

# Reúso del agua de producción de hidrocarburos: reto y oportunidad

## *Oil Produced Water Reuse: Challenge and Opportunity*

Anabel Rial<sup>a, c</sup>, Álvaro González<sup>b</sup>

### RESUMEN

La explotación de gas y petróleo demanda millones de metros cúbicos de agua que se convierten en residuo. Esta agua de producción (AP) se reinyecta en los pozos o se vierte en la naturaleza; solo un mínimo volumen es tratado para ser reutilizado en la industria o la agricultura. El reúso es la opción más responsable porque implica devolver agua regenerada al ciclo natural, transformar en activo nuestro pasivo ambiental, alargar la vida del recurso, reducir los vertimientos y proteger la seguridad alimentaria de las poblaciones locales. Si bien el reúso del agua es ineludible para algunos países, debería serlo para todos. Si el AP es un bien y no un residuo, y su gestión es clave en la transformación hacia la economía circular, debemos reflexionar respecto al reto para la sostenibilidad y la oportunidad de alianza y negocio que representa. A continuación, se exponen aspectos generales y particulares del AP en Colombia, en donde el reúso fuera de la industria, es menos del 0,3% anual, mientras que el vertimiento sigue siendo una práctica usual de gran impacto sobre los ecosistemas. El desconocimiento sobre la tecnología disponible, los costos de inversión, la legislación y la necesidad de alianzas, son retos para lograr los beneficios del reúso; no solo respecto a su calidad y cantidad en la naturaleza, sino a los negocios emergentes que surgirían como oportunidades de mercado responsable en torno a un bien común.

**PALABRAS CLAVE:** petróleo; vertimiento; humedales; plantas acuáticas; economía circular; Colombia.

### ABSTRACT

The exploitation of gas and oil demands millions of cubic meters of water that become waste. This production water (AP) is reinjected into the wells or dumped into nature. Only a minimum volume is treated to be reused in industry or agriculture. Reuse is the most responsible option because it returns water of a good quality back to nature, it transforms our environmental liabilities into assets, it extends the life span of the resource, it reduces discharges into nature and it protects food-safety of local people. Although water reuse is unavoidable for some countries, it should be for all of them. If the PA is a good and not a waste, and its management is key in the transformation towards the circular economy, we must reflect on updating for sustainability and the opportunity of alliance and business that it represents. Below are general and specific aspects of the AP and its reuse in Colombia, where reuse outside the industry is less than 0.3% per year, while dumping is still a usual practice with great impact on ecosystems. Lack of knowledge about available technology, investment costs, legislation and the need for alliances are challenges to achieve the benefits of reuse; not only regarding their quality and quantity in nature, but also the emerging businesses that would emerge as responsible market opportunities around a common good.

**KEY WORDS:** petroleum; dumping; wetlands; aquatic plants; circular economy; Colombia.

a Consultor Independiente. Bogotá, Colombia. ORCID Rial, A.: 0000-0002-1980-3570

b Consultor Independiente. Nueva York, EE UU. ORCID González, A.: 0000-0001-7219-2142

c Autor de correspondencia: rialanabel@gmail.com

## Introducción

El reúso de aguas de producción (AP) es un reto y una oportunidad para la economía sostenible más audaz. Dada la creciente relación agua/petróleo en la industria (Bailey et al., 2000; Lyon, 2014; Castiblanco-Borbón, 2017; Ecopetrol, 2018) además de preservar las fuentes naturales, el reúso sería fuente potencial de nuevos mercados en la cadena del ciclo del agua. El bien común nos exige transformar este pasivo ambiental en activo, sobretodo porque la previsión de población para 2050 es de unos 10 mil millones de personas, que emplearán más del 70% del agua dulce solo para cultivos (FAO, 2017). Si esto ocurre, necesitaremos legislación y agendas ambientales que hayan incorporado el reúso del agua para mantener el balance global a nuestro favor.

La versión estática del balance hídrico, se enfrenta actualmente a la disminución rápida de la disponibilidad de agua per cápita (Kotwicki, 2009) y desde el punto de vista cualitativo, cuanto más usemos (por aumento de la población mundial), menos calidad tendremos (porque la corrompemos al usarla). Esto nos hace responsables y debe solidarizarnos con los más de dos mil millones de personas que padecen su escasez (WWAP, 2019) agravada por los efectos del cambio climático (Rind, 1989; Arnell, 1999; IPCC, 2007). El hecho de que podamos utilizarla como recurso no convencional (aguas residuales regeneradas) nos permitiría aumentar su oferta como recurso convencional (aguas superficiales y subterráneas), reduciendo a la vez los vertimientos a la naturaleza. Esta gestión sería clave en la transformación de la economía lineal a modelos circulares (SgROI et al., 2018).

Partiendo del concepto del agua de producción de petróleo como bien y no como residuo (Arnold et al., 2004; Lyons, 2014; Hagström et al., 2016; GWPC, 2019) reflexionamos respecto al reto y la oportunidad que representa su reúso.

## Agua de producción de petróleo (AP)

### Cantidad

La producción convencional de gas y petróleo extrae consigo agua asociada a los yacimientos. Esta

debe separarse del crudo, y luego desecharse y/o re-inyectarse en el pozo para mantener su rendimiento. La fase acuosa en esta industria se denomina agua de producción (AP) y son millones los galones producidos y manejados anualmente (Ahmadun et al., 2009; Veil y Clark, 2011; Lyons, 2014; Mesa et al., 2018) llegando a representar hasta el 98% de los fluidos producidos por el yacimiento (Castiblanco-Borbón, 2007). En el caso de Colombia, la industria de hidrocarburos consumió en 2013, 1,6% del agua disponible en el país, unos 581 Mm<sup>3</sup>/año (IDEAM, 2019). En 2015, la relación agua-petróleo fue de 12,45 barriles de agua por barril de crudo (Ecopetrol, 2015). La proyección del uso de agua en hidrocarburos 2012-2024 en Colombia, muestra que será creciente cuanto mayor sea la explotación; en la mayoría de los casos, superará el millón de metros cúbicos anuales (IDEAM, 2019). Si bien es posible aplicar estrategias particulares de control de agua en un cierto número de pozos, en campos extensos esto puede demandar tiempo y ser poco eficaz, a causa de las diferencias geológicas y de las relaciones hidráulicas entre los pozos productores y los acuíferos (Bailey et al., 2000). En la Tabla 1, se muestra el volumen anual de AP de 2008 a 2018, calculado a partir de la producción anual de crudo y asumiendo una relación agua-petróleo de 12:1 (Mesa et al., 2018). La producción de AP, durante los once años mostrados arroja un volumen anual promedio de 7.221.178.980 m<sup>3</sup> (7,22 Gm<sup>3</sup>).

### Calidad

Las características fisicoquímicas del AP varían de acuerdo con el campo de explotación, la antigüedad del pozo, el marco regulador de las operaciones y si es el caso, el agua inyectada (Salager, 2005; Çakmakce et al., 2008; Caldera et al., 2009; Lyons, 2014). En general contiene compuestos orgánicos e inorgánicos, principalmente hidrocarburos oleosos, sales (iones Na<sup>+</sup>, Ca<sup>++</sup>, K<sup>+</sup>, Mg<sup>++</sup> y Cl<sup>-</sup>) y metales pesados (As, B, Ba, Cd, Co, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn). Sus características determinarán el costo y tipos de pre-tratamiento y tratamientos necesarios para desinfectar, desalinizar, eliminar restos de hidrocarburos, desgasificar, eliminar sólidos en suspensión, metales pesados, radionúclidos y compuestos orgánicos del agua de producción (Ishak, 2012;

**Tabla 1.** Producción de Petróleo y AP en Colombia periodo 2008-2018

Año	Producción de petróleo (BPD)	Producción de AP (BPD)	Producción de AP (m³/d)
2018	10.380.000	124.560.000	19.805.040
2017	10.233.000	122.796.000	19.524.564
2016	10.627.000	127.524.000	20.276.316
2015	12.039.000	144.468.000	22.970.412
2014	11.879.000	142.548.000	22.665.132
2013	12.067.000	144.804.000	23.023.836
2012	11.328.000	135.936.000	21.613.824
2011	10.979.000	131.748.000	20.947.932
2010	9.429.000	113.148.000	17.990.532
2009	8.046.000	96.552.000	15.351.768
2008	7.052.000	84.624.000	13.455.216
<b>Promedio</b>	10.369.000	124.428.000	19.784.052

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo - ACP (2018). 1 BPD = 0,159 m³ d<sup>-1</sup>.

