en Colombia



4.1 Marco legal y normativo

Decreto 1056 de 1953: Expedido por el presidente Gustavo Rojas Pinilla, este decreto compila las disposiciones legales y reglamentarias sobre el petróleo en Colombia, estableciendo

el marco legal para la exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de los hidrocarburos en el país.

Ley 23 de 1973: Constituye uno de los primeros marcos legales en Colombia enfocados en la protección del medio ambiente y el manejo racional de los recursos naturales renovables. Esta norma otorgó al presidente de la República facultades extraordinarias para expedir el Código Nacional de Recursos Naturales y de Protección al Medio Ambiente. Su objetivo principal es prevenir y controlar la contaminación, promover la conservación, el mejoramiento y la restauración de los recursos naturales, asegurando el bienestar y la salud de la población.

Dentro de sus puntos más relevantes se destacan: la obligación del Estado y los particulares de proteger el medio ambiente como patrimonio común, la clasificación del agua como un bien contaminable que debe ser protegido, y la definición de niveles permisibles de contaminación para garantizar un uso adecuado de los recursos. También contempla mecanismos de participación ciudadana, creación de incentivos ambientales y establecimiento de sanciones para quienes afecten los recursos naturales. Esta ley sienta las bases para entender el uso de aguas residuales, como las de producción petrolera, dentro de un marco que prioriza su conservación y aprovechamiento sostenible en actividades como la agricultura.

Decreto-Ley 2811 de 1974: Decreto por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de protección al medio ambiente. Fue expedido por el presidente de la república, en ejercicio de las facultades extraordinarias que fueron otorgadas por el congreso por medio de la Ley 23 de 1973.

El principal objetivo del decreto va enfocado en la preservación y restauración del ambiente, también en la conservación, mejoramiento y utilización adecuada de los recursos naturales renovables. Los artículos 51,52 y 77 disponen el aprovechamiento de las aguas utilizadas, servidas o negras entre otras que requieren concesión.

El literal g del artículo 134 establece que es responsabilidad del Estado definir en qué casos se permitirá el uso de aguas negras, así como prohibirlo o establecer las condiciones bajo las cuales podrá realizarse su utilización.

Establece expresamente la obligación de evaluar los impactos ambientales y obtener la licencia correspondiente como resultado de dicha evaluación. Aunque no menciona de forma explícita el reúso de agua en la agricultura, promueve el aprovechamiento del recurso en actividades productivas, siempre que se garantice la preservación de su calidad y no se cause perjuicio a terceros.

Ley 9 de 1979: También conocida como el Código Sanitario Nacional, establece el marco normativo general para la protección de la salud pública en Colombia, incluyendo normas específicas para la gestión y control de los recursos hídricos. En materia de aguas, la ley regula tanto la calidad del agua destinada al consumo humano como el control de vertimientos de aguas residuales a fuentes naturales. Garantiza que toda descarga de aguas usadas debe someterse a tratamientos adecuados que garanticen la preservación de las características físicas, químicas y biológicas de las aguas receptoras, asegurando su aptitud para usos posteriores como el riego agrícola, consumo pecuario y actividades recreativas.

La norma faculta al Ministerio de Salud para definir los estándares de calidad del agua, autorizar vertimientos bajo condiciones controladas y exigir el tratamiento de los residuos líquidos industriales, domésticos y de otras actividades económicas. También promueve la vigilancia sanitaria permanente sobre las fuentes de abastecimiento y los sistemas de disposición de residuos. Estas disposiciones buscan prevenir la degradación de los cuerpos hídricos y proteger la salud de las poblaciones que dependen de ellos, tanto de forma directa como a través de los productos agrícolas irrigados con aguas reutilizadas.

Así, la Ley 9 de 1979 introduce principios fundamentales sobre la obligatoriedad del tratamiento previo de aguas residuales y la conservación de los recursos hídricos, sentando bases normativas que aún hoy son esenciales para cualquier proyecto que contemple el aprovechamiento de aguas de producción en actividades agrícolas o forestales.

Ley 99 de 1993: Ley por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, también, se organiza el Sistema Nacional Ambiental “SINA” y se dictan demás disposiciones.

Crea el marco institucional y los principios que regulan el manejo del agua, la promoción de su uso sostenible, el tratamiento adecuado de aguas usadas junto con la obligación de licencias ambientales para proyectos que reutilicen recursos hídricos.

Decreto 1753 de 1994: Por el cual se reglamentan parcialmente los Títulos VIII y XII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

Se sustentan y reglamentan las licencias ambientales donde se encuentran las disposiciones a tener presente en el caso de aprobación de licencias relacionadas a los residuos líquidos.

Incentiva prácticas que reduzcan el consumo de agua fresca, como el tratamiento y el reúso de aguas residuales en actividades agrícolas, industriales o de servicios.

El reúso de agua, particularmente para riego agrícola, debe garantizar que las condiciones físicas, químicas y biológicas del agua tratada no afecten la salud pública, los suelos, ni los cultivos.

Reglamenta cómo se puede usar y reusar el agua en Colombia, exigiendo permisos y cumplimiento de estándares de calidad. Aunque no menciona explícitamente programas de reúso, establece las bases jurídicas para que el reúso agrícola de aguas tratadas sea viable, siempre bajo control y licencia ambiental.

Decreto 3930 de 2010: Constituye el marco reglamentario para el uso del recurso hídrico y el manejo de vertimientos en Colombia, con el fin de garantizar la sostenibilidad ambiental y la calidad de las fuentes de agua.

Esta norma define los distintos usos del agua, entre ellos el agrícola, y establece que cada uso debe estar respaldado por criterios técnicos y condiciones específicas de calidad, según las características de la fuente y las necesidades del usuario. Además, introduce el concepto de ordenamiento del recurso hídrico como instrumento de planificación, permitiendo la clasificación de cuerpos de agua y la fijación de objetivos de calidad en el corto, mediano y largo plazo.

En relación con los vertimientos, el decreto regula las descargas a cuerpos de agua, suelos y sistemas de alcantarillado, definiendo parámetros máximos permisibles y prohibiendo

vertimientos en zonas vulnerables como cabeceras, fuentes destinadas a consumo humano o recreación, y acuíferos. También exige que todo vertimiento cuente con permiso ambiental, plan de manejo y seguimiento por parte de la autoridad competente.

En el contexto del reúso de aguas de producción, este decreto es especialmente relevante, ya que establece los lineamientos técnicos y normativos que determinan si una fuente no convencional puede ser aprovechada para fines agrícolas. La posibilidad de utilizar agua de producción tratada en riego está condicionada al cumplimiento de estos parámetros, al respaldo técnico que garantice la seguridad y aptitud del recurso para el riego y a la autorización ambiental correspondiente, lo que convierte a esta norma en una pieza clave dentro del análisis del marco normativo colombiano aplicable al reúso de aguas residuales en agricultura.

Decreto 4728 de 2010: Introduce modificaciones al Decreto 3930 de 2010, con el fin de ajustar procedimientos y plazos relacionados con el manejo de vertimientos en cuerpos de agua, suelos y sistemas de alcantarillado. Reafirma la responsabilidad del Ministerio de Ambiente en la definición de los parámetros y límites máximos permisibles, y establece fechas específicas para la expedición de normas aplicables tanto a aguas superficiales como a suelos y aguas marinas. También ordena la creación de un protocolo técnico para el monitoreo de vertimientos, mientras se reconoce de manera transitoria la guía del IDEAM.

El decreto exige la formulación de planes de contingencia para actividades que involucren hidrocarburos o sustancias peligrosas, así como planes de cumplimiento cuando no sea posible otorgar permisos de vertimiento inmediatos. Además, contempla un régimen de transición para que los usuarios con permisos anteriores, expedidos bajo el Decreto 1594 de 1984, se adapten a los nuevos estándares o adopten tecnologías más limpias. En conjunto, estas disposiciones fortalecen el control sobre los vertimientos y establecen herramientas clave para garantizar que cualquier reúso del agua, como el aplicado al riego agrícola, cumpla con las exigencias técnicas y ambientales vigentes.

Resolución 1207 de 2014: Resolución por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas.

Establece los criterios y estándares de vertimiento al suelo y al subsuelo de aguas residuales tratadas, incluyendo aguas industriales como las provenientes del sector hidrocarburos.

