

# MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA PROYECTOS DE GAS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA-PROFUNDAS DEL CARIBE COLOMBIANO

Juan Sebastián García Reyes<sup>1\*</sup>; Sergio Leonardo Herrera Velasco<sup>1</sup>; Manuel Enrique Cabarcas Simancas<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 Cll 9, Ciudad Universitaria. Bucaramanga. Colombia.

<sup>2</sup> Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 Cll 9, Ciudad Universitaria. Bucaramanga. Colombia.

\*Email: [juan.garcia729@hotmail.com](mailto:juan.garcia729@hotmail.com)

## RESUMEN

El agua proveniente de pozos de gas tiene un alto grado de toxicidad al igual que el agua asociada a pozos de petróleo. En este artículo se muestra una relación de los contaminantes asociados al agua de producción provenientes de campos de gas y los posibles impactos ambientales ocasionados por su vertimiento al océano. Igualmente, se mencionan las distintas regulaciones internacionales que rigen el vertimiento del agua de producción al mar y las tecnologías que se han desarrollado para la remoción de los contaminantes. Como resultado del estudio se muestran algunos sistemas de tratamiento de agua avanzado aplicados a campos de gas que podrían reducir el impacto ambiental en los ecosistemas marinos del Caribe Colombiano.

**Palabras Clave:** Agua Producida, Tecnología de Tratamiento de Agua, Descarga, Contaminantes, Costa Afuera.

## WATER PRODUCED TREATMENT ON GAS PROJECTS IN DEEP AND ULTRADEEP WATERS OF COLOMBIAN CARIBBEAN

## ABSTRACT

Water from gas and oil fields has a high grade of toxicity. This article shows a list of the contaminants associated with the production water from gas fields and the possible environmental impacts caused by their discarding into the ocean. Also, the different international regulations governing the discarding of production water to the sea and the technologies that have been developed for the removal of pollutants are mentioned. The results of the study show some advanced water treatment systems applied to gas fields that could reduce the environmental impact on the marine ecosystems of the Colombian Caribbean.

**Keywords:** Produced Water, Water Treatment technology, Discharge, Contaminants, Offshore.

**Cita:** García, J.S., Herrera, S.L. y Cabarcas, M.E. (2017). Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultraprofundas del Caribe Colombiano. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (2), 89-105.



## INTRODUCCIÓN

Las actividades de producción de aceite y gas costa afuera iniciaron en los años 40's en la región de Luisiana, USA. Durante las últimas 6 décadas los grandes yacimientos mar adentro de Alaska, Mar del Norte, Golfo de México y Brasil han sido explorados y explotados de manera eficaz mediante el desarrollo de nuevas tecnologías en materia de exploración, perforación y producción. Colombia, al igual que muchos países, le apuesta a la explotación costa afuera. Sin embargo, después del descubrimiento de gas en la Guajira a finales de los años 70's, el Caribe Colombiano se encuentra en un estado de prospección sísmica y exploración (Bernal & Santamaria, 2013).

El agua de producción es la corriente de desecho más grande proveniente de la explotación de crudo y gas. Aproximadamente más de 300 millones de barriles de agua se producen diariamente a nivel mundial en comparación con hace 20 años cuando la producción de agua era de 190 millones de barriles diarios (Fakhru'l-Razi, et al., 2009).

El agua de producción costa afuera no posee un amplio grado de uso como ocurre en tierra firme, donde puede emplearse para irrigación, ganado, usos industriales, uso doméstico, etc. (Guerra, Dahm, & Dunderf., 2011). En las operaciones costa afuera, solo una pequeña parte es usada para re-inyección, dejando así más del 80% de esta agua para vertimiento (Clark, & Veil, 2009), (Zheng, et al., 2016).

El agua de producción es una mezcla compleja de sustancias orgánicas e inorgánicas provenientes de formaciones geológicas tales como los metales pesados, sólidos dispersos, sales, bacterias, gases disueltos, ácidos orgánicos, isótopos radioactivos, productos químicos de tratamiento e hidrocarburos dispersos y solubles (Zheng, et al., 2016). Estos últimos son de gran preocupación, debido a su alta toxicidad y su dificultad de remoción, los cuales podrían llegar a tener un efecto nocivo sobre los ecosistemas marinos (Lee, Neff & DeBlois, 2011).

Se ha comprobado que los HPAs (Hidrocarburos policíclicos aromáticos) contenidos en el agua de producción, pueden llegar a ser mutagénicos y cancerígenos para las especies cercanas a estos vertimientos (Iversen, & Stokke, 2009). Por lo tanto, se requiere que los sistemas de tratamiento sean efectivos para cumplir con los estándares de calidad del agua. Actualmente, Colombia no posee una reglamentación

en materia de vertimientos de agua de producción en operaciones costa afuera que registre los límites de descarga.

Los sistemas de tratamiento de agua de producción en aplicaciones costa afuera cuentan con una serie de limitantes que determinan la disponibilidad de los equipos de tratamiento. Dentro de estas limitantes figuran la proximidad de las instalaciones a la costa, disposición de líneas de flujo, peso y tamaño de las plataformas (Walsh & Georgie, 2012).

Los impactos a largo plazo del agua de producción sobre los ecosistemas marinos no han sido del todo estudiados. Aun cumpliendo con los estándares de calidad, el agua de producción puede causar cambios en los organismos que se encuentran cerca de los vertimientos, afectando el tamaño de la población, los índices crecimiento y fecundidad, y aumentando la probabilidad de problemas respiratorios y desórdenes psicológicos (Holdway, 2002), (Lee, et al., 2005).

En aras de fomentar la protección de los ecosistemas marinos del Caribe Colombiano, en medio de la reciente actividad de exploración de hidrocarburos, el presente estudio muestra una relación de los contaminantes asociados al agua de producción provenientes de campos de gas y los posibles impactos ambientales ocasionados por su vertimiento al océano. Como resultado del estudio se muestran algunos sistemas de tratamiento de agua avanzado aplicados a campos de gas que podrían reducir el impacto ambiental en los ecosistemas marinos del Caribe Colombiano.

## ACTIVIDAD COSTA AFUERA NACIONAL E INTERNACIONAL

El consumo de energía mediante el uso de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) representa el 85% de la canasta energética mundial, donde el crudo aporta un 33%, el carbón contribuye con un 28% y el gas participa con un 24% (BP, 2017). Con el incremento de la demanda mundial de energía la industria de los hidrocarburos ha venido incursionando hacia nuevos prospectos con gran potencial, pero que demandan grandes desafíos tecnológicos.

En la industria energética se consideran aguas someras aquellas cuya profundidad es menor a los 500 metros, las aguas profundas varían entre 500 y 1500 metros y las aguas ultra-profundas para aquellas que tengan una profundidad mayor a los 1500 metros.

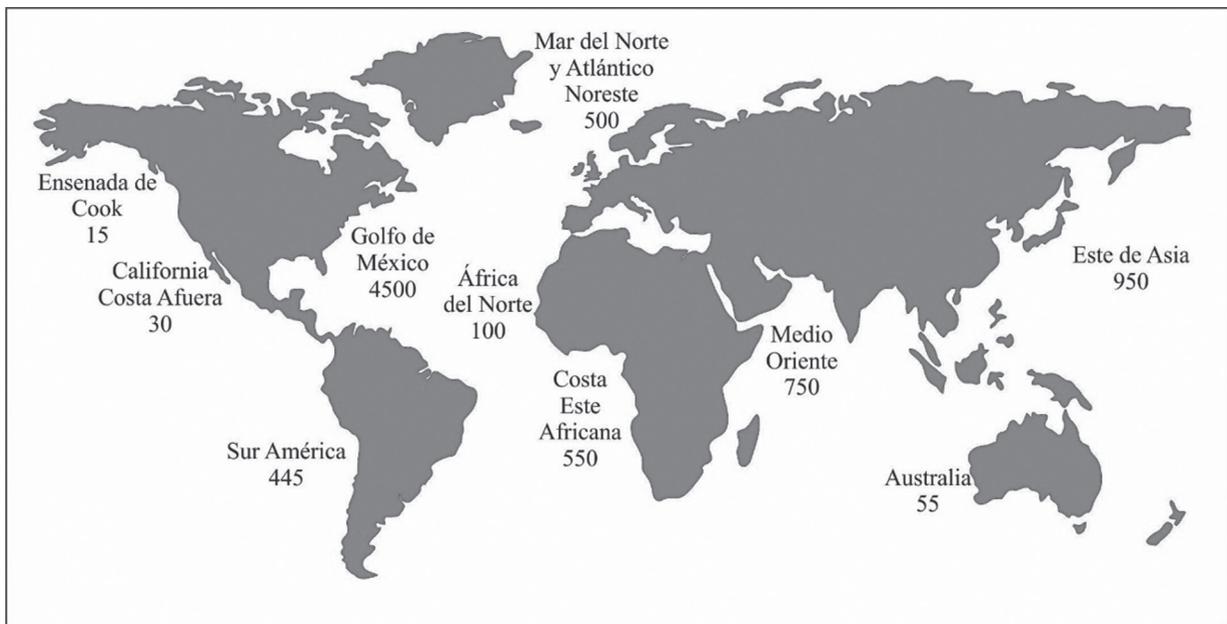
Entre 1896 y 1975, la producción de gas y crudo proveniente de campos costa afuera se limitó a aguas someras. Sin embargo, con el agotamiento de muchos yacimientos, las compañías se han movido cada vez más hacia aguas profundas. Con la implementación de nuevas tecnologías, 481 campos fueron descubiertos en aguas profundas y ultra-profundas entre los años 2007 y 2012. Estos hallazgos representaron más del 50 % de los grandes yacimientos costa afuera descubiertos en esos años (Gelpke, 2014).