Whalen, 2012). Los métodos electroquímicos han sido propuestos como alternativa eficaz (Vieira dos Santos et al., 2004; Jain et al., 2017; Mohanakrishna et al., 2019), pero la oferta es variada. Nos referiremos brevemente a la desalinización y a la eliminación de metales pesados.

La desalinización de las AP es el primer paso indispensable, teniendo en cuenta que la concentración de sales puede ser hasta siete veces la del mar (Scanlon et al., 2020) dependiendo de la geología y el proceso de producción. No obstante, es técnicamente factible (Shaffer et al., 2013) con un punto de partida que consiste en reducir la carga iónica mediante operaciones unitarias de aireación, evaporación y cristalización para precipitar las sales (Guerrero-Fajado et al., 2005). Scanlon et al. (2020) clasifica las tecnologías actuales en uso en térmicas y de membrana, como los pre-tratamientos de ósmosis inversa y membranas de nano-filtración (Çakmakce et al., 2008), la destilación de membrana, la ósmosis directa y la compresión mecánica de vapor (Shaffer et al., 2013). Según Coday y Cath (2014) la ósmosis directa puede funcionar como tecnología independiente tras un mínimo pre-tratamiento, o bien puede combinarse con procesos avanzados de ósmosis inversa o destilación con un resultado que produce agua limpia para la reutilización en la propia cuenca por ejemplo. Venkatesan y Wankat (2017) desarrollaron un modelo para la síntesis, diseño y

optimización de procesos de adsorción híbrida intercambio iónico - ósmosis inversa, que desaliniza y elimina hidrocarburos disueltos, y en Colombia, Guerrero-Fajado et al. (2005) diseñaron un proceso que permite recuperar el 92% de cloruro de sodio presente en las AP de la Asociación Casanare (cuenca del Orinoco), equivalente a 0,918 t h<sup>-1</sup>, con una pureza del 97%. Según Scanlon et al. (2020), el progreso en la solución del problema de la salinidad en las AP, muestra tecnologías emergentes de tres tipos: térmica (destilación de membrana), física (ósmosis directa) y química (desionización capacitiva), más eficaces, económicas y menos demandantes energéticamente, a las que sumaremos la solución que ofrece la naturaleza, las haloarqueas (Archaea), halófitos extremos capaces de degradar naftaleno, antraceno, fenantreno, pireno y benzantraceno y reducir hasta en un 70% la demanda química de oxígeno del agua del AP (Bonfá et al., 2011).

Los metales pesados son tratados con técnicas más o menos costo-efectivas (coagulación, adsorción, filtración de membrana, intercambio iónico, fotocatalisis, etc.), incluso tratamientos económicos a base de carbonato de calcio pueden remover exitosamente hasta el 95% de los metales (Houciné, 2002). Pero en los últimos años, la biosorción ha mostrado ser eficaz y económica (Shpiner et al., 2009; Carolin et al., 2017). La biomasa necesaria para este proceso puede provenir de bacterias,

hongos, algas, cáscaras de papa y semillas, residuos de madera, pectina de remolacha y puede obtenerse del producto de desecho de las industrias. Obanijesu et al. (2007) emplearon exitosamente un reactor de diatomeas para la purificación y recuperación a gran escala de metales de las AP. En Colombia, Mogollón et al. (1996) también probaron que la biosorción fue capaz de eliminar entre el 95-98% del bario (Ba) de las AP.

A partir de sus propiedades para remover metales pesados de las aguas (Juang y Shao, 2002), el quitosato, descrito como un polímero catiónico lineal, biodegradable, no tóxico, de alto peso molecular, constituye una alternativa ecológica y de fácil aplicación (Niquette et al., 2004; Lárez, 2006). Se obtiene de la desacetilación de la quitina de exoesqueletos de artrópodos y zooplancton marino, de las alas de algunos insectos y de la pared celular de ciertos hongos y levaduras (Hernández, 2004). Usado como coagulante para tratar las AP asociadas al crudo pesado del Lago de Maracaibo (Caldera et al., 2009), el quitosano (cáscara de camarón) también se ha combinado con una arcilla (montmorillonita) activada para eliminar además el petróleo crudo (Akhbarizadeh et al., 2018).

La naturaleza provee otra solución a través de las plantas acuáticas y su capacidad de acumular metales pesados (As, Fe, Cr, Pb, Zn, Ni, Cu, Cd, Mn) (Meza et al., 2013; Caviedes et al., 2016) e incluso elementos radioactivos (Sandoval et al., 2005). Por ejemplo, *Pistia stratiotes* L. es capaz de reducir las concentraciones de plomo (Pb) y cromo (Cr) (Meza et al., 2013) y *Eichhornia crassipes* Mart. Solms reduce las concentraciones de hierro (Fe), zinc (Zn), magnesio (Mg), níquel (Ni), cobre (Cu) y plomo (Pb) en AP (Kingdom et al., 2013), pero al menos otras 30 especies neotropicales tienen esta capacidad (Caviedes et al., 2016). Diversas macrofitas acuáticas se reproducen profusamente tanto en humedales naturales como alterados por el hombre, lo que les ha valido la denominación de maleza y las convierte incluso, en invasoras indeseadas. Esta capacidad de acumular metales tóxicos para las células humanas, sirve al proceso de regeneración de las AP. Sin embargo, necesitamos estudiar mejor su metabolismo y ecofisiología para comprender más allá del proceso de biodegradación o biotransformación de los

contaminantes en formas activas (Sinha et al., 2004), teniendo en cuenta que una vez en el interior de la célula vegetal, el metal queda acomplejado (Navarro et al., 2007) es decir en equilibrio electrónico, con lo cual sigue siendo potencialmente tóxico para los animales que la consumen. Ahora bien, si esta gran biomasa de plantas acuáticas elimina metales pesados del AP y se destina luego a la producción de biogás, tendremos un ciclo completo de regeneración y aprovechamiento. Rezanian et al. (2016) se refieren a estas ventajas, basadas en la capacidad fitoremediadora de las especies (*Pistia stratiotes*, *Salvinia* spp., *Eichhornia* spp. y *Lemna* sp.) denominadas hiper acumuladoras.

## Antecedentes del reúso del agua

El inicio del reúso del agua está documentado en los Estados Unidos, donde se publicó la primera normativa en 1918, denominada Título 22, actualizada en 2018 (CCR, s.f.). Posteriormente se desarrollaron otras regulaciones casi siempre limitadas al reúso en agricultura (Paranychiannakis et al., 2015), industria (Reyes-Vidal et al., 2012; Pistocchi et al., 2017), recarga de acuíferos (Fernández-Escalante, 2005; Megdal y Dillon, 2015) reúso urbano o de mejora del paisaje y recuperación de ecosistemas de aguas estancadas (USEPA, 1998, 2012). Desde hace varios años, los estudios se han centrado en las aguas residuales domésticas y de la agricultura. En el último siglo, se han establecido estrictas normas de calidad (Angelakis y Gikas, 2014; Paranychiannakis et al., 2015) y hace más de una década, el Banco Mundial y la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos promueven y son guía en este tema (World Bank, 2003; USEPA, 2012). Por su parte la Organización Mundial de la Salud, ha llevado a cabo estudios de riesgo y ha desarrollado la norma ISO (OMS, 2011). En el caso de Colombia, Ecopetrol sigue desde 2009 los estándares GRI 303 (GRI, 2016) para la presentación anual de informes de sostenibilidad sobre el agua.

