

**TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LOS PROYECTOS DE
GAS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS DEL CARIBE
COLOMBIANO**

**JUAN SEBASTIÁN GARCÍA REYES
SERGIO LEONARDO HERRERA VELASCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LOS PROYECTOS DE
GAS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS DEL CARIBE
COLOMBIANO**

**JUAN SEBASTIÁN GARCÍA REYES
SERGIO LEONARDO HERRERA VELASCO**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

**Director
M.Sc., MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA
Magíster en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado presentamos nuestros agradecimientos a Dios, el cual nos permitió culminar esta primer etapa de nuestra vida con éxito.

Igualmente, agradecemos a nuestras familias por los buenos consejos y apoyos durante todo este viaje por la universidad industrial de Santander.

Asimismo, reconocemos el deber brindado por la universidad industrial de Santander y la escuela de ingeniería de petróleos a la hora de impartirnos conocimientos, formación y valores en estos años de estudio.

Finalmente, agradecemos a nuestro director de tesis Manuel Enrique Cabarcas por su guía y consejos a la hora de la realización de este proyecto de grado.

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por brindarme sabiduría y paciencia. Gracias a Él y sus milagros pude entrar a la universidad industrial de Santander, donde pude finalizar esta carrera y convertirme en ingeniero de petróleos.

Además, a mis padres Juan Diego y Sonia Milena por su apoyo, consejos y entereza en este proceso de formación académica.

Igualmente, a mis amigos, compañeros y colegas que me ayudaron cuando más los necesite, donde sus lecciones y recomendaciones me ayudaron a salir adelante y acabar esta etapa de mi vida con éxito.

Asimismo, a los profesores de la universidad industrial de Santander por su asistencia, conocimientos e instrucciones en cada asignatura, donde me permitieron entender teóricamente los procesos de esta gran industria.

Del mismo modo, a mi compañero de tesis Sergio y director Manuel Enrique Cabarcas donde su apoyo e idas lograron la culminación de este trabajo.

Juan Sebastián García

DEDICATORIA

A mi madre DORIS por ser una fuente incondicional de apoyo, de cariño y comprensión, por tenerme paciencia y estar ahí siempre que necesitaba unas palabras sabias.

A mi padre CIRO por su colaboración a lo largo de los años, por mostrarme diferentes aspectos de la vida que me ayudaron a crecer como persona.

A mi hermano EDGAR por ser una guía en esta etapa por brindarme consejos por ayudarme a seguir adelante y por ser una fuente de inspiración.

A mi hermano DIEGO por compartir tantos momentos especiales y aguantarme todos estos años.

A mi tía EDDY por siempre estar cuidándome, velar por mi bienestar y siempre tener fe en mí.

A todas las personas que estuvieron a lo largo del camino que me ayudaron a comprender y tener un crecimiento personal en esta etapa de aprendizaje y descubrimiento, al igual que mi familia que de una u otra forma estuvieron ahí apoyándome y hacerme mirar el futuro con optimismo.

Sergio Leonardo Herrera

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	22
1. ACTIVIDAD COSTA AFUERA NACIONAL E INTERNACIONAL	24
2. COMPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	30
2.1 VOLUMEN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	30
2.2 ESTRATEGIAS DE DISPOSICIÓN	31
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	32
2.3.1 Aceites disueltos y dispersos	32
2.3.1.1 Aceites dispersos	33
2.3.1.2 Aceites disueltos	33
2.3.2 Minerales de formación disueltos.....	34
2.3.2.1 Salinidad, cationes y aniones.....	34
2.3.2.2 Metales pesados	34
2.3.3. Materiales radioactivos naturales.....	36
2.3.4 Químicos de producción	36

2.3.5 Solidos producidos.....	38
2.3.6 Gases disueltos	38
2.4 COMPARACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	38
3. IMPACTOS DEL AGUA PRODUCIDA A LOS ECOSISTEMAS MARINOS.....	41
3.1 NORMATIVA INTERNACIONAL	41
3.2 IMPACTOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	43
4. TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA COSTA AFUERA.....	52
4.1 TECNOLOGÍAS PREVENTIVAS	55
4.1.1 Downhole water separation-gas (dwsg)	55
4.1.2 Mechanical water shut off	57
4.1.3 Chemical water shut off.....	59
4.2 PROCESOS INTEGRADOS	61
4.2.1 Overhead vapour combustion (ovc)	61
4.2.2 Fluid from condensor to production separator.....	62
4.3 FINAL DE LA LINEA.....	64
4.3.1 Skimmer tank	64

4.3.2 Plate interceptors (ppi/cpi)	66
4.3.3 In vessel coalescence technology for improved performance of deoiling hydrocyclones (cyclotech).....	68
4.3.4 Tail shaped pre-coalescer.....	70
4.3.5 Hidrociclones	71
4.3.6 Centrifuga	73
4.3.7 V-tex	74
4.3.8 Steam stripping (end stream).....	76
4.3.9 Condensate induced extraction.....	78
4.3.10 Dissolved gas/induced gas flotation (dgf/igf).....	80
4.3.11 Filtro de adsorción	82
4.3.12 Membrana de filtración.....	84
4.3.13 Filtro coalescedor.....	86
4.3.14 C-Tour.....	87
4.3.15 Macro porous polymer extraction (mppe) (end stream)	89
4.3.16 Sistema de reinyección del agua producida	91
5. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA EN EL CARIBE COLOMBIANO.....	94

6. CONCLUSIONES	101
7. RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS.....	111

LISTADO DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparación entre las concentraciones de algunos metales encontradas comúnmente en el agua marina y las aguas de producción del Golfo de México y del Mar del Norte, las concentraciones están dadas en ($\mu\text{g/L}$)	35
Tabla 2. Concentraciones de radio isotopos	36
Tabla 3. Químicos de producción en el agua producida en campos de aceite y gas. (mg/L)	37
Tabla 4. Componentes más representativos del agua de producción en (mg/L) para yacimientos de petróleo y gas	38
Tabla 5. Regulaciones y estándares de descarga de las concentraciones de aceites y grasas en mg/L contenidas en el agua de producción alrededor del mundo.....	42
Tabla 6. Posibles efectos de los contaminantes del agua de producción costa afuera.....	47
Tabla 7. Tecnologías de tratamiento de agua para campos costa afuera en yacimientos de gas como solución BAT/BEP	54
Tabla 8. Eficiencia de remoción (DWSG) R [%].....	56
Tabla 9. Eficiencia de remoción (MWSO) R [%]	58

Tabla 10. Eficiencia de remoción (CWSO) R [%].....	60
Tabla 11. Eficiencia de remoción (OVC) R [%]	62
Tabla 12. Eficiencia de remoción (FCPS) R [%]	63
Tabla 13. Eficiencia de remoción (Skimmer tank) R [%]	65
Tabla 14. Eficiencia de remoción (PPI/CPI) R [%]	67
Tabla 15. Eficiencia de remoción (Cyclotech) R [%]	69
Tabla 16. Eficiencia de remoción (HC) R [%].....	72
Tabla 17. Eficiencia de remoción (Centrifuga) R [%]	74
Tabla 18. Eficiencia de remoción (V-TEX) R [%]	76
Tabla 19 Eficiencia de remoción (Steam Stripping) R [%]	77
Tabla 20. Eficiencia de remoción (CIE) R [%].....	79
Tabla 21. Eficiencia de remoción (DFG/IGF) R [%]	81
Tabla 22. Eficiencia de remoción (FA) R [%]	83
Tabla 23. Eficiencia de remoción (MF) R [%].....	85
Tabla 24. Eficiencia de remoción (FC) R [%].....	87

Tabla 25. Eficiencia de remoción (C-TOUR) R [%].....	89
Tabla 26. Eficiencia de remoción (MPPE) R [%].....	91
Tabla 27. Eficiencia de remoción (SRA) R [%]	92

LISTADO DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución global de plataformas	25
Figura 2. Ubicación de los campos más importantes del mar caribe	28
Figura 3. Producción mundial de petróleo y agua.....	31
Figura 4. Distribución de la biodiversidad marina de importancia con posible riesgo de afectación en la costa caribe de Colombia	51
Figura 5. DOWNHOLE WATER SEPARATION-GAS (DWSG)	55
Figura 6. MECHANICAL WATER SHUT OFF.....	57
Figura 7. CHEMICAL WATER SHUT OFF	59
Figura 8. OVERHEAD VAPOUR COMBUSTIÓN	61
Figura 9. FLUID FROM CONDENSOR TO PRODUCTION SEPARATOR.....	63
Figura 10. SKIMMER TANK	65
Figura 11. PLATE INTERCEPTOR (PPI/CPI).....	67
Figura 12. CYCLOTECH.....	69

Figura 13. TAIL SHAPED PRE-COALESCER	71
Figura 14. HIDROCICLÓN.....	72
Figura 15. CENTRIFUGA	73
Figura 16. V-TEX	75
Figura 17. STEAM STRIPPING	77
Figura 18. CONDENSATED INDUCED EXTRACTION	79
Figura 19. DISSOLVED GAS/INDUCED GAS FLOTATION.....	81
Figura 20. FILTRO DE ADSORCIÓN	82
Figura 21. MEMBRANA DE FILTRACIÓN.....	84
Figura 22. FILTRO COALESEDOR	86
Figura 23. C-TOUR.....	88
Figura 24. MPPE.....	90
Figura 25. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	89
Figura 26. Variables y factores que intervienen en la selección de las tecnologías de tratamiento de agua.	94

Figura 27. Sistema de tratamiento de agua convencional96

Figura 28. Sistema de tratamiento de agua propuesto para el Caribe Colombiano
.....96

Figura 29. Efectos de las técnicas de flotación y MPPE99

LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Especies de importancia en el caribe colombiano	106

RESUMEN

TITULO: TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LOS PROYECTOS DE GAS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS DEL CARIBE COLOMBIANO*

AUTORES: JUAN SEBASTIÁN GARCÍA REYES
SERGIO LEONARDO HERRERA VELASCO**

PALABRAS CLAVES: Agua Producida, Tecnología de Tratamiento, Descarga, Contaminantes, Costa Afuera

El objetivo de esta investigación es identificar las tecnologías de tratamiento de agua de producción costa afuera encargadas de llevar el agua a niveles óptimos de vertimiento. Igualmente, mostrar los efectos causados a los ecosistemas del caribe colombiano por su descarga. El estudio se basará en el agua de producción proveniente de yacimientos de gas en aguas profundas y ultra-profundas.

Se realizó una recopilación de información sobre los campos de gas costa afuera a nivel nacional con el fin de identificar el gran potencial que posee el país hacia estos nuevos recursos. Por lo tanto, se analizó el futuro de la explotación de hidrocarburos costa afuera en el Caribe Colombiano. Se llevó a cabo una selección de los contaminantes presentes en el agua de producción, donde se mencionarán las especies de importancia comercial del Mar Caribe, además de su ubicación, con el fin de mostrar los posibles impactos. A la par, se identificó como regulaciones costa afuera muy permisivas pueden afectar los ecosistemas.

Por consiguiente, se encontró que en los últimos años se han desarrollado nuevas tecnologías en respuesta a legislaciones cada vez más estrictas, aun así, en Colombia, aun no existe una regulación costa afuera que soporte el vertimiento del agua de producción en el Mar Caribe. Por esta razón, se propuso un sistema de tratamiento que garantiza la remoción de los contaminantes del agua de producción cumpliendo con los índices de vertimiento de las normas más estrictas a nivel internacional.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc.Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

ABSTRACT

TITLE: WATER PRODUCED TREATMENT ON GAS PROJECTS IN DEEP AND ULTRADEEP WATERS OF COLOMBIAN CARIBBEAN*

AUTHORS: JUAN SEBASTIÁN GARCÍA REYES
SERGIO LEONARDO HERRERA VELASCO**

KEYWORDS: Produced Water, Treatment Technology, Discharge, Contaminants, Offshore.

The objective of this research is to identify offshore water produced technologies in charge of bringing the water to optimal levels of disposal. Evenly, to recognize its effects in the Colombian Caribbean ecosystems. This study is based on the produced water from gas fields on deep and ultra-deep waters.

First of all, a Colombian offshore gas field compilation has been made, in order to show the country's potential of these new resources. Therefore, the future of offshore exploitation in the Colombian Caribbean was analyzed. Then, we carried out a selection of the worst pollutants in the produced water. In the same way, the commercial species of the Caribbean Sea was mentioned, so as to show its possible impacts. At the same time, we identified how the more permissive offshore legislations can affect the ecosystems and how the Colombia does not have one.

Therefore, we found that in recent years, new technology has been developed in response of tougher legislations. Even so, Colombia still does not have an offshore regulation that supports the discharge of produced water in the Caribbean Sea. For this reason, we proposed an offshore water treatment system which ensures the removal of pollutants and meets the toughest regulations limits internationally.

* Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Tutor: M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

INTRODUCCIÓN

Las actividades de producción de aceite y gas costa afuera inició 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. La actividad costa afuera representa un 30% de la producción mundial de hidrocarburos. 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.

El agua de producción es la corriente de desecho más grande proveniente de la explotación de crudo y gas. Se estima que aproximadamente 300 millones de barriles de agua son producidos a nivel mundial diariamente a diferencia de hace 20 años con una producción de 200 millones de barriles diarios.

El agua de producción costa afuera no tiene un amplio grado de uso como ocurre en tierra firme, donde puede emplearse para irrigación, ganado, usos industriales, uso doméstico, etc. En las operaciones costa afuera, solo una pequeña parte es usada para re-inyección, dejando así más del 80% de esta agua para vertimiento.

El agua de producción es una mezcla compleja de sustancias orgánicas e inorgánicas provenientes de formaciones geológicas tales como las sales, bacterias, ácidos orgánicos, metales pesados, isotopos radioactivos, aditivos químicos e hidrocarburos solubles y dispersos. 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.

Se ha evidenciado como 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. Por consiguiente, es necesario que los sistemas de tratamiento sean efectivos a la hora del cumplimiento de los estándares de calidad del agua. Colombia, aún no posee una reglamentación en materia de vertimientos de agua producida en operaciones costa afuera que registre los límites de descarga.

Las facilidades de superficie utilizadas para el tratamiento del agua de producción cuentan con una serie de limitantes que determinan la disponibilidad de los equipos. Tales como, su proximidad a la costa, disposición de líneas de flujo, peso y tamaño de las plataformas.

Pese a que los impactos a largo plazo no han sido del todo estudiados, los efectos del agua de producción, aun cumpliendo con los estándares de calidad, pueden causar cambios no letales a los organismos que se encuentran a la cercanía de estos vertimientos, lo cual influyen en una disminución en su población, crecimiento y fecundidad al igual que en problemas respiratorios y desordenes psicológicos.

Para la protección de los ecosistemas marinos del Caribe Colombiano, este proyecto mostrará los efectos causados por el agua de producción proveniente de pozos de aceite y gas. Además, se mostrarán las normativas que rigen los vertimientos de agua al océano y la visión de regulaciones más estrictas donde sobresale la de cero descargas. Por otra parte para el cumplimiento de dichas normas, este trabajo se enfocó en las tecnologías (BAT/BEP). Como resultado se desarrolló un sistema de tratamiento de agua donde el vertimiento de esta agua al océano genera cero daños ambientales a los ecosistemas del Caribe Colombiano.

1. ACTIVIDAD COSTA AFUERA NACIONAL E INTERNACIONAL

El consumo de energía mediante el uso de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) representa el 86% de la canasta energética mundial, donde el crudo aporta un 33%, el carbón contribuye con un 29% y el gas participa con un 24%.¹ Con el incremento de la demanda de energía y el surgimiento de nueva tecnología, el desarrollo de la industria costa afuera alrededor del mundo son un prospecto atractivo.

Entre 1896 y 1975, la producción de gas y crudo se limitó a aguas someras. Sin embargo, con el agotamiento de muchos yacimientos, las compañías se han movido cada vez más hacia aguas más 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.²

En el 2009, la actividad costa afuera representaba un 30% de la producción mundial de hidrocarburos (petróleo y gas)³. A 2015 la producción mundial de petróleo era de 91.6 MMBPD (millones de barriles por día), donde se estimaba un aporte de 37% en los campos de crudo costa afuera. Igualmente, con una producción mundial de gas de 3,538 BMCA (billones de metros cúbicos anuales), los campos de gas costa afuera aportaban un 28%⁴. Por lo tanto, la industria de hidrocarburos offshore cada día va en aumento.

¹ BP Statistical Review of World Energy June 2016.

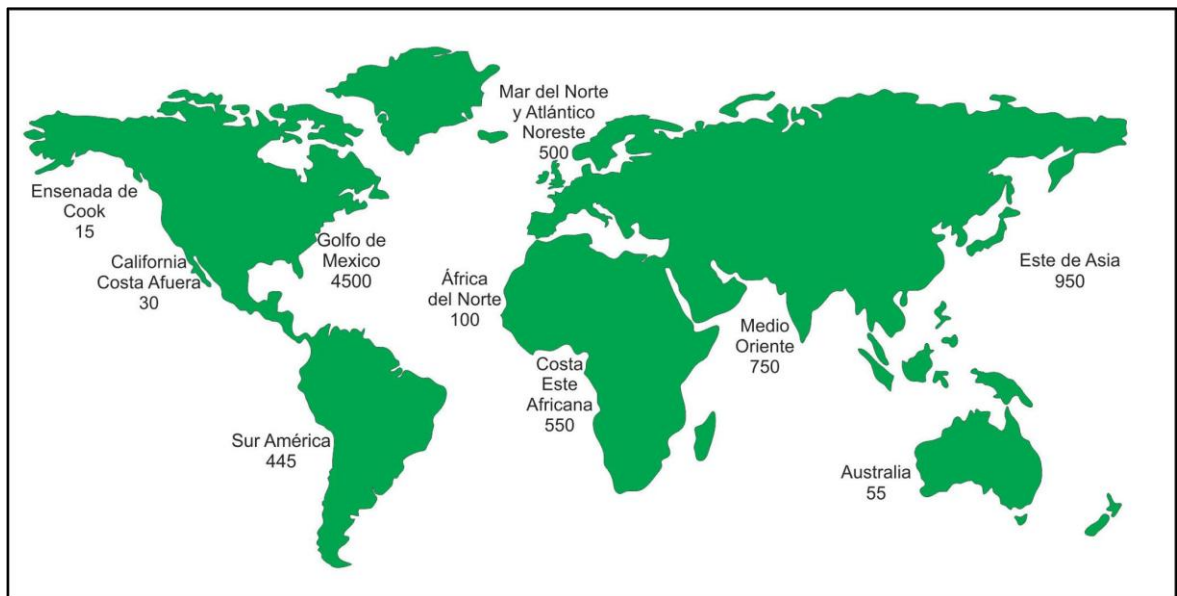
² Gelpke Nikolaus, 2014. Reporte World Ocean Review 3 Marine Resources-Opportunities and Risks "Oil and gas from the sea" Capítulo 1. Hamburg, pp. 8-51.

³ 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

⁴ Gelpke Nikolaus, 2014. Reporte World Ocean Review 3 Marine Resources-Opportunities and Risks "Oil and gas from the sea" Capítulo 1. Hamburg, pp. 8-51.

Con más de 7500 plataformas repartidas en 53 países productores, 40 países producen hidrocarburos en cantidades significativas como se observa en la figura 1. Entre las cuencas 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 someras, profundas y ultra-profundas del mundo.

Figura 1. Distribución Global de Plataformas.



Fuente: Actualizado de (Virginia Parente, Doneivan Ferreira, Edmilson Moutinho dos Santos, Estanislau Luczynski., 2005. "Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability." Energy Policy).

Uno de los pioneros de la industria costa afuera fue el industrial Henry L. Williams, quien empezó a extraer crudo a finales del siglo XIX. Aunque sus primeros pozos fueron en tierra firme, en 1896 construyó un muelle de 100 metros con el fin de perforar el fondo oceánico. Después de 5 años, más de 14 muelles con 400 pozos

fueron desarrollados. Gracias a estos pioneros, la industria costa afuera empezó a desarrollarse cada vez más lejana de la costa.⁵

En Luisiana, USA se creó 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 a pesar de los altos costos de su desarrollo.

Existen 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. Por lo tanto, un plan de proyecto de aguas profundas típico no sólo incluye cada uno de los elementos siguientes, sino que además considera la influencia de unos sobre otros⁶:

- Modelo de yacimiento del subsuelo.
- 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

Desde hace mucho tiempo, las consideraciones relacionadas con la seguridad y el medio ambiente constituyen una prioridad para los operadores de áreas marinas.

⁵ Gelpke Nikolaus, 2014. Reporte World Ocean Review 3 Marine Resources-Opportunities and Risks “Oil and gas from the sea” Capítulo 1. Hamburg, pp. 8-51.

⁶ Chawathe Adwait, Ozdogan Umut, Sullivan Karen, Younes Glaser, Riding J. Mark. 2009. “Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas.” Oilfield Review. Volumen 21 no 1 pp 26-35.

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.⁷ Sin embargo, no existe una regulación a nivel global sobre los riesgos asociados al vertimiento del agua de producción al océano. Las entidades encargadas de estos procesos son entidades gubernamentales de cada país, la cual, mediante estudios, se encargan de dictar sus propios índices de vertimiento.

En Colombia las reservas probadas oscilan por los 2000 MMBB (millones de barriles) y las reservas de gas en 4.8 TPC (trillones de pies cúbicos), donde las cuencas más representativas son Guajira Offshore, Sinú Offshore, los Llanos y el Valle medio del Magdalena⁸. 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 elaborado 90,000 kilómetros de sísmica 2D. Igualmente, desde el 2003 se han realizado 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.⁹

Los descubrimientos más importantes de pozos de gas en el Caribe Colombiano son: Chuchupa-Ballenas (1973), Santa Ana (1979), Arazá 1 (2007), Mapalé (2012), Orca 1 (2014), Kronos 1 (2015) y Calasú (2015). 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.¹⁰

⁷ Cummings Rob, García Chris, Hawthorn Andrew, Holicek Robert, Dribus R. J., Loic Haslin. 2015. "Más allá de las profundidades: Los desafíos de la región de aguas ultra-profundas." Oilfield Review.