En 2009, la actividad costa afuera representaba un 30% de la producción mundial de hidrocarburos (petróleo y gas) (Fraser, 2014), (Zheng, et al., 2016). Actualmente, con una producción mundial de aproximadamente 92 millones de barriles diarios, los campos de crudo costa afuera aportan un 37%.

Igualmente, con una producción mundial de gas de 3,551 BMCA (billones de metros cúbicos anuales), los campos de gas costa afuera aportan un 28% (Gelpke, 2014).

Con más de 7500 plataformas repartidas en 53 países productores, 40 países producen hidrocarburos en cantidades significativas como se observa en la Figura 1. (Parente, Ferreira, Moutinho & Luczynski, 2005).

Entre las regiones más representativas están las del Mar del Norte, Golfo de México, Medio Oriente y Brasil. Con más de 4,500 plataformas, el Golfo de México se caracteriza por ser una región mixta con producción de aceite y gas, además de poseer la mayor cantidad de plataformas del mundo.



**Figura 1.** Principales zonas costa afuera para la producción de petróleo y gas  
Fuente: Actualizado de (Parente, et al., 2005).

En Luisiana USA, se instaló la primera plataforma en el año 1936 a una distancia de 1.9 kilómetros de la costa. Con el paso de los años, las compañías han penetrado mayores profundidades, aunque la producción en aguas profundas y ultra-profundas es costosa, la importancia de estos yacimientos radica en que cada campo descubierto tiende a ser 10 veces más grande que uno en tierra firme, por lo tanto, estos podrían llegar a ser un negocio lucrativo (Gelpke, 2014).

Existe una serie de desafíos que se atribuyen al éxito o el fracaso para el desarrollo de un campo costa fuera en

aguas profundas y ultra-profundas. El motor fundamental es la capacidad de los expertos para interpretar los datos y formular suposiciones claves, con el fin de reducir el nivel de incertidumbre arraigada a los datos de subsuelo (Cumings, et al., 2015). Un proyecto de explotación de hidrocarburos en aguas profundas implica uno o más de los siguientes desafíos (Chawathe, Ozdogan, Sullivan, Younes, & Riding, 2009).

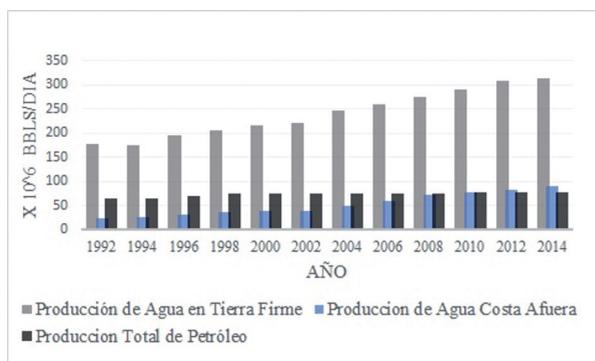
- Complejidad del modelo geológico del yacimiento.
- Estrategia de drenaje y localizaciones de fondo de pozo.

- Plan de desarrollo de campos petroleros.
- Ingeniería y tecnología de diseño de pozos.
- Metodología de intervención de pozos.
- Diseño e instalación de líneas de conducción y plataformas.

Los aspectos de seguridad y medio ambiente constituyen una prioridad para los operadores de plataformas y sistemas de producción submarinos. Por ende, el Instituto Americano del Petróleo (API) posee más de 220 estándares que incluyen el diseño, planeación, construcción y reparación de plataformas fijas, semi-sumergibles, sistemas de flotación, operaciones de perforación, y equipos de completamiento (Cummins, et al., 2015).

Sin embargo, no existe una regulación internacional formal sobre los riesgos ambientales específicos asociados con el vertimiento del agua de producción al océano. Las entidades encargadas de estos estándares son entidades gubernamentales de cada país, las cuales, mediante estudios, se encargan de dictar sus propios límites de vertimiento.

Con el agotamiento de los campos maduros y el descubrimiento de nuevas reservas, los volúmenes de producción de agua tienden a incrementar cada año como se observa en la Figura 2 (Zheng, et al., 2016). Por lo tanto, el agua de producción es considerada una de las corrientes de desecho más grandes asociadas a la producción de aceite y gas. Se estima una producción de más de 350 millones de barriles de agua por día, donde más del 40% es descargado al ambiente (Ebenezer, Igunnu & Chen, 2012), (Fakhru-Razi, et al., 2009).



**Figura 2.** Producción mundial de petróleo y agua.  
Fuente: Tomado de (Zheng, et al., 2016).

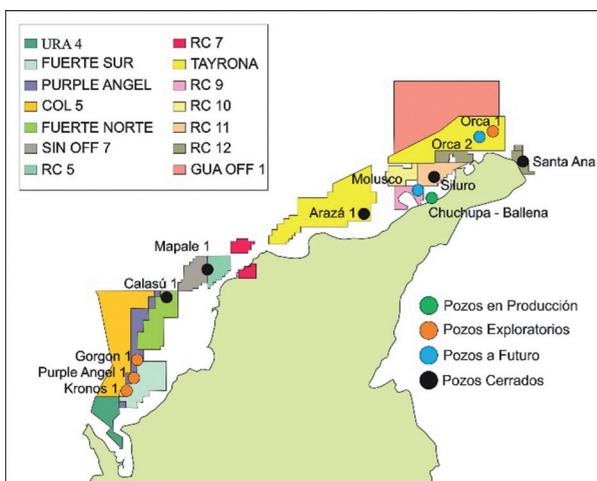
Las estrategias implementadas para el manejo del agua de producción costa afuera comprenden desde la disminución del volumen producido de agua, re-

inyección y el vertimiento al océano (Veil, 2011). No obstante, solo una pequeña parte se utiliza para re-inyección y el resto es vertido al mar. Por ejemplo, en 2007, Estados Unidos usaba el 8.3% del agua de producción para re-inyección con el fin de aumentar el recobro, en cambio, el 91.7% era vertido al mar (Clark, & Veil, 2009), (Zheng, et al., 2016).

En Colombia las reservas probadas de petróleo oscilan alrededor de los 2000 MMBB (millones de barriles) y las reservas de gas en 4.4 TPC (trillones de pies cúbicos), donde las cuencas con mayor potencial de hidrocarburos son Guajira Offshore, Sinú Offshore, los Llanos y el Valle medio del Magdalena (BP, 2017). Con el consumo actual de energía del país, los recursos vigentes alcanzarán para 6 años, si no se aumentan las reservas. Desde los años 60's hasta el presente, se han registrado 90,000 kilómetros de sísmica 2D. Igualmente, desde el 2003 se han reportado 23,000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D. La anterior actividad exploratoria ha permitido el desarrollo de 36 pozos A3 en aguas someras y 4 en aguas profundas (Ortiz, 2016).