La tecnología disponible ha sido recopilada por diversos autores (Arthur et al., 2005; Ahmadun et al., 2009; Igunnu y Chen, 2014) y actualizada en muchos países, incluida Colombia. En este contexto, cada vez más empresas como General Electric,

Veolia, Fluence, Spena, EWTech, Frames, VWT, Saltworks, ABBEnergy, Proanalysis, Exterran ofrecen soluciones a la medida y aportan conocimiento. Schlumberger, por ejemplo, cuyos proyectos y publicaciones promueven el reúso demostrando las ventajas de transformar este pasivo económico en recurso. Algunas empresas y organizaciones publican guías para los formuladores de políticas (Freedman y Enssle, 2015) y ciertas Asociaciones e iniciativas se han propuesto informar y educar sobre los beneficios de la reutilización en la industria del petróleo, abogando incluso por la redacción de leyes, políticas y fondos que promuevan el reúso del agua, como en el caso de Water Reuse Association, Oil & Gas Portal o Wateronline. También es relevante la guía de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA, 2012) en sus apartados de usos ecológicos, agrícolas e industriales.

La experiencia de Arnold et al. (2004), constituye un ejemplo integral de los beneficios de reutilizar el agua de producción con humedales como medio para tratar las AP de sus pozos, a un costo inferior al de su eliminación. Esta experiencia sirvió de base a Ortega (2019) quien analizó el caso para su potencial implementación en Colombia, un país como otros con enorme volumen de agua asociado a la explotación de hidrocarburos (Bailey et al., 2000; Lyons, 2014; Castiblanco-Borbón, 2017; Ecopetrol, 2018) en donde el reúso en agricultura, industria, restauración ecológica y urbanismo es o debe ser en el corto plazo, una práctica extendida en el marco de la Economía Circular (Makropoulos et al., 2017; Petit-Boix y Leipold, 2018; Sgroi et al., 2018).

La tecnología crea y mejora procesos para el reúso de AP en actividades industriales, agropecuarias, restauración ecológica, usos urbanos e incluso consumo humano (Doran et al., 1997; Kharaka et al., 1998; Simões et al., 2020). Hoy día las operaciones de la propia industria de hidrocarburos consumen el mayor volumen de AP disponible para reúso; una porción menor se destina a la agricultura, también en el caso de Colombia. Otros países con escasez de agua, han tenido que invertir en investigación y tecnología capaz de regenerar el AP hasta la calidad del consumo humano. Es el caso de Windhoek (Namibia) (Khan y Branch, 2019) o Israel (Ickson-Tal et al., 2003) en donde el reúso es la mejor o única

alternativa. De modo que devolver la calidad de uso a las AP dependerá sobretodo, del presupuesto disponible para su tratamiento. Es decir, de quién(es) asumen los costos tecnológicos para la recuperación. El aspecto económico es crucial y las fórmulas variadas: inversiones mixtas, agendas de país, de entes multilaterales, incentivos fiscales, alianzas entre centros de investigación, empresa privada y Gobierno; Winpenny et al. (2010) y Hagström et al. (2016) abordan estos desafíos.

### Manejo del AP: vertido superficial, reinyección o reúso

En Colombia, el agua de producción supone 91,72% del volumen residual de todas las fases (Ecopetrol, 2015; Mesa et al., 2018). En 2016, se reinyectaron 120 Mm<sup>3</sup>/año de AP (58,2%) y 51 Mm<sup>3</sup>/año (40,2 %) fueron vertidos a cuerpos de agua naturales superficiales (Mesa et al., 2018). Según el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS, 2019a), en 2018 -atendiendo a la Estrategia Nacional de Economía Circular-, se reusaron 1,5 millones de barriles de AP para actividades agropecuarias. Las cifras de Ecopetrol (2018) para ese año, indican que de los 67,1 Mm<sup>3</sup>/año de AP, 66,9 fueron reinyectados. Según estas cifras, casi toda el AP en Colombia se emplea en el recobro o reinyección dentro de la propia industria.

En cuanto al vertimiento, entre 2014 y 2019, Ecopetrol descargó en cuerpos de agua superficiales y en el mar, más de 400 Mm<sup>3</sup>/año de AP (Ecopetrol, 2018), esto equivale al volumen de cuatro veces el embalse del Neusa, una de las principales fuentes de agua potable de la ciudad de Bogotá. El mayor inconveniente del vertimiento es que altera la naturaleza del humedal receptor (Woodward y Riley, 1983; Mendelssohn et al., 1990; Boelter et al., 1992; Lee y Neff, 2011; Warner et al., 2013; Mesa et al., 2018; Scanlon et al., 2020) Este procedimiento de disposición de agua está regulado por parámetros estándar de calidad fisicoquímica y microbiológica, que por generales, omiten las características y variaciones anuales de cada cuerpo de agua receptor. Estas diferencias entre las características fisicoquímicas de las aguas residuales vertidas y las de aquellas del humedal natural, suponen daños de menor o mayor grado en los ecosistemas (Vera-Parra et

al., 2011; Shifter et al., 2015; Quiroz-Fernández et al., 2018; Scanlon et al., 2020). De tal modo que el coste-beneficio del vertimiento versus el reúso debería tener en cuenta el impacto de cada alternativa a largo plazo (ambiental, social y económico). Con esta precisión, la industria petrolera podría calcular si el nivel óptimo de tratamiento que requiere el agua para ser devuelta a la naturaleza en forma de vertimiento, más el costo de su transporte, es mejor inversión a mediano y largo plazo, que la ganancia en sentido amplio, que supone su posterior reutilización. Como procedimiento estándar, los reglamentos para el vertimiento de AP suelen redactarse empleando el concepto de emisión (calidad del agua y volumen) y mucho menos el de inmisión (calidad del agua después del vertido), lo que subestima, como se ha mencionado, las características particulares del cuerpo de agua, patrones de corriente y ciclos hidrológicos. Tampoco se suelen monitorear sistemáticamente los cambios en el tiempo. La regulación de los vertimientos, se basa usualmente en concentraciones mínimas permisibles de elementos y compuestos frecuentemente acumulativas capaces no solo de contaminar puntualmente, sino de eutroficar y salinizar los ecosistemas (Neff et al., 2011). Si la capacidad amortiguadora del humedal se supera, la composición fisicoquímica del agua cambia, la dinámica poblacional del ecosistema se altera, y puede ocurrir incluso la extinción local de alguna especie de la cadena trófica (Ramírez, 2005; Vera-Parra et al., 2011).

Desde el punto de vista de la morfología de los humedales y sus ecosistemas y microhábitats asociados, el volumen de agua adicional que aportan los vertimientos, genera cambios en el flujo, las corrientes y la morfología de sus ambientes: cauce, orillas, playas y fondos. Estos cambios afectan el ciclo vital de la biota y en consecuencia, influyen por ejemplo en las pesquerías locales, cuyas especies habitan, desovan o se alimentan en estos microambientes. En este contexto, partiendo del conocimiento de la naturaleza receptora, el enfoque de reúso del AP tratada hasta la calidad óptima de destino, podría servir para restablecer controladamente los flujos naturales, sin alterar las características bióticas y abióticas del sistema.

En cuanto a la reinyección, la extracción de gas y petróleo exigen en general, una serie de procedimientos químicos y mecánicos (Bailey et al., 2000) que suponen cambios en la composición del agua subterránea (Shi et al., 2019). Asimismo, la técnica de Recuperación Térmica Adicional Sincronizada –para extraer crudo pesado implica la entrada al sistema de un agua con una composición fisicoquímica y biológicamente diferente (J. Forero, 2016 com. pers.), con potencial para cambiar las características del agua subterránea y superficial. De tal modo que no debería tomarse como regla general de manejo, pues su comportamiento está influenciado por la permeabilidad de la formación y la compatibilidad única y mecánica entre el agua de formación y el agua de inyección (Guerrero-Fajardo et al., 2005).

