

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO  
DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA  
NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA**

**PAULA ALEJANDRA DUARTE BOHÓRQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO  
DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA  
NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA**

**PAULA ALEJANDRA DUARTE BOHÓRQUEZ**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN  
GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR: INGENIERO TOMÁS DE LA CALLE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

Agradecimientos,

*Agradezco a mis padres por todo su apoyo en la realización de mi especialización. Al Ing. Tomás, por su guía y dedicación en el desarrollo de este trabajo de grado. A mi colega, la Ing. Isabel Sastoque, por compartir conmigo todos sus conocimientos y experiencias en el mundo del tratamiento del agua. A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme cursar la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos y ampliar mis conocimientos sobre el sector. Y a ti amor, por tu paciencia, tus consejos, por acompañarme y apoyarme en la búsqueda de mi crecimiento profesional.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1.CONTEXTO AMBIENTAL PETROLERO.....	20
1.1.GENERALIDADES .....	20
1.2.LICENCIAS AMBIENTALES .....	24
2. ASPECTOS TÉCNICOS.....	27
2.1.CARACTERÍSTICAS FÍSICO – QUÍMICAS.....	28
2.1.1.Componentes primarios.....	28
2.1.2.Ph.....	31
2.1.3.Temperatura .....	31
2.1.4.Contenido de sólidos suspendidos .....	32
2.1.5.Gases disueltos .....	32
2.1.6.Sulfuros.....	32
2.1.7.Aceites y grasas.....	33
2.1.8.Concentración salina .....	33
2.2.VERTIMIENTO .....	35
2.3.REINYECCIÓN .....	35
2.4.TRATAMIENTO .....	37
3. NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA LA CALIDAD DEL AGUA.....	40
3.1.CONTEXTO NACIONAL.....	40
3.2.CONTEXTO LATINOAMERICANO .....	45
4. CASO DE ESTUDIO.....	49
4.1.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	49

4.1.1.Vertimiento.....	52
4.1.2.Reinyección .....	55
4.2.ANÁLISIS ECONÓMICO .....	59
4.2.1.Costos de Capital (CAPEX) .....	60
4.2.2.Costos Operativos (OPEX) .....	64
4.3.RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	70
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	76
BIBLIOGRAFÍA.....	78

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de bloques para el tratamiento de agua de producción para vertimiento (sistema abierto).....	53
Figura 2- Diagrama de bloques para el tratamiento de agua de producción para reinyección (sistema cerrado).....	57

## INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Producción de crudo y agua Campo Silverio.....	50
Gráfica 2. BS&W Campo Silverio.....	51
Gráfica 3. Distribución de CAPEX de los proyectos de vertimiento y reinyección .	63
Gráfica 4. OPEX proyectos vertimiento y reinyección.....	69
Gráfica 5. Diferencia entre CAPEX y OPEX: Reinyección menos Vertimiento .....	72

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principal impacto de los componentes del agua de producción.....	34
Tabla 2. Requerimientos típicos para el agua de reinyección.....	37
Tabla 3. Calidad para control de vertimientos, Decreto 1594 de 1984 .....	41
Tabla 4. Parámetros para la calidad de vertimientos en cuerpos de agua .....	46
Tabla 5. Caracterización típica del agua producida en diferentes regiones de Colombia.....	47
Tabla 6. Caracterización del agua de producción del Campo Silverio. Comparación con los requerimientos para vertimiento y reinyección .....	49
Tabla 7. Operaciones requeridas en el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio para vertimiento en un cuerpo de agua superficial .....	53
Tabla 8. Tratamiento químico para el agua producida en el Campo Silverio. Opción vertimiento .....	55
Tabla 9. Operaciones requeridas en el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio para reinyección .....	57
Tabla 10. Tratamiento químico para el agua producida en el Campo Silverio. Opción reinyección en una formación no comercial.....	58
Tabla 11. Tratamiento de agua para vertimiento. CAPEX .....	60
Tabla 12. Tratamiento de agua para reinyección. CAPEX.....	62
Tabla 13. Distribución de CAPEX de los proyectos .....	63
Tabla 14. Base para el cálculo de OPEX del Campo Silverio.....	64
Tabla 15. OPEX - Tratamiento de agua producida para vertimiento.....	66
Tabla 16. OPEX - Tratamiento de agua producida para reinyección .....	67
Tabla 17. Costos de operación de los proyectos de vertimiento y reinyección durante el tiempo de vida del proyecto .....	69
Tabla 18. Indicadores financieros y algunos indicadores de la industria .....	71
Tabla 19. Diferencia entre CAPEX y OPEX: Reinyección menos Vertimiento.....	72
Tabla 20. VPN de la diferencia en costos de los proyectos .....	73

Tabla 21. Parámetros límite de pH y temperatura para vertimientos en cuerpos de agua superficiales .....	87
Tabla 22. Estimado de costos separador API .....	88
Tabla 23. Estimado de costos piscinas de oxidación.....	88
Tabla 24. Cálculo de la carga contaminante DBO <sub>5</sub> .....	91
Tabla 25. Cálculo de la carga contaminante SST .....	91
Tabla 26. Factor regional por carga contaminante de DBO <sub>5</sub> .....	92
Tabla 27. Factor regional por carga contaminante de SST.....	92
Tabla 28. Monto total tasa retributiva Campo Silverio.....	93

## INDICE DE ANEXOS

**ANEXO A.** Parámetros límite para el vertimiento en cuerpos de agua en venezuela.. ..... **¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO B.** Parámetros límite para el vertimiento en rios,méxico.....**¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO C.** Calidad del agua para vertimientos en cuerpos de agua continentales superficiales (borrador del decreto colombiano) ..... **¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO D.** Estimado de costos del separador api y la piscina de oxidación ..**¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO E.** Cálculo de la tasa retributiva por vertimiento en el río magdalena de las aguas producidas en el campo silverio..... **¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO F.** Evaluación financiera para la construcción y puesta en marcha de una planta de tratamiento de agua de producción para vertimiento en cuerpo de agua superficial.....**¡Error! Marcador no definido.**

**ANEXO G.** Evaluación financiera para la construcción y puesta en marcha de una planta de tratamiento de agua de producción para reinyección.... **¡Error! Marcador no definido.**

## GLOSARIO

- Agua de producción o de formación: agua asociada a la producción de crudo, que existe en los yacimientos en variadas proporciones. Se caracteriza principalmente por tener un alto contenido de sales (entre 20000 ppp y 150000 ppm de sal; el agua de mar contiene entre 30000 ppm y 43000 ppm), metales pesados y otros contaminantes que, de ser vertidos directamente en un medio natural, afectaría de manera importante el ecosistema. En inglés se denomina “produced water”, “formation water” o “connate water”.
- Anión: ión de un átomo o de una molécula con carga negativa.
- BS&W: Basic Sediment & Water. Se refiere al contenido de agua asociado a la producción de crudo de un campo petrolífero o al gas en un campo gasífero.
- Cation: ión de un átomo o de una molécula con carga positiva.
- Coagulación: es uno de los principales procesos de clarificación del agua. Su objetivo es separar los sólidos suspendidos contenidos en el agua mediante el aglutinamiento en pequeñas masas, de manera que superen la densidad del agua y se separen por el efecto de la gravedad. En la coagulación, la aglutinación se da por un efecto de desestabilización entre las partículas suspendidas, neutralizando su carga eléctrica superficial.
- Coalescencia: es un proceso mediante el cual dos partículas cuya fase es idéntica entran en contacto para formar una partícula de mayor tamaño.

- Desnatado: es la primera etapa de tratamiento del agua de producción, que consiste en la separación del agua y el crudo residual. Se logra proporcionando el tiempo de retención adecuado, acompañado de química

- o elementos internos con superficies corrugadas que facilitan la coalescencia de las gotas de crudo, mejorando la separación.
- Eutroficación: enriquecimiento de un ecosistema con nutrientes a un ritmo tal que no puede ser compensado por sus formas de eliminación natural. La alta concentración de nutrientes deviene en la producción de un exceso de materia orgánica que requiere alta demanda de oxígeno para su descomposición, hasta hacer desaparecer este último.
- Filtración: es un proceso por el cual se retiran sólidos suspendidos o partículas finas. Para el tratamiento de agua de producción generalmente se utilizan filtros de lecho, el cual puede estar constituido por grava, antracita, granate o cascarilla de nuez y avellana. Pueden retirar hasta un 98% de sólidos suspendidos y en tamaños de hasta 1  $\mu\text{m}$  de diámetro. Para la remoción de partículas de tamaño menor (como es el caso de especies aniónicas o catiónicas como cloruros, bario, sulfato, etc.) se utilizan filtros con membranas, capaces de retirar partículas de hasta 0,001  $\mu\text{m}$ .
- Floculación: es otro proceso de clarificación, que consiste en establecer puentes químicos entre las partículas suspendidas, formando una malla de coágulos tridimensional y porosa, que se separa del agua por gravedad.
- Flotación: es un proceso por el cual se separan las partículas suspendidas en el agua causando que estas floten. Este proceso utiliza las diferencias entre las propiedades químicas superficiales de las partículas, especialmente sus características oleofílicas. Para el caso del agua de producción, generalmente la separación se logra mediante la adición de finas burbujas de gas o de aire que se adhieren a las gotas de crudo o sólidos, arrastrándolos a la superficie, de donde son retirados por medios mecánicos.
- MBbls: Millones de barriles (*Millions of Barrels*)
- MBOPD: Millones de barriles de crudo por día (*Millions Barrels of Oil Per Day*).

- pH: medida de acidez (menor a 7) o alcalinidad (mayor a 7) de una solución.
- Reinyección: es uno de los usos a los que se destina el agua de producción, y consiste en la perforación de pozos inyectoros para disponer el agua de producción en una formación receptora. Dependiendo del tipo de formación, la disposición del agua por reinyección puede ser de dos tipos:
  - Reinyección para disposición, si la formación receptora es no productora. Se debe determinar la capacidad de la roca almacén para el almacenamiento del agua a inyectar.
  - Reinyección para recuperación secundaria, en la cual la formación receptora es productora; el agua se inyecta para mantener la presión del yacimiento e impulsar el crudo fuera de la formación.

En ambos casos, la formación receptora debe ser previamente identificada y analizada, de manera que no se impacten sus características físicas de recepción.

- Vertimiento: descarga superficial del agua producida. Generalmente se realiza hacia un cuerpo de agua, un sistema de alcantarillado o al suelo. El vertimiento descontrolado puede llegar a tener impactos ambientales importantes en el medio. Por esto actualmente muchos países (incluido Colombia) cuenta con normatividad ambiental que restringe los casos bajo los cuales se permite el vertimiento del agua producida.

## RESUMEN

### TÍTULO

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA\***

### AUTOR

PAULA ALEJANDRA DUARTE BOHÓRQUEZ\*\*

### PALABRAS CLAVES

Agua de producción, tratamiento de agua, análisis técnico, análisis económico, normatividad ambiental, CAPEX, OPEX.

### DESCRIPCIÓN

El manejo del agua producida en campos de producción de petróleo es un asunto de creciente preocupación para las empresas operadoras de campos petroleros, por cuanto ésta tiene un carácter tóxico para la salud humana y el medio ambiente, además de ser, en la mayoría de los casos, altamente corrosiva. Existen diferentes opciones de manejo y disposición de este fluido, muchas de las cuales no son recomendadas por los entes de control ambiental debido al alto impacto sobre el medio ambiente.

Este trabajo presenta una metodología para evaluar técnica y económicamente las alternativas de manejo de agua producida que son ambientalmente aceptadas, teniendo en cuenta las restricciones de la normatividad ambiental colombiana actual. El trabajo inicia con la descripción del marco ambiental para el sector petrolero en lo concerniente al manejo de agua producida. Posteriormente presenta de manera general los aspectos técnicos que conciernen al tratamiento del agua de producción. En seguida se realiza una revisión de la normatividad ambiental nacional y se contrasta con la normatividad de algunos países latinoamericanos. Finalmente, se propone un caso de estudio basado en un campo hipotético colombiano, y se analiza técnica y económicamente las alternativas de vertimiento en cuerpos de agua superficial y reinyección en pozo profundo.

El análisis económico realizado contempla el CAPEX y el OPEX para cada una de las alternativas propuestas, y presenta algunos indicadores del sector, concluyendo en base a éstos cuál de estas dos opciones es técnica y ambientalmente recomendada.

---

\* Monografía

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ingeniero Tomás de la Calle

## ABSTRACT

### TITLE

**TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF PRODUCED WATER TREATMENT ALTERNATIVES TO MEET COLOMBIAN ENVIRONMENTAL REGULATIONS \***

### AUTHOR

PAULA ALEJANDRA DUARTE BOHÓRQUEZ\*\*

### KEY WORDS

Produced water, water treatment, technical assessment, economic assessment, environmental regulations, CAPEX, OPEX.

### DESCRIPTION

Handling of produced water in oil production fields is a matter of increasing concern to oilfield operating companies since produced water has a toxic nature to human health, an important environmental impact and it is highly corrosive. There are different options for handling and disposal of this fluid, many of which are not recommended by environmental control entities because of the high environmental impact.

This paper presents a methodology for technical and economical evaluation of the produced water disposal alternatives which are accepted in an environmental context, having into account the restrictions of the current Colombian environmental regulations. The document begins with the description of the environmental framework for the oil industry in Colombia. Then it presents the technical issues about produced water treatment. Later, it compares Colombian environmental regulations against the regulations in some Latin-American countries. Finally, a study case is proposed based in a hypothetical Colombian oilfield and two produced water disposal alternatives are analyzed: discharge into surface water bodies and deep well injection.

The economical assessment developed in this paper includes CAPEX and OPEX for each one of the proposed alternatives and some industry index. Based on these last ones, it concludes which one of the analyzed alternatives is technical and environmentally recommended.

---

\* Monograph to quality for Hydrocarbon Management Specialist Degree.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Engineer Tomas de la Calle.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales problemas que deben resolver hoy en día las empresas petroleras se relaciona con el manejo del agua de producción de los campos, especialmente en campos maduros, en donde generalmente por cada barril de crudo se producen entre 3 y 10 barriles de agua. Esta agua tiene características físico-químicas diferentes al agua contenida en acuíferos subterráneos, como altos contenidos de aceite asociado y metales pesados, impactando de manera importante los ecosistemas en los cuales pueda llegar a disponerse de manera natural.

Es por esto que en la industria se han desarrollado diferentes opciones para disposición de estas aguas, para lo cual se deben someter a un tratamiento físico-químico que permita modificar dichas características y reducir el impacto sobre el medio receptor. Los procesos y requerimientos de tratamiento dependen directamente de la opción de disposición escogida.

Por otro lado, debido a la problemática ambiental actual, las empresas petroleras que, en Colombia, realizan vertimiento en cuerpos de agua, deben renovar o actualizar los permisos de disposición otorgados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Esta actualización se debe realizar bajo el cumplimiento de las nuevas especificaciones que obliga el Decreto 3930 del 2010, que son más estrictas que aquellas expedidas en el Decreto 1594 de 1984 (bajo el cual se regían anteriormente las especificaciones del agua para vertimiento).

Cualquiera que sea el tratamiento y disposición aplicables al campo, el manejo del agua de producción implica costos que afectan la rentabilidad de los proyectos. Es por esto que las empresas petroleras se ven en la necesidad de analizar diferentes alternativas para el manejo del agua de producción, buscando que

éstas sean económicamente viables y que no entren en conflicto con la normatividad ambiental de la región.

Adicionalmente, el agua dulce es tal vez uno de los recursos naturales más preciados y de creciente escasez en el planeta. Es por esto que la política ambiental colombiana apunta cada vez más al cuidado y máximo aprovechamiento de este bien limitado. Un ejemplo claro de esto es la emisión del Decreto 3930 del 2010, en el cual se replantean (de manera más estricta) las especificaciones que debe cumplir cualquier agua residual para poder ser vertida en un cuerpo de agua dulce. Esto se ve reflejado en el requerimiento de procesos más eficientes en la remoción de aceites y otras sustancias del agua de producción, que finalmente implicará mayores costos de inversión.

Teniendo en cuenta los aspectos expuestos anteriormente, se hace importante que los gerentes de proyectos del sector petrolero, y en general cualquier persona que pueda llegar a ser tomador final de decisión o asesor del mismo, cuenten con los conocimientos técnicos básicos que permitan seleccionar la mejor alternativa, considerando las implicaciones técnicas, económicas y de impacto ambiental. Este trabajo pretende servir como guía en un procedimiento de análisis técnico-económico para llegar a la toma de decisión sobre diferentes opciones en el manejo de agua de producción.

## 1. CONTEXTO AMBIENTAL PETROLERO

### 1.1. GENERALIDADES

El agua de producción es una de las principales preocupaciones de las empresas petroleras, por cuanto su producción, tratamiento y adecuada disposición aumenta los costos totales de producción de crudo (“lifting cost”). Dependiendo de las características químicas del yacimiento, el agua de producción o de formación tendrá ciertas características y componentes que pueden llegar a ser nocivas para los ecosistemas con los que pueda tener contacto. Es por esto que, independientemente de la forma en la que se vaya a disponer, el agua de producción debe someterse a un tratamiento previo.

Existe una variedad de métodos de disposición del agua producida, cuya selección depende de varios factores, entre ellos: la calidad del agua producida, es decir, la caracterización o cantidad de contaminantes que contenga el fluido; la normatividad ambiental que regule la zona en la que se encuentre localizado el campo de producción; las propiedades del subsuelo o yacimientos cercanos, en donde pueda ser factible el almacenamiento; y la naturaleza y uso de los cuerpos de agua en las zonas cercanas al campo. La evaluación de estos factores permitirá establecer un árbol de decisión que, junto con un rápido análisis de costos, permitirá definir las alternativas de disposición del agua producida más apropiadas para el campo, respetando la regulación ambiental.

Los métodos de disposición del agua producida tienen un impacto ambiental a diferentes niveles, de manera que algunos ya han sido rechazados por la legislación ambiental en muchos países. De acuerdo con el nivel de aceptación o de recomendación según el impacto ambiental, los métodos de disposición

pueden dividirse en tres grupos: recomendados, aceptables pero no recomendados y ambientalmente inaceptables.<sup>1</sup>

- Métodos de disposición recomendados:
  - Reinyección para recuperación secundaria: este método considera la adecuación de las aguas de producción para su reinyección en el subsuelo del yacimiento productor, de manera que contribuya en el aumento de presión y facilite el recobro del crudo. Esta alternativa es tal vez la de menor impacto ambiental, pero para poderse aplicar se debe hacer un estudio completo y meticuloso de las propiedades del yacimiento y de diferentes esquemas de inyección que permitan comparar diferentes grados de recobro y su correspondiente evaluación económica.
  - Reinyección en pozo profundo: esta alternativa considera la perforación de un pozo, cuya profundidad debe ser mayor de 600 m para evitar la contaminación de acuíferos o zonas de agua superficial que se encuentren cerca al yacimiento receptor. En esta modalidad, se reinyecta el agua para su almacenamiento en una formación no productora. Adicionalmente se debe realizar un estudio de las propiedades físicas del yacimiento receptor y su localización, para asegurarse de que no afectarán yacimientos productores y que tendrá la capacidad de almacenar el agua producida.
- Métodos de disposición aceptados (no recomendados):
  - Descarga al mar: este método es permitido en la mayoría de entidades reguladoras en diferentes países, controlando principalmente los niveles de grasa y aceite. La descarga se debe hacer a profundidades mayores a 30 m y lejos de las zonas de cría y pesca de mariscos.