Según el **Artículo 2º** se dictan las siguientes definiciones:

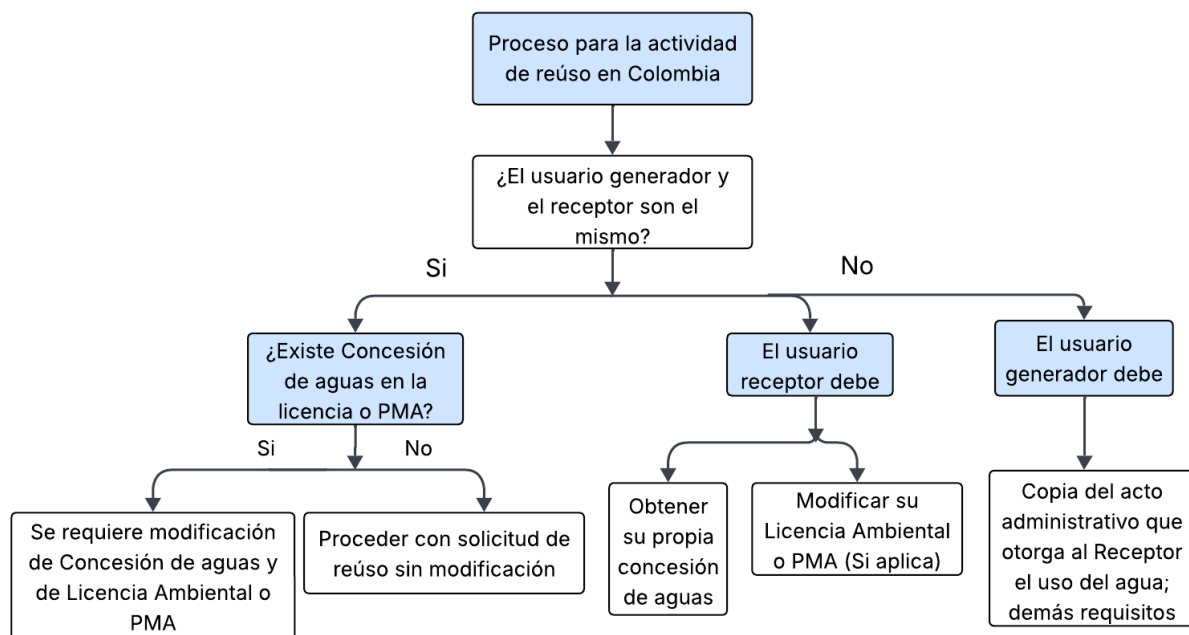
- **Aguas Residuales Tratadas:** Son aquellas aguas residuales, que han sido sometidas a operaciones o procesos unitarios de tratamiento que permiten cumplir con los criterios de calidad requeridos para su reúso.
- **Criterio de Calidad:** Es el conjunto de parámetros con sus respectivos valores límites máximos permisibles que se establecen para un uso definido.
- **Punto de Entrega de las Aguas Residuales Tratadas:** Lugar donde el Usuario Generador entrega al Usuario Receptor las aguas residuales tratadas.
- **Reúso:** Es la utilización de las aguas residuales tratadas cumpliendo con los criterios de calidad requeridos para el uso al que se va a destinar.
- **Usuario Generador del Agua Residual Tratada:** Es la persona natural o jurídica que genera las aguas residuales.
- **Usuario Receptor del Agua Residual Tratada:** Es la persona natural o jurídica que recibe y usa el agua residual tratada, pudiendo ser el mismo Usuario Generador o diferente a este.

Según el **Artículo 3º: *Del reúso***

El proceso normativo para iniciar el reúso de aguas, según la Resolución 1207 de 2014 del MADS, depende del origen del agua tratada. Si el usuario generador y el receptor son el mismo, el reúso debe gestionarse como una modificación del permiso o licencia ambiental original. En cambio, si son diferentes, el usuario receptor debe solicitar una nueva concesión de aguas para reúso, y el generador deberá modificar su permiso o licencia para incluir la entrega de agua a terceros.

Figura 17

Ruta para la definición del proceso normativo para el inicio del trámite de la actividad de reúso en Colombia según la Resolución 1207 de 2014 del MADS.



Según lo establecido en la Resolución 1207 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), el reúso de aguas residuales tratadas está sujeto al cumplimiento de varios requisitos. Dependiendo del caso, será necesario adelantar el trámite de concesión de aguas, la modificación del permiso de vertimientos o la modificación de la licencia ambiental, cada uno con exigencias particulares.

Cuando se trata de una concesión de aguas con modificación de vertimientos, se debe presentar un balance de materia o masa, junto con el documento de prevención, tanto si se está solicitando por primera vez como si se modifica una concesión existente. En cuanto al trámite por medio de licencia ambiental, el reúso del agua puede gestionarse como una modificación de licencia o una modificación menor, siguiendo el procedimiento estipulado en el Decreto 1076 de 2015 del MADS.

Según el **Artículo 6º: *De los usos establecidos para agua residual tratada.*** Las aguas residuales tratadas se podrán disponer para uso agrícola.

Uso Agrícola. Para el riego de:

- Cultivos de pastos y forrajes para consumo animal.
- Cultivos no alimenticios para humanos o animales.

- Cultivos de fibras celulósicas y derivados.
- Cultivos para la obtención de biocombustibles (biodiesel y alcohol carburante) incluidos lubricantes.
- Cultivos forestales de madera, fibras y otros no comestibles.
- Cultivos alimenticios que no son de consumo directo para humanos o animales y que han sido sometidos a procesos físicos o químicos.
- Áreas verdes en parques y campos deportivos en actividades de ornato y mantenimiento.
- Jardines en áreas no domiciliarias

Según el **Artículo 7º: Criterios de calidad**. El uso de agua residual tratada deberá cumplir previamente los siguientes criterios (Tabla 9) de calidad para uso agrícola:

Tabla 9

Parámetros de calidad del agua establecidos por la Resolución 1207 de 2014 del MADS para Uso Agrícola.

USO AGRICOLA		
Variable	Unidad de Medida	Valor límite máximo permisible
FISICOS		
Ph	Unidades de pH	6,0-9,0
Conductividad	μS/cm	1.500,0
MICROBIOLOGICOS		
Coliformes Termotolerantes	NMP/100mL	1,0*E(+5)
Entereococos Fecales	NMP/100mL	1,0*E(2)
Helmintos Parásitos Humanos	Huevos y Larvas/L	1,0
Protozoos Parásitos Humanos	Quistes/L	1,0
Salmonella sp	NMP/100mL	1,0
QUÍMICOS		
Fenoles Totales	mg/L	1,5
Hidrocarburos Totales	mg/L	1,0
Iones		
Cianuro Libre	mg CN ⁻ /L	0,2
Cloruros	mg Cl ⁻ /L	300,0
Fluoruros	mg F ⁻ /L	1,0
Sulfuros	mg SO ₄ ²⁻ /L	500,0
Metales		
Aluminio	mg Al/L	5,0
Berilio	mg Be/L	0,1
Cadmio	mg Cd/L	0,01
Cinc	mg Zn/L	3,0
Cobalto	mg Co/L	0,05

Cobre	mg Cu/L	1,0
Cromo	mg Cr/L	0,1
Hierro	mg Fe/L	5,0
Mercurio	mg Hg/L	0,002
Litio	mg Li/L	2,5
Manganeso	mg Mn/L	0,2
Molibdeno	mg Mo/L	0,07
Níquel	mg Ni/L	0,2
Plomo	mg Pb/L	5,0
Sodio	mg Na/L	200,0
Vanadio	mg V/L	0,1
	Metaloides	
Arsénico	mg As/L	0,1
Boro	mg B/L	0,4
	No Metales	
Selenio	mg Se/L	0,02
	Otros parámetros	
Cloro Total Residual (con mínimo 30 minutos de contacto)	mg Cl ₂ /L	Menor a 0,1
Nitratos	mg/L	5,0

Nota. Adaptado de la Resolución 1207 de 2014 (MADS)

Decreto 1076 de 2015: Unifica y reglamenta el marco jurídico del sector ambiente y desarrollo sostenible en Colombia. En lo relacionado con el recurso hídrico, establece los lineamientos generales para la concesión, uso, protección, conservación y aprovechamiento de las aguas, tanto superficiales como subterráneas. Define las obligaciones de los usuarios del recurso, incluyendo la necesidad de contar con una concesión para su uso en cualquier actividad que implique captación o aprovechamiento, así como la implementación de medidas para su uso eficiente y la prevención de impactos negativos sobre el entorno.

Este decreto contempla el reúso del agua como una práctica válida siempre que se garantice la calidad del recurso de acuerdo con los estándares establecidos, promoviendo la adopción de tecnologías que permitan su tratamiento y reincorporación en procesos productivos. Además, establece responsabilidades específicas para los usuarios del recurso, como evitar la contaminación, proteger las fuentes hídricas y adoptar prácticas que minimicen el desperdicio, incluyendo el uso de aguas lluvias, la recirculación y la reconversión tecnológica.

La normativa constituye una herramienta clave dentro del análisis normativo para determinar la factibilidad legal y técnica del reúso de aguas no convencionales en la agricultura, como alternativa frente a la escasez hídrica y el aprovechamiento de recursos alternativos.