De modo que vertimiento y reinyección son procedimientos que plantean un debate sobre la sostenibilidad (Lyons, 2014). Porque si bien el reúso de AP en la propia industria es un destino natural y apropiado, tal vez debamos revisar mejor sus estándares de calidad. Más allá, el reúso fuera de la industria de hidrocarburos es el reto más responsable y exigente en cuanto a la visión de mercado, de los clientes y del cuidado de nuestros recursos naturales, ya que se asocia a un modelo de negocio a mediano plazo que invierte en la recuperación del agua usada y minimiza su extracción de las fuentes naturales.

El reúso de las aguas de producción depende del volumen, del periodo de explotación del pozo y de la calidad final necesaria (Bailey et al., 2000; Lyons, 2014), esto implica desafíos económicos y regulatorios, especialmente cuando los recursos hídricos son abundantes. En el caso de Colombia, la cuenca del Orinoco tiene balance hídrico positivo, así que la tendencia de consumo es la de un recurso barato; una conducta de desecho digamos. Pero en una economía menos lineal, se extendería la vida útil de los millones de barriles de agua que usamos para obtener gas y gasolina. Con la tecnología actual (Ahmadun et al., 2009; Khosravi y Alamdari, 2009; USEPA, 2012; Igunnu y Chen, 2014), ya es posible recuperar el AP hasta la calidad que exija su finalidad (uso) y destino (localidad geográfica).

## Retos y oportunidades del reúso de AP

El agua usada y regenerada es un bien, no un residuo (Arnold et al., 2004; Lyons, 2014; Hagström et al., 2016), pero todos enfrentamos desafíos en su potencial de reutilización. La sociedad en general tiene el deber de informarse y actualizar su comportamiento frente al uso y el consumo de nuestros bienes comunes. Los gobiernos deben procurar el desarrollo, ya no a expensas de agotar el capital natural del planeta. La industria petrolera es responsable de ingeniar soluciones y minimizar los daños colaterales de la producción de hidrocarburos. Los investigadores deben aportar conocimiento para la toma de decisiones en un marco de desarrollo más adaptativo y menos transformador.

**Desconocimiento, costos e incentivos:** El hecho de que el agua sea un recurso usualmente disponible y barato nos distrae de la necesidad de su regeneración. Nos conviene adoptar otra posición y prepararnos para el cambio cultural que conduce al reúso, tal como sugiere (Mann, 2003). Por ejemplo, el conocimiento que tenemos sobre el funcionamiento de los sistemas naturales debería impedirnos seguir descargando las AP en los humedales. Sin embargo, el vertimiento en cuerpos de agua dulce y océanos es la práctica común. El reto es reducir el vertimiento basándonos en el conocimiento de los sistemas naturales, la responsabilidad y la rentabilidad (en sentido amplio) del reúso. Si bien el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia (MADS, 2014) tiene una definición para el reúso de agua: “utilización de las aguas residuales tratadas cumpliendo con los criterios de calidad requeridos para el uso al que se va a destinar” y se ha incorporado en la normatividad colombiana, la realidad es que el reúso es mínimo (Ecopetrol, 2018). Tampoco se comprende en toda su magnitud, el concepto de pasivo ambiental. De hecho, una Comisión Interdisciplinaria Independiente en Colombia (CII, 2019) se refiere a “impactos ambientales no resueltos” a aquellos asociados a la falta -por parte de las instituciones colombianas-, de una definición formal del término pasivo ambiental.

Los costos de inversión para los tratamientos del AP son un obstáculo que cualquier país productor de hidrocarburos debería salvar. Por ejemplo,

atraiendo socios distintos al inversionista promedio, aliados dispuestos a obtener ganancias a mediano plazo, guiados por la ciencia y la tecnología y conscientes de la integridad hombre-naturaleza. Estas inversiones podrían planificarse en el marco del Crecimiento Verde, cuyos conceptos y experiencias internacionales Colombia ya revisó en 2016. No obstante, las conclusiones del documento (DNP, 2016) no hacen referencia alguna a la necesidad de inversión para el reúso de los ingentes volúmenes de AP; tampoco en 2017 se menciona este aspecto en el informe diagnóstico (CTA, 2017), ni en los avances noticiosos que la página web del Departamento Nacional de Planeación (DNP, 2018). El éxito de los pioneros (Israel, Estados Unidos, Australia o Singapur), cuya necesidad obligó a la investigación e implementación del reúso de aguas residuales podría ser una referencia (AWA, 2011; USEPA, 2012; Angelakis y Gikas, 2014; Daus, 2019).

En cuanto a los incentivos, el tema además de plantear un conflicto, no parece interpretar la necesidad de inversión en tecnología. Álvarez-Pizón (2017) señala que en Colombia, la norma consagra un solo incentivo que consiste en la exoneración de la tasa retributiva por vertimiento en caso -poco probable- de que se entregue la totalidad de las aguas con fines de reúso. Así que el reto es un plan de reúso de AP que contemple ciencia, alianzas de inversión y apertura de mercados en la cadena de necesidades (diagnóstico, recuperación, tratamientos, transporte, almacenamiento, distribución) asociadas al ciclo del agua.

**Legislación e inversión.** En Colombia la legislación actual desestimula el reúso porque: a) exige complicados permisos ambientales que implican tiempo y dinero, b) se impide al usuario generador de aguas residuales que ha invertido en su tratamiento, cobrar cualquier porcentaje de los costos y c) solo hay un incentivo para el reúso asociado al vertimiento, y es difícil de lograr (Álvarez-Pinzón, 2017). Por otra parte, en vista de los avances tecnológicos para el tratamiento a medida (Lyons, 2014), el marco legal ameritaría actualización. En tal sentido, el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS, 2019b) tenía previsto un ajuste normativo de la Resolución 1207 de 2014 en el año 2019 el cual no ha

sido publicado hasta la fecha. Así pues, una vez establecida la calidad específica para reúso ecológico, este podría incluirse en la Resolución 1207 (MADS, 2014), específicamente con fines de restauración de ecosistemas y mantenimiento de caudales. Si bien algunos campos petroleros de la cuenca del Orinoco cuentan con un permiso ambiental para el reúso de hasta 99.000 barriles de agua por día (BWPD), para la denominada área de sostenibilidad agroenergética (ASA), el volumen de AP que se destina a algo distinto a la reinyección/recobro es mínimo (Ecopetrol, 2018; Mesa et al., 2018). Colombia cuenta con una propuesta regulatoria (Dueñas et al., 2015), una revisión del panorama de manejo del AP (Mesa et al., 2018) y de la normativa legal (Álvarez-Pinzón, 2017) útiles para la toma de decisiones respecto a la reconversión y reúso del AP a gran escala. También es relevante el análisis de GWPC (2019) en el que además, se define el marco bajo el que se puede reusar el AP y los desafíos para su implementación, se informa sobre el uso del AP en operaciones no convencionales y se discute el rango de opciones de reúso disponibles y otras posibles.

Deberíamos ser capaces de implementar responsablemente el reúso de AP en todos los campos petroleros y gasíferos del país. De atraer inversiones para el reúso en regiones con escasez y desertificación, donde el agua subterránea no es renovable (Foster et al., 2006), pero también en aquellas donde abunda pero es enorme su demanda, como en los yacimientos de crudo pesado de la faja del Orinoco. Un ejemplo de este tipo de inversión, que no llegó a ejecutarse por causas mayores, habría sido pionero en el reúso de AP en Colombia en 2016. Contemplaba el tratamiento diferencial de millones (inicialmente, hasta 1,5 MBPD) de barriles de AP de Campo Rubiales, para reusarla en procesos de la propia industria, pero sobretodo en planes piloto de conservación, restauración y emprendimientos agropecuarios sostenibles, bajo un esquema de alianzas en el mayor campo petrolero del país.