---

<sup>1</sup> ARPEL, “Disposición y Tratamiento del Agua Producida”, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe, Uruguay, Capítulo 6.

- Evaporación: esta alternativa requiere de grandes extensiones de tierra, de acuerdo con los volúmenes de agua producida, y solo puede aplicarse en zonas que posibiliten la evaporación natural del agua, ya que ésta se lleva a cabo en piletas. Conlleva inconvenientes de diferentes índoles, entre otros: contaminación de aguas subterráneas (por filtración del agua en las piscinas), aumenta la mortandad de la fauna salvaje, contaminación de la superficie por arrastre de contaminantes y acumulación de los sólidos disueltos en el suelo después de la evaporación.
- Reinyección en pozos poco profundos: consiste en la inyección en pozos de menos de 600 m de profundidad. Este método es más económico que la inyección en pozos profundos, pero el mayor riesgo es la contaminación de fuentes de agua potable, que se localizan en zonas de poca profundidad.
- Descarga controlada en agua dulce (vertimientos): en general este método de disposición no es aceptado, excepto en los casos en los que el agua producida cumple con los parámetros físico-químicos que establece la normatividad ambiental. Sin embargo, la evolución de dicha normatividad en diferentes países ha llevado al incremento de la inversión necesaria para el tratamiento del agua para disposición, debido al alto impacto que ha tenido esta práctica sobre los ecosistemas de agua dulce.
- Métodos de disposición inaceptables:
  - Descarga controlada en zonas costeras: esta práctica ha llevado a la destrucción de diferentes ecosistemas por la acumulación de sustancias tóxicas tanto en plantas como animales, por lo cual su práctica se considera totalmente inaceptable.
  - Disposición por espacio anular: consiste en inyectar el agua producida por el espacio anular del pozo. Esta práctica constituye un alto riesgo de contaminación de fuentes de agua potable, por cuanto

se desconoce el destino real del fluido inyectado; podría excederse la presión de fractura de la formación y permitir la migración del fluido hacia la superficie.

- Descargas no controladas: cualquier descarga no controlada en cuerpos de agua dulce o alcantarillados se considera totalmente inaceptable por los entes ambientales nacionales e internacionales debido al alto impacto ambiental que acarrea.

Teniendo en cuenta el contexto nacional, el desarrollo del presente documento se centrará en tres métodos de disposición: la reinyección para almacenamiento en pozo profundo, que pertenece a las alternativas ambientalmente recomendadas, la reinyección en pozos poco profundos y la descarga controlada en aguas dulces o vertimiento, estas últimas pertenecientes a las alternativas aceptables, aunque no recomendadas ambientalmente. A pesar de ser la alternativa recomendada tal vez más viable de las listadas anteriormente, la reinyección para recuperación secundaria no será analizada en este documento, ya que, al existir un aprovechamiento económico por el recobro de la producción de crudo, puede salirse del contexto ambiental y enrolarse en un contexto más de negocio. De las alternativas aceptables no recomendadas, se descartan las de disposición en el mar y evaporación, ya que requieren condiciones específicas de localización que limitan la ejemplificación del ejercicio académico.

De acuerdo con Pérez y su texto “Manejo Integral de las Aguas Producidas en Campos Petroleros”, la selección del método de disposición del agua debe partir de una evaluación de la normatividad ambiental regional o local, evaluando si los contaminantes presentes en el agua de producción se encuentran por encima de los límites indicados por dicha normatividad. Si la respuesta es no, quiere decir que la opción de vertimiento o descarga en cuerpos de agua dulce sería la más viable, ya que se requeriría un tratamiento mínimo de remoción de sólidos y aceites más un acondicionamiento de temperatura y un proceso de aireación. Si,

por el contrario, se superan los límites establecidos por la norma, se deben revisar las otras opciones.<sup>2</sup>

## **1.2. LICENCIAS AMBIENTALES**

El Decreto 2820 de 2010 establece la obligatoriedad de las Licencias Ambientales “para la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje.”<sup>3</sup>

En el sector de hidrocarburos, la explotación de este recurso no renovable requiere de la emisión de una licencia ambiental por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, incluyendo como explotación “la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexa”<sup>4</sup>.

Para la obtención de la Licencia Ambiental de un proyecto de explotación de hidrocarburos, en el cual se incluyen las facilidades para disposición del agua producida, se debe radicar ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto. Este estudio debe incluir como mínimo la siguiente información<sup>5</sup>:

1. Información del proyecto (localización, infraestructura, actividades del proyecto, etc).
2. Caracterización biótica, abiótica y socioeconómica del proyecto.

---

<sup>2</sup> PÉREZ, J.J., “Manejo Integral de las Aguas Producidas en Campos Petroleros. Experiencia de Campo”, Figura 1.2.

<sup>3</sup> Decreto 2820 de 2010, MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL.

<sup>4</sup> *Ibíd.*, Artículo 8, numeral 1.c.

<sup>5</sup> *Ibíd.*, Artículo 21.

3. Demanda de recursos naturales por parte del proyecto. En este parámetro se incluye la solicitud de permisos de captación y vertimientos, entre otros aspectos que requieran el uso de recursos naturales.
4. Evaluación de impactos ambientales y análisis de riesgos.
5. Zonificación de manejo ambiental del proyecto, que incluye las áreas de exclusión, las áreas de intervención con restricciones y las áreas de intervención.
6. Evaluación económica de impactos positivos y negativos del proyecto.
7. El Plan de Manejo Ambiental del proyecto.
8. Programa de seguimiento y monitoreo para los medios abiótico, biótico y socioeconómico.
9. Plan de contingencias del proyecto. Este plan debe incluir la actuación en caso de vertimientos por fuera de los límites permitidos, además de otros eventos no deseados de carácter ambiental (incendios, fugas, emisiones, etc).
10. Plan de desmantelamiento y abandono.
11. Plan de inversión del 1%, en el cual se incluyen los elementos y costos considerados para estimar la inversión y la propuesta de proyectos de inversión, cuando la normatividad así lo requiera.

Una vez el proyecto ha sido licenciado, podrá ponerse en marcha. La autoridad ambiental que haya otorgado la Licencia será la encargada de realizar el seguimiento y control de las actividades que involucran el proyecto y que hayan sido incluidas en la Licencia, como el Plan de Manejo Ambiental y el Plan de Contingencias. Dentro de estos parámetros de regulación se incluyen los niveles de contaminantes en los vertimientos o efluentes del proyecto. En caso de detectar el incumplimiento de alguno de estos parámetros, el ente regulador podría declarar una “contingencia ambiental”, según lo definido en el artículo 41 del Decreto 2820: “Si durante la ejecución de los proyectos, obras o actividades sujetas a licenciamiento ambiental o plan de manejo ambiental ocurriesen incendios, derrames, escapes, parámetros de emisión y/o vertimientos fuera de los

límites permitidos o cualquier otra contingencia ambiental, el titular deberá ejecutar todas las acciones necesarias con el fin de cesar la contingencia ambiental e informar a la autoridad ambiental competente en un término no mayor a 24 horas.”

De acuerdo con el Artículo 5 del decreto 321 de 1999, sobre el Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas, la responsabilidad por los daños ambientales provocados por el derrame la fijará la autoridad ambiental competente, mientras que la responsabilidad de la atención al derrame será enteramente del dueño del producto o de las instalaciones en las cuales ocurrió el derrame.

Una vez se determina el responsable del daño ambiental, se inicia el procedimiento sancionatorio ambiental, regido por la ley 1333 de 2009. Las sanciones a las que puede llegar este proceso van desde multas diarias por 5000 SMMLV<sup>6</sup> hasta el cierre temporal o definitivo del campo y la revocatoria de la licencia ambiental.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> Salario Mínimo Mensual Legal Vigente.

<sup>7</sup> Ley 1333 de 2009, Artículo 40.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

Como se ha mencionado anteriormente, el agua asociada a la producción de petróleo crudo y gas contiene muchas sustancias que son nocivas para el medio ambiente y la salud humana. Los escenarios con mayor susceptibilidad de verse contaminados por el agua producida son las fuentes de agua potable, que en su mayoría se encuentran bajo tierra, “a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. (...) El agua producida es un contaminante ideal, de la misma gravedad específica de la capa acuífera, potencial fuente de alimentación de la capa freática. Si una capa freática con un nivel de cloruro de, por ejemplo, 100 ppm, fuese contaminada por una salmuera de yacimiento petrolero con 180000 ppm de cloruros, se requeriría un nivel de dilución de 1200 para volver el agua a un nivel aceptable de cloruros de 250 ppm.”<sup>8</sup> Es importante tener en cuenta la premisa de que, en la producción de petróleo, el agua asociada siempre tiende a aumentar, por lo cual es importante que los gerentes de hidrocarburos o en general los tomadores de decisión en este tipo de proyectos, consideren el gran potencial de contaminación de este fluido, de manera que en los análisis económicos de los proyectos siempre se incluyan los costos de manejo y tratamiento del agua de producción.

Además del efecto sobre el medio ambiente y la salud, algunos de los componentes del agua de producción tienen un efecto perjudicial en los materiales que componen las instalaciones de producción debido a su alto potencial corrosivo. Es por esto que se hace necesaria su remoción, para lo cual se hace uso de diferentes procedimientos físicos y/o químicos.

---

<sup>8</sup> ARPEL, “Disposición y Tratamiento del Agua Producida”, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe, pág. 16.

En este capítulo se incluirá la descripción de algunos conceptos técnicos alrededor del tratamiento para la correcta disposición de las aguas de producción; también se incluyen los efectos principales que tienen los componentes tóxicos del agua de producción, para dar una idea de la importancia que tiene su remoción previa a la disposición en el medio ambiente.

## **2.1. CARACTERÍSTICAS FÍSICO – QUÍMICAS**

El primer paso para seleccionar el mejor método de disposición del agua de producción es realizar su caracterización. Esto se hace mediante un muestreo y pruebas de laboratorio, con el fin de identificar los principales componentes y algunas características físicas. A continuación se enuncian algunos de los aspectos más importantes a considerar en cuanto a la caracterización del agua de producción.

### 2.1.1. Componentes primarios

Toda caracterización del agua producida en un campo petrolífero debe tener una cuantificación de los componentes primarios, estos son, las especies catiónicas y aniónicas disueltas. Dentro de los componentes más importantes se encuentran los siguientes:

- Calcio: se debe cuantificar para predecir la formación de precipitados insolubles, que puede formar al unirse con bicarbonatos, sulfatos y fosfatos. Generalmente se encuentra en altas concentraciones en las aguas de formación.
- Magnesio: estos iones se encuentran en menor concentración que el calcio, pero forman incrustaciones que afectan los materiales de tuberías y equipos en las facilidades de tratamiento del agua.
- Sodio y cloruros: en definitiva, el sodio es el catión más abundante en las salmueras de los yacimientos de petróleo. Se encuentra en concentraciones alrededor de 35000 ppm. Los niveles normales de sodio y cloruros que se manejan en los estándares de agua potable en Estados Unidos están alrededor de 250 ppm, aunque la meta propuesta es de 100

ppm. El exceso de sodio en el agua la vuelve no apta para el consumo humano y de animales. El cloruro, en cambio, puede llegar a interferir en el desarrollo y crecimiento de la vida vegetal.

- Hierro: los principales problemas causados por este catión se relacionan con corrosión de equipos. También puede formar “lodos de hierro” al mezclarse con sulfatos y materia orgánica.
- Bario: este es uno de los elementos de mayor cuidado en el manejo del agua de producción, ya que aún en pequeñas cantidades se combina con sulfatos para formar un precipitado insoluble, capaz de taponar los yacimientos. “Los efectos sobre la salud de los diferentes compuestos de bario dependen de la solubilidad del compuesto en agua o en el contenido estomacal. Los compuestos de bario que no se disuelven muy bien, por ejemplo el sulfato de bario, generalmente no son perjudiciales. La exposición durante periodos relativamente breves a niveles más altos que las normas establecidas por la EPA<sup>9</sup> puede causar perturbaciones gastrointestinales y debilidad muscular. La ingestión durante un período breve de cantidades de bario más altas que las que ocurren normalmente en los alimentos y el agua puede producir vómitos, calambres estomacales, diarrea, dificultad para respirar, aumento o disminución de la presión sanguínea, adormecimiento de la cara y debilidad muscular. La ingestión de cantidades muy altas de compuestos de bario que se disuelven fácilmente puede alterar el ritmo del corazón y producir parálisis y posiblemente la muerte.”<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> “La EPA ha establecido un límite de 2,0 miligramos de bario por litro de agua potable (2,0 mg/L o 2,0 ppm). La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) ha establecido un límite de exposición permisible (PEL) de 0,5 miligramos de compuestos solubles de bario por metro cúbico de aire en el trabajo (0,5 mg/m<sup>3</sup>) durante una jornada diaria de 8 horas, 40 horas semanales. El límite de OSHA para polvos de sulfato de bario en el aire del trabajo es de 1,5 mg/m<sup>3</sup> y 5 mg/m<sup>3</sup> para la fracción respirable. El Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional (NIOSH) recomienda un límite de exposición (REL) de 0,5 mg/m<sup>3</sup> para los compuestos solubles de bario. NIOSH también recomienda límites de 10 mg/m<sup>3</sup> para polvos de sulfato de bario y 5 mg/m<sup>3</sup> para la fracción respirable”. Tomado de “Bario y Compuestos de Bario (Barium and Compounds) CAS # 7440-39-3”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Agosto de 2007.

<sup>10</sup> *Ibíd.*

- Carbonatos y bicarbonatos: pueden formar incrustaciones en las tuberías y equipos de manejo del agua.
- Sulfatos: además de formar compuestos insolubles que pueden taponar los yacimientos, son el principal alimento de las bacterias sulfato – reductoras, causantes de la formación de H<sub>2</sub>S en los yacimientos (altamente corrosivo).
- Mercurio: El sistema nervioso es muy susceptible al mercurio. Altas cantidades de metilmercurio<sup>11</sup> (mercurio orgánico que puede ser consumido del agua, semillas o pescados contaminados) pueden causar daño permanente al cerebro y los riñones. “Los vapores de mercurio metálico o el mercurio orgánico pueden afectar diferentes áreas del cerebro y las funciones que se asocian con estas áreas, lo que se manifiesta en una variedad de síntomas. Éstos incluyen cambios de personalidad (irritabilidad, timidez, nerviosidad), temblores, alteraciones de la visión (reducción del campo visual), sordera, incoordinación muscular, pérdida de la sensación y dificultades de la memoria.”<sup>12</sup>
- Arsénico: “Desde la antigüedad se sabe que el arsénico es un veneno para el ser humano, y dosis altas (más de 60000 ppb en el agua (...)) pueden ser fatales. (...) niveles de arsénico más bajos (entre 300 y 30000 ppb (...)), puede sufrir irritación del estómago y los intestinos, acompañado de dolor de estómago, náusea, vómitos y diarrea. Otros efectos que puede sufrir incluyen reducción de la producción de glóbulos rojos y blancos, lo que puede causar fatiga, ritmo cardíaco anormal, daño de los vasos sanguíneos (lo que produce contusiones) y alteración de las funciones de los nervios (lo que produce una sensación de hormigueo en las manos y los pies). Tal vez el efecto más característico de la exposición oral prolongada a arsénico inorgánico es un cuadro de alteraciones en la piel. Éstas incluyen un

---

<sup>11</sup> “Para proteger la salud, la EPA actualmente recomienda que los niveles de mercurio inorgánico en ríos, lagos y arroyos no excedan 144 partes de mercurio por trillón (ppt) de partes de agua (1 ppt es la milésima parte de 1 ppb).” Tomado de “Resumen de Salud Pública. Mercurio CAS # 7439-97-6”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Marzo de 1999.

<sup>12</sup> ATSDR, “Resumen de Salud Pública. Mercurio CAS # 7439-97-6”, Op. Cit.

oscurecimiento de la piel y la aparición de pequeños callos o verrugas en la palma de las manos, la planta de los pies y el torso, a menudo asociados con alteraciones en los vasos sanguíneos de la piel. También se puede desarrollar cáncer de la piel. Además, se ha observado que tragar arsénico aumenta el riesgo de desarrollar cáncer del hígado, la vejiga y los pulmones.”<sup>13</sup>

- Selenio: “(...) el consumo de cantidades moderadamente altas de selenio durante un tiempo prolongado puede causar cabello quebradizo y deformidades de las uñas. En casos extremos, se puede perder la sensación y el control de los brazos y las piernas.”<sup>14</sup>

### 2.1.2. pH

En nivel de pH en el agua de producción ayuda a predecir la formación de incrustaciones (que tienden a formar en medio alcalino) y la tasa de corrosión que se tendrá en el sistema por causa del agua (a menor pH mayor corrosión).

### 2.1.3. Temperatura

Este parámetro físico se debe tener en cuenta en las consideraciones de diseño de los sistemas de tratamiento, ya que altas temperaturas pueden aumentar la tasa de corrosión. El agua producida y en general, el agua subterránea, tiene altas temperaturas, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre. En la superficie, la temperatura del agua producida aún tiene valores elevados. Al ser descargada en cuerpos de agua superficiales, el agua de producción elevará la temperatura de dichos ecosistemas, disminuyendo la concentración de oxígeno disuelto y causando mortandad de peces. Además, este cambio de temperatura puede interferir con la procreación y propagación de las especies, aumenta las tasas de crecimiento de algunas bacterias y otros organismos (tanto benéficos como perjudiciales), acelerará las reacciones químicas y conducirá a la

---

<sup>13</sup> Tomado de “Resumen de Salud Pública. Arsénico CAS # 7440-38-2”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Agosto de 2007.

<sup>14</sup> Tomado de “Resumen de Salud Pública. Selenio CAS # 7782-49-2”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Septiembre de 2003.

eutroficación. Es importante mantener un rango de máximo 3°C por encima de la temperatura base del agua receptora, de acuerdo con la temporada.

#### 2.1.4. Contenido de sólidos suspendidos

El contenido de sólidos suspendidos en el agua de formación es un parámetro de gran importancia, especialmente en el diseño de sistemas de reinyección de agua, ya que pueden llegar a taponar los poros de la formación receptora, disminuyendo la inyectividad. Además, una identificación adecuada del tipo de sólidos (arena, arcilla, óxidos, carbonatos, sulfatos, asfaltenos y/o compuestos orgánicos) puede alertar sobre alguna operación incorrecta en el proceso de perforación.