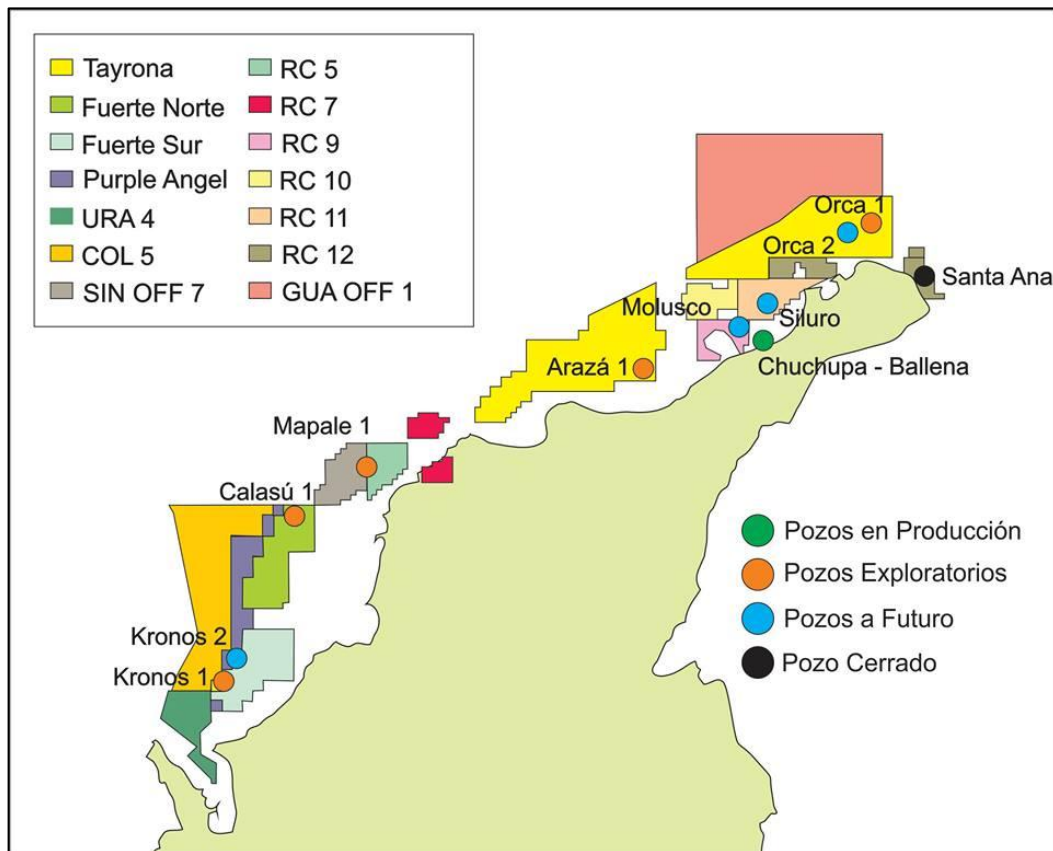
⁸ BP Statistical Review of World Energy June 2016.

⁹ Ortiz T. Jorge A. XIX CONGRESO NATURGAS 2016 "El Gas Natural en el Nuevo Entorno Mundial" ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.

¹⁰ UPME, 2015. "Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023" República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.

En el 2007, Colombia perforo el pozo Arazá 1 ubicado en el bloque Tayrona a 45 kilómetros de la bahía de Santa Marta. Éste fue el primer pozo profundo del país. Sin embargo, en el 2008, Petrobras confirmo que el pozo resulto seco por lo tanto se cerró. 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.

Figura 2. Ubicación de los campos más importantes del Mar Caribe.



Fuente: Tomado de Echeverry Juan Carlos, 2016. "El gas en el presente y futuro de Ecopetrol" Presidente de Ecopetrol y modificado por autores.

Sin embargo, estos se encuentran en un estado de prospección sísmica, evaluación técnica, actualización de los modelos geológicos y delimitadores de los

pozos Orca 2 y Kronos 2 respectivamente¹¹. 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 unos 8 años y su desarrollo otros más. Por otra parte, es necesaria la implementación de una serie de regulaciones ambientales. Si bien, el país no cuenta con normas relacionadas al vertimiento del agua de producción al océano, la ANH y la DIMAR, junto con otras autoridades competentes, están trabajando en el desarrollo de bases ambientales.

¹¹ Echeverry Juan Carlos, 2016. "El gas en el presente y futuro de Ecopetrol" Presidente de Ecopetrol.

2. COMPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

2.1 VOLUMEN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es una mezcla del agua de formación, el agua condensada y en algunos casos del agua de re-inyección. Dependiendo de la solubilidad y la partición de sus cadenas, la mayoría de los hidrocarburos aromáticos y los hidrocarburos alifáticos se encuentran en el aceite disperso. La mayoría de los contaminantes en el aceite disuelto son componentes orgánicos solubles en el agua tales como los ácidos orgánicos y los fenoles.

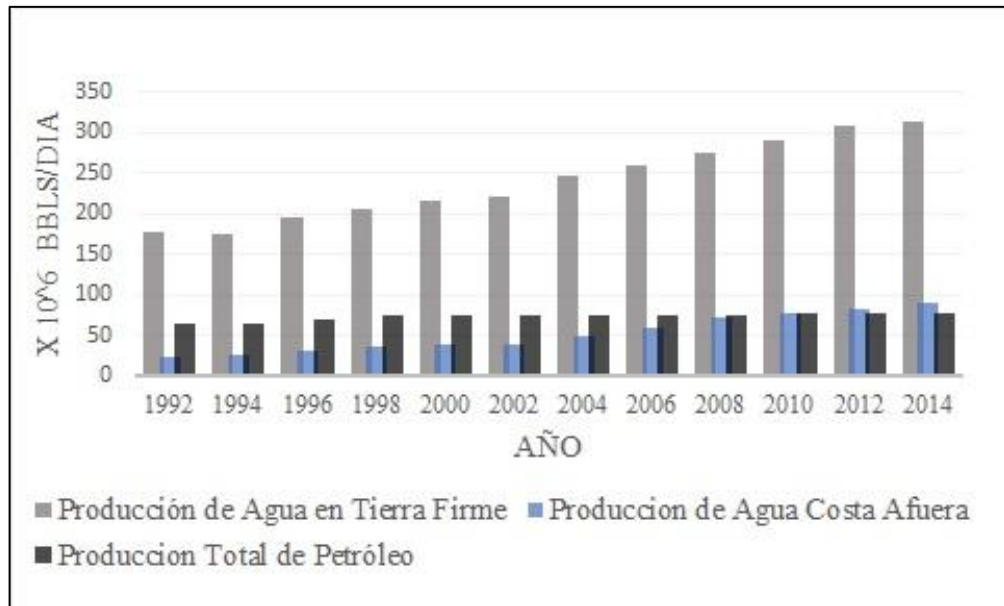
Aunque la mayoría de los hidrocarburos están en el aceite disperso, el aceite disuelto contiene una cantidad considerable de hidrocarburos orgánicos tóxicos como el BTEX, los hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPAs) y los alquilfenoles (APs). El volumen de agua producida en diferentes campos puede variar. Sin embargo, la composición, es cualitativamente similar a la producida en campos de gas y crudo.¹²

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. 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. 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 300 millones de barriles de agua por día, donde el 40% es descargado al mar.¹³

¹² 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.

¹³ Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen., 2012. "Produced water treatment technologies."

Figura 3. Producción mundial de petróleo y agua.



Fuente: Adaptado de (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).

2.2 ESTRATEGIAS DE DISPOSICIÓN

Las estrategias implementadas para el manejo del agua de producción costa afuera comprenden la disminución del volumen producido de agua, re-inyección y el vertimiento al océano¹⁴. No obstante, solo una pequeña parte se utiliza para re-inyección y el resto es vertido al mar.

Por ejemplo, en 2007, Estado Unidos usaba el 8.3% del agua de producción para re-inyección con el fin de aumentar el factor de recobro, en cambio, el 91.7% era descargado al mar.¹⁵

¹⁴ Veil, J.A., 2011. "Produced water management options and technologies". Produced Water, Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies, pp. 537–572.

¹⁵ Clark, C., Veil, J., 2009. Produced Water Volumes and Management Practices in the United States. Argonne National Laboratory Report.

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Los constituyentes más importantes en el agua de producción son las sustancias orgánicas e inorgánicas provenientes de formaciones geológicas tales como las sales, bacterias, ácidos orgánicos, metales pesados, isotopos radioactivos, aditivos químicos e hidrocarburos solubles y dispersos.¹⁶

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, así como la composición química de las fases de aceite y de gas en el depósito, y de los productos químicos añadidos durante la producción.¹⁷

2.3.1 Aceites disueltos y dispersos Los aceites disueltos y dispersos son una mezcla de hidrocarburos, donde el BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno), los HPAs (Hidrocarburos policíclicos aromáticos) y los fenoles son los más representativos.¹⁸ Las pequeñas gotas de aceite suspendido en la fase acuosa es llamado aceite disperso mientras que los aceites disueltos son constituyentes orgánicos polares en el agua de producción. Estos dependen de su peso molecular entre otros factores. Teniendo en cuenta que a mayor peso molecular menor solubilidad en el agua. Los aceites dispersos y disueltos representan la mayor preocupación ambiental en el agua de producción debido a su toxicidad y persistencia en el ambiente.

¹⁶ 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*.

¹⁷ Lee K., Neff J., Elisabeth M. DeBlois 2011. "Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects" *Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1*. Springer, New York, pp. 3-57.

¹⁸ Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen., 2012. "Produced water treatment technologies."

2.3.1.1 Aceites dispersos Se componen de pequeñas gotas de aceite en suspensión en el agua de producción. Los hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPA) son un ejemplo de aceites dispersos y se definen como hidrocarburos que contienen dos o más anillos aromáticos fusionados.¹⁹ La cantidad de aceite dispersado en agua producida depende de la densidad del aceite, el tamaño de la gota, la cantidad de precipitación de aceite y la tensión interfacial entre el agua y el aceite.²⁰ Las concentraciones de HPAs total producida en el agua pueden variar de aproximadamente 0,040 a 3 mg/L.

2.3.1.2 Aceites disueltos Los compuestos orgánicos solubles en el agua producida son constituyentes polares que están distribuidos entre las gamas baja y media de carbono. Los BTEX y fenoles son compuestos solubles en el agua de producción. Las cantidades de aceite soluble en el agua dependen del tipo de aceite, volumen de producción, técnica de levantamiento artificial y la etapa de la producción. Los compuestos aromáticos son productos químicos de gran importancia, ya que contribuyen a la toxicidad de ambientes naturales. No obstante, estas sustancias no pueden ser eliminadas de manera eficiente por las técnicas de separación de aceite/agua tradicional.²¹

El hidrocarburo más abundante en el agua de producción son los aromáticos de un solo anillo de benceno, tolueno, metilbenceno y xileno (BTEX), y los hidrocarburos saturados de bajo peso molecular. Además, se pueden encontrar en el agua de producción en altas cantidades a más de 500 mg/l especialmente de aquellos que provienen de pozos de gas.

¹⁹ Neff J.M. 2002. "Bioaccumulation in marine Organism: Effect of Contaminants from Oil well produced water." Elsevier, The Netherlands. pp 1-35.

²⁰ 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.

²¹ 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.

Los fenoles son compuestos orgánicos aromáticos que contienen el grupo hidroxilo (OH⁻) como grupo funcional. La cual, es una sustancia incolora en donde uno o más átomos de hidrogeno son reemplazado por el radical OH. Los fenoles más abundantes en el agua producción son el fenol, metil-fenoles, y dimetil-fenoles. Las concentraciones de fenoles totales en agua producida por lo general son menores a 20 mg/L.

2.3.2 Minerales de formación disueltos Los componentes inorgánicos disueltos o minerales se encuentran usualmente en altas concentraciones, y son clasificados como cationes y aniones, materiales radioactivos que ocurren naturalmente y metales pesados. Sus concentraciones varían dependiendo de la formación geológica, de su edad y el tipo de yacimiento.²²

2.3.2.1 Salinidad, cationes y aniones La mayor fuente de producción de agua en pozos costa afuera es usualmente el agua de mar que ha sido atrapada con el petróleo y gas en el yacimiento, por eso la salinidad del agua de producción puede alcanzar valores mayores que el agua de mar. La salinidad puede variar desde algunos mg/L a 300.000 mg/L.

Los aniones tales como, CO_3^{2-} , HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} y los cationes como, K^+ , Ca^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Na^+ afectan a la química del agua producida en términos de formación de escamas, taponamientos, y espumas.²³

2.3.2.2 Metales pesados El agua producida contiene cantidades de metales pesados, tales como cadmio, cromo, cobre, plomo, mercurio y níquel, que pueden variar en concentración dependiendo de la edad y la geología de las formaciones de las cuales se está produciendo el aceite o gas.

²² 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.

²³ 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.

Algunos metales, tales como el vanadio o níquel, pueden encontrarse en gran abundancia en los aceites, pero es poco frecuente encontrarlos en las aguas de producción, estos metales están presentes como compuestos órgano-metálicos en el aceite y no tienen participación en la fase de agua producida que está en contacto con el aceite.

A pesar de esto, se han encontrado desde hace más de 15 años, altas concentraciones de Níquel en algunas aguas de producción del mar norte posiblemente derivadas de un proceso de biodegradación. La tabla 1 muestra una comparación entre algunos metales encontrados en el agua marina, el Golfo de México y el Mar del Norte.

Tabla 1. Comparación entre las concentraciones de algunos metales encontradas comúnmente en el agua marina y las aguas de producción del Golfo de México y del Mar del Norte, las concentraciones están dadas en ($\mu\text{g/L}$).

METAL	AGUA MARINA	AGUA PRODUCIDA GOLFO DE MÉXICO	AGUA PRODUCIDA DEL MAR DEL NORTE
Arsénico	1-3	0.5-31	0.96-1.0
Bario	3-34	81000-342000	107000-228000
Cadmio	0.001-0.1	<0.05-1.0	0.45-1.0
Cromo	1.1- 0.55	<0.1-1.4	5-34
Cobre	0.03-0.35	<0.2	12-60
Hierro	0.008-2.0	10000-37000	4200-11300
Plomo	1.1- 0.1	<0.1-28	0.4-10.2
Manganeso	0.03-1.0	1000-7000	NA
Mercurio	0.00007-0.006	<0.01-0.2	0.017-2.74
Molibdeno	8-13	0.3-2.2	NA
Níquel	0.1-1.0	<1.0-7.0	22-176
Vanadio	1.9	<1.2	NA
Zinc	0.006-0.12	10-3600	10-340

Fuente: Lee K., Neff J., Elisabeth M. DeBlois 2011. "Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects" Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1. Springer, New York, pp. 3-57.

2.3.3. Materiales radioactivos naturales Los materiales radioactivos naturales (NORM) están presentes en el agua de producción en distintas partes del mundo. Los NORM más abundantes de agua producida son el radio-226 y el radio-228 (226Ra y 228Ra). El Radio se deriva de la desintegración radiactiva de uranio-238 y torio-232 asociado con ciertas rocas y arcillas en los yacimientos de hidrocarburos. Las concentraciones de estos dos isotopos incrementan con la salinidad en las aguas de producción de pozos de aceite y gas. La tabla 2 muestra la concentración del radio-226 y el radio-228 en algunas locaciones.

Tabla 2. Concentraciones de radio isotopos

LOCALIZACIÓN	RADIO-226	RADIO-228
Texas	0.1-5150	NA
Golfo de México	91.2-1494	162-1200
Mar del Norte	44.8	105
Indonesia	7.6-56.5	0.6-17.7
Agua de mar	0.0027-0.04	0.005

Fuente: Lee K., Neff J., Elisabeth M. DeBlois 2011. "Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects" Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1. Springer, New York, pp. 3-57.

2.3.4 Químicos de producción Un gran número de aditivos especiales (productos químicos de tratamiento) están disponibles para su uso en el sistema de producción de un pozo para ayudar en la recuperación y el bombeo de hidrocarburos, para proteger el sistema contra la corrosión, para facilitar la

separación de petróleo, gas, y agua, y evitar que el hidrato de metano (hielo) se forme en los sistemas de producción de gas.

Igualmente, una serie de diferentes químicos pueden ser aplicados a lo largo de la cadena de producción y transporte los cuales pueden ser inhibidores de corrosión, inhibidores de hidratos, inhibidores de escamas, inhibidores de formación de espumas, bactericidas, rompedores de emulsiones entre otros. A pesar de que un tercio de estos químicos son descargados con el agua de producción, el tipo de químico depende si este es soluble en agua o no, si es así, este será descargado con ella.

Las concentraciones de los inhibidores de corrosión, inhibidores de la escamas, y los productos químicos de tratamiento de gases (glicol y metanol) pueden estar presentes en altas concentraciones dependiendo de los sistemas producción y los posibles problemas que se puedan presentar.

Tabla 3. Químicos de producción en el agua producida en campos de aceite y gas (mg/l)

QUÍMICOS	CAMPOS DE ACEITE		CAMPOS DE GAS	
	TÍPICA	RANGO	TÍPICA	RANGO
Inhibidor de corrosión	4	2-10	4	2-10
Inhibidor de escamas	10	4-30	-	-
Desemulsificantes	1	1-2	-	-
Metanol	-	-	2000	1000-15000
Glicol	-	-	1000	500-2000

Fuente: Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen., 2012. "Produced water treatment technologies."

2.3.5 Sólidos producidos Los sólidos producidos pueden ser arcillas, sólidos precipitados, ceras, bacterias, carbonatos, arenas, entre otros. Estos podrían causar una serie de problemas en la producción como lo sería la formación de escamas y obstrucciones en las líneas al igual que la formación de emulsiones.

2.3.6 Gases disueltos La mayoría de gases en el agua de producción son el dióxido de carbono, oxígeno, y sulfuro de hidrógeno, estos son formados naturalmente por la actividad bacteriana o por las reacciones químicas en el agua.

2.4 COMPARACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

La tabla 4 muestra las variaciones típicas de algunos componentes provenientes del agua de producción asociados a la producción de gas natural y aceite. Al igual que algunas posibles afecciones que tendrían a los ecosistemas marinos, donde se aprecia la diferencia en la composición del agua dependiendo de la fuente en la cual proceden resaltando la gran diferencia que existe en los aceites disueltos como el BTEX entre en agua del petróleo y el gas.

Tabla 4. Componentes más representativos del agua de producción en *mg/L* para yacimientos de petróleo y gas.

COMPONENTES		AGUA DE MAR	AGUA DE PRODUCCIÓN	
			PETRÓLEO	GAS
ACEITE DISUELTO	BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno)	-	0.38 - 70	0.068 - 3000
	Fenoles	-	0.4 - 23	ND

COMPONENTES		AGUA DE MAR	AGUA DE PRODUCCIÓN	
			PETRÓLEO	GAS
ACEITE DISUELTO	Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos	-	0.04 - 3	40 - 80
ACEITE DISPERSO	Hidrocarburos Alifáticos	-	40 - 100	300 - 1400
THC (Contenido Total de Hidrocarburos)		-	< 200	700 - 4000
METALES PESADOS	Cadmio	4e-6 -23e-5	5e-4 - 0.005	<0.2 -1.21
	Bario	0.022 -0.08	0.2 - 228	9.65 -1740
	Cobre	2e-5 - 5e-4	0.022 - 0.082	<0.02 -5
	Plomo	2e-5 -81e-5	4e-4 - 0.008.3	<0.2 -10.2
	Mercurio	1e-6 -3e-6	<1e-4 - 0.026	<5 -100***
TRATAMIENTOS QUIMICOS	Inhibidores de corrosión	-	2 - 10	2 - 10
	Inhibidores de Escamas	-	4 - 30	ND
	Desemulsificantes	-	1 - 2	ND
	Metanol	-	-	1000 -15000
	Glicol	-	-	500 -2000

COMPONENTES		AGUA DE MAR	AGUA DE PRODUCCIÓN	
			PETRÓLEO	GAS
MATERIAL NATURAL RADIOACTIVO	Ra226	-	1.66*	<0.02 - 302*
	Ra228	-	3.9*	<1 - 20*
MINERALES DISUELTOS Y PH	Salinidad	35000	<100 - 300000	<100 -300000
	pH	7.5 -8.4**	4.3 - 10**	3.1 – 7**
	COD	1	1220	2660 -120000

* Viene dado en Bq/l (Becquerel/litro)

** Unidades Estándares

*** Pbb (Partes por Billón)

ND = No Detectado

Fuente: Editado y actualizado de 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.

3. IMPACTOS DEL AGUA PRODUCIDA A LOS ECOSISTEMAS MARINOS

3.1 NORMATIVA INTERNACIONAL

La cantidad total de los volúmenes de agua de producción, la complejidad de los tratamientos químicos, y la falta de conocimiento en sus posibles efectos a largo plazo, han hecho del agua de producción el objetivo más fuerte de preocupación e investigación en los últimos años.

En los primeros años de producción en el Golfo de México, la práctica estándar para la gestión del agua producida en pozos costa fuera era descargarla al océano después de la separación inicial de aceite y agua. La separación por gravedad, a menudo deja detrás suficiente aceite en el agua producida, la cual, creaba un brillo cuando se descargaba en el ambiente. Esto, le dio a la industria un impulso para eliminar un mayor porcentaje de aceite antes de su descarga²⁴.

Sin embargo, no fue hasta 1974 donde la Agencia de Protección Ambiental (EPA), publicó un artículo con la BPT (Best Practicable Control Technology Currently Available) la 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.²⁵

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

²⁴ Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011. "MANAGEMENT OF PRODUCED WATER FROM OIL AND GAS WELLS."

²⁵ Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011. "MANAGEMENT OF PRODUCED WATER FROM OIL AND GAS WELLS."

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 de aceite disperso por litro de agua producida.

En el 2007, este límite se redujo a 30 mg/L. 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 re-inyectada. Dejando un máximo del 5% para vertimiento donde el contenido de grasas y aceites no sobrepase los 10 mg/L.²⁶ En la tabla 5, se pueden observar los diferentes países que poseen una base legal con sus respectivos estándares máximos diarios y promedios de vertimiento de grasas y aceites, desde los más permisivos hasta los más estrictos.

Tabla 5. Regulaciones y estándares de descarga de las concentraciones de aceites y grasas en *mg/l* contenidas en el agua de producción alrededor del mundo.

REGIÓN	NORMA (BASE LEGAL)	ESTÁNDAR	
		MÁXIMO DIARIO (<i>mg/L</i>)	PROMEDIO (<i>mg/L</i>)
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

²⁶ M. Buffagni, L. Pinturier, L. Bracco, U.E. Moltu, C.A.Cova, H. Jonsson, S. Sanni, 2010. "Environmental Risk Management of E&P Operations in the Barents Sea: Environmental Indicators and Thresholds Levels" SPE 126710.

REGIÓN	NORMA (BASE LEGAL)	ESTÁNDAR	
		MÁXIMO DIARIO (mg/L)	PROMEDIO (mg/L)
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	-

Fuente: Veil, J.A., 2006. "Why Are Produced Water Discharge Standards Different throughout the World?" Environmental Science Division Argonne National Laboratory.

Por consiguiente, es importante resaltar los problemas asociados del agua de producción a nivel internacional, con el fin de elaborar un plan estratégico que permita la protección de las especies marinas que habitan en el Caribe Colombiano.

3.2 IMPACTOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Los BTEX Y HPAs son los compuestos que presentan mayor toxicidad en el agua de producción. Por lo tanto, distintos estudios se han realizado con el fin de llevar el agua de producción a los niveles óptimos de vertimiento. Pese a que varios autores como (Neff J.M. 2002²⁷; Lee K., et al. 2011²⁸; Terrens and Tait, 1996²⁹) mencionan que rara vez los BTEX son considerados como contaminantes debido

²⁷ Neff J.M. 2002. "Bioaccumulation in marine Organism: Effect of Contamiants from Oil well produced water." Elsevier, The Netherlands. pp 1-35.

²⁸ Lee K., Neff J., Elisabeth M. DeBlois 2011. "Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects" Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1. Springer, New York, pp. 3-57.