**Figura legal de derecho del AP para reúso.** Puesto que en los alrededores de los campos de petróleo y gas crecen nuevos centros poblados, el reúso aliviaría la tensión causada por la industria. Evitar su vertimiento y devolverle cierta calidad, nos conduce

de nuevo a la demanda en inversión y cambio de hábitos. ¿Sería posible entonces, crear algún incentivo para quienes asuman los costos de regenerar este recurso? ¿Quizás alguna figura de derecho del AP para reúso? Álvarez-Pinzón (2017) hace una aportación relevante respecto a la normativa legal en Colombia. Si solo los usos beneficiosos del agua pueden crear un derecho de agua, sería indispensable restablecer su calidad, asumiendo los costos de tratamiento. Entonces, ya que el AP es un producto no deseado, su regeneración podría ser sujeto de incentivo o de una figura legal que permita al inversor, ganancias derivadas de la oferta de agua de calidad óptima para reúso.

**Negocios emergentes y alianzas.** El tratamiento, eventual transporte y almacenamiento del AP ofrecen tres grandes líneas de negocio y alianza entre empresas, entes gubernamentales y academia. También puede ser una oportunidad, la ayuda de cooperación, especialmente útil en la etapa inicial de la implementación. Agencias internacionales como USAID, financian estudios de factibilidad en diversas regiones, como en el caso de Jordania (USAID, 2012).

**Almacenamiento y riego.** El AP podría reusarse también en los campos adyacentes, mediante su incorporación a distritos de riego o a unidades agropecuarias sostenibles y como flujo compensatorio para restablecer balances hídricos y restaurar ecosistemas aledaños. Este incentivo aliviaría la demanda de las fuentes naturales, y serviría al propósito del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 del Gobierno de proteger y usar sosteniblemente las fuentes agua superficiales y subterráneas, en el marco de la Economía Circular (DNP, 2018). Incluso en regiones con agua suficiente, donde el reúso no es una prioridad, deberíamos cuidarla en la naturaleza y regenerar la que hemos usado. Tal como apuntan Scanlon et al. (2020) en el pasado, las transferencias de agua generalmente ocurrían del sector de riego al sector de petróleo y gas, hoy podemos revertir ese flujo. Con la tecnología apropiada, el AP recuperada podría almacenarse durante las lluvias y aprovecharse en la sequía. El sistema de almacenamiento temporal podría ser superficial o subterráneo, de acuerdo con la

situación geográfica y/o hidrológica específica. El almacenamiento superficial supondría la construcción de instalaciones (embalses, reservorios, tanques). La recarga de acuíferos (“Managed Aquifer Recharge” - MAR), conocida también como “Aquifer Recharge and Recovery”, requiere la construcción de pozos que faciliten su recarga. El reúso del AP, para surtir a los distritos de riego aledaños, podría ser una alternativa para la agricultura local. La experiencia de las islas del Caribe, en la recarga de acuíferos, ha mostrado ser una solución (Daus, 2019) que podría replicarse en otros lugares luego del pertinente análisis económico, tal como expone Maliva (2014).

**Humedales construidos.** Ateniéndonos siempre al análisis de las AP, una alternativa eficaz si hay terreno disponible son los humedales artificiales. En la naturaleza son sistemas dinámicos y complejos en los que el suelo, el aire, los microorganismos y las plantas acuáticas mantienen el equilibrio. En la Orinoquia, donde están los mayores yacimientos continentales del país, hay una gran diversidad de ellos (Lasso et al., 2014), zonas de amortiguamiento con una rica y dinámica comunidad de plantas acuáticas (Rial, 2009, 2014a, 2014b; Madriñan et al., 2017) capaces de filtrar sólidos, absorber y adsorber minerales, degradar compuestos orgánicos, quelar metales y transformar compuestos refractarios. La experiencia en el tratamiento de AP ha sido monitoreada por varios años en el mayor humedal construido del mundo (Stefanakis et al., 2017) y en los campos petroleros de Omán (Arnold et al., 2004). En general, son la alternativa más económica, la de menor consumo energético y la más eficiente ecológicamente (Nijhawan y Myers, 2006; Horner et al., 2011). En Colombia, Díaz et al. (2013) hacen una valiosa contribución diseñando un humedal para el tratamiento de AP de un campo petrolero en los llanos del Orinoco. Si se implementara esta alternativa, las aguas tratadas restaurarían otros ecosistemas aledaños y recargarían los acuíferos. Desde el punto de vista ecológico, la reutilización de esta agua depurada/filtrada por los humedales, restablecería las funciones de ecosistemas adyacentes afectados por la desviación o extracción de agua. Los beneficios alcanzarían directamente a la flora, la fauna, los pescadores, pequeños agricultores y comunidades aguas

abajo en las cuencas, en un contexto donde los ecosistemas son funcionales, sus bienes y servicios estarán a nuestra disposición.

## Consideraciones finales

La tendencia actual asume al agua de producción como un bien y no como un residuo (Arnold et al., 2004; Lyons, 2014; Hagström et al., 2016). El reúso permite aprovecharla de nuevo, así que el reto es extraer menos y recuperar más para la mayor cantidad de nuevos usos posibles. En este siglo, los hidrocarburos siguen siendo la principal fuente de energía a nivel mundial, podemos regenerar el AP a medida que se extrae.

El vertimiento debería ser la última opción y siempre ateniéndose al conocimiento y el monitoreo de la naturaleza del humedal receptor. La cantidad y calidad del agua de vertimiento debería ser tal, que no supere la capacidad amortiguadora del ecosistema. Regular los vertimientos a través de una normativa estándar desconoce la singularidad y variabilidad espacio temporal de los humedales receptores.

El reúso de AP dentro de la industria de hidrocarburos debería maximizarse mientras se avanza en la reutilización en otros sectores a través del financiamiento para los tratamientos más complejos y todo lo que eso implica.

El reúso del AP podría ser útil en el marco de la agenda del postconflicto y de la Economía Circular, al contribuir a la autonomía energética, alimentaria e incluso, al favorecer la convivencia entre actores.

El enorme volumen de AP debe ser reconvertido en recurso. El reto demanda visión, determinación, actualización, incentivos, alianzas e inversión en tecnología e investigación. Un plan de negocio para el reúso de AP a gran escala.

A nivel local, los proyectos piloto servirían para decidir luego, en un ámbito mayor, el cumplimiento de las metas globales de superación de la pobreza, conservación del agua y la biodiversidad. Para esto necesitamos 1) compromiso de los actores involucrados, 2) conocer el ciclo de vida del agua de producción, 3) una legislación moderna y responsable que preserve nuestro patrimonio natural, 4)

inversores comprometidos con la protección de la naturaleza y 5) planes concretos. La recuperación del AP para su reúso o para la devolución responsable a la naturaleza, no es solo una solución, sino una exigencia de nuestro tiempo.

**Agradecimientos.** A Dominic Kulik<sup>†</sup> por su generosidad y dedicado esfuerzo en favor del reúso del AP en Colombia; en su memoria y recuerdo. Gracias a F. Morales-García, J. A. Blanco y J. Forero por la revisión del manuscrito.