Resolución 631 de 2015: Resolución por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Define el seguimiento y control del cumplimiento de los límites permisibles de vertimientos puntuales, entre estos, el agua de producción generada en operaciones de petróleo y gas se clasifica dentro de los vertimientos no domésticos del sector hidrocarburos.

Se especifican parámetros específicos de control más exigentes debido a su composición, antes de cualquier tipo de vertimiento, el agua debe someterse a tratamientos que garanticen el cumplimiento de límites en parámetros como:

- ✓ Demanda Química de Oxígeno (DQO)
- ✓ Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP)
- ✓ Sólidos suspendidos totales (SST)
- ✓ Metales como bario, cromo, plomo, entre otros
- ✓ Conductividad y salinidad

Decreto 50 de 2018: Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de la Macrocuencas (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones.

Define y promueve el reúso de aguas residuales tratadas, establece claramente que el agua residual tratada puede ser reutilizada para diversos fines, incluyendo actividades agrícolas, industriales, recreativas, ambientales, entre otras, siempre que cumpla con los parámetros exigidos.

En los requisitos para autorizar el reúso se debe garantizar que la calidad del agua tratada cumpla con los estándares exigidos para el uso previsto. El reúso requiere modificar o tramitar instrumentos como:

- ✓ Concesión de aguas
- ✓ Permiso de vertimiento

- ✓ Licencia ambiental
- ✓ Plan de manejo ambiental, según el caso.

El decreto fortalece el marco legal para el reúso, promoviendo el aprovechamiento del agua tratada en lugar de su simple vertimiento, lo cual es muy relevante para proyectos como el uso de agua de producción de hidrocarburos en riego agrícola.

Resolución 1256 de 2021: Expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, establece los requisitos y condiciones para el uso de aguas residuales en diferentes actividades, marcando un avance normativo relevante para el aprovechamiento de este recurso en Colombia. Esta norma actualiza y precisa el marco legal sobre el reúso, diferenciando claramente entre la recirculación interna del agua dentro de un mismo proceso productivo y el reúso por terceros, el cual requiere concesión del recurso hídrico según lo previsto en el Decreto Ley 2811 de 1974.

Dentro de su contenido, la resolución fija parámetros de calidad exigidos para el uso de aguas residuales con fines agrícolas, incluyendo límites para conductividad eléctrica, metales pesados, hidrocarburos, sales y otros compuestos que puedan afectar la salud del suelo o la productividad de los cultivos. A su vez, se solicita la elaboración de estudios técnicos que respalden la viabilidad del uso del agua residual, como balances hídricos, identificación de impactos potenciales, planes de manejo, seguimiento y acciones ante contingencias.

Un aspecto clave es la exigencia de que las condiciones de aplicación del agua tratada no generen alteraciones negativas en el suelo, especialmente en variables como la salinidad, la sodicidad o la toxicidad, de forma que se mantenga la capacidad productiva del terreno y no se comprometa su uso futuro. Además, se exige a los usuarios del recurso el monitoreo constante de la calidad del agua y la notificación inmediata a las autoridades en caso de desviaciones o emergencias.

Esta resolución resulta fundamental dentro del análisis normativo sobre el uso de aguas no convencionales en agricultura, ya que consolida lineamientos técnicos específicos que pueden aplicarse a casos como el reúso de aguas de producción en procesos agrícolas, estableciendo

condiciones claras para su implementación de forma segura, eficiente y ambientalmente responsable.

Tabla 10

Criterios de calidad adicionales de aguas residuales para uso agrícola

Variable	Unidad de Medida	Valor Límite Máximo Permisible
Conductividad	$\mu\text{S/cm}$	1500
Fenoles Totales	mg/L	0,2
Hidrocarburos Totales	mg/L	1
Cianuro Libre	mg CN^-/L	0,2
Cloruros	mg Cl^-/L	300
Fluoruros	mg F^-/L	1
Sulfatos	mg $\text{SO}_4^{2-}/\text{L}$	500
Mercurio	mg Hg/L	0,001
Sodio	mg Na/L	200
Antimonio	mg Sb/L	0,1
Cloro Total Residual	mg Cl_2/L	< 1.0
Nitratos	mg/L	11

Nota. Tomado de: Resolución 1256 de 2021

4.1.2 Riesgos asociados al reúso agrícola de aguas de producción petrolera

Diversos estudios han señalado que el reúso del agua de producción tratada en riego agrícola puede generar impactos agroecológicos acumulativos si no se controlan adecuadamente los parámetros fisicoquímicos del efluente. Según Al-Ghouti et al. (2019), las altas concentraciones de sales disueltas totales (TDS), cloruros y sodio que en algunos casos superan los 400.000 mg/L pueden inducir procesos de salinización y sodificación del suelo, afectando su estructura, capacidad de infiltración y disponibilidad de agua para las plantas. Asimismo, si predomina el sodio como catión principal favorece el intercambio catiónico y la dispersión de las arcillas, lo que reduce la permeabilidad y puede provocar compactación superficial.

El mismo autor destaca que la presencia residual de metales traza (Fe, Ba, Zn, Ni, Cr) y de compuestos orgánicos como BTEX, fenoles, aceites y grasas representa un riesgo de fitotoxicidad y alteración de la microbiota del suelo, ya que puede inhibir la actividad microbiana responsable de la mineralización de nutrientes. Estos efectos combinados pueden generar estrés osmótico en los cultivos, disminución de la germinación y clorosis foliar, especialmente en suelos de baja

capacidad de drenaje. Por lo tanto, el reúso agrícola de aguas de producción debe acompañarse de tratamientos avanzados de desalinización y control de metales, así como de programas de monitoreo continuo que garanticen la sostenibilidad y seguridad agroecológica de esta práctica.

4.2 Contextualización territorial y ambiental de los Llanos Orientales de Colombia

A partir de la revisión del marco normativo vigente en Colombia en relación con el reúso de aguas de producción, se analiza su aplicabilidad en un contexto territorial específico como lo es la cuenca de los Llanos Orientales. Esta región se caracteriza por la convergencia de dos sectores estratégicos para el desarrollo regional: el petrolero, como principal generador de aguas de producción, y el agrícola, como potencial receptor de este recurso tratado para fines de riego.

4.2.1 Localización geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales

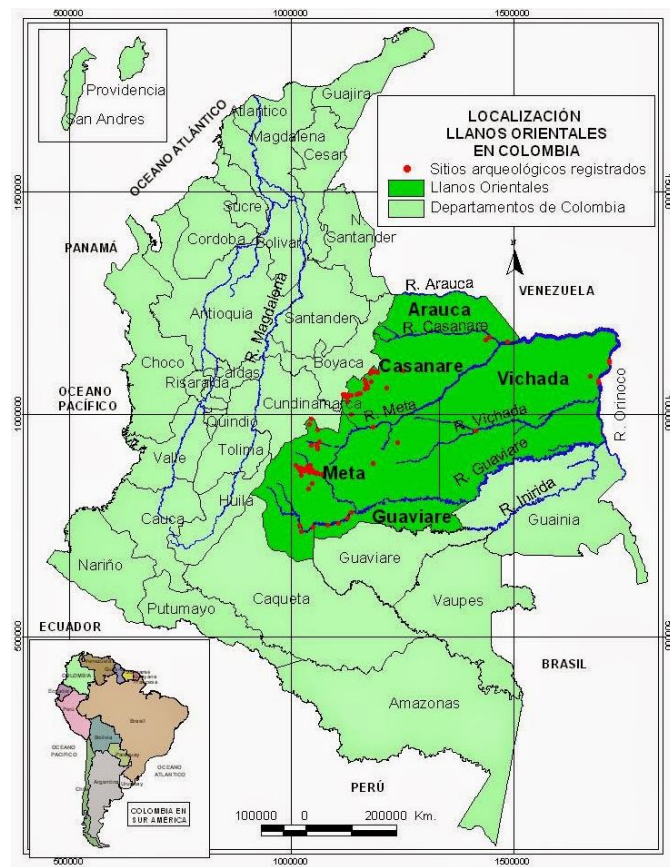
La Orinoquia, también conocida como Llanos Orientales, como se observa en la Figura 18, es una amplia región de 26 millones de hectáreas, está ubicada al sureste de Colombia, se extiende entre las ramificaciones de la cordillera Oriental y la frontera con Venezuela, su altitud varía entre 80 y 500 msnm (metros sobre el nivel del mar). Presenta límites naturales con el Piedemonte de la Cordillera Oriental al occidente, el río Orinoco al oriente, el río Arauca y el Meta al norte y la divisoria de agua entre los ríos Vichada y Guaviare al suroriente (Joaquín De la Hoz, 2009).