²⁹ 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, Richardson, Texas, pp. 739 - 747.

a su alta velocidad de evaporación en el mar. Sin embargo, los organismos cercanos a estos vertimientos, no pueden ser excluidos totalmente por los sutiles efectos biológicos causados a un largo tiempo de exposición crónica.³⁰

Igualmente, algunos HPAs son conocidos por ser un potente cancerígeno, llegando a ser un compuesto de gran prioridad en las regulaciones ambientales y en las evaluaciones de riesgo para descargas industriales. Estudios sobre los problemas ecotoxicológicos más representativos se han realizado por muchos años y han sido reportados en gran variedad de artículos científicos y revistas. Por ejemplo, los daños en el ADN³¹, estrés oxidativo³², los defectos en las funciones cardiacas³³, y la embriotoxicidad³⁴.

Igualmente, algunos HPAs pueden formar aductos del ADN y neoplasia en el hígado de pescado a través de intermediarios³⁵. Un panorama general de los efectos biológicos de los hidrocarburos aromáticos ha sido publicado por la AMAP³⁶.

³⁰ Torgeir Bakke, Jarle Klungsøyr, Steinar Sanni, 2013. "Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry" Marine Environmental Research

³¹ Aas, E., Baussant, T., Balk, L., Liewenborg, B., Andersen, O.K., 2000. "PAH metabolites in bile, cytochrome P4501A and DNA adducts as environmental risk parameters for chronic oil exposure: a laboratory experiment with Atlantic cod." *Aquat. Toxicol.* 51, 241-258.

³² Sturve, J., Hasselberg, L., Falth, H., Celander, M., Forlin, L., 2006. Effects of North Sea oil and alkylphenols on biomarker responses in juvenile Atlantic cod (*Gadus morhua*). *Aquat. Toxicol.* 78, S73-S78.

³³ Incardona, J.P., Collier, T.K., Scholz, N.L., 2004. Defects in cardiac function precede morphological abnormalities in fish embryos exposed to polycyclic aromatic hydrocarbons. *Toxicol. Appl. Pharmacol.* 196, 191-205.

³⁴ Carls, M.G., Holland, L., Larsen, M., Collier, T.K., Scholz, N.L., Incardona, J.P., 2008. Fish embryos are damaged by dissolved PAHs, not oil particles. *Aquat. Toxicol.* 88, 121-127.

³⁵ 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.

³⁶ AMAP, 2010. Assessment 2007: Oil and Gas Activities in the Arctic e Effects and Potential Effects, vol. II. Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), Oslo, Norway.

Estudios llevaron a los alquilfenoles (APs) a ser de gran preocupación por los efectos documentados en (Arukwe et al., 2000³⁷, 2001³⁸; Nimrod and Benson, 1996³⁹; Soto et al., 1991⁴⁰) los cuales hablaban de la alteración de las hormonas. Asimismo (Priatna et al., 1994⁴¹) menciona como los fenoles y los APs son peligrosos y tóxicos causando efectos biológicos.

Por otra parte, los estudios muestran que la mayoría de la exposición detectada a causa de los HPAs y APs del 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 detectar los problemas a distancias más lejanas⁴².

Además, algunas especies parecen ser atraídas por las plataformas de producción. (Jørgensen et al. 2002⁴³) mostró que acerca de la mitad de los bacalaos etiquetados cerca de 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 enzimas, estrés oxidativo, alteración en la composición de los aceites grasos, y genotoxicidad en las poblaciones naturales de eglefinos⁴⁴.

³⁷ 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.

³⁸ 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.

³⁹ Nimrod, A.C., Benson, W.H., 1996. "Environmental estrogenic effects of alkylphenol ethoxylates. *Crit. Rev. Toxicol.* 26, 335-364.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Priatna, R., Syahbandi, E., Sudewo, B., 1994. Phenol Compounds in Produced Water. *Society of Petroleum Engineers, SPE-27134*. pp. 365-371.

⁴² Torgeir Bakke, Jarle Klungsøyr, Steinar Sanni, 2013. "Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry" *Marine Environmental Research*.

⁴³ 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.

⁴⁴ Torgeir Bakke, Jarle Klungsøyr, Steinar Sanni, 2013. "Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry" *Marine Environmental Research*.

Monitoreos repetitivos en los años 2005, 2008, 2011 confirmaron este patrón con una disminución en la genotoxicidad del eglefino en el área de Tampen⁴⁵

Otros riegos 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 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ gas) – Bajo Riesgo.
- Entre 5 y 100 ppb de líquido (5-50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ gas) – Riego Intermedio.
- Mayores a 100 ppb de líquido (>50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ gas) – Alto Riesgo.

El control del mercurio a bajas concentraciones es evitar que su concentración aumente con el tiempo. Igualmente, en la categoría de riegos intermedios, se requieren monitoreos más frecuentes y detallados en las áreas de trabajo para evitar la inhalación y absorción cutánea del fluido. Cuando la concentración excede los 100 ppb, es necesaria la especificación detallada de los compuestos. Si no se realizan controles específicos, el contacto con el mercurio, puede causar a los humanos daño neuronal o incluso la muerte por exposición crónica⁴⁶.

Por consiguiente, cabe resaltar los posibles efectos que posee el agua de producción asociada a los componentes más representativos.

⁴⁵ Torgeir Bakke, Jarle Klungsøy, Steinar Sanni, 2013. "Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry" Marine Environmental Research.

⁴⁶ S. Mark Wilhelm, Mercury Technology Services, and Ahmad Afdzal Md Isa and Shaharuddin Safri, 2008. "Mercury in SE Asia Produced Fluids – Holistic Approach to Managing Offshore Impacts" IPTC 12821.

Tabla 6. Posibles efectos de los contaminantes del agua de producción costa afuera.^{47 48 49 50 51 52 53}

COMPONENTES		POSIBLES EFECTOS CONTAMINANTES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA
ACEITE DISUELTO	BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno)	En los organismos marinos puede causar narcosis no específica y alteración en las membranas celulares. En particular, en las branquias, causando inflamación e interrupción eventual de la misma.
	Fenoles	Puede causar un desarrollo ineficiente en el crecimiento de peces y crustáceos en edades tempranas de formación.
ACEITE DISPERSO	Hidrocarburos policíclicos aromáticos	Llegan a ser cancerígenos, mutagénicos y teratogénicos. Por lo cual, es el compuesto de mayor preocupación ambiental.

⁴⁷ Neff J.M. 2002. "Bioaccumulation in marine Organism: Effect of Contamiants from Oil well produced water." Elsevier, The Netherlands. pp 1-35.

⁴⁸ Frances Solomon, 2009. "Impacts of Copper on Aquatic Ecosystems and Human Health." Environment & Communities. pp 25-27.

⁴⁹ Cole, S., Codling, I.D., Parr, W. and Zabel, T., 1999. "Guidelines for managing water quality impacts within UK European marine sites" pp 149-422.

⁵⁰ International Association of Oil & Gas Producer, 2002. "Aromatics in produced water occurrence, fate & effects, and treatment." Report 1.20/324. Pp 1-30.

⁵¹ International Association of Oil & Gas Producer, 2016. "Managing Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry." Report 412. Pp 1-68.

⁵² Malcolm Pirnie, Inc. 1999. "Evaluation of The Fate and Transport of Methanol in The Environment" Oakland, California. Pp 1-69.

⁵³ Staples Charles A., Williams James B., Craig Gordon R., Roberts Kathleen M., 2000. "Fate, effects and potential environmental risk of ethylene glycol: a review." Chemosphere 43 (2001) 377-383.

COMPONENTES		POSIBLES EFECTOS CONTAMINANTES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA
METALES PESADOS	Cadmio	Es un metal altamente tóxico para plantas y animales. Dependiendo su estructura pueden ser mutagénicos y cancerígenos para mamíferos.
	Bario	Si se mezcla con los sedimentos en el fondo marino puede inhibir la colonización y alterar las comunidades bentónicas.
	Cobre	En los peces, impiden el normal funcionamiento de las branquias, perdiendo la capacidad de regular sales esenciales. Los cuales, impiden el funcionamiento de los sistemas cardiovasculares y nerviosos.
	Plomo	En algunos peces, la toxicidad del plomo incluye, deformidad espinal y ennegrecimiento de la región caudal.
	Mercurio	El mercurio es uno de los metales más tóxicos para los organismos marinos, aves y humanos, podrían llegar a tener afecciones mortales en las especies.
QUÍMICOS DE TRATAMIENTO	Inhibidores de corrosión	En altas concentraciones pueden representar un peligro para los organismos marinos contribuyendo a la toxicidad del agua producida.
	Inhibidores de Escamas	
	Desemulsificantes	
	Metanol	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	En algunos peces y organismos marinos afecta el crecimiento, la reproducción y la supervivencia en edades tempranas.

COMPONENTES		POSIBLES EFECTOS CONTAMINANTES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA
MATERIAL NATURAL RADIOACTIVO	Ra226	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	
MINERALES DISUELTOS Y PH	Salinidad	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	Dependiendo de la especie de alga en los depósitos del agua de producción, la variación del pH puede traer cambios fisiológicos y reproductivos, ya sean positivos o negativos.
	COD	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.

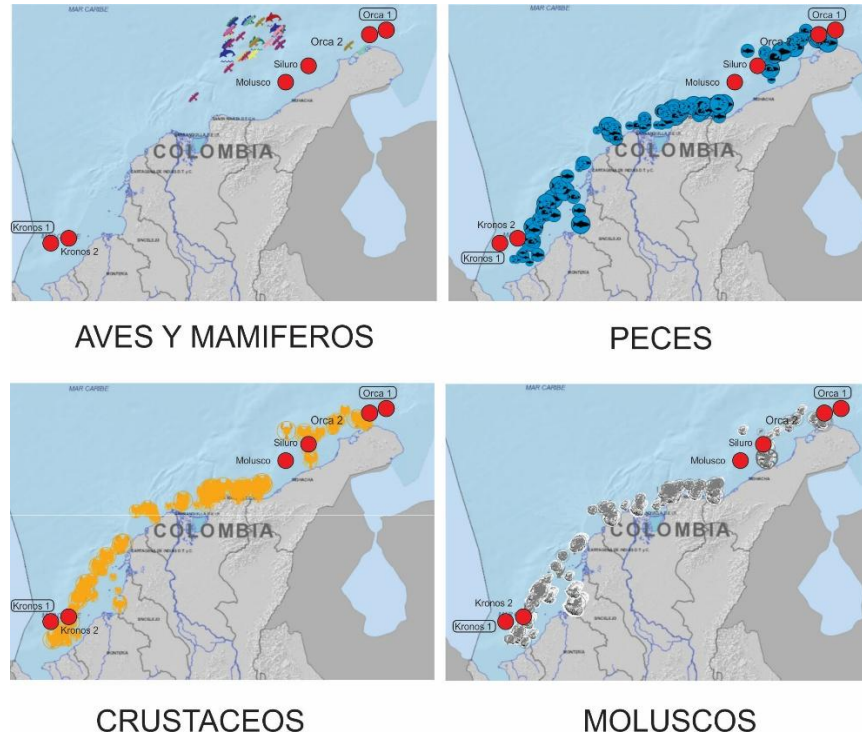
Con el gran potencial de hidrocarburos en las zonas profundas y ultra-profundas del Mar Caribe, Colombia ha puesto sus esperanzas en aumentar las reservas del país. Por lo tanto, los contratos que se encuentran actualmente en ejecución han permitido evidenciar la viabilidad de estos recursos. Además, compañías operadoras de talla mundial como la Statoil de Noruega, Petrobras de Brasil, las norteamericanas Anadarko y Chrevon, la española Repsol, la holandesa Shell, y las compañías colombianas Equión y Ecopetrol, han mostrado interés en la explotación de estos yacimientos.

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. Sin embargo, aún no se ha realizado una base legal que muestre los límites máximos y mínimos de los contaminantes asociados al agua de producción.

El geovisor de Biodiversidad Marina en los Bloques de Exploración de Hidrocarburos junto con el Atlas de la Pesca Marino-Costera de Colombia publicó un catálogo biológico de especies de importancia comercial (Anexo A). Donde se destacan el camarón rosado y la langosta espinosa ubicados en las cercanías de Kronos 1 y 2, y Orca 1 y 2. Igualmente, los robalos, pargos, sierras y atunes se encuentran a lo largo del Caribe colombiano. Además, el caracol pala y algunas almejas se encuentran en la cercanía de los pozos Siluro y Molusco.

Por consiguiente, es importante establecer medidas de manejo y protección para los ecosistemas marítimos del Océano Pacífico y el Mar Caribe. En la figura 4 se puede evidenciar la biodiversidad de especies de importancia con posible riesgo de afectación que habitan en las cercanías de los bloques y campos de explotación de hidrocarburos del Mar Caribe.

Figura 4. Distribución de la biodiversidad marina de importancia con posible riesgo de afectación en la costa caribe de Colombia.



Fuente: Adaptado y editado del Geovisor de Biodiversidad Marina <http://gis.invemar.org.co/geovisoranh/>

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, APs y demás contaminantes pueden causar a especies que ocupan nuestros dos océanos. Igualmente, es importante pensar en la implementación de la ley de **Cero Descargas**, donde Colombia al ser un país costero, depende de los recursos obtenidos en el mar.

Igualmente, las nuevas plataformas a nivel mundial tienen el objetivo de aplicar ese nuevo lineamiento con el fin de proteger los ecosistemas marinos. Por lo tanto, es necesario que el país, fortalezca las regulaciones jurídicas y exija tecnología de punta en plataformas de perforación y producción para la explotación de los recursos en el Mar Caribe.

4. TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA COSTA AFUERA

En orden de alcanzar los límites de descarga requeridos por cada país, los sistemas de tratamiento de agua consisten en una serie de etapas y un variado número de tecnologías. Los tanques desnatadores, desgasificadores e hidrociclones, son frecuentemente usados como sistemas primarios de tratamiento, donde el objetivo principal es la remoción del aceite disperso⁵⁴. Por otra parte, para gotas más pequeñas o aceites emulsificados, tecnologías más avanzadas son necesarias para alcanzar los índices actuales de vertimiento.

Debido a las crecientes preocupaciones sobre los riesgos de toxicidad del aceite disuelto y gotas del aceite disperso más pequeñas, es necesario el uso de tratamientos secundarios o unidades de pulido⁵⁵. Generalmente, ellas necesitan ser combinadas con otros sistemas de tratamiento utilizados en la actualidad, ya que altos niveles de aceite o sólidos dispersos, pueden ensuciar los equipos de tratamiento secundario y disminuir su eficiencia⁵⁶.

Además, en la segunda mitad de los años noventa, la industria de hidrocarburos de Noruega tomó la iniciativa de estudiar la toxicidad de los constituyentes individuales del agua de producción y sus impactos en el ambiente. A esto se le llamó Factor de Impacto Ambiental o Environmental Impact Factor (EIF) por sus siglas en inglés, la cual fue introducida para cuantificar el impacto ambiental de la corriente del agua de producción de cada plataforma. Basados en los factores de impacto ambiental, el gobierno noruego introdujo la política de cero daños

⁵⁴ 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*.

⁵⁵ 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*.

⁵⁶ 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*.

ambientales al principio de este siglo con el objetivo de alcanzar esta política en todas las plataformas en 2007.

En la tabla 7, se puede observar las tecnologías de tratamiento de agua para yacimientos de gas en campos costa afuera, cumpliendo con los estándares BAT (Best Available Technology) y BEP (Best Environmental Practices). Para el planeamiento y manejo de las operaciones en campos costa afuera, una combinación de los estándares BAT y BEP es esencial para prevenir y minimizar los daños por contaminación.

Las BAT se enfocan principalmente en la selección de la mejor tecnología disponible, la cual 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 ambiental⁵⁷. Debido a las condiciones climáticas, complejidad, y altos costos que conllevan las operaciones costa afuera en aguas profundas y ultra-profundas, las plataformas de producción están diseñadas para minimizar su peso, espacio y mantenimiento requerido.

⁵⁷ Opar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Tabla 7. Tecnologías de tratamiento de agua para campos costa afuera en yacimientos de gas como solución BAT/BEP.

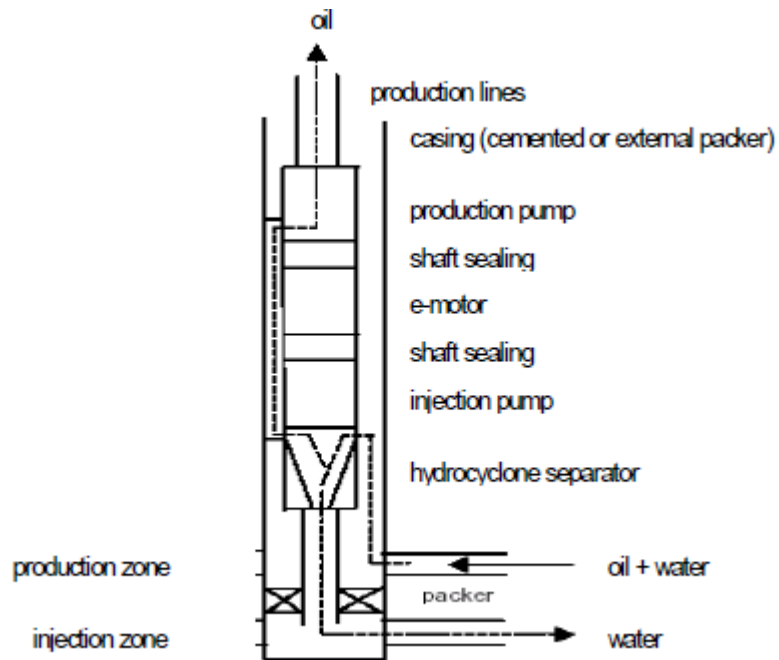
TECNOLOGÍAS	PRESENTE	EMERGENTE
PREVENTIVA		
Downhole water separation -gas		X
Mechanical water shut off	X	
Chemical water shut off	X	
PROCESOS INTEGRADOS		
Overhead Vapour Combustion (OVC)	X	
Fluid from condensor to production separator	X	
FINAL DE LA LINEA		
Skimmer tank	X	
PPI / CPI (gravitation separation)	X	
Cyclotech		X
Tail shaped pre-coalescer	X	
Hydrocyclones	X	
Centrifuga	X	
V-TEX		X
Steam stripping	X	
Condensate induced extraction	X	
DGF/IGF	X	
Adsorption filter	X	
Membrane filtration	X	
Filter coalesce		X
C-Tour		X
MPPE (end stream)	X	
Produced water re-injection (PWRI)	X	

Fuente: Ostar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

4.1 TECNOLOGÍAS PREVENTIVAS

4.1.1 Downhole water separation-gas (dwsG) La tecnología DWSG separa la mezcla gas-agua directamente en el fondo de pozo para evitar llevar a la superficie gran parte del agua producida, generando dos corrientes de flujo independientes, donde el gas viaja hacia superficie para su tratamiento, recolección y comercialización mientras que el agua separada se inyecta en una zona subterránea adecuada. En la figura 5 se muestra del diagrama típico de un DWSG.

Figura 5. DOWNHOLE WATER SEPARATION-GAS (DWSG)



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Tabla 8. Eficiencia de remoción (DWSG) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	50-100	Metanol	<75	Aceite Disuelto	50-100
Zinc	50-100	Glicol	<75	BTEX	50-100
Plomo	50-100	Inhibidores de corrosión	100	Benceno	50-100
Mercurio	50-100	Solución anti-escamas	50-100	HPAs	50-100
Níquel	50-100	Desemulsificante	15-35	Aceite Disperso	50-100

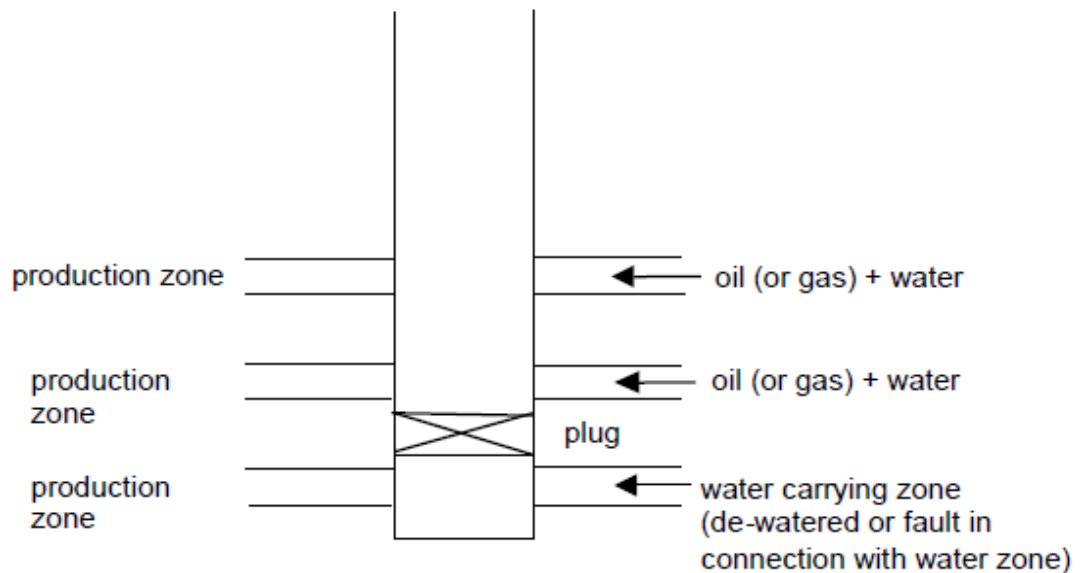
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

La tecnología de DWSG sólo es adecuada para pozos de gas con poca producción de condensado. La composición del agua de inyección debe ser compatible con la zona de inyección (hinchazón de arcilla, etc.). Además, las zonas de producción e inyección deben aislarse adecuadamente. Algunos posibles problemas que se pueden presentar es cuando el agua producida contiene partículas de arena o arcilla las cuales podrían tapan la zona de inyección.

El CAPEX aproximado de un (DWSG) para una plataforma de gas es de €1'390.000 con un OPEX anual de €444.200. El consumo energético en las bombas depende en el pozo depende de la presión de inyección y el volumen de agua requeridos. Para el mantenimiento de se recomienda reemplazar DWSG cada 2 años. Debido a que es una tecnología emergente esta técnica todavía está en etapa de desarrollo y debe ser probada en tierra firme para ser aplicada costa fuera.

4.1.2 Mechanical water shut off Cuando se produce la irrupción de agua en la producción de gas, las zonas de producción con altos cortes de agua pueden ser selladas con la instalación de barreras mecánicas. Dependiendo de la configuración, esta puede ser lograda mediante tapones, cementación, entre otros. Además, puede ser usado en combinación con tratamientos químicos. En la figura 6 se muestra del diagrama típico de un mechanical water shut off.