## Bibliografía

- Ahmadun, F.-R., Pendashteh, A., Abdullah, L., Awang, D., Madaeni, S., Abidin, Z., 2009. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *J. Hazard. Mater.* 170(2-3), 530-551. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2009.05.044
- Akhbarizadeh, R., Moore, F., Mowla, D., Keshavarzi, B., 2018. Improved waste-sourced biocomposite for simultaneous removal of crude oil and heavy metals from synthetic and real oilfield-produced water. *Environ. Sci. Pollut. Res. Int.* 25 (31), 31407-31420. DOI: 10.1007/s11356-018-3136-2
- Álvarez-Pinzón, G., 2017. El reúso de aguas residuales en Colombia. En: Universidad Externado de Colombia (Ed.). *Derecho de Aguas*, Tomo VII. Bogotá. pp. 401-451.
- Angelakis, A., Gikas, P., 2014. Water reuse: Overview of current practices and trends in the world with emphasis on EU states. *Water Util. J.* 8, 67-78.
- Arnell, N., 1999. Climate change and global water. *Glob. Environ. Change* 9(1), 31-49. DOI: 10.1016/S0959-3780(99)00017-5
- Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Hightower, M., Jiang, Z., Khan, M., Lavery M., Luffey F., Verbeek, P., 2004. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. *Shlumberger Managing Water. Oilfield Rev.*, 16, 30-45.
- Arthur, D., Langhus, B., Patel, C., 2005. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. All Consulting, LLC. White paper. Tulsa, OK.
- Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), 2018. Informe estadístico petrolero. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>; consultado: abril 2020.
- Australian Water Association (AWA), 2011. La dinámica industria del agua en Australia, fomento a la excelencia en la gestión del agua. Comisión Australiana de Comercio (Austrade), Departamento de Innovación, Industria, Ciencia e Investigación (DIISR), waterAUSTRALIA Mancomunidad de Australia. Sidney, Australia.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., Roodhart, L., 2000. Water control. *Oilfield Rev.* 12, 30-51.
- Boelter, A., Lamming, F., Farag, A., Bergman, H., 1992. Environmental effects of saline oil-field discharges on surface waters. *Environ. Toxicol. Chem.* 11, 1187-1195. DOI: 10.1002/etc.5620110815
- Bonfá, M., Grossman, M., Mellado, E., Durrant, L., 2011. Biodegradation of aromatic hydrocarbons by Haloarchaea and their use for the reduction of the chemical oxygen demand of hypersaline petroleum produced water. *Chemosphere* 84 (11), 1671-1676. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2011.05.005
- Çakmakce, M., Kayaalp, N., Koyuncu, I., 2008. Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. *Desalination* 222, 176-186. DOI: 10.1016/j.desal.2007.01.147
- Caldera, Y., Clavel, N., Briceño, D., Nava, A., Gutiérrez, E., Mármol, Z., 2009. Quitosano como coagulante durante el tratamiento de aguas de producción de petróleo. *Bol. Centro Invest. Biol.* 43(4), 451-555.
- California Code of Regulations (CCR), s.f. Water recycling criteria. En: Title 22: Social Security de Division 4: Environmental Health. Disponible en: <https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=IE8ADB4F0D4B911DE8879F88E8B0DAAAE&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=sc.Default>; consultado: mayo 2020.
- Carolin, C., Senthil, P., Saravanan, A., Joshiba, G., Nausad, M., 2017. Efficient techniques for the removal of toxic heavy metals from aquatic environment: A review. *J. Environ. Chem. Eng.* 5, 2782-2799. DOI: 10.1016/j.jece.2017.05.029
- Castiblanco-Borbón, L., 2017. Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: alternativas tecnológicas para los campos de los Llanos Orientales. Tesis de maestría. Facultad de Minas Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Caviedes, D., Delgado, D., Olaya, A., 2016. Remoción de metales pesados comúnmente generados por la actividad industrial empleando macrófitas neotropicales. *P + L* 11(2), 126-149. DOI: <http://dx.doi.org/10.22507/pml.v11n2a11>
- Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA), 2017. Misión de crecimiento verde Consultoría sobre productividad del uso del agua y la eficiencia en el tratamiento de aguas residuales y en el reúso del agua en Colombia. Resumen ejecutivo del diagnóstico. Disponible en: [https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Agua/Resumen\\_Diagnostico\\_Productividad%20del%20agua.pdf](https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Agua/Resumen_Diagnostico_Productividad%20del%20agua.pdf); consultado: mayo de 2020.

- Coday, B., Cath, T., 2014. Forward osmosis: Novel desalination of produced water and fracturing flowback. *Journal AWWA* 102(2), E55-E566. DOI: 10.5942/jawwa.2014.106.0016
- Comisión Interdisciplinaria Independiente (CII), 2019. Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal. Informe Técnico. Comisión Interdisciplinaria Indendiente, Bogotá, DC.
- Daus, A., 2019. Aquifer storage and recovery. Improving water supply security in the caribbean opportunities and challenges. Discussion Paper IDB-DP-00712. Inter-American Development Bank, Washington, DC. DOI: 10.18235/0001880
- Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2016. Crecimiento Verde para Colombia. Elementos conceptuales y experiencias internacionales. DNP-GG-GI; Instituto Global de Crecimiento Verde, Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2018. Bases del plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022. Pacto por Colombia pacto por la equidad. Departamento Nacional de Planeación, Bogotá, DC.
- Díaz, S., Zamora, E., Caselles-Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. *Fuentes El Reventón Energ.* 11(2), 53-64.
- Doran, G., Carini, F., Fruth, D., Drago, J., Leong, L., 1997. Evaluation of technologies to treat oil field produced water to drinking water or reuse quality. En: *SPE Annual Tech. Conference and Exhibition*, San Antonio, TX. DOI: 10.2118/38830-MS
- Dueñas, C., Amaya, L., Donado, L., 2015. Reúso del agua residual tratada. Una propuesta de regulación para el uso seguro. Convenio No. 100 Universidad Nacional de Colombia y Secretaría Distrital de Planeación, Bogotá, DC.
- Ecopetrol, 2015. Reporte integrado de gestión sostenible. Bogota, DC.
- Ecopetrol, 2018. Reporte integrado de gestión sostenible. Bogotá, DC.
- FAO, 2017. The future of food and agriculture. Trends and challenges. Roma.
- Fernández-Escalante, E., García-Rodríguez, M., Villarroya, F., 2005. Inventario de experiencias de recarga de acuíferos en el mundo. *Rev. Tecnología@ Desarrollo* 3, 4-24.
- Foster, S., Tuinhof, A., Kemper, K., Garduño, H., Nanni, M., 2006. Utilización del agua subterránea no renovable: un enfoque socialmente sustentable para la gestión del recurso. Informe 30100. Programa Asociado de la GWP. Banco Mundial. Washington, DC.
- Freedman, J., Enssle, C., 2015. Addressing water scarcity through recycling and reuse: a menu for policymakers. General Electric, Ecomagination. Santa Barbara, CA.
- Global Reporting Initiative (GRI), 2016. GRI 303: Agua. Amsterdam.
- Ground Water Protection Council (GWPC), 2019. Produced water report: regulations, current practices and research needs. Oklahoma, OK. Disponible en: <http://www.gwpc.org/sites/default/files/files/Produced%20Water%20Full%20Report%20-%20Digital%20Use.pdf>; consultado: mayo de 2020.
- Guerrero-Fajardo, C., Escobar, S., Ramirez, D., 2005. Manejo de la salinidad en agua asociadas a la industria petrolera. *Rev. Ing. Invest.* 25(3), 27-33.
- Hagström, E., Lyles, C., Pattanayek, M., DeShields, B., Berkma, M., 2016. Produced water- Emerging challenges, risks, and opportunities. *Environ. Claims J.* 28(2), 122-139, DOI: 10.1080/10406026.2016.1176471
- Hernández, I., 2004. La quitosana: un producto bioactivo de diversas aplicaciones. *Revisión bibliográfica. Cultivos Tropicales* 25, 97-110.
- Horner, J., Castle J., Rodgers, J., Murray, C., Myers, J., 2011. Design and performance of pilot-scale constructed wetland treatment systems for treating oil-field produced water from sub-Saharan Africa. *Water Air Soil Pollut.* 223, 1945-1957. DOI: 10.1007/s11270-011-0996-1
- Houcine, M., 2002. Solution for heavy metals decontamination in produced water / case study in Southern Tunisia. En: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Kuala Lumpur, Malasia. DOI: 10.2118/74003-MS
- Icekson-Tal, N., Avraham, O., Sack, J., Cikurel, H., 2003. Water reuse in Israel – The Dan Region Project: Evaluation of water quality and reliability of plant's operation. *Water Supply* 3(4), 231-237. DOI: 10.2166/ws.2003.0067
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2019. Estudio Nacional del Agua 2018. Bogotá, DC.
- Igunnu, E., Chen, G., 2014. Produced water treatment technologies. *Int. J. Low-Carbon Tech.* 9(3), 157-177. DOI: 10.1093/ijlct/cts049
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the IPCC [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (Eds.)]. Ginebra, Suiza.
- Ishak, S., Malakahmad, A., Isa, M., 2012. Refinery wastewater biological treatment: A short review. *J. Sci. Industrial Res.* 71, 251-256.
- Jain, P., Sharma, M., Dureja, P., Sarma, P., Lal, B., 2017. Bioelectrochemical approaches for removal of sulfate,