#### 2.1.5. Gases disueltos

Los gases disueltos de alta preocupación que se pueden encontrar en el agua de producción son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el oxígeno (O<sub>2</sub>) y el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S). Para el caso de reinyección, el contenido de O<sub>2</sub> en el agua debe llevarse al mínimo, debido a su alto efecto corrosivo en las facilidades de tratamiento e inyección (reacciona con el hierro y produce agentes incrustantes). Además en el yacimiento promueve la presencia de bacterias.

El CO<sub>2</sub> tiene un alto carácter corrosivo al formar ácido carbónico en el agua (produce corrosión del hierro). El H<sub>2</sub>S también es altamente corrosivo al combinarse con hierro.

#### 2.1.6. Sulfuros

Los sulfuros se encuentran en el agua subterránea. Su presencia en el agua de producción se debe principalmente a la descomposición de la materia orgánica, procedente casi siempre de la reducción bacteriana de los sulfatos. En general, el consumo de sulfatos puede tener un efecto laxante, dependiendo de las concentraciones ingeridas.

El principal compuesto de sulfuro presente en el agua producida es el H<sub>2</sub>S o ácido sulfhídrico. “La exposición a concentraciones bajas de ácido sulfhídrico puede causar irritación de los ojos, la nariz o la garganta. (...) Las exposiciones breves a

concentraciones altas de ácido sulfhídrico (más de 500 ppm) pueden producir pérdida de conocimiento. En la mayoría de los casos, la persona parece recuperar el conocimiento sin sufrir otros efectos. Sin embargo, (...) pueden ocurrir efectos permanentes o de largo plazo, como por ejemplo dolores de cabeza, lapsos de concentración, mala memoria y alteración de las funciones motoras. (...) Se han descrito fatalidades causadas por inhalación de cantidades altas de ácido sulfhídrico (...).<sup>15</sup> En el ecosistema marino o de río, los sulfuros matan a los peces. Se recomiendan niveles máximos permisibles de 0,5 ppm.<sup>16</sup>

#### 2.1.7. Aceites y grasas

Las grasas y aceites son todas aquellas sustancias de naturaleza lipídica que, al ser inmiscibles con el agua, permanecen en la superficie dando lugar a la aparición de natas o espuma. Dichas natas interfieren con el intercambio de gases entre el agua y la atmósfera, evitando el ingreso de oxígeno y la salida de CO<sub>2</sub>. De esta manera, pueden favorecer la acidificación del agua que, junto con bajos niveles de oxígeno disuelto y la dificultad de penetración de la luz solar, aumentará la mortandad de peces y afectará de manera general el ecosistema. El límite sugerido para la concentración de grasas en el agua descargada a fuentes superficiales es de 25 ppm.<sup>17</sup>

#### 2.1.8. Concentración salina

La salinidad de las fuentes naturales de agua influye en la distribución de los organismos y en la tipificación del ecosistema. En el agua de mar, la concentración de sal es del orden de 35000 ppm. Las aguas dulces continentales tienen una concentración alrededor de 200 ppm, mientras que en las aguas producidas se pueden encontrar valores desde 1000 ppm hasta 300000 ppm (que es la concentración de saturación). El cambio en la concentración salina de un ecosistema tendrá un efecto nocivo para los seres que lo componen, llevando

---

<sup>15</sup> Tomado de "Resumen de Salud Pública. Ácido Sulfhídrico. CAS # 7783-06-4", Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Julio de 2006.

<sup>16</sup> ARPEL, Op. Cit., pág. 18.

<sup>17</sup> ARPEL, Op. Cit., pág. 18.

incluso a la desaparición y/o migración de especies. Un nivel aceptable para el contenido de sal del agua para vertimiento es del orden de 500 ppm.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de las principales sustancias que se encuentran en el agua producida y el impacto en el medio ambiente, en la salud y en los activos.

**Tabla 1. Principal impacto de los componentes del agua de producción**

<b>COMPONENTE</b>	<b>IMPACTO EN MATERIALES (CORROSIÓN)</b>	<b>IMPACTO EN LA SALUD HUMANA</b>	<b>IMPACTO EN EL MEDIO AMBIENTE</b>
Calcio	X		
Magnesio	X		
Sodio	X		X
Cloruros		X	X
Hierro	X		
Bario	X	X	
Carbonatos y bicarbonatos	X		
Sulfatos	X		
Mercurio		X	
Selenio		X	
pH	X		X
Temperatura	X		X
Sólidos suspendidos	X		
Gases disueltos (O <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S CO <sub>2</sub> )	X		X
Sulfuros	X	X	X
Grasas y aceites			X

Fuente: Elaboración propia.

## **2.2. VERTIMIENTO**

Como se mencionó anteriormente, dentro de las opciones de disposición del agua de producción, tal vez la de mayor aplicación es el vertimiento superficial en cuerpos de agua. Debido al alto impacto ambiental que esto implica gracias a los contaminantes que esta agua arrastra, la normatividad ambiental a nivel mundial ha avanzado al respecto. Este aspecto se revisará con mayor detalle en el Capítulo III.

Para poder verter el agua de producción en un cuerpo de agua superficial, se deben revisar los siguientes parámetros físico-químicos:<sup>18</sup>

- Temperatura: no debe exceder 3°C por encima de la máxima temperatura del agua receptora, de acuerdo con la temporada.
- Contenido de hidrocarburos: el contenido permitido depende de la normatividad que se maneje en la región<sup>19</sup>, pero en general se sugiere que no sea un valor mayor a 25 ppm.
- Sólidos disueltos (cloruros, metales pesados y otros): también depende de la normatividad de la región, pero el límite usual es de 500 ppm de sólidos disueltos totales. En cuanto a metales pesados como el bario, magnesio y selenio, se recomienda manejar valores menores a 1 ppm, máximo 0,5 ppm de sulfuros y 250 ppm máximo de cloruros.

## **2.3. REINYECCIÓN**

Como se mencionó anteriormente, otro de los métodos de disposición del agua producida en un campo petrolero es la reinyección en una formación receptora. Existen dos tipos de formación en las cuales se puede reinyectar el agua de producción:

- Una formación productora, que, al recibir el agua a presión, puede dar pie a una recuperación secundaria de crudo.

---

<sup>18</sup> ARPEL, Op. Cit., Capítulo 4.

<sup>19</sup> Para mayor profundización en este tema, remitirse al capítulo II.

- Una formación no productora, es decir, una formación con interés no comercial.

Como ya se ha mencionado, en este trabajo se analizará la reinyección del agua producida en una formación no productora. Este método de disposición consiste en la perforación de uno o más pozos para la inyección del agua sin carácter comercial. Para seleccionar la formación en la cual se inyectará, se deben conocer las siguientes características:

- Volumen poroso.
- Presión del yacimiento. Este parámetro define la inyectividad o el potencial de la formación para recibir el agua. Debe existir un control en la presión de inyección para evitar la fracturación de las trampas naturales de la formación y así evitar la filtración.
- Temperatura.
- Permeabilidad.
- Tasa crítica, que es la tasa a la cual se presenta la migración de finos en la formación y consecuente disminución de la permeabilidad. El valor menor entre la tasa máxima de inyección y la tasa crítica establece el límite de tasa de inyección por pozo.
- Tamaño de garganta de poro, que define el tamaño de partícula que podría taponar la formación.

Además de estas características, es importante tener en cuenta otros aspectos en la selección de la formación receptora, como por ejemplo:

- Se debe asegurar que la zona de inyección no contiene hidrocarburos económicamente recuperables en una distancia razonable (por ejemplo, 5 km).
- Se deben tener en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor a 600 m debe

asegurarse que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie.

En la Tabla 2 se presentan las condiciones típicas de calidad con las que debe cumplir el agua para ser reinyectada en una formación.

**Tabla 2. Requerimientos típicos para el agua de reinyección**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
Oxígeno (ppb)	< 1
Sulfuro de hidrógeno (ppm)	0,0
Dióxido de carbono (ppm)	< 5
Sulfatos (ppm)	< 1
pH	6,5 – 7,5
Hierro (ppm)	< 1
Aceites y grasas (ppm)	< 5
Sólidos suspendidos (ppm)	< 24
Tamaño de partícula ( $\mu\text{m}$ )	5 - 8

Fuente: OSTROFF, AG., “Introduction to Oilfield Water Technology”, NACE.

#### **2.4. TRATAMIENTO**

De acuerdo con la caracterización físico – química que tenga el agua producida en un campo, ésta se deberá someter a un tratamiento físico – químico, de manera que cumpla con las condiciones finales de acuerdo con la disposición seleccionada. En general, los diferentes procesos de tratamiento tienen como objetivo la reducción de la carga de aceite y grasas en el agua, la disminución de sólidos y la eliminación o reducción de otros compuestos nocivos como sulfatos, cloruros y algunos metales.

Como ya se ha mencionado, el tratamiento del agua de producción se basa en la caracterización del agua producida en el campo, pero en general consta de tres etapas:

- Tratamiento primario: esta etapa consiste en la separación del aceite libre en el agua de producción (es decir, el aceite que no está en emulsión con el agua). En esta etapa la separación se basa en las diferencias de densidad entre las gotas de aceite dispersas en el agua producida (separación gravitacional). Los equipos más comúnmente utilizados en esta fase son: trampas de grasas y aceites, separadores API, desnatadores y piscinas de oxidación y aereación.
- Tratamiento secundario: en esta etapa se separa el aceite emulsionado con el agua. Requiere de un proceso de remoción más eficiente, como la flotación o separación gravitacional mejorada. Los equipos más comunes en esta fase del tratamiento son: separador de placas corrugadas y celdas o unidades de flotación.
- Tratamiento terciario: En esta etapa se realiza la remoción de sólidos suspendidos y partículas en general, mediante el uso de filtros o membranas de un tamaño tal que impida el taponamiento de la garganta de poro en la formación. En esta fase los equipos utilizados son: filtros de lecho empacado (que puede ser grava, antracita, granate o cascarilla de nuez y avellana), hidrociclones, centrifugas, filtros de membrana (especialmente utilizados para la remoción de cationes y aniones contenidos en el agua, como bario, cloruros, etc).
- Tratamiento químico: se realiza en cualquiera de las tres etapas de tratamiento convencional (o en las tres, dependiendo de los requerimientos del agua a tratar). Se utiliza para incrementar la eficiencia de operación de los diferentes equipos utilizados en las etapas de tratamiento primario, secundario y terciario. Los productos químicos más utilizados en la industria son los siguientes:
  - Agente floculante: facilita la atracción entre partículas, lo que genera partículas más grandes, mejorando la eficiencia de remoción por sedimentación y/o flotación.

- Rompedor de emulsión inversa o clarificador: en las emulsiones inversas (aceite en agua) permite la aglomeración de partículas, mejorando la eficiencia de remoción de las mismas en los equipos desnatadores.
- Secuestrante de oxígeno: Disminuye el oxígeno disuelto en el agua, reduciendo el riesgo de corrosión y de incrustaciones por precipitación de óxidos de hierro.
- Inhibidor de incrustaciones: evita depósitos de incrustaciones en equipos y tuberías al acondicionar la dureza del agua (presencia de iones calcio y magnesio).
- Inhibidor de corrosión: disminuye la corrosión localizada en líneas y equipos.
- Biocida: se utiliza para controlar el crecimiento de microorganismos, especialmente de bacterias sulfato-reductoras (productoras de H<sub>2</sub>S) cuando el agua tratada se dispone para reinyección.

En el capítulo IV se mostrará un ejemplo de la combinación de estas etapas en el tratamiento de agua de producción para reinyección y vertimiento.

### **3. NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA LA CALIDAD DEL AGUA**

Como se ha visto anteriormente, la disposición del agua producida en la explotación petrolera tiene un impacto importante en la salud humana y en el medio ambiente. Es por esto que los gobiernos de los países productores se han preocupado por establecer normas que regulen la disposición de dichas aguas en los cuerpos de agua pertenecientes a su jurisprudencia.

En este capítulo, se presentará la normatividad nacional vigente y se comparará con la normatividad de dos de los países latinoamericanos productores de petróleo más importantes a nivel mundial: Venezuela y México. De esta manera se podrán visualizar los requerimientos mínimos de tratamiento que hace el gobierno a la industria petrolera con respecto al agua de vertimiento, y permitirá realizar una evaluación de la posición actual del país en cuanto a regulación ambiental.

#### **3.1. CONTEXTO NACIONAL**

En Colombia la preocupación ambiental ha sido creciente a través de los años, y a través de los diferentes gobiernos se han emitido normas que velen por el cuidado y protección de los recursos no renovables. A continuación se presenta el marco referencial de la normatividad ambiental nacional:

- Ley 23 de 1973: mediante esta ley se otorga la facultad al Presidente de la República de expedir el Código de Recursos Naturales y Protección al Medio Ambiente.
- Decreto 2811 de 1974: en este decreto se expide el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Este Código regula el manejo de los recursos naturales renovables y define de manera general diferentes aspectos de política ambiental.

- Ley 9 de 1979: mediante esta ley se establecen “las normas generales que servirán de base a las disposiciones y reglamentaciones necesarias para preservar, restaurar y mejorar las condiciones sanitarias en lo que se relaciona a la salud humana” y “los procedimientos y las medidas que se deben adoptar para la regulación, legalización y control de las descargas de residuos y materiales que afectan o pueden afectar las condiciones del ambiente”<sup>20</sup>.
- Decreto 1594 de 1984: este decreto reglamenta los usos del agua y residuos líquidos. Este decreto es importante para el sector petrolero, ya que establece por primera vez los parámetros de calidad que debe tener el agua residual (en este caso de producción) para poder ser vertida en un cuerpo de agua o alcantarillado. El artículo aplicable es el 74 y define las especificaciones de calidad bajo las cuales se deben controlar los vertimientos, de los cuales algunos se indican en la Tabla 3.

**Tabla 3. Calidad para control de vertimientos, Decreto 1594 de 1984**

SUSTANCIA	CONCENTRACIÓN
pH	5 – 9
Temperatura	<40°C
Ácidos, bases o soluciones ácidas o básicas que puedan causar contaminación; sustancias explosivas o inflamables	Ausente
Sólidos sedimentables	10 mL/L
Sustancias solubles en hexano	100 mg/L
Arsénico	0,5 mg/L
Bario	5,0 mg/L
Cadmio	0,1 mg/L
Cobre	3,0 mg/L
Cromo	0,5 mg/L
Fenoles	0,2 mg/L

<sup>20</sup> Ley 9 de 1979, Título I, Artículo 1.

<b>SUSTANCIA</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>
Mercurio	0,02 mg/L
Níquel	2,0 mg/L
Plata	0,5 mg/L
Plomo	0,5 mg/L
Selenio	0,5 mg/L
Cianuro	1,0 mg/L
Difenil policlorados	No detectable
Mercurio orgánico	No detectable
Tricloroetileno	1,0 mg/L
Cloroformo	1,0 mg/L
Tetracloruro de carbono	1,0 mg/L
Dicloroetileno	1,0 mg/L
Sulfuro de Carbono	1,0 mg/L
Hidrocarburos	1,0 mg/L
Compuestos organoclorados	0,05 mg/L
Compuestos organofosforados	0,1 mg/L

Fuente: Decreto 1594 de 1984, Artículos 72 y 74.

- Ley 99 de 1993: mediante esta ley se crea el Ministerio del Medio Ambiente y se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA).
- Decreto 3100 de 2003: reglamenta el pago de la utilización directa del agua como receptor de vertimientos de las empresas que lo requieran. Dicho pago depende de la capacidad del sistema de tratamiento que se requiera para realizar la remoción de las sustancias contaminantes.
- Decreto 3440 de 2004: modifica el Decreto 3100 de 2003 en algunas definiciones y disposiciones. Sin embargo, en cuanto al cálculo de la tasa retributiva mantiene vigencia lo estipulado en el Decreto 3100.
- Decreto 155 de 2004: reglamenta las tasas retributivas para la utilización de aguas superficiales y subterráneas.

- Decreto 4742 de 2005: modifica y deroga el decreto 155 de 2004 en lo concerniente al cálculo de la tasa retributiva por la utilización de aguas superficiales y subterráneas, el cual depende del volumen de agua captada.
- Ley 1333 de 2009: establece las sanciones que se llevarán a cabo por incumplimiento de la normatividad ambiental, que pueden ir desde el pago de multas diarias de hasta 5000 salarios mínimos mensuales legales vigentes hasta el cierre temporal o definitivo del establecimiento infractor (en este caso, del campo).
- Decreto 3930 de 2010: después de declarar nulos algunos artículos del Decreto 1594 de 1984 en 1992 y de la expedición de la ley 99 de 1993, este decreto “establece las disposiciones relacionadas con los usos del recurso hídrico, el ordenamiento del recurso hídrico y los vertimientos al recurso hídrico, al suelo y a los alcantarillados”<sup>21</sup>. En el artículo 28, este Decreto establecía:

“Fijación de la norma de vertimiento. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará los parámetros y los límites máximos permisibles de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo. El Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial dentro de los dos (2) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto, expedirá las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Igualmente, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial deberá establecer las normas de vertimientos al suelo y aguas marinas, dentro de los veinticuatro (24) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto.”<sup>22</sup>

Sin embargo, el Decreto 4728 del 2010, publicado en el mes de Diciembre, modifica el Decreto 2930 en algunos artículos, siendo su artículo 1° el siguiente:

“El artículo 28 del Decreto 3930 de 2010 quedará así:

<sup>21</sup> Decreto 3930 de 2010, Capítulo I, Artículo 1

<sup>22</sup> Ibíd. Artículo 28.

‘Artículo 28. Fijación de la norma de vertimiento. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará los parámetros y los límites máximos permisibles de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo. El Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial dentro de los diez (10) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto, expedirá las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Igualmente, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial deberá establecer las normas de vertimientos al suelo y aguas marinas, dentro de los treinta y seis (36) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto.”<sup>23</sup>

- Decreto 2667 de 2012: deroga los decretos 3100 del 2003 y 3440 de 2004, estableciendo una nueva formulación para el pago de las tasas retributivas por uso del agua como receptor de vertimientos.

Actualmente el país se encuentra en un régimen de transición, entre la aplicabilidad del Decreto 1594 de 1984 y el Decreto 3930 de 2010. Los puntos clave del régimen de transición son los siguientes:

- Quienes hayan tenido vigente el permiso de vertimiento para la fecha de publicación del Decreto 3930 (25 de Octubre de 2010), tendrían dos años para ajustarse a la norma. Quienes no tuvieran el permiso tendrían 18 meses.
- Las empresas que se acojan a planes de reconversión tecnológica para cumplir con la nueva normatividad, tendrán tres años adicionales a los dos correspondientes al régimen de transición, siempre y cuando el vertimiento cumpliera con los límites exigidos en el Decreto 1594 para la fecha de expedición del Decreto 3930. En el caso contrario, solo se contará con dos años adicionales a los 18 meses de transición para estos casos.