Abarca los departamentos de Vichada, Arauca, Casanare y Meta, representa cerca del 53% del territorio nacional. Geológicamente está clasificada como cuenca tipo antepaís, caracterizada por su potencial petrolero y la presencia de significativas acumulaciones de hidrocarburos. Está compuesta en su mayoría por rocas del Terciario Superior y Cuaternario (Ingrain, 2012).

“La Cuenca Llanos Orientales está localizada al este de Colombia. Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas al Norte, La Serranía de La Macarena y el arco del Vaupés al sur, el sistema de fallas de Guaicáramo al oeste y el Escudo de Guyana al este.” (ANH, 2010).

Figura 18

Localización de los Llanos Orientales de Colombia

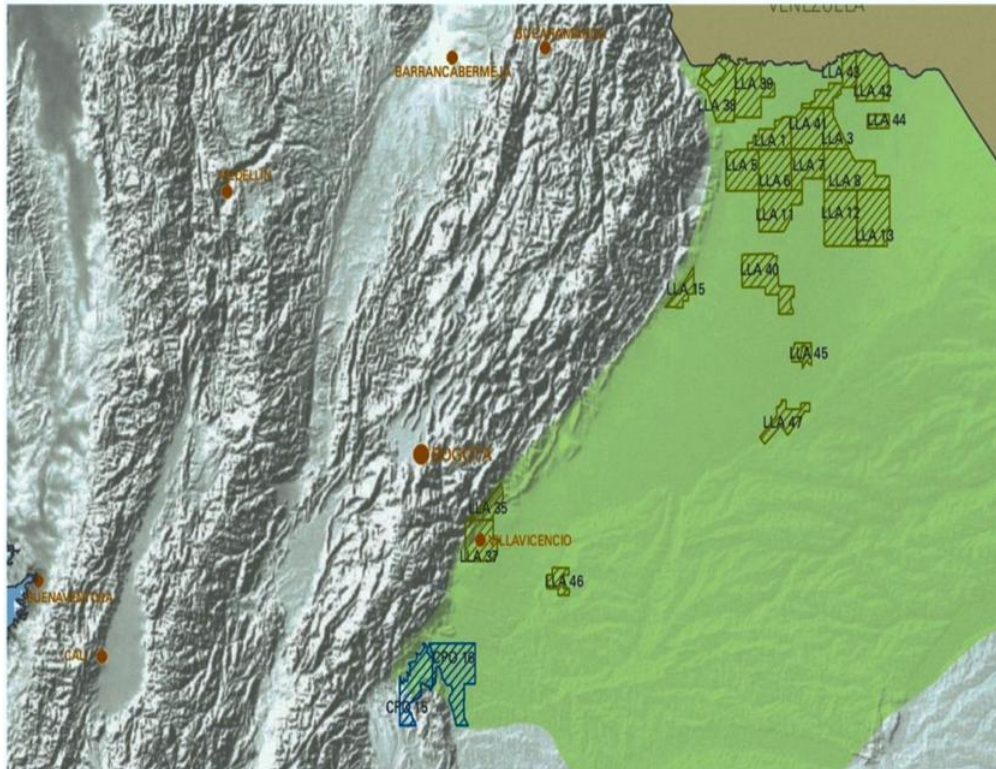


Nota. Tomado de: IGAC. (Instituto Geográfico Agustín Codazzi) <https://www.igac.gov.co/>

La Figura 19 presenta la ubicación de los bloques petroleros dentro de la cuenca de los Llanos Orientales, evidenciando que la mayoría de ellos se concentran en el sector noroccidental de la región. Esta zona representa el núcleo de la actividad petrolera, al albergar la mayor parte de las operaciones de exploración, explotación y producción de hidrocarburos.

Figura 19

Localización de los bloques dentro de la cuenca de Llanos Orientales, Colombia.



Nota: Adaptado de Llanos Orientales, ANH 2010

4.2.2 Caracterización ambiental:

La Orinoquia colombiana es un ecosistema único, al encontrarse en un trópico húmedo en formación presenta procesos geoquímicos no finalizados (Leyva, 2001). Los suelos son de baja fertilidad por causa de la alta acidez y los niveles tóxicos de hierro y aluminio. Domina el clima tropical de la sabana, espacios planos y relativamente homogéneos.

Presenta una alta diversidad biológica en peces, aves y gramíneas tropicales, y de ecosistemas como humedales, selvas, montañas, entre otros. Cuenta con 32 tipos de sabana distribuidos en dos grandes categorías: la sabana de altillanura que se encuentra entre los ríos Meta y Vichada y la “sabana inundable” que abarca gran parte de los departamentos de Arauca y Casanare. Los recursos hídricos de la región equivalen al 33% de los existentes en el país y se encuentran cubiertos por redes de bosques que ocupan el 20% de su extensión (Rodríguez, 2013).

4.2.3 Sectores Productivos

La economía de la región se ha basado tradicionalmente en la actividad ganadera y petrolera; y en menor medida, en las actividades agrícolas. Es de resaltar que la contribución del departamento al PIB de las actividades mineras y extractivas representa cerca del 50%.

El boletín económico regional muestra la evolución de las principales actividades económicas de las regiones en Colombia. Para el caso de la región de los Llanos se encuentra que una de las actividades altamente desarrolladas es la agricultura, en donde los principales cultivos son el arroz, palma africana, plátano, maíz, soya, algodón, sorgo y caña de azúcar.

La Orinoquia ha sido priorizada por los últimos gobiernos nacionales como una de las despensas alimentarias del país. En consecuencia, los paisajes de sabana inundable y de altillanura se han transformado en superficies de uso agropecuario (ganadería y cultivos transitorios como arroz), y se espera que esta tendencia se intensifique para 2030, con mayor presión sobre ecosistemas con coberturas naturales.

En la cuenca del Orinoco se han comercializado más de 110 millones de individuos de peces ornamentales en los últimos 17 años. Este mercado representa una oportunidad para avanzar en el conocimiento de la biodiversidad y beneficiar a las poblaciones locales de forma sostenible.

4.2.4 Evidencia de Hidrocarburos

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124 000 MMBP. Dos campos gigantes (Caño Limón, Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

Los Llanos Orientales de Colombia, específicamente los departamentos de Meta, Casanare, y Arauca, son una región clave para la producción petrolera nacional. Esta región concentra la mayor parte de los yacimientos petrolíferos del país. La cuenca petrolífera de los Llanos Orientales ha sido históricamente una fuente importante de crudo, con campos como Caño Limón, Rubiales, Cusiana y Cupiagua.

4.3 Parámetros fisicoquímicos del agua de fondo en la cuenca de los llanos orientales

Para la cuenca de los llanos orientales, según la Tabla 11, se observa que el agua es predominantemente salada, lo cual es una característica normal de las aguas de producción por lo que requieren de un tratamiento para disminuir el contenido de sales.

El pH del agua es de 7.22 lo cual está dentro del rango establecido por la normativa para disposición en cuerpos de agua al igual que para riego agrícola. Se puede ver que la conductividad del agua es muy alta esto debido a la presencia de sales en disolución.

El valor de cloruros está por encima del límite permisible dado por la norma por lo cual debe controlarse. En cuanto a los sulfatos el valor está por debajo del límite permisible por lo cual no genera problemas a la calidad del agua.

Tabla 11

Parámetros del agua de la Cuenca de los Llanos Orientales

Parámetro	Valor
Tipo de agua predominante	Na-Ca-Cl
Temperatura (°C)	112,8
pH	7,22
Conductividad (us/cm)	8850
Na (mg/l)	1490
K (mg/l)	124
Ca (mg/l)	429
Mg (mg/l)	72,30
Cl (mg/l)	2570
SO ₄ (mg/l)	8,15
HCO ₃ (mg/l)	378
CO ₃ (mg/l)	<1
Ca/Mg (mg/l)	5,93
Ca/SO ₄ (mg/l)	52,64
Na/Cl (mg/l)	0,58
Cl/Br (mg/l)	287

Nota. Tomado de: Ortega, A. (2019)

Debido a las elevadas concentraciones de sales y sodio presentes en el agua de producción de la cuenca de los Llanos Orientales, se recomienda evaluar la aplicación de procesos avanzados de desalinización, especialmente ósmosis inversa (RO) o nanofiltración, los cuales han demostrado alta eficiencia en la reducción de conductividad y cloruros en aguas de origen petrolero.

La ósmosis inversa es actualmente la técnica más extendida en el tratamiento de aguas de producción debido a su capacidad para eliminar más del 95% de los sólidos disueltos totales (TDS), así como cloruros, boro y compuestos orgánicos (Al-Ghouti et al., 2019).

Estas tecnologías permiten obtener un efluente con salinidad controlada y parámetros compatibles con el riego agrícola o forestal, como se ha comprobado en proyectos exitosos como SAARA (Frontera Energy) y Chevron San Ardo (EE. UU.), donde el uso de membranas y tratamientos combinados permitió recuperar agua de calidad adecuada para reúso.