- hydrocarbon and salinity from produced water. *Chemosphere* 166, 96-108. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2016.09.081
- Juang, R., Shao, H., 2002. A simplified equilibrium model for sorption of heavy metal ions from aqueous solutions on chitosan. *Water Res.* 36, 2999-3008. DOI: 10.1016/S0043-1354(01)00537-1
- Khan, S., Branch, A., 2019. Potable water reuse what can Australia learn from global experience? *Water Research Australia. WaterRA Project 3039*. Adelaide, Australia.
- Kharaka, Y., Leong, L., Doran, G., Breit, G., 1998. Can produced water be reclaimed? Experience with the Placerita oil field, California. En: Sublette, K. (Eds.), *Environmental issues in petroleum exploration, production and refining-proceedings*. 5th International Petroleum Environmental Conference. Albuquerque, NM.
- Khosravi, J., Alamdari, A., 2009. Cooper removal from oil-field brine by coprecipitation. *J. Hazard. Mater.* 166, 2-3, 695-700. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2008.11.079
- Kingdom, D., Ezeilo, F., Longjohn, T., 2013. Application of phytoremediation technique in the treatment of produced water using *Eichhornia crassipes*. *Int. J. Energy Environ.* 4(2), 331-338.
- Kotwicki, V., 2009. Water balance on earth / Bilan hydrologique de la Terre. *Hydrol. Sci. J.* 54(5), 829-840. DOI: 10.1623/hysj.54.5.829
- Lárez, C., 2006. Quitina y quitosano: Materiales del pasado para el presente y el futuro. *Avances de Química* 1, 15-21.
- Lasso, C., Rial, A., Colonnello, G., Machado-Allison, A., Trujillo, F. (Eds.), 2014. *Humedales de la Orinoquia (Colombia y Venezuela) Serie de Recursos Hidrobiológicos y Pesqueros Continentales de Colombia*. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, Bogotá, DC.
- Lee, K., Neff, J., 2011. *Produced water: Environmental risks and advances in mitigation technologies*. Springer. New York, NY. DOI: 10.1007/978-1-4614-0046-2
- Lyons, B., 2014. *Produced water: asset or waste?* Atlantic Council. Energy and Environment Program, Washington, DC.
- Madriñan, S., Rial, A., Bedoya, A., Fernández-Lucero, M., 2017. *Plantas acuáticas de la Orinoquia colombiana*. Universidad de los Andes, Ediciones Uniandes, Bogotá, DC.
- Makropoulos, C., Rozos, E., Tsoukalas, I., Plevri, A., Karakatsanis, G., Karagiannidis, L., Makri, E., Lioumis, C., Noutsopoulos, C., Mamais, D., Rippis, C., Lytras, E., 2018. Sewer-mining: a water reuse option supporting circular economy, public service provision and entrepreneurship. *J. Environ. Manag.* 216, 285-298. DOI: 10.1016/j.jenvman.2017.07.026
- Maliva, R., 2014. Economics of managed aquifer recharge. *Water* 6, 1257-1279. DOI: 10.3390/w6051257
- Mann, J., 2003. Cultural changes and waste-asset realignment to support water reuse projects. *Resour. Conserv. Recycling* 37(3), 175-180. DOI: 10.1016/S0921-3449(02)00097-6
- Megdal, S., Dillon, P., 2015. Policy and economics of managed aquifer recharge and water banking. *Water* 7, 592-598; DOI: 10.3390/w7020592
- Mendelssohn, I., Flynn, K., Wilsey, B., 1990. The relationship between profuced water discharges, and the plant biomass and species composition, in three Louisiana marshes. *Oil Chem. Pollut.* 7(4), 317-335. DOI: 10.1016/S0269-8579(05)80047-4
- Mesa, S., Orjuela, J., Ortega, A., Sandoval, J., 2018. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gest. Ambient.* 21(1), 87-98. DOI: 10.15446/ga.v21n1.69792
- Meza, M., Marín, J., Behlinhg, E., Colina, G., Rincón, N., Polo, C., 2013. Bioabsorción de Pb (II) Y Cr (III) usando la planta acuática *Pistia stratioides*. *Rev. Fac. Ing., UCV* 28(3), 19-27.
- Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2014. Resolución 1207, por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas. DO 49.242. Bogotá, DC.
- Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2019a. Sector de hidrocarburos se suma a la Estrategia Nacional de Economía Circular. *Nota de prensa*. Bogotá, DC. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-minambiente/4374-sector-de-hidrocarburos-se-suma-a-la-estrategia-nacional-de-economia-circular>; consultado: julio de 2019.
- Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2019b. Propuesta de ajuste Resolución 1207. Dirección de Gestión Integral del Recurso Hídrico. 18 de septiembre de 2019. Bogotá, DC.
- Mogollón, L., Rodríguez, R., Larrota, W., Torres, R., 1996. Remoción biológica de bario de aguas de producción utilizando asociaciones microbianas estratificadas (AME). *CT&F – Cienc. Tecnol. Futuro* 1(2), 35-44.
- Mohanakrishna, G., Al-Raoush, R., Abu-Reesh, I., Aljamal, K., 2019. Removal of petroleum hydrocarbons and sulfates from produced water using different bioelectrochemical reactor configurations. *Sci. Total Environ.* 665, 820-827. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.02.181
- Navarro, J., Aguilar, I., López-Moya, J., 2007. Aspectos bioquímicos y genéticos de la tolerancia y acumulación de metales pesados en plantas. *Ecosistemas* 16(2), 1-17.
- Neff, J., Lee, K., DeBlois, E., 2011. Produced water: overview of composition, fates and effects. En: Lee, K.,