---

<sup>23</sup> “Decreto 4728 de 2010”, Artículo 1°.

Para tener un punto de referencia en la planeación de reconversión tecnológica y ajustes en los procesos de tratamiento, el actual Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó un borrador de la nueva resolución, incluyendo los nuevos límites propuestos para regular los vertimientos, dependiendo de la actividad generadora del residuo. Para la industria petrolera, el artículo 30 del borrador presenta los parámetros límite que se deben monitorear en los vertimientos a cuerpos de agua. Estos parámetros se presentan en el Anexo 3 y corresponden al vertimiento en cuerpo de agua superficial.

### **3.2. CONTEXTO LATINOAMERICANO**

De acuerdo con el “Boletín Estadístico Anual de la OPEP para el 2012”, Venezuela es el país latinoamericano con más reservas probadas, estimadas en 297,6 MBbls. En cuanto a producción de crudo, Venezuela produjo en el 2011 en promedio 2,88 MBOPD.<sup>24</sup> Para regular la disposición del agua asociada a la producción de crudo, el gobierno venezolano emitió en 1995 el decreto “Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos”. En este decreto, el artículo 10, sección III, establece “los rangos y límites máximos de calidad de vertidos líquidos que sean o vayan a ser descargados, de forma directa o indirecta, a ríos, lagos, estuarios o embalses”.<sup>25</sup> En el Anexo 1 se indican los parámetros contenidos en el decreto venezolano.

Por otro lado, las reservas de petróleo registradas para México en el 2012 son del orden de 13,8 MBbl y la producción está alrededor de 2,55 MBOPD.<sup>26</sup> Para controlar el vertimiento del agua asociada a esta producción (y en general la disposición del agua residual de otras industrias), el gobierno mexicano expidió la norma NOM-001 de 1996, con la cual “establece los límites máximos permisibles

---

<sup>24</sup> “Annual Statistical Bulletin 2012”, Organization of the Petroleum Exporting Countries, disponible en [http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/ASB2012.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2012.pdf), Tablas 3.1 y 3.7

<sup>25</sup> “Normas Oficiales para la Calidad del Agua en Venezuela. Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos”, 11 de octubre de 1995, Sección III, Artículo 10.

<sup>26</sup> “Annual Statistical Bulletin 2012”, Op. Cit., Tablas 3.1 y 3.7.

de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas de bienes nacionales”.<sup>27</sup> En este documento presentan los límites requeridos dependiendo del cuerpo receptor y del uso del agua. En el Anexo 2 se presenta un resumen de los límites máximos permisibles para contaminantes básicos, metales pesados y cianuros, enfocado en el vertimiento en ríos.

En la Tabla 4 se presenta la comparación de algunos de los parámetros más importantes en el control de la calidad de agua para vertimiento, teniendo en cuenta la normatividad nacional y las normas venezolana y mexicana.

**Tabla 4. Parámetros para la calidad de vertimientos en cuerpos de agua**

PARÁMETRO	NORMA COLOMBIANA	NORMA VENEZOLANA	NORMA MEXICANA
Ph	6,0 – 8,5	6 – 9	No reporta
Temperatura máxima de vertimiento (°C)	±5 <sup>28</sup>	±3 <sup>29</sup>	40
Bario (ppm)	0,5	5,0	No reporta
Mercurio (ppm)	0,01	0,01	0,005
Cloruros (ppm)	100	1000	No reporta
Sulfatos (ppm)	250	1000	No reporta
Cianuros (ppm)	0,1	0,2	1,0
Aceites y grasas (ppm)	10	20	15
Sólidos suspendidos (ppm)	35	80	40

<sup>27</sup> “Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-1996, que Establece los Límites Máximos Permisibles de Contaminantes en las Descargas de Aguas Residuales en Aguas y Bienes Nacionales”, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, 1996.

<sup>28</sup> “La diferencia de temperatura en todo momento entre el vertimiento y el cuerpo de agua superficial receptor (aguas arriba del punto de vertimiento y por fuera de la influencia de la zona de mezcla), debe ser menor a 5,0°C en función valor absoluto.”, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, “Borrador de la modificación al Decreto 1594 de 1984 mediante el Decreto 3030 de 2010 – Revisión – V 4.0”, artículo 18.

<sup>29</sup> “En ríos la variación de la temperatura media de una sección fluvial en la zona de mezcla, comparada con otra aguas arriba de la descarga del vertido líquido, no superará los 3°C. En lagos y embalses la diferencia de temperatura del vertido con respecto al cuerpo de agua receptor no superará los 3°C”, Normas Oficiales para la Calidad del Agua en Venezuela. Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos, Op. Cit., Parágrafo 1.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>NORMA COLOMBIANA</b>	<b>NORMA VENEZOLANA</b>	<b>NORMA MEXICANA</b>
Oxígeno (ppm)	30	60	30

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta lo anterior, puede apreciarse que en la mayoría de parámetros la norma colombiana, en proceso de actualización, va en camino a definir parámetros más exigentes que los reportados en las normas venezolana y mexicana. Esto es reflejo del creciente interés del país por el cuidado de nuestros recursos naturales. Sin embargo, esto también implicará una mayor exigencia en cuanto a los procesos de tratamiento para la obtención de licencias ambientales en futuros proyectos de producción de hidrocarburos.

#### SITUACIÓN NACIONAL

Con el fin de contextualizar la situación actual del negocio en Colombia dentro del marco de la nueva normatividad, en este capítulo se incluyen valores típicos de caracterización del agua producida en dos diferentes regiones productoras del país: Magdalena y Llanos.

**Tabla 5. Caracterización típica del agua producida en diferentes regiones de Colombia**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>MAGDALENA</b>	<b>LLANOS</b>
pH	6,79	6,8
Temperatura (°C)	38,9	37
Calcio (ppm)	2827	92
Bario (ppm)	39,33	0,93
Cloruros (ppm)	9575	190
Sulfato (ppm)	< 0,45	10,58
Bicarbonato (ppm)	251	No Reporta
Aceites y grasas (ppm)	3561	245
Sólidos suspendidos (ppm)	8,20	74

<b>PARÁMETRO</b>	<b>MAGDALENA</b>	<b>LLANOS</b>
Oxígeno (ppm)	NO DETECTABLE	143

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la caracterización mostrada en la Tabla 5, el agua que se produce asociada al petróleo en el país, independientemente de la región productora, debe someterse a un tratamiento de remoción de sustancias, tanto contaminantes como corrosivas. En el siguiente capítulo se presentará un caso de estudio basado en la caracterización de la región Magdalena, bajo el cual se analizarán las diferentes alternativas técnicas de tratamiento y el costo asociado a cada una de ellas.

#### 4. CASO DE ESTUDIO

Para realizar la selección del manejo que se le dará al agua producida, es tan importante revisar los aspectos económicos como los técnicos y ambientales. Por esto, en este capítulo se realizará el análisis, con fines únicamente académicos, de las alternativas de manejo de agua producida en un campo hipotético. El análisis comprende el planteamiento del problema, la formulación del proceso respectivo para tratar el agua producida, el análisis económico y la enunciación de los resultados. El objetivo del análisis es comparar económicamente los dos procesos de tratamiento, encaminados al cumplimiento de la normatividad ambiental actual.

##### 4.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Silverio se encuentra localizado en el Bajo Magdalena. El pico de producción estimado de crudo (de 22° API) es de 58000 BPD y se tendrá un corte de agua promedio de 68%. La caracterización del agua producida se presenta en la Tabla 6.

**Tabla 6. Caracterización del agua de producción del Campo Silverio. Comparación con los requerimientos para vertimiento y reinyección**

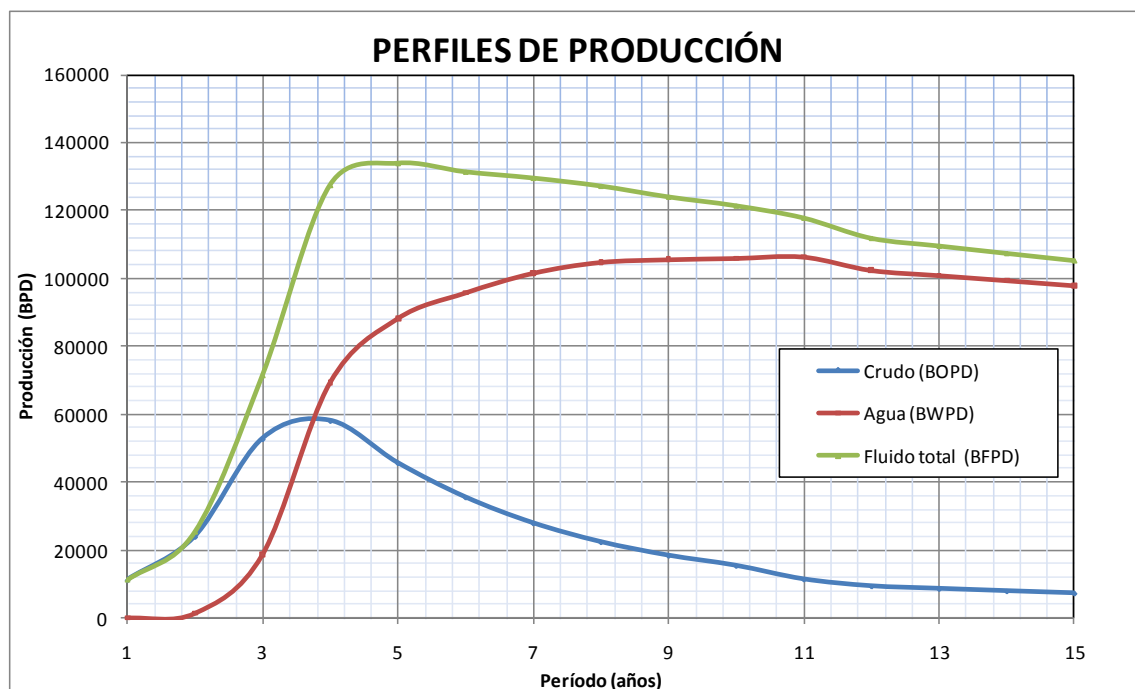
PARÁMETRO	CARACTERIZACIÓN	REQUERIMIENTO VERTIMIENTO	REQUERIMIENTO REINYECCIÓN
pH	6,92	6,0 – 8,5	6,5 – 7,5
Temperatura (°C)	38,7	±5	No reporta
Bario (ppm)	20,95	0,5	No reporta
Cloruros (ppm)	6055	100	No reporta
Sulfato (ppm)	<0,45	250	< 1
Aceites y grasas (ppm)	3561	10	< 5
Sólidos suspendidos totales (ppm)	324	35	< 24

PARÁMETRO	CARACTERIZACIÓN	REQUERIMIENTO VERTIMIENTO	REQUERIMIENTO REINYECCIÓN
DBO (ppm)	13,5	30	< 1

Fuente: Elaboración propia.

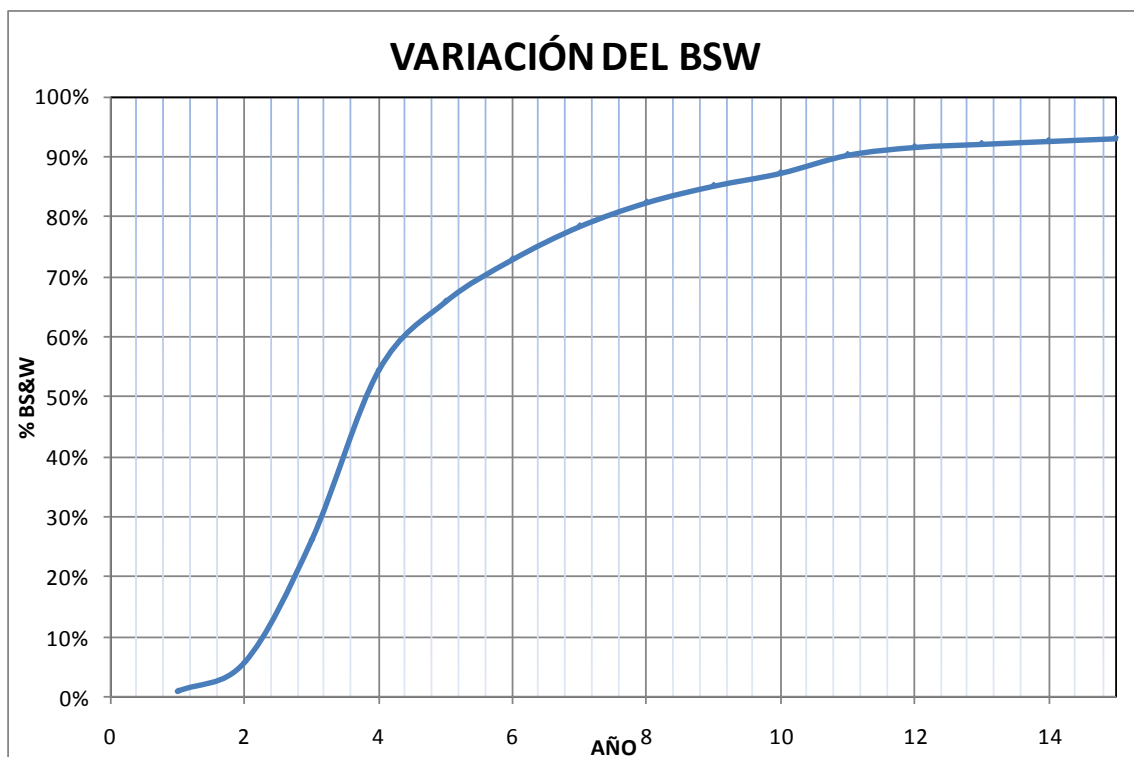
El perfil de producción del campo se presenta en la Gráfica 1. En la Gráfica 2 se presenta la variación del BS&W del campo con el tiempo.

**Gráfica 1. Producción de crudo y agua Campo Silverio**



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 2. BS&W Campo Silverio**



Fuente: Elaboración propia.

Tal como se muestra en la Gráfica 2, el BS&W o contenido de agua asociada al crudo aumenta a lo largo del proyecto. El “plateau” de agua producida esperado es de aproximadamente 106000 BWPD (según lo indicado en la Gráfica 1) y dura aproximadamente 4 años. Para lograr obtener la licencia ambiental que permitirá realizar el desarrollo del campo, la empresa petrolera deberá incluir en la solicitud que presente al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o a la Corporación Autónoma Regional del Magdalena – CORPAMAG, el manejo que le dará al agua producida durante todo el tiempo de vida del proyecto. El dueño del proyecto deberá entonces realizar el análisis técnico económico entre dos alternativas viables, teniendo en cuenta la localización del campo: vertimiento en el río Magdalena o reinyección en una formación no productora cercana con características que permitan el almacenaje del agua, sin contaminar fuentes de agua dulce cercanas.

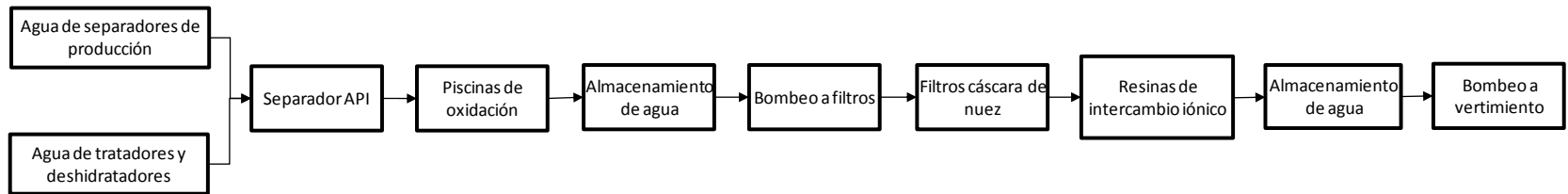
#### 4.1.1. Vertimiento

Como se mencionó anteriormente, el Campo Silverio está localizado en el bajo Magdalena, aproximadamente a 7 km del Río Magdalena. Esta localización viabiliza la opción de realizar el tratamiento del agua producida en el campo para dejarla en condiciones óptimas de vertimiento, de acuerdo con lo que indica la nueva normatividad nacional. Las condiciones del agua producida comparadas con las condiciones requeridas para vertimiento se visualizan en la Tabla 6. De acuerdo con esto, se deben llevar a cabo los siguientes ajustes:

- Reducción del contenido de Bario. Esto se logra mediante la filtración con membranas (resinas de intercambio iónico o ultrafiltración).
- Reducción del contenido de cloruros. Esto se logra igualmente mediante la filtración con membrana.
- Reducción de aceites y grasas. Esto se logra con el uso de los filtros cáscara de nuez, previo paso por el separador API y las piscinas de oxidación.
- Aumento del contenido de oxígeno de disuelto. Esto se logra mediante la aireación en las piscinas de oxidación.

En la Figura 1 se presenta el diagrama de bloques del proceso de tratamiento planteado por el dueño del proyecto para disponer el agua producida en un cuerpo de agua superficial. En la Tabla 7 se presenta una breve explicación de cada una de las operaciones que se realizan en el proceso, indicando las condiciones de entrada y salida del agua de producción en cada una.

**Figura 1. Diagrama de bloques para el tratamiento de agua de producción para vertimiento (sistema abierto)**



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 7. Operaciones requeridas en el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio para vertimiento en un cuerpo de agua superficial**

	OPERACIONES <sup>a</sup>					
	SEPARADOR API	PISCINAS DE OXIDACIÓN	ALMACENAMIENTO DE AGUA	FILTROS CÁSCARA DE NUEZ	RESINAS DE INTERCAMBIO IÓNICO	ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA
Descripción	Remoción primaria de grasas, aceites, y sólidos de mayor tamaño. Separa partículas de hasta 100µm y 150 µm. Eficiencia de remoción no mayor a 75% con la implementación de tratamiento químico.	Aireación del agua de producción. Sedimentación. Separa partículas de hasta 60 µm y eficiencia de remoción no mayor a 50%.	Tanques de almacenamiento de agua para dar cabeza a las bombas de suministro a los filtros cáscara de nuez.	Remoción secundaria de grasas y sólidos. Remueve partículas de hasta 5 µm de diámetro con una eficiencia de hasta 98%.	Tratamiento terciario. Remoción de iones bario y cloruros. Remueven partículas de hasta 0,001 µm y 1 µm con una eficiencia del 99,9%.	Tanques de almacenamiento de agua tratada para dar cabeza a las bombas de envío al punto de vertimiento.
Temperatura (°C)	38,7	36,0	32,0	32,0	32,0	32
Bario (ppm)	20,95	20,95	20,95	20,95	20,95	0,21
Cloruros (ppm)	6055	6055	6055	6055	6055	60,5

	OPERACIONES <sup>a</sup>					
	SEPARADOR API	PISCINAS DE OXIDACIÓN	ALMACENAMIENTO DE AGUA	FILTROS CÁSCARA DE NUEZ	RESINAS DE INTERCAMBIO IÓNICO	ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA
Aceites y Grasas (ppm)	3561	890	445	445	8,90	8,90
Sólidos Suspendidos Totales (ppm)	324	162	81	81	1,62	1,62

a. Las condiciones presentadas corresponden a la entrada de cada una de las operaciones.