Los descubrimientos más importantes de pozos de gas en el Caribe Colombiano son: Chuchupallenas (1973), Santa Ana (1979), Arazá 1 (2007), Mapalé (2012), Orca 1 (2014), Kronos 1 (2015), Calasú 1 (2015), Purple Angel 1 (2017) y Gorgón 1 (2017). Actualmente, los campos Chuchupa, Ballenas y Riohacha producen aproximadamente 532 GBTUD (Giga BTU-British Thermal Unit- por día) representando así, más del 40% de la producción de gas natural del país (UPME, 2015). En el 2007, Colombia perforó el pozo Arazá 1 ubicado en el bloque Tayrona a 45 kilómetros de la bahía de Santa Marta. Este fue el primer pozo profundo del país. Sin embargo, en el 2008, Petrobras reportó el cierre del pozo por resultar seco. En el 2014, se perforó el pozo de gas Orca 1, ubicado a 45 kilómetros de la costa, en el bloque Tayrona, perteneciente a la cuenca de la Guajira. En el 2015, se perforó el pozo Kronos 1, ubicado a 53 kilómetros de la costa, en el bloque Fuerte Sur como se observa en la Figura 3 (Echeverry, 2016).

Sin embargo, estos bloques se encuentran en un estado de prospección sísmica, evaluación técnica y ajuste de los modelos geológicos Echeverry, 2016. Aunque los resultados muestran un gran potencial que llevarían a aumentar las reservas de gas del país, la comercialidad de estos nuevos recursos podría tardar de 8 a 10 años más (Lizarralde, 2016).



**Figura 3.** Ubicación de los bloques con potencial de gas en el Caribe Colombiano.

Fuente: Actualizado de Echeverry, 2016.

## CONTAMINANTES EN EL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es una mezcla de agua de formación, agua condensada y en algunos casos agua de re-inyección (Fakhru'l-Razi, et al., 2009). Los constituyentes más importantes en el agua de producción son las sustancias orgánicas e inorgánicas provenientes de formaciones geológicas tales como las sales, bacterias, gases disueltos, sólidos dispersos, ácidos orgánicos, metales pesados, isotopos radioactivos,

aditivos químicos e hidrocarburos solubles y dispersos (Zheng, et al., 2016).

La mayoría de los hidrocarburos alifáticos se encuentran en el aceite disperso al ser menos solubles. Aunque la mayoría de los hidrocarburos están en el aceite disperso, el aceite disuelto, también contiene una cantidad considerable de hidrocarburos orgánicos tóxicos como los BTEX, hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPAs) y alquilfenoles (AFs) (Zheng, et al., 2016).

La Tabla 1 muestra una relación de los contaminantes típicos del agua de producción de campos de gas natural y petróleo. Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían ampliamente dependiendo de la edad geológica; la profundidad y geoquímica de la formación que contiene el hidrocarburo; la composición química de los fluidos de yacimiento, y la dosificación de los productos químicos añadidos durante la producción (Lee, et al., 2011).

El volumen de agua producida en diferentes campos puede variar. Sin embargo, la composición, es cualitativamente similar a la producida en campos de gas y crudo (Fakhru'l-Razi, et al., 2009). Aunque no existen dos tipos de agua de producción iguales, son necesarios estudios específicos en cada región para hacer frente a los riesgos ambientales en el momento de su descarga (Lee, et al., 2011).

**Tabla 1.** Composición del agua de producción en campos de gas y petróleo, (Fakhru'l-Razi, et al., 2009), (International Association of Oil & Gas Producer, 2002), (Lee, et al., 2005), (Terrens & Tait, 1996), (Zheng, et al., 2016).

CONTAMINANTES	CONCENTRACIÓN (MG/L)			POSIBLES EFECTOS DE LOS CONTAMINANTES EN LOS ECOSISTEMAS MARINOS	
	AGUA DE MAR	CAMPOS DE PETRÓLEO	CAMPOS DE GAS		
ACEITE DISUELTO	BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno)	-	0.38 - 35	0.068 -578	En los organismos marinos puede causar narcosis y alteración en las membranas celulares. En particular, en las branquias, causando inflamación.
	Fenoles	-	0.4 - 23	ND	Causan un crecimiento ineficiente en peces y crustáceos en edades tempranas de formación.
ACEITE DISPERSO	Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos	-	0.04 - 3	700 - 4000	Llegan a ser cancerígenos, mutagénicos y teratogénicos. Son los compuestos de mayor preocupación ambiental.
METALES PESADOS	Cadmio	4e-6 -23e-5	5e-4 - 0.005	<0.2 -1.21	Es un metal altamente tóxico para plantas y animales. Dependiendo de su estructura pueden ser mutagénicos y cancerígenos para mamíferos.
	Bario	0.022 -0.08	0.2 - 228	9.65 -1740	Si se mezcla con los sedimentos en el fondo marino puede inhibir la colonización y alterar las comunidades bentónicas.

CONTAMINANTES	CONCENTRACIÓN (MG/L)			POSIBLES EFECTOS DE LOS CONTAMINANTES EN LOS ECOSISTEMAS MARINOS	
	AGUA DE MAR	CAMPOS DE PETRÓLEO	CAMPOS DE GAS		
METALES PESADOS	Cobre	2e-5 - 5e-4	0.022 - 0.082	<0.02 - 5	En los peces, impiden el normal funcionamiento de las branquias, perdiendo la capacidad de regular sales esenciales.
	Plomo	2e-5 - 81e-5	4e-4 - 0.0083	<0.2 - 10.2	En algunos peces, la toxicidad del plomo produce deformidad espinal y ennegrecimiento de la región caudal.
	Mercurio	1e-6 - 3e-6	<1e-4 - 0.026	<5 - 100***	El mercurio es uno de los metales más tóxicos para los organismos marinos, aves y humanos. Podría tener efectos mortales en las especies.
QUÍMICOS DE TRATAMIENTO	Inhibidores de corrosión	-	2 - 10	2 - 10	
	Inhibidores de Escamas	-	4 - 30	ND	En altas concentraciones pueden representar un peligro para los organismos marinos.
	Desemulsificantes	-	1 - 2	ND	
	Metanol	-	-	1000 - 15000	En animales y plantas puede tener efectos no letales, como el cambio en el comportamiento, crecimiento y reproducción, además de parálisis en algunas especies.
	Glicol	-	-	500 - 2000	En algunos peces y organismos marinos afecta el crecimiento, la reproducción y la supervivencia en edades tempranas.
MATERIAL NATURAL RADIOACTIVO	Ra226	-	1.66*	<0.02 - 302*	En dosis altas, se pueden presentar malfuncionamientos de las células, daños a órganos e incluso la muerte. Además, puede generar efectos hereditarios, como el cáncer, debido a la mutación de algunas células en los humanos.
	Ra228	-	3.9*	<1 - 20*	
MINERALES DISUELTOS Y PH	Salinidad	35	<100 - 300000	<100 - 300000	Cuando varía la salinidad se produce un cambio potencial en las comunidades de consumidores secundarios (peces y aves). Debido a los desplazamientos en las comunidades de invertebrados bentónicos y organismos que sirven de alimento a estas aves y peces.
	pH	7.5 - 8.4**	4.3 - 10**	4.4 - 7**	La variación del pH puede traer cambios fisiológicos y reproductivos, ya sean positivos o negativos.
	COD	1	1220	2660 - 120000	La contaminación orgánica de la columna de agua y los sedimentos, puede reducir la biodiversidad de las comunidades animales y vegetales con consecuencias adversas a las poblaciones de peces y aves.

\* Viene dado en Bq/l (Becquerel/litro), \*\* Unidades Estándares, \*\*\* Pbb (Partes por Billón), ND = No Detectado

## IMPACTOS DEL AGUA PRODUCIDA A LOS ECOSISTEMAS MARINOS

En los primeros años de producción de las plataformas marinas del Golfo de México, la práctica estándar en cuanto al manejo del agua producida en pozos costa afuera, fue la descarga al océano después de la separación inicial de aceite y agua. El mecanismo de separación por gravedad que se lleva a cabo en los separadores, a menudo deja suficiente aceite en el agua producida, lo cual crea un brillo cuando se descarga en el mar. Esto, le dio a la industria un impulso para eliminar un mayor porcentaje de aceite antes de su descarga (Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011).

Sin embargo, en 1974 la Agencia de Protección Ambiental (EPA) publicó un artículo con la BPT (*“Best Practicable Control Technology Currently Available”*) lo cual provocó, que en 1979 se fijara un límite de grasas y aceites de 48 mg/l en promedio y 70 mg/l como el máximo permitido. Debido a que estas medidas no fueron adoptadas hasta 1993, el avance de las tecnologías durante ese lapso de tiempo, fijó un nuevo límite de 29 mg/l y un máximo permitido de 42 mg/l (Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011).

Por otra parte, en el Mar del Norte, la Convención para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste (OSPAR) se encargó de reducir los vertimientos de petróleo en el agua producida mediante la Recomendación 2001/1. Esta norma, definió un estándar de aceites y grasas para el agua producida en las instalaciones costa afuera de 40 mg/l.