La selección de estas tecnologías se justifica por su capacidad de remover iones monovalentes (Na^+ , Cl^-) y su adaptabilidad a condiciones locales, garantizando una reducción significativa de la salinidad sin alterar el balance químico del suelo. Su adopción en la cuenca de los Llanos Orientales se justifica por la necesidad de disminuir la salinidad del agua tratada y garantizar un reúso sostenible sin impactos negativos sobre la composición suelo o el desarrollo vegetal.

5. Evaluación económica planta de tratamiento de agua

Para la realización de la evaluación económica se presenta en primera medida las definiciones de pulimento (polishing) y de ósmosis inversa, ya que serán las técnicas de tratamiento analizadas para la evaluación.

5.1. Pulimento (Polishing)

El pulimento corresponde a la etapa final dentro de una cadena de tratamiento de aguas, cuyo objetivo principal es mejorar la calidad del efluente eliminando las últimas trazas de contaminantes. Generalmente se aplica después de la separación primaria (como separadores API o CPI, flotadores) y del tratamiento secundario (clarificación, coagulación-floculación, DAF).

En esta fase, el agua ya ha sido tratada de forma significativa, pero aún puede contener sólidos suspendidos finos, aceites residuales o compuestos que afectan parámetros críticos como turbidez, SDI (índice de densidad de sedimentos) o concentración de aceites y grasas. Para alcanzar las especificaciones exigidas, se emplean tecnologías como:

- ✓ Filtros multimedia o de arena, que remueven sólidos finos y reducen turbidez.
- ✓ Filtros de cartucho o pulidores, para alcanzar valores bajos de SDI y proteger procesos posteriores.
- ✓ Carbón activado o resinas específicas, en caso de que se requiera eliminar compuestos traza.

El resultado esperado es un efluente con aceite menor a 5–10 mg/L, sólidos suspendidos bajos y SDI reducido (<5), lo que asegura un agua apta para reúso, inyección o incluso para alimentar procesos más exigentes como membranas.

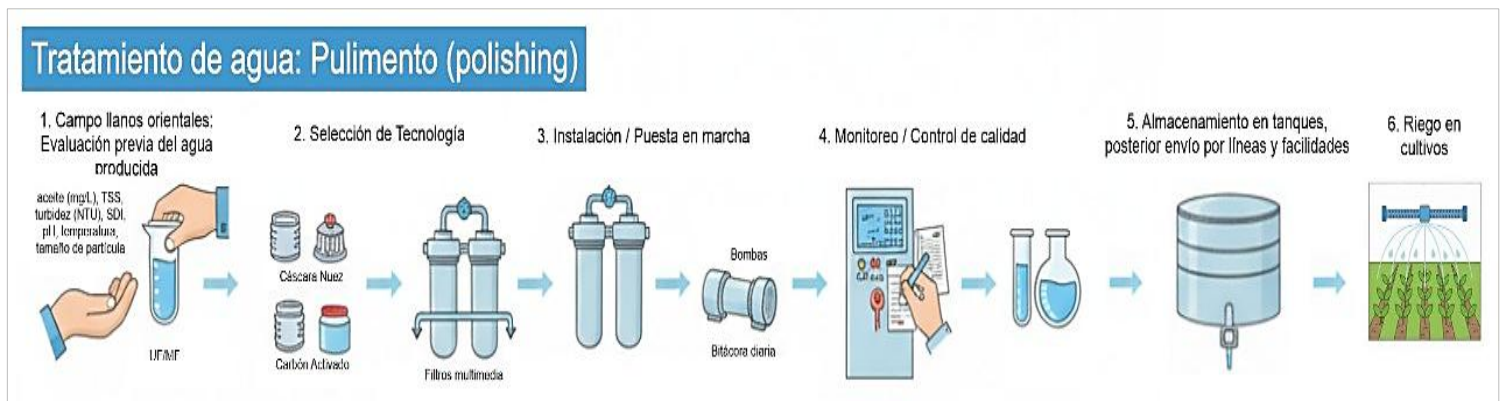
Para instalar una planta de pulimento se requiere:

- Unidades de filtración (multimedia, cartucho, carbón activado, según necesidad).
- Tanques de almacenamiento y bombeo de servicio.
- Sistemas de dosificación de químicos auxiliares (coagulantes o antiescalares en ciertos casos).
- Instrumentación básica de control (turbidez, presión diferencial, caudal).
- Infraestructura civil y tuberías.

En términos de costos, una planta de pulimento es menos intensiva en inversión que una de membranas. Sus principales gastos operativos están asociados al reemplazo periódico de medios filtrantes, cartuchos, limpieza química ocasional y consumo moderado de energía para bombeo.

Figura 20

Sistema de tratamiento de agua con Pulimento (polishing)



5.2. Ósmosis Inversa (Reverse Osmosis – RO)

La ósmosis inversa es una tecnología de tratamiento avanzada que utiliza membranas semipermeables para remover sales disueltas (TDS), sílice, metales y trazas de compuestos orgánicos, alcanzando calidades de agua mucho más estrictas que las que puede ofrecer un proceso de pulimento convencional.

En proyectos de gran escala, como el tratamiento de 500.000 barriles de agua diarios, la RO se emplea cuando se busca obtener agua de muy baja salinidad, ya sea para inyección en yacimientos, uso industrial de alta pureza o incluso aplicaciones ambientales.

El tren típico de ósmosis inversa requiere varias etapas de acondicionamiento y soporte:

- I. **Pretratamiento:** Indispensable para proteger las membranas. Incluye filtración multimedia, cartuchos, dosificación de antiescalares, control de pH y, en algunos casos, clarificación o ultrafiltración.
- II. **Bombeo de alta presión:** Necesario para superar la presión osmótica del agua y forzar el paso a través de las membranas. Representa la mayor parte del consumo energético del sistema.
- III. **Módulos de membranas:** Dispuestos en racks de presión, donde ocurre la separación del agua.

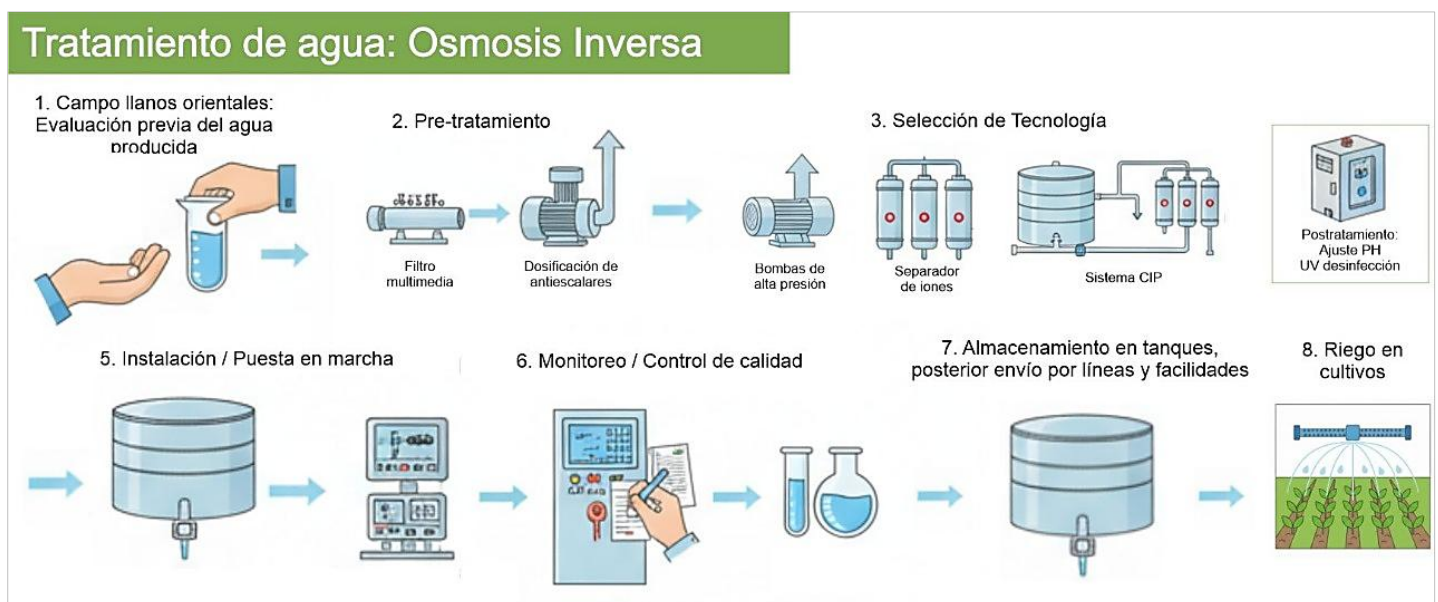
- IV. Sistemas de limpieza química (CIP) y dosificación de químicos para mantener la integridad y desempeño de las membranas.
- V. Tanques de almacenamiento de permeado y rechazo.
- VI. Instrumentación avanzada para monitoreo de SDI, conductividad, presión y caudal.