Fuente: Elaboración propia.

Tal como se mencionó en el numeral 2.4, el tratamiento del agua para vertimiento debe ir acompañado con la inyección de químicos para mejorar la eficiencia de remoción en algunos de los equipos. En la Tabla 8 se presentan los químicos que se adicionarán para el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio.

**Tabla 8. Tratamiento químico para el agua producida en el Campo Silverio. Opción vertimiento**

PRODUCTO QUÍMICO	ETAPA DE APLICACIÓN	DOSIS <sup>a</sup> (ppm)
Clarificador o dispersante	Entrada al Separador API	15
	Piscinas de oxidación	5
Floculante	Piscinas de oxidación	20
Inhibidor de corrosión	Tanques de almacenamiento de agua tratada	5
Inhibidor de incrustaciones	Tanques de almacenamiento de agua tratada	5

- a. Las dosis de químico a utilizar dependen de la concentración de contaminantes que presente el agua en cada una de las etapas en las cuales se quiere mejorar su condición. Las dosis presentadas en esta tabla son datos referenciales<sup>30</sup>. Para determinar la dosis real, sería necesario realizar un análisis químico más profundo de los componentes presentes, los productos químicos específicos a utilizar y las condiciones de temperatura y pH del agua.

Fuente: Elaboración propia.

Los productos químicos que se utilizarán harán parte de los costos operativos de la planta de tratamiento. Dichos costos y los costos de inversión se presentarán en el numeral 4.2.

#### 4.1.2. Reinyección

De acuerdo con los reportes entregados al gerente del proyecto por parte de los geólogos de la empresa operadora, el campo Silverio está ubicado en cercanías a una formación que podría funcionar como roca almacén, con buena permeabilidad y que no tiene carácter comercial. De esta manera surge la

<sup>30</sup> EXXON MOBIL Design Practices, "Water Pollution Control", December 2002.

posibilidad de analizar la opción de reinyección como una alternativa de disposición del agua producida. La profundidad de inyección viable es de 800 m, teniendo en cuenta que entre 150 m y 400 m existe un acuífero natural de agua dulce y se debe evitar su contaminación.<sup>31</sup> La caracterización del agua producida en comparación con las especificaciones requeridas para la reinyección se presentan en la Tabla 6. De acuerdo con lo que se indica allí, los ajustes que se deben hacer son los siguientes:

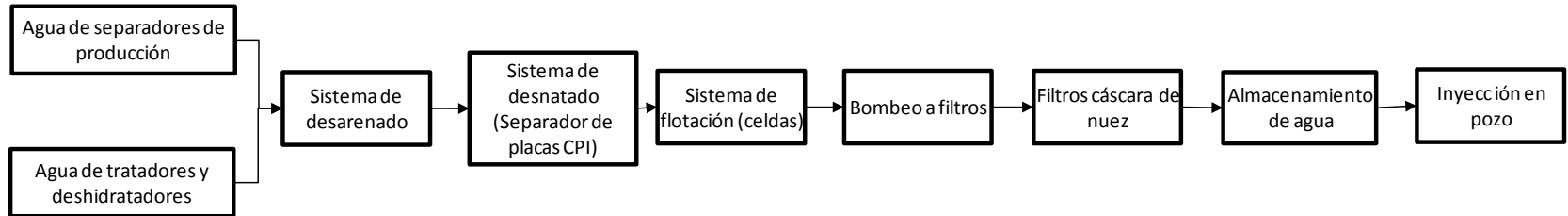
- Reducción de aceites y grasas. Teniendo en cuenta que el requerimiento es evitar la presencia de oxígeno, la remoción de aceites y grasas se logra mediante el uso de los trenes de tratamiento convencional, compuestos por separador CPI, celdas de flotación y filtros cáscara de nuez, en una atmósfera de gas inerte (es decir, libre de oxígeno).
- Reducción de sólidos suspendidos. Se logra mediante el uso de los filtros cáscara de nuez.
- Reducción del DBO<sub>5</sub>: Teniendo en cuenta que esta propiedad da una idea del contenido de bacterias en el agua, para su reducción se debe aplicar un tratamiento químico con biocida.

En la Figura 2 se presenta el diagrama de bloques del proceso de tratamiento planteado por el dueño del proyecto para disponer el agua producida en un cuerpo de agua superficial. En la Tabla 9 se presenta una breve explicación de cada una de las operaciones que se realizan en el proceso, indicando las condiciones de entrada y salida del agua de producción en cada una.

---

<sup>31</sup> Situación hipotética.

**Figura 2- Diagrama de bloques para el tratamiento de agua de producción para reinyección (sistema cerrado)**



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 9. Operaciones requeridas en el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio para reinyección**

	OPERACIONES <sup>a</sup>				
	DESARENADO (HIDROCICLÓN)	SEPARADOR DE PLACAS CORRUGADAS - CPI	CELDA DE FLOTACIÓN	FILTROS CÁSCARA DE NUEZ	ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA
Descripción	Remoción de sólidos y partículas de crudo de mayor tamaño. Separa partículas de hasta 50µm. Eficiencia de remoción entre 80% y 90%.	Remoción de aceites y grasas. Remueven entre el 50% y 70% de aceite y sólidos suspendidos con tamaños de partícula de hasta 30 µm y 50 µm. Inyección de biocida.	Eficiencia de remoción de aceite y sólidos suspendidos de 90% a 94% con tamaños de hasta 10 µm y 20 µm.	Remoción secundaria de grasas y sólidos. Remueve partículas de hasta 5 µm de diámetro con una eficiencia de hasta 98%. Acción residual del biocida.	Almacenamiento del agua tratada en atmósfera inerte. Envío hacia las bombas booster y bombas de inyección. Inyección de biocida.
Temperatura (°C)	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7
Aceites y Grasas (ppm)	3561	712	214	12,8	0,26
Sólidos Suspendidos Totales (ppm)	324	32,4	16,2	1,62	0,03
DBO <sub>5</sub> (ppm)	13,5	13,5	6,75	0,67	0,67

a. Las condiciones presentadas corresponden a la entrada de cada una de las operaciones.

Fuente: Elaboración propia.

En las facilidades de producción de petróleo, el agua asociada se obtendrá de los equipos de separación y deshidratación del crudo. Para disponer el agua en una formación para su almacenamiento subterráneo, se requiere mantener dicha agua libre de trazas de oxígeno, de manera que se disminuya el riesgo de corrosión y formación de bacterias sulfato-reductoras. Es por esto que los equipos de tratamiento deben operar bajo una atmósfera inerte (sistema cerrado), de manera que se evite el ingreso de oxígeno al sistema. El gas utilizado para mantener el sistema libre de oxígeno puede ser gas natural (generalmente el gas producido con el petróleo en el mismo campo) o un gas inerte como nitrógeno.

Por otro lado, tal y como se puede apreciar en la Tabla 9, el proceso de tratamiento debe estar acompañado de la inyección de productos de químicos que permitan no solo mejorar la eficiencia de los equipos de tratamiento, sino además reducir el riesgo de corrosión e incrustaciones. Además, en este tipo de tratamiento debe inyectarse biocida para controlar la población bacteriana. En la Tabla 10 se presenta el tratamiento químico que se llevará a cabo al agua producida en el Campo Silverio.

**Tabla 10. Tratamiento químico para el agua producida en el Campo Silverio. Opción reinyección en una formación no comercial**

<b>PRODUCTO QUÍMICO</b>	<b>ETAPA DE APLICACIÓN</b>	<b>DOSIS<sup>a</sup> (ppm)</b>
Inhibidor de corrosión	Separador de placas corrugadas - CPI	5
	Tanques de almacenamiento de agua tratada	5
Inhibidor de incrustaciones	Separador de placas corrugadas - CPI	5
	Tanques de almacenamiento de agua tratada	5
Ayudante de coagulación	Celda de flotación	1,5
Biocida	Separador de placas corrugadas - CPI	5
	Tanques de almacenamiento de agua	5

PRODUCTO QUÍMICO	ETAPA DE APLICACIÓN	DOSIS <sup>a</sup> (ppm)
	tratada	

- a. Las dosis de químico a utilizar dependen de la concentración de contaminantes que presente el agua en cada una de las etapas en las cuales se quiere mejorar su condición. Las dosis presentadas en esta tabla son datos referenciales<sup>32</sup>. Para determinar la dosis real, sería necesario realizar un análisis químico más profundo de los componentes presentes, los productos químicos específicos a utilizar y las condiciones de temperatura y pH del agua.

Fuente: Elaboración propia.

Los productos químicos que se utilizarán harán parte de los costos operativos de la planta de tratamiento. Dichos costos y los costos de inversión se presentarán en el numeral 4.2.

#### **4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Teniendo en cuenta los perfiles de producción tanto de crudo como de agua producida mostrados en la Gráfica 1 y considerando un tiempo de vida del proyecto a 15 años, la empresa operadora realizó el análisis económico para cada una de las alternativas de manejo del agua de producción planteadas en el numeral 4.1. Las consideraciones en las cuales se basó el análisis son las siguientes:

1. Las inversiones de capital correspondientes al sistema de tratamiento y manejo de agua se harán entre el primer y el segundo año.
2. La construcción y puesta en marcha de la planta de tratamiento se realizará entre el segundo y tercer año. Al cuarto año del proyecto, la planta de tratamiento y el sistema de disposición del agua producida del Campo Silverio ya deberán estar operando.
3. La tasa de descuento de la empresa es 10%.

<sup>32</sup> EXXON MOBIL Design Practices, "Water Pollution Control", December 2002.

4. Los costos de obra civil se asumirán como el 15% del costo total de capital. Se sumarán además los costos de comisionamiento, puesta en marcha y otros, que se tomarán como 5% de los costos de capital.
5. Los costos de capital se depreciarán a 5 años.
6. El análisis económico de los proyectos y la recomendación final se basarán en los siguientes indicadores:
  - a. CAPEX.
  - b. OPEX.
  - c. Relación beneficio / costo.
  - d. OPEX por barril de agua tratada.
  - e. OPEX por barril de crudo.
  - f. CAPEX por barril de crudo.

#### 4.2.1. Costos de Capital (CAPEX)

De acuerdo con el proceso de tratamiento que se debe realizar, cada una de las alternativas para la disposición del agua tendrá una inversión de capital asociada a los equipos de tratamiento principal y algunos equipos auxiliares. En la Tabla 11 se presentan los costos de capital para los equipos a utilizar en el tratamiento del agua para vertimiento.<sup>33</sup>

**Tabla 11. Tratamiento de agua para vertimiento. CAPEX**

EQUIPOS	ESPECIFICACIÓN	COSTO UNITARIO (USD)	PROVEEDOR
Separador API	Longitud 31 m Ancho 5 m Profundidad 2,5 m	\$ 193.706	Fabricación nacional <sup>a</sup>
Piscinas de Oxidación	Longitud 140 m Ancho 74 m Profundidad 4 m	\$ 1.950.922	Fabricación nacional <sup>b</sup>

<sup>33</sup> Los costos presentados corresponden a datos aproximados de costos de equipos de capacidad similar, consultados a proveedores de este tipo de equipos para la industria.

<b>EQUIPOS</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>	<b>COSTO UNITARIO (USD)</b>	<b>PROVEEDOR</b>
Filtro cáscara de nuez + bombas	3 unidades, cada una de 36 kBWPD de capacidad	\$ 5.014.420	Cameron, costos DDP
Resinas de intercambio iónico	2 unidades, una resina de intercambio catiónico (remoción de bario) y una para intercambio aniónico (remoción de cloruros)	\$ 8.400.000	Veolia, costos DDP
Tanques de almacenamiento atmosféricos	5 tanques de 6800 bbl cada uno (dos como cabeza para las bombas de filtros y tres para almacenamiento de agua tratada)	\$ 1.517.864	Tecnitanques, fabricación nacional
Bombas de transferencia al punto de vertimiento	3 Bombas centrífugas de 53500 BWPD y 200 HP cada una (2 en operación y 1 reserva)	\$ 108.114	c
Tubería para vertimiento	7 km de tubería de 8" de diámetro en acero al carbono	\$ 3.525.585	c
<b>TOTAL CAPEX (USD)</b>	<b>\$ 45.876.035,50</b>		

- a. Costo determinado a partir de cálculos aproximados para un separador API de 107 kBWPD de capacidad. El estimado de costos para este ítem se presenta en el Anexo 4.
- b. Costo determinado a partir de cálculos aproximados para una piscina de oxidación de 107 kBWPD de capacidad. El estimado de costos para este ítem se presenta en el Anexo 4.
- c. El costo corresponde a una base de datos de la empresa SNC-Lavalin, consultada para el desarrollo de la monografía.

**Fuente: Elaboración propia.**

Tabla 12 se presentan los valores de CAPEX considerados para los equipos que intervienen en el proceso de tratamiento del agua para reinyección.

**Tabla 12. Tratamiento de agua para reinyección. CAPEX**

<b>EQUIPOS</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>	<b>COSTO UNITARIO (USD)</b>	<b>PROVEEDOR</b>
Hidrociclón	3 unidades con capacidad de 53500 BWPD cada una	\$ 1.498.000	FLSchmith, costos DDP
Separador de placas corrugadas - CPI	3 unidades, cada una de 36 kBWPD de capacidad	\$ 4.038.406	Cameron, costos DDP
Celdas de flotación	3 unidades, cada una de 36 kBWPD de capacidad	\$ 4.038.406	Cameron, costos DDP
Filtro cáscara de nuez + bombas	3 unidades, cada una de 36 kBWPD de capacidad	\$ 5.014.420	Cameron, costos DDP
Tanques de almacenamiento con atmósfera inerte	3 tanques de 6800 bbl cada uno	\$2.049.116	Tecnitanques, fabricación nacional
Bombas booster	3 Bombas centrífugas de 53500 BWPD y 250 HP cada una (2 para operación y una reserva)	\$ 118.925	a
Bombas de inyección	3 Bombas centrífugas de 53500 BWPD y 500 HP cada una (dos para operación y una reserva)	\$4.459.862	a
Tubería para inyección	Líneas de inyección de 4" y 6" de diámetro SCH 160 para inyección de agua en 10 pozos inyectoros	\$15.964.524	a
Pozo inyector	10 pozos inyectoros de 800 m de profundidad	\$4.550.000	a
<b>TOTAL CAPEX (USD)</b>	<b>\$ 121.714.136,24</b>		

a. El costo corresponde a una base de datos de la empresa SNC-Lavalin, consultada para el desarrollo de la monografía.

Fuente: Elaboración propia.

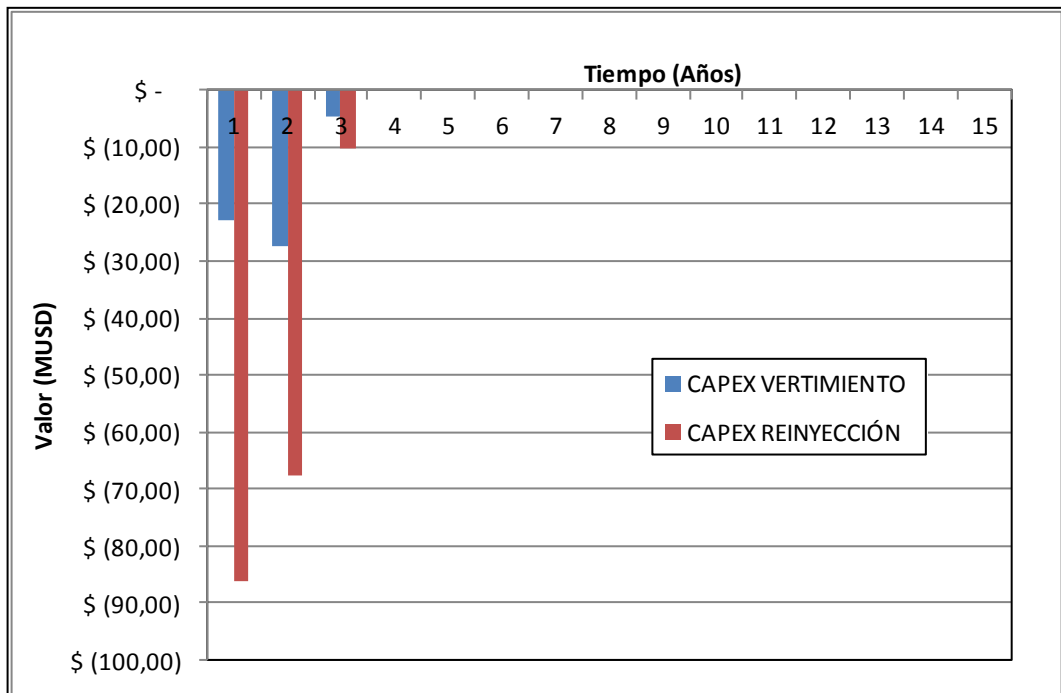
En la tabla 13 se presenta la distribución de las inversiones en cada uno de los proyectos y en la Gráfica 3 se representa dicha distribución esquemáticamente.

**Tabla 13. Distribución de CAPEX de los proyectos**

AÑO	CAPEX VERTIMIENTO (USD)	CAPEX REINYECCIÓN (USD)
1	\$ (22.714.067,75)	\$ (86.151.361)
2	\$ (27.256.881,30)	\$ (67.764.992)
3	\$ (4.542.813,55)	\$ (10.106.944)

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 3. Distribución de CAPEX de los proyectos de vertimiento y reinyección**



Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia en la Gráfica 3, las inversiones a realizar en el proyecto de reinyección son considerablemente mayores que las inversiones requeridas para el proyecto de vertimiento. Tomando el valor presente de dichas inversiones se

encuentra que el proyecto de reinyección requiere aproximadamente una inversión adicional del 64% con respecto a la inversión requerida para el proyecto de vertimiento.<sup>34</sup>

#### 4.2.2. Costos Operativos (OPEX)

Para llevar el agua producida en el Campo Silverio a condiciones de vertimiento o reinyección, de acuerdo con los procesos indicados en el capítulo 4.1, se deberá incurrir en costos de tipo operativo. Los principales costos operativos que se tendrá en la planta de tratamiento corresponden al consumo de energía eléctrica (costo fijo), el consumo de gas inerte para el sistema cerrado (costo fijo) y el consumo de químicos en las diferentes etapas del tratamiento (costo variable). En la Tabla 14 se presenta la base para el cálculo de los costos operativos, tanto fijos como variables, que se tuvieron en cuenta para el cálculo de los OPEX del Campo Silverio.