En el 2007, este límite se redujo a 30 mg/l (Iversen,

& Stokke, 2009). No obstante, en el Mar de Barents, el campo Goliat, ubicado a 85 kilómetros de la ciudad Hammerfest en Noruega, comenzó su producción con la política de *Cero Descarga* al océano, la cual dicta, que al menos el 95% de la producción de agua sea tratada y reinyectada. Dejando un máximo del 5% para vertimiento donde el contenido de grasas y aceites no sobrepase los 10 mg/l (Buffagni, et al., 2010)

En la Tabla 2, se pueden observar los diferentes países que poseen una base legal con sus respectivos estándares de vertimiento de grasas y aceites, desde los más permisivos hasta los más estrictos.

Es importante considerar los estudios realizados en las principales zonas costa afuera del mundo relacionado con las prácticas e impactos ambientales del agua de producción en los ecosistemas marinos. Estos casos de estudio podrían conformar una base inicial para establecer las políticas y guías normativas tendientes a proteger las especies marinas que habitan en el Caribe Colombiano.

Por ejemplo, los BTEX Y HPAs son los compuestos que presentan mayor toxicidad en el agua de producción lo cual ha motivado la realización de varios estudios con el fin de llevar el agua de producción a los niveles óptimos de vertimiento.

Pese a que varios autores como (Lee, et al., 2011), (Neff, 2002), (Terrens & Tait, 1996) mencionan que rara vez los BTEX son considerados como contaminantes por su alta velocidad de evaporación en el mar, los organismos cercanos a estos vertimientos no se pueden excluir totalmente por los sutiles efectos biológicos causados por un largo tiempo de exposición crónica (Torgei, Jarle, & Steinar, 2013).

**Tabla 2.** Regulaciones y estándares de descarga de las concentraciones de aceites y grasas en mg/l contenidas en el agua de producción alrededor del mundo. (Veil, 2006), (Zheng, et al., 2016).

REGIÓN O PAÍS CON CAMPOS COSTA AFUERA	NORMATIVIDAD (BASE LEGAL)	LÍMITES DE VERTIMIENTO ESTÁNDAR	
		MÁXIMO DIARIO (MG/L)	PROMEDIO (MG/L)
Indonesia	MD KEP 3/91; 42/97	100	75
Mediterráneo	Convención de Barcelona	100	40
Mar Rojo	Convención de Kuwait	100	40
Tailandia	NEQA 1992: Gov.Reg 20/90	100	40
China	GB 4914-85	70	30-50
Vietnam	Decisión no. 333/QB 1990	-	40
Nigeria	Act No. 34/68: Regs 1992	72	40
Canadá	Act RSC 1987	60	30
Australia	-	50	30
Mar del Norte	Convención OSPAR	-	30
Golfo de México	40 CFR 435	42	29
Venezuela	Decreto N ° 833/1995	20	-
Brasil	-	20	-
Mar Báltico	Convención HELCOM	15	-

Igualmente, algunos HPAs pueden formar aductos del ADN y neoplasia en el hígado de pescado (Myers, Landahl, Krahn & McCain, 1991). Un panorama general de los efectos biológicos de los hidrocarburos

aromáticos ha sido publicado por el programa de monitoreo y evaluación del ártico (AMAP, 2010).

Algunas investigaciones han revelado que los alquilfenoles (AFs) son de gran preocupación ya que producen alteraciones en las hormonas de acuerdo con (Arukwe, Celius, Walther, & Goksoyr, 2000), (Arukwe, Kullman & Hinton, 2001), (Nimrod & Benson, 1996), (Soto, Justicia, Wray & Sonnenschein, 1991). Así mismo (Priatna, Syahbandi & Sudewo, 1994), menciona que los fenoles y los AFs son peligrosos y tóxicos a los ecosistemas marinos.

Por otra parte, algunos estudios muestran que la mayoría de la exposición detectada a causa de los HPAs y AFs en el agua de producción no fue a distancias mayores de 0.5–1 kilómetro del punto de descarga. Sin embargo, existe la preocupación de que los métodos actuales de detección, no sean lo suficientemente sensibles para identificar los problemas a distancias más lejanas (Torgei, Jarle, & Steinar, 2013).

Además, algunas especies parecen ser atraídas por las plataformas de producción, debido a que se forman arrecifes artificiales. (Jørgensen, Løkkeborg, & Soldal, 2002), encontró que acerca de la mitad de los bacalao etiquetados en inmediaciones a las plataformas del Mar del Norte permanecieron allí o cerca de las plataformas vecinas.

Algunas muestras tomadas en el 2002 provenientes de dos áreas con amplia producción de gas y aceite, mostraron una inducción de biotransformación de encima, estrés oxidativo, alteración en la composición de los aceites grasos, y genotoxicidad en las poblaciones naturales de eglefinos. Monitoreos repetitivos en los años 2005, 2008, 2011 confirmaron este patrón con una disminución en la genotoxicidad del eglefino en el área de Tampen al norte de Noruega (Torgei, Jarle, & Steinar, 2013).

Otros riesgos asociados con la producción de gas natural y petróleo son el contenido de mercurio. El mercurio puede ser categorizado mediante las concentraciones adquiridas, donde:

- Menor a 5 ppb de líquido (<5 µg/ gas) – Bajo Riesgo.
- Entre 5 y 100 ppb de líquido (5-50 µg/gas) – Riego

Intermedio.

- Mayores a 100 ppb de líquido (>50 µg/gas) – Alto Riesgo.

Si no se realizan controles específicos, el contacto con el mercurio, puede causar a los humanos daño neuronal o incluso la muerte por exposición crónica (Wilhelm, Mercury Technology Services, Ahmad Afdzal Md Isa & Shaharuddin Safri, 2008).

Con el gran potencial de hidrocarburos en las zonas profundas y ultra-profundas del Mar Caribe, Colombia ha puesto sus esperanzas en aumentar las reservas del país. Por lo tanto, los contratos que se encuentran actualmente en ejecución han permitido evidenciar la viabilidad de estos recursos.

No obstante, Colombia tiene la responsabilidad y la necesidad de proteger los ecosistemas que habitan en dichos ambientes. Desde el 2007, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) junto con el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR) han venido trabajando conjuntamente para el estudio de los ecosistemas presentes en Caribe y Pacífico colombiano.

Aunque ya se conoce una gran variedad de especies que habitan en el Mar Caribe, a futuro, es necesario realizar estudios oceánicos, con el fin de observar las posibles afectaciones que los BTEX, HPAs, AFs y demás contaminantes pueden causar a especies que ocupan nuestros dos océanos.

Aunque el país no cuenta con una reglamentación propia relacionada con el vertimiento del agua de producción al océano, el Ministerio de Minas y Energía propuso, en la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera del año 2016, regirse bajo el estándar de operaciones de producción “NORSOK S-003 Environmental care. Rev. 3, Dec. 2005”, cuyo enfoque principal es el concepto de *Cero Descargas*, el cual busca reducir el riesgo ambiental asociado con la descarga del agua de producción.

## TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA COSTA AFUERA

Para cumplir con los límites de descarga exigidos en cada zona de producción costa afuera, los sistemas de tratamiento de agua incluyen una serie de etapas y un variado número de tecnologías.

Los principios básicos de funcionamiento que se usan en el tratamiento del agua de producción son la separación gravitacional, coalescencia, flotación, extracción y filtración. Los sistemas de tratamiento del agua de producción se separan en sistemas primarios, secundarios y terciarios.

Los sistemas primarios se basan en la separación del aceite libre y disperso a través de la diferencia de densidades. Por ejemplo, los separadores bifásicos o trifásicos, donde su principal mecanismo de separación es la fuerza gravitacional, o los hidrociclones que funcionan generando fuerzas centrífugas en los fluidos (Ospar commission, 2013).

Los sistemas secundarios reducen los aceites dispersos en gran medida y logran separar una pequeña parte del aceite disuelto utilizando unidades de flotación. La flotación es un proceso que implica la inyección de burbujas de gas fino en la fase acuosa. Las burbujas de gas en el agua se adhieren al aceite donde ascienden a la superficie formando una espuma que posteriormente es retirada (Ospar commission, 2013).

Los sistemas terciarios emplean la filtración como mecanismo de remoción atrapando las gotas más pequeñas de aceite y aumentando la coalescencia. Además, de la remoción de sales y material orgánico. Sin embargo, estos sistemas no son muy utilizados costa fuera debido a su gran tamaño y alto mantenimiento requerido (Ospar commission, 2013).