En comparación con el pulimento, la RO implica una inversión inicial mayor (CAPEX) y un OPEX más alto, debido principalmente al consumo energético, la reposición periódica de membranas (cada 3–5 años) y el uso continuo de químicos especializados.

No obstante, permite obtener agua con TDS muy bajos (<500 ppm o incluso <50 ppm según el diseño), lo que la convierte en la opción preferida cuando se requiere un agua de calidad superior.

Figura 21

Sistema de tratamiento de agua con Osmosis Inversa



5.3. Pulimento vs Osmosis Inversa

Tabla 12

Cuadro comparativo entre Pulimento y Osmosis Inversa.

Criterio	Pulimento (Polishing)	Ósmosis Inversa (RO)
Objetivo principal	Remover las últimas trazas de sólidos finos, aceites y reducir SDI/turbidez.	Eliminar sales disueltas (TDS), sílice, metales y compuestos traza orgánicos.
Etapas en la cadena de tratamiento	Final (después de separación primaria y secundaria).	Tratamiento avanzado, requiere un pretratamiento previo riguroso.
Tecnologías típicas	Filtros multimedia, filtros de cartucho, carbón activado, resinas.	Membranas semipermeables de alta presión, racks de membranas, CIP.
Calidad de agua alcanzada	Aceite <5–10 mg/L, turbidez baja (<5 NTU), SDI <5.	TDS <500 ppm (o <50 ppm en diseños especiales), agua de muy baja salinidad.
Requerimientos de infraestructura	Tanques de almacenamiento, sistemas de filtración, bombeo de servicio, instrumentación básica.	Pretratamiento (filtración, antiescalares, ajuste de pH), bombas de alta presión, racks de membranas, sistemas CIP, instrumentación avanzada.
Consumo energético	Bajo (0,05–0,1 kWh/m ³).	Alto (3–6 kWh/m ³ según salinidad).
Vida útil de equipos	Filtros: 10–15 años con reemplazo periódico de medios.	Membranas: 3–5 años; bombas y racks: 15–20 años.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Menor costo de inversión y operación. • Diseño y operación más simples. • Adecuado como etapa final de pulido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta calidad de agua. • Remueve prácticamente todos los contaminantes disueltos. • Permite cumplir con especificaciones más estrictas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No remueve sales disueltas (TDS). • Limitado a sólidos finos y aceites residuales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo elevado de inversión y operación. • Alta demanda de energía. • Requiere pretratamiento riguroso.

5.4. Análisis Económico

El análisis económico es una herramienta esencial en la evaluación de proyectos, ya que permite determinar la viabilidad, sostenibilidad y rentabilidad de una inversión a lo largo de su ciclo de vida. Este proceso comprende la estimación y proyección de los flujos de ingresos y egresos asociados al proyecto, con el fin de calcular indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio-Costo (B/C), los cuales

facilitan la toma de decisiones en función de la rentabilidad esperada y los riesgos asumidos (Sapag Chain, 2014; Ross, Westerfield & Jaffe, 2019).

En proyectos de tratamiento de agua, el análisis económico adquiere especial relevancia, ya que permite comparar alternativas tecnológicas en términos de costos de inversión, operación y mantenimiento (CAPEX y OPEX), así como evaluar su impacto en la eficiencia del proceso y la sostenibilidad del sistema. De esta manera, se busca optimizar la relación entre desempeño técnico, costos y beneficios ambientales, garantizando la implementación de soluciones económicamente viables y técnicamente eficientes (Metcalf & Eddy, 2014; Tchobanoglous, Stensel, Tsuchihashi & Burton, 2014).

Los datos económicos empleados en este estudio se obtuvieron a partir de fuentes especializadas y reportes técnicos reconocidos en el ámbito del tratamiento de aguas industriales. Los costos de inversión (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) se estimaron con base en información proveniente de organismos internacionales como la Environmental Protection Agency (EPA, 2023), el Global Water Intelligence (GWI, 2022) y guías de diseño industrial de la American Petroleum Institute (API, 2018), las cuales ofrecen rangos de referencia para sistemas de separación de aceite, tratamiento fisicoquímico y unidades de ósmosis inversa.

Adicionalmente, se consultaron publicaciones técnicas y manuales de ingeniería de procesos (Metcalf & Eddy, 2014; Tchobanoglous et al., 2014), junto con estimaciones de consumo energético y costos de O&M reportadas en literatura reciente sobre tecnologías de tratamiento de agua en el sector petrolero y energético.

Inicialmente se plantean dos escenarios de tratamiento, uno que será de pulimento y otro que requerirá de osmosis inversa; la selección de dicho escenario dependerá de las condiciones y parámetros que se tengan presentes en el agua de producción de cada pozo.

Debido a esto, es importante tener presente que los costos iniciales tanto del CAPEX como del OPEX, estarán directamente condicionados con el sistema de tratamiento que se decida implementar, si se opta por el tratamiento de pulimento la inversión será menor debido a que el agua de producción solo requerirá remover sólidos, aceites y grasas. Sin embargo, si se requiere

de osmosis inversa, la inversión aumenta significativamente ya que este proceso requiere separar las sales y contaminantes del agua. Por ende, la elección del tratamiento de agua a utilizar impactará de forma significativa los indicadores financieros del proyecto, por esta razón los datos que se presentan a continuación son estimaciones a un escenario ideal de referencia.

5.4.1 CAPEX

El capital expenditure o gastos de capital, CAPEX por sus siglas en inglés, representa la inversión inicial para la adquisición de activos físicos (propiedades, maquinarias y equipos). Para este proyecto de tratamiento de agua de producción, se requiere la instalación de los equipos de filtración, bombas de transferencia, líneas y facilidades para transporte de agua, tanques de almacenamiento, obras civiles, eléctricas y de tuberías, entre otros. Adicionalmente, se tendrá un valor del 20% asignado para contingencias que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto.

5.4.1.2 CAPEX pulimento

Tabla 13

CAPEX para pulimento

Descripción	Valor Aproximado (MM USD)
Vasos de filtración (cáscara de nuez o multimedia)	20
Bombas de alimentación	4
Sistemas de retrolavado	6
Dosificación química	3
Instrumentación, control y automatización	3
Obras civiles, tuberías y eléctrica	15
Tanques de almacenamiento de agua	100
Líneas y facilidades para transferencia de agua	20
Bombas de transferencia	20
Adecuación terrenos (cultivos de palma)	25
Contingencias	43,2
Total CAPEX aproximado	259,2

5.4.1.3 CAPEX Osmosis Inversa**Tabla 14***CAPEX para Osmosis Inversa*

Descripción	Valor Aproximado (MM USD)
Pretratamiento robusto (DAF, UF, Filtros de cartucho químico)	25
Bombas de alta presión	20
Membranas Osmosis Inversa + vasos de presión	35
Sistema de limpieza	4
Recuperadores de energía	15
Instrumentación y control avanzado	7
Obras civiles, tuberías y eléctrica	20
Tanques de almacenamiento de agua	100
Líneas y facilidades para transferencia de agua	20
Bombas de transferencia	20
Adecuación terrenos (cultivos de palma)	25
Contingencias	58,2
Total CAPEX aproximado	349,2

5.5. OPEX

Los gastos operativos recurrentes y necesarios para que el proyecto tenga un buen funcionamiento son conocidos como OPEX.

5.5.1. OPEX pulimento**Tabla 15***OPEX para pulimento*

Descripción	Valor Aproximado (MM USD)
Gerenciamiento del proyecto	13
Licencias ambientales	0,2

5.5.2. OPEX osmosis inversa**Tabla 16***OPEX osmosis inversa*

Descripción	Valor Aproximado (MM USD)
Gerenciamiento del proyecto	22
Licencias ambientales	0,2

5.6. Flujo de caja

Un flujo de caja es un instrumento financiero utilizado para reflejar y examinar los ingresos y egresos de un proyecto a lo largo de un periodo específico. Esta herramienta resulta esencial para valorar la viabilidad, sostenibilidad y rentabilidad de una iniciativa económica. Inicialmente se establecerá la tasa de descuento, el porcentaje asignado a las regalías y los costos asociados a la producción tanto de agua como de crudo. Posteriormente, en el flujo de caja se expone una proyección en un plazo de 15 años.