**Tabla 14. Base para el cálculo de OPEX del Campo Silverio<sup>35</sup>**

TIPO DE COSTO	DESCRIPCIÓN	BASE
Fijo	Consumo eléctrico sector industrial	\$ 0,1 USD/kW-h <sup>a</sup>
	Consumo de gas de manto (Nitrógeno)	\$ 3,19 USD/m <sup>3b</sup>
	Tratamiento químico para el lavado de membranas de ósmosis	\$ 9,90 USD/L <sup>c</sup>
Variables	Inhibidor de incrustación	\$ 2,60 USD/L <sup>c</sup>
	Inhibidor de corrosión	\$ 2,60 USD/L <sup>c</sup>
	Floculante	\$ 2,00 USD/L <sup>d</sup>
	Bactericida	\$ 9,90 USD/L <sup>c</sup>
	Dispersante	\$ 2,60 USD/L <sup>c</sup>
	Ayudante de coagulación	\$ 2,60 USD/L <sup>c</sup>
	Tarifa mínima DBO <sub>5</sub>	\$ 0,06 USD/kg <sup>e</sup>
Tarifa mínima SST	\$0,03 COP/kg <sup>e</sup>	

<sup>34</sup> VP(vertimiento) = US\$ 79.251.788,60. VP(reinyección) = US\$ 221.062.556,26. Ver Anexos 6 y 7.

<sup>35</sup> Los precios indicados en esta tabla corresponden al año 2012.

- a. GONZÁLEZ, H., “Precios de la Energía Eléctrica en Colombia”, consulta en línea, disponible en [http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/P/precios\\_de\\_la\\_energia\\_electrica\\_en\\_colombia/precios\\_de\\_la\\_energia\\_electrica\\_en\\_colombia.asp](http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/P/precios_de_la_energia_electrica_en_colombia/precios_de_la_energia_electrica_en_colombia.asp).
- b. “Suministro de Gases Envasados, Nitrógeno Líquido y Mantenimiento de las Instalaciones Asociadas. Anexo I: Pliego de Prescripciones Técnicas”, consulta en línea, disponible en <http://www.ciemat.es/recursos/concursos/230290/prescripciones.pdf>.
- c. FLUXOL, “Precios de Lista”, consulta en línea, disponible en <http://www.fluxol.com.mx/LISTA%20DE%20PRECIOS%20DE%20PRODUCTOS%20FLUXOL.pdf>.
- d. “Polímero floculante para el tratamiento de agua”, consulta en línea, disponible en <http://spanish.alibaba.com/product-gs/polymer-flocculants-for-water-treatment-coagulants-flocculants-polymer-618546115.html>.
- e. “Tasas Retributivas por Vertimientos Puntuales 2007 – 2013”, consulta en línea, disponible en <http://www.minambiente.gov.co//contenido/contenido.aspx?catID=1296&conID=7918>.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 14, otro costo operativo variable de gran importancia que se tendrá en cuenta en el ejercicio es el pago de las tasas retributivas por vertimiento fuera de especificaciones durante los tres primeros años, ya que el campo no contará con la planta de tratamiento durante este tiempo. Como se vio en el capítulo 3.1, el decreto que regula el pago de las tasas retributivas es el 2667 del 2012. Teniendo en cuenta que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible estableció como objeto del cobro de tasa retributiva los niveles de DBO<sub>5</sub> (Demanda Biológica de Oxígeno) y de SST (Sólidos Suspendidos Totales) y considerando lo estipulado en el decreto 2667, a continuación se listan los ítems que hacen parte del cálculo de la tasa retributiva que deberá pagar la empresa operadora de Campo Silverio:

- Carga contaminante diaria, en mg/L. Para el caso del Campo Silverio se tomará de acuerdo con lo indicado en la Tabla 6. Se asumirá que la caracterización del agua se mantuvo constante durante los tres años de

construcción y puesta en marcha de la planta de tratamiento, de manera que la carga contaminante no aumentó.

- Meta global de carga contaminante, establecida por la autoridad ambiental competente para cada uno de los elementos contaminantes objeto del cobro de la tasa retributiva. Para el punto de vertimiento del que hará uso el operador del Campo Silverio, la autoridad ambiental ha establecido una reducción en la carga contaminante de cada contribuyente del 5% para DBO<sub>5</sub> y de 10% para SST, cada una con respecto al año anterior.<sup>36</sup>
- Tarifa mínima de la tasa retributiva, establecida anualmente por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Para el año 2013 las tarifas mínimas son de COP\$116,26 / kg de DBO<sub>5</sub> vertido y COP\$49,72 / kg de SST vertido.<sup>37</sup>
- Factor regional, calculado para cada uno de los contaminantes objeto de cobro de la tasa retributiva considerando la carga contaminante total vertida y la meta global de carga establecida por la autoridad ambiental.

En el Anexo 6 se presenta el detalle de los cálculos para determinar la tasa retributiva que deberá pagar el operador del Campo Silverio durante los primeros tres años del proyecto. Dicha tasa se incluirá en la evaluación financiera dentro de los gastos operativos del proyecto (OPEX) en los primeros tres años de producción. Se presenta el OPEX fijo y variable para el proyecto de vertimiento. En la Tabla 16 se presenta el correspondiente al proyecto de reinyección.<sup>38</sup>

### **Tabla 15. OPEX - Tratamiento de agua producida para vertimiento**

---

<sup>36</sup> Fuente: Autor.

<sup>37</sup> "Tasas Retributivas por Vertimientos Puntuales 2007 – 2013", consulta en línea, disponible en <http://www.minambiente.gov.co//contenido/contenido.aspx?catID=1296&conID=7918>.

<sup>38</sup> Los valores presentados en estas tablas corresponden a cálculos aproximados de acuerdo con las capacidades estimadas de los equipos. Un valor más preciso requiere del desarrollo completo de la ingeniería del proyecto.

OPEX	EQUIPO	SERVICIO	CONSUMO	VALOR	TOTAL
Fijos	Bombas de alimentación a filtros	Energía eléctrica	40 HP / 24 horas al día	\$71,6 USD/día	\$ 2.712,6 USD/día
	Resinas de intercambio iónico	Químico para lavado de membrana	10 L/min / 3 veces a la semana por 30 minutos	\$ 1.782,0 USD/día	
	Bombas de transferencia	Energía eléctrica	200 HP / 24 horas por día	\$ 715,9 USD/día	
Variables	Separador API	Dispersante	15 ppm	\$ 6,2 USD/bbl	\$ 18,8 USD/bbl
	Piscinas de oxidación	Dispersante	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	
		Floculante	20 ppm	\$ 6,4 USD/bbl	
	Tanques de almacenamiento de agua tratada	Inhibidor de corrosión	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	
		Inhibidor de incrustaciones	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 16. OPEX - Tratamiento de agua producida para reinyección**

OPEX	EQUIPO	SERVICIO	CONSUMO	VALOR	TOTAL
Fijos	Separador de placas corrugadas - CPI	Gas de manto	50 scfh	\$108,4 USD/día	\$ 5.943,0 USD/día
	Celda de flotación	Gas de manto	15 scfh	\$ 32,5 USD/día	
	Bombas de alimentación a filtros	Energía eléctrica	40 HP / 24 horas por día	\$ 71,6 USD/día	

OPEX	EQUIPO	SERVICIO	CONSUMO	VALOR	TOTAL
	Bombas de inyección	Energía eléctrica	500 HP / 24 horas	\$ 1.789,7 USD/día	
	Tanques de almacenamiento	Gas de manto	400 scfh	\$ 867,2 USD/día	
	Pozo inyector	Registro de corrosión	1 cada 5 años	\$ 35.000,0 USD / 5 años	
	Bombas booster	Energía eléctrica	250 HP / 24 horas	\$ 447,4 USD / día	
Variables	Separador de placas corrugadas	Inhibidor de corrosión	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	\$ 24,6 USD/bbl
		Inhibidor de incrustaciones	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	
		Biocida	5 ppm	\$ 7,9 USD/bbl	
	Celda de flotación	Ayudante de coagulación	1,5 ppm	\$ 0,62	
	Tanques de almacenamiento	Inhibidor de corrosión	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	
		Inhibidor de incrustaciones	5 ppm	\$ 2,1 USD/bbl	
	Tubería para inyección	Biocida	5 ppm	\$ 7,87	

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que, para facilitar el ejercicio académico, la evaluación financiera del Campo Silverio solamente tuvo en cuenta los costos tanto de capital como de operación requeridos para el manejo del agua de producción. No se tuvieron en cuenta los costos de facilidades de producción del crudo (ni de capital ni de operación). En el anexo 7 se presenta la evaluación financiera para la construcción y puesta en marcha de la planta de tratamiento para vertimiento, y en

el anexo 8 se presenta la evaluación para la construcción y puesta en marcha de la planta de tratamiento para reinyección, incluyendo la construcción de los pozos inyectoros y las líneas de inyección.

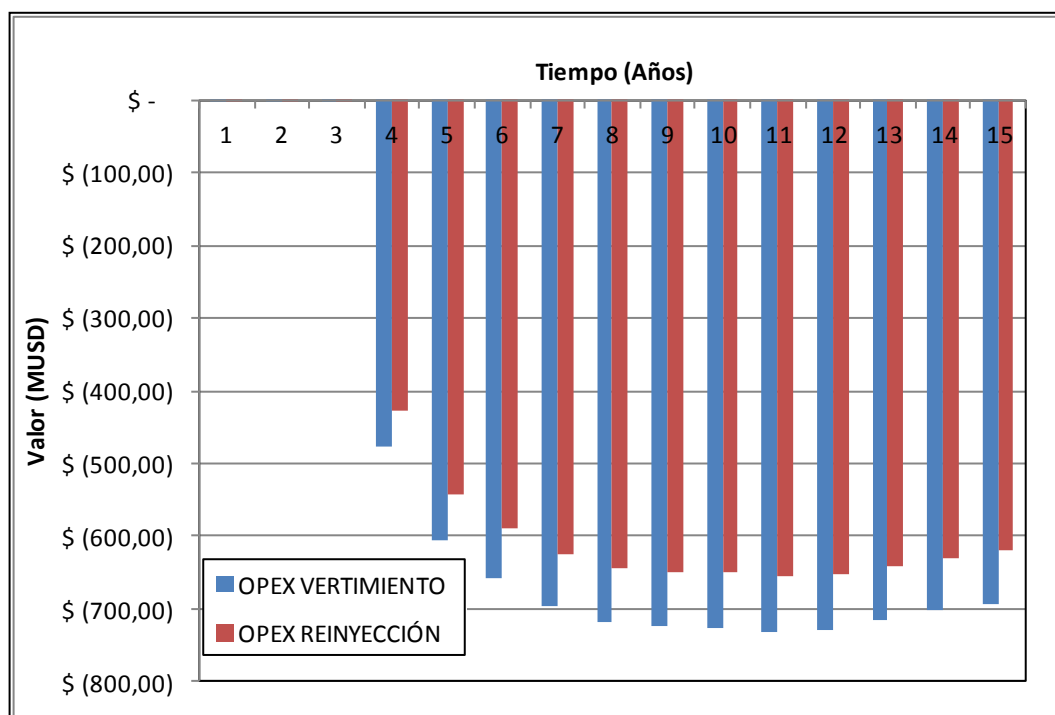
Para realizar una comparación de los costos operativos de los dos proyectos, en la Tabla 17 se presenta la totalización de dichos costos durante el tiempo de vida del proyecto, incluyendo el pago de la tasa retributiva durante los tres primeros años. En la se presentan dichos costos de manera esquemática.

**Tabla 17. Costos de operación de los proyectos de vertimiento y reinyección durante el tiempo de vida del proyecto**

<b>AÑO</b>	<b>OPEX VERTIMIENTO (USD)</b>	<b>OPEX REINYECCIÓN (USD)</b>
1	\$ 52.765	\$ 52.765
2	\$ 117.926	\$ 117.926
3	\$ 375.302	\$ 375.302
4	\$ 475.855.216	\$ 426.321.257
5	\$ 605.225.704	\$ 541.877.608
6	\$ 657.036.916	\$ 588.156.436
7	\$ 696.667.304	\$ 623.555.105
8	\$ 718.672.459	\$ 643.560.557
9	\$ 724.148.096	\$ 648.101.507
10	\$ 726.730.716	\$ 650.408.356
11	\$ 732.172.009	\$ 655.268.629
12	\$ 729.595.309	\$ 652.967.069
13	\$ 716.316.447	\$ 641.456.119
14	\$ 702.710.452	\$ 628.952.967
15	\$ 692.250.637	\$ 619.610.048

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 4. OPEX proyectos vertimiento y reinyección**



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 17 y en la, los costos operativos del proyecto de vertimiento son más altos que los correspondientes al proyecto de reinyección. Tomando dichos costos en valor presente se obtiene que el proyecto de vertimiento requiere el pago de aproximadamente un 10% adicional.<sup>39</sup> También es importante recalcar que el pago de las tasas retributivas por el vertimiento fuera de especificaciones no es significativo comparado con el pago de los costos operativos; para el proyecto de reinyección, el pago de las tasas retributivas corresponde al 0,003% del valor total, mientras que para el proyecto de vertimiento corresponde al 0,002%.

#### **4.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Una vez realizada la evaluación financiera de los proyectos para el tratamiento del agua producida en el Campo Silverio, bajo las consideraciones indicadas en la

<sup>39</sup> VP(Vertimiento) = US\$ 47.783.948.115,78. VP(Reinyección) = US\$ 42.773.989.968,60

sección anterior, se calcularon los indicadores que se muestran en la Tabla 18, con los cuales se realizará el análisis de resultados.

**Tabla 18. Indicadores financieros y algunos indicadores de la industria**

INDICADOR	VALOR	
	PROYECTO VERTIMIENTO	PROYECTO REINYECCIÓN
VP CAPEX (USD)	\$ 79.251.788,60	\$ 221.062.556,26
VP OPEX (USD)	\$ 47.783.948.115,78	\$ 42.730.432.486,82
Relación beneficio / costo (Adimensional)	0,88	0,97
OPEX / bbl de agua tratada (USD/bbl)	\$ 18,79	\$ 16,80
OPEX / bbl de crudo (USD/bbl)	\$ 61,54	\$ 55,03
CAPEX / bbl de crudo (USD/bbl)	\$ 0,41	\$ 1,23

Fuente: Elaboración propia.

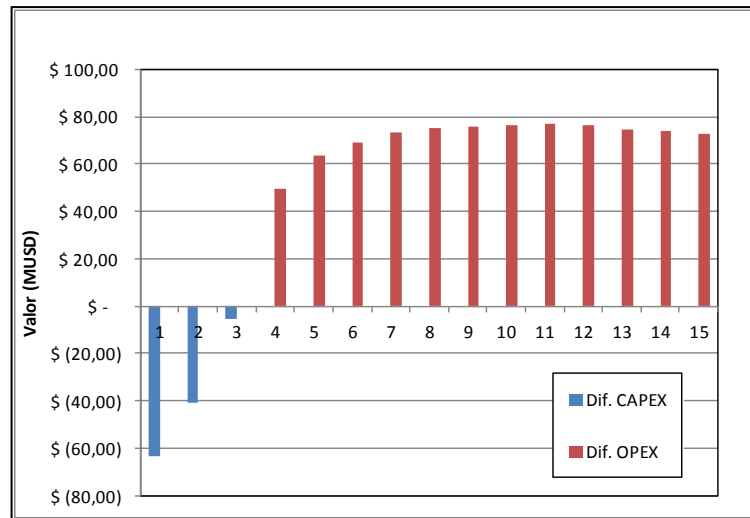
Como se observa en la Tabla 18, el valor presente de CAPEX obtenido para el proyecto de reinyección es considerablemente mayor que el obtenido para el proyecto de vertimiento, con una diferencia del 64%. Esto implica que el dueño del proyecto deberá considerar una inversión mucho mayor si decide disponer el agua producida del Campo Silverio en la formación no productora cercana. Sin embargo, los costos operativos del tratamiento del agua para vertimiento en un cuerpo superficial son más altos, con una diferencia del 10% con respecto a los costos para reinyección. Esto puede deberse al alto requerimiento de productos químicos para cumplir con las metas de calidad del agua para vertimiento. En la Tabla 19 se presentan los valores obtenidos al calcular la diferencia entre el CAPEX y el OPEX de los proyectos de reinyección y vertimiento, y en la Gráfica 5 se muestran dichos valores de manera esquemática.

**Tabla 19. Diferencia entre CAPEX y OPEX: Reinyección menos Vertimiento**

Año	$\Delta(\text{CAPEX})$ (MUSD)	$\Delta(\text{OPEX})$ (MUSD)
1	\$ (63,44)	\$ -
2	\$ (40,51)	\$ -
3	\$ (5,56)	\$ -
4	\$ -	\$ 49,53
5	\$ -	\$ 63,35
6	\$ -	\$ 68,88
7	\$ -	\$ 73,11
8	\$ -	\$ 75,11
9	\$ -	\$ 76,05
10	\$ -	\$ 76,32
11	\$ -	\$ 76,90
12	\$ -	\$ 76,63
13	\$ -	\$ 74,86
14	\$ -	\$ 73,76
15	\$ -	\$ 72,64

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 5. Diferencia entre CAPEX y OPEX: Reinyección menos Vertimiento**



Fuente: Elaboración propia.

Tal como se indica en la Gráfica 5, la diferencia de costos de los dos proyectos muestra que el proyecto de reinyección implica mayores gastos al inicio del proyecto, por cuanto la inversión es mayor. Sin embargo, en la proyección de los costos operativos se observa un ahorro en el tiempo para el proyecto de reinyección.

Si se realizara el ejercicio contrario, es decir, si se tomara como base el proyecto de vertimiento, se observaría un ahorro en las inversiones iniciales (las barras azules de la Gráfica 5 se proyectarían por encima del eje horizontal) pero se obtendrían mayores gastos en los costos operativos a través del tiempo (es decir, las barras rojas de la Gráfica 5 se proyectarían por debajo del eje horizontal).

Para verificar cuál de los dos proyectos representa una menor pérdida para la empresa, se determinó el VPN en los dos casos supuestos (la diferencia entre CAPEX y OPEX tomando como base el proyecto de reinyección y la diferencia correspondiente tomando como base el proyecto de vertimiento). Los resultados se presentan en la Tabla 20.

**Tabla 20. VPN de la diferencia en costos de los proyectos**

<b>AÑO</b>	<b>REINYECCIÓN – VERTIMIENTO (MUSD)</b>	<b>VERTIMIENTO – REINYECCIÓN (MUSD)</b>
1	\$ (63,44)	\$ 63,44
2	\$ (40,51)	\$ 40,51
3	\$ (5,56)	\$ 5,56
4	\$ 49,53	\$ (49,53)
5	\$ 63,35	\$ (63,35)
6	\$ 68,88	\$ (68,88)
7	\$ 73,11	\$ (73,11)
8	\$ 75,11	\$ (75,11)
9	\$ 76,05	\$ (76,05)

<b>AÑO</b>	<b>REINYECCIÓN – VERTIMIENTO (MUSD)</b>	<b>VERTIMIENTO – REINYECCIÓN (MUSD)</b>
10	\$ 76,32	\$ (76,32)
11	\$ 76,90	\$ (76,90)
12	\$ 76,63	\$ (76,63)
13	\$ 74,86	\$ (74,86)
14	\$ 73,76	\$ (73,76)
15	\$ 72,64	\$ (72,64)
<b>VPN</b>	\$ 260,82	\$ (260,82)

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el resultado mostrado en la Tabla 20, el ahorro en los costos operativos implícitos en la realización del proyecto de reinyección le dan mayor viabilidad a este proyecto, en comparación con el proyecto de vertimiento.