- Neff, J. (Eds.), Produced water. Springer, New York, NY. pp. 3-54. DOI: 10.1007/978-1-4614-0046-2\_1
- Nijhawan, N., Myers, J., 2006. Constructed treatment wetlands for the treatment and reuse of produced water in dry climates. Society of Petroleum Engineers (SPE); International Health, Safety & Environment Conference, Abu Dhabi, UAE. DOI: 10.2118/98567-MS
- Niquette, P., Monette, F., Azzouz, A., Hausler, R., 2004. Impacts of substituting aluminium-based coagulants in drinking water treatment. Review article. Water Qual. Res. J. Can. 39, 303-310. DOI: 10.2166/wqrj.2004.041
- Obanijesu, E., Dada, O., Bello, O., 2007. Use of diatomaceous materials for heavy-metal recovery from oil and gas produced water. En: E&P Environmental and Safety Conference, Society of Petroleum Engineers, Galveston, TX. DOI: 10.2118/106557-MS
- Organización Mundial de la Salud (OMS), 2011. Guías para la calidad del agua de consumo humano. Cuarta edición que incorpora la primera adenda. Ginebra, Suiza.
- Ortega, A., 2019. Estrategia para el uso sostenible de agua de producción para riego de suelos, adaptada de la experiencia del desierto de Omán a un patrón de pozos en un campo colombiano. Trabajo de maestría. Fundación Universidad de América. Bogotá, DC.
- Paranychiannakis, N., Salgot, M., Snyder, S., Angelakis, A., 2015. Water reuse in EU states: necessity for uniform criteria to mitigate human and environmental risks. Crit. Rev. Environ. Sci. Tech. 45, 1409-1468. 10.1080/10643389.2014.955629
- Petit-Boix, A., Leipold, S., 2018. Circular economy in cities. Reviewing how environmental research aligns with local practices. J. Clean. Prod. 195, 1270-1281. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.05.281
- Pistocchi, A., Aloe, A., Dorati, C., Alcalde-Sanz, L., Bouraoui, F., Gawlik, B., Grizzetti, B., Pastori, M., Vigliak, O., 2017. The potential of water reuse for agricultural irrigation in the EU. Hydro-Economic Analysis, EUR 28980. Publications Office of the European Union, Luxemburgo. DOI: 10.2760/263713
- Quiroz-Fernández, L., Izquierdo, E., Menéndez, C., 2018. Estudio del impacto ambiental del vertimiento de aguas residuales sobre la capacidad de autodepuración del río Portoviejo, Ecuador. Cen. Az. 45(1), 73-83.
- Ramirez, P., 2005. Oil field-produced water discharge into wetlands: benefits and risk to wildlife. Environ. Geosci. 12(2), 65-72. DOI: 10.1306/eg.11160404044
- Reyes-Vidal, M., Diez, A., Martínez-Silva, A., Asaff, A., 2012. Investigación, desarrollo tecnológico e innovación para el cuidado y reúso del agua. Rev. Estud. Soc. 2, 199-216.
- Rezania, S., Shazwin, M., Fadhil, M., Farrah, A., Kamyab, H., 2016. Comprehensive review on phytotechnology: Heavy metals removal by diverse aquatic plants species from wastewater. J. Hazard. Mater. 318(15), 587-599. 10.1016/j.jhazmat.2016.07.053
- Rial, A., 2009. Plantas acuáticas de los Llanos Inundables del Orinoco. Editorial Orinoco-Amazonas, Caracas.
- Rial, A., 2014a. Diversity, bioforms and abundance of aquatic plants in a wetland of the Orinoco floodplains, Venezuela. Biota Colomb. 15(1), 2-9.
- Rial, A., 2014b. Plantas acuáticas utilidad para la identificación y definición de límites en humedales de la Orinoquia. En: Lasso, C., Rial, A., Colonnello, G., Machado-Allison, A., Trujillo, F. (Eds.), Humedales de la Orinoquia (Colombia y Venezuela). Serie de Recursos Hidrobiológicos y Pesqueros Continentales de Colombia. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, Bogota, DC. pp. 63-98
- Rind, D., Goldberg, R., Ruedy, R., 1989. Change in climate variability in the 21<sup>st</sup>. century. Climate Change 14, 537. DOI: 10.1007/BF00140173
- Salager, J., 2005. La recuperación mejorada del petróleo. Cuaderno FIRP # S357C. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- Sandoval, J., Celis, J., Junod, J., 2005. Recientes aplicaciones de la depuración de aguas residuales con plantas acuáticas. Theoria 14, 17-25.
- Scanlon, B., Reedy, R., Xu, P., Engle, M., Nicot, J., Yoxtheimer, D., Yang, Q., Ikonnikova, S., 2020. Can we beneficially reuse produced water from oil and gas extraction in the U.S.? Sci. Total Environ. 717, 137085. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.137085
- Sgroi, M., Vagliasindi, F., Roccaro, P., 2018. Feasibility, sustainability and circular economy concepts in water reuse. Curr. Opin. Environ. Sci. Health 2, 20-25. Doi: 10.1016/j.coesh.2018.01.004
- Shaffer, D., Arias Chavez, L., Ben-Sasson, M., Romero-Vargas, S., Yin Yip, N., Elimelech, M., 2013. Desalination and reuse of high-salinity shale gas produced water: drivers, technologies, and future directions. Environ. Sci. Tech. 47(17), 9569-9583. DOI: 10.1021/es401966e
- Shi, Y., Tang, Y., Lu, Z., Kim, J., Peng, J., 2019. Subsidence of sinkholes in Wink, Texas from 2007 to 2011 detected by time-series InSAR analysis. Geomat. Nat. Hazard. Risk 10(1), 1125-1138. 10.1080/19475705.2019.1566786
- Shifter, I., González-Macías, C., Salazar-Coria, L., Sánchez-Reyna, G., González-Lozano, C., 2015. Long-Term effects of discharges of produced water the marine environment from petroleum-related activities at Sonda de Campeche, Gulf of Mexico. Environ. Monit. Assess. 187(11), 723. DOI: 10.1007/s10661-015-4944-1

- Shpiner, R., Vathi, S., Stuckey, D., 2009. Treatment of oil well "produced water" by waste stabilization ponds: Removal of heavy metals. *Water Res.* 43(17), 4258-4268. DOI: 10.1016/j.watres.2009.06.004
- Sinha, R., Heart, S., Tandon, P., 2004. Phytoremediation: role of plants in contaminated site management. En: Singh, S., Tripathi, R. (Eds.), *Book of environmental bioremediation technologies*. Springer, Berlin. pp. 315-330. DOI: 10.1007/978-3-540-34793-4\_14
- Simões, A., Macêdo-Júnior, R., Santos, B., Silva, L., Silva, D., Ruzene, D., 2020. Produced water: An overview of treatment technologies. *Int. J. Innov. Educ. Res.* 8(4), 207-224. DOI: 10.31686/ijer.vol8.iss4.2283
- Stefanakis, A., Al-Hadrami, A., Prigent, S., 2017. Treatment of produced water from oilfield in a large constructed wetland: 6 years of operation under desert conditions. En: 7th International Symposium for Wetland Pollutant Dynamics and Control, Bozeman, MT.
- United States Agency for International Development (USAID), 2012. Water reuse and environmental conservation project: Contract no. EDH-I-00-08-00024-00 order no. 04: Sahab IEWTP - Assessment of treatment alternatives / feasibility study. AECOM, Amán, Jordania.
- United States Environmental Protection Agency (USEPA), 1998. Principles of environmental impact assessment review: Appendix A: Environmental impact assessment checklist. Washington, DC.
- United States Environmental Protection Agency (USEPA), 2012. Guidelines for water reuse. Washington, DC.
- Veil, J., Clark, C., 2011. Produced water volume estimates and management practices. *SPE Prod. Oper.* 26(3), SPE-125999-PA. DOI: 10.2118/125999-PA
- Venkatesan, A., Wankat, P., 2017. Produced water desalination. An exploratory study. *Desalination* 404, 228-340. DOI: 10.1016/j.desal.2016.11.013
- Vera-Parra, N., Marciales-Caro, L., Otero-Paternina, A., Cruz-Casallas, P., Velasco-Santamaría, Y., 2011. Impacto del agua asociada a la producción de una explotación petrolera sobre la comunidad fitoperifítica del río Acacias (Meta, Colombia) durante la temporada de lluvias. *Rev. Orinoquia* 15(1), 31-40. DOI: 10.22579/20112629.39
- Vieira dos Santos, E., Bezerra, J., Medeiros de Araújo, D., Chianca de Moura, D., Martinez-Huitl, C., 2014. Decontamination of produced water containing petroleum hydrocarbons by electrochemical methods: A minireview. *Environ. Sci. Pollut. Res. Int.* 21(14), 8432-41. DOI: 10.1007/s11356-014-2780-4
- Warner, N., Christie, C., Jackson, R., Vengosh, A., 2013. Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania. *Environ. Sci. Technol.* 47(2), 11849-11857. DOI: 10.1021/es402165b
- Whalen, T., 2012. The challenges of reusing produced water. *J. Petrol. Tech.* 64(11). DOI: 10.2118/1112-0018-JPT
- Winpenny, J., Heinz, I., Koo-Oshima, S., 2010. The wealth of waste, the economics of wastewater use in agriculture, *FAO Water Report* 35. Roma.
- Woodward, D., Riley, R., 1983. Petroleum hydrocarbon concentration in a salmonid stream contaminated by oil field discharge water and effects on macrobenthos. *Arch. Environ. Contam. Toxicol.* 12, 327-334. DOI: 10.1007/BF01059410
- World Bank, 2003. Water resources and environment. Technical Note F.3. Wastewater reuse. [Davis, R., Hirji, R. (Eds.)]. Washington, DC.
- World Water Assessment Programme (WWAP), 2019. Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos: No dejar a nadie atrás. Programa Mundial de Evaluación de los Recursos Hídricos de la UNESCO. París.