Figura 6. MECHANICAL WATER SHUT OFF



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Tabla 9. Eficiencia de remoción (MWSO) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	50-75	Metanol	<55	Aceite Disuelto	50-75
Zinc	50-75	Glicol	<55	BTEX	50-75
Plomo	50-75	Inhibidores de corrosión	50-75	Benceno	50-75
Mercurio	50-75	Solución anti-escamas	50-75	HPA's	50-75
Níquel	50-75	Desemulsificante	15-35	Aceite Disperso	50-75

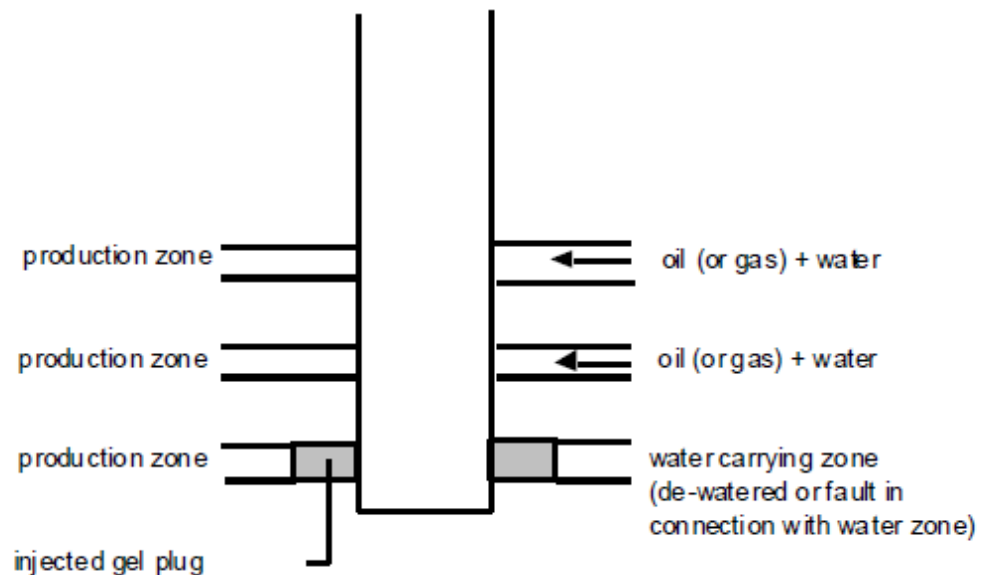
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

La eficacia de un sellado depende de la instalación correctamente el tapón y la forma en que el pozo se completó. Al igual que su instalación para pozos horizontales es a menudo más difícil y más costoso. Debido a la reducción de los volúmenes del agua de producción, los químicos para el tratamiento de esta agua se reducen. Igualmente se reduciría el mantenimiento de las facilidades de superficie.

El CAPEX aproximado para un mechanical water shut off para una plataforma de gas esta entre €200.000 - €800.000. El OPEX anual sería de €48.800 - €207.200. Esta técnica es ampliamente utilizada alrededor del mundo y es aplicable costa afuera.

4.1.3 Chemical water shut off Cuando se produce la invasión de agua con la producción de gas, las zonas de producción con altos cortes de agua pueden ser selladas mediante la colocación de polímeros especiales, donde la adición de polímeros bloquean el paso del agua proveniente de estas zonas. Los sellados químicos a menudos se aplican en zonas de alta producción. La ventaja en comparación con el shut off mecánico es que el diámetro interno permanece disponible para cualquier reparación. La figura 7 muestra el diagrama típico de un chemical water shut off.

Figura 7. CHEMICAL WATER SHUT OFF



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Tabla 10. Eficiencia de remoción (CWSO) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	50-75	Metanol	<55	Aceite Disuelto	50
Zinc	50-75	Glicol	<55	BTEX	50
Plomo	50-75	Inhibidores de corrosión	50-75	Benceno	50
Mercurio	50-75	Solución anti-escamas	50-75	HPAs	50
Níquel	50-75	Desemulsificante	50-75	Aceite Disperso	50

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

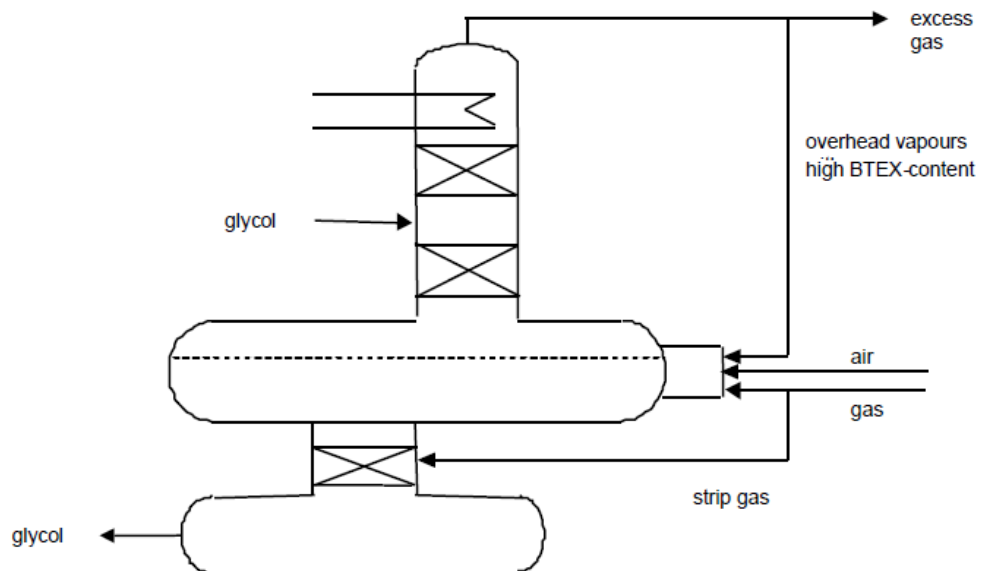
La aplicación de esta tecnología está limitada a una temperatura máxima de 150°C (dependiendo del tipo de gel) y es posible su aplicación en pozos horizontales. Debido a la reducción de los volúmenes del agua de producción, los químicos para el tratamiento de esta agua se reducen. Igualmente se reduciría el mantenimiento de las facilidades de superficie.

El CAPEX aproximado de un mechanical water shut off para una plataforma de gas es entre €170.000 - €480.000 y el OPEX anual sería entre €40.900 -€122.700. Esta técnica es ampliamente utilizada alrededor del mundo y es aplicable costa afuera.

4.2 PROCESOS INTEGRADOS

4.2.1 Overhead vapour combustion (ovc) La aplicación de OVC es la de eliminar la fuente más importante de BTEX en el agua producida, es decir, el condensado de la unidad de regeneración de glicol. El OVC no condensa los vapores de la regeneración, pero estos vapores se incineran bajo condiciones controladas en el quemador del regenerador del glicol. En la figura 8 se muestra del diagrama típico de un overhead vapour combustion.

Figura 8. OVERHEAD VAPOUR COMBUSTIÓN



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 11. Eficiencia de remoción (OVC) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	>99*	Aceite Disuelto	>99
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	>99
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	**	Benceno	>99
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	>99
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	>99**

Casi todos los hidrocarburos, incluyendo el **gas strip**, se queman.

*: Cuando se usa.

**: Se elimina la parte hidrófoba.

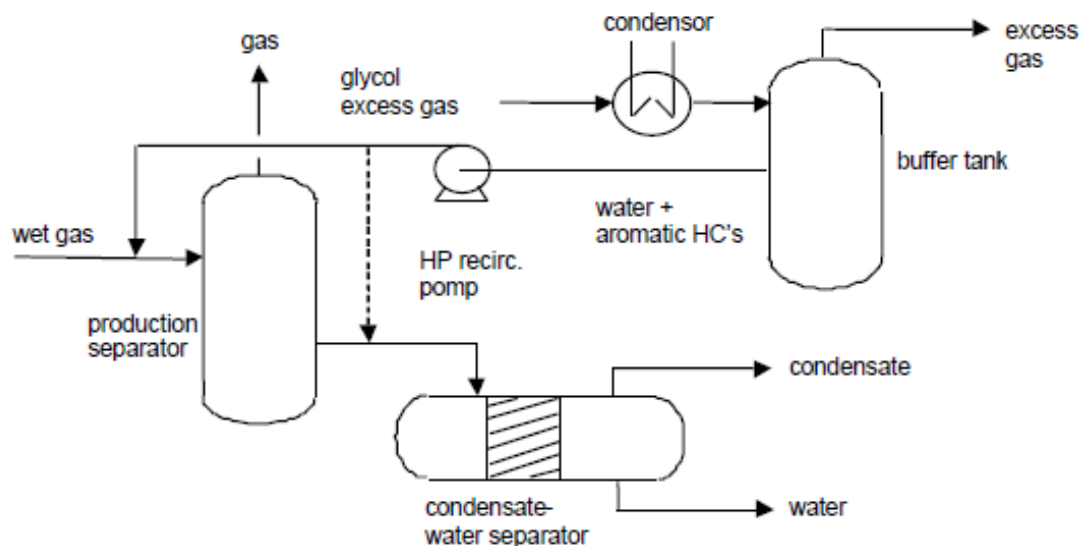
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Esta tecnología es tan confiable como los sistemas convencionales de regeneración. El funcionamiento de OVC no se ve muy afectado por la calidad del gas o las fluctuaciones del mismo, pero puede verse afectada si el gas contiene glicol debido al mal funcionamiento de la regeneración.

4.2.2 Fluid from condensor to production separator La condensación de los vapores superiores del regenerador de glicol produce una corriente acuosa con una alta concentración de aceite disuelto. Esta corriente relativamente pequeña se pone en contacto, bajo alta presión, con una gran cantidad de agua de producción, gas y condensado en el separador de producción. El condensado y el gas extraerán una gran parte de hidrocarburos aromáticos (aceite disuelto), reduciendo así la descarga de hidrocarburos aromáticos (aceite disuelto). El agua de

regeneración de glicol se inyecta más eficazmente antes del colector de boquilla o enfriador de gas, pero también puede ser bombeado al separador de agua-condensado. En la figura 9 se aprecia un diagrama típico del fluid from condensor to production separator.

Figura 9. FLUID FROM CONDENSOR TO PRODUCTION SEPARATOR



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 12. Eficiencia de remoción (FCPS) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	*	Aceite Disuelto	>50
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	>50
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	>50

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	>50
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	*

*: Eliminado parcialmente si está presente.

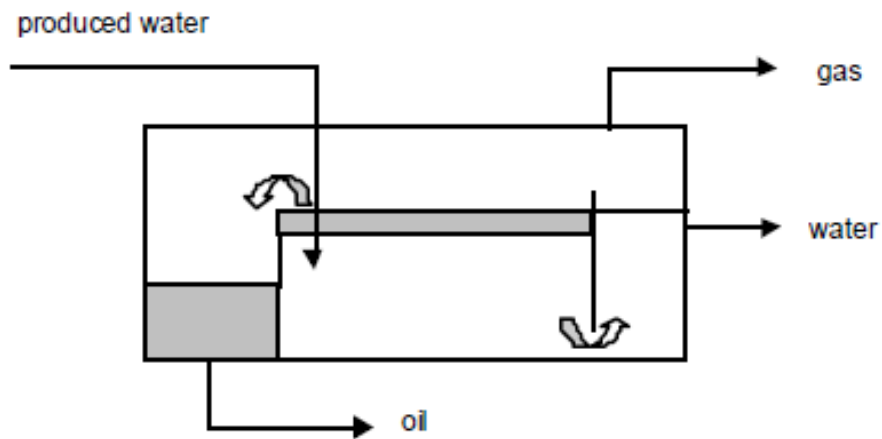
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

La ventaja de esta técnica depende de la composición del gas, del condensado, de la presión del separador y de la temperatura. Tiene un CAPEX de €117.660 y un OPEX de €26.854 al año al igual es una tecnología aplicada costa afuera.

4.3 FINAL DE LA LINEA

4.3.1 Skimmer tank En orden de reducir el contenido de aceite disperso en el agua de producción, un skimmer tank puede ser usado. La separación está basada en la diferencia de gravedad específica entre los fluidos y la coalescencia de las gotas. Cuando el tiempo de retención es suficiente, el aceite flota a la superficie y puede ser separado por desbordamiento. En la figura 10 se muestra el diagrama típico de un skimmer tank.

Figura 10. SKIMMER TANK



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 13. Eficiencia de remoción (Skimmer tank) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	20-90

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

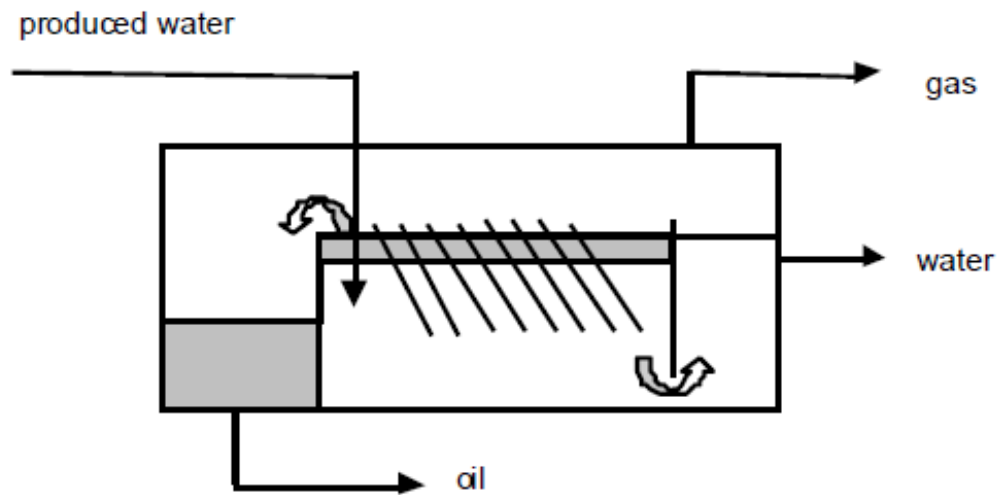
La eficiencia de remoción de aceite es del 100% para gotas $>150 \mu\text{m}$, dependiendo de la gravedad específica y la temperatura. La práctica en la industria costa afuera es posible donde la remoción de aceite llega hasta 200mg/L.

Tecnologías adicionales son requeridas para lograr los estándares del aceite disperso, además requieren limpieza regular. El CAPEX de esta tecnología está alrededor de €200.000 y es una tecnología ampliamente aceptada y de gran experiencia operacional, Esta técnica se utiliza principalmente en la producción de las instalaciones de gas.

4.3.2 Plate interceptors (ppi/cpi) Con el fin de reducir el contenido de aceite disperso en el agua producida, se puede aplicar un interceptor de placas paralelas (PPI) o un interceptor de placas corrugadas (CPI). La separación se basa en la diferencia entre la gravedad específica del aceite y el agua y la coalescencia de las gotas de aceite en las placas. Dado que la distancia entre las placas es pequeña, pequeñas gotas de aceite necesitan elevarse a una distancia corta, permitiendo un tiempo de retención relativamente corto.

Esta técnica es aplicable solamente para componentes no disueltos tales como aceite disperso con un tamaño de partícula suficiente. En las instalaciones productoras de aceite, esta técnica puede formar parte de una serie de técnicas para la eliminación del aceite disperso. En plataformas de gas, esta técnica a veces es suficiente para alcanzar el estándar de calidad. En la figura 13 se muestra un diagrama típico de un PPI/CPI.

Figura 11. PLATE INTERCEPTORS (PPI/CPI)



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 14. Eficiencia de remoción (PPI/CPI) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	80-95

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

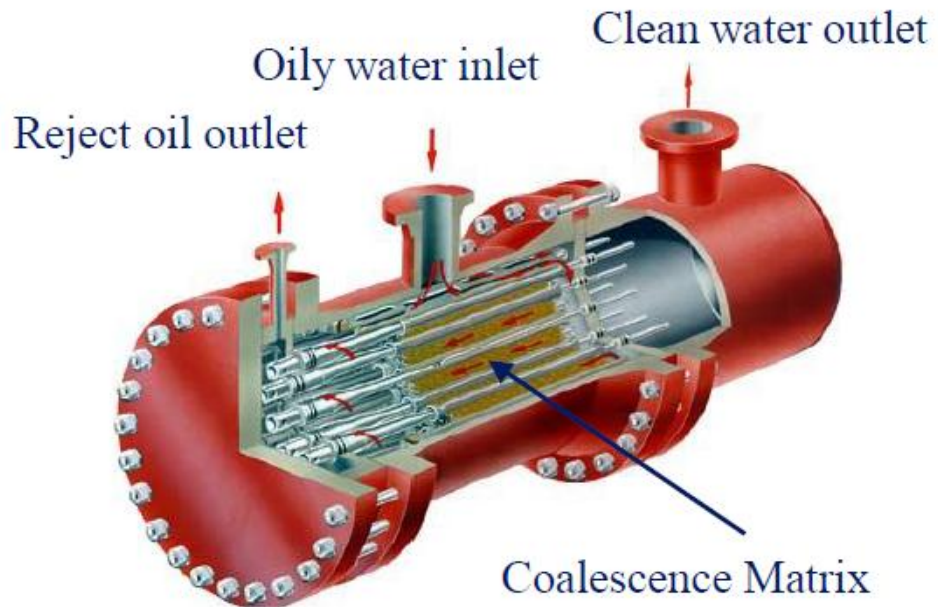
La eficiencia de eliminación del aceite es del 100% para las gotas de aceite > 35 μm , dependiendo de la gravedad específica y de la temperatura. En la industria offshore se logran eficiencias de eliminación de hasta el 95% (de 1.000 – 4.000 mg/L a 100-300 mg/L). El nivel de la interfaz aceite-agua en el PPI es crítico para una operación adecuada. Además, la eficiencia de separación depende del tiempo de retención, estabilidad de la emulsión y la temperatura.

Es un principio bien conocido, aceptado para la separación y de amplia experiencia operacional en la industria de procesos. La técnica se aplica con frecuencia en instalaciones productoras de petróleo, pero también en plataformas de gas. El PPI cuesta aproximadamente €400.000.

4.3.3 In vessel coalescence technology for improved performance of deoiling hydrocyclones (cyclotech) El cyclotech contiene un medio especializado de coalescencia el cual es instalado en la entrada de los hidrociclones o en un recipiente situado aguas arriba del sistema. La cámara de entrada de un hidrociclón convencional puede tener un tiempo de residencia de hasta 20 segundos. Este tiempo de residencia se utiliza de manera constructiva para conseguir la coalescencia parcial de las gotas.

Esto se logra optimizando una serie de parámetros de diseño de la tecnología, incluyendo la selección del material, la densidad del medio, el tratamiento de la superficie del medio, el régimen de flujo y la orientación mecánica. La actividad de coalescencia mejorada resultante puede aumentar el rendimiento de los hidrociclones aguas abajo y reducir la concentración de aceite en agua en la corriente de descarga hasta en un 80%. En la figura 23 se muestra el diagrama típico de un cyclotech.

Figura 12. CYCLOTECH



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 15. Eficiencia de remoción (Cyclotech) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	>50
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	*
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	*
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	>50
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	99

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La instalación de esta tecnología en la cámara de entrada de un recipiente de hidrociclón tiene muchas ventajas:

- Permite que las velocidades de flujo sean bajas (cruciales para una buena coalescencia).
- La tecnología puede ser adaptada sin la necesidad de cualquier modificación a la planta o trabajo caliente.
- Bajo riesgo y muy rentable de instalar (la instalación es posible dentro de un turno).

El CAPEX oscila entre €5.000 y €100.000, en función de la capacidad, el OPEX es normalmente nulo. La tecnología es una tecnología muy práctica, adecuada tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones ya existentes

4.3.4 Tail shaped pre-coalescer Es un pre-coalescedor en forma de cola, en el cual fluido entra en el alojamiento coalescente a través de una boquilla de entrada axial, y luego se fuerza a fluir a lo largo del alojamiento en la misma dirección longitudinal que el haz coalescente fibroso. A medida que el fluido se desplaza a lo largo de las fibras oleólicas, las pequeñas gotas de aceite se mantienen sobre la superficie de las fibras. Las gotas se unen con otras gotas en la superficie de la fibra, y por lo tanto crecen a medida que emigran hacia la salida.

La resistencia al fluido aumenta a medida que crece el diámetro de la gota, y eventualmente se liberan gotas más grandes al final del haz. Es importante notar que no hay separación de fases en el coalescente. Todo el fluido de entrada sale a través de una salida común, pero el tamaño medio de la gota de salida se mejora considerablemente, llevando a una separación de gravedad fácil aguas abajo. La acción coalescente ocurre dentro de dos segundos en el haz, haciendo un dispositivo muy compacto. El producto es mucho menos sensible al ensuciamiento que los medios coalescentes convencionales. En la figura 25 se muestra el diagrama típico de un tail shaped pre-coalescer.

Figura 13. TAIL SHAPED PRE-COALESCER

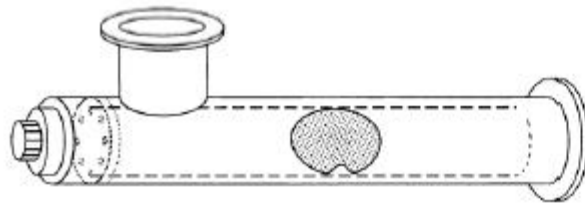


FIGURE 1

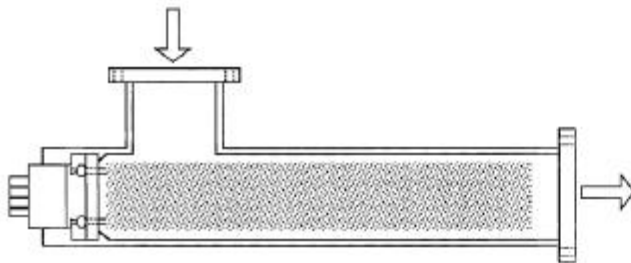


FIGURE 2



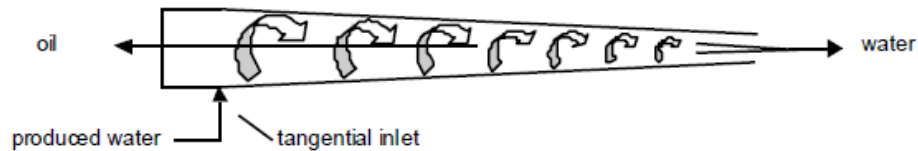
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La propia tecnología, en realidad, no elimina el aceite, sino que mejora el rendimiento de los equipos aguas abajo (como los hidrociclones) al unir las gotas de aceite y hacerlas más fáciles de separar. Tiene un CAPEX aproximado entre €15.000 y €90.000. Las pruebas de campo han demostrado que las unidades de escala piloto pueden funcionar confiablemente durante 3 meses o más antes de que los medios requieran cambios. El cambio de los medios toma solamente un corto período de tiempo.

4.3.5 Hidrociclones La separación aceite-agua en el hidrociclón se basa en fuerzas centrífugas y la diferencia de las gravedades específicas entre en aceite y el agua. La forma del ciclón provoca un aumento en la velocidad, resultando en grandes fuerzas centrífugas y en la separación del aceite y el agua. El agua la cual es más pesada se moverá hacia la salida del vórtice en el ciclón, mientras que el aceite más ligero se moverá en un vórtice secundario en el centro del ciclón hacia

la entrada. Los componentes disueltos, como el benceno y los metales pesados, no se eliminarán. La figura 14 se muestra del diagrama típico de un hidrociclón.