Tabla 17

Datos requeridos para el flujo de caja

Descripción	Valor Aproximado
Tasa de descuento	12%
Regalías	20%
Costo operacional (USD/Bbl) petróleo	\$ 3,60
Costo operacional (USD/Bls) Agua	\$ 0,50

Tabla 18

Flujo de caja con pulimento a 15 años

Años	Ingresos	Egresos	Flujo de caja
1	-	\$ 324.156.000	-\$ 324.156.000
2	\$ 77.672.000	\$ 4.044.560	\$ 73.627.440
3	\$ 147.168.000	\$ 7.668.640	\$ 139.499.360
4	\$ 258.128.000	\$ 14.496.320	\$ 243.631.680
5	\$ 303.680.000	\$ 17.069.200	\$ 286.610.800
6	\$ 284.700.000	\$ 16.018.000	\$ 268.682.000
7	\$ 265.720.000	\$ 14.966.800	\$ 250.753.200
8	\$ 246.740.000	\$ 13.915.600	\$ 232.824.400
9	\$ 227.760.000	\$ 12.864.400	\$ 214.895.600
10	\$ 208.780.000	\$ 11.813.200	\$ 196.966.800
11	\$ 189.800.000	\$ 10.762.000	\$ 179.038.000
12	\$ 170.820.000	\$ 9.710.800	\$ 161.109.200
13	\$ 151.840.000	\$ 8.659.600	\$ 143.180.400
14	\$ 132.860.000	\$ 7.608.400	\$ 125.251.600
15	\$ 113.880.000	\$ 6.557.200	\$ 107.322.800

Figura 22

Flujo de caja por año para pulimento

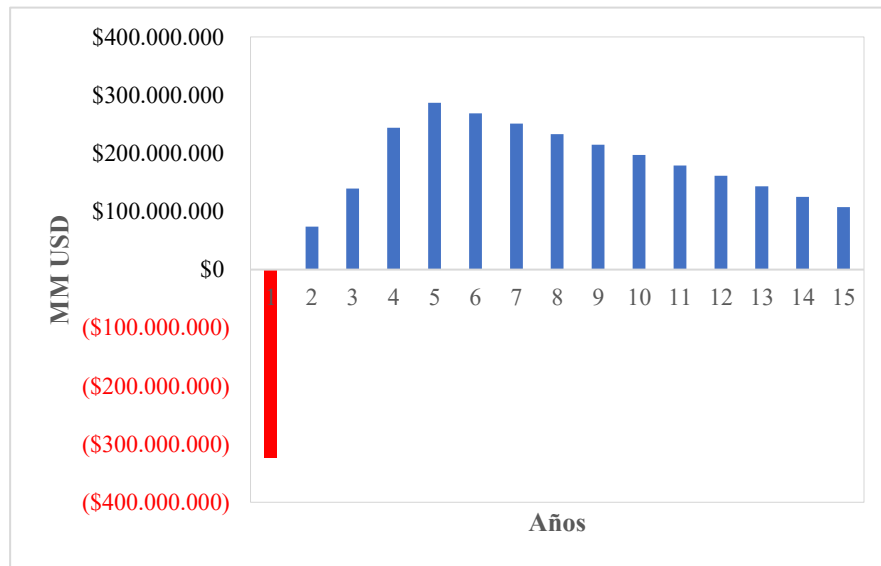


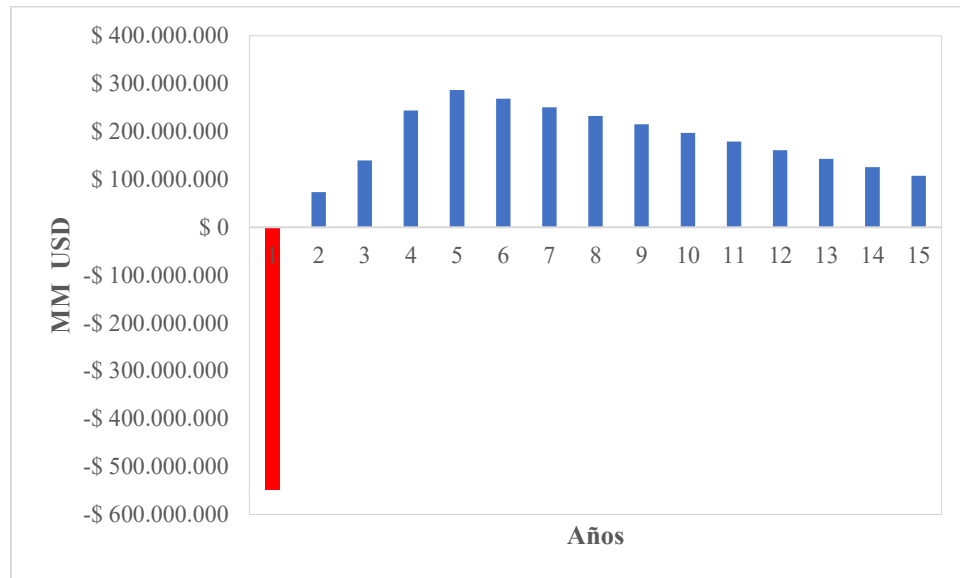
Tabla 19

Flujo de caja con ósmosis inversa a 15 años

Años	Ingresos	Egresos	Flujo de caja
1	-	\$ 547.580.880	-\$ 547.580.880
2	\$ 77.672.000	\$ 4.044.560	\$ 73.627.440
3	\$ 147.168.000	\$ 7.668.640	\$ 139.499.360
4	\$ 258.128.000	\$ 14.496.320	\$ 243.631.680
5	\$ 303.680.000	\$ 17.069.200	\$ 286.610.800
6	\$ 284.700.000	\$ 16.018.000	\$ 268.682.000
7	\$ 265.720.000	\$ 14.966.800	\$ 250.753.200
8	\$ 246.740.000	\$ 13.915.600	\$ 232.824.400
9	\$ 227.760.000	\$ 12.864.400	\$ 214.895.600
10	\$ 208.780.000	\$ 11.813.200	\$ 196.966.800
11	\$ 189.800.000	\$ 10.762.000	\$ 179.038.000
12	\$ 170.820.000	\$ 9.710.800	\$ 161.109.200
13	\$ 151.840.000	\$ 8.659.600	\$ 143.180.400
14	\$ 132.860.000	\$ 7.608.400	\$ 125.251.600
15	\$ 113.880.000	\$ 6.557.200	\$ 107.322.800

Figura 23

Flujo de caja por año para ósmosis inversa



5.7. Valor Presente Neto

El valor Presente Neto (VPN) permite traer a valor presente todos aquellos flujos de caja futuros generados a partir de una inversión, esto se hace con la finalidad de evaluar la rentabilidad, la cual para este proyecto será una tasa del 12%.

$$VPN = VPI - VPE$$

Donde,

$$VPE = \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad VPI = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

Al aplicar dicha tasa y realizar los flujos netos proyectados durante 15 años, se obtuvo un VPN positivo en ambos escenarios (indicando que el proyecto es rentable), teniendo un VPN de \$ 841.393.878,81 USD al utilizar pulimento y un VPN de \$ 599.553.020,95 USD al utilizar ósmosis inversa.

5.8. Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador clave para evaluar la rentabilidad de cualquier proyecto, ya que representa la tasa de descuento a la cual el VPN de los flujos de caja es

igual a cero. Es decir, la tasa de descuento que hace que el valor presente de los flujos futuros sea igual al monto inicial de la inversión.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

$$F_t = I_t - E_t$$

Para este proyecto se obtuvo un TIR de 51% para pulimento y de 39% para osmosis inversa.

5.9. Relación Beneficio/Costo

La Relación Beneficio-Costo (RBC), también conocida como B/C Ratio por sus siglas en inglés, permite determinar la rentabilidad de un proyecto por medio de la comparación de los beneficios esperados vs los costos asociados.

$$B/C = \frac{VPI}{VPE}$$

Su interpretación está determinada de acuerdo con tres posibles resultados:

Si $B/C > 1$ → el proyecto es rentable (beneficios mayores a costos).

Si $B/C = 1$ → el proyecto es indiferente (beneficios = costos).

Si $B/C < 1$ → el proyecto no es rentable (beneficios menores a costos).

Para nuestro proyecto, el B/C para el tratamiento de agua con pulimento se obtuvo un 3.6 y el B/C para el tratamiento con osmosis inversa se obtuvo un 2.0, demostrando que el proyecto es rentable en ambos escenarios.

6. Conclusiones

El análisis de los proyectos SAARA, Agrosavia–Ecopetrol y Chevron San Ardo demuestran que el reúso de aguas de producción tratadas es técnica y ambientalmente viable, siempre que se implementen procesos avanzados de desalinización como la ósmosis inversa o los humedales artificiales. Estos sistemas permiten cumplir con parámetros normativos y generar beneficios para la agricultura y la sostenibilidad hídrica.

Los proyectos revisados demuestran que el reúso de aguas de producción tratada para riego agrícola son una alternativa ambientalmente viable debido a que no se observaron impactos negativos en la calidad del suelo o acumulación de hidrocarburos ni metales pesados.