Los sistemas avanzados buscan remover contaminantes dispersos y disueltos en el agua de producción mediante absorción, adsorción, extracción, medios biológicos entre otros.

En consecuencia, el enfoque principal en el tratamiento de agua costa afuera es la remoción de aceites y grasas, a su vez, costa adentro, es la reducción de sales. Estos factores llevan a distintas direcciones a la hora de emplear un sistema de tratamiento de agua.

Para el planeamiento y manejo de las operaciones en campos costa afuera, una combinación de los estándares BAT (“*Best Available Technology*”) y BEP (“*Best Environmental Practices*”) es esencial para prevenir y minimizar los daños por contaminación.

Las BAT se enfocan principalmente en la selección de la mejor tecnología disponible que pueda alcanzar los índices de vertimiento requeridos en cada país. Igualmente, las BEP apuntan a la creación y aplicación de medidas y estrategias de control ambiental (Ospar commission, 2013).

En la Tabla 3, se puede observar información detallada de algunas tecnologías de tratamiento de agua para yacimientos de gas en campos costa afuera, cumpliendo con los estándares BAT y BEP.

**Tabla 3.** Tecnologías de tratamiento de agua para campos de gas costa afuera como solución BAT/BEP. (Ebenezer, et al., 2012), (Ospar Commission, 2013), (Zheng, et al., 2016).

TIPO	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	NIVEL DE REMOCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	COSTOS	APLICACIÓN
TANQUES DESNATADORES	Separación por gravedad y-coalescencia de gotas de aceite.	Aceite disperso 20-90%	No requiere energía. Permite manejar grandes fluctuaciones en el contenido de hidrocarburos. Alta remoción de gotas mayores a 150 $\mu\text{m}$	No permite la remoción del aceite disuelto ni metales pesados. Requieren limpieza continua.	CAPEX: ~€200,000 OPEX(€/año): N.D.	Amplio uso en la industria de procesos
PLATOS CORRUGADOS	Separación por gravedad y coalescencia de gotas de aceite en las placas.	Remoción del 100% de aceite disperso para gotas > 35 $\mu\text{m}$ . En campos costa afuera la eficiencia es del 95%.	No requieren energía. Son económicos y eficaces para la remoción de aceite y sólidos suspendidos. Son equipos sin partes móviles, robustos y resistentes.	Riesgo de exposición al benceno en instalaciones de producción de gas durante la limpieza. Alto tiempo de retención.	CAPEX: €400,000 OPEX(€/año): N.D.	Esta técnica se aplica con frecuencia en instalaciones de producción de petróleo. Sin embargo, se ha venido aplicando en campos de gas

TIPO	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	NIVEL DE REMOCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	COSTOS	APLICACIÓN
CENTRIFUGAS	Se basa en las fuerzas centrífugas y la diferencia entre la gravedad específica del aceite y el agua.	Remoción del 100% del aceite disperso para gotas > 3 µm	Su eficiencia es mucho mayor que un hidrociclón, baja retención y capacidad	No remueve el aceite disuelto, costos operacionales altos y mantenimiento frecuente.	CAPEX: €310,000 OPEX (€/año): €108,600	Son aplicadas costa afuera principalmente en la producción de gas.
HIDROCICLONES	Se basa en las fuerzas centrífugas y la diferencia entre la gravedad específica del aceite y el agua.	Aceite disperso hasta el 98% para gotas >15-30 µm	Tecnología compacta que satisface todas las aplicaciones en costa afuera. No requiere productos químicos. Reduce los TDS, el disperso y la sal.	No remueve el aceite disuelto, requiere ensuciamiento. Requiere mantenimiento frecuente.	CAPEX: N.D. OPEX (€/año): N.D.	Esta tecnología ha sido ampliamente utilizada para el tratamiento del agua producida costa afuera.
EXTRACCIÓN INDUCIDA POR CONDENSACIÓN	Se basa en la extracción de hidrocarburos del agua producida, usando condensación de los (LGN) a partir de un depurador de succión en la corriente de producción.	Aceite disperso: 95% Aceite disuelto: 95% BTEX: 80% HPA: 95% Inhibidores de corrosión: 40%	El proceso de extracción de condensado inducido es altamente fiable, se presume que operan dentro de las especificaciones de diseño y con una filosofía de preservación razonable.	Depende de la eficiencia de los hidroclones. Solo remueven inhibidores de corrosión específicos.	CAPEX: €0.5 – 1.5 MILLONES OPEX (€/año): N.D.	Implementado y usado en campos costa afuera. Usado en pozos de gas y aceite.
FLOTACIÓN	Este proceso utiliza burbujas de gas finas para separar las partículas en suspensión que no se separan fácilmente por sedimentación.	La flotación se puede utilizar para eliminar las grasas y aceites, la materia orgánica, compuestos orgánicos volátiles y partículas pequeñas de hasta 25 µm.	Pueden integrarse fácilmente con otras tecnologías. Fácil de operar. Es un sistema robusto y de alta durabilidad	Ineficiente a altas temperaturas. Requiere eliminación de sólidos de los lodos generados.	CAPEX: €435,000 OPEX(€/año): N.D	Frecuentemente usado en yacimientos de gas y aceite costa afuera para la remoción de aceite disperso.
ARRASTRE DE VAPOR	Es un proceso de destilación continua de etapas múltiples, donde el vapor se utiliza como gas de arrastre para eliminar los hidrocarburos del agua.	Aceite disperso >85% Aceite disuelto >90%	Esta técnica es adecuada para la eliminación del aceite disuelto (BTEX). Elimina también los hidrocarburos alifáticos.	Con una alta producción de sales y sólidos se requiere mantenimiento continuo para prevenir la formación de escamas.	CAPEX: €840,000 OPEX (€/año): €279,900	La experiencia práctica fue adquirida en las operaciones de producción de gas en tierra y costa afuera en corrientes parciales
FILTRACIÓN POR MEMBRANAS (TECNOLOGÍA EMERGENTE)	Las membranas son películas micro porosas con puntuaciones de poro específicos, que separan selectivamente un fluido desde sus componentes.	Separan los componentes disueltos e iónicos, partículas en suspensión, y macromoléculas	Dependiendo del tipo de membrana, pueden eliminar las sales disueltas, los aceites dispersos y disueltos. Poseen alta eficiencia con los TSS y alta recuperación de agua.	Alto costo y consumo de energía. Son de gran peso y utilización de espacio. Requieren pretratamiento y uso de químicos.	CAPEX: €745,000 OPEX(€/año): €328,000	Al menos tres instalaciones de gas / gas condensado que producen en campos costa afuera, están equipadas con unidades de membranas de flujo cruzado.

TIPO	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	NIVEL DE REMOCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	COSTOS	APLICACIÓN
C-TOUR (TECNOLOGÍA EMERGENTE)	Consiste en añadir un disolvente inmiscible en una solución que absorberá el soluto (en este caso aceite disuelto, BTEX etc.) debido a la mayor afinidad hacia la extracción solvente.	HPA 80-85% Fenoles y BTEX 30-35%	El condensado y el aceite forman gotas grandes de baja densidad que se eliminan fácilmente por el hidrociclón aguas abajo.	Altos costos de instalación. Depende en gran medida de la composición del condensado.	CAPEX: €1.4 – 4.4 MILLONES OPEX(€/año): €0.5 MILLONES	Ha sido ampliamente aplicado en el Mar del Norte de Noruega, donde la política de <i>Cero Descarga</i> ha impulsado la viabilidad de este proceso de pulido.
MPPE (MACRO POROUS POLYMER EXTRACTION)	El agua producida pasa a través de una columna rellena con partículas MPPE que contienen un líquido de extracción específico. El líquido de extracción elimina los hidrocarburos del agua producida.	Aceite disperso >99% Aceite disuelto >99% BTEX >99% HPA >99% Mercurio: 81-99% Inhibidores de corrosión: 20-50% Surfactantes: 20-50%	Completamente automatizado. Remueven los componentes tóxicos llevándolos a niveles óptimos de <i>Cero Descargas</i>	Costo relativamente alto. Si se usa para pozos de aceite es necesario el pretratamiento. Alto consumo de energía comparado con otras tecnologías.	CAPEX: €1 - 10 MILLONES OPEX(€/año): €50,000 – 250,000	Usado en campos de gas y gas condensado costa afuera. Aplicado en Noruega, Holanda, China y Australia.
RE-INYECCIÓN	El agua de producción es reinyectada al subsuelo. El agua es usualmente filtrada y algunos químicos son añadidos para prevenir la formación de bacterias y corrosión.	Una remoción de contaminantes del 100%.	Debido a que no hay descarga al ambiente es la técnica de menor impacto ambiental.	El mantenimiento constante de filtros y enfriadores, requiere procedimientos complicados y de altos costos en caso de precipitación de NORM.	CAPEX: €12'620,000 OPEX(€/año): €2'128,100	La re-inyección en los campos de gas es técnicamente factible, pero rara vez aplicada. Más usada en campos de crudo.