La diferencia en costos operativos entre los dos sistemas de tratamiento se puede ver reflejada también en los demás indicadores que se muestran en la Tabla 18: por ejemplo, la relación beneficio / costo, calculada como el total de los ingresos sobre los costos totales, presenta mejores resultados para el proyecto de reinyección que para el de vertimiento. Es decir que, aunque la inversión en este proyecto no genera ingresos para la empresa operadora, la opción de reinyección en este caso es la que podría representar una mejor inversión, por cuanto requiere menores gastos operacionales.

De la misma manera, el OPEX por barril de agua tratada, calculado con respecto al plateau de agua, es mayor para la opción de vertimiento, indicando que es más costoso tratar un barril de agua para verterla bajo los parámetros de la nueva normatividad, que tratarla para reinyectarla en una formación no comercial, considerando los requerimientos mínimos de calidad para no afectar dicha

formación ni los posibles cuerpos de agua subterráneos que se encuentren en cercanías a la formación.

Realizando la misma comparación anterior con respecto a la producción de crudo, el resultado indica que tratar el agua asociada a la producción de un barril de crudo es US\$ 6,51 más costoso cuando dicha agua se dispone para vertimiento que cuando se dispone para reinyección. Sin embargo, la inversión inicial asociada es mayor cuando el método de disposición seleccionado es la reinyección, requiriendo invertir US\$ 1,23 para el tratamiento del agua por cada barril de crudo producido.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el desarrollo de la presente monografía se resaltan las siguientes conclusiones:

- La carga contaminante del agua asociada a la producción de crudo es alta y los componentes tóxicos tienen un grave impacto en la salud humana y en el medio ambiente en general. Además dichos componentes tienen un alto carácter corrosivo que deteriora los equipos y tuberías de los sistemas involucrados en su manejo.
- El tratamiento requerido para llevar el agua a condiciones óptimas de reinyección requiere altos costos de inversión (CAPEX).
- El tratamiento del agua de producción para llevarla a las condiciones requeridas por la normatividad ambiental colombiana para los vertimientos en cuerpos de agua superficiales, conlleva altos costos operativos.
- La normatividad nacional está encaminada a incrementar la exigencia en los parámetros de carga contaminante permitida para el vertimiento en cuerpos de agua superficiales. El cumplimiento de dicha normatividad es un requisito para la obtención de las licencias ambientales para el desarrollo de los proyectos.
- El pago de las tasas retributivas por vertimiento de sustancias contaminantes, establecido por la normatividad ambiental nacional, es un esfuerzo de la nación y de los entes gubernamentales por reducir la contaminación en cuerpos de agua y alcantarillados. Sin embargo, es recomendable establecer parámetros de cobro adicionales al contenido de SST y DBO<sub>5</sub>, especialmente para las empresas del sector de hidrocarburos, ya que la carga contaminante de sus efluentes es mucho más alta y contiene mayor variedad de sustancias tóxicas en los fluidos que maneja.

- Con respecto a las opciones de manejo del agua de producción, es recomendable para los gerentes de proyectos o tomadores de decisión que se revise la reinyección para recuperación secundaria de crudo. Sin embargo, la evaluación económica de este tipo de manejo del agua producida requiere de un análisis incremental por cuanto su principal objetivo es mejorar la producción de crudo.
- De acuerdo con los resultados presentados, el desarrollo de un proyecto de reinyección del agua producida, a pesar de implicar una mayor inversión de capital, involucra un ahorro en costos operativos. Por lo tanto, se recomienda su ejecución sobre el desarrollo de un proyecto de tratamiento para vertimiento en un cuerpo de agua superficial.
- Se recomienda que la metodología de estudio presentada se complemente con un análisis de los riesgos asociados a la implementación de ambos proyectos. A este respecto, se recomienda tener en cuenta riesgos como el cambio de normatividad nacional sobre los límites de contaminantes en vertimientos superficiales, la posibilidad de impacto ambiental por vertimiento fuera de especificaciones en un cuerpo superficial, el riesgo de contaminación de una reserva de agua subterránea por reinyectar el agua sin el tratamiento adecuado o por una mala selección de la formación almacén, etc.

## BIBLIOGRAFÍA

1. “Aplicabilidad del Decreto 3930 de 2010 – Norma de Vertimientos”, consulta en línea, disponible en <http://www.ceo.org.co/noticias/aplicabilidad-del-decreto-3930-de-2010-norma-de-vertimientos>.
2. ARPEL, “Disposición y Tratamiento del Agua Producida”, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe, Uruguay.
3. “Bario y Compuestos de Bario (Barium and Compounds). CAS # 7440-39-3”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Agosto de 2007.
4. “Coagulación y Floculación de Contaminantes del Agua”, consulta en línea, disponible en <http://cabierta.uchile.cl/revista/15/articulos/pdf/edu4.pdf>.
5. “Decreto 1594 de 1984”, consulta en línea, disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=18617>.
6. “Decreto 2667 de 2012”, consulta en línea, disponible en <http://www.andi.com.co/Archivos/file/Vicepresidencia%20Desarrollo%20Sostenible/2013/DECRETO26672012.pdf>.
7. “Decreto 2820 de 2010”, consulta en línea, disponible en <http://web.presidencia.gov.co/decretoslinea/2010/agosto/05/dec282005082010.pdf>.
8. “Decreto 3930 de 2010”, consulta en línea, disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=40620>.
9. “Decreto 4728 de 2010”, consulta en línea, disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=41009>.
10. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, “Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Coastal Subcategory of the Oil and Gas

Extraction Point Source Category”, 40 CFR Part 435, Federal Register, Vol. 61, No. 242, December 1996.

11. EXXON MOBIL Design Practices, “Water Pollution Control”, December 2002.
12. FLUXOL, “Precios de Lista”, consulta en línea, disponible en <http://www.fluxol.com.mx/LISTA%20DE%20PRECIOS%20DE%20PRODUCTOS%20FLUXOL.pdf>.
13. GALARZA, M., “Análisis de la Efectividad de las Tasas Retributivas en Colombia. Estudio de Caso”, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2009.
14. GONZÁLEZ, H., “Precios de la Energía Eléctrica en Colombia”, consulta en línea, disponible en [http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/P/precios\\_de\\_la\\_energia\\_electrica\\_en\\_colombia/precios\\_de\\_la\\_energia\\_electrica\\_en\\_colombia.asp](http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/P/precios_de_la_energia_electrica_en_colombia/precios_de_la_energia_electrica_en_colombia.asp).
15. “Ley 9 de 1979”, consulta en línea, disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1177>.
16. “Ley 1333 de 2009”, consulta en línea, disponible en [http://cda.gov.co/apc-aa-files/.../Ley\\_1333\\_de\\_2009.pdf](http://cda.gov.co/apc-aa-files/.../Ley_1333_de_2009.pdf).
17. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, “Borrador de la modificación al Decreto 1594 de 1984 mediante el Decreto 3030 de 2010 – Revisión – V 4.0”, abril de 2012.
18. Mc. GRAW HILL, “Dictionary of Engineering”, 2nd edition, Mc Graw Hill, 2003.
19. NALCO CHEMICAL COMPANY, “Manual del Agua. Su Naturaleza, tratamiento y Aplicaciones”, 1ª edición, Ed. McGraw-Hill, 1982.
20. “Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-1996, que Establece los Límites Máximos Permisibles de Contaminantes en las Descargas de Aguas Residuales en Aguas y Bienes Nacionales”, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, 1996.

21. “Normas Oficiales para la Calidad del Agua en Venezuela. Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos”, 11 de octubre de 1995, consulta en línea, disponible en <http://www.bvsde.ops-oms.org/bvsacq/e/cd-cagua/ref/text/43.pdf>.
22. OSTROFF, AG., “Introduction to Oilfield Water Technology”, NACE, Houston, 1979.
23. PÉREZ J.J., “Manejo Integral de las Aguas Producidas en Campos Petroleros. Experiencia de Campo”, 1ª edición, Cargarphics S.A., 2009.
24. Resolución 1742 de 2009, consulta en línea, disponible en [http://www.corpamag.gov.co/archivos/normatividad/Resolucion1742\\_20090707.htm](http://www.corpamag.gov.co/archivos/normatividad/Resolucion1742_20090707.htm).
25. “Resumen de Salud Pública. Ácido Sulfhídrico. CAS # 7783-06-4”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Julio de 2006.
26. “Resumen de Salud Pública. Arsénico. CAS # 7440-38-2”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Agosto de 2007.
27. “Resumen de Salud Pública. Mercurio. CAS # 7439-97-6”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Marzo de 1999.
28. “Resumen de Salud Pública. Selenio. CAS # 7782-49-2”, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, ATSDR, Septiembre de 2003.
29. “Suministro de Gases Envasados, Nitrógeno Líquido y Mantenimiento de las Instalaciones Asociadas. Anexo I: Pliego de Prescripciones Técnicas”, consulta en línea, disponible en <http://www.ciemat.es/recursos/concursos/230290/prescripciones.pdf>.
30. “Tasas Retributivas por Vertimientos Puntuales 2007 – 2013”, consulta en línea, disponible en <http://www.minambiente.gov.co//contenido/contenido.aspx?catID=1296&conID=7918>.

VEIL J., PUDER M., ELCOCK D. & REDWEIK R., “A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and Coal Bed

Methane”, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory,  
January 2004.

**ANEXO A. PARÁMETROS LÍMITE PARA EL VERTIMIENTO EN CUERPOS  
DE AGUA EN VENEZUELA**

<b>PARÁMETROS FÍSICO-QUÍMICOS</b>	<b>LÍMITES MÁXIMOS O RANGOS</b>
Aceites minerales e hidrocarburos	20 mg/L
Aceites y grasas vegetales y animales	20 mg/L
Alquil-mercurio	No detectable
Aldehídos	2,0 mg/L
Aluminio total	5,0 mg/L
Arsénico total	5,0 mg/L
Bario total	5,0 mg/L
Boro	5,0 mg/L
Cadmio total	0,2 mg/L
Cianuro total	0,2 mg/L
Cloruros	1000 mg/L
Cobalto total	0,5 mg/L
Cobre total	1,0 mg/L
Color real	500 unidades de Pt-Co <sup>40</sup>
Cromo total	2,0 mg/L
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO <sub>5,20</sub> )	60 mg/L
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	350 mg/L
Detergentes	2,0 mg/L
Dispersantes	2,0 mg/L
Espuma	Ausente
Estaño	5,0 mg/L
Fenoles	0,5 mg/L
Fluoruros	5,0 mg/L
Fósforo total (expresado como fósforo)	10 mg/L
Hierro total	10 mg/L
Manganeso total	2,0 mg/L
Mercurio total	0,01 mg/L

<sup>40</sup> Platino – Cobalto.

<b>PARÁMETROS FÍSICO-QUÍMICOS</b>	<b>LÍMITES MÁXIMOS O RANGOS</b>
Nitrógeno total (expresado como nitrógeno)	40 mg/L
Nitritos + Nitratos (expresado como nitrógeno)	10 mg/L
pH	6 – 9
Plata total	0,1 mg/L
Plomo total	0,5 mg/L
Selenio	0,05 mg/L
Sólidos flotantes	Ausentes
Sólidos suspendidos	80 mg/L
Sólidos sedimentables	1,0 mL/L
Sulfatos	1000 mg/L
Sulfitos	2,0 mg/L
Sulfuros	0,5 mg/L
Zinc	5,0 mg/L

Fuente: “Normas Oficiales para la Calidad del Agua en Venezuela. Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos”, 11 de octubre de 1995.

**ANEXO B. PARÁMETROS LÍMITE PARA EL VERTIMIENTO EN RÍOS,  
MÉXICO<sup>41</sup>**

PARÁMETROS FÍSICO- QUÍMICOS	LÍMITES MÁXIMOS O RANGOS		
	Uso en Riego Agrícola	Uso Público Urbano	Protección de Vida Acuática
Temperatura (°C)	No es aplicable	40	40
Grasas y aceites (mg/L)	15	15	15
Materia flotante (mg/L)	Ausente	Ausente	Ausente
Sólidos sedimentables (mL/L)	1	1	1
Sólidos suspendidos totales (mg/L)	150	75	40
Demanda Bioquímica de Oxígeno (mg/L)	150	75	30
Nitrógeno total (mg/L)	40	40	15
Fósforo total (mg/L)	20	20	5
Arsénico (mg/L)	0,2	0,1	0,1
Cadmio (mg/L)	0,2	0,1	0,1
Cianuros (mg/L)	1,0	1,0	1,0
Cobre (mg/L)	4,0	4,0	4,0
Cromo (mg/L)	1,0	0,5	0,5
Mercurio (mg/L)	0,01	0,005	0,005
Níquel (mg/L)	2,0	2,0	2,0
Plomo (mg/L)	0,5	0,2	0,2
Zinc (mg/L)	10	10	10

Fuente: NOM-001-SERMANAT-1996, Op. Cit., Tablas 2 y 3.

<sup>41</sup> Los valores presentados corresponden a los promedios mensuales indicados en la referencia.

**ANEXO C. CALIDAD DEL AGUA PARA VERTIMIENTOS EN CUERPOS DE AGUA CONTINENTALES SUPERFICIALES (BORRADOR DEL DECRETO COLOMBIANO)**

PARÁMETRO	UNIDADES	VALORES LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES
<b>Generales</b>		
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O <sub>2</sub>	150,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO <sub>5</sub> )	mg/L O <sub>2</sub>	30,0
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	35,0
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,0
Material flotante	mg/L	0,5
Grasas y aceites	mg/L	10,0
Fenoles	mg/L	0,02
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	4,0
<b>Hidrocarburos</b>		
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	1,0
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)	mg/L	0,05
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	μg/L	20,0
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	0,05
<b>Nutrientes</b>		
Fósforo total (P)	mg/L	2,0
<b>Compuestos nitrogenados</b>		
Nitrógeno total (N)	mg/L	10,0
<b>Iones</b>		
Cianuro (CN <sup>-</sup> )	mg/L	0,1

<b>PARÁMETRO</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>VALORES LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES</b>
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/L	100,0
Fluoruros (F <sup>-</sup> )	mg/L	5,0
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	mg/L	250,0
Sulfuros (S <sup>2-</sup> )	mg/L	1,0
<b>Metales y Metaloides</b>		
Aluminio (Al)	mg/L	0,5
Arsénico (As)	mg/L	0,1
Bario (Ba)	mg/L	0,5
Boro (B)	mg/L	0,5
Cadmio (Cd)	mg/L	0,01
Cinc (Zn)	mg/L	0,5
Cobre (Cu)	mg/L	0,5
Cromo (Cr)	mg/L	0,2
Estaño (Sn)	mg/L	1,0
Hierro (Fe)	mg/L	1,0
Litio (Li)	mg/L	0,1
Magnesio (Mg)	mg/L	Pendiente de definición
Manganeso (Mn)	mg/L	0,1
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01
Molibdeno (Mo)	mg/L	0,01
Níquel (Ni)	mg/L	0,5
Plata (Ag)	mg/L	0,5
Plomo (Pb)	mg/L	0,1
Selenio (Se)	mg/L	0,1
Vanadio (V)	mg/L	0,5

Fuente: MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, “Borrador de la modificación al Decreto 1594 de 1984 mediante el Decreto 3030 de 2010 – Revisión – V 4.0”, artículo 30.

Además de los parámetros indicados, el artículo 18 presenta los valores límite máximos en cuanto a pH y temperatura para el vertimiento en cuerpos de agua superficiales. Estos se presentan en la Tabla 21.

**Tabla 21. Parámetros límite de pH y temperatura para vertimientos en cuerpos de agua superficiales**

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR LÍMITE MÁXIMO PERMISIBLE
Ph	Unidades de pH	6,0 a 8,5
Temperatura	°C	La diferencia de temperatura en todo momento entre el vertimiento y el cuerpo de agua superficial receptor (aguas arriba del punto de vertimiento y por fuera de la influencia de la zona de mezcla), debe ser menor a 5,0°C en función valor absoluto.

Fuente: MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Op. Cit., artículo 18.

**ANEXO D. ESTIMADO DE COSTOS DEL SEPARADOR API Y LA PISCINA DE OXIDACIÓN**

**Tabla 22. Estimado de costos separador API**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>COSTO UNITARIO (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
Excavación	387	m <sup>3</sup>	\$ 15.000,00	\$ 5.812.500,00	\$ 3.229
Concreto C	139	m <sup>3</sup>	\$ 1.148.000,00	\$ 159.801.600,00	\$ 88.778
Concreto clase F	7,75	m <sup>3</sup>	\$ 671.379,00	\$ 5.203.187,25	\$ 2.890
Acero	13920	Kg	\$ 7.200,00	\$ 100.224.000,00	\$ 55.680
Estructura metalica	3000	Kg	\$ 15.000,00	\$ 45.000.000,00	\$ 25.000
Juntas de construcción	72	MI	\$ 87.000	\$ 6.264.000,00	\$ 3.480
Relleno clase 6	93	m <sup>3</sup>	\$ 51.000,00	\$ 4.743.000,00	\$ 2.635
Transporte	12012	m <sup>3</sup> -km	\$ 1.800,00	\$ 21.622.500,00	\$ 12.012
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 348.670.787,25</b>	<b>\$ 193.706</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 23. Estimado de costos piscinas de oxidación**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>COSTO UNITARIO (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
Excavación	41440	m <sup>3</sup>	\$ 15.000	\$ 621.600.000	\$ 345.333
Relleno Conformación taludes	4144	m <sup>3</sup>	\$ 25.000	\$ 103.600.000	\$ 57.555

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>COSTO UNITARIO (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (COP)</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
Concreto	1448,64	m <sup>3</sup>	\$ 1.148.000	\$ 1.663.038.720	\$ 923.910
Geomembrana	15693,6	m <sup>2</sup>	\$ 45.000	\$ 706.212.000	\$ 392.340
Acero refuerzo	57945,6	kg	\$ 7.200	\$ 417.208.320	\$ 231.782
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 3.511.659.040,00</b>	<b>\$ 1.950.922</b>

Fuente: Elaboración propia.

**ANEXO E. CÁLCULO DE LA TASA RETRIBUTIVA POR VERTIMIENTO EN  
EL RÍO MAGDALENA DE LAS AGUAS PRODUCIDAS EN EL CAMPO  
SILVERIO**

Tal como se indicó en el capítulo 4.2.2, se requiere calcular el monto total que deberá pagar el operador del Campo Silverio dentro de las tasas retributivas por el uso del Río Magdalena como receptor del vertimiento del agua producida. Dicho cálculo se basa en el Decreto 2667 del 2012.