La composición del agua en la cuenca de los llanos Orientales de Colombia cumple parcialmente con los parámetros normativos, destacándose un pH dentro de los rangos aceptables, pero con niveles de sodio y cloruros que limitan su uso directo. Sin embargo, mediante tratamiento adecuado, esta agua puede alcanzar condiciones óptimas para el riego controlado.

Desde la perspectiva económica, indicadores financieros como el VPN, TIR y B/C validan que el reúso de aguas residuales de producción es viable y rentable con valores de TIR superiores al 12% y una relación Beneficio/Costo mayor a 1.

7. Recomendaciones

Se recomienda priorizar el reúso del agua tratada en cultivos tolerantes a la salinidad moderada, como palma de aceite, caña de azúcar, pasto elefante y eucalipto, que ya demostraron buen desempeño en los proyectos analizados. Además, especies forestales como melina y acacia pueden contribuir a iniciativas de reforestación y restauración de suelos degradados en los Llanos Orientales.

Fomentar alianzas entre el sector de los hidrocarburos, agroindustrial y académico, orientadas al desarrollo de proyectos piloto de reúso agrícola bajo esquemas de economía circular. Estas alianzas permitirían transferir conocimiento, reducir la presión sobre fuentes hídricas naturales y aprovechar infraestructuras existentes para el manejo de agua en campos petroleros.

Diseñar programas de monitoreo ambiental a largo plazo, que incluyan el seguimiento de parámetros fisicoquímicos del suelo (salinidad, sodicidad, metales), la productividad de los cultivos y la calidad del agua de riego. Esto garantizará la sostenibilidad del reúso en el tiempo y permitirá generar datos locales para futuras reglamentaciones.

Referencias Bibliográficas

- A. T. Ortega-Ramírez, Y. F. Arcila, L. M. Vargas-Díaz "Revisión del diagnóstico de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros colombianos" *Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, vol. 19 (2), pp. 61-75, julio. 2019
- Abdurahman, H. N., Yunus, R. M., & Jemaat, Z. (2007). Chemical demulsification of water-in-crude oil emulsions. *Journal of Applied Sciences*, 7(2), 196–201. <https://doi.org/10.3923/JAS.2007.196.201>
- Al-Ghouti, M. A., Al-Kaabi, M. A., Ashfaq, M. Y., & Da'na, D. A. (2019). Produced water characteristics, treatment and reuse: A review. *Journal of Water Process Engineering*, 28, 222–239. <https://doi.org/10.1016/J.JWPE.2019.02.001>
- Almansa Manrique, E. F. & Velásquez Penagos, J. G. (2020). Uso de aguas de producción tratadas de la industria petrolera en sistemas agrícolas y pecuarios. Mosquera, Colombia: Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria, Agrosavia.
- Al-Sabagh, A. M., Kandile, N. G., & El-Din, M. R. N. (2011). Functions of demulsifiers in the petroleum industry. *Separation Science and Technology*, 46(7), 1144–1163. <https://doi.org/10.1080/01496395.2010.550595>
- André, P., & Cardona, A. (2018). *Humedales artificiales: una alternativa para tratamiento de aguas de producción*. Fundación Universidad de América. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7132>
- Arismendi Rueda, R. D. (2012). Diseño de la estrategia de disposición de aguas de producción para el campo Rancho Hermoso (Casanare-Colombia). Universidad Industrial de Santander.
- ARPEL. (2006). *GUIA PARA LA DISPOSICION Y EL TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA*.
- Arthur, J. D., Dillon, L. W., & Drazan, D. J. (2011). Management of produced water from oil and gas wells. *Working Document of the NPC North American Resource Development Study*, 32.
- API (American Petroleum Institute). (1990). Design and Operation of Oil–Water Separators. API Publication 421. Washington, D.C.
- Barash, Y. (2010, September 3). *biological_treatment_of_produced_water_155*. <https://www.awe.international/article/1841108/biological-treatment-produced-water>

- Bostick, D. T. (2002). *Characterization of soluble organics in produced water* (No. ORNL/TM-2001/78). Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States).
- Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia– CTA. (2024, 17 julio). Reúso del agua en Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia- CTA. <https://cta.org.co/biblionet/analisis-conceptual-y-normativa-sobre-recirculacion-y-reuso-del-agua-en-brasil-chile-colombia-mexico-y-peru/>
- Charcosset, C. (2012). Membrane Processes in Biotechnology and Pharmaceuticals. *Membrane Processes in Biotechnology and Pharmaceuticals*, 1–336. <https://doi.org/10.1016/C2011-0-04261-8>
- Ecopetrol S.A. (2004). El petróleo y su mundo. *Ecopetrol, Novena edición*. www.ecopetrol.com.co
- Ecopetrol S.A. (2014). *El petróleo y su mundo*. 12.
- Ecopetrol. (2025, May 27). *Eficiencia operativa en el manejo del agua*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/gestion-integral-del-agua/manejo-agua>
- EPA (United States Environmental Protection Agency) – Produced Water Treatment Technologies (2017)
- 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>
- Figueroa Carlos, Rivera Marlon, Llias Ibis, & Gomez Juan. (2024). SAARA, una apuesta por la Economía Circular, a partir del reúso de agua de Producción. *TEC 342*.
- Global Water Intelligence (GWI). (2020–2023). *Desalination Yearbook*. Oxford, UK.
- GWI Desalination Yearbook (2020–2023)
- Idelovitch, E. & Michail, M. – Wastewater Treatment in Warm Climates (World Bank, 1984 / actualizado)
- Ideam (2023). *Estudio Nacional del Agua 2022*. Ideam. 464 pp
- Igunnu, E. T., & Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157–177. <https://doi.org/10.1093/IJLCT/CTS049>

- Jim Enez, S., Mic O A, M. M., Arnaldos, M., Medina, F., & Contreras, S. (2017). *State of the art of produced water treatment*. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.10.139>
- 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>
- Karen, Z. V., & Osmara, M. S. K. (2024, 23 agosto). Análisis de la viabilidad del reúso de las aguas de producción generadas en la extracción de petróleo en Colombia
- Luo, T., Abdu, S., & Wessling, M. (2018). Selectivity of ion exchange membranes: A review. *Journal of Membrane Science*, *555*, 429–454. <https://doi.org/10.1016/J.MEMSCI.2018.03.051>
- Myers, James E. "Chevron San Ardo Facility Unit (SAFU) Beneficial Produced Water Reuse for Irrigation." Paper presented at the SPE International Conference on Health, Safety, and Environment, Long Beach, California, USA, March 2014. doi: <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/168401-MS>
- Madeleine Gray, I. (2020). *Reuse of Produced Water in the Oil and Gas Industry*.
- Madsen, H. T. (2014). Membrane Filtration in Water Treatment – Removal of Micropollutants. *Chemistry of Advanced Environmental Purification Processes of Water: Fundamentals and Applications*, 199–248. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53178-0.00006-7>
- Marquenie, J. M., Kamminga, G., Koop, H., & Elferink, T. O. (1991). *Onshore Water Disposal in the Netherlands: Environmental and Legal Developments*. 83–88. <https://doi.org/10.2118/23320-MS>
- Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ramírez, A. T. O., & Sandoval, J.-A. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, *21*(1), 87–98. <https://doi.org/10.15446/ga.v21n1.69792>
- Manuales de fabricantes (Veolia, Suez, Pall, Ovivo, Schlumberger)
- Metcalf & Eddy / AECOM. (2014). *Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery*. 5th Edition. McGraw-Hill
- Nace International / SPE papers sobre produced water management

Røe Utvik, T.I., 1999. Chemical characterization of produced water from four offshore oil production platforms in the North Sea. *Chemosphere* 39 (15), 2593-2606. [http://doi.org/10.1016/S0045-6535\(99\)00171-X](http://doi.org/10.1016/S0045-6535(99)00171-X).

Solís-Carvajal, C. A., Pasos, C. A. V., & Ramírez-Navas, J. S. (2017). Tecnología de membranas: Ultrafiltración. *Entre Ciencia e Ingeniería*, 11(22), 26–36. <https://doi.org/10.31908/19098367.3546>

SPE / NACE International papers sobre Produced Water Management (2005–2020).

Xu, T., & Huang, C. (2008). Electrodialysis-based separation technologies: A critical review. *AIChE Journal*, 54(12), 3147–3159. <https://doi.org/10.1002/AIC.11643>

Water Environment Federation (WEF) – Wastewater Treatment Design Manual

Water Environment Federation (WEF). (2010). Design of Municipal Wastewater Treatment Plants. Manual of Practice No. 8, 5th Edition. Alexandria, VA.

WaterWorld Magazine & Industrial Water World (varios artículos técnicos, 2015–2022)

World Bank – Idelovitch, E. & Michail, M. (1984, actualizado). Wastewater Treatment in Warm Climates. World Bank Technical Paper.