## RECOMENDACIONES PARA FUTUROS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA EN EL CARIBE COLOMBIANO

Las características del agua de producción varían de un lugar a otro y del tiempo de producción. Como resultado, una misma configuración de tratamiento de agua, no se puede usar en todas las plataformas.

Existe una gran variedad de tecnologías de tratamiento de agua disponibles (Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011). La Figura 4 muestra una serie de variables o factores que influyen en la selección de tecnologías para el tratamiento del agua de producción.

Además de estos factores a tener en cuenta, a finales de los años noventa, en Noruega, distintas compañías realizaron estudios y modelamientos sobre el impacto ambiental de cada uno de los diferentes constituyentes del agua de producción. Como resultado se estableció el factor de impacto ambiental (FIA) el cual busca cuantificar el impacto ambiental de cada constituyente. El estudio concluyó que los HPAs seguido de los BTEX

tienen los mayores impactos en el ambiente. Debido a esto las tecnologías convencionales de flotación y coalescencia enfocadas en el aceite disperso solo logran una reducción del FIA del 30% (Dick, VWS MPP Systems, Veolia Water Solutions & Technologies, 2007).



**Figura 4.** Variables y factores que intervienen en la selección de las tecnologías de tratamiento de agua en operaciones costa afuera.

En los yacimientos de gas natural y condensados la corriente del agua de producción es más pequeña comparada con la producida en los campos de crudo. Las tasas de flujo de agua para campos productores de gas varían entre 450 Bbl/día a 30000 Bbl/día (barriles por día) y en campos productores de crudo varían entre 7500 Bbl/día a 300000 Bbl/día (Dick, et al., 2007). Además, el agua en los campos de gas tiene altas concentraciones de componentes tóxicos disueltos mayores a 1000 ppm (Dick, et al., 2007).

La mayoría de sistemas convencionales de tratamiento de agua llegan hasta a un nivel de tratamiento secundario cuando logran alcanzar los niveles de aceites y grasas permitidos en las regulaciones de cada zona costa afuera.

Esto puede ser observado en la Figura 5, donde un sistema de tratamiento de agua en el Mar del Norte consiste en una entrada de calor si es necesaria, seguido de una primera etapa de separadores trifásicos. El agua de producción es separada de la primera etapa con suficiente presión y tratada a través de sistemas de hidrociclones, desgasificadores y en algunos casos unidades de pulido como el sistema de flotación compacta (Walsh & Georgie, 2012).

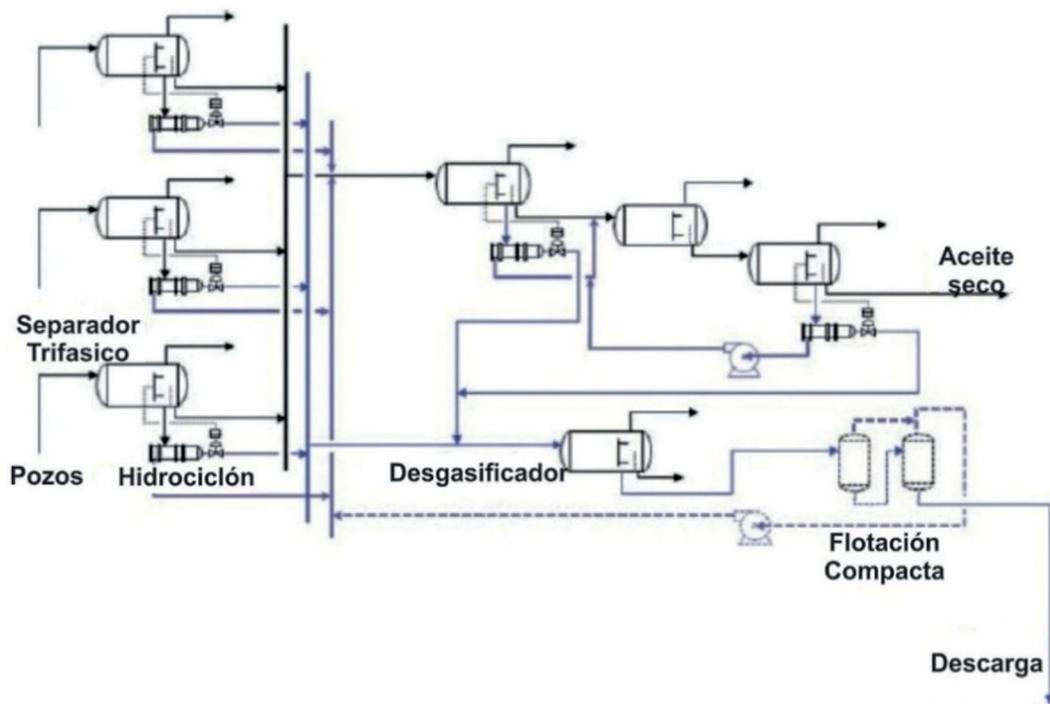
La Figura 6 muestra un sistema típico de tratamiento de agua del Golfo de México, el cual consiste en una

o dos etapas de separación, seguido de una separación trifásica. El agua producida es separada hacia el final del proceso a baja presión de operación. El agua producida es procesada a través de un hidrociclón seguido de una unidad horizontal de flotación multi-etapas (Walsh & Georgie, 2012).

Para la protección de los ecosistemas del Caribe Colombiano, se recomienda re-inyectar el agua a la formación productora, un sistema terciario o implementar un sistema de tratamiento de agua avanzado que permita reducir los impactos ambientales en los puntos de vertimiento al océano. Entre los sistemas de tratamiento avanzado que cumplen con la legislación de Cero Descargas se destacan el C-Tour y el MPPE.

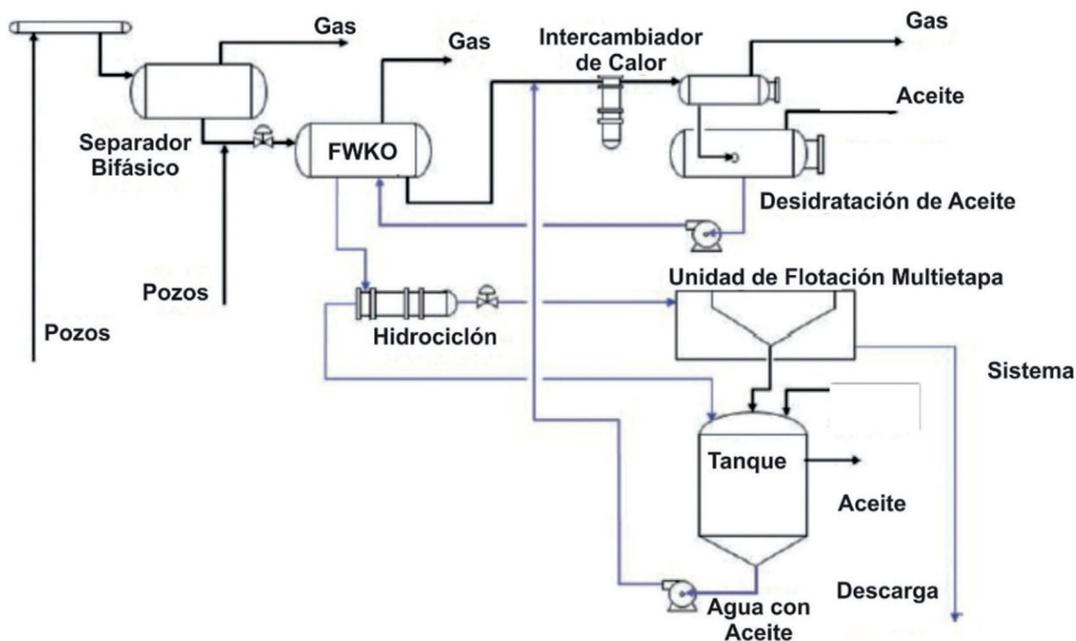
Debido a los recientes hallazgos de hidrocarburos en el Caribe Colombiano, en su mayor parte gas natural, la selección del sistema de tratamiento de agua para la protección del Caribe colombiano, debe considerar los siguientes criterios, además de los usados en la Figura 4:

1. Tecnologías de tratamiento de agua utilizadas en pozos de gas.
2. Tecnologías usadas costa afuera con amplia experiencia operacional.
3. Alta Reducción del FIA.