Figura 14. HIDROCICLÓN



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 16. Eficiencia de remoción (HC) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	>98

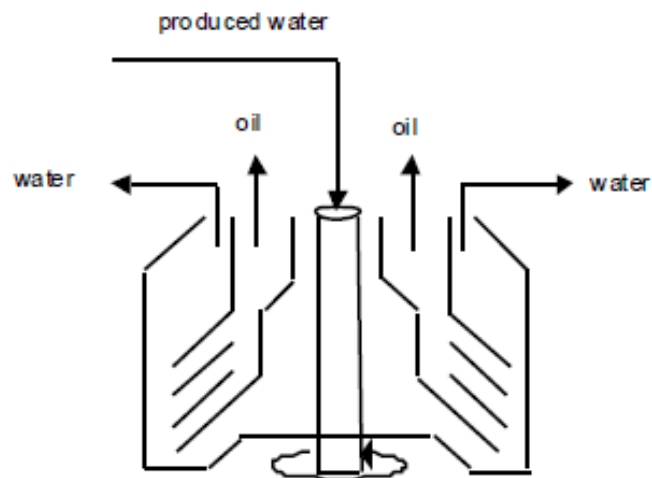
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La eficiencia de eliminación del aceite es de hasta 98% para las gotas >15 - 30 μm , lo que da como resultado un contenido de aceite dispersado de 40 mg/L (ciclón rotatorio). Cuando el contenido de aceite en la entrada es superior a 1.000

mg/L. El contenido de aceite en la salida puede ser considerablemente mayor y no remueve el aceite disuelto, además tiende a crear ensuciamiento y requiere de un frecuente mantenimiento. Esta tecnología cuenta con un principio conocido y muy utilizado para la separación. Igualmente, cuenta con una amplia experiencia operacional en la industria de procesos y ha sido ampliamente utilizada para el tratamiento del agua producida costa afuera.

4.3.6 Centrifuga Se puede usar una centrifuga para reducir el contenido de aceite disperso en el agua producida. La separación de aceite y agua en una centrifuga se basa en las fuerzas centrífugas y la diferencia en la gravedad específica del aceite y el agua. El agua es inyectada en la centrifuga donde experimenta una rotación en la cual el agua se recogerá en el exterior de la centrifuga y el aceite se acumulará en una capa interna donde se eliminan por separado, bajo condiciones controladas. Una centrifuga permite la separación de gotas de aceite más pequeñas que un hidrociclón pero el consumo de energía es mayor. En la figura 16 se muestra el diagrama típico de una centrifuga.

Figura 15. CENTRIFUGA



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 17. Eficiencia de remoción (Centrifuga) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	95

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

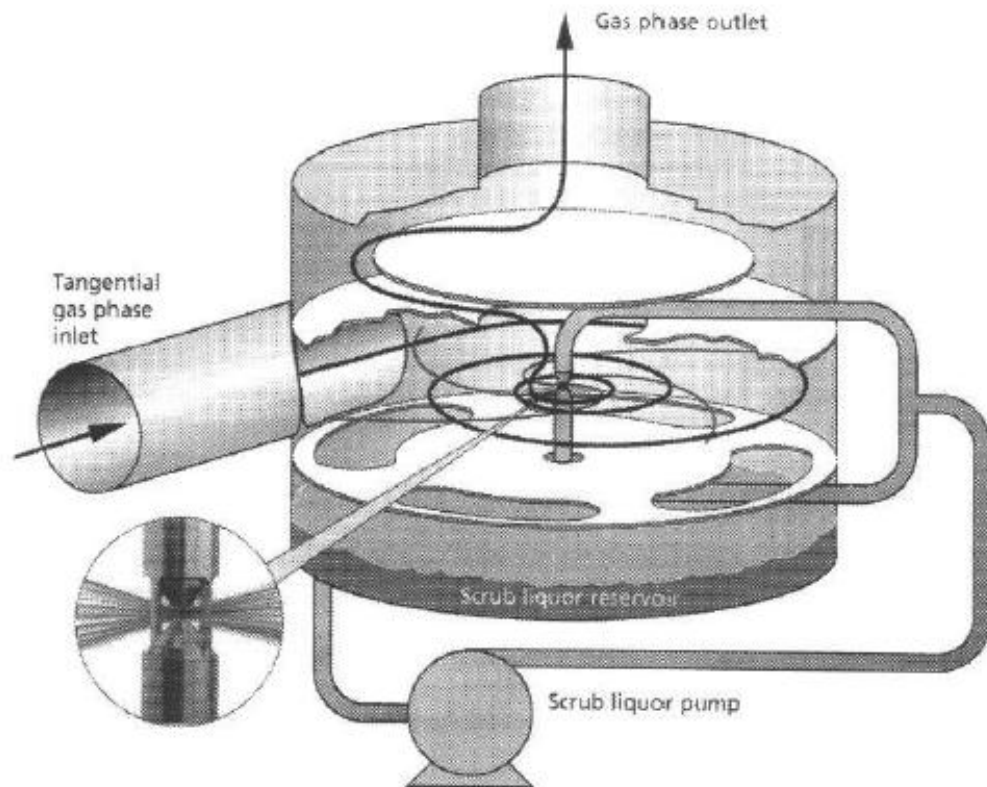
Especialmente adecuado para pequeñas corrientes de agua. Consumo de energía relativamente alto. Requiere desgasificación de agua y se recomienda el uso de materiales resistentes a la corrosión, especialmente en casos de altas temperaturas o altos contenidos de oxígeno. Las centrifugas requieren una limpieza frecuente, mantenimiento y a menudo una segunda centrífuga se instala como equipo de reserva.

Las centrifugas se aplican en costa afuera para el tratamiento del agua de producción, principalmente se utiliza en instalaciones de producción de gas, tiene un CAPEX aproximado de €310.000 y un OPEX de €108.600 anual.

4.3.7 V-tex El gas entra en la cámara del contactor gas-líquido de forma tangencial, a través de una serie de paletas, uniformemente situadas alrededor de la cámara. El gas sigue el contorno circular de la cámara y se mueve al interior hacia un orificio de salida, montado sobre el eje central de la cámara. Este movimiento radial relativamente lento aumenta la velocidad tangencial, el cual se

incrementa hasta 15 m/s. Al mismo tiempo, la fase líquida es rociada en el centro de la cámara formando gotas que vuelan hacia la periferia de la cámara, haciendo contacto con el gas el cual va girando. Las velocidades de contacto de cierre pueden ser altas, permitiendo una alta transferencia de calor y masa. A medida que continúan pasando a través del gas en rotación, las gotas desarrollan una componente de velocidad tangencial y esto genera una aceleración centrífuga en las gotas girándolas hacia la pared de la cámara. En la figura 20 se muestra un diagrama típico de un V-TEX.

Figura 16. V-TEX



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 18. Eficiencia de remoción (V-TEX) R [%]

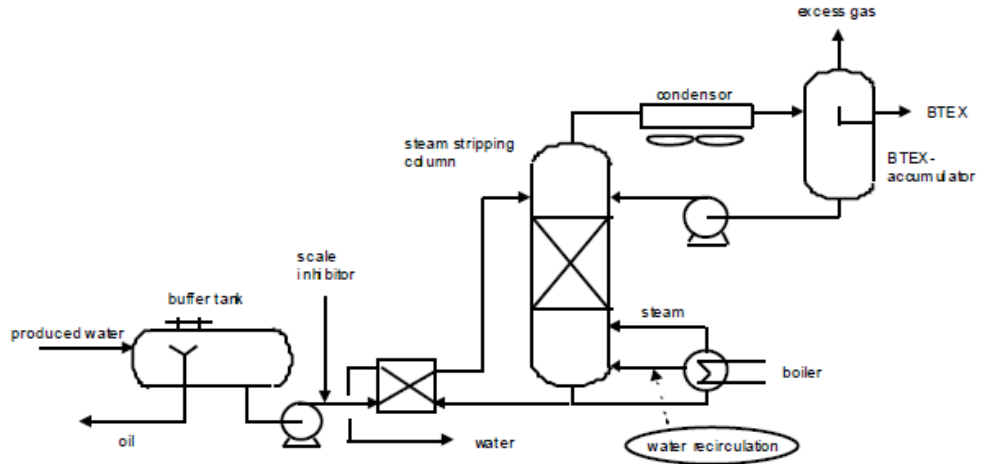
METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	-

Fuente: Ostar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La columna tiene un rango de temperatura de diseño de -10°C a 50°C , y una presión de diseño de 3 bares. El material de construcción será de acero al carbono. El resultado de varias pruebas demostró que esta tecnología es altamente efectiva en la eliminación de una amplia gama de hidrocarburos (tanto aromáticos como hidrocarburos alifáticos) de dichas mezclas. Es una tecnología emergente y es candidato a ser BAT.

4.3.8 Steam stripping (end stream) El agua es llevada a una columna empacada poniéndose en contacto extremo con el vapor (conocida como el stripping). Esta técnica es adecuada para la eliminación de aceite disuelto (BTEX), pero también eliminará hidrocarburos alifáticos. El vapor y los vapores de los hidrocarburos son separados y condensados fácilmente debido al alto contenido de hidrocarburos. Los hidrocarburos que han sido separados por el vapor pueden ser dirigidos a un sistema de tratamiento de condensados y el agua puede ser dispuesta. En la figura 17 se muestra el diagrama típico del steam stripping.

Figura 17. STEAM STRIPPING



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 19. Eficiencia de remoción (CD) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	10-80	Aceite Disuelto	>90
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	>90
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	*	Benceno	>90
Mercurio	-	Solución anti-escamas	*	HPAs	>90
Níquel	-	Desemulsificante	*	Aceite Disperso	>85

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La eficiencia esperada de eliminación de BTEX es elevada de 50 mg/L a <6 mg/L e hidrocarburos alifáticos desde 30 mg/L hasta <3 mg/L.

*: La parte hidrofóbica se quita parcialmente.

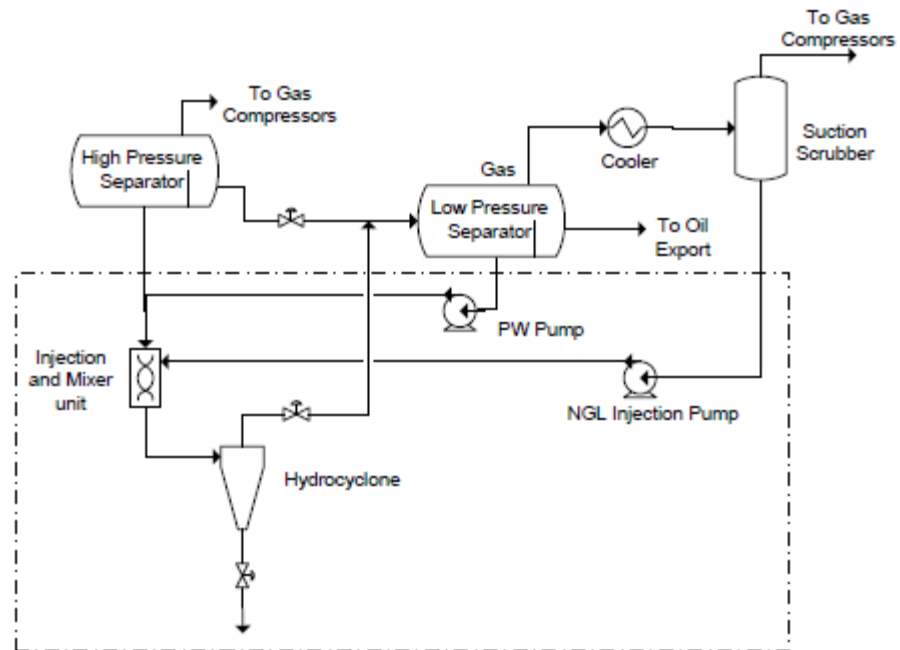
Algunos parámetros a considerar vienen relacionados con el agua de producción la cual normalmente contiene sales y partículas sólidas que pueden producir problemas con las deposiciones de escamas en el hervidor e intercambiador de calor. Cuando el agua producida contiene grandes cantidades de sales, la instalación tendrá que ser apagada regularmente para permitir la eliminación de las deposiciones de sal. En caso de deposición de NORM se requiere procedimientos complicados y de altos costos.

El CAPEX aproximado para una plataforma de gas es de €840.000 y el OPEX anual es de €276.900. El consumo de energía es relativamente alto e inhibidores de corrosión son necesarios. La experiencia práctica se ha obtenido en operaciones de gas en tierra firme y en corrientes parciales en costa afuera, aunque actualmente no hay aplicaciones costa fuera de tratamiento final.

4.3.9 Condensate induced extraction La extracción inducida por condensación se basa en la extracción de hidrocarburos del agua producida, utilizando condensado (NGL) del scrubber en la corriente de producción. El condensado (NGL) se inyecta y se mezcla con la corriente de agua producida, mediante un sistema especial de inyección y mezcla.

El condensado actúa como solvente, es decir, extrae los componentes aromáticos solubles en agua del agua en la fase de condensado. El condensado y las partículas de aceite se fusionan en gotas más grandes y de baja densidad que serán separadas eficientemente del agua producida por la unidad de separación aguas abajo y depende de la concentración del aceite en el agua de producción. En la figura 24 se muestra el diagrama típico de un condensate induced extraction.

Figura 18. CONDENSATE INDUCED EXTRACTION



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 20. Eficiencia de remoción (CIE) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	95
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	90
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	40	Benceno	*
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	95
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	95

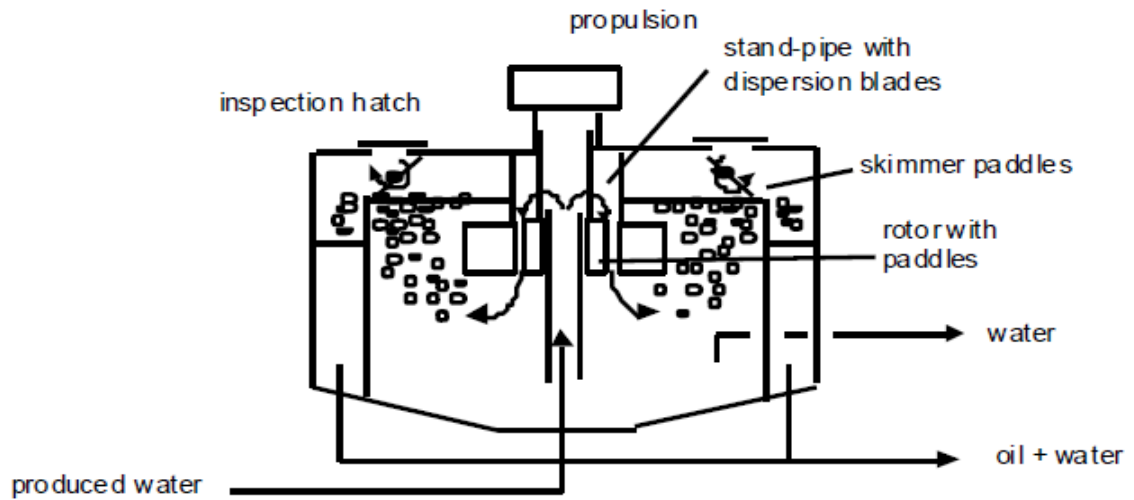
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

*: La eficiencia de remoción esta referenciada con la descarga de un hidrociclón estándar de 20 ppm. Además, depende del contenido del BTEX en el condensado. La presión del agua producida debe ser suficientemente alta para mantener el condensado en la fase líquida durante el proceso de separación. Si la presión de funcionamiento no coincide con las propiedades de fase del condensado, puede ser necesario aumentar el agua producida o el procesamiento del condensado. Esto puede hacerse sin comprometer la eficiencia del proceso de extracción. El cual puede tener un CAPEX entre 0,5 y 3 millones de euros, además ha sido implementado en distintos campos costa afuera.

4.3.10 Dissolved gas/induced gas flotation (dgf/igf) En el proceso de flotación de gas, el gas se distribuye finamente en el agua producida. Las burbujas de gas ascienden con las gotas de aceite del agua. Las burbujas de gas y el aceite forman una espuma en el agua, la cual es removida, a menudo por medio de una rueda de paleta. La espuma y parte del agua se desbordan en un vertedero. El gas puede ser inyectado bajo presión (Dissolve Gas Flotation, DGF) o por medio de una bomba (Induced Gas Flotation, IGF).

Las partículas disueltas tales como benceno y metales pesados no se eliminan, aunque la inyección de gas puede "desprender" algunos componentes volátiles. A veces, se utiliza aire en lugar de gas, en cuyo caso una parte importante de BTEX también se elimina del agua producida. DGF/IGF usualmente es el paso de "pulido" en un procedimiento de pasos múltiples para eliminar el aceite disperso del agua producida. En la figura 12 se muestra el diagrama típico de un DGF/IGF.

Figura 19. DISSOLVED GAS/INDUCED GAS FLOTATION



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 21. Eficiencia de remoción (DFG/IGF) R [%]

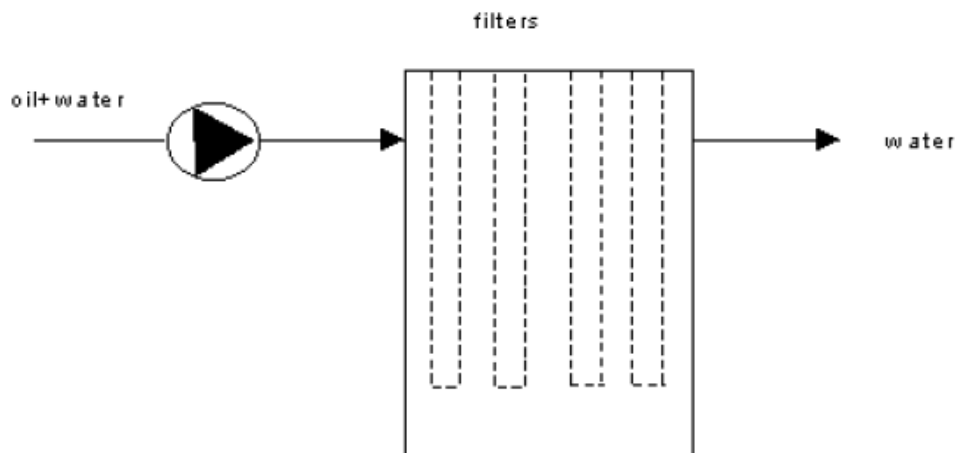
METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	0-20
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	60-90

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Dependiendo de la gravedad específica del aceite (y del agua) y de la temperatura, el contenido de aceite se reduce de 100-300 mg/L a 20-40 mg/L. Pueden lograrse mayores eficiencias de eliminación cuando el tiempo de retención es mayor. Esta técnica es frecuentemente aplicada para el tratamiento de agua debido a su amplia experiencia operacional además es frecuentemente aplicado para remover el aceite disperso en plataformas costa afuera. El CAPEX aproximado es de €435.000.

4.3.11 Filtro de adsorción Los filtros de adsorción se pueden utilizar para la eliminación de hidrocarburos alifáticos. El agua se bombea a través de un tanque con filtros de adsorción. Estos filtros contienen fibras de celulosa químicamente tratadas que adsorben hidrocarburos alifáticos y, en menor grado, hidrocarburos aromáticos. La regeneración de los filtros no es posible ya que los contaminantes son adsorbidos principalmente por procesos químicos. En la figura 18 se muestra del diagrama típico de un filtro de adsorción.

Figura 20. FILTRO DE ADSORCIÓN



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 22. Eficiencia de remoción (FA) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	>10*
Zinc	-	Glicol	>50	BTEX	>10*
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	>10*
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	>10*
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	>95

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Los componentes disueltos, excluyendo los hidrocarburos aromáticos, no se eliminarán. Los metales pesados sólo se eliminan como partículas sólidas >20 µm, a veces en forma de escama.

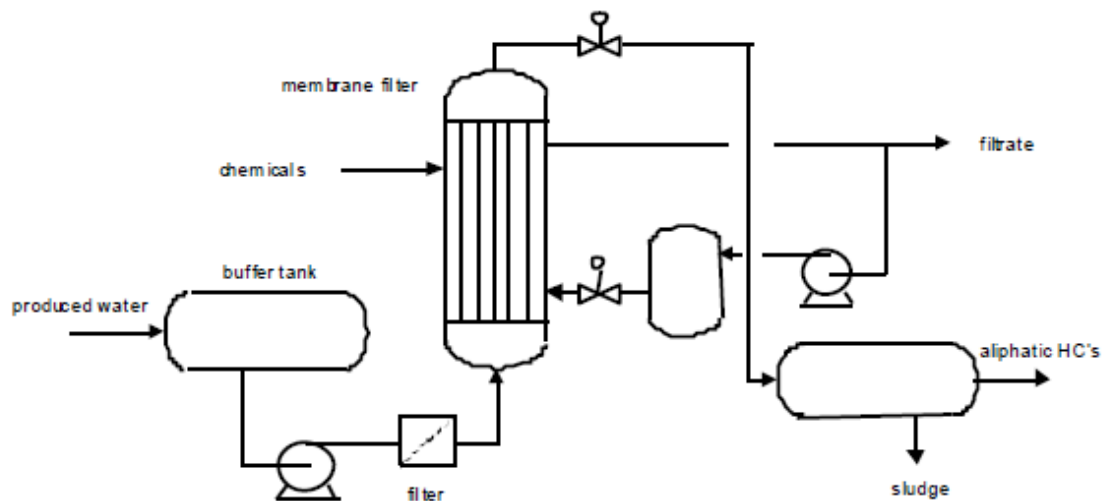
*Cuando el filtro es nuevo, esta eficiencia de eliminación puede ser mayor, pero cuando el contenido de hidrocarburos aromáticos es alto, el filtro pronto es saturado.

Los filtros requieren ser reemplazados frecuente. Las partículas >20 µm se eliminarán, pero también pueden producir obstrucciones. La eficiencia de eliminación depende de la composición del agua producida y debe determinarse por medio de pruebas de campo, es decir, en instalaciones costa afuera existentes.

4.3.12 Membrana de filtración Los hidrocarburos alifáticos pueden ser removidos mediante una membrana de filtración. El agua (a baja presión aproximadamente a 50 bar) es guiada a lo largo de un numero de filtros cerámicos o sintéticos los cuales contiene poros de 0,1-0,2 μm . La acumulación en el filtro se evita mediante un flujo cruzado y un flujo turbulento a lo largo de la superficie de la membrana. Una parte se dirige al sistema de impulsos de presión para la limpieza de las membranas y la parte restante es descargada.

Los componentes que permanecen en la membrana después de los pulsos de presión necesitan ser eliminados con productos químicos periódicamente. La mayor parte de los hidrocarburos alifáticos y los sólidos permanecen concentrados, en el cual son dirigidos al tanque de sedimentación, donde el aceite se puede separar fácilmente en vista de las altas concentraciones. En la figura 19 se muestra el diagrama típico de una membrana de filtración.