1. Carga contaminante diaria.

Se debe determinar la carga contaminante diaria de acuerdo con el flujo de agua vertida y el contenido de la sustancia contaminante, tal como lo establece el artículo 3.

**Ecuación 1. Carga contaminante diaria<sup>42</sup>**

$$Cc = Q \times C \times 0,036 \times t$$

Donde:

Cc: Carga contaminante, en kg/día.

Q: Caudal promedio de agua vertida, en L/s.

C: Concentración del elemento, sustancia o compuesto contaminante, en mg/L.

0,036: factor de conversión de unidades (de mg/s a kg/h).

t: Tiempo de vertimiento del usuario, en horas por día.

En la Tabla 24 y en la Tabla 25 se presenta el cálculo de las cargas contaminantes para los primeros tres años de operación del campo Silverio.

---

<sup>42</sup> Artículo 3, Decreto 2667 de 2012.

**Tabla 24. Cálculo de la carga contaminante DBO<sub>5</sub>**

Año	Q (L/s)	C (ppm)	t (h/día)	Cc (kg/día)	Cc (kg/año)
1	205	13.5	24	239	87296
2	239	13.5	24	279	101845
3	273	13.5	24	319	116394

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 25. Cálculo de la carga contaminante SST**

Año	Q (L/s)	C (ppm)	t (h/día)	Cc (kg/día)	Cc (kg/año)
1	649	324	24	18177	6634476
2	683	324	24	19133	6983658
3	683	324	24	19133	6983658

Fuente: Elaboración propia.

2. Cálculo de la tarifa de la tasa retributiva para vertimientos puntuales.<sup>43</sup>

Este cálculo considera la tarifa mínima (Tm) de la tasa retributiva, establecida anualmente por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y el factor regional (FR), “factor multiplicador que se aplica a la tarifa mínima y representa los costos sociales y ambientales de los efectos causados por los vertimientos puntuales al recurso hídrico. Este factor se calcula para cada uno de los elementos, sustancias o parámetros objeto del cobro de la tasa y contempla la relación entre la carga contaminante total vertida en el periodo analizado y la meta global de carga contaminante establecida”.<sup>44</sup>

**Ecuación 2. Cálculo del factor regional**

$$FR_1 = FR_0 + \left( \frac{Cc}{Cm} \right)$$

Donde:

<sup>43</sup> *Ibíd.*, Capítulo IV.

<sup>44</sup> Artículo 16, Decreto 2667 de 2012.

FR<sub>1</sub>: Factor regional ajustado.

FR<sub>0</sub>: Factor regional del año inmediatamente anterior. Para el primer año de cada quinquenio, FR<sub>0</sub> = 0.

Cc: Total de carga contaminante vertida, expresada en kg/año.

Cm: Meta global de carga contaminante para el cuerpo de agua, expresada en kg/año.

De acuerdo con lo anterior, la tarifa de la tasa retributiva para el vertimiento de un contaminante puntual se calcula como el producto entre la tarifa mínima y el factor regional (Tm\*FR).

Para el caso de estudio del Campo Silverio, la meta de carga contaminante establecida consiste en la reducción del 5% para carga por DBO<sub>5</sub> y de 10% para SST. Asumiendo que la concentración de cada contaminante se mantuvo constante en el tiempo, en la Tabla 26 y en la Tabla 27 se presentan los resultados de factor regional tanto para DBO<sub>5</sub> como SST.

**Tabla 26. Factor regional por carga contaminante de DBO<sub>5</sub>**

Año	Cc (kg/año)	CcM (kg/año)	FR
1	87296	87296	1.00
2	101845	82931	2.23
3	116394	78784	3.71

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 27. Factor regional por carga contaminante de SST**

Año	Cc (kg/año)	CcM (kg/año)	FR
1	6634476	6634476	1.00
2	6983658	5971028	2.17
3	6983658	5373925	3.47

Fuente: Elaboración propia.

### 3. Cálculo del monto total.

Teniendo en cuenta lo anterior, el monto a pagar por concepto de la tasa retributiva se calcula como se indica en la Ecuación 3.

#### **Ecuación 3. Monto total por concepto de la tasa retributiva<sup>45</sup>**

$$MP = \sum_{i=1}^n Tm_i \times FR_i \times C$$

Donde:

MP: Total del monto a pagar.

Tm<sub>i</sub>: Tarifa mínima del parámetro i (según se indicó en la sección 4.2.2, para el año 2013 las tarifas mínimas son de COP\$116,26 / kg de DBO<sub>5</sub> vertido y COP\$49,72 / kg de SST vertido).

FR<sub>i</sub>: Factor regional del parámetro i.

Ci: Carga contaminante del parámetro i.

n: Total de parámetros sujetos del cobro.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 28 se presenta el monto total a pagar por concepto de tasa retributiva durante los tres primeros años de operación del Campo Silverio.

**Tabla 28. Monto total tasa retributiva Campo Silverio**

Año	DBO <sub>5</sub>		SST		MP (COP)
	Cc (kg/año)	Tr (COP/kg)	Cc (kg/año)	Tr (COP/kg)	
1	87296	\$ 116,26	6634476	\$ 49,72	\$ 340,015,125.50
2	101845	\$ 259,04	6983658	\$ 107,87	\$ 779,723,001.66
3	116394	\$ 430,80	6983658	\$ 172,49	\$ 1,254,721,475.84

Fuente: Elaboración propia.

<sup>45</sup> Artículo 18, Decreto 2667 de 2012.

El monto total se incluye dentro de los OPEX anuales durante los primeros tres años, en la evaluación financiera del proyecto.

**ANEXO F. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA VERTIMIENTO EN CUERPO DE AGUA SUPERFICIAL**

Año	Producción diaria (BOPD)	Producción anual crudo (bbl)	Producción de agua (BWPD)	BSW	Fluido total (BPD)	Producción anual agua (bbl)	Ingresos (USD)	Regalías (USD)	Ingreso Neto (USD)	CAPEX (USD)	OPEX (USD)
1	11187	4083310	113	1%	11300	41246	\$ 244.998.585	\$ 17.002.217	\$ 227.996.368	\$ (22.714.067,75)	\$ 52.765
2	23948	8740927	1481	6%	25428	540405	\$ 524.455.636	\$ 42.017.344	\$ 482.438.292	\$ (27.256.881,30)	\$ 117.926
3	52761	19257804	18685	26%	71446	6820041	\$ 1.155.468.222	\$ 120.537.670	\$ 1.034.930.553	\$ (4.542.813,55)	\$ 375.302
4	58092	21203649	69342	54%	127434	25309941	\$ 1.272.218.923	\$ 138.414.160	\$ 1.133.804.763	\$ -	\$ 475.855.216
5	45660	16665894	88234	66%	133894	32205287	\$ 999.953.647	\$ 98.349.828	\$ 901.603.820	\$ -	\$ 605.225.704
6	35562	12980113	95799	73%	131361	34966784	\$ 778.806.776	\$ 69.992.954	\$ 708.813.822	\$ -	\$ 657.036.916
7	27948	10201035	101586	78%	129534	37079053	\$ 612.062.088	\$ 51.092.712	\$ 560.969.376	\$ -	\$ 696.667.304
8	22388	8171722	104800	82%	127188	38251911	\$ 490.303.345	\$ 38.638.922	\$ 451.664.423	\$ -	\$ 718.672.459
9	18399	6715521	105599	85%	123998	38543758	\$ 402.931.242	\$ 30.403.135	\$ 372.528.107	\$ -	\$ 724.148.096
10	15408	5623802	105976	87%	121384	38681409	\$ 337.428.092	\$ 24.612.831	\$ 312.815.261	\$ -	\$ 726.730.716
11	13096	4779929	106771	89%	119867	38971426	\$ 286.795.749	\$ 20.362.609	\$ 266.433.140	\$ -	\$ 732.172.009
12	11413	4165893	106395	90%	117808	38834090	\$ 249.953.564	\$ 17.393.584	\$ 232.559.980	\$ -	\$ 729.595.309
13	10251	3741762	104456	91%	114707	38126337	\$ 224.505.722	\$ 15.403.602	\$ 209.102.119	\$ -	\$ 716.316.447
14	9374	3421671	102469	92%	111843	37401148	\$ 205.300.249	\$ 13.934.658	\$ 191.365.591	\$ -	\$ 702.710.452
15	8618	3145700	100942	92%	109560	36843648	\$ 188.741.985	\$ 12.690.901	\$ 176.051.084	\$ -	\$ 692.250.637
		<b>132898730</b>					<b>\$ 7.973.923.824,66</b>		<b>\$ 7.263.076.699,67</b>	<b>\$ (54.513.762,60)</b>	<b>\$ 8.177.927.257,12</b>

DEPRECIACIÓN A 5 AÑOS (USD)	COSTOS TOTALES (USD)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (USD)	IMPUESTO 30% (USD)	UTILIDAD NETA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	VALOR PRESENTE CAPEX	VALOR PRESENTE OPEX
\$ -	\$ 52.765	\$ 227.943.602	\$ 68.383.081	\$ 159.560.521,64	\$ 136.846.453,89	\$ 20.649.152,50	\$ 47.968,53
\$ -	\$ 117.926	\$ 482.320.366	\$ 144.696.110	\$ 337.624.256,41	\$ 310.367.375,11	\$ 47.305.331,18	\$ 204.664,53
\$ 10.902.753	\$ 11.278.055	\$ 1.023.652.498	\$ 307.095.749	\$ 716.556.748,57	\$ 722.916.687,54	\$ 11.297.304,92	\$ 933.321,08
\$ 10.902.753	\$ 486.757.968	\$ 647.046.795	\$ 194.114.038	\$ 452.932.756,25	\$ 463.835.508,77	\$ 0,00	\$ 1.508.397.006,31
\$ 10.902.753	\$ 616.128.456	\$ 285.475.364	\$ 85.642.609	\$ 199.832.754,46	\$ 210.735.506,98	\$ 0,00	\$ 2.294.281.590,92
\$ 10.902.753	\$ 667.939.668	\$ 40.874.154	\$ 12.262.246	\$ 28.611.907,57	\$ 39.514.660,09	\$ 0,00	\$ 2.861.567.058,13
\$ 10.902.753	\$ 707.570.057	\$ (146.600.681)	\$ -	\$ (146.600.680,56)	\$ (135.697.928,04)	\$ 0,00	\$ 3.391.668.214,31
\$ -	\$ 718.672.459	\$ (267.008.036)	\$ -	\$ (267.008.035,61)	\$ (267.008.035,61)	\$ 0,00	\$ 3.834.064.528,20
\$ -	\$ 724.148.096	\$ (351.619.989)	\$ -	\$ (351.619.989,46)	\$ (351.619.989,46)	\$ 0,00	\$ 4.170.386.132,06
\$ -	\$ 726.730.716	\$ (413.915.455)	\$ -	\$ (413.915.454,90)	\$ (413.915.454,90)	\$ 0,00	\$ 4.465.445.650,32
\$ -	\$ 732.172.009	\$ (465.738.868)	\$ -	\$ (465.738.868,40)	\$ (465.738.868,40)	\$ 0,00	\$ 4.755.501.863,27
\$ -	\$ 729.595.309	\$ (497.035.329)	\$ -	\$ (497.035.329,19)	\$ (497.035.329,19)	\$ 0,00	\$ 4.971.237.592,19
\$ -	\$ 716.316.447	\$ (507.214.327)	\$ -	\$ (507.214.327,19)	\$ (507.214.327,19)	\$ 0,00	\$ 5.088.250.874,00
\$ -	\$ 702.710.452	\$ (511.344.860)	\$ -	\$ (511.344.860,17)	\$ (511.344.860,17)	\$ 0,00	\$ 5.176.648.269,07
\$ -	\$ 692.250.637	\$ (516.199.553)	\$ -	\$ (516.199.552,98)	\$ (516.199.552,98)	\$ 0,00	\$ 5.265.313.382,85
	<b>\$ 8.232.441.019,72</b>	<b>\$ (969.364.320)</b>		<b>\$ (969.364.320,05)</b>		<b>\$ 79.251.788,60</b>	<b>\$ 47.783.948.115,78</b>

**VPN \$ 164.349.176,11**

<b>OPEX/BBL agua</b>	\$ 18,79
<b>OPEX / bbl crudo</b>	\$ 61,54
<b>CAPEX / bbl crudo</b>	\$ 0,41
<b>B/C</b>	0,8823

**ANEXO G. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA REINYECCIÓN**

Año	Producción diaria (BOPD)	Producción anual crudo (bbl)	Producción de agua (BWPD)	Producción anual agua (bbl)	Ingresos (USD)	Regalías (USD)	Ingreso Neto (USD)	CAPEX (USD)
1	11187,15	4083309,75	113	41246	\$ 244.998.585	\$ 17.002.217	\$ 227.996.368	\$ (86.151.361)
2	23947,74592	8740927,261	1481	540405	\$ 524.455.636	\$ 42.017.344	\$ 482.438.292	\$ (67.764.992)
3	52761,10605	19257803,71	18685	6820041	\$ 1.155.468.222	\$ 120.537.670	\$ 1.034.930.553	\$ (10.106.944)
4	58092,18824	21203648,71	69342	25309941	\$ 1.272.218.923	\$ 138.414.160	\$ 1.133.804.763	\$ -
5	45659,9839	16665894,12	88234	32205287	\$ 999.953.647	\$ 98.349.828	\$ 901.603.820	\$ -
6	35561,95326	12980112,94	95799	34966784	\$ 778.806.776	\$ 69.992.954	\$ 708.813.822	\$ -
7	27948,04054	10201034,8	101586	37079053	\$ 612.062.088	\$ 51.092.712	\$ 560.969.376	\$ -
8	22388,28059	8171722,416	104800	38251911	\$ 490.303.345	\$ 38.638.922	\$ 451.664.423	\$ -
9	18398,68685	6715520,7	105599	38543758	\$ 402.931.242	\$ 30.403.135	\$ 372.528.107	\$ -
10	15407,67542	5623801,527	105976	38681409	\$ 337.428.092	\$ 24.612.831	\$ 312.815.261	\$ -
11	13095,6963	4779929,149	106771	38971426	\$ 286.795.749	\$ 20.362.609	\$ 266.433.140	\$ -
12	11413,40473	4165892,727	106395	38834090	\$ 249.953.564	\$ 17.393.584	\$ 232.559.980	\$ -
13	10251,40281	3741762,025	104456	38126337	\$ 224.505.722	\$ 15.403.602	\$ 209.102.119	\$ -
14	9374,440607	3421670,822	102469	37401148	\$ 205.300.249	\$ 13.934.658	\$ 191.365.591	\$ -
15	8618,355494	3145699,755	100942	36843648	\$ 188.741.985	\$ 12.690.901	\$ 176.051.084	\$ -
		<b>132898730,4</b>			<b>\$ 7.973.923.825</b>		<b>\$ 7.263.076.700</b>	<b>\$ (164.023.297)</b>

OPEX (USD)	DEPRECIACIÓN A 5 AÑOS (USD)	COSTOS TOTALES (USD)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (USD)	IMPUESTO 30% (USD)	UTILIDAD NETA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	VALOR PRESENTE CAPEX	VALOR PRESENTE OPEX
\$ 52.765	\$ -	\$ 52.765	\$ 227.943.602	\$ 68.383.081	\$ 159.560.521,64	\$ 73.409.160,80	\$ 78.319.418,94	\$ 47.968,53
\$ 117.926	\$ -	\$ 117.926	\$ 482.320.366	\$ 144.696.110	\$ 337.624.256,41	\$ 269.859.264,50	\$ 117.608.663,64	\$ 204.664,53
\$ 375.302	\$ 32.804.659	\$ 33.179.962	\$ 1.001.750.591	\$ 300.525.177	\$ 701.225.413,79	\$ 723.923.129,18	\$ 25.134.473,68	\$ 933.321,08
\$ 426.321.257	\$ 32.804.659	\$ 459.125.916	\$ 674.678.847	\$ 202.403.654	\$ 472.275.192,83	\$ 505.079.852,17	\$ 0,00	\$ 1.351.381.020,99
\$ 541.877.608	\$ 32.804.659	\$ 574.682.267	\$ 326.921.553	\$ 98.076.466	\$ 228.845.086,85	\$ 261.649.746,18	\$ 0,00	\$ 2.054.142.466,97
\$ 588.156.436	\$ 32.804.659	\$ 620.961.096	\$ 87.852.726	\$ 26.355.818	\$ 61.496.908,51	\$ 94.301.567,85	\$ 0,00	\$ 2.561.574.612,38
\$ 623.555.105	\$ 32.804.659	\$ 656.359.765	\$ (95.390.388)	\$ -	\$ (95.390.388,33)	\$ (62.585.729,00)	\$ 0,00	\$ 3.035.727.408,71
\$ 643.560.557	\$ -	\$ 643.560.557	\$ (191.896.134)	\$ -	\$ (191.896.133,64)	\$ (191.896.133,64)	\$ 0,00	\$ 3.433.348.074,61
\$ 648.101.507	\$ -	\$ 648.101.507	\$ (275.573.401)	\$ -	\$ (275.573.400,80)	\$ (275.573.400,80)	\$ 0,00	\$ 3.732.432.016,79
\$ 650.408.356	\$ -	\$ 650.408.356	\$ (337.593.095)	\$ -	\$ (337.593.094,99)	\$ (337.593.094,99)	\$ 0,00	\$ 3.996.477.788,20
\$ 655.268.629	\$ -	\$ 655.268.629	\$ (388.835.489)	\$ -	\$ (388.835.489,06)	\$ (388.835.489,06)	\$ 0,00	\$ 4.256.009.722,96
\$ 652.967.069	\$ -	\$ 652.967.069	\$ (420.407.089)	\$ -	\$ (420.407.088,97)	\$ (420.407.088,97)	\$ 0,00	\$ 4.449.116.378,34
\$ 641.456.119	\$ -	\$ 641.456.119	\$ (432.353.999)	\$ -	\$ (432.353.999,40)	\$ (432.353.999,40)	\$ 0,00	\$ 4.556.491.300,30
\$ 628.952.967	\$ -	\$ 628.952.967	\$ (437.587.376)	\$ -	\$ (437.587.375,93)	\$ (437.587.375,93)	\$ 0,00	\$ 4.633.299.935,05
\$ 619.610.048	\$ -	\$ 619.610.048	\$ (443.558.964)	\$ -	\$ (443.558.964,20)	\$ (443.558.964,20)	\$ 0,00	\$ 4.712.803.289,15
<b>\$ 7.320.781.653</b>		<b>\$ 7.484.804.949</b>	<b>\$ (221.728.250)</b>		<b>\$ (221.728.249,57)</b>		<b>\$221.062.556,26</b>	<b>\$ 42.773.989.968,60</b>

**VPN \$ 408.769.256,97**

<b>OPEX/BBL</b>	\$	16,81
<b>OPEX / bbl crudo</b>	\$	55,09
<b>CAPEX / bbl crudo</b>	\$	1,23
<b>B/C</b>		0,9704