**Figura 5.** Sistema de tratamiento de agua convencional del Mar del Norte

**Fuente:** Modificado de (Walsh & Georgie, 2012).



**Figura 6.** Sistema de tratamiento de agua convencional del Golfo de México.

**Fuente:** Modificado de (Walsh & Georgie, 2012).

La re-inyección es un proceso donde el agua de producción es inyectada en un pozo productor o un pozo destinado para su almacenamiento. Aunque es la mejor alternativa para proteger el medio ambiente, sus altos costos de inversión CAPEX de €12'000.000 y sus costos de operación OPEX de €3'000.000, es una opción poco viable para pozos de gas natural costa afuera.

Los sistemas de filtración física para el tratamiento del agua de producción usando arenas, cascaras de nuez, filtros de antracita y granate se han empleado con gran éxito en operaciones tierra firme. Sin embargo, la aplicación de unidades de filtración en ambientes costa afuera ha sido significativamente limitada debido a los altos requerimientos de espacio y peso en las plataformas marinas.

Los sistemas de filtración por membranas se encargan de remover sales y componentes orgánicos. Aunque las unidades de membranas se han empleado en operaciones tierra firme, el espacio, peso, las operaciones multi-etapas, pre-tratamientos y mantenimiento requerido, son factores que impiden la implementación en campos costa afuera. Además, cuenta con un CAPEX de €745.000 y un OPEX de €328.000 anual.

El C-Tour es un sistema basado en la extracción de hidrocarburos del agua usando gas condensado, normalmente extraído del scrubber. El gas condensado actúa como un solvente de extracción donde el aceite

tendrá una alta afinidad a este condensado. El condensado y el aceite forman gotas grandes y de baja densidad que son fácilmente removidas por un hidrociclón. La eficiencia del proceso de extracción dependerá de la composición del condensado. Igualmente, el condensado depende de la presión de operación y temperatura del scrubber. En la Figura 7 muestra el diagrama de una unidad C-Tour.

Este proceso es eficiente ya que permite remover altos contenidos de HPAs entre 80 y 85%, una eficiencia de remoción de fenoles y BTEX entre 30 y 35% y un 40% de remoción en inhibidores de corrosión. El C-Tour llega a un nivel de remoción de aceites y grasas menor de 5 mg/l. Además, promete una reducción del FIA de más del 80% (Ospar commission, 2013).

El C-Tour ha sido ampliamente usado en el Mar del Norte donde la política de cero descargas ha probado la factibilidad de este proceso de pulido. Existen 24 unidades instaladas en el Mar del Norte para la extracción de aceite disuelto. Se destacan Staffjord A, Staffjord B, Staffjord C, Snorre A y Ekofisk 2/4J&M. Además, esta tecnología ha sido probada exitosamente en Snorre A Aasgard A y Troll C. Igualmente, cuenta con un CAPEX entre €1'400.000 y €4'400.000 y un OPEX de €500.000 anual.

Por otra parte, la tecnología MPPE es un proceso de extracción donde el agua de producción es pasada a

través de una columna con partículas empacadas del MPPE. Las partículas son perlas de polímero poroso que contienen un líquido de extracción específico. El líquido de extracción remueve los componentes hidrocarburos del agua de producción. El agua purificada puede ser reusada o descargada (Dick, et al., 2007).

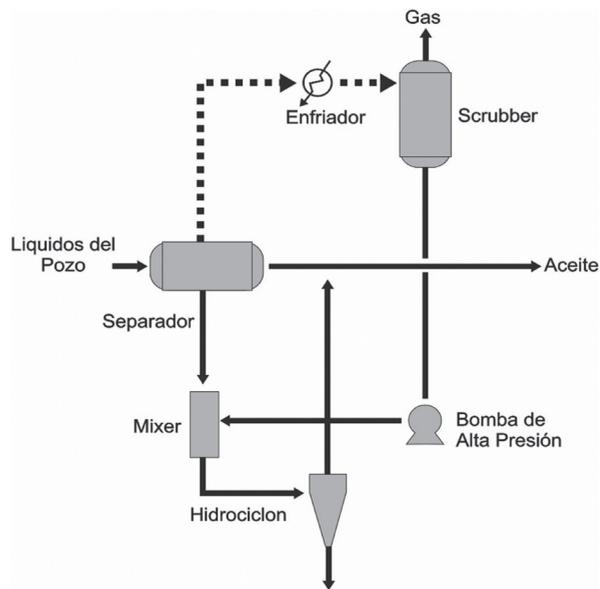
La regeneración periódica in situ del líquido de extracción, se lleva a cabo mediante la separación de los hidrocarburos usando vapor a baja presión. Los hidrocarburos eliminados son condensados y separados de la fase acuosa por gravedad. Casi el 100% del hidrocarburo es recuperado, retirado del sistema y dejado listo para su reciclado o eliminación (Dick, et al., 2007).

La aplicación de dos columnas en el sistema permite un funcionamiento continuo con un proceso de extracción y regeneración simultáneo. Un ciclo típico consiste en una hora de extracción y una hora de regeneración (Dick, et al., 2007).

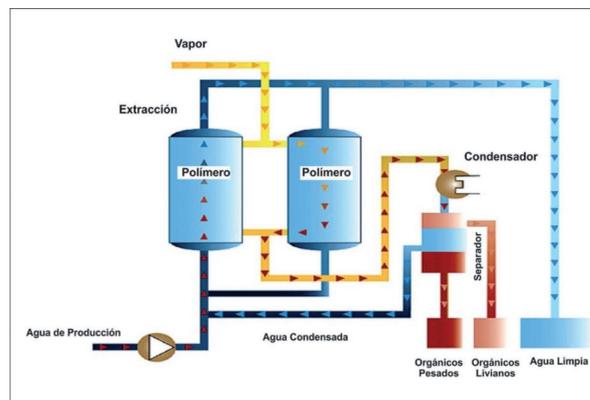
El MPPE reduce los hidrocarburos disueltos y dispersos con una eficiencia de hasta 99%, removiendo los hidrocarburos alifáticos, aromáticos (BTEX), HPAs, llegando a un nivel de remoción de aceites y grasas menor de 1 mg/l. Además, remueve metales pesados como el mercurio. Ofrece una eficiencia de remoción del 50 % en cuanto algunos productos químicos como los inhibidores de corrosión y surfactantes (Ospar commission, 2013).

Estudios realizados en Noruega por la Statoil sobre diferentes tecnologías de tratamiento de agua, mostraron que la tecnología MPPE fue capaz de reducir el FIA entre un 84% a cerca del 100% del agua producida (Dick, et al., 2007).

La Macro Porous Polymer Extraction (MPPE), es una tecnología usada en campos de gas con una amplia experiencia operacional. La primera prueba de campo fue llevada a cabo por NAM (Shell/Exxon) en el campo L2 de Holanda, mostrando excelentes resultados (Dick, et al., 2007). A su vez, se instalaron otras unidades comerciales en los campos Total F15A, NAM K15A and K15B, mostrando una separación de más del 99% de BTEX, HPAs y alifáticos con concentraciones entre 300-800 ppm (Dick, et al., 2007). Cuenta con un CAPEX entre €1'000.000 y €10'000.000 y un OPEX entre €50.000 y €250.000 anuales. Más de 25 unidades han estado operando desde 1994, demostrando así, la efectividad de esta tecnología. La Figura 8 muestra el diagrama de una unidad MPPE.



**Figura 7.** Diagrama de un sistema C-Tour  
**Fuente:** Modificado de (Ospar commission, 2013).



**Figura 8.** Diagrama de una unidad MPPE  
**Fuente:** Modificado de (Dick, et al., 2007).

Los sistemas convencionales de tratamiento de agua de producción son usados en conjunto con los sistemas avanzados de tratamiento para remover aceite disperso y disuelto, metales pesados, NORM, sólidos disueltos, bacterias y químicos de tratamiento.

Con base en lo anterior, las operaciones costa afuera en el Caribe Colombiano requieren la emisión de regulaciones de vertimiento ajustadas a los ambientes marinos del país. De igual forma las regulaciones deben orientar la selección de tecnologías de tratamiento de agua que logren reducir el impacto ambiental. En este estudio, por ejemplo, se recomienda el uso de tecnologías que reduzcan el factor de impacto ambiental en más de un 80%.