Figura 21. MEMBRANA DE FILTRACIÓN



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 23. Eficiencia de remoción (MF) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	70-90

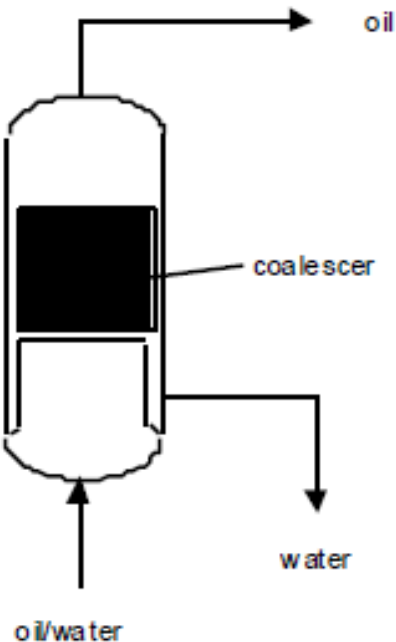
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Cuando el agua producida contiene grandes cantidades de sales, las membranas se obstruirán más fácilmente, especialmente el sulfato de bario y el sulfato de estroncio los cuales son difíciles de eliminar químicamente. Los productos químicos para la regeneración de membranas necesitan ser adecuados para la eliminación de estos sulfatos y partículas de arcilla, además requiere cierre frecuente y supervisión continua.

Las membranas cerámicas son más robustas y más resistentes a los químicos que las membranas poliméricas. La pre-filtración es necesaria para evitar la erosión de las membranas. Para una filtración óptima se necesita una velocidad de flujo relativamente constante y no debe haber oxígeno en el equipo para evitar la formación de óxidos ferrosos. Esta tecnología tiene un CAPEX de €745.000 y un OPEX anual de €328.000, Al menos se ha aplicado en tres instalaciones productoras de gas / gas condensado en costa afuera.

4.3.13 Filtro coalescedor El aceite disperso puede ser eliminado del agua producida por medio de un filtro coalescente. El filtro coalescente consiste en un recipiente que contiene medios empaquetados de hojas corrugadas, mallas, co tejidos o formatos de lana irregular. El agua producida fluye a través de los medios, donde las gotas pequeñas de aceite ($<10\ \mu\text{m}$) se conglomeran y forman gotas más grandes, estas gotas más grandes suben a la superficie más rápidamente que las más pequeñas y pueden entonces ser quitados de la tapa del recipiente. La técnica puede usarse solamente como un coalescente para agrandar las gotitas de aceite, las cuales pueden ser separadas en una unidad de tratamiento secundaria. Esta técnica no es adecuada para la eliminación de componentes disueltos como benceno y metales pesados. En la figura 21 se muestra el diagrama típico de un Filtro coalescedor.

Figura 22. FILTRO COALESCEDOR



Fuente: Ostar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 24. Eficiencia de remoción (FC) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	-
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	-
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	-	Benceno	-
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	-
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	30

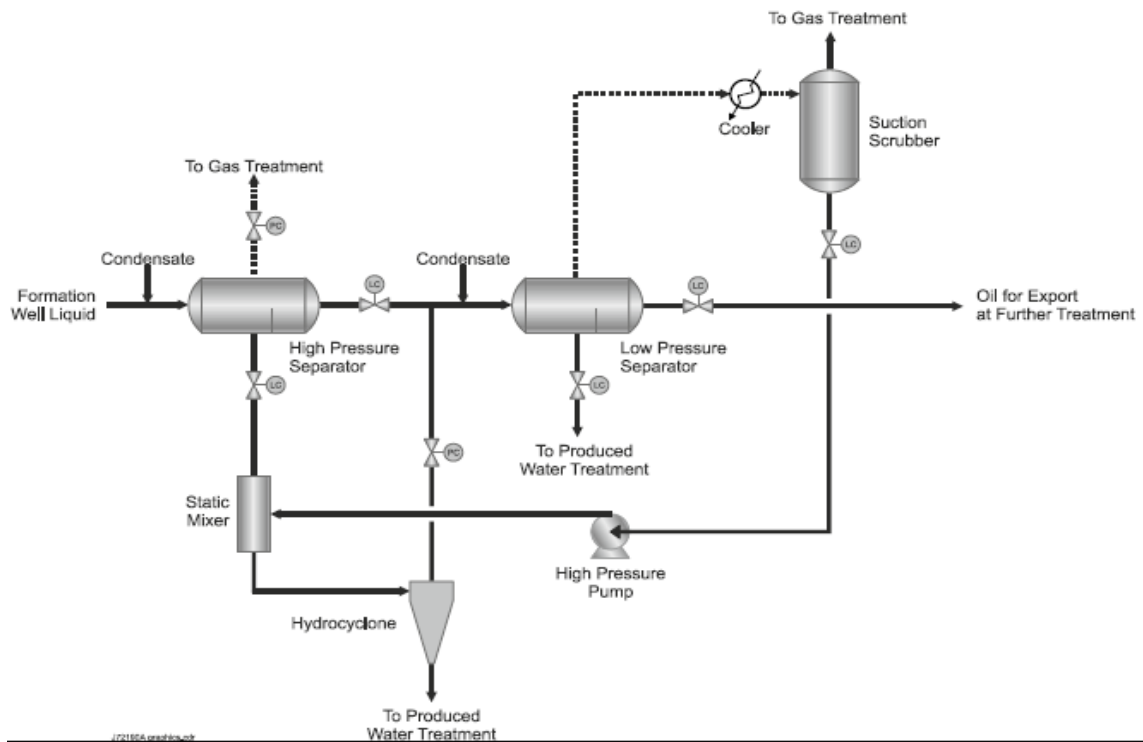
Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

El funcionamiento adecuado de esta tecnología depende del tamaño de las gotas de la entrada, pero no es adecuada para las emulsiones. La presión en el coalescente es preferiblemente igual a la presión en la siguiente etapa de tratamiento, ya que grandes diferencias en las bombas de presión y válvulas pueden deshacer los resultados obtenidos en el coalescente.

4.3.14 C-Tour El sistema de procesos C-Tour se basa en la extracción de hidrocarburos del agua utilizando gas condensado, normalmente extraído del tren de gas del scrubber. El gas condensado actúa como solvente de extracción. El aceite, en este caso, tendrá una alta afinidad hacia el condensado en la cual el condensado y el aceite forman gotas grandes y de baja densidad que son fácilmente eliminadas por el hidrociclón aguas abajo. El principio del proceso de extracción es añadir un solvente inmiscible en la solución que absorba el soluto (en este caso aceite disuelto, BTEX, etc.) debido a la alta afinidad hacia la extracción del solvente.

El proceso de extracción se basa en el equilibrio termodinámico entre dos fases líquidas y, por tanto, depende de la composición real del solvente de extracción (y de la solución). En el proceso C-tour, el disolvente de extracción es el gas condensado. En donde la eficacia real del proceso de extracción dependerá, por tanto, de la composición del condensado, que a su vez depende de la presión y temperatura de funcionamiento del scrubber. En la figura 22 se muestra un diagrama típico de un C-tour.

Figura 23. C-TOUR



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 25 Eficiencia de remoción (C-TOUR) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	*
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	*
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	40	Benceno	*
Mercurio	-	Solución anti-escamas	-	HPAs	*
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	*

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

*: Se informaron eficiencias de eliminación después de la ampliación del proceso hasta 150.000 BWD en el mar del norte noruego. Los procesos del C-Tour estudiados confirmaron una eliminación en el rango de 80-85% (HPA, Naptalenos) y 30-35% (fenoles y BTEX).

Típicamente, el volumen de condensado del diseño se establece como 2% del agua producida. Se entiende que los costes de instalación para esta tecnología son considerablemente altos. El C-Tour ha sido ampliamente aplicado en el Mar del Norte noruego, donde la política de cero descargas de los gobiernos ha impulsado la viabilidad de este proceso.

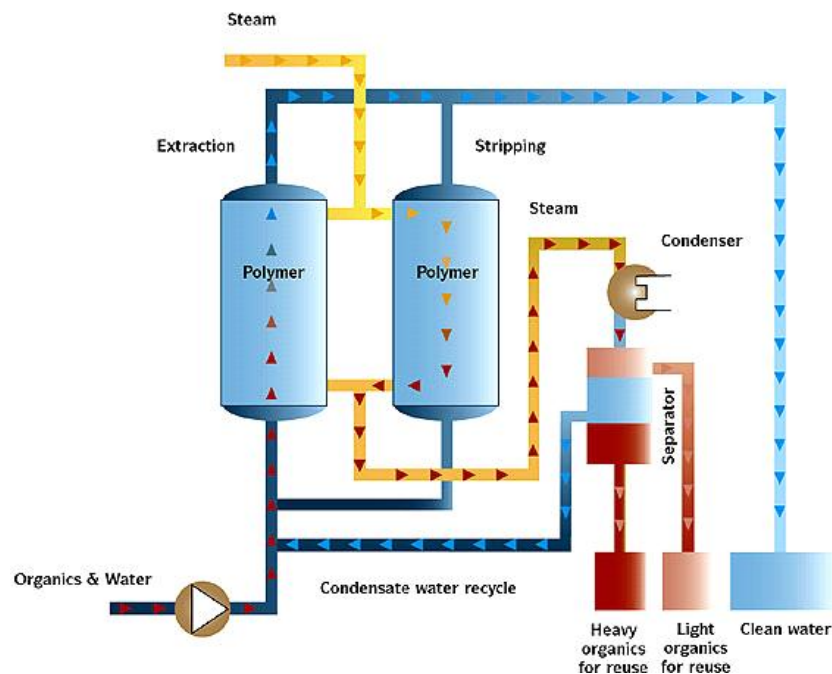
4.3.15 Macro porous polymer extraction (mppe) (end stream) Es una unidad que consiste en dos columnas que contiene un lecho relleno de un polímero. El material del MPPE contiene un líquido de extracción que permite retirar el hidrocarburo de la corriente de agua. En general, el agua pasa a través de un filtro donde se alimenta de abajo hacia arriba en una columna (C-01) y la extracción se

lleva a cabo inmediatamente. Este flujo continúa hasta que ha pasado un tiempo pre-calculado y entonces la entrada es cambiada a la segunda columna (C-02).

Después del cambio, comienza la etapa de regeneración de la columna (C-01), inyectando vapor de baja presión hacia abajo. El vapor de baja presión está siendo conducido a través de la columna y permite la evaporación de los hidrocarburos del material MPPE. El vapor transporta los hidrocarburos fuera de la columna, a través de un condensador y hacia un tanque separador.

La fase acuosa del separador se recicla en las columnas del sistema MPPE, Paralelamente a la alimentación de la primera columna, se está regenerando la segunda columna (C-02). Este es un proceso continuo de alimentación y regeneración controlado donde la operación es totalmente automatizada y continua. En la figura 15 se muestra del diagrama típico de un MPPE.

Figura 24. MPPE



Fuente: Meijer Dick, 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)

Tabla 26. Eficiencia de remoción (MPPE) R [%]

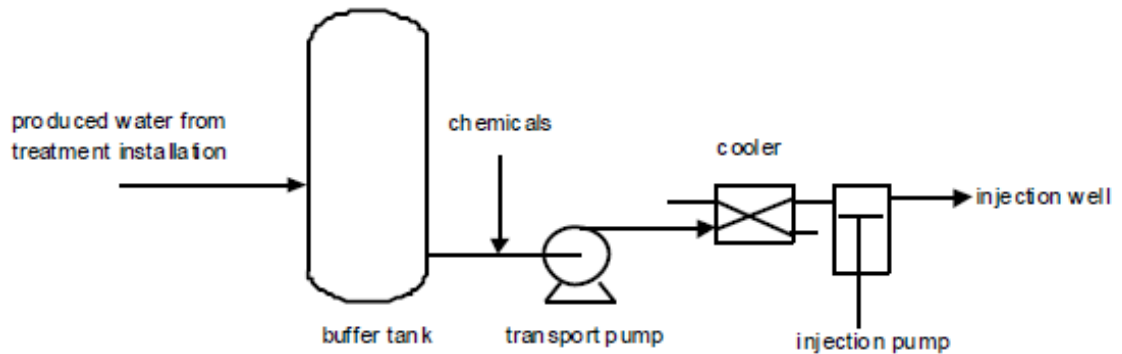
METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	-	Metanol	-	Aceite Disuelto	99
Zinc	-	Glicol	-	BTEX	99
Plomo	-	Inhibidores de corrosión	20-50	Benceno	99
Mercurio	81-99	Solución anti-escamas	-	HPAs	99
Níquel	-	Desemulsificante	-	Aceite Disperso	99

Fuente: Ostar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

La unidad MPPE es totalmente automática y controlada a distancia, su mantenimiento es de 2 a 4 años para reemplazar el material del MPPE, además esta tecnología ha sido aplicada en plataformas costa afuera para yacimientos de gas y se ha utilizado esta tecnología desde 1994 y cuenta con más de 50 años de experiencia acumulada en distintas regiones del mundo como Noruega o Holanda.

4.3.16 Sistema de reinyección del agua producida El agua de producción puede ser reinyectada en el subsuelo a través de un pozo. El agua suele filtrarse, por ende se añaden productos químicos con el fin de evitar la formación de bacterias y daño por corrosión. Preferiblemente, el sistema de tratamiento de agua debe ser libre de oxígeno. A veces, el agua producida puede inyectarse directamente en el yacimiento productor para mantener la presión (Lo cual es utilizado en yacimientos de aceite). En la figura 11 se muestra un diagrama típico del sistema de inyección de agua.

Figura 25. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA



Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

Tabla 27. Eficiencia de remoción (SRA) R [%]

METALES PESADOS	R[%]	QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN	R[%]	ACEITES	R[%]
Cadmio	100	Metanol	100	Aceite Disuelto	100
Zinc	100	Glicol	100	BTEX	100
Plomo	100	Inhibidores de corrosión	100	Benceno	100
Mercurio	100	Solución anti-escamas	100	HPAs	100
Níquel	100	Desemulsificante	100	Aceite Disperso	100

Fuente: Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations"

El OPEX se basa en la necesidad de perforar un pozo nuevo. En un campo de aceite su costo es de €4,5 millones y en un campo de gas de €11,8 millones. Cuando un pozo existente está disponible para su modificación para PWRI, la

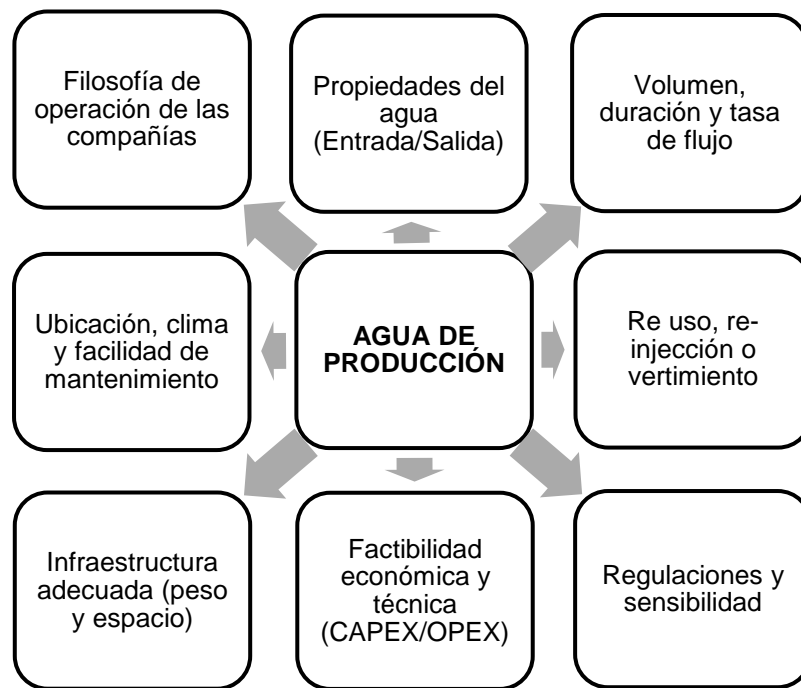
corrosión de líneas de producción en pozos inyectores es a menudo una problemática, al igual que la deposición escamas y parafinas en las líneas. Esta técnica es aplicada en tierra firme y costa afuera hace varios años para yacimientos de aceite, aunque la inyección en campos de gas es técnicamente factible, esta rara vez se aplica. Los costos de inversión y mantenimiento en costa afuera son más altos que en tierra firme.

5. SISTEMA 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 es posible usarse en todas las plataformas. Por lo tanto, existen gran variedad de tecnologías de tratamiento de agua disponibles⁵⁸.

La figura 26 muestra una serie de variables o factores que influyen en la selección de tecnologías para el tratamiento del agua de producción.

Figura 26. Variables y factores que intervienen en la selección de las tecnologías de tratamiento de agua.



⁵⁸ Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011. "Management of Produced Water from Oil and Gas Wells."

Con el fin de plantear un sistema de tratamiento de agua adecuado para el Caribe colombiano, es importante resaltar cuáles son los sistemas de tratamiento más utilizados por las grandes potencias de explotación de hidrocarburos costa afuera alrededor del mundo. Además, es necesario identificar qué tipos de tecnologías son adecuados en campos de gas. Igualmente, la tecnología debe ser aplicable en yacimientos costa afuera. A la par, estas tecnologías deben tener una amplia experiencia operacional (BAT). Y por último, poseer un alto desempeño en la reducción del EIF.

Por ejemplo, el Mar del Norte comúnmente usa unidades de flotación (FPSO) y plataformas fijas para la producción de hidrocarburos líquidos, debido a sus aguas más someras. El tren de fluidos producidos pasa inicialmente por una serie de separadores trifásicos, donde se separan el gas, crudo y agua. El tren de agua, pasa a través de hidrociclones ubicados en cada separador, seguido de una unidad de desgasificación. Además, unidades verticales compactas de flotación son usadas frecuentemente como mecanismo de pulido⁵⁹.

Los yacimientos mixtos en aguas profundas del Golfo de México, usan unidades de flotación *spar* y *tensión legs*. El tren de fluidos pasa a través de separadores bifásicos, seguido de un separador trifásico FKWO (free water knockout) con el fin de separar las corrientes de fluidos. La corriente del agua pasa a través de un hidrociclón, seguido de un sistema de flotación horizontal multi-etapas llevando el agua a los niveles óptimos de vertimiento requeridos⁶⁰.

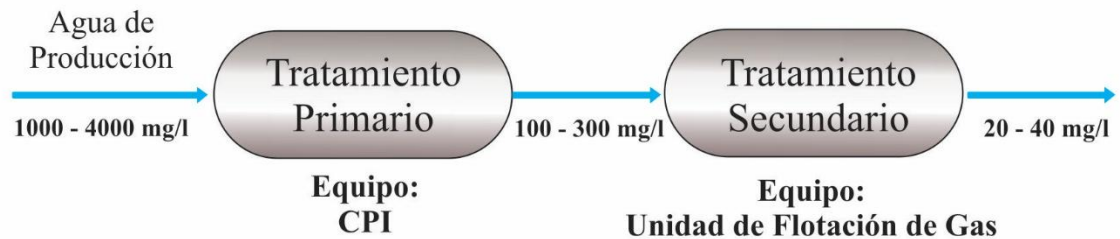
Por otra parte, en los yacimientos de gas natural y condensados, la corriente del agua de producción son más pequeñas comparadas con la producida en campos de aceite. Las tasas de flujo varían entre $3 \text{ m}^3/\text{h}$ y $100 - 200 \text{ m}^3/\text{h}$ (metros

⁵⁹ Walsh J.M., Georgie W.J., 2012. "Produced Water Treating Systems – Comparison between North Sea and Deepwater Gulf of Mexico." SPE 159713.

⁶⁰ Walsh J.M., Georgie W.J., 2012. "Produced Water Treating Systems – Comparison between North Sea and Deepwater Gulf of Mexico." SPE 159713.

cúbicos por hora). Además, poseen altas concentraciones de tóxicos disueltos mayores a 1000 ppm⁶¹. Además, el sistema convencional para el tratamiento de agua asociado a estos yacimientos puede observarse en la figura 27.

Figura 27. Sistema de tratamiento de agua convencional



Con una concentración de entrada entre 1000 – 4000 mg/L de aceites y grasas este sistema puede llevar estos contaminantes asociados a una concentración entre 20 y 40 mg/L, cumpliendo así, los índices de vertimiento requeridos por las regulaciones ambientales de cada país.

Sin embargo, este sistema solo se encarga de remover el aceite disperso y un pequeño porcentaje del aceite disuelto del agua de producción, por lo tanto, para la protección de los ecosistemas marinos del Caribe Colombiano, se propuso un sistema de tratamiento de agua que se encarga de remover el aceite disperso, el aceite disuelto y ayuda, en gran medida la reducción del EIF.

En la figura 28 se puede observar el sistema propuesto para el Caribe Colombiano. Donde el tren de fluidos debe comenzar mediante la separación del gas y el agua. Un sistema de separadores bifásicos multietapas puede cumplir con

⁶¹ Meijer Dick, 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).

esta función. Como separación primaria los platos interceptores corrugados removerán los sólidos suspendidos y gotas de aceite disperso mayores a 35 µm.

Aunque la mayoría de sistemas convencionales de tratamiento de agua llegan hasta a un nivel de tratamiento secundario, los niveles de aceites y grasas alcanzan el cumplimiento de las normas permitidas para el vertimiento. Sin embargo, los constituyentes que contribuyen al impacto ambiental son predominantemente aceites disueltos, está claro que los medios físicos y químicos que están basadas estas tecnologías, son fundamentales para determinar el efecto potencial para la reducción del EIF. Esto significa que tecnologías basadas en flotación, gravedad y coalescencia apuntan a remover los hidrocarburos dispersos y solamente tienen un efecto limitado en la reducción del EIF⁶². Para remover los hidrocarburos disueltos, otros mecanismos como la absorción, adsorción, extracción u oxidación pueden ser utilizadas.

Las técnicas basadas en adsorción con una gran superficie interfacial son ciertamente viables para remover hidrocarburos disueltos. Sin embargo, estas tecnologías son afectadas fuertemente por los constituyentes del agua de producción como las emulsiones, aceites dispersos y químicos como los anticorrosivos e inhibidores de escamas⁶³.

De lejos las tecnologías basadas en extracción son las aplicaciones más efectivas para el agua de producción. La STATOIL ha estudiado el efecto de diferentes tecnologías para las corrientes del agua de producción de distintas plataformas por lo cual cada tecnología ha sido aplicada en una sola plataforma. Los cálculos basados para el reporte del desempeño de las tecnologías y la composición

⁶² Meijer Dick, 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).

⁶³ Meijer Dick, 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).

individual del EIF, el estudio arroja que el MPPE es la tecnología que logra la reducción más grande del EIF con un resultado cercano al 84%, está claro que el efecto de reducción del EIF dependen de la composición de los constituyentes variando así de pozo a pozo. Sin embargo el impacto puede ser determinado, evaluando de manera individual los constituyentes removidos por el MPPE⁶⁴.

Por lo tanto, para la protección de los ecosistemas del Caribe Colombiano, la implementación de un sistema de tratamiento de agua avanzado es necesaria para llegar al cumplimiento de leyes tan estrictas como la de ***cero descargas o cero daños ambientales***.