## CONCLUSIONES

Se realizó una descripción de cada una de las tecnologías convencionales y avanzadas para el tratamiento del agua de producción para campos de gas costa afuera.

Los posibles efectos del agua de producción asociada a pozos de gas fueron estudiados, dando como resultado que el agua de producción asociada a la producción de gas es tan tóxica como el agua producida en campos de petróleo, debido a los altos contenidos de aceites disueltos y su dificultad de ser removidos.

Para la protección de los ecosistemas del Caribe Colombiano es necesario el uso de tecnologías convencionales en conjunto con tecnologías avanzadas, enfocándose no solo en remover el aceite disperso sino también el aceite disuelto.

Las tecnologías avanzadas que mostraron mayor aporte de remoción de aceites disueltos fueron el C-Tour y MPPE demostrando ser efectivas para el tratamiento de aguas de producción provenientes de campos de gas, reduciendo el FIA en más de un 80%.

## REFERENCIAS

1. AMAP, 2010. Assessment (2007): Oil and Gas Activities in the Arctic e Effects and Potential Effects. *Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP)*, 2.
2. Arukwe, A., Celius, T., Walther, B.T. & Goksoyr, A. (2000). Effects of xenoestrogen treatment on zona radiata protein and vitellogenin expression in Atlantic salmon (*Salmo salar*). *Aquat. Toxicol.* 49, 159-170.
3. Arukwe, A., Kullman, S.W., Hinton, D.E. (2001). Differential biomarker gene and protein expressions in nonylphenol and estradiol-17 beta treated juvenile rainbow trout (*Oncorhynchus mykiss*). *Compar. Biochem. Physiol. C-Toxicol. Pharmacol.* 129, 1-10.
4. Bernal, G. R., Santamaria, K.H. (2013). “El Reto Ambiental de la Explotación Offshore en Colombia” *Revista La Timonera Liga Marítima de Colombia por los Ríos y Mares*, 19, 62-66.
5. BP Statistical Review of World Energy. (June 2017).
6. Buffagni, M., Pinturier, L., Bracco, L., Moltu, U.E., Cova, C.A., Jonsson, H. & Sanni, S. (2010). “Environmental Risk Management of E&P Operations in the Barents Sea: Environmental Indicators and Thresholds Levels” *SPE 126710*.
7. Chawathe, A., Ozdogan, U., Sullivan, K., Younes, G. & Riding, J.M. (2009). “Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas.” *Oilfield Review*, 21 (1), 26-35.
8. Clark, C. & Veil, J. (2009). Produced Water Volumes and Management Practices in the United States. *Argonne National Laboratory Report*.
9. Cummings, R., García, C., Hawthorn, A., Holicek, R., Dribus, R. J. & Loic, H. (2015). “Más allá de las profundidades: Los desafíos de la región de aguas ultra-profundas.” *Oilfield Review*, 26 (4), 26-49.
10. Dick, M., VWS MPP Systems, Veolia Water Solutions & Technologies. (2007). “The removal of toxic dissolved and dispersed hydrocarbons from oil and gas produced water with the Macro Porous Polymer Extraction technology” Houston paper (14th Annual International Petroleum Environmental Conference).
11. Ebenezer, T., Igunnu. & Chen, G. (2012). “Produced water treatment technologies.”
12. Echeverry, J. C. (2016). “El gas en el presente y futuro de Ecopetrol” presidente de Ecopetrol.
13. 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.” *J. Hazard. Mater.* 170, 530–551.
14. Fraser, G.S. (2014). “Impacts of offshore oil and gas development on marine wildlife resources.” In: Gates, J.E., Trauger, D.L., Czech, B. (Eds.), *Peak Oil, Economic Growth, and Wildlife Conservation SE — 10*. Springer, New York, 191–217.
15. Gelpke, N. (2014). Reporte World Ocean Review 3 Marine Resources-Opportunities and Risks “Oil and gas from the sea”, 8-51.
16. Guerra, K., Dahm, K. & Dundorf, S. (2011). *Reclamation Managing Water in the West*.

- “Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States.” *Science and Technology Program Report*, 157, 37-53.
17. Holdway, D.A. (2002). “The Acute and Chronic Effects of Wastes Associated with Offshore Oil and Gas Production on Temperate and Tropical Marine Ecological Processes.” *Marine pollution Bulletin*, 44, 185-203.
  18. International Association of Oil & Gas Producer, (2002). “Aromatics in produced water occurrence, fate & effects, and treatment.” Report 1.20/324, 1-30.
  19. Iversen, P. & Stokke, E R. (2009). “Assessment of Impacts of Offshore Oil and Gas Activities in the North-East Atlantic.” Ospar Commission.
  20. Jørgensen, T., Løkkeborg, S. & Soldal, A.V. (2002). Residence of fish in the vicinity of a decommissioned platform in the North Sea. *ICES J. Mar. Sci*, 59, 288-293.
  21. Lee K., Neff J. & DeBlois, E. (2011). “Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects” Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1. *Springer*, 3-57.
  22. Lee, K., Azetsu-Scott, S.E., Cobanli, J., Dalziel, S., Niven, G & Wohlgeschaffen, P. (2005). “Overview of Potential Impacts from Produced Water Discharges in Atlantic Canada.”
  23. Lizarralde, R. D. (2016). “Offshore en Colombia, un mar de oportunidades” EL FUTURO SE VISLUMBRA MAR ADENTRO. *Revista Colombia Energía*, 14, 25-26.
  24. Myers, M.S., Landahl, J.T., Krahn, M.M., McCain, B.B., 1991. Relationships between hepatic neoplasms and related lesions and exposure to toxic chemicals in marine fish from the United States west coast. *Environ. Health. Perspect.* 90, 7-15.
  25. Neff, J.M. (2002). “Bioaccumulation in marine Organism: Effect of Contamiants from Oil well produced water.” *Elsevier*, 1-35.
  26. Nimrod, A.C. & Benson, W.H. (1996). “Environmental estrogenic effects of alkylphenol ethoxylates. *Crit. Rev. Toxicol*, 26, 335-364.
  27. Ortiz, J.A XIX CONGRESO NATURGAS (2016) “El Gas Natural en el Nuevo Entorno Mundial” ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.
  28. Ospar commission. (2013). “Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations.”
  29. Parente. V., Ferreira. D., Moutinho. E. & Luczynski. E. (2005). “Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability.” *Energy Policy*.
  30. Priatna, R., Syahbandi, E. & Sudewo, B. (1994). Phenol Compounds in Produced Water. *Society of Petroleum Engineers, SPE-27134*, 365-371.
  31. Quintero. G. (2016). “El desarrollo offshore en el Caribe es un reto para todos.” EL FUTURO SE VISLUMBRA MAR ADENTRO. *Revista Colombia Energía*, 14, 26-27.
  32. Soto, A.M., Justicia, H., Wray, J.W. & Sonnenschein, C. (1991). Para-nonyl-phenol - an estrogenic xenobiotic released from modified polystyrene. *Environ. Health. Perspect.* 92, 167-173.
  33. Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group (2011). “Management of Produced Water from Oil and Gas Wells.”
  34. Terrens, G.W. & Tait, R.D. (1996). “Monitoring ocean concentration of aromatic hydrocarbons from produced formation water discharges to Bass Strait, Australia.” SPE 36033. In: Proceedings of the International Conference on Health, Safety & Environment. *Society of Petroleum Engineers*, 739 - 747.
  35. Torgei, B., Jarle, K. & Steinar, S. (2013). “Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry” Marine Environmental Research.
  36. UPME. (2015). “Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023” República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.
  37. Veil, J.A. (2006). “Why Are Produced Water Discharge Standards Different throughout

- the World?” Environmental Science Division Argonne National Laboratory.
38. Veil, J.A. (2011). “Produced water management options and technologies”. *Produced Water, Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies*, 537–572.
39. Walsh J.M. & Georgie W.J. (2012). “Produced Water Treating Systems – Comparison between North Sea and Deepwater Gulf of Mexico.” *SPE 159713*.
40. Wilhelm, S., Mercury Technology Services, Ahmad Afdzal Md Isa & Shaharuddin Safri. (2008). “Mercury in SE Asia Produced Fluids – Holistic Approach to Managing Offshore Impacts” IPTC 12821.
41. Zheng, J., Chen, B., Thanyamanta, W., Hawboldt, K., Zhang, B. & Liu, B. (2016). “Offshore produced water management: A review of current practice and challenges in harsh/Arctic environments.” *Marine Pollution Bulletin*.

---

**Recepción:** 25 de abril de 2017

**Aceptación:** 8 de junio de 2017