En este caso, la tecnología MPPE puede reducir hidrocarburos disueltos y dispersos con una eficiencia de hasta 99%, removiendo los hidrocarburos alifáticos, aromáticos (BTEX), HPAs, además de metales pesados como el mercurio. Igualmente, para la remoción de algunos productos químicos como los inhibidores de corrosión y surfactantes este sistema posee una eficiencia del 50%. Asimismo, la reducción del EIF varía entre 84-90% dependiendo de las características del agua de producción⁶⁵.

La primera prueba de campo de esta tecnología fue llevada a cabo por NAM (Shell/Exxon) en el campo L2 de Holanda, mostrando excelentes resultados⁶⁶. 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

⁶⁴ Meijer Dick, 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).

⁶⁵ Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

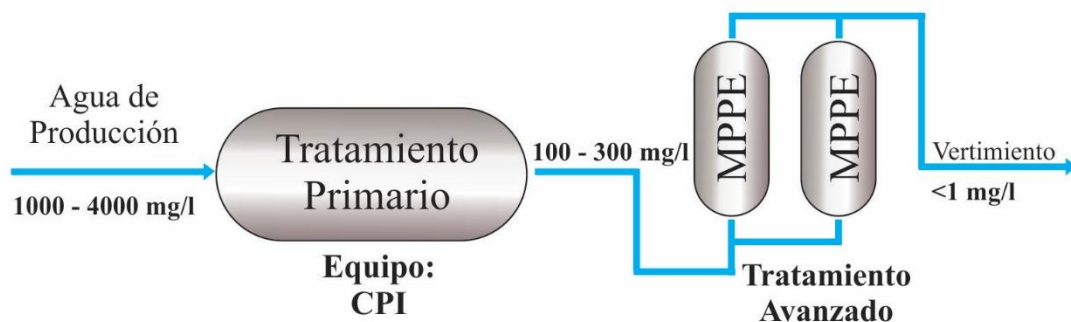
⁶⁶ Meijer Dick, VWS MPP Systems, Veolia Water Solutions & Technologies, 2007. "The removal of toxic dissolved and dispersed hydrocarbons from oil and gas produced water with the Macro Porous Polymer Extraction technology" Houston paper (14th Annual International Petroleum Environmental Conference).

alifáticos con concentraciones entre 300-800 ppm⁶⁷. Más de 25 unidades han estado operando desde 1994, demostrando la efectividad de esta tecnología⁶⁸.

Igualmente, esta tecnología robusta ofrece resistencia a la salinidad, surfactantes e inhibidores de corrosión. Conjuntamente, no genera corriente de residuos, es fácil de operar y totalmente automatizada.

El resultado final de esta serie de procesos puede llevar los niveles de aceites y grasas hasta una concentración menor a 1 mg/L como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Sistema de tratamiento de agua propuesto para el Caribe Colombiano



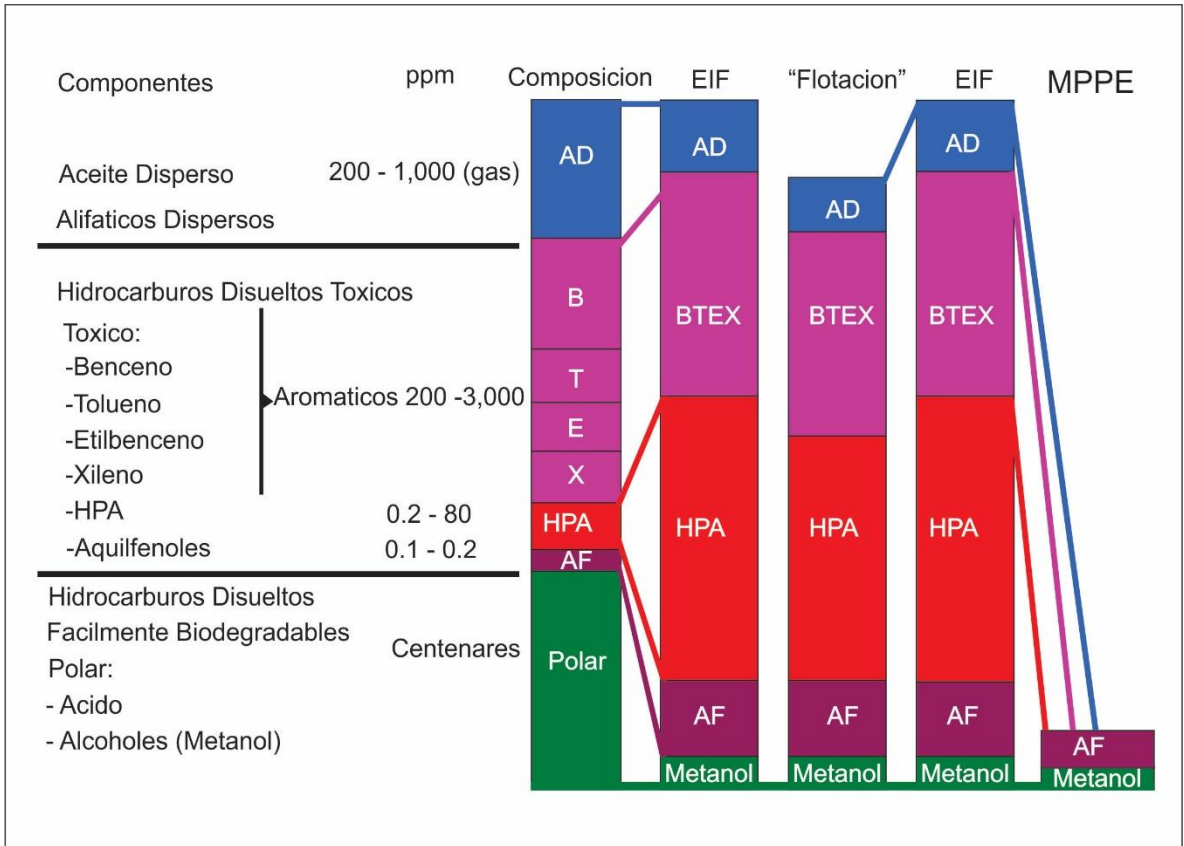
A la par, en la figura 29, se observa la diferencia de remoción entre un sistema convencional con flotación y otro con el uso de un MPPE, donde se observa la diferencia en la reducción del EIF permitiendo llevar el agua a un estado de **cero daños ambientales** si se descarga al océano⁶⁹

⁶⁷ Meijer Dick, 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).

⁶⁸ Bergersen Lars, Jacobsson Jesper, Meijer Dick, 2006. "Solving the Impact of High Toxic Loads in the Produced Water at the Kollsnes Gas Terminal by Applying the MPPE Technology."

⁶⁹ Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Figura 29. Efectos de las técnicas de flotación y MPPE



Fuente: Meijer Dick, 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).

6. CONCLUSIONES

El manejo del agua de producción debe ser considerada como prioridad a la hora de las operaciones de producción, debido a la implementación de nuevas regulaciones cada vez más estrictas y caudales de agua cada vez mayores.

El agua de producción asociada a la producción de gas es más tóxica en comparación a la producida en campos de petróleo, debido a los altos contenidos de aceites disueltos y por su dificultad de ser removidos.

Para la protección de los ecosistemas del Caribe Colombiano es necesaria tener en cuenta no solo los aceites dispersos presentes en el agua de producción, sino también, los aceites disueltos por sus efectos negativos a la hora de descargar el agua al mar.

La explotación y producción costa afuera es un tema en que Colombia tiene poca experiencia y no posee normativas que nos permitan regular este tipo de operaciones. Por lo tanto, es necesaria la exigencia de regulaciones ambientales que brinden la protección ambiental adecuada a los ecosistemas del Mar Caribe

La efectividad de la tecnología Macro Porous Polymer Extraction ha sido demostrada al separar más del 99% de BTEX, HPAs y alifáticos, además de reducir el índice EIF en un 90%, permitiendo así, poseer un proceso eficiente a la hora de remover contaminantes asociados al agua de producción.

7. RECOMENDACIONES

Elaborar un inventario de especies cercanas a las zonas de descarga del agua de producción.

Elaborar estudios a los ecosistemas del mar caribe con el fin de identificar los posibles efectos que tendrían al agua de producción.

Realizar un análisis económico una vez obtenido datos de campo con el fin de identificar los costos asociados al esquema de tratamiento de agua de este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

Aas, E., Baussant, T., Balk, L., Liewenborg, B., Andersen, O.K., 2000. "PAH metabolites in bile, cytochrome P4501A and DNA adducts as environmental risk parameters for chronic oil exposure: a laboratory experiment with Atlantic cod." *Aquat. Toxicol.* 51, 241-258.

AMAP, 2010. *Assessment 2007: Oil and Gas Activities in the Arctic e Effects and Potential Effects*, vol. II. Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), Oslo, Norway.

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.

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.

BP Statistical Review of World Energy June 2016.

Carls, M.G., Holland, L., Larsen, M., Collier, T.K., Scholz, N.L., Incardona, J.P., 2008. Fish embryos are damaged by dissolved PAHs, not oil particles. *Aquat. Toxicol.* 88, 121-127.

Chawathe Adwait, Ozdogan Umut, Sullivan Karen, Younes Glaser, Riding J. Mark. 2009. "Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas." *Oilfield Review*. Volumen 21 no 1 pp 26-35.

Clark, C., Veil, J., 2009. Produced Water Volumes and Management Practices in the United States. Argonne National Laboratory Report.

Cole, S., Codling, I.D., Parr, W. and Zabel, T., 1999. "Guidelines for managing water quality impacts within UK European marine sites" pp 149-422.

Cummings Rob, García Chris, Hawthorn Andrew, Holicek Robert, Dribus R. J., Loic Haslin. 2015. "Más allá de las profundidades: Los desafíos de la región de aguas ultra-profundas." Oilfield Review. Volumen 26 no 4 pp 26-49.

Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen., 2012. "Produced water treatment technologies."

Echeverry Juan Carlos, 2016. "El gas en el presente y futuro de Ecopetrol"
Presidente de Ecopetrol.

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.

Fang Huacan and Duan Menglan, 2014. "Offshore Operation Facilities: Equipment and Procedures." Marine Petroleum Engineering and Equipment. Gulf Professional Publishing. Beijing-China. Chapter 3. Pp. 341-411.

Ferreira, D.F., 2003. Fiscal treatment: decommissioning and bonds. Chapter 5. Anticipating Impacts of Financial Assurance Requirements for Offshore Decommissioning: A Decision Model for the Oil Industry. Doctoral Dissertation, State University, Campinas, Brazil, pp. 164–168.

Frances Solomon, 2009. "Impacts of Copper on Aquatic Ecosystems and Human Health." Environment & Communities. pp 25-27.

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, pp. 191–217.

Gelpke Nikolaus, 2014. *Reporte World Ocean Review 3 Marine Resources- Opportunities and Risks "Oil and gas from the sea" Capítulo 1*. Hamburg, pp. 8-51.

Gladys R. Bernal F., Kathleen H. Santamaria, 2013. *Revista La Timonera Liga Marítima de Colombia por los Ríos y Mares*. "El Reto Ambiental de la Explotación Offshore en Colombia" Edición N°19, Bogotá, pp. 62-66.

Guerra Katie, Dahm Katharine, Dundorf Steve, 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 No. 157. Denver, Colorado, pp. 37-53.

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.

Incardona, J.P., Collier, T.K., Scholz, N.L., 2004. Defects in cardiac function precede morphological abnormalities in fish embryos exposed to polycyclic aromatic hydrocarbons. *Toxicol. Appl. Pharmacol.* 196, 191-205.

International Association of Oil & Gas Producer, 2002. "Aromatics in produced water occurrence, fate & effects, and treatment." Report 1.20/324. Pp 1-30.

International Association of Oil & Gas Producer, 2016. "Managing Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry." Report 412. Pp 1-68.

Iversen P. Erik, Stokke R., Ospar Commission 2009. "Assessment of Impacts of Offshore Oil and Gas Activities in the North-East Atlantic."

J. M. Walsh, SPE, Shell, WJ Georgie, Maxoil Solution, 2012. "Produced Water Treating System-Comparison Between North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. SPE 159713.

J. P. Fillo, J.M. Evans, Characterization and management of produced waters from underground natural gas storage reservoirs, in: American Gas Association Operation Section Proceedings, 1990, pp. 448–459.

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.

Lee K., Neff J., Elisabeth M. DeBlois 2011. "Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects" Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies SE – 1. Springer, New York, pp. 3-57.

Lee K, K. Azetsu-Scott, S.E. Cobanli, J. Dalziel, S. Niven, G. Wohlgeschaffen, P. Yeats. 2005. "Overview of Potential Impacts from Produced Water Discharges in Atlantic Canada."

Lizarralde, Rubén Darío. 2016. "Offshore en Colombia, un mar de oportunidades" EL FUTURO SE VISLUMBRA MAR ADENTRO Revista Colombia Energía. Edición 14 pp. 25-26.

M. Buffagni, L. Pinturier, L. Bracco, U.E. Moltu, C.A.Cova, H. Jonsson, S. Sanni, 2010. "Environmental Risk Management of E&P Operations in the Barents Sea: Environmental Indicators and Thresholds Levels" SPE 126710.

Malcolm Pirnie, Inc. 1999. "EVALUATION OF THE FATE AND TRANSPORT OF METHANOL IN THE ENVIRONMENT" Oakland, California. Pp 1-69.

Meijer Dick, 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)

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.

Neff J.M. 2002. "Bioaccumulation in marine Organism: Effect of Contamiants from Oil well produced water." Elsevier, The Netherlands. pp 1-35.

Nimrod, A.C., Benson, W.H., 1996. "Environmental estrogenic effects of alkylphenol ethoxylates. Crit. Rev. Toxicol. 26, 335-364.

Ortiz T. Jorge A. XIX CONGRESO NATURGAS 2016 "El Gas Natural en el Nuevo Entorno Mundial" ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Ospar commission 2013. "Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations."

Priatna, R., Syahbandi, E., Sudewo, B., 1994. Phenol Compounds in Produced Water. Society of Petroleum Engineers, SPE-27134. pp. 365-371.

Quintero Germán, 2016. "El desarrollo offshore en el Caribe es un reto para todos." EL FUTURO SE VISLUMBRA MAR ADENTRO Revista Colombia Energía. Edición 14 pp. 26-27.

Rueda, M., O. Doncel, E. A. Vilorio, D. Mármol, C. García, A. Girón, I. García, F. Rico., A. Rodríguez, C. Borda, C. Barreto. Atlas de la pesca marino–costera de Colombia: 2010 – 2011. Tomo caribe. INVEMAR y ANH. Serie de publicaciones del INVEMAR. Santa marta.104p.

S. Judd, H. Qiblawey, M. Al-Marr, C. Clarkin, S. Watson, A. Ahmed, S. Bach., 2014 “The size of performance of offshore produced water oil-removal technologies for reinjection.”

S. Mark Wilhelm, Mercury Technology Services, and Ahmad Afdzal Md Isa and Shaharuddin Safri, 2008. “Mercury in SE Asia Produced Fluids – Holistic Approach to Managing Offshore Impacts” IPTC 12821

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.

Staples Charles A., Williams James B., Craig Gordon R., Roberts Kathleen M., 2000. “Fate, effects and potential environmental risk of ethylene glycol: a review.” Chemosphere 43 (2001) 377-383.

Sturve, J., Hasselberg, L., Falth, H., Celander, M., Forlin, L., 2006. Effects of North Sea oil and alkylphenols on biomarker responses in juvenile Atlantic cod (*Gadus morhua*). Aquat. Toxicol. 78, S73-S78.

Sylvain Serbutoviez, 2010. “La producción petrolera offshore.”

Technology Subgroup of the Operations & Environment Task Group, 2011. “MANAGEMENT OF PRODUCED WATER FROM OIL AND GAS WELLS.”

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, Richardson, Texas, pp. 739 - 747.

Torgeir Bakke, Jarle Klungsøyr, Steinar Sanni, 2013. "Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry" Marine Environmental Research

UPME, 2015. "Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023" República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética.

Veil, J.A., 2006. "Why Are Produced Water Discharge Standards Different throughout the World?" Environmental Science Division Argonne National Laboratory.

Veil, J.A., 2011. "Produced water management options and technologies". Produced Water, Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies, pp. 537–572.

Virginia Parente, Doneivan Ferreira, Edmilson Moutinho dos Santos, Estanislau Luczynski., 2005. "Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability." Energy Policy.

W.J. Georgie, D. Sell, M. J. Baker, 2001. "Establishing Best Practicable Environmental Option Practice for Produced Water Management in the Gas and Oil Production Facilities" SPE 66545.

Walsh J.M., Georgie W.J., 2012. "Produced Water Treating Systems – Comparison between North Sea and Deepwater Gulf of Mexico." SPE 159713

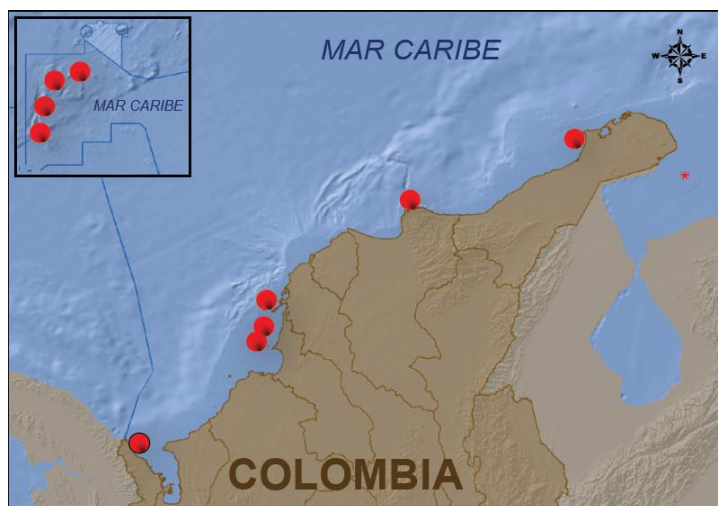
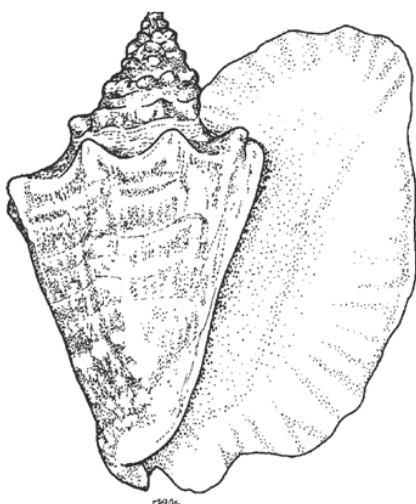
Zheng, J., Chen, B., Thanyamanta, W., Hawboldt, K., Zhang, B., Liu, B., 2016. "Offshore produced water management: A review of current practice and challenges in harsh/Arctic environments." Marine Pollution Bulletin.

ANEXOS

ANEXO A. ESPECIES DE IMPORTANCIA EN EL CARIBE COLOMBIANO⁷⁰

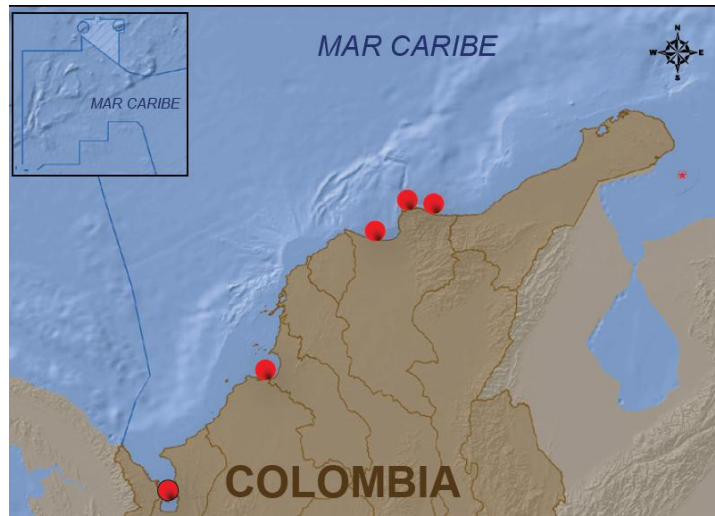
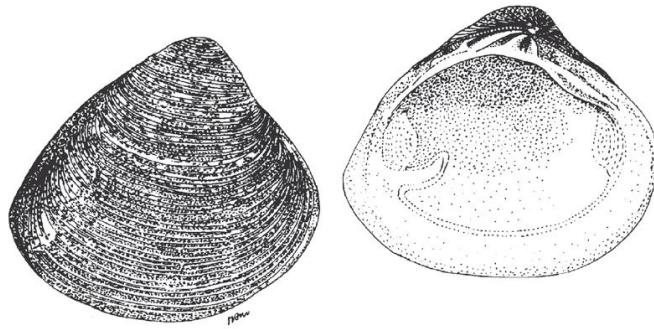
MOLUSCOS:

1. CARACOL PALA:



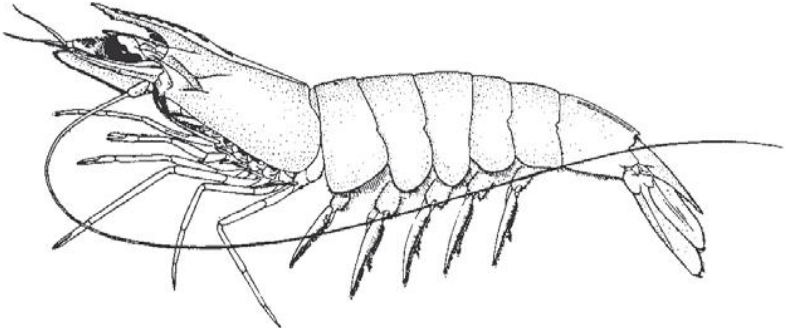
⁷⁰ Rueda, M., O. Doncel, E. A. Viloria, D. Mármol, C. García, A. Girón, I. García, F. Rico., A. Rodríguez, C. Borda, C. Barreto. Atlas de la pesca marino-costera de Colombia: 2010 – 2011. Tomo caribe. INVEMAR y ANH. Serie de publicaciones del INVEMAR. Santa marta.104 p.

2. ALMEJA:

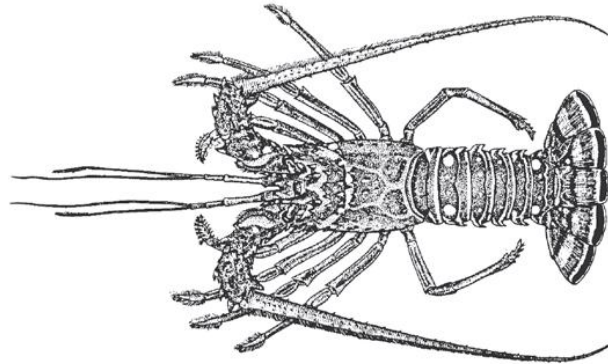


CRUSTACEOS:

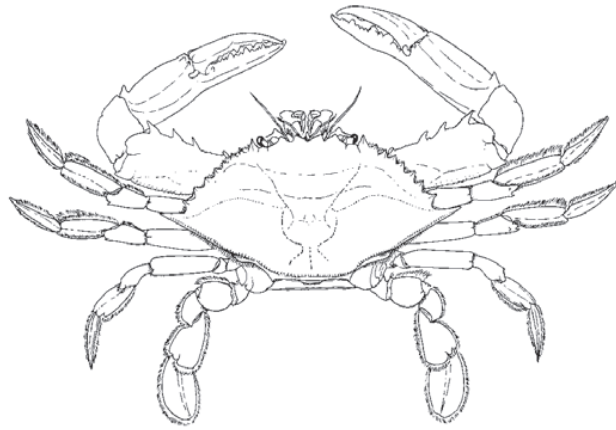
1. CAMARÓN ROSADO:



2. LANGOSTA ESPINOSA:

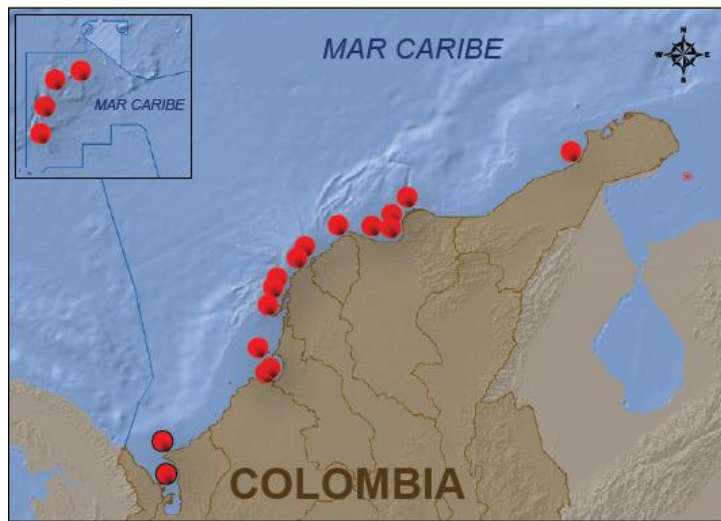
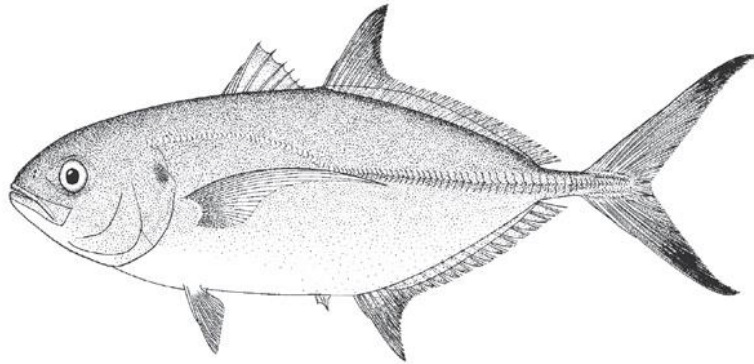


3. JAIBA AZUL:

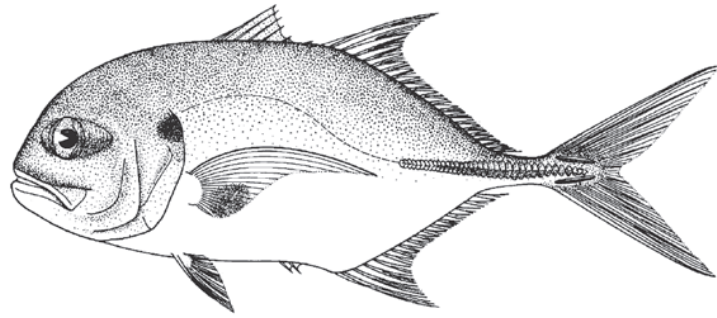


PECES:

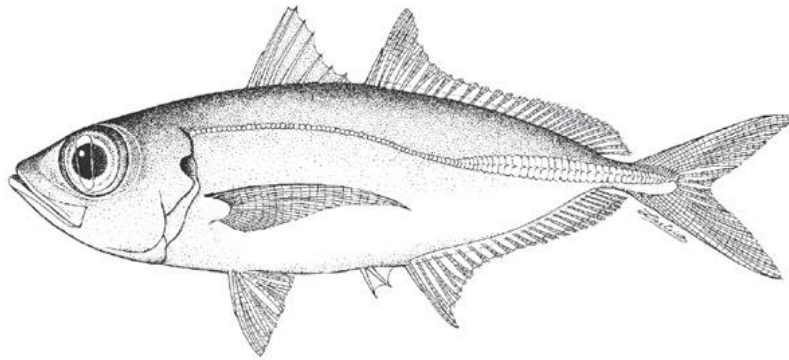
1. COJINÚA:



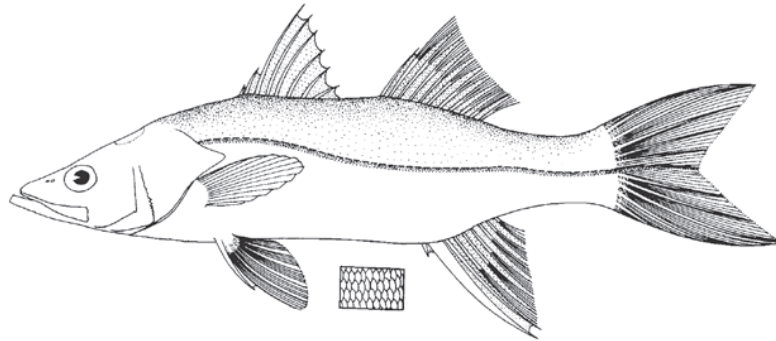
2. JUREL ALETA AMARILLA:



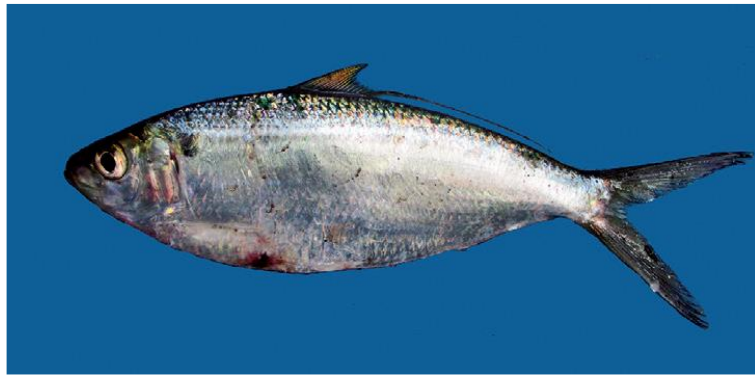
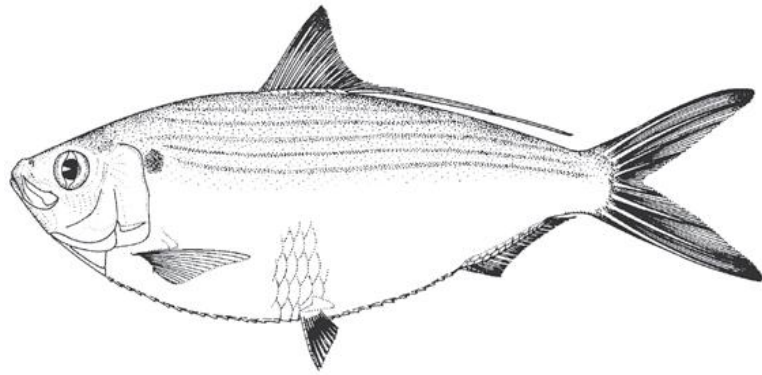
3. OJO GORDO:



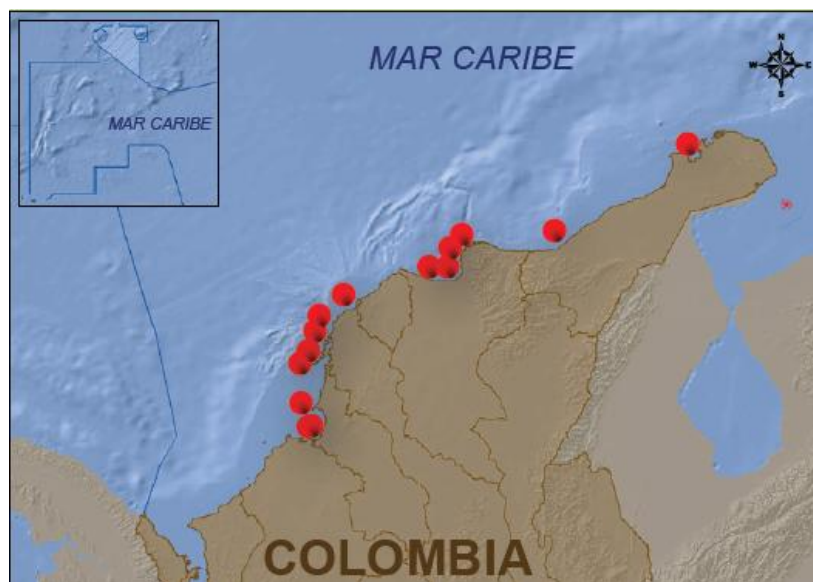
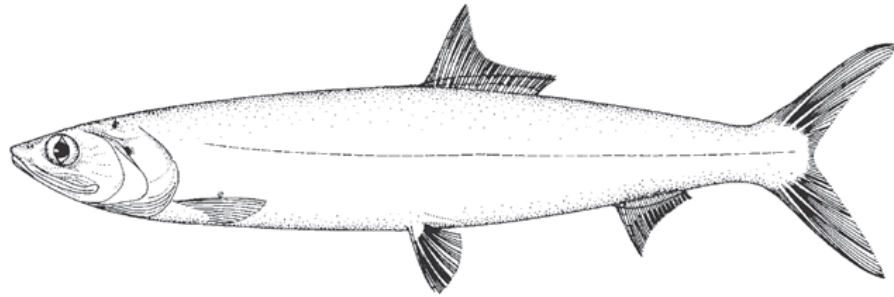
4. RÓBALO:



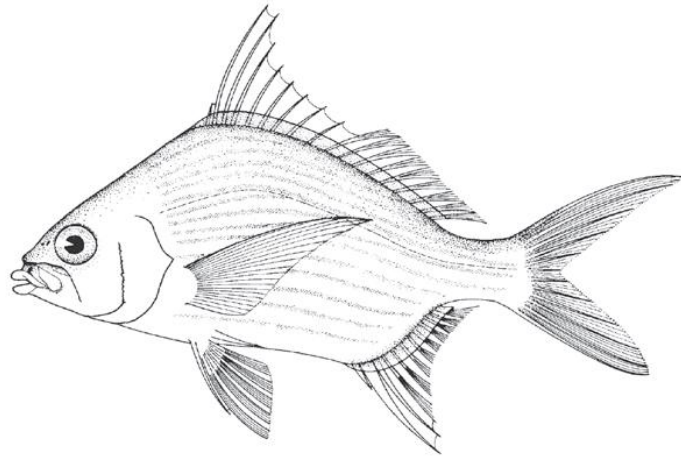
5. MACHUELO:



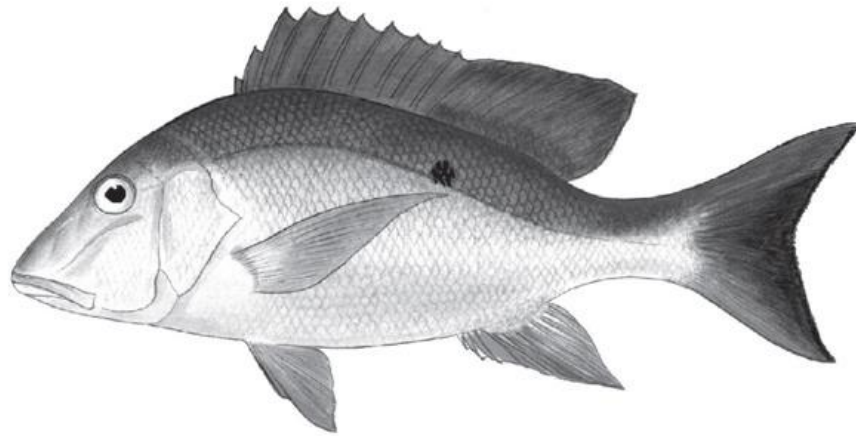
6. MACABÍ:



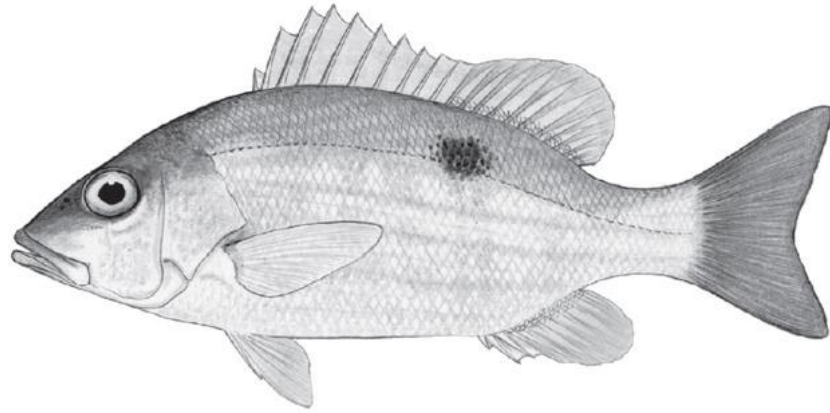
7. MOJARRA RAYADA



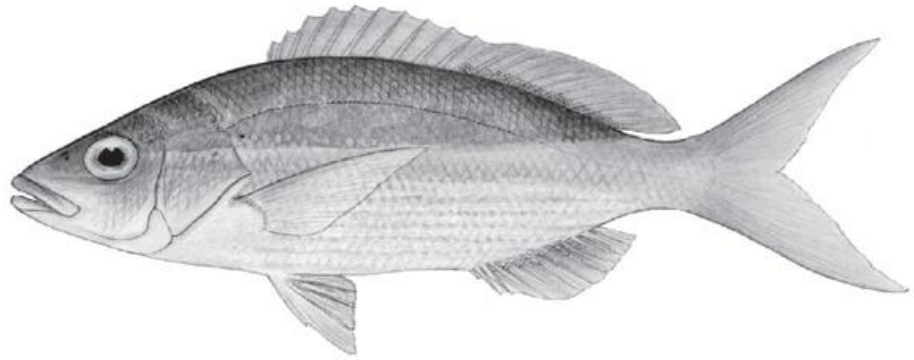
8. PARGO CEBAL:



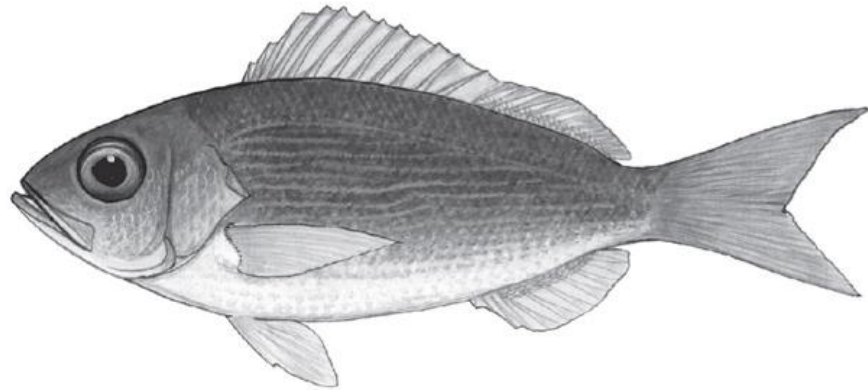
9. PARGO RAYADO:



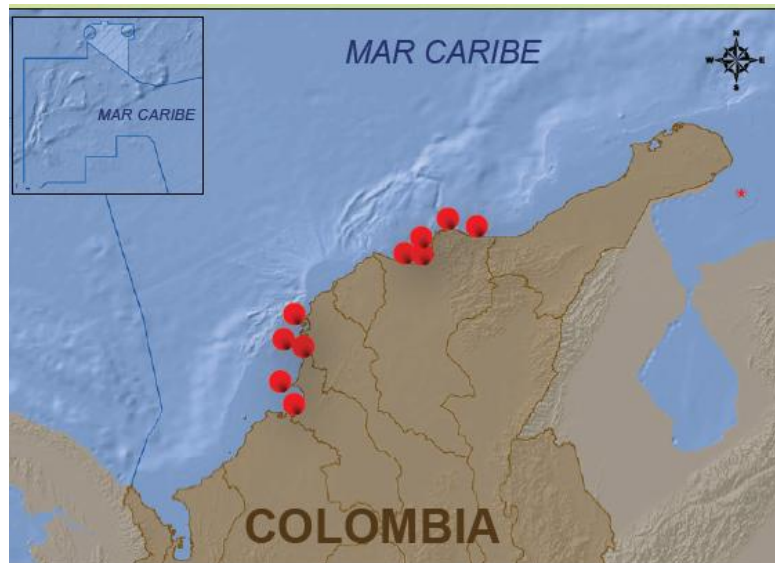
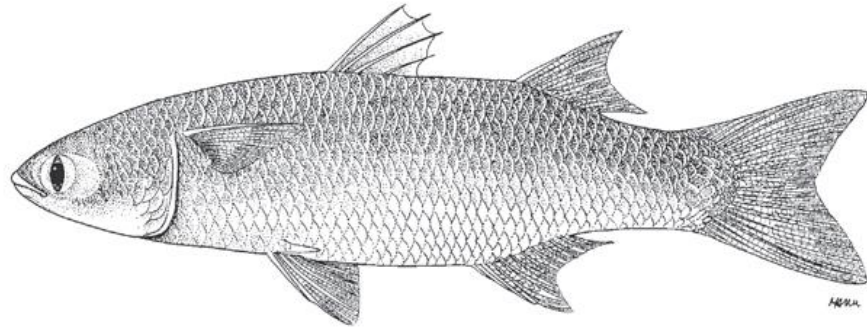
10. RUBIA:



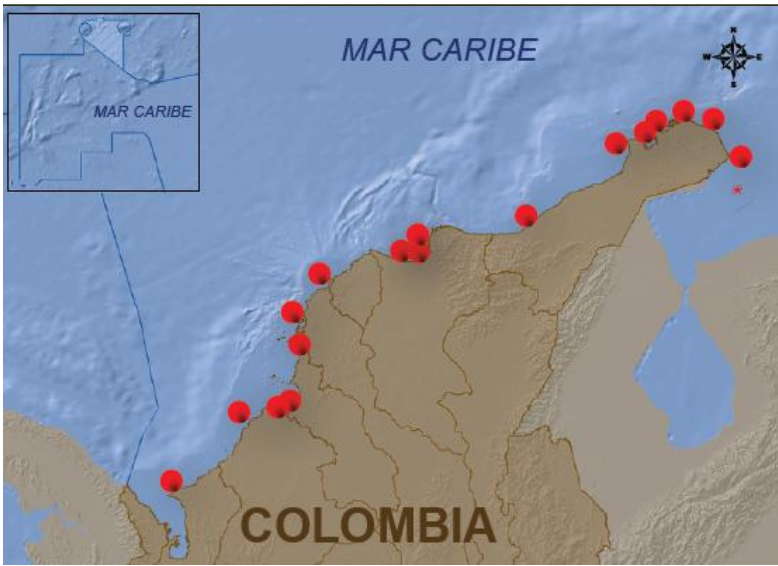
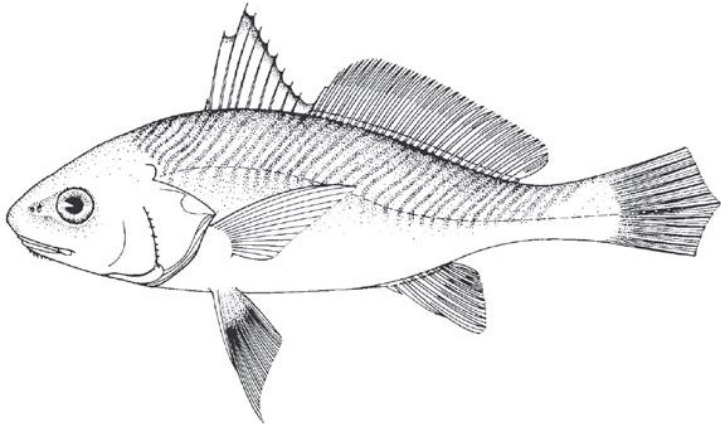
11. PARGO CUNARO:



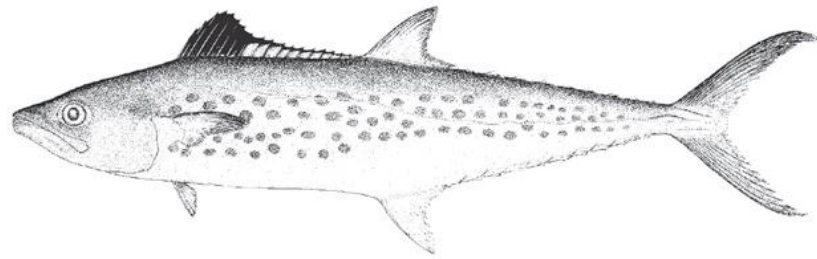
12. LISA:



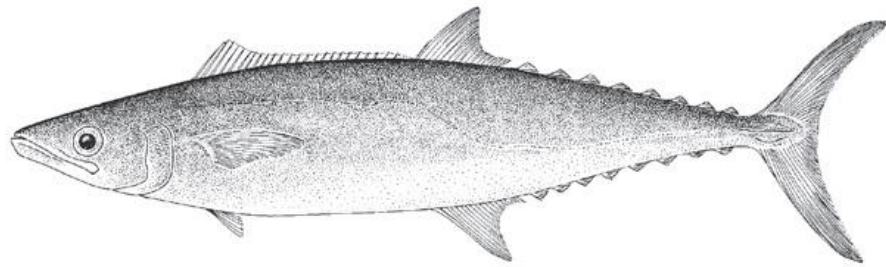
13. CORONCORO



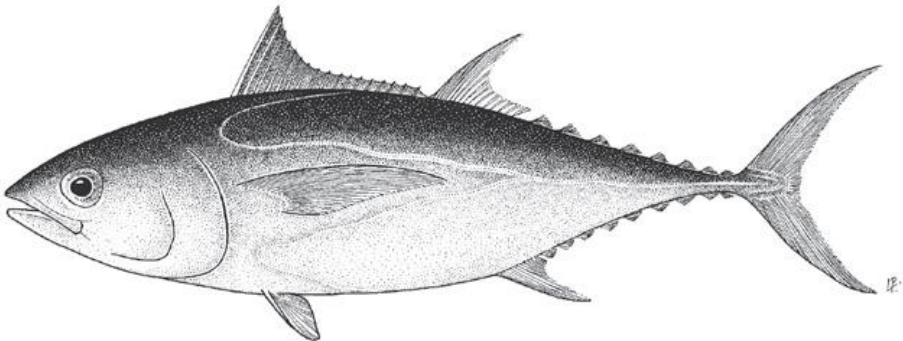
14. CARITES:



15. SIERRA:



16. BONITO:



17. SABLE:

