

**PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA DISMINUIR EL COSTO DE LA
DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO**

CINDY TATIANA QUINTERO PRADA

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

2017

**PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA DISMINUIR EL COSTO DE LA
DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO**

CINDY TATIANA QUINTERO PRADA

**Trabajo de grado para optar al título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Director

**EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
M.Sc. ingeniería de hidrocarburos**

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

2017

DEDICATORIA

En primera instancia dedico este logro a Dios que me ha dado la vida, la sabiduría, la salud y la fortaleza para terminar este proyecto, logrando un escalón más en mi vida.

También quiero dedicarlo a las personas que amo con todo mi corazón:

Sara Valentina, mi hija, que es mi motivo de lucha constante e inspiración y me impulsa a ser mejor cada día.

Mi esposo, Carlos Gómez, por su amor, que sin su apoyo y compromiso no habría sido posible dar este paso hacia adelante.

Zenaida Prada mi madre, que siempre está apoyándome y con su gran amor hizo de mí no sólo una ingeniera sino una gran persona.

Y a mi padre Yesith Quintero, que está siempre ahí dispuesto a apoyarme.

TABLA DE CONTENIDO

| | pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 18 |
| 1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN | 19 |
| 1.1 AGUA DE FORMACIÓN | 19 |
| 1.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN ... | 20 |
| 1.2.1 Cationes..... | 21 |
| 1.2.2 Aniones..... | 22 |
| 1.2.3 pH..... | 22 |
| 1.2.4 Sólidos en suspensión..... | 23 |
| 1.2.5 Sólidos disueltos..... | 23 |
| 1.2.6 Gases disueltos..... | 23 |
| 1.2.7 Contenido de petróleo..... | 23 |
| 1.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO | 24 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1.3.1 | Determinación de parámetros <i>in situ</i> | 29 |
| 1.3.2 | Caracterización fisicoquímica... .. | 30 |
| 1.3.3 | Caracterización microbiológica. | 32 |
| 1.3.4 | Compatibilidad química con crudo, pruebas de emulsión y resolución de la mezcla agua-crudo..... | 33 |
| 2 | NORMAS AMBIENTALES VIGENTES PARA EL VERTIMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES | 36 |
| 2.1 | DECRETO 1594 DE 1984, USOS DEL AGUA Y RESIDUOS LÍQUIDOS | 37 |
| 2.2 | DECRETO 3930 DE 2010, USOS DEL AGUA Y RESIDUOS LÍQUIDOS..... | 39 |
| 2.2.1 | Artículo 27, de la reinyección de residuos líquidos. | 39 |
| 2.2.3 | Artículo 76, régimen de transición. | 39 |
| 2.3 | RESOLUCIÓN 631 DE 2015 | 40 |
| 3 | TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN | 45 |
| 3.1 | ETAPAS DE TRATAMIENTO | 46 |

| | | |
|--------------|--|-----------|
| 3.1.1 | Tratamiento primario..... | 46 |
| 3.1.2 | Tratamiento secundario. | 46 |
| 3.1.3 | Tratamiento terciario. | 46 |
| 3.2 | SISTEMAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA | 47 |
| 3.3 | MECANISMOS Y EQUIPOS UTILIZADOS PARA EL TRATAMIENTO | 48 |
| 3.3.1 | Separación gravitacional. | 49 |
| 3.3.2 | Coalescencia. | 52 |
| 3.3.3 | Flotación. | 54 |
| 3.3.4 | Fuerza centrífuga. | 56 |
| 3.3.5 | Piscinas..... | 58 |
| 3.3.6 | Filtración. | 59 |
| 3.3.7 | Membranas..... | 61 |
| 3.3.8 | Separacion electroquímica..... | 64 |
| 3.3.9 | Evaporación. | 67 |
| 3.4 | DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN | 69 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.4.1 | Vertimiento..... | 69 |
| 3.4.2 | Inyección de agua como método de recobro. | 70 |
| 3.4.3 | Inyección subterránea para almacenamiento y posterior uso. | 71 |
| 3.4.4 | Inyección de agua en pozo disposal..... | 72 |
| 4. | FACILIDADES PARA TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN | 80 |
| 4.1 | MANEJO ACTUAL DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN | 80 |
| 4.2 | ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA..... | 83 |
| 4.2.1 | Ósmosis inversa..... | 84 |
| 4.2.2 | Electrodialisis inversa..... | 85 |
| 4.2.3 | Evaporación térmica. | 85 |
| 4.2.4 | Inyección..... | 87 |
| 4.3 | ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PROPUESTA..... | 88 |
| 4.4 | DISEÑO DE LAS FACILIDADES PARA LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN POZO <i>DISPOSAL</i> | 89 |

| | | |
|--------------|---|------------|
| 5 | COMPARACIÓN ECONÓMICA..... | 92 |
| 5.1 | COSTO ACTUAL..... | 92 |
| 5.2 | COSTO PROYECTADO A TRES AÑOS..... | 93 |
| 5.3 | COSTO DE LA ALTERNATIVA DE TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN | 94 |
| 5.3.1 | Inyección de agua con facilidades compradas..... | 94 |
| 5.3.2 | Inyección de agua con facilidades alquiladas..... | 96 |
| 5.4 | COMPARACIÓN DE COSTOS..... | 97 |
| 6. | CONSLUSIONES..... | 100 |
| 7. | RECOMENDACIONES..... | 102 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 103 |
| | ANEXOS..... | 108 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--|-----------|
| Figura 1. Esquema típico de los fluidos presentes en un yacimiento..... | 19 |
| Figura 2. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua – crudo del pozo 1..... | 34 |
| Figura 3. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua – crudo del pozo 2..... | 34 |
| Figura 4. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua - crudo del Gun Barrel..... | 34 |
| Figura 5. Esquema típico de producción y distribución de agua..... | 45 |
| Figura 6. Sistema general de tratamiento de aguas..... | 47 |
| Figura 7. Skim Tank..... | 50 |
| Figura 8. Diagrama típico de un separador API..... | 51 |
| Figura 9. Vista longitudinal del paquete PPI en un separador API..... | 53 |
| Figura 10. Esquema de un separador de flujo transversal..... | 54 |
| Figura 11. Esquema de unidad de flotación tipo gas disuelto..... | 55 |

| | |
|--|-----------|
| Figura 12. Unidad de flotación tipo gas disperso con eductor hidráulico. | 55 |
| Figura 13. Sección transversal de una celda de una unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico. | 56 |
| Figura 14. Hidrociclón. | 57 |
| Figura 15. Proceso de filtrado con filtro de lecho. | 60 |
| Figura 16. Comparación de tecnologías de membranas..... | 62 |
| Figura 17. Funcionamiento de la ósmosis y la ósmosis inversa..... | 64 |
| Figura 18. Esquema funcionamiento de una membrana de electrodiálisis. | 65 |
| Figura 19. Inyección de agua para el recobro mejorado de petróleo. | 70 |
| Figura 20. Diagrama de proceso..... | 81 |
| Figura 21. Producción de agua acumulada mensual de los años 2014, 2015 y 2016 | 82 |
| Figura 22. Facilidades propuestas para tratamiento y disposición del agua. | 91 |
| Figura 23. Comparación de costos de alternativas frente a la situación actual del tratamiento del agua | 99 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|---|-----------|
| Tabla 1. Características del agua de producción año 2014..... | 24 |
| Tabla 2. Características del agua de producción año 2015..... | 25 |
| Tabla 3. Características del agua de producción año 2016..... | 26 |
| Tabla 4. Variables fisicoquímicas medidas en campo y laboratorio. | 28 |
| Tabla 5. Resultados de la caracterización fisicoquímica in situ de las muestras tomadas en campo..... | 30 |
| Tabla 6. Resultados de análisis fisicoquímicos de 3 muestras del agua del campo. | 30 |
| Tabla 7. Resultados de caracterización microbiológica..... | 33 |
| Tabla 8. Compatibilidad química y tiempo de separación del crudo y el agua proveniente del campo..... | 33 |
| Tabla 9. Normas que se deben cumplir en todo vertimiento a un cuerpo de agua..... | 38 |
| Tabla 10. Concentraciones para el control de la carga de sustancias de interés sanitario. | 38 |

| | |
|--|-----------|
| Tabla 11. Parámetros fisicoquímicos y valores máximos permisibles. | 40 |
| Tabla 12. Métodos y equipos para tratamiento de agua de producción. | 48 |
| Tabla 13. Rangos de aplicabilidad de los parámetros involucrados en el proceso de inyección de agua. | 76 |
| Tabla 14. Normatividad de la calidad del agua de inyección. | 78 |
| Tabla 15. Gasto anual actual por tratamiento y disposición de agua de producción. | 92 |
| Tabla 16. Costo proyectado del tratamiento y disposición de agua con terceros. | 93 |
| Tabla 17. Inversión construcción de facilidades propias. | 94 |
| Tabla 18. Gasto anual para operación de facilidades propias. | 95 |
| Tabla 19. Costo proyectado del tratamiento de agua con facilidades compradas. | 95 |
| Tabla 20. Inversión construcción de facilidades en alquiler. | 96 |
| Tabla 21. Gasto anual para operación de facilidades en alquiler. | 96 |
| Tabla 22. Costo proyectado del tratamiento y disposición de agua con facilidades en alquiler. | 97 |
| Tabla 23. Comparación de costos de alternativas frente a la situación actual del tratamiento del agua. | 98 |

LISTA DE ANEXOS

| | pág. |
|---|-------------|
| Anexo A. Análisis de aniones y cationes del agua de producción de los años 2014, 2015 y 2016. | 108 |
| Anexo B. Soporte de los análisis fisicoquímicos de las muestras..... | 117 |

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA DISMINUIR EL COSTO DE LA DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO*.

AUTOR: CINDY TATIANA QUINTERO PRADA**

PALABRAS CLAVE: Agua de producción, disposición, facilidades de producción, inyección, normatividad y tratamiento.

DESCRIPCIÓN:

Dentro de los problemas más comunes que se presentan en la producción de hidrocarburos a nivel mundial es la disposición de las aguas asociadas a la producción, las cuales pueden causar un impacto ambiental negativo en las fuentes hídricas si no se hace el tratamiento adecuado. Adicionalmente, el costo generado por el tratamiento del agua producida para dar cumplimiento a las especificaciones fisicoquímicas de la normatividad técnica y ambiental vigente, reduce la rentabilidad de los campos a tal punto que puede llegar a anularla.

El campo petrolero base de este estudio, actualmente tiene una producción promedio de 2500 barriles de agua diaria, los cuales deben ser tratados, dicho tratamiento presenta unos costos elevados debido a que es realizado por terceros. Este proyecto se orientó a desarrollar una propuesta técnico económica para disminuir el costo de la disposición final del agua de producción, buscando una nueva alternativa que permita cumplir con los requisitos exigidos por la nueva norma técnica y ambiental vigente.

Al revisar las propiedades y características del agua de producción recopiladas a través de los resultados de las pruebas de laboratorio, el parámetro de calidad de agua más relevante para este caso en específico fueron los cloruros, motivo por el cual se identificó entre diferentes opciones de tratamientos, llevar el agua de producción a condiciones de inyección y se plantearon las facilidades para el tratamiento adecuado y su disposición final en un pozo *disposal*, dando así cumplimiento a las normas ambientales y disminuyendo el costo del proceso.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Edison Odilio García Navas, Magister en ingeniería de hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL PROPOSAL TO REDUCE THE FINAL DISPOSAL COST OF A PRODUCTION WATER IN A COLOMBIA FIELD.*

AUTHOR: CINDY TATIANA QUINTERO PRADA**

KEYWORDS: Production water, disposal, production facilities, injection, regulation and treatment.

DESCRIPTION:

The most common problems that occur in a hydrocarbons worldwide production is production water disposal, that causes negative environmental impact in the water sources if the proper treatment is not done. Moreover, the water treatment costs generated to comply with physicochemical specifications of the environmental and technical regulation in force could to reduce the profitability of the field or even cancel it.

The oil field under study, now has a production average of 2500 BWPD which must be treated by third parties thus presents very high cost treatment. This project was oriented to develop a technical and economical proposal to reduce the final cost of production water disposal, searching for a new alternative that complies with the requirements of the environmental and technical regulation in force.

By reviewing the properties and characteristics of the production water by collecting laboratory tests, the most relevant parameter for water quality was chlorides, reason for which were identified distinct options treatment offering an appropriate production water conditions for injection and appropriate treatment facilities, consequently a disposal well was considered thus complying with the environmental norms and reducing the process cost.

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Edison Odilio Navas García, Magister in hydrocarbon engineering.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se presenta una gran problemática en cuanto a la disposición de las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos a causa del impacto ambiental que esto genera en las fuentes hídricas.

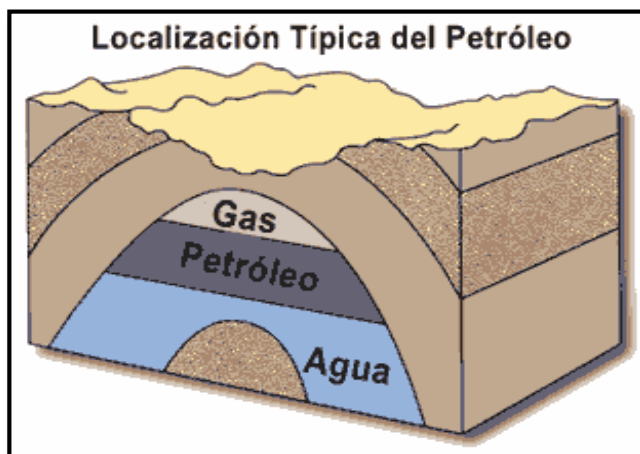
A causa de la alta producción de agua que tiene el campo colombiano estudiado, el costo elevado que presenta el tratamiento y disposición de aguas realizado por terceros, además del pago de transporte adicional por la espera en el cargue y descargue del agua que se genera por la poca disponibilidad de la planta de tratamiento, se pretende dar una solución la cual implica realizar una investigación en la que se defina que tecnología se puede adoptar para hacer la disposición y tratamiento del agua producida directamente en el campo, y así beneficiar a la empresa disminuyendo los costos que esto ocasiona.

Debido a las posibles pérdidas económicas que se pueden tener por costear el transporte en la espera de la disponibilidad de la planta de tratamiento de agua de terceros, la presente monografía tiene como propósito plantear las facilidades de producción adecuadas para tratar el agua de producción y disponerla, cumpliendo las normas ambientales vigentes y así disminuir los costos generados por el tratamiento y disposición hecho por terceros, además se hará una comparación de los costos actuales frente a la propuesta planteada.

1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es aquella que está presente en el yacimiento con los hidrocarburos y es producida conjuntamente a la superficie. En la Figura 1 se muestran los fluidos típicos que se encuentran en un yacimiento.

Figura 1. Esquema típico de los fluidos presentes en un yacimiento.



Fuente: FORERO, Jorge Enrique, Agua, generalidades y fundamentos de tratamiento. En: ASEDUIS BOGOTA (2016; Bogotá). Memorias de clase de sistemas de tratamiento de agua. 47 p.

1.1 AGUA DE FORMACIÓN

El agua que se encuentra con el gas y el petróleo en los yacimientos de hidrocarburos generalmente es llamada “agua connata” o “agua de formación” y habitualmente es salmuera, más salina que el agua del mar y rica en cloruros de sodio. Cuando el yacimiento es explotado y los fluidos se llevan a superficie esta agua se convierte en agua de producción. Además de llegar a la superficie a altas temperaturas, el agua contiene contaminantes como: hidrocarburos suspendidos o

disueltos, sólidos suspendidos, sales, carbonatos, sulfatos y metales pesados, entre otros, por lo cual es necesario diseñar sistemas de tratamiento adecuados para dejarla en condiciones para verterla o reinyectarla al mismo yacimiento o a una zona receptora ubicada en el subsuelo¹.

Todos los pozos producen alguna cantidad de agua, que puede variar desde muy pequeña inicialmente hasta grandes cantidades en etapas posteriores a la vida del pozo, globalmente con cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua y en la mayoría de casos esta producción es inevitable, aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, porque los volúmenes aumentan cada vez más hasta alcanzar el límite económico, pues el costo que implica el tratamiento del agua producida impide la rentabilidad del campo².

1.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN³

Durante cientos de millones de años el agua ha tenido amplio contacto con varias formaciones rocosas y ha disuelto ciertos compuestos inorgánicos, por lo cual se la ha llamado como el solvente universal. Para determinar el tratamiento adecuado se debe realizar un análisis preciso del agua producida, ya que ese es el medio primario para detectar problemas actuales y potenciales. Las características fisicoquímicas del agua producida varían dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica con la que ha tenido contacto y el tipo de hidrocarburo que se explota. Los componentes normales y las propiedades de los mismos que se miden en el laboratorio son: cationes, aniones y otras propiedades.

¹ BECERRA, F. Manejo y tratamiento de aguas en campos petroleros, taller. Bogotá. Marzo de 2011.

² ARNOLD, R. et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. En Oilfield review. otoño 2004. [En línea] [Fecha de consulta: 15 de Julio de 2016] https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/04_managing_water.pdf

³ DE VIANA, J. Guía para la disposición y tratamiento del agua producida. ARPEL, 2009. 9 p.

1.2.1 Cationes. Es la sumatoria de todos los iones con carga positiva presentes en el agua. La presencia de cationes es una medida específica de salinidad y dureza del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cationes impide que el agua sea utilizada para el consumo humano. A continuación se describen algunos elementos que se presentan en el agua de producción.

- **Calcio.** Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos, el ion calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos, para formar precipitados insolubles.

- **Magnesio.** Los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones, normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato calcio.

- **Sodio.** Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petroleros, generalmente se halla en concentraciones superiores a 35.000 ppm⁴. El sodio no suele presentar problemas en el manejo pero vuelve al agua no apta para el consumo humano ni animal y es fatal para la vegetación.

- **Hierro.** Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

- **Bario.** Es uno de los metales pesados, que aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. Los compuestos del bario usualmente permanecen en

⁴ GIRALDO, Jorge y ESCALENTE, Luis Alberto. Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2008. 27 p.

la superficie del suelo, o en el sedimento de las aguas, por lo tanto se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina.

1.2.2 Aniones. Son iones con carga eléctrica negativa, y el alto contenido en el agua producida, impide que sea utilizada para el consumo humano.

- **Cloruro.** El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros. La mayor fuente de iones cloruros es el cloruro de sodio NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del fluido y según su concentración se puede clasificar en agua dulce de 0 a 2000 ppm, salobre de 2000 a 5000 ppm, salada de 2000 a 5000ppm y salmuera mayor a 4000 ppm⁵.

- **Carbonatos y Bicarbonatos.** Pueden formar costras insolubles.

- **Sulfatos.** También forman costras, pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S en el yacimiento.

1.2.3 pH. Es una medida de acidez o alcalinidad. Un pH neutro es de 7.0, con un rango entre 6.5 y 7.5 para aguas naturales. Los pH fuera de esta escala conducen a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces. El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra y, de ser posible, deberá medirse en el lugar.

⁵ LEWIS, E. Escala practica de salinidad y sus antecedentes. 1980

1.2.4 Sólidos en suspensión. Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de 0.45µm de diámetro⁶.

1.2.5 Sólidos disueltos. Es simplemente el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes del análisis.

1.2.6 Gases disueltos. Los gases más importantes encontrados en el agua de producción incluyen gas natural (Metano, etano, propano y butano), sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. En el yacimiento, el agua puede estar saturada de estos gases en condiciones de presión relativamente altas. A medida que el agua producida fluye del yacimiento, la mayoría de estos gases se despoja a la fase de vapor y se retiran en los separadores primarios y tanques de almacenamiento. La presión y temperatura a las que el agua de producción se separa del aceite, del condensado y/o del gas natural, son determinantes en las características y calidad de los gases disueltos que estarán contenidos en el agua producida, que alimentará las plantas de tratamiento.

1.2.7 Contenido de petróleo. Es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos, Estos incluyen la toxicidad para los animales, la reducción de la aireación, sabores y olores, y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

⁶ DE VIANA, J. Op. cit., p. 14.

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El avance de esta propuesta parte de la caracterización del agua de producción del campo, ya que un buen diagnóstico es clave para diseñar estrategias de mejoramiento en el tratamiento de fluidos en superficie.

Las mediciones realizadas en laboratorio al agua producida, se efectuaron siguiendo las metodologías y técnicas aprobadas por el *standard methods for the examination of water and wastewater*⁷. El análisis fisicoquímico consistió en medir al agua de formación los parámetros: pH, conductividad, alcalinidad, hierro disuelto, CO₂, H₂S, metales, sulfatos, cloruros y determinar el índice de estabilidad y la salinidad. En el anexo A, se presentan los reportes entregados de los análisis realizados por el laboratorio contratado. En las tablas 1, 2 y 3 se muestran los datos obtenidos en laboratorio de los análisis de aniones y cationes de muestras de agua de producción en el separador, de los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente.

Tabla 1. Características del agua de producción año 2014

| Parámetros | Unidades | Julio | Septiembre | Diciembre |
|---------------------------------|----------|--------|------------|-----------|
| Total de sólidos disueltos, TDS | mg/l | 15857 | 7279 | 13719 |
| Índice de estabilidad a 100°F | | -0,62 | -2,08 | -1,36 |
| Índice de estabilidad a 200°F | | 1,25 | -0,22 | 0,50 |
| PH | | 7,81 | 6,98 | 7,13 |
| Conductividad | μS/cm | 25200 | 12170 | 21300 |
| Gravedad Especifica 60/60°F | | 1,0101 | 1,0051 | 1,0095 |

⁷ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE EUUA. Protocolo de monitoreo de calidad de agua. 1993

Tabla 1. (Continuación)

| Parámetros | Unidades | Julio | Septiembre | Diciembre |
|--------------------------|----------|-------|------------|-----------|
| Salinidad | mg/l | 15367 | 6616 | 13140 |
| Cationes | | | | |
| Bario | mg/l | 13,0 | 2,8 | 8,4 |
| Calcio | mg/l | 1080 | 170 | 925 |
| Hierro (disuelto) | mg/l | <0.01 | 0 | <0.01 |
| Magnesio | mg/l | 105 | 26 | 76 |
| Potasio | mg/l | 85 | 39 | 99 |
| Sodio | mg/l | 4680 | 2330 | 4180 |
| Aniones | | | | |
| Alcalinidad | mg/l | 565 | 850 | 615 |
| Bromuros | mg/l | 12 | 6 | 29 |
| CO ₂ disuelto | mg/l | 75 | 80 | 90 |
| Cloruros | mg/l | 9280 | 3830 | 7740 |
| Yoduro | mg/l | <10 | <4.0 | <10 |
| Sulfatos | mg/l | 37 | 25 | 47 |
| Sulfitos | mg/l | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

Fuente: Core laboratorios.

Tabla 2. Características del agua de producción año 2015.

| Parámetros | Unidades | Abril | Julio | Diciembre |
|-------------------------------|----------|-------|-------|-----------|
| Total de sólidos disueltos | mg/l | 18460 | 19132 | 24749 |
| Índice de estabilidad a 100°F | | -1,07 | -1,04 | -1,57 |
| Índice de estabilidad a 200°F | | 0,79 | 0,84 | 0,33 |
| pH | | 7,20 | 7,24 | 6,59 |

Tabla 2. (Continuación)

| Parámetros | Unidades | Abril | Julio | Diciembre |
|--------------------------------|-----------------|--------------|--------------|------------------|
| Conductividad | µS/cm | 29200 | 29600 | 39900 |
| Gravedad Específica 60/60°F | | 1,0138 | 1,0141 | 1,0189 |
| Salinidad | mg/l | 18141 | 18771 | 24380 |
| Cationes | | | | |
| Bario | mg/l | 21,0 | 21,0 | 24,0 |
| Calcio | mg/l | 1450 | 1580 | 2390 |
| Hierro (disuelto) | mg/l | 0 | <0.01 | 0 |
| Magnesio | mg/l | 140 | 155 | 225 |
| Potasio | mg/l | 87 | 86 | 110 |
| Sodio | mg/l | 5370 | 5720 | 6440 |
| Aniones | | | | |
| Alcalinidad | mg/l | 345 | 420 | 410 |
| Bromuros | mg/l | 16 | 16 | 19 |
| CO ₂ disuelto | mg/l | 100 | 123 | 114 |
| Cloruros | mg/l | 11010 | 11120 | 15100 |
| Yoduro | mg/l | <4.0 | <4.0 | <10 |
| Sulfatos | mg/l | 21 | 14 | 17 |
| Sulfitos | mg/l | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

Fuente: Core laboratorios.

Tabla 3. Características del agua de producción año 2016

| Parámetros | Unidades | Enero | Abril | Agosto |
|----------------------------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|
| Total de sólidos disueltos | mg/l | 31299 | 26385 | 3014 |
| Índice de estabilidad a 100°F | | -0,57 | -0,78 | -2,05 |

Tabla 3. (Continuación)

| Parámetros | Unidades | Enero | Abril | Agosto |
|-------------------------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|
| Índice de estabilidad a 200°F | | 1,33 | 1,12 | -0,16 |
| pH | | 7,85 | 7,40 | 8,15 |
| Conductividad | μS/cm | 44200 | 38500 | 38200 |
| Gravedad Específica 60/60°F | | 1,0227 | 1,0193 | 1,0023 |
| Salinidad | mg/l | 30996 | 25956 | 20490 |
| Cationes | | | | |
| Bario | mg/l | 27,0 | 32,0 | <0.005 |
| Calcio | mg/l | 1320 | 2370 | 7 |
| Hierro (disuelto) | mg/l | 4 | <0.01 | 0 |
| Magnesio | mg/l | 135 | 165 | 137 |
| Potasio | mg/l | 125 | 105 | 120 |
| Sodio | mg/l | 10540 | 7490 | 7950 |
| Aniones | | | | |
| Alcalinidad | mg/l | 260 | 425 | 270 |
| Bromuros | mg/l | 15 | 19 | 18 |
| CO ₂ disuelto | mg/l | 180 | 200 | 165 |
| Cloruros | mg/l | 18850 | 15760 | 14940 |
| Yoduro | mg/l | <2.0 | <5.0 | <2.0 |
| Sulfatos | mg/l | 23 | 19 | 26 |
| Sulfitos | mg/l | 0.0 | 0 | 0 |

Fuente: Core laboratorios.

Los resultados indican que las muestras de agua son muy similares y corresponden a agua salobre, con salinidades equivalentes del orden de 20000 mg/l como NaCl. Las concentraciones del ion calcio fueron relativamente altas (1200 ppm en promedio). El cálculo del índice de estabilidad a 80°C, mediante el método *Langelier*, señala que estas aguas presentan tendencia marcada a ser incrustantes.

Se reportan valores de CO₂ disuelto de 200 y 70 ppm, estos valores fueron medidos tiempo después de drenada la muestra, por lo tanto se infiere que los valores reales son mucho mayores.

Teniendo en cuenta estos datos se contempla la recolección de muestras en dos pozos del campo, para analizar las variables que se describen en la tabla 4.

Así mismo se realizan los análisis fisicoquímicos y microbiológicos en laboratorio, adicionalmente se toma una muestra en el punto de mezcla *Gun barrel* con el ánimo de evaluar la corrosividad en el punto de mezcla de los dos pozos inicialmente contemplados.

Tabla 4. Variables fisicoquímicas medidas en campo y laboratorio.

| Lugar | Nombre del ensayo | Norma técnica ensayos Campo (in situ) |
|-------|--|--|
| Campo | Determinación de gases disueltos CO ₂ , H ₂ S y O ₂ . | ASTM D513-06(2007) SM 4500-S2-D ASTM D888-05 |

Tabla 4. (Continuación)

| Lugar | Nombre del ensayo | Norma técnica ensayos Campo (in situ) |
|----------------------------------|--|--|
| Laboratorio | Determinación de Conductividad | ASTM D 1125-95(2009) |
| | Sólidos Suspendidos Totales | ASTM D-5907-10. |
| | Sólidos Disueltos Totales | ASTM D-5907-10 |
| | Recuento de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) | NACE STANDARD TM0194-2004 |
| | Recuento de Bacterias Anaerobias Totales (BAnT) | |
| | Recuento de Bacterias Productoras de Ácido (BPA) | |
| | Recuento de Bacterias Heterótrofas Totales (BHT) | |
| | Pruebas de compatibilidad | ASTM G170 - 06 |
| Laboratorio subcontratado | Determinación de iones Mg, Na, Ba, K, | SM 3030K / SM 3111 B |
| | Determinación de iones Sr, Si y Ca. | SM 3111D- Ed. 21 año 2005 |
| | Determinación de Cloruros | SM 4500 Cl B |
| | Determinación de Sulfatos | SM 4500 SO4 E |
| | Determinación de Hierro Total y Hierro soluble | SM 3030K / SM 3111 B |
| | Determinación de Alcalinidad Total (Bicarbonatos y Carbonatos) | SM 2320 B |
| | Determinación de pH | SM 4500 H B |
| | Determinación de Dureza Total | SM 2340 C |
| | Determinación de Dureza Cálctica | SM 3500 B |

Fuente: Corporación para la investigación de la corrosión.

1.3.1 Determinación de parámetros *in situ*. Los resultados de los parámetros fisicoquímicos medidos in situ se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados de la caracterización fisicoquímica *in situ* de las muestras tomadas en campo.

| Caracterización fisicoquímica <i>in Situ</i>. | | | |
|--|--------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Muestra | CO ₂ (ppm) | O ₂ (ppm) | H ₂ S (ppm) |
| Punto 1 | 140 | 0,01-0,02 | 0 |
| Punto 2 | 145 | 0,01-0,02 | 0 |
| <i>Gun Barrel</i> | 12 | 0,01-0,02 | 0 |

Fuente: Corporación para la investigación de la corrosión.

Los resultados muestran baja presencia de gases disueltos (H₂S<10ppb, CO₂<250ppm y O₂<50ppb), lo cual permite considerar el agua como de baja agresividad desde el punto de vista de estos parámetros acorde a lo establecido en la norma NACE MR0176. Se resalta baja presencia de oxígeno disuelto inferior a 20ppb.

1.3.2 Caracterización fisicoquímica. Los resultados de la caracterización fisicoquímica de las tres muestras de agua del campo, se presentan en la Tabla 6. En el Anexo B se presenta el soporte de los análisis fisicoquímicos de las muestras.

Tabla 6. Resultados de análisis fisicoquímicos de 3 muestras del agua del campo.

| Parámetro | Unidades | Resultados | | |
|-------------------|----------|------------|---------|-------------------|
| | | Punto 1 | Punto 2 | <i>Gun Barrel</i> |
| Alcalinidad total | mg/L | 207 | 268 | 302 |
| Bario | | 64 | 63 | - |
| Bicarbonatos | | 207 | 268 | - |

Tabla 6. (Continuación)

| Parámetro | Unidades | Resultados | | |
|-----------------------------|----------|---------------------|-------------|-------------------|
| | | Punto 1 | Punto 2 | <i>Gun Barrel</i> |
| Calcio | mg/L | 1837 | 2378 | - |
| Carbonatos | | <5,3 | <5,3 | - |
| Cloruros | | 17545 | 12430 | 15429 |
| Dureza cálcica | | 4590 | 5940 | 1419,63 |
| Dureza total | | 5550 | 6980 | 4236 |
| Estroncio | | 74 | 90 | - |
| Hierro | | 21,3 | 4,3 | 1,9 |
| Hierro soluble | | 9,9 | <0,021 | 0,95 |
| Magnesio | | 232,9 | 253,8 | - |
| pH | | 6,06 a 21°C | 6,39 a 21°C | 7 |
| Oxígeno disuelto | | mgO ₂ /L | 0.09 | 0.1 |
| Grasas y aceites | mg/L | 10.4 | 10.3 | - |
| Potasio | | 133 | 76 | - |
| Silicio | | No reporta | 26,7 | - |
| Sodio | | 53267 | 39867 | - |
| Sólidos disueltos totales | | 32618 | 30148 | - |
| Sólidos suspendidos totales | | 231 | 120 | - |
| Sulfatos | | 33 | 30 | 8 |

Fuente: Laboratorio Ivonne Bernier.

En términos generales la fisicoquímica del agua de los pozos 1, 2 y punto de mezcla *Gun Barrel*, muestran valores de baja corrosividad para los parámetros Alcalinidad (<400 ppm), bicarbonatos (<300 ppm), carbonatos (<5.3 ppm), potasio (<200 ppm), pH (entre 6 y 8), silicio (<30 ppm) y sulfatos (<40 ppm). Se resalta una concentración significativa de cloruros (>6000 ppm) y de Sólidos Disueltos Totales (>10000 ppm), lo cual propicia un riesgo latente para generación de procesos de corrosión.

Para el caso de los parámetros asociados a posible formación de incrustaciones, se evidencian durezas que clasifican el agua como de naturaleza dura con aporte significativo de carbonatos de calcio y sulfatos de bario.

En cuanto a las concentraciones de hierro, se evidencian valores de hierro total y soluble superiores a 5.0 ppm para el pozo 1, evidenciando que desde la fuente, el agua está generando procesos de corrosión activos. Dicha concentración de hierro disminuye en el punto de mezcla, lo que indica que el proceso corrosión activo se encuentra en los pozos 1 y 2.

Por otro lado, se observan valores de sólidos suspendidos totales significativos (>100 ppm), principalmente para el pozo 1. Bajo esas concentraciones el sistema se hace susceptible a problemas de erosión.

1.3.3 Caracterización microbiológica. Los resultados de la caracterización microbiológica muestran que no hay aporte de bacterias, lo que proporciona un riesgo nulo de corrosión influenciada microbiológicamente. En la Tabla 7 se presentan los resultados de la caracterización microbiológica.

Tabla 7. Resultados de caracterización microbiológica.

| Muestra | Grupo Bacteriano [Bacterias / ml] | | | | Días de Incubación |
|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| | Bacterias Sulfato Reductoras - BSR | Bacterias Sulfato Reductoras - BPA | Bacterias Heterótrofas Totales - BHT | Bacterias Anaerobias Totales - BAnT | |
| Punto 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 |
| Punto 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 |
| <i>Gun Barrel</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 |

Fuente: Corporación para la Investigación de la Corrosión.

1.3.4 Compatibilidad química con crudo, pruebas de emulsión y resolución de la mezcla agua-crudo. No se observó formación de emulsiones estables, siendo el tiempo de separación en todos los casos menor a cincuenta segundos, ver tabla 8. Por lo tanto, no existe incompatibilidad para ninguna de las muestras evaluadas (Pozo 1, Pozo 2, Punto de mezcla (*Gun Barrel*)). Ver figuras 2, 3 y 4.

Tabla 8. Compatibilidad química y tiempo de separación del crudo y el agua proveniente del campo.

| Concentración (ppm) | Incompatibilidad | Tiempo de separación (segundos) |
|---------------------|------------------|---------------------------------|
| Pozo 1 | No | 40 |
| Pozo 2 | No | 34 |
| <i>Gun Barrel</i> | No | 46 |

Fuente: Corporación para la Investigación de la Corrosión.

Figura 2. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua – crudo del pozo 1.



Fuente: Corporación para la Investigación de la Corrosión.

Figura 3. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua – crudo del pozo 2.



Fuente: Corporación para la Investigación de la Corrosión.

Figura 4. Prueba de emulsión y resolución de la mezcla agua - crudo del *Gun Barrel*.



Fuente: Corporación para la Investigación de la Corrosión.

2 NORMAS AMBIENTALES VIGENTES PARA EL VERTIMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES

Es necesario conocer y respetar la normatividad establecida por el gobierno y las dependencias competentes para la protección del medio ambiente, por lo tanto, todas las empresas productoras de hidrocarburos deben ajustarse a las leyes vigentes en la Legislación Colombiana para así obtener los permisos de exploración, explotación, producción, transporte y disposición de fluidos.

En Colombia, los decretos 1594 de 1984 y 3930 de 2010 abarcan las principales normas que se han establecido para controlar el manejo ambiental que se le debe dar a los recursos hídricos, al igual que al vertimiento y disposición final de cualquier cuerpo de agua. En la resolución 631 de marzo de 2015 se establecieron los parámetros y los nuevos valores límites permisibles en los vertimientos, con entrada en vigencia el 01 de enero de 2016. Siendo esta nueva norma de cumplimiento obligatorio y a raíz de las grandes modificaciones que se dieron sobre los parámetros para el vertimiento, se establecieron plazos de cumplimiento de la misma teniendo en cuenta:

- 18 meses a partir de la publicación de la resolución 631 de 2015 en caso de incumplimiento de la norma anterior
- 24 meses a partir de la publicación de la resolución 631 de 2015 en caso de estar cumpliendo la norma anterior

En el país, como opción alternativa a la descarga en fuentes hídricas, se comenzó a inyectar agua en yacimientos tanto para recuperación secundaria como para disposición final. Para iniciar un proyecto de inyección de agua, la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) solicita en la licencia ambiental especificar la

información de la columna estratigráfica y las unidades geológicas objeto de la inyección, así como pruebas de inyectividad que dieran viabilidad para la inyección de agua en las formaciones con el aval de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), considerando una actividad ambientalmente viable de realizar siempre y cuando se cumpla estrictamente con la normatividad ambiental vigente.

El no cumplimiento de la Legislación Colombiana puede traer consecuencias como contaminación ambiental, sanciones por incumplimiento, demandas económicas por las comunidades del área de influencia y/o cancelación de la licencia ambiental y cierre del campo.

2.1 DECRETO 1594 DE 1984, USOS DEL AGUA Y RESIDUOS LÍQUIDOS

En este decreto se especifica el reglamento de las características que debe tener el agua de producción para poderla disponer.

En el artículo 60 se prohíbe todo vertimiento de residuos líquidos a las calles, calzadas y canales de sistemas de alcantarillado para aguas lluvias, cuando quiera que existan en forma separada o tengan esta única destinación, y en el artículo 61 se prohíbe la inyección de residuos líquidos a un acuífero, salvo que se trate de la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera y de gas natural, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero⁸.

En las tablas 9 y 10 se pueden ver las características del agua y la concentración de las sustancias que debe cumplir el agua para vertimiento según los artículos 72 y 74.

⁸ MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594 (26, junio, 1984). Usos del agua y residuos líquidos. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión <http://www.ins.gov.co:81/normatividad/Decretos/DECRETO%201594%20DE%201984.pdf>. p. 21

Tabla 9. Normas que se deben cumplir en todo vertimiento a un cuerpo de agua.

| Propiedad | Nivel de aprobación |
|--|------------------------|
| pH | 5 a 9 unidades |
| Temperatura | <40°C |
| Material flotante | Ausente |
| Grasas y aceites | Remoción >80% en carga |
| Sólidos suspendidos, domésticos o industriales | Remoción >80% en carga |
| Demanda bioquímica de oxígeno | Remoción >80% en carga |

Fuente: Decreto 1594 de 1984, artículo 72.

Tabla 10. Concentraciones para el control de la carga de sustancias de interés sanitario.

| Sustancia | (mg/L) | Sustancia | (mg/L) |
|----------------------|--------|--|---------------|
| Arsénico | 0,5 | Cianuro | 1 |
| Bario | 5 | Difenil policlorados | No detectable |
| Cadmio | 0,1 | Mercurio orgánico | No detectable |
| Cobre | 3 | Triloroetileno | 1 |
| Cromo | 0,5 | Cloroformo | 1 |
| Plata | 0,2 | Tetracloruro de carbono | 1 |
| Mercurio | 0,02 | Dicloroetileno | 1 |
| Níquel | 2 | Sulfuro de carbono | 1 |
| Compuestos fenólicos | 0,2 | Otros compuestos organoclorados, cada variedad | 0,05 |
| Plomo | 0,5 | Compuestos organofosforados, cada variedad | 0,1 |
| Selenio | 0,5 | Carbamatos | 0,1 |

Fuente: Decreto 1594 de 1984, artículo 74.

2.2 DECRETO 3930 DE 2010, USOS DEL AGUA Y RESIDUOS LÍQUIDOS

Este decreto fue expedido por la presidencia de la república el 25 de Octubre de 2010, con el fin de dictar nuevas disposiciones para el uso del agua y los residuos líquidos. De este decreto es necesario hacer énfasis en los artículos 27, 41 y 76.

2.2.1 Artículo 27, de la reinyección de residuos líquidos. Solo se permite la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero. El Estudio de Impacto Ambiental requerido para el otorgamiento de la licencia ambiental para las actividades de exploración y explotación petrolífera, de gas y de recursos geotérmicos, cuando a ello hubiere lugar, deberá evaluar la reinyección de las aguas provenientes de estas actividades, previendo la posible afectación al uso actual y potencial del acuífero⁹.

2.2.2 Artículo 41, requerimiento de permiso de vertimiento. Toda persona natural o jurídica cuya actividad o servicio genere vertimientos a las aguas superficiales, marinas, o al suelo, deberá solicitar y tramitar ante la autoridad ambiental competente, el respectivo permiso de vertimientos¹⁰.

2.2.3 Artículo 76, régimen de transición. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará mediante resolución, los usos del agua, criterios de calidad para cada uso, las normas de vertimiento a los cuerpos de agua, aguas marinas, alcantarillados públicos y al suelo y el protocolo para el monitoreo de los vertimientos en aguas superficiales, subterráneas. Mientras el Ministerio de

⁹ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 3930 del 25 de Octubre de 2010. [En Línea] [Fecha de consulta: 09 de Septiembre de 2016]. <http://www.ins.gov.co:81/normatividad/Decretos/DECRETO%203930%20DE%202010.pdf>. p. 13.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 16.

Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial expide las regulaciones a que hace referencia el inciso anterior, en ejercicio de las competencias de que dispone según la Ley 99 de 1993, continuarán transitoriamente vigentes los artículos 37 a 48, artículos 72 a 79 y artículos 155, 156, 158, 160, 161 del Decreto 1594 de 1984¹¹.

2.3 RESOLUCIÓN 631 DE 2015

La resolución 631 de 2015 establece los parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a aguas superficiales. En ella se establecen los parámetros objeto de análisis y reporte por parte de las actividades industriales¹².

Para el sector de los hidrocarburos, los parámetros fisicoquímicos y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas a cuerpos de aguas superficiales de las actividades asociadas (petróleo, gas natural y derivados) a cumplir, se muestran en la tabla 11.

En los casos en que el vertimiento puntual de aguas residuales se realice en un cuerpo de agua superficial receptor o en un tramo del mismo, que tenga como destinación el uso del agua para consumo humano, doméstico, y pecuario, la concentración de hidrocarburos aromáticos policíclicos en el vertimiento puntual de aguas residuales deberá ser menor o igual a 0.01 mg/L para aquellas actividades que lo tienen definido como de análisis y reporte.

Tabla 11. Parámetros fisicoquímicos y valores máximos permisibles.

¹¹ *Ibíd.*, p. 28.

¹² MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 (17, marzo, 2015). Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2015. p. 2.

| Parámetro | Unidades | Exploración (Upstream) | Producción (Upstream) | Refino | Venta y distribución (Downstream) | Transporte y almacenamiento (Midstream) |
|---|---------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---|---|
| Generales | | | | | | |
| pH | Unidades de pH | 6 a 9 | 6 a 9 | 6 a 9 | 6 a 9 | 6 a 9 |
| Demanda química de oxígeno (DQO) | mg/L O ₂ | 400 | 180 | 400 | 180 | 180 |
| Demanda bioquímica de oxígeno (DBOs) | mg/L O ₂ | 200 | 60 | 200 | 60 | 60 |
| Sólidos suspendidos totales (SST) | mg/L | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Sólidos sedimentables (SSED) | ml/L | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Grasas y aceites | mg/L | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Fenoles | mg/L | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Sustancias activas de azul de metileno (SAAM) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Hidrocarburos | | | | | | |
| Hidrocarburos totales (HTP) | mg/L | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | |

Tabla11. (Continuación)

| Parámetro | Unidades | Exploración (Upstream) | Producción (Upstream) | Refino | Venta y distribución (Downstream) | Transporte y almacenamiento (Midstream) |
|---|----------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---|---|
| BTEX (Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | |
| Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles (AOX)) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Compuestos de fósforo | | | | | | |
| Fosforo total (P) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Ortofosfatos (P-PO ₄ ³⁻) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Compuestos de nitrógeno | | | | | | |
| Nitratos (N- NO ₃) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Nitrógeno amoniaco (N- NH ₃) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Nitrógeno total (N) | mg/L | 10 | 10 | 10 o 40 | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Iones | | | | | | |
| Cianuro total (CN) | mg/L | 1 | 1 | 1 | | |
| Cloruros (CL ⁻) | mg/L | 1200 | 1200 | 500 | 250 | 250 |

Tabla11. (Continuación)

| Parámetro | Unidades | Exploración (Upstream) | Producción (Upstream) | Refino | Venta y distribución (Downstream) | Transporte y almacenamiento (Midstream) |
|--|----------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---|---|
| Fluoruros (F ⁻) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Sulfatos (SO ₄ ²⁻) | mg/L | 300 | 300 | 500 | 250 | 250 |
| Sulfuros (S ²⁻) | mg/L | 1 | 1 | 1 | | |
| Metales y metaloides | | | | | | |
| Arsénico (As) | mg/L | 0,1 | 0,1 | 0,1 | | |
| Bario (Ba) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Cadmio (Cd) | mg/L | 0,1 | 0,1 | 0,1 | | |
| Cinc (Zn) | mg/L | 3 | 3 | 3 | | |
| Cobre (Cu) | mg/L | 1 | 1 | 1 | | |
| Cromo (Cr) | mg/L | 0,5 | 0,5 | 0,5 | | |
| Hierro (Fe) | mg/L | 3 | 3 | 3 | | |
| Mercurio (Hg) | mg/L | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | |
| Níquel (Ni) | mg/L | 0,5 | 0,5 | 0,5 | | |
| Plata (Ag) | mg/L | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | | |
| Plomo (Pb) | mg/L | 0,2 | 0,2 | 0,1 | | |
| Selenio (Se) | mg/L | 0,2 | 0,2 | 0,2 | | |

Tabla11. (Continuación)

| Parámetro | Unidades | Exploración (Upstream) | Producción (Upstream) | Refino | Venta y distribución (Downstream) | Transporte y almacenamiento (Midstream) |
|---|---------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---|---|
| Vanadio (V) | mg/L | 1 | 1 | 1 | | |
| Otros parámetros para análisis y reporte | | | | | | |
| Acidez total | mg/L CaCO ₃ | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Alcalinidad total | mg/L CaCO ₃ | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Dureza cálcica | mg/L CaCO ₃ | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Dureza total | mg/L CaCO ₃ | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |
| Color real (medidas de absorbancia a las siguientes longitudes de onda: 436 nm, 525 nm y 620 nm) | m ⁻¹ | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte | Análisis y reporte |

Fuente: Resolución 631 de 2015, artículo 11.

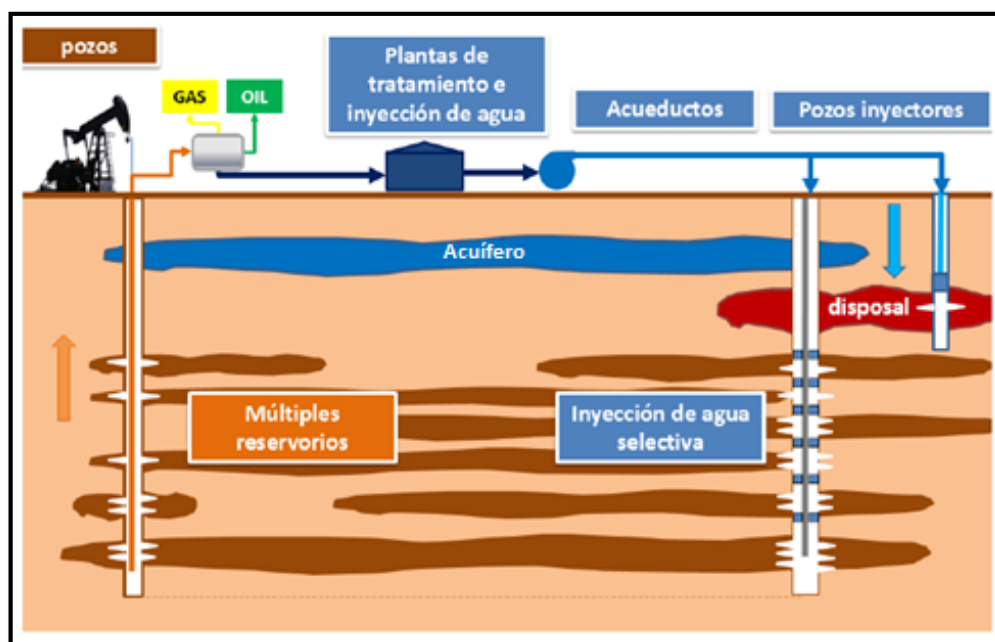
Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta que el ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles¹³.

¹³ *Ibíd.*, p. 12-14.

3 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción se encuentra presente en todos los campos petroleros y prácticamente es el fluido que se produce en mayor volumen. En la figura 5 se muestra el esquema típico de distribución del agua, por lo general, esta agua se dispone de tres maneras: vertimiento a fuentes hídricas, inyección al yacimiento como recobro mejorado o inyección a pozos *disposal* para almacenamiento; para disponerla, debido a que las restricciones ambientales son cada vez más fuertes y la relación de agua - crudo cada vez es mayor, es necesario tratarla primero, ya que el agua coproducida con petróleo contiene sustancias contaminantes como hidrocarburos, material disuelto, sólidos gruesos, sólidos finos y partículas cargadas.

Figura 5. Esquema típico de producción y distribución de agua.



Fuente: http://www.oilproduction.net/cms3/files/Water_Management_Argentina.pdf

3.1 ETAPAS DE TRATAMIENTO

El tratamiento del agua de producción se hace en tres etapas esencialmente: tratamiento primario, secundario y terciario; en estas etapas se van eliminando los contaminantes gradualmente con el fin de obtener las especificaciones de calidad pretendidas para el vertimiento o inyección de la misma.

3.1.1 Tratamiento primario. En esta etapa se disminuye el contenido de aceites, grasas flotantes y sólidos en suspensión, los tratamientos radican en procesos de desarenado, sedimentación, remoción de aceites y grasas, en los cuales se separa el hidrocarburo libre. Los equipos utilizados en esta etapa pueden ser separadores, tanques de lavado, tratadores térmicos.

3.1.2 Tratamiento secundario. Comprende la aplicación de procesos biológicos en los que se remueve principalmente los compuestos orgánicos mediante el uso de la oxidación bacteriana, también se remueve el aceite emulsionado y los sólidos suspendidos coloidales de la etapa anterior. Los equipos utilizados más comunes son celdas de flotación, filtros biológicos, uso de piscinas de oxidación o aireada y sistemas de lodos activados.

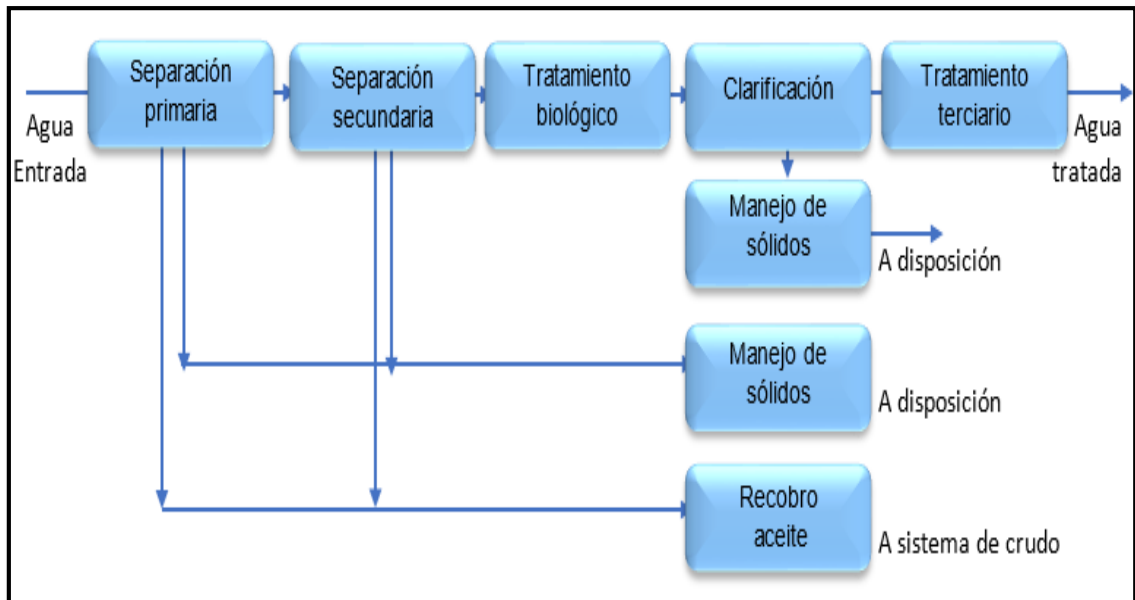
3.1.3 Tratamiento terciario. En cada yacimiento es necesario remover sustancias o compuestos específicos, ya sean ácidos o sales, para ello se aplican tratamientos especiales que dependen del tipo de contaminante que se quiera remover. Entre los tratamientos se tienen: procesos de desalinización, extracción por solventes, ósmosis inversa, intercambio iónico, nanofiltración, entre otros.

3.2 SISTEMAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

Hay dos tipos de sistemas para el tratamiento del agua, el sistema cerrado y el sistema abierto. En la figura 6 se puede observar el sistema general de tratamiento de aguas.

- **Sistema cerrado:** Es diseñado para evitar el contacto del agua con el oxígeno, el cual es usado para la inyección de agua.
- **Sistema abierto:** Este no excluye el oxígeno sino que por el contrario busca airear el agua¹⁴.

Figura 6. Sistema general de tratamiento de aguas.



Fuente: Fundación EFIC.

¹⁴ MEMORIAS de Mario Escobar Vanegas, Ingeniero de petróleos, Instructor del curso “Tratamiento de aguas de producción para inyección o vertimiento” de la Fundación EFIC. 2012. p. 51.

3.3 MECANISMOS Y EQUIPOS UTILIZADOS PARA EL TRATAMIENTO

Existen diversos métodos empleados para el tratamiento de agua producida, en la tabla 12 se mencionan diversos sistemas disponibles y los equipos que se emplean en cada método según la capacidad de remoción por tamaño de partícula.

Tabla 12. Métodos y equipos para tratamiento de agua de producción.

| Método | Tipo de equipo | Tamaño mínimo de partículas removidas (micrones) |
|--------------------------|--------------------------------------|--|
| Separación gravitacional | <i>Skim tanks</i> | 100 - 150 |
| | <i>Skim vessels</i> | |
| | Caja API | |
| | Piscinas | |
| Platos coalescentes | Interceptor de placas paralelas PPI | 30 - 50 |
| | Interceptor de placas corrugadas PPC | |
| | Separador de flujo transversal CFD | |
| Flotación | Gas disperso | 10 - 20 |
| | Gas disuelto | |
| Fuerza centrífuga | Hidrociclones | 15 - 30 |
| | Centrífugas | |
| Filtración | Vegetal | >1 |
| | Arena | |
| Membranas | Ósmosis inversa | <1 |
| | Microfiltración | |
| | Ultrafiltración | |
| | Nanofiltración | |

Fuente: BECERRA, F. Manejo y tratamiento de aguas en campos petroleros.

3.3.1 Separación gravitacional. Usa la fuerza de gravedad para separar las gotas de aceite de la fase continua acuosa. Las gotas de aceite, generalmente son más livianas que el volumen de agua que desplazan, generan una fuerza de empuje hacia arriba, esta es opuesta a la fuerza de arrastre causada por su movimiento vertical. Cuando las dos fuerzas son iguales, se alcanza una velocidad constante y puede calcularse a partir de la ley de Stokes, de esta ley puede deducirse que:

- ✓ A mayor diámetro de partícula del aceite, mayor velocidad de ascenso a superficie, por lo tanto se hace más fácil su remoción.
- ✓ Entre mayor API del crudo, la diferencia de gravedades específicas se hace más grande y por tanto el agua es más fácil de tratar.
- ✓ A mayor temperatura, disminuye la viscosidad del agua y aumenta la velocidad ascendente, por lo tanto es más sencillo el tratamiento del agua.

Algunos equipos utilizados en este método son los *skim tanks*, *skim vessels*, caja API y piscinas.

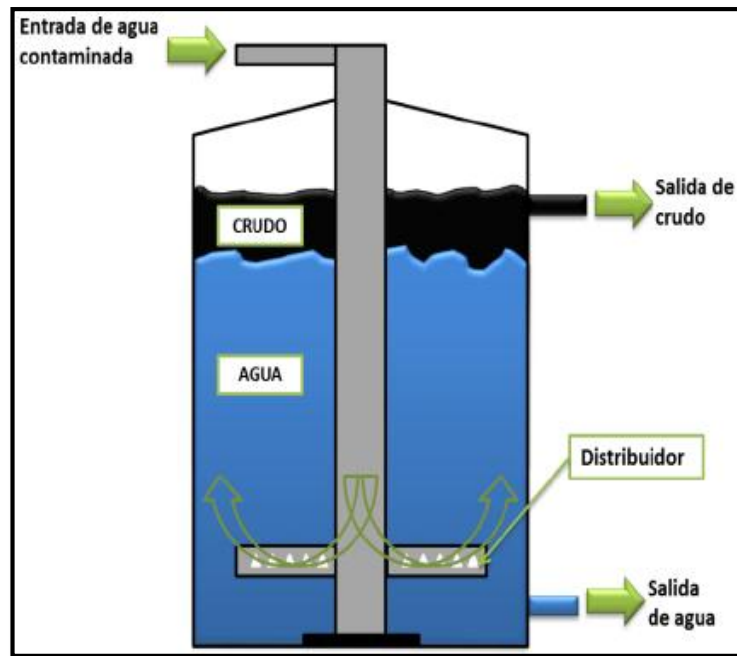
- **Tanque desnatador o *Skim Tank*.** Es el equipo más simple del tratamiento primario, ver figura 7. Estas unidades pueden ser a presión o atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional.¹⁵

Los desnatadores pueden ser horizontales o verticales. En los verticales las gotas de aceite deben ascender en sentido contrario al flujo de agua que es

¹⁵ Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de sistemas de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros, 2004.

descendente; algunos desnatadores verticales poseen propagadores en la entrada y colectores en la salida para ayudar a la distribución de flujo uniforme.

Figura 7. *Skim Tank.*

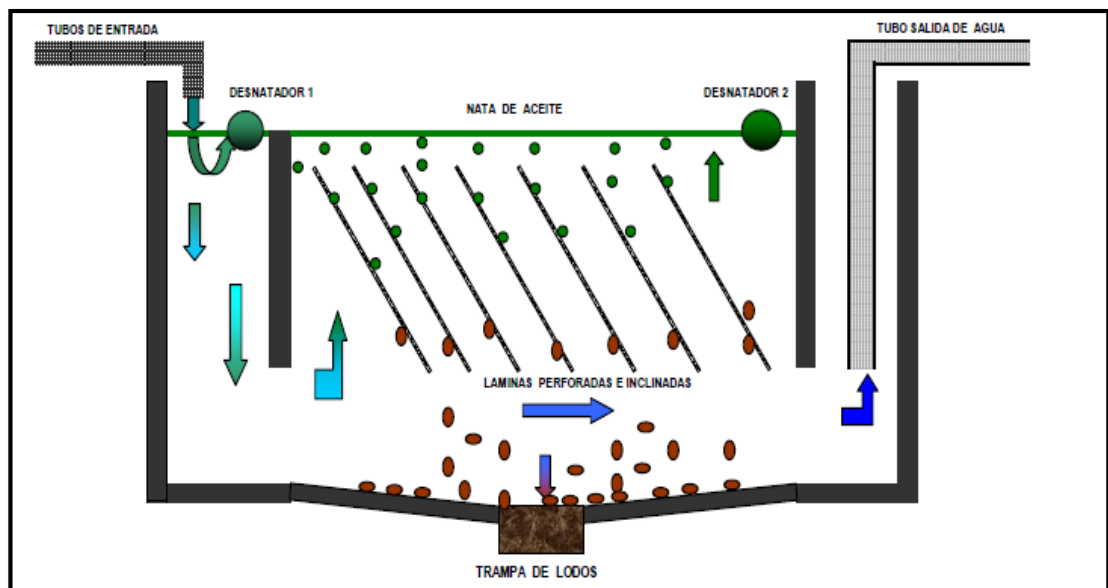


Fuente: Modificado. ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface production operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En esta zona tranquila, entre el propagador y el colector de agua, puede ocurrir algo de coalescencia y la boyanza de las gotas de aceite causará que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.

- **Caja API.** Este equipo es una piscina expuesta a la atmosfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (*Pressure Safety Valve*), además de algunos de los equipos presentes en la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite. Ver figura 8.

Figura 8. Diagrama típico de un separador API.



Fuente: MEMORIAS de Mario Escobar Vanegas, Ingeniero de petróleos, Instructor del curso “Tratamiento de aguas de producción para inyección o vertimiento” de la Fundación EFIC. 2012. p. 71.

En este tipo de dispositivos el fluido entra al Sistema descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a la sección de separación en donde se le da un tiempo de residencia que le permite a las gotas de aceite coalescer y flotar para su posterior remoción.

El aceite, una vez acumulado en forma de nata o pequeña capa, es recolectado mediante una canaleta tubular y luego es conducido a un tanque recolector de aceite.

En este tanque se tiene instalada una bomba electrosumergible que automáticamente transfiere periódicamente el aceite acumulado a los tratadores.

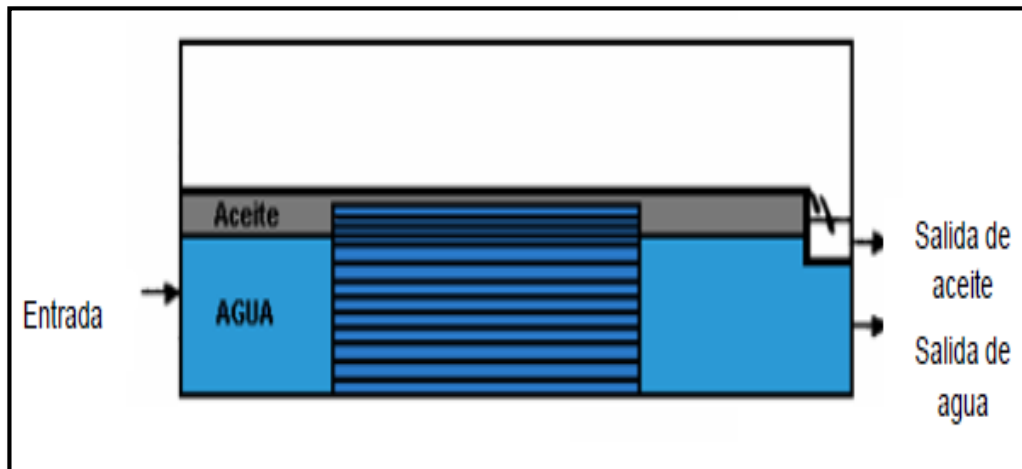
3.3.2 Coalescencia. Movimiento de gotas pequeñas que al chocar vencen la tensión interfacial y forman una gota de mayor volumen y estabilidad, el proceso de coalescencia en sistemas tratadores de agua depende más del tiempo que de la dispersión.

Existen diferentes tipos de dispositivos que se han desarrollado para promover la coalescencia de pequeñas gotas de aceite dispersas, estos dispositivos utilizan la separación gravitacional, similar a los *skimmers*, pero también inducen la coalescencia para mejorar la separación, por lo tanto, estos dispositivos pueden igualar el rendimiento de un *skimmer*, en menos espacio o mejorar su eficiencia en el mismo espacio.

- **Interceptor de platinas paralelas, PPI.** Los separadores de placas paralelas son teóricamente capaces de remover partículas más pequeñas de aceite libre que los separadores de aceite convencionales, pero ellos todavía no pueden remover los aceites emulsionados o disueltos, la figura 9 muestra el esquema de un PPI.
- **Interceptor de placas corrugadas, CPI.** Es la unidad más comúnmente usada. El empaque de la placa está inclinado en un ángulo de 45° y la mayor parte del agua es forzada a fluir hacia abajo. Las capas de petróleo ascienden contra el flujo de agua y se concentran en el tope de cada corrugación. Cuando el petróleo llega al final del empaque de platos es recolectado en un canal y enviado a la interface

petróleo-agua de donde son removidos. Un rango típico de aplicación de los equipos CPI permite separar gotas de aceite libre del orden de 20 hasta 1000 micras. Sin embargo la efectividad del sistema está sujeta a varios factores como diferencias de densidad, viscosidad, temperatura, turbulencia entre otros¹⁶.

Figura 9. Vista longitudinal del paquete PPI en un separador API.

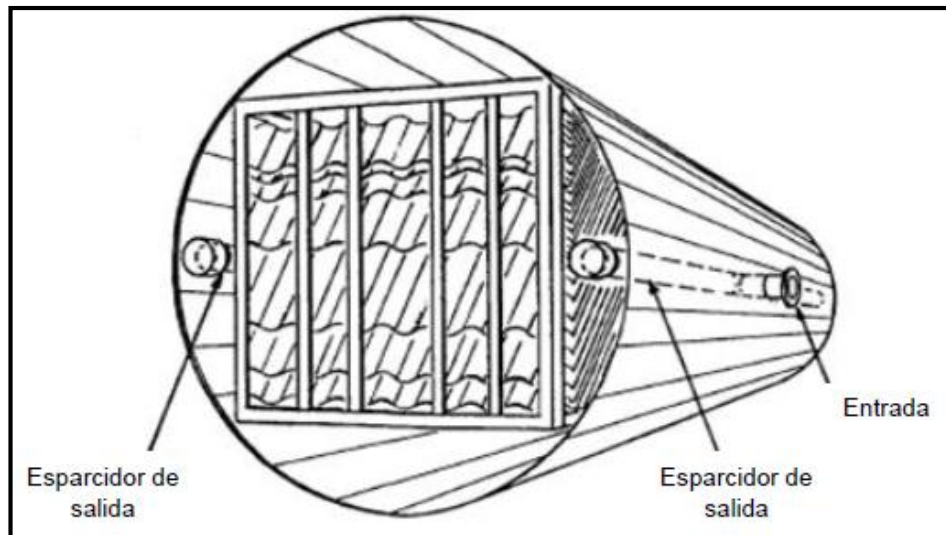


Fuente: Modificado. Arnold, Ken y Stewart, Maurice. *Surface production operations. Desing of Oil-Handling Systems and facilities*. Tercera edición. 2008.

- **Separadores de flujo transversal.** Son una modificación del CPI en el cual el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa. Permite a los platos estar convenientemente instalados a un ángulo mayor a 45°, para facilitar la remoción de sedimentos en un recipiente en un recipiente presurizado, proporcionando un control del potencial de gas presente en el equipo, ver figura 10.

¹⁶ EDOSPINA S.A: Tecnología del agua, CPI separadores de placas corrugadas. [En línea] Edospina, 2016. [16-Agosto -2016]. Disponible en internet: <http://www.edospina.com/index.php/agua-residual/desarenado/169-cpi-separadores-de-placas-corrugadas>.

Figura 10. Esquema de un separador de flujo transversal.



Fuente: Aguirre A., Eduardo. Facilidades de superficie en la industria petrolera. 2005.

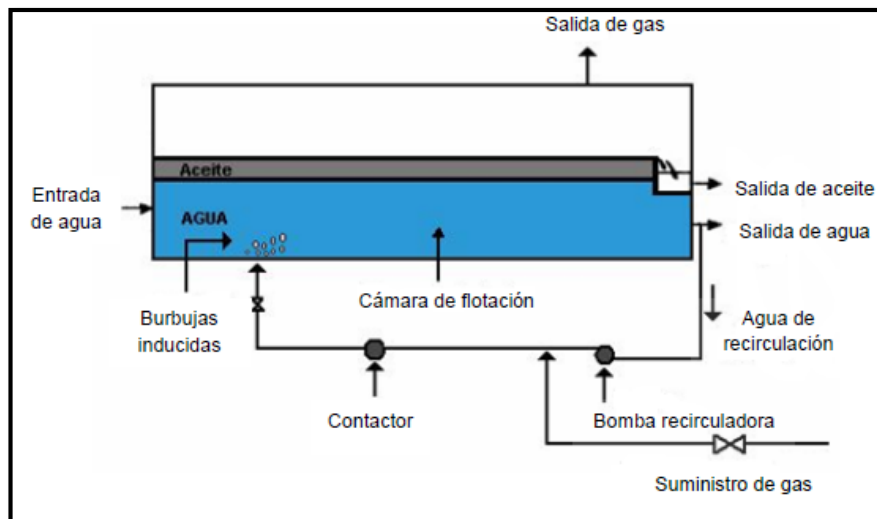
3.3.3 Flotación. La flotación es un proceso utilizado para la remoción de aceite emulsionado y sólidos suspendidos. La separación del aceite se logra mediante la adición de finas burbujas de gas al agua de producción, en la medida que las burbujas ascienden dentro de la fase acuosa, entran en contacto con las pequeñas gotas de aceite y se adhieren a ellas reduciendo la densidad de la gota y arrastrándolas a la superficie del agua, donde forman una espuma que es retirada de los equipos por medios mecánicos. Los equipos que utilizan el mecanismo de flotación se conocen como celdas de flotación.

- **Celdas de flotación.** Se pueden encontrar dos clases de unidades de flotación diferenciándose por el método de producción de burbujas de gas en el agua residual, tales como:

- **Unidades de flotación por gas disuelto DAF o DGF.** Usa burbujas que se apegan a las partículas de petróleo para que así floten. Ver figura 11.
- **Unidades de flotación por gas disperso IAF o IGF.** El gas se dispersa en pequeñas burbujas, en estas unidades, como mecanismo de producción de burbujas se puede utilizar un eductor para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas, ver figura 12, o en su defecto, un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas, ver figura 13.

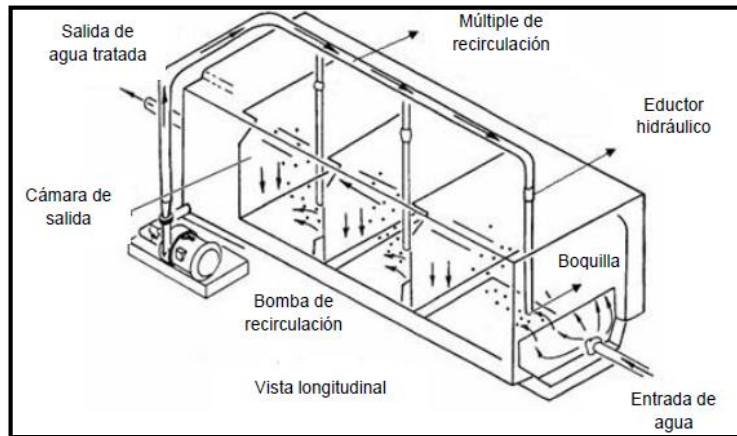
Las burbujas generadas en este tipo de unidades son de mayor tamaño que las generadas en las unidades de flotación tipo gas disuelto, dado que no se encuentran en solución con el fluido, y el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando así un tiempo de residencia menor.

Figura 11. Esquema de unidad de flotación tipo gas disuelto.



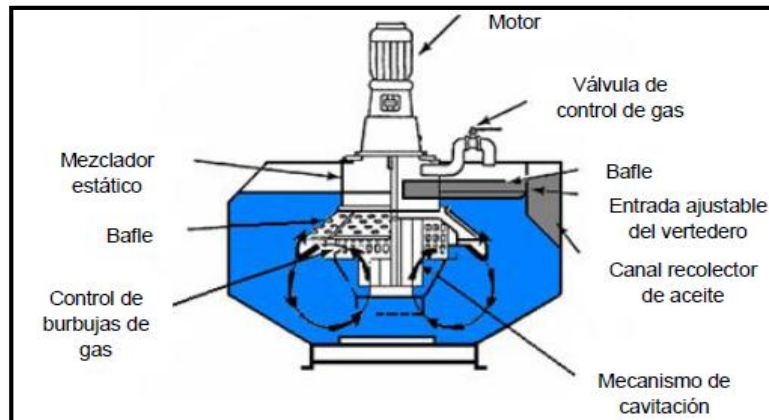
Fuente: Smith Vemon, H. Oil and gas separators. Petroleum engineering Handbook. 2001.

Figura 12. Unidad de flotación tipo gas disperso con eductor hidráulico.



Fuente: Smith Vernon, H. Oil and gas separators. Petroleum engineering Handbook. 2001.

Figura 13. Sección transversal de una celda de una unidad de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico.



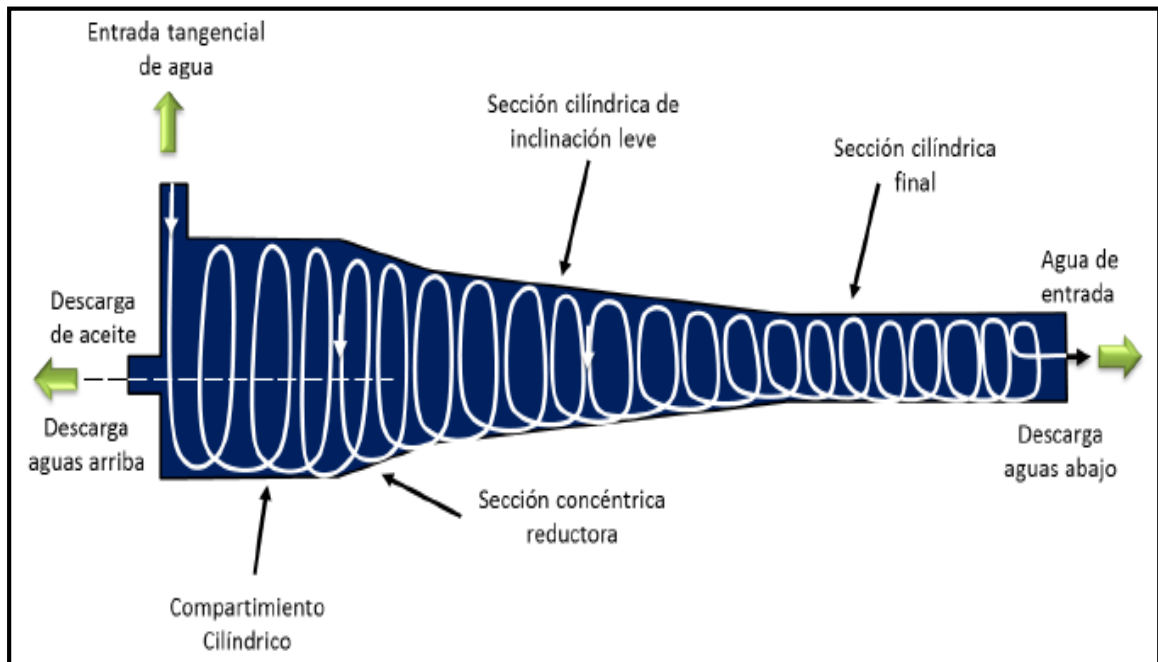
Fuente: Mokhtab, Saeid. Handbook of natural gas transmission and processing. 2006.

3.3.4 Fuerza centrífuga. El fluido es impulsado hacia hidrociclones para lograr la separación por diferencia de densidades.

- **Hidrociclones.** Su función es la de separar arena, partículas disueltas o gotas de aceite del agua aceitosa. La separación se produce gracias a la velocidad de rotación que se genera al ser inyectada el agua de forma tangencial en el interior del cuerpo del hidrociclón y a la diferencia de densidades que existe entre cada sustancia y el agua, ver figura 14.

Como consecuencia de la fuerza centrífuga, las partículas o gotas de aceite se desplazan hacia la pared del hidrociclón, donde las partículas prosiguen una trayectoria espiral descendente y las gotas de aceite ascienden debido a la fuerza de gravedad. De esta forma, el aceite es recobrado, mientras tanto el agua sale por la parte baja del dispositivo.

Figura 14. Hidrociclón.



Fuente: Castro Castell, Martha Rocío. Estado del arte de sistemas de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros. 2004.

3.3.5 Piscinas. Generalmente son elementos diseñados para el tratamiento secundario del agua residual, con el objeto de proporcionar un tiempo de retención relativamente grande comparado con los demás equipos. Estas se pueden clasificar en aeróbicas, anaeróbicas, facultativas, de sedimentación y de oxidación.

- **Piscinas aeróbicas:** Son lagunas en las cuales los microorganismos oxidan la materia orgánica aprovechando el oxígeno disuelto presente en el agua. La profundidad oscila entre 0.5 y 1 metro, permitiendo el paso de la luz solar a través del cuerpo de agua, y así favorecer el crecimiento de algas por acción de la fotosíntesis, lo cual genera grandes cantidades de oxígeno.
- **Piscinas anaeróbicas.** Lagunas con profundidades entre 2 y 4 metros, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para producir CO₂, por lo tanto, este tipo de lagunas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto a diferencia de las piscinas aeróbicas.
- **Piscinas facultativas.** Lagunas con características aeróbicas y anaeróbicas simultáneamente, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La profundidad oscila entre 1 y 2 metros. Comúnmente este tipo de piscinas son usadas en la industria petrolera implementando sistemas de aireadores.

Las piscinas para el tratamiento de aguas residuales tienen como objeto, preservar la flora y la fauna al remover el contenido de aceite y otros contaminantes que inciden de forma negativa en el agua receptora; incrementar y/o mantener los niveles de oxígeno disuelto en el agua residual; reducir en la concentración de compuestos aromáticos, fenólicos y metales y estabilizar las condiciones del pH.

- **Piscinas de sedimentación.** Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario, se encuentran expuestos a la

atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H₂S y CO₂ al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.

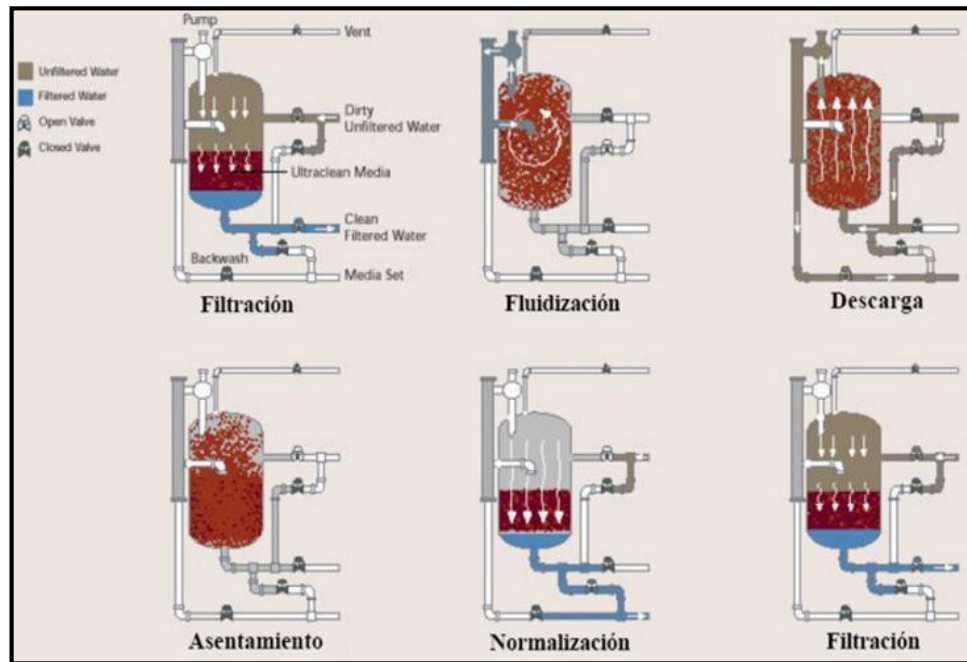
Es indispensable el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, dependiendo del tamaño y la composición se usa uno u otro compuesto. En la industria petrolera el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante.

- **Piscinas de oxidación.** La optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite, fenoles, entre otros).

Además, disminuye la temperatura del agua que va a ser vertida. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

3.3.6 Filtración. este proceso está dirigido a la remoción de los sólidos suspendidos o pequeñas partículas que no pudieron ser retenidos en los procesos previos. Dichos equipos se basan en el principio de hidrodinámica, adhesión y atracción molecular para atrapar contaminantes. Los equipos utilizados generalmente son filtros de lecho, en la figura 15 se muestra el proceso que tiene un filtro con lecho filtrante, el cual puede estar constituido por grava, antracita, gránate o cascarilla de nuez y avellana para remover partículas de hasta 1 micrón de diámetro.

Figura 15. Proceso de filtrado con filtro de lecho.



Fuente: Fundación EFIC

- **Filtros de tierra diatomea.** La diatomea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. Esta se deposita sobre un tamiz o lienzo; siendo este lecho el que actúa como medio de filtrado. Este filtro opera hasta que la caída de presión a través del mismo alcance un nivel pre establecido, entonces se retro lava desechándose el material filtrado.
- **Filtros de cartucho:** Son aquellos que utilizan cilindros construidos de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado, piedra o están formados por fibras tejidas de materiales sintéticos tales como: polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante, siendo usados normalmente donde el pretratamiento ha producido aguas de gran calidad y los volúmenes que se vienen procesando son bajos.

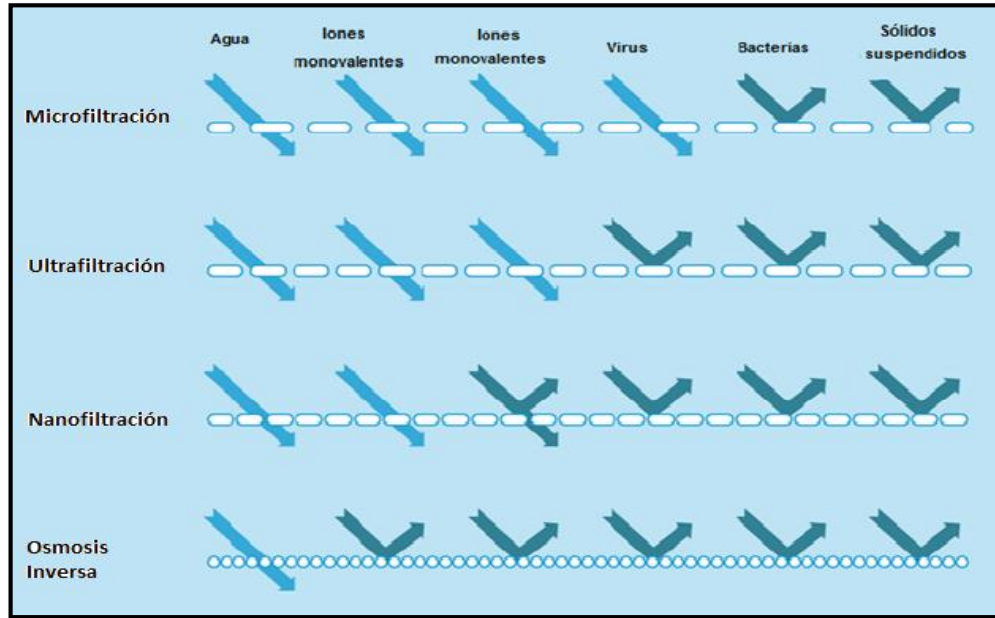
- **Filtros de cáscara de nuez.** Fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados, el lecho es de 100% cáscaras de nuez, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración.
- **Filtros multilecho.** Estas unidades son similares a los filtros de cáscara de nuez, están diseñados para remover sólidos y en sistemas de agua de producción pueden remover el 98% de los sólidos de más de 2 micrones de diámetro.
- **Filtro pulidor de granate y antracita:** Diseñado para remover hasta más del 98% de las partículas mayores de 2 micrones presentes en el agua de alimentación. Retiene los sólidos más grandes en la capa de antracita y los más finos pasan por esta y quedan en la de granate.

3.3.7 Membranas. La filtración por membranas es un proceso de separación en la que la membrana retiene aquellas partículas mayores al tamaño del poro, esto conlleva a que el filtrado contenga un menor número de partículas, las cuales son más pequeñas que el tamaño del poro de la membrana.

Las tecnologías de membrana implican el uso de procesos físicos de separación de sustancias disueltas en líquidos. En función de qué sustancias se hallen presentes, de su tamaño, y de qué resultado final se persiga, pueden utilizarse varios procesos de separación. Dentro de estas se encuentran la ósmosis inversa, la nanofiltración, la ultrafiltración, la microfiltración¹⁷, Ver figura 16.

¹⁷ HERNANDEZ, a., et al. Microfiltración, ultrafiltración y ósmosis inversa. Murcia: Universidad de Murcia, 1990. v. 4, 23:37 p.

Figura 16. Comparación de tecnologías de membranas.



Fuente: <http://www.kochmembrane.com/learning-center/Technologies.aspx>.

- **Microfiltración.** En este proceso la membrana elimina las micropartículas del agua bajo una presión aplicada, sirve para eliminar las trazas de aceite y grasas, microbios, compuestos orgánicos, solubles, sales divalentes, ácidos y contaminantes; remueve partículas con diámetros de 1 a 0.001 micras y requiere un diferencial de presión menor a 30 psi.
- **Ultrafiltración.** La membrana elimina las ultrapartículas del agua, esta elimina virus y sustancias orgánicas.
- **Nanofiltración.** En la nanofiltración las membranas pertenecen a la familia de película delgada y son usualmente de configuración en espiral. Se puede afirmar que es un proceso de filtración por membranas operadas bajo presión en la que solutos de bajo peso molecular son retenidos, pero las sales pasan, total o parcialmente, esto provee un rango de selectividad entre las membranas de

ultrafiltración y ósmosis inversa, permitiendo simultáneamente concentración y desalado de solutos orgánicos.

La membrana retiene solutos que la ultrafiltración pasaría, pero deja pasar sales que la ósmosis inversa retendría. En algunas aplicaciones, su selectividad entre moléculas de tamaños similares es la clave del éxito del proceso de separación con membrana.

- **Ósmosis inversa.** Es un proceso natural fundamentado en el equilibrio. En la naturaleza se conoce en procesos tan importantes como la entrada de agua a las células y consiste básicamente en el paso del agua a través de una membrana semipermeable o porosa desde una solución con menor concentración de sales hacia otra con mayor concentración salina.

Este movimiento del agua se producirá hasta que se alcance el equilibrio, es decir hasta que se igualen las concentraciones entre los dos fluidos. La fuerza que impulsa este movimiento se conoce como presión osmótica y está relacionada con la concentración de sales en las soluciones. ¹⁸

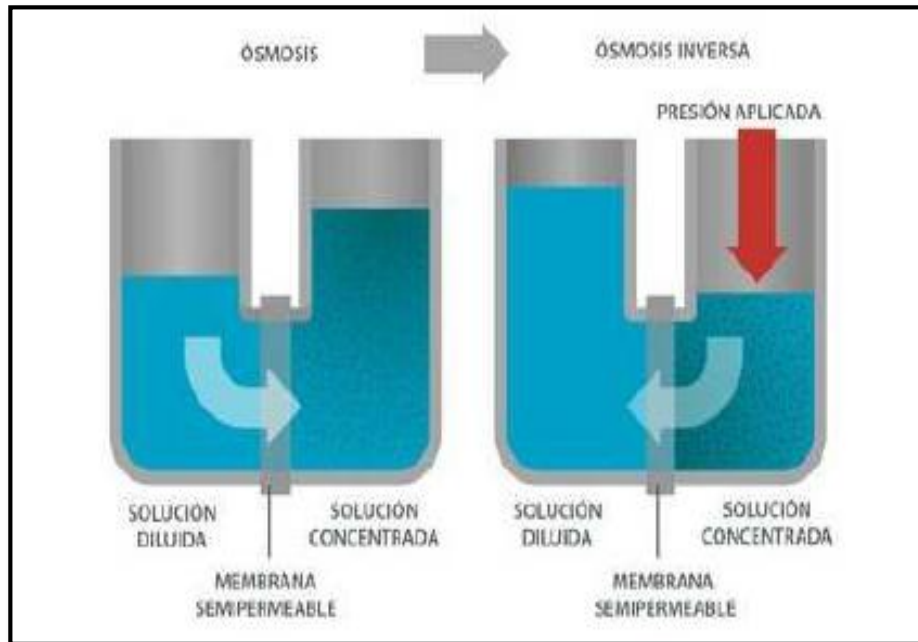
La ósmosis inversa es entonces la reversión de este proceso mediante la aplicación de una presión mayor a la presión osmótica sobre la solución de mayor concentración de sales, lo cual ocasionará que el agua migre a través de la barrera semipermeable hacia la solución con menor concentración salina, obteniendo en la barrera las sales que se encuentran en la solución, ver figura 17.

Un sistema de ósmosis inversa para aguas de producción requiere que el agua de entrada tenga la menor cantidad de sólidos disueltos y sólidos suspendidos posibles, así como cero grasas y aceites para que las membranas funcionen

¹⁸ BINNIE, Chirs; KIMBER, Martin y SMETHURST, George. Basic water treatment. 3 Edition. London: Thomas Telford IWA, 2002. 169 p.

correctamente. Por esta razón es indispensable contar con un pretratamiento, tratamiento primario, secundario e incluso microfiltración del agua antes que esta ingrese al sistema de ósmosis inversa.

Figura 17. Funcionamiento de la ósmosis y la ósmosis inversa.



Fuente: Curso de tratamiento de aguas de producción para inyección o vertimiento.

3.3.8 Separación electroquímica. Es un proceso de separación en el que las membranas cargadas y una diferencia de potencial eléctrico se usan para separar especies iónicas y otros componentes no cargados de una solución acuosa¹⁹.

Esta separación es utilizada para la desalación del agua y en algunas zonas del mundo es el proceso principal para la producción de agua potable²⁰.

¹⁹ SCHOEMAN, J. J. The status of electrodialysis technology for brackish and industrial water treatment. En: Water SA. Vol. 11, No. 2 (April. 1985); p. 79-86.

²⁰ LEITZ, F. B. and EISENMANN, J. L. Tutorial lectures in electrochemical engineering and technology: Electrodialysis as separation process. New York: (Symposium series number 204). (1981), Vol. 77, p. 204-209.

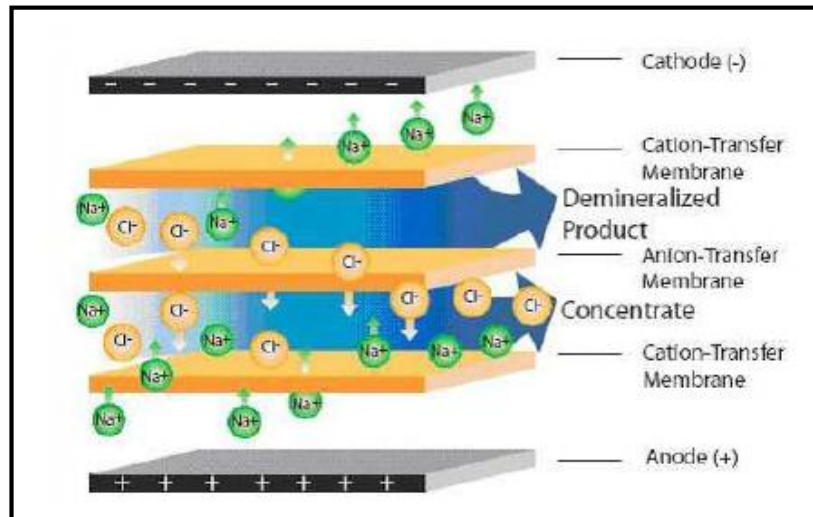
El desarrollo del intercambio iónico de membrana, con mejores selectividades, menor resistencia eléctrica y con propiedades térmicas, químicas y mecánicas mejoradas, ha generado un gran interés, especialmente en las industrias de alimentación, medicamentos y procesos químicos, así como en la biotecnología y en el tratamiento de aguas residuales²¹.

- **Electrodiálisis.** En este proceso el agua fluye entre membranas permeables catiónicas y aniónicas, colocadas alternadamente, en el que se construye como un acumulador o módulo de electrodiálisis. La corriente continua suministra la fuerza para la migración iónica a través de las membranas, y los iones son eliminados o concentrados en los pasos de agua alternativos por medio de las membranas, y los iones son eliminados o concentrados en los pasos de agua alternativos por medio de las membranas permeablemente selectivas²². Entre cada juego de membranas se ubica una malla que sirve para separar las mismas, para soporte de estas y que genera canales de flujo a través de los cuales la solución pasa, generando turbulencia lo cual mejora la transferencia de iones. La membrana de intercambio catiónico está cargada negativamente y es permeable para cationes como los de sodio, Na^+ y calcio, Ca^{2+} , mientras que es impermeable para aniones tales como el cloruro, Cl^- , sulfato, SO_4^{2-} , entre otros. Las membranas de intercambio aniónico están cargadas positivamente y se comportan de modo opuesto, Ver figura 18.

Figura 18. Esquema del funcionamiento de una membrana de electrodiálisis.

²¹ KORNGOLD, E., et al. fouling of anion-selective membranes in electro dialysis. En: Desalination. Vol. 8, No. 2 (Octubre, 1970); p. 195-220.

²² LEITZ, Op. Ci., p. 205



Fuente: http://opex-energy.com/ciclos/planta_tratamiento_aguas.html

La electrodiálisis requiere regularmente la adición de ácido y/o secuestrante a la corriente de concentrado, con el fin de inhibir la precipitación de sales como CaCO_3 y CaSO_4 en el acumulador. Para mantener el rendimiento del acumulador o módulo de electrodiálisis, este debe limpiarse periódicamente para eliminar incrustaciones y otras materias ensuciadoras en las superficies²³. El desmontaje regular es una operación que consume tiempo y representa una desventaja de este proceso.

- **Electrodiálisis inversa.** El proceso opera sobre los mismos principios básicos del proceso estándar de electrodiálisis, con la principal diferencia que la polaridad de los electrodos se invierte periódicamente, aproximadamente de 3 a 4 veces por hora y por medio de válvulas motorizadas, se intercambian las salidas del acumulador de membrana del agua producto y del agua residual²⁴.

²³ SCHOEMAN, Op. Cit., p. 79

²⁴ Ibid., p. 80

Los iones son transferidos así en direcciones opuestas a través de las membranas, lo cual ayuda a la rotura de la incrustación y al lavado y salida al exterior de lodos y otros depósitos de las celdas que componen el módulo de electrodiálisis.

La operación automática del proceso de electrodiálisis inversa normalmente elimina la necesidad de dosificar ácido y/o secuestrantes y la formación de incrustación en los compartimentos de los electrodos se minimiza debido al cambio continuo de condiciones ácidas a básicas.

La capacidad de la electrodiálisis inversa para controlar la precipitación de la incrustación de forma más efectiva que la electrodiálisis normal es otra gran ventaja de este proceso, especialmente para las aplicaciones que requiere altas recuperaciones de agua.

3.3.9 Evaporación. Los evaporadores pueden funcionar flotando sobre el agua que se va a evaporar, o en una superficie dura donde son instalados y el agua es llevada hasta cada equipo por medio de bombas y tuberías. Esta técnica no requiere un tratamiento previo avanzado, lo cual se constituye en una ventaja ya que estos pueden tolerar hasta 800mg/l de grasas y altas concentraciones de sales disueltas (50000mg/l). Hay dos tipos de evaporadores importantes, los evaporadores térmicos y los mecánicos.

- **Evaporación térmica.** La evaporación térmica es un proceso físico cercano a la destilación, que consiste en pasar de forma gradual un líquido a estado gaseoso mediante la aplicación de la suficiente energía en forma de calor, para vencer la tensión superficial del mismo²⁵. Ocurre más rápido cuando se alcanza la

²⁵ ELÍAS CASTELLS, Xavier. Tecnologías aplicables al tratamiento de residuos. Madrid: Diaz de Santos, 2012. p. 106-108.

temperatura de ebullición, pero no es necesario que todo el líquido alcance esta temperatura para iniciar a evaporarse.

Como método para separar el agua de los componentes con los que esta se encuentra mezclada, puede ser uno de los más efectivos, pero los altos costos de energía de la evaporación simple a presión atmosférica, lo convierten en un proceso inaceptable económicamente. Por esto en la industria se trabaja con diversas formas de evaporación que varían del método tradicional para hacerla más eficiente.

- **Evaporación mecánica.** La evaporación mecánica se basa en la atomización o pulverización del agua a temperatura ambiente, haciendo pasar la misma de forma controlada por un rotor que gira impulsando el agua contra una platina con orificios de diámetros controlados, donde el agua impacta y sale disparada por unas boquillas que la lanzan al medio en tamaños promedio de 150 micras a 4 metros de altura.

Este proceso de evaporación mecánica o atomización del agua, se realiza sin ningún tipo de calor aplicado y son los evaporadores los que pulverizando el agua en tamaños de las órdenes mencionadas anteriormente, forman una nube o neblina tan fina que al entrar en contacto con la masa de aire con bajo contenido de humedad de la atmosfera, se integra rápidamente a la misma. Sin embargo la tasa de evaporación se ve afectada por un número de factores que incluyen la velocidad del viento, la temperatura y la humedad del aire en el campo de atomización, y su distribución espacial, tiempo de vuelo y el tamaño de las gotas atomizadas.

Todos estos parámetros deben ser monitoreados en tiempo real para mantener la eficiencia y evitar enviar agua pulverizada a un aire que no pueda recibirla, por estas razones los evaporadores funcionan en línea con una estación

meteorológica que registra estas variables en tiempo real y mediante un software regula el funcionamiento del equipo.

3.4 DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Los métodos para la disposición del agua asociada a la producción de hidrocarburos generalmente son tres, vertimiento a fuentes hídricas, inyección de nuevo al subsuelo como sistema de recobro mejorado de petróleo, para obtener mayor producción de crudo o mantener la presión de un yacimiento, o se inyecta para almacenamiento.

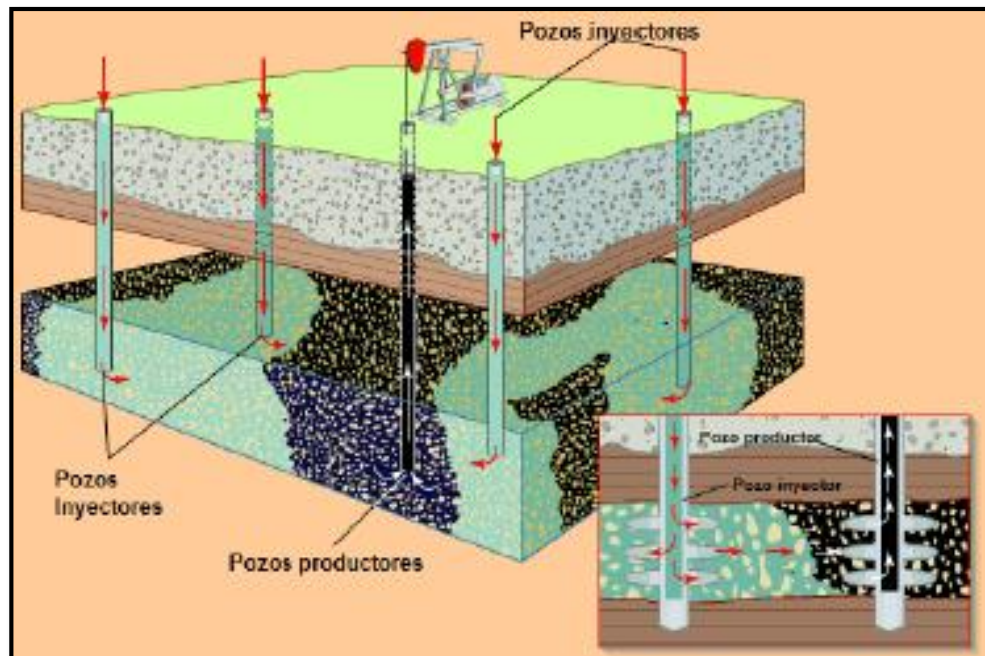
Hace muchos años se disponía el agua sin tener en cuenta los efectos sobre el medio ambiente, hoy en día se siguen realizando descargas de agua pero con un control más riguroso por parte de las autoridades ambientales. La disposición de las aguas de producción es uno de los temas más discutidos a nivel de la industria petrolera y por esto existen normas reglamentarias dependiendo el tipo de operación como se expone en el capítulo 2.

El enfoque que se le debe dar al manejo de las aguas producidas es el de proteger el medio ambiente mitigando al máximo la contaminación que pueda causar el desecho y el de reducir los costos operacionales de producción de crudo.

3.4.1 Vertimiento. El manejo se hace en superficie y hace referencia a todas las prácticas que se desarrollan en torno a la administración del agua de producción en la superficie, ya sea que se descargue directamente a un afluyente, a embalses o como riego de alguna zona terrestre. Para el vertimiento del agua es necesario someterla a procesos físicos, químicos y biológicos para eliminar la mayor cantidad de contaminantes y de esta manera cumplir con la normatividad requerida por la licencia ambiental.

3.4.2 Inyección de agua como método de recobro. Uno de los métodos más utilizados para el manejo del agua de producción es la reinyección a una formación subterránea, la mayoría del agua producida, aproximadamente el 71%²⁶, se inyecta para apoyar las presiones del yacimiento cuando se ha agotado y para conducir hidráulicamente el petróleo hacia un pozo productor. Ver figura 19.

Figura 19. Inyección de agua para el recobro mejorado de petróleo.



Fuente: <http://research.che.tamu.edu>.

El agua que se utiliza para la inyección debe ser tratada, para lograr que sea compatible con la formación receptora, pues diferentes sustancias disueltas en el agua producida pueden reaccionar con la roca u otros fluidos en la formación y tener consecuencias no deseadas. Por ende, deben controlarse los sólidos disueltos,

²⁶ VEIL, John A., et al. A White paper describing produced waters from production of crude oil, natural gas and coal bed methane. Prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. January, 2004.

contenido de grasas, elementos corrosivos, temperatura, pH, conductividad eléctrica, alcalinidad y crecimiento de microbios.

3.4.3 Inyección subterránea para almacenamiento y posterior uso. El agua de producción se puede reutilizar de diferentes maneras, esto puede ser inmediatamente o colocarla en almacenamiento para usarla en el futuro. Una opción al inyectar el agua de producción es depositarla en una formación subterránea, donde pueda ser retirada posteriormente para su reutilización, este proceso se conoce como el almacenamiento y la recuperación del acuífero (ASR)²⁷.

El agua producida está constituida en su mayor porcentaje por sales, el costo de eliminación de la salinidad constituye un obstáculo para la inyección de un acuífero. Sin embargo, algún tipo de agua puede ser utilizada directamente o con poco tratamiento²⁸. Al disponer del agua de producción para almacenamiento y recuperación de acuíferos, se deben evaluar ciertos factores como:²⁹

- La disponibilidad de un acuífero apto para la descarga. Consideraciones de idoneidad, lo que implica la extensión del área, el grosor, la profundidad del acuífero, la presencia y el tamaño de las capas de confinamiento.
- La hidrogeología de la formación del acuífero, incluyendo su porosidad, permeabilidad, transmisividad, conductividad hidráulica, dirección y velocidad del flujo.

²⁷ RUSSELL, C. S. and Hazlett, W. G. Injection of oilfield produced water into water aquifers. SPE 35876, 1996.

²⁸ ZAKI, K. and ROEHL, E. Management strategy water injection best practices-design, performance and monitoring. SPE 10548, 2005.

²⁹ LEONE, J. A. Characterization and control of formation damage during water flooding in reservoirs. SPE 12917, 2002.

- Las características químicas del agua que ya residen en el acuífero y el agua de inyección.

Además de la inyección de agua como método de recobro y para almacenamiento y recuperación de acuíferos, también se tienen otros posibles usos hidrológicos del agua de producción, entre los que se nombran:

- El control de la subsidencia en la superficie después de grandes retiros de agua subterránea o de petróleo y gas.
- El bloqueo de intrusiones de agua salada en los acuíferos en las zonas costeras.
- Aumentar las aguas subterráneas de carácter regional o local.

3.4.4 Inyección de agua en pozo *disposal*. Los pozos de disposición de agua regresan el agua de producción a una formación, siempre y cuando cumpla con los criterios específicos (propiedades petrofísicas, capacidad de almacenamiento e inyectividad) de la formación de interés³⁰. Estos tipos de pozo se hacen necesarios por diversos factores, ya sea por reglamentación ambiental para vertimiento o por capacidad de tratamiento y almacenamiento en el campo.

La inyección de agua afecta la dinámica del yacimiento y el control de esos procesos está directamente influenciado por el ajuste de las tasas y presiones de inyección en cada pozo de manera individual. De igual manera, las propiedades de los fluidos son de gran importancia en el esquema de inyección, pero usualmente no varían de manera significativa en el tiempo y se pueden asumir como constantes durante la operación; el análisis de estos procesos de inyección incluye el seguimiento

³⁰ FRAC FOCUS Chemical Disclosure Registry water disposal Wells. [en línea] (15 de febrero de 2017). <http://fracfocus.ca/hydraulic-fracturing-how-it-works/casing/water-disposal-wells>.

continuo de las tasas de producción de aceite, gas y agua, conocimiento de problemas de subsidencia de la formación y determinación de fallas potenciales de los pozos, propiedades mecánicas de la roca entre otros.

La gran cantidad de datos de presiones y tasas de inyección y su correcta interpretación, proveen el conocimiento de la dinámica del yacimiento en escalas temporales y espaciales³¹.

- **Pozo inyector.** Es un pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía³².
- **Índice de inyectividad.** Es un parámetro que permite cuantificar el performance de un pozo inyector y se define como la cantidad de agua inyectada en la formación, entre el diferencial de presión de fondo de pozo y la contrapresión que ejerce la formación. De manera general, se dice que el índice de inyectividad cuantifica cuanta cantidad de agua se inyecta por unidad de presión requerida para ser inyectada.

El principal inconveniente que se presenta en pozos inyectoros es la disminución de este índice, que puede deberse a múltiples factores inherentes a las condiciones de inyección, a las propiedades de la formación en donde se dispone el agua o a las propiedades del agua de inyección.

- **Presión de inyección.** Es la presión a la cual se inyecta un tratamiento o fluido de prueba a la matriz de formación, sin causar su falla o fractura. Se describe comúnmente como la presión de la bomba de superficie requerida para lograr la

³¹ SILIN, D. B., Monitoring waterflood operations. Hall Method Revisited. En: SPE. 93879-MS (2005)

³² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1495 (02, septiembre, 2009). Medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión web <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%2018%201495%20de%202009.pdf>. p. 6.

inyección. Sin embargo, la presión hidrostática de la columna de fluido también contribuye al valor de presión de fondo³³.

- **Presión hidrostática.** Es la fuerza por unidad de área causada por una columna de fluido en el pozo.
- **Presión de fondo.** Es la presión a la cual un fluido es inyectado en una zona de interés. Es calculada típicamente añadiendo la presión hidrostática de la columna de fluido a la presión de la bomba de superficie durante la prueba de inyección³⁴.
- **Presión de formación.** Vista en el marco del esquema de inyección, es la presión que se opone a la presión de fondo de pozo cuando se está inyectando un fluido. Es la presión que ejercen los fluidos presentes en la formación. Es un parámetro dinámico, ya que varía con el tiempo del proyecto de inyección, de manera general, la presión de formación alrededor del *wellbore* aumenta a medida que se van inyectando mayores cantidades de agua. De la misma manera, aumenta la resistencia al flujo, por lo que es necesaria una mayor precisión de inyección para inyectar la misma cantidad de agua.
- **Tasa de inyección.** Es el volumen de fluido inyectado durante un proceso de inyección.
- **Pruebas de inyección.** La única técnica disponible para la medición de esfuerzos *in-situ* es el bombeo de fluido en el yacimiento, creando una fractura y midiendo la presión a la cual la fractura se cierra.

³³ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. INJECTION PRESSURE. [En línea] (2017). http://glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/injection_pressure.aspx

³⁴ Ibíd. Bottomhole injection pressure. [En línea] (2017). http://glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bottomhole_injection_pressure_bhip.aspx.

Es común realizar esta prueba en nuevos campos o yacimientos para ayudar a desarrollar correlaciones para optimizar los tratamientos de fractura para pozos siguientes³⁵.

- **Conversión pozo productor a inyector.** Para convertir un pozo productor en inyector se requiere de algunas operaciones como:

- ✓ Retirar el sistema de levantamiento artificial.
- ✓ Retirar tubería de producción.
- ✓ Hacer calibración y verificación del revestimiento.
- ✓ Cañoneo y/o recañoneo de zonas de interés.
- ✓ Pruebas selectivas de inyectividad.
- ✓ Estimulación selectiva (si se requiere)
- ✓ Bajar sarta de inyección selectiva.

- **Seguimiento operativo de un pozo inyector.** Las operaciones principales que se deben hacer para el debido seguimiento de un pozo inyector son:

- ✓ Medición de presión de *casing* de superficie (trimestral).
- ✓ Medición de presión de inyección (diaria).
- ✓ Medición de caudal de inyección (diaria).
- ✓ Perfiles de inyección para determinar distribución del agua inyectada (anual).
- ✓ Ajuste en la calibración de válvulas.

- **Parámetros involucrados en el proceso de inyección de agua.** La inyección de agua tiene unos rangos de aplicabilidad, dependiendo de los parámetros involucrados.

³⁵ SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. Fracture Mechanics. [En línea] (2017). http://petrowiki.org/Fracture_mechanics.

Para el estudio de los rangos de aplicación se han tenido en cuenta características provenientes de datos de campos en los cuales el proceso de inyección de agua ha contado con un éxito rotundo, tales como saturaciones, gravedad API del crudo, viscosidad, entre otros. En la tabla 13 se muestra un resumen de estos rangos.

Tabla 13. Rangos de aplicabilidad de los parámetros involucrados en el proceso de inyección de agua.

| Propiedad | Rango aplicable | Rango dudoso |
|-------------------------|-----------------|--------------|
| Saturación de agua, % | 0 - 75 | >50 |
| Saturación de gas, % | 0 - 70 | >25 |
| Saturación de aceite, % | 25 - 100 | <35 |
| Gravedad API | >15 | >15 |
| Viscosidad, cp | 0,2 - 200 | >30 |
| Porosidad, % | >7 | <7 |
| Permeabilidad, md | >10 | <10 |
| Profundidad, pies | 200 - 10000 | <200 |
| Temperatura, °F | 60 - 300 | <60 |
| Presión, psi | 10000 | >300 |
| Litología | Areniscas | Calizas |

Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. 2001.

- **Calidad del agua de inyección.** La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que pueden causar efectos en el yacimiento, los pozos, y facilidades de superficie, no existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección, esto

varía con las características propias de cada yacimiento. Por medio de pruebas, se deben establecer los índices mínimos de calidad aceptable para ese campo, los cuales permitirán evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso.

La calidad del agua de inyección y producción, se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección, los tratamientos aplicados varían dependiendo de la composición del agua y de las características de la formación a la cual se va a inyectar, generalmente no se realizan todos los análisis, sin embargo mantener la calidad del agua en los topes más altos optimizara el proceso.

Los análisis realizados al agua de inyección tienen como objetivo identificar aquellos iones y propiedades físicas que estén involucrados en procesos corrosivos o en el taponamiento de la formación, además de permitir la caracterización del agua según condiciones físicas. Algunos de estos análisis son temperatura, contenido de grasas y aceites, sólidos suspendidos totales, pH, conductividad eléctrica alcalinidad³⁶. En la tabla 14 se puede observar la normatividad de la calidad del agua de inyección

Según el artículo 51 de la resolución 18 1495 de 2009, todo proyecto de disposición del agua producida debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 20, informe mensual sobre inyección de agua.

La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el formulario 7, permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial³⁷.

³⁶ BENION, D.B. y THOMAS, F. Water quality considerations resulting in the impaired injectivity of water injection and disposal Wells. PET-SOC. 2000-67, 2000.

³⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. cit., p. 17

Tabla 14. Normatividad de la calidad del agua de inyección.

| Norma | Tipo de análisis | Parámetro | Límite | Objetivo/Observación |
|-----------------|---|-------------------|-----------|--|
| Referencia NACE | Análisis fisicoquímicos "in-situ" | Conductividad | - | Debe tener una conductividad similar o mayor a la de las aguas de formación. |
| | | pH | 6,5 - 8,5 | Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones. |
| | | Fe ²⁺ | <1 mg/L | Previene la corrosión de la tubería y evita la formación de lodos. |
| | | H ₂ S | 0 mg/L | Previene corrosión y ampollamiento de la tubería. Previene que la formación se vuelva sulfuro agrio. |
| | | CO ₂ | < 10 ppm | Previene corrosión. |
| | | O ₂ | <1 ppm | Previene corrosión. |
| | | Turbidez | <2 NTU | Indica la presencia de sólidos suspendidos |
| | Análisis Fisicoquímicos en el laboratorio | Cationes, Aniones | - | Previene la formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y |

Tabla 14. (Continuación).

| Norma | Tipo de análisis | Parámetro | Límite | Objetivo/Observación |
|-----------------|---|--------------------------------|-------------------------|--|
| | Análisis Fisicoquímicos en el laboratorio | Cationes, Aniones | - | obstrucciones en el sistema de inyección. |
| | | Densidad | - | Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de la formación, para que haya mayor dispersión. |
| Referencia NACE | | Grasas y Aceites | <5 mg/L | Previene la obstrucción de los filtros en la Superficie. Evita reducir la permeabilidad de la formación. |
| NACE TMO 273-05 | Calidad del Agua | Sólidos suspendidos | <5 mg/L | Evita el taponamiento de la formación receptora. |
| | | Pendiente (caudal vs. volumen) | <0.99 | Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero. |
| ATSM 4412-02 | Bacteriológico | BSR | <10 ⁴ ucf/mL | Evita la reducción por parte de bacterias de sulfatos y sulfitos que conllevan a la producción de H ₂ S |

Fuente: Taller de pozos de inyección, Ecopetrol.

4 FACILIDADES PARA TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Las facilidades a diseñar son para el tratamiento y disposición de las aguas de producción de los pozos del campo, el cual actualmente tiene en producción los pozos 1 y 2.

El volumen de agua producida que se estima manejar está entre 2000 y 3000 barriles de agua por día. En los análisis fisicoquímicos preliminares está teniendo valores de cloruros de hasta 17000 ppm, de acuerdo a los análisis de laboratorio mencionados en el numeral 1.3, se conocen las propiedades fisicoquímicas del agua que se deben tratar para cumplir con la normatividad ambiental vigente.

4.1 MANEJO ACTUAL DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

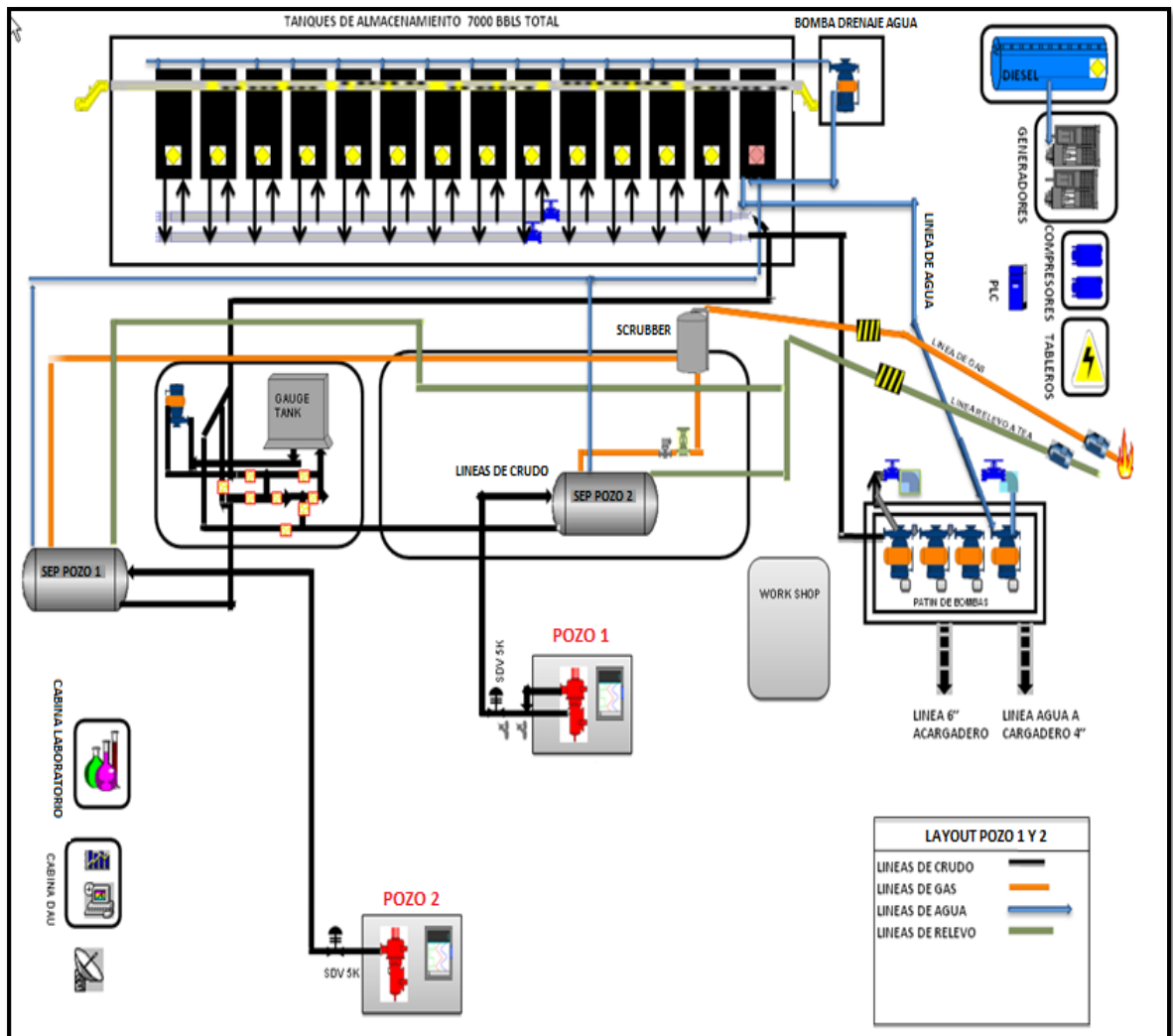
Actualmente el campo cuenta con facilidades de producción en alquiler, con equipos diseñados para operación semiautomática supervisada, dotada de controles locales y remotos de proceso, con sistema de monitoreo remoto de alarmas, facilidades para identificación de variables de proceso y cumpliendo con normas y estándares de la empresa.

En estas facilidades se recibe la totalidad de la producción de los pozos 1 y 2, Los fluidos de producción (crudo-agua-gas) tienen diferentes procesos para su manejo y disposición, lo cual garantiza un crudo de venta bajo especificaciones.

Una vez los fluidos aportados por los pozos se encuentren en superficie son recibidos en un separador trifásico, donde se realiza la separación de agua, crudo y gas (ver figura 20) para su posterior proceso, de la siguiente manera:

- **Crudo:** El crudo resultante del proceso de separación es conducido a zona de almacenamiento, seguidamente se mantiene en reposo para su posterior fiscalización y obtención de parámetros como es gravedad API, % BSW y salinidad para su respectivo despacho hacia los descargaderos.

Figura 20. Diagrama de proceso.



Fuente: Petrobras S.A.

En caso de que no se cumplieran los parámetros exigidos por el comprador para recibir el crudo, este entraría nuevamente al proceso de tratamiento.

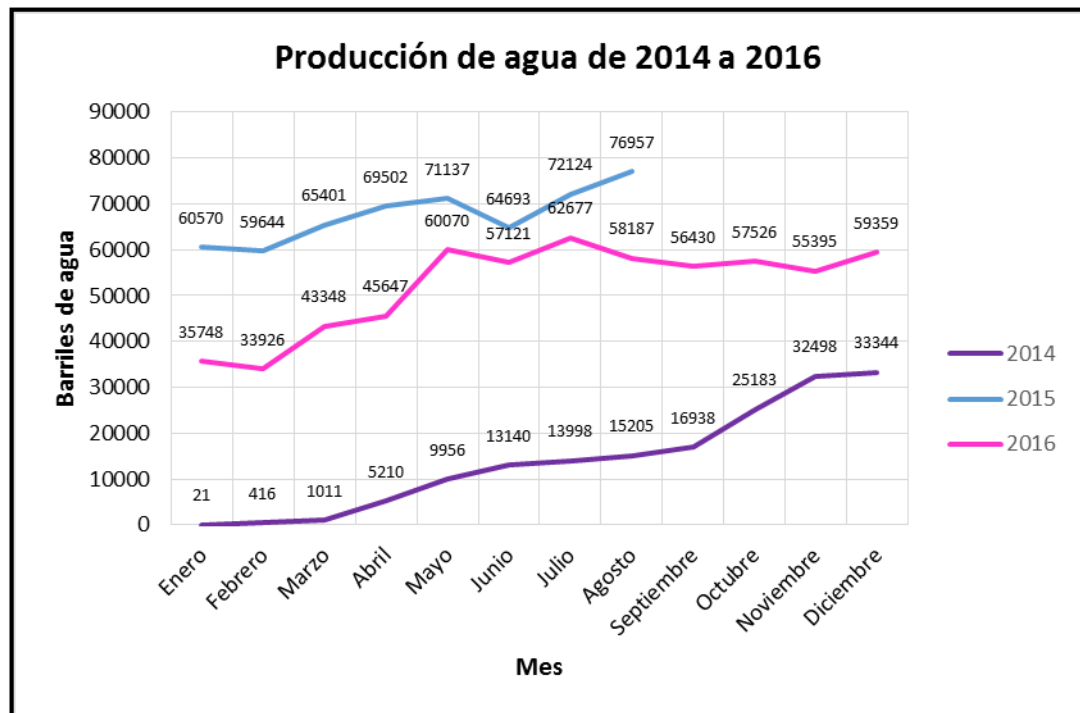
- **Gas:** El gas separado es conducido hacia un *scrubber* o separador vertical, este equipo realiza la separación de los líquidos contenidos en el gas garantizando su deshidratación, posteriormente este gas se conduce a través de una línea de tres pulgadas hacia el quemadero (TEA) para su disposición final.
- **Agua:** El agua que se produce es almacenada en el Tanque TK-01 y transferida mediante la línea de cuatro pulgadas al cargadero para su posterior envío a un campo aledaño en el cual una empresa contratada hace el servicio de tratamiento y disposición del agua.

Como se menciona en los procesos anteriormente descritos, la generación del agua de producción es un punto inherente a esas etapas y de ahí su alta importancia, ya que la misma requiere de un tratamiento que permita realizar su disposición final, cumpliendo con todos los requisitos exigidos por la normatividad ambiental nacional que la regula.

El agua objeto del presente estudio presenta una producción actual promedio de 2500 barriles por día, los cuales provienen exclusivamente del agua de formación del campo y que se convierten en agua residual industrial, con tendencia a incrementarse en el tiempo.

En la figura 21 se representa la producción de agua acumulada mensual, de los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente.

Figura 21. Producción de agua acumulada mensual de los años 2014, 2015 y 2016.



4.2 ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA

El desarrollo de esta monografía parte de la caracterización del agua de producción del campo y para efectos de este documento, se tiene en cuenta los datos históricos del monitoreo que se ha realizado a esta agua desde el año 2014 hasta el 2016. De dichos datos cabe decir que el principal problema es la gran cantidad de cloruros que contiene el agua del campo.

Después de indagar acerca de las experiencias de otras empresas del sector petrolero para el manejo de cloruros y revisar los tratamientos con los que cuentan, reuniones y procesos de revisión de las tecnologías con diferentes empresas que ofrecen soluciones para el manejo de aguas de producción con contenido alto de cloruros, y analizar la información bibliográfica relacionada con las principales tecnologías empleadas, se comparan las ventajas y desventajas de la implementación en el campo base de este estudio.

4.2.1 Ósmosis inversa. Para implementar esta técnica en el campo es necesario tener en cuenta lo siguiente:

✓ Es imprescindible tener un pretratamiento de floculación y el sistema de filtración SDI para remover cualquier elemento que pueda bloquear la operación de las membranas de ósmosis inversa.

✓ Es necesario evacuar los *slurries* que se generan en el proceso, lo cual requiere un diseño con todo lo necesario para su adecuado manejo y disposición final.

✓ También se requiere hacer una ultrafiltración del efluente y ubicar un tanque para poder ingresar el agua en flujo constante a las unidades de ósmosis inversa.

✓ Se necesita un suministro de corriente que puede costar unos 280 a 340 USD por día.

✓ El sistema de tratamiento con la instalación cuesta 1.140.000 USD para un caudal de 1.5l/s de agua tratada.

✓ También se necesita tener personal técnico las 24 horas del día.

• **Ventajas:**

✓ La remoción de cloruros logra una retención del 95%.

✓ No requiere áreas grandes para la instalación de las unidades de tratamiento.

✓ Existe diversidad de membranas lo cual hace el proceso muy específico y esto genera muy buenos resultados.

✓ En caso de que se requiera recuperar los productos filtrados por las membranas, se facilita hacerlo.

- **Desventajas:**

- ✓ En todo sistema de ósmosis inversa se obtiene un rechazo que crea una salmuera muy concentrada que normalmente es del 10% del fluido tratado y esta debe ser tratada con otros procesos específicos y especializados para su disposición final.

- ✓ Para avalar el éxito de la vida útil de las membranas y por tanto el éxito de la técnica, se requiere que el agua llegue con un solo componente objeto de remover y ello implica remover los demás contaminantes, con otros procesos que aumentan el costo del tratamiento.

- ✓ El sistema consiste de 18 membranas que se deben cambiar generalmente cada mes, según cotización a la empresa de servicios Weatherford, el costo por membrana es alrededor de 1000 USD, de manera que es elevado.

4.2.2 Electrodialisis inversa. A pesar de que en la electrodialisis las aplicación más importante es la desalación del agua gracias a su alta remoción de iones pequeños como los cloruros, no se contempla la aplicación de esta técnica, a causa de que a más de 5000 mg/l de concentración de contaminantes disueltos en el agua, el proceso es ineficaz³⁸, y considerando que el agua del campo presenta una concentración en solo cloruros de 17000 mg/l no se tiene en cuenta.

4.2.3 Evaporación térmica. Para la implementación de esta técnica en el campo se tiene en cuenta las siguientes ventajas y desventajas.

³⁸ STRATHMANN, Heinrich. Membrane Handbook, Ho W.S.W., Sirkar K.K. (Eds): Applications, Electrodialysis. New York: Van Nostrand Reinhold, 1992. 217p.

- **Ventajas:**

- ✓ Se adapta fácilmente a caudales grandes.
- ✓ Es un proceso que no requiere de un tratamiento previo complejo del agua teniendo en cuenta que solo se concentra en evaporar la misma mediante la adición de temperatura.
- ✓ Posible emplear de forma directa el gas que genera el campo como fuente de energía.
- ✓ Existen diferentes tipos de montajes, lo cual permite que se adapte al caso en específico.

- **Desventajas:**

- ✓ El espacio que ocupa los equipos principales, se estima que sea alrededor de 300 metros cuadrados.
- ✓ Los equipos, la instalación y el montaje son de alto costo.
- ✓ Demanda alto consumo de energía para su funcionamiento, se cree que unos 180 kW/h para los 320 bbl/día que produce el campo.
- ✓ Se genera un efluente del proceso, que al igual debe ser monitoreado antes de su vertimiento.
- ✓ Los sólidos que se generan en los cristalizadores siguen conteniendo por ahí un 20% de humedad, en consecuencia sigue dejando un problema para solucionar.

- ✓ Se precisa el uso de aditivos químicos previos al proceso para precipitar metales y otros compuestos que puedan generar vapores peligrosos, porque generarían problemas de incrustaciones en los equipos y se elevaría el punto de ebullición del agua.

Teniendo en cuenta estudios realizados internamente en la empresa Petrobras S.A, el costo inicial requerido para la implementación de esta técnica en el campo incluye, la importación de los equipos, 5.000.000 USD, teniendo en cuenta solo la compra; obras civiles para adecuación de las áreas, 70.000 USD; adicionalmente el consumo de energía es por poco de 50.000 USD mensuales teniendo en cuenta que el valor del Kw/h para el campo estudiado es de 0.27 dólares.

4.2.4 Inyección. Para implementar esta técnica en el campo es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ Instalar un filtro de lecho y un tanque decantador para remover los sólidos suspendidos en el agua y hacer la disposición final de los sedimentos que se obtienen en este proceso.
- ✓ Ubicar tanques de almacenamiento completamente sellados donde se inyecten los químicos necesarios que requiera el agua.
- ✓ Construir todas las facilidades para inyección, que se componen de las líneas de flujo hasta el pozo inyector, tanques de almacenamiento, sistema de inyección y circulación, bombas inyectoras, etc.

- **Ventajas:**

- ✓ puede utilizarse como método de recobro secundario.

- ✓ Es una técnica probada con éxito en diferentes campos de la industria petrolera tanto nacional como internacional.
- ✓ Es amigable con el ambiente ya que evita la descarga de contaminantes a las aguas superficiales.

- **Desventajas:**

- ✓ Los equipos e instalaciones del montaje en superficie son costosas.
- ✓ Puede presentar problemas operativos por incrustaciones o daños a la formación.
- ✓ En caso de necesitar mantenimiento, los costos son elevados, teniendo en cuenta el precio de servicios a pozo realizados anteriormente en el campo, se puede afirmar que cuesta en promedio unos 250.000 USD.

El costo de la inversión para la construcción de las facilidades propias, considerando que se cuenta con un pozo perforado, y basado en experiencias de otros campos, es de 4.650.000 USD incluyendo el tratamiento, y el suministro de energía.

4.3 ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PROPUESTA

Al comparar las alternativas planteadas anteriormente, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas, al igual que los costos aparentes que representa cada una de ellas, se llega a la determinación de proponer como alternativa para la disposición del agua del campo la inyección del agua en un pozo *disposal*, debido a que durante la campaña de perforación del campo, un pozo no dio los resultados esperados y este se puede completar y usar como pozo inyector, gracias a esto el

costo de implementar la tecnica disminuye, si bien presenta un alto costo inicial, este proceso ha sido probado en el país con unos resultados exitosos, además es avalada por la autoridad ambiental y soluciona de raíz la disposicion de los cloruros. Aunque en los procesos de pretratamiento requeridos se generan sedimentos, el costo de su disposicion es viable.

Sin embargo esta alternativa de solución, requiere de estudios técnicos detallados adicionales, en los cuales se evalúe si la inyección de agua es viable (pruebas de inyectividad y compatibilidad), pues es imprescindible saber si el yacimiento en el que se encuentra el pozo en mención, cumple con las características geológicas adecuadas para no alterar la formación y determinar los valores convenientes para hacer una inyección de agua óptima.

En caso de que los estudios muestren una respuesta positiva, y el agua producida en el campo estudiado, pueda ser inyectada en el pozo abandonado existente, se da continuidad a la propuesta con el diseño planteado en el siguiente numeral.

4.4 DISEÑO DE LAS FACILIDADES PARA LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN POZO *DISPOSAL*

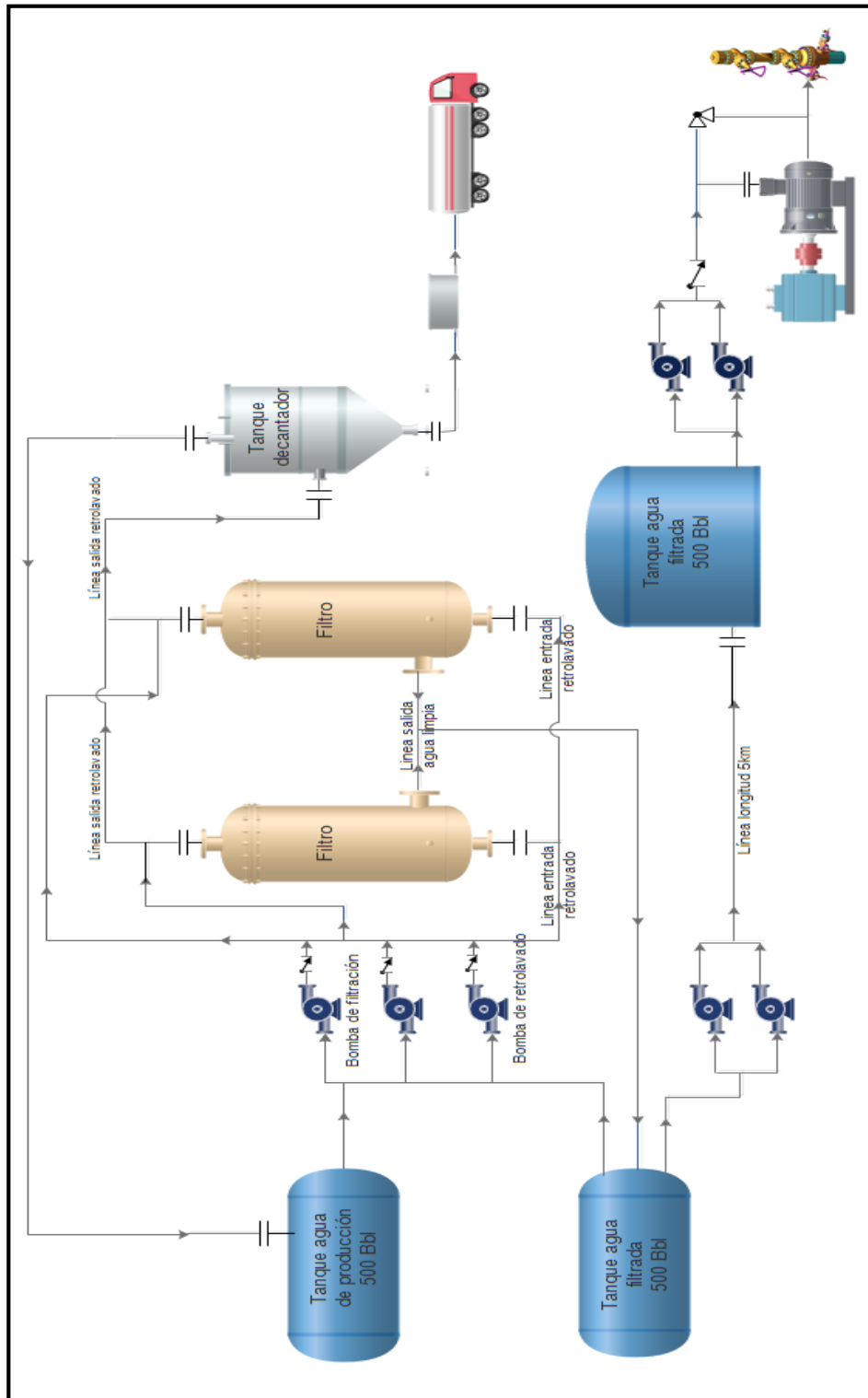
En la figura 22 se puede ver el diagrama del diseño planteado para el tratamiento y disposición final del agua del campo base de estudio en un pozo inyector, se propone como tratamiento, que el agua libre proveniente de los separadores se reciba en un tanque de almacenamiento, de allí sea transferida hacia filtros de cáscara de nuez usando bombas que la obliguen a pasar a través del lecho filtrante para que se retenga el poco aceite y los sólidos presentes, garantizando la remoción casi total de los mismos, dando como resultado concentraciones de aceite y sólidos inferiores a una parte por millón.

Las partículas que conforman el lecho filtrante de cascarilla de nuez son de un tamaño uniforme, lo que hace que la remoción sea más efectiva; para garantizar las condiciones del lecho y su máxima eficiencia se hace necesario realizar la limpieza del mismo mediante retro lavados secuenciales cada 6 horas aproximadamente, el agua producto de este proceso debe ser direccionada hacia un decantador en el cual, con la ayuda de químicos y tiempo de reposo, los sólidos más pesados se decanten y tanto el aceite como los sólidos livianos se floculen, resultando de este proceso agua clarificada que ingrese al ciclo nuevamente para su disposición.

Los residuos que se generan ahí, se deben enviar a las plantas de tratamiento de sólidos donde finaliza su tratamiento. En este punto se pretende lograr una eficiencia de remoción superior al 99%

Se proyecta que desde los filtros, el agua se envíe a un tanque de almacenamiento cerrado y de allí sea transportado mediante una bomba de inyección al pozo de destino para su final disposición.

Figura 22. Facilidades propuestas para el tratamiento y disposición del agua.



5 COMPARACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la comparación económica del actual tratamiento y disposición del agua de producción del campo, frente a la propuesta planteada, se tienen en cuenta dos escenarios, el primero, comparando el costo de comprar las facilidades y el otro, al implementar la técnica con facilidades alquiladas.

5.1 COSTO ACTUAL

Actualmente el tratamiento y disposición del agua de producción se realiza mediante terceros, se tiene un contrato con una empresa especializada en tratamiento de agua, ellos tiene la responsabilidad de tratar y hacer la disposición final de la misma, cumpliendo con las leyes ambientales vigentes en el país. En la tabla 15 se evidencian los costos en que se incurre en el presente.

Tabla 15. Gasto anual actual por tratamiento y disposición de agua de producción.

| Descripción del servicio | Tarifa promedio actual por barril (USD \$) | Producción de agua promedio mensual (Bbl) | Costo de tratamiento de agua mensual (USD \$) | Costo de tratamiento de agua anual (USD \$) |
|-----------------------------------|---|--|--|--|
| Transporte de agua | 1,42 | 75.000 | 106.250 | 1.275.000 |
| Tratamiento y Disposición de agua | 1,98 | 75.000 | 148.175 | 1.778.100 |
| Total anual | | | | 3.053.100 |

Fuente: Petrobras S.A.

5.2 COSTO PROYECTADO A TRES AÑOS

En la tabla 16 se puede observar el valor proyectado a tres años del tratamiento y disposición del agua de producción, teniendo en cuenta un aumento del 5% tanto en los precios como en la producción de agua.

Tabla 16. Costo proyectado del tratamiento y disposición de agua con terceros.

| Descripción del servicio | Tarifa promedio actual por barril (USD \$) | Producción de agua promedio mensual (Bbl) | Costo de tratamiento de agua mensual (USD \$) | Costo de tratamiento de agua anual (USD \$) |
|-----------------------------------|--|---|---|---|
| Transporte de agua | 1,49 | 78.750 | 117.141 | 1.405.688 |
| Tratamiento y disposición de agua | 2,07 | 78.750 | 163.363 | 1.960.355 |
| Total año 2018 | | | | 3.366.043 |
| Transporte de agua | 1,56 | 82.688 | 129.148 | 1.549.770 |
| Tratamiento y disposición de agua | 2,18 | 82.688 | 180.108 | 2.161.292 |
| Total Año 2019 | | | | 3.711.062 |
| Transporte de agua | 1,64 | 86.822 | 142.385 | 1.708.622 |
| Tratamiento y disposición de agua | 2,29 | 86.822 | 198.569 | 2.382.824 |
| Total Año 2020 | | | | 4.091.446 |

5.3 COSTO DE LA ALTERNATIVA DE TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN

A continuación se presentan las dos opciones posibles para implementar la inyección del agua de producción en un pozo *disposal*.

5.3.1 Inyección de agua con facilidades compradas. A continuación se presenta el análisis de inversión para el montaje de las facilidades y los gastos asociados al proceso comprando las facilidades. Algunos de los costos tenidos en cuenta se basan en estudios realizados por la empresa en otros campos.

- **Inversión.** En la tabla 17 se muestran los costos asociados a la inversión para la construcción de facilidades compradas para la disposición del agua de producción del campo.

Tabla 17. Inversión construcción de facilidades propias.

| Concepto | Costo (USD \$) |
|---|------------------|
| Pozo para inyección de agua (Completamiento del Pozo 3) | 1.200.000 |
| Sistema de tratamiento químico de agua | 125.000 |
| Sistema de inyección de Agua | 2.500.000 |
| Sistema de transporte de agua | 170.000 |
| Sistema de suministro de energía (Generación propia) | 650.000 |
| Total | 4.645.000 |

- **Gastos.** En la tabla 18 se muestran los costos asociados a gastos anuales para la operación de facilidades propias.

Tabla 18. Gasto anual para operación de facilidades propias.

| Concepto | Costo anual (USD \$) |
|-----------------------------|---------------------------------|
| Disposición de sedimentos. | 78.300 |
| Tratamiento químico. | 17.400 |
| Mantenimiento general. | 130.400 |
| Operación (Personal) | 139.200 |
| Generación eléctrica (ACPM) | 652.000 |
| Total | 1.017.300 |

- **Costo proyectado a tres años.** En la tabla 19 se observa el valor proyectado de tratamiento del agua de producción, teniendo en cuenta un aumento del 5%.

Tabla 19. Costo proyectado del tratamiento de agua con facilidades compradas.

| Concepto | Costo 2018 (USD \$) | Costo 2019 (USD \$) | Costo 2020 (USD \$) |
|----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Disposición de sedimentos. | 82.215 | 86.325 | 90.642 |
| Tratamiento químico. | 18.270 | 19.183 | 20.142 |
| Mantenimiento general. | 136.920 | 143.766 | 150.954 |
| Operación (Personal) | 146.160 | 153.468 | 161.141 |
| Generación eléctrica. | 684.600 | 718.830 | 754.771 |
| Total | 1.068.165 | 1.121.573 | 1.177.652 |

5.3.2 Inyección de agua con facilidades alquiladas. A continuación se presenta el análisis de inversión para el montaje de las facilidades y los gastos asociados al proceso alquilando las facilidades.

- **Inversión.** En la tabla 20 se muestran los costos asociados a la inversión para la construcción de facilidades alquiladas para la disposición del agua de producción del campo.

Tabla 20. Inversión construcción de facilidades en alquiler.

| Concepto | Costo (USD \$) |
|--|------------------|
| Pozo para inyección de agua (Completamiento de Pozo 3) | 1.200.000 |
| Sistema de transporte de agua | 170.000 |
| Sistema de suministro de energía (Generación propia) | 650.000 |
| Total | 2.020.000 |

- **Gastos.** En la tabla 21 se muestran los costos asociados a gastos anuales para la operación de facilidades alquiladas.

Tabla 21. Gasto anual para operación de facilidades en alquiler.

| Concepto | Costo anual (USD \$) |
|---|----------------------|
| Alquiler de facilidades (Tratamiento, Inyección y Generación) | 1.550.000 |
| Disposición de sedimentos. | 78.300 |
| Tratamiento químico. | 17.400 |
| Mantenimiento general. | 130.400 |

Tabla 21. (Continuación).

| Concepto | Costo anual (USD \$) |
|-----------------------------|---------------------------------|
| Operación (Personal) | 139.200 |
| Generación eléctrica (ACPM) | 652.000 |
| Total | 2.567.300 |

- **Costo proyectado a tres años.** En la tabla 22 se puede observar el valor proyectado a tres años de tratamiento del agua de producción, teniendo en cuenta un aumento del 5% tanto en los precios como en la producción de agua.

Tabla 22. Costo proyectado del tratamiento y disposición de agua con facilidades en alquiler.

| Concepto | Costo 2018 (USD \$) | Costo 2019 (USD \$) | Costo 2020 (USD \$) |
|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Alquiler de facilidades (Tratamiento, Inyección y Generación) | 1.627.500 | 1.708.875 | 1.794.319 |
| Disposición de sedimentos. | 82.215 | 86.326 | 90.642 |
| Tratamiento químico. | 18.270 | 19.184 | 20.143 |
| Mantenimiento general. | 136.920 | 143.766 | 150.954 |
| Operación (Personal) | 146.160 | 153.468 | 161.141 |
| Generación eléctrica (ACPM) | 684.600 | 718.830 | 754.772 |
| Total | 2.695.665 | 2.830.448 | 2.971.971 |

5.4 COMPARACIÓN DE COSTOS

En la tabla 23 se muestra la comparación de los costos de inversión y gastos operacionales de las alternativas para la inyección del agua frente al tratamiento

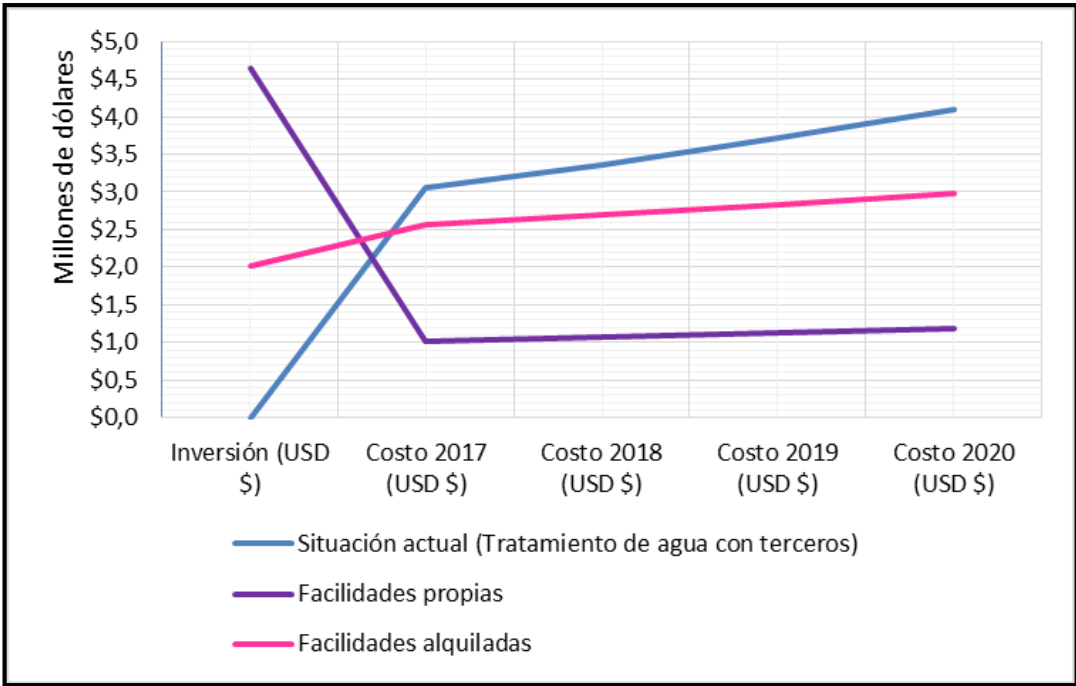
que se realiza actualmente al agua con terceros, adicionalmente se hace la comparación en el transcurso del tiempo.

Tabla 23. Comparación de costos de alternativas frente a la situación actual del tratamiento del agua.

| | Inversión (USD \$) | Costo 2017 (USD \$) | Costo 2018 (USD \$) | Costo 2019 (USD \$) | Costo 2020 (USD \$) | Total (USD \$) |
|--|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|
| Situación actual (Tratamiento de agua con terceros) | 0 | 3.053.100 | 3.366.043 | 3.711.062 | 4.091.446 | 14.221.651 |
| Facilidades propias | 4.645.000 | 1.017.300 | 1.068.165 | 1.121.573 | 1.177.652 | 9.029.690 |
| Facilidades alquiladas | 2.020.000 | 2.567.300 | 2.695.665 | 2.830.448 | 2.971.971 | 13.085.384 |

Se puede notar que es más factible económicamente implementar la propuesta de inyectar el agua de producción del campo en un pozo *disposal* comprando las facilidades, a pesar que al inicio el costo es bastante superior, los gastos operacionales son mucho menores y en consecuencia de ello, con el pasar del tiempo se hace más económico que implementando la técnica con facilidades en alquiler y mucho más notable la diferencia del costo comparado con el tratamiento y disposición del agua que se está haciendo en la actualidad, ver figura 23.

Figura 23. Comparación de costos de alternativas frente a la situación actual del tratamiento del agua.



6. CONCLUSIONES

- De las pruebas de laboratorio para el monitoreo fisicoquímico del agua de producción del campo, se puede decir que, de acuerdo con lo instituido por la resolución 631 de 2015, el agua se encuentra incumpliendo con los valores máximos permisibles para vertimiento de cloruros y sólidos totales suspendidos, siendo los cloruros el parámetro de mayor problema por su alto contenido (17.000ppm), por lo cual, para disponer el agua producida, se necesita realizar un tratamiento un tratamiento que elimine principalmente sales y sólidos totales suspendidos (TDS).
- El volumen de agua producida actualmente en el campo es de 2500 barriles por día, los cuales son tratados por una empresa alterna generando un gasto de 3.4 dólares por barril de agua tratada, por tal motivo se ve afectada la rentabilidad del campo, disminuyendo así el beneficio del mismo.
- Después de analizar diferentes métodos para el tratamiento de aguas de producción, se propone como alternativa de tratamiento y disposición del agua, la inyección de la misma en un pozo *disposal*, debido a que así se soluciona el problema de los cloruros y se da cumplimiento a las normas ambientales reduciendo los costos de tratamiento.
- La mayor ventaja que tiene el campo es que no requiere de perforar un nuevo pozo para la reinyección, puesto que se cuenta con un pozo abandonado, que es la opción para la implementación del proyecto.

- El costo para implementar la técnica de inyección en el campo, varía dependiendo si se compran o se alquilan las facilidades, aunque inicialmente el costo es por mucho, más alto con equipos propios, al hacer la proyección para tres años adicionales, es bastante notable la disminución del precio que representa utilizar facilidades propias frente a las alquiladas y la disposición actual del agua coproducida con petróleo.
- Se dio cumplimiento al objetivo general de elaborar una propuesta técnico económica para disminuir el costo de la disposición final del agua de producción en un campo colombiano.

7. RECOMENDACIONES

- Esta propuesta, al ser fundamentada en experiencias e ingeniería conceptual, la solución debe complementarse con un estudio de ingeniería de detalle para así poder aplicar criterios técnicos y económicos viables de mayor certeza.
- Hacer un análisis de compatibilidad entre el agua de formación y el agua de inyección evitando así problemas de dispersión hidrodinámica o difusión iónica.
- Se deben analizar las propiedades del yacimiento para su correcta inyección, por tanto, debe hacerse un análisis previo para saber las condiciones del mismo, con esto poder determinar valores y factores con los cuales la inyección del agua de producción sea óptima.
- Es de suma importancia poder verificar la efectividad del diseño planteando como solución al tratamiento de agua de producción del campo, antes de comprar los equipos y realizar las modificaciones necesarias en el campo, para no incurrir en gastos innecesarios.
- Tener en cuenta la presión de fractura de la formación con el propósito de evitar daños en el yacimiento y por consiguiente disminución de la tasa de inyección en el pozo.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD, R. et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. En Oilfield review. Otoño 2004. [En línea] [Fecha de consulta: 15 de Julio de 2016] https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/04_managing_water.ppd

BECERRA, F. Manejo y tratamiento de aguas en campos petroleros, taller. Bogotá. Marzo de 2011.

BENION, D.B. y THOMAS, F. Water quality considerations resulting in the impaired injectivity of water injection and disposal Wells. PET-SOC. 2000-67, 2000.

BINNIE, Chirs; KIMBER, Martin y SMETHURST, George. Basic water treatment. 3 Edition. London: Thomas Telford IWA, 2002. 169 p.

CASTRO CASTELL, Martha Rocío. Estado del Arte de sistemas de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros, 2004.

DE VIANA, Javier. Guía para la disposición y tratamiento del agua producida: Guía ambiental de Arpel número 1. [En línea]. Uruguay. Arpel, 2005. [Noviembre 23 de 2016]. Disponible en internet: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>

EDOSPINA S.A: Tecnología del agua, CPI separadores de placas corrugadas. [En línea] Edospina, 2016. [16-Agosto -2016]. Disponible en internet: <http://www.edospina.com/index.php/agua-residual/desarenado/169-cpi-separadores-de-placas-corrugadas>.

ELÍAS CASTELLS, Xavier. Tecnologías aplicables al tratamiento de residuos. Madrid: Díaz de Santos, 2012. p. 106-108.

FORERO, Jorge Enrique, Agua, generalidades y fundamentos de tratamiento. En: ASEDUIS BOGOTA (2016; Bogotá). Memorias de clase de sistemas de tratamiento de agua. 47 p.

FRAC FOCUS Chemical Disclosure Registry water disposal Wells. [En línea] (15 de Febrero de 2017). <http://fracfocus.ca/hydraulic-fracturing-how-it-works/casing/water-disposal-wells>.

GIRALDO, Jorge Frank y ESCALENTE, Luis Alberto. Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2008. 27 p.

HERNANDEZ, a., et al. Microfiltración, ultrafiltración y ósmosis inversa. Murcia: Universidad de Murcia, 1990. v. 4, 23:37 p.

KORNGOLD, E., et al. fouling of anion-selective membranes in electro dialysis. En: Desalination. Vol. 8, No. 2 (October, 1970); p. 195-220.

LEITZ, F. B. and EISENMANN, J. L. Tutorial lectures in electrochemical engineering and technology: Electrodialysis as separation process. New York: (Symposium series number 204). (1981), Vol. 77, p. 204-209.

LEONE, J. A. Characterization and control of formation damage during waterflooding in reservoirs. SPE 12917, 2002.

LEWIS, E. Escala practica de salinidad y sus antecedentes. 1980

MEMORIAS de Mario Escobar Vanegas, Ingeniero de petróleos, Instructor del curso “Tratamiento de aguas de producción para inyección o vertimiento” de la Fundación EFIC. 2012. p. 51.

MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594 (26, junio, 1984). Usos del agua y residuos líquidos. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión <http://www.ins.gov.co:81/normatividad/Decretos/DECRETO%201594%20DE%201984.pdf>. p. 21, 55.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 3930 del 25 de Octubre de 2010. [En Línea] [Fecha de consulta: 09 de Septiembre de 2016]. <http://www.ins.gov.co:81/normatividad/Decretos/DECRETO%203930%20DE%202010.pdf>. p. 16, 28.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 (17, marzo, 2015). Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2015. p. 2, 12-14, 62

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1495 (02, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión web <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%2018%201495%20de%202009.pdf>. p. 6, 17

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. 2001.

RUSSELL, C. S. and Hazlett, W. G. Injection of oilfield produced water into water aquifers. SPE 35876, 1996.

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. Injection pressure. [En línea] (2017). http://glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/injection_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. Bottomhole injection pressure. [En línea] (2017). http://glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bottomhole_injection_pressure_bhip.aspx.

SCHOEMAN, J. J. The status of electro dialysis technology for brackish and industrial water treatment. En: Water SA. Vol. 11, No. 2 (April. 1985); p. 79-86.

SILIN, D. B., Monitoring waterflood operations. Hall Method Revisited. En: SPE. 93879-MS (2005)

VEIL, John A., et al. A White paper describing produced waters from production of crude oil, natural gas and coal bed methane. Prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Enero, 2004.

ZAKI, K. and ROEHL, E. Management strategy water injection best practices-design, performance and monitoring. SPE 10548, 2005.

ANEXOS

Anexo A. Análisis de aniones y cationes del agua de producción de los años 2014, 2015 y 2016.

| Complete Water Analysis | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|--------|-----------------|---------|--------|
| PENCOR ID No. 38390-07 | | | | | | |
| Sample date and time: July 15, 2014 | | | | | | |
| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 13 | 137,34 | 2,0 | 0,19 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 1.080 | 40,08 | 2,0 | 53,96 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | <0.01 | 55,85 | 2,0 | 0,00 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 105 | 24,31 | 2,0 | 8,46 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 85 | 39,10 | 1,0 | 2,17 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 4.680 | 22,99 | 1,0 | 203,35 |
| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 565 | 61,02 | 1,0 | 9,26 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 12 | 79,90 | 1,0 | 0,15 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0.0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 9.280 | 35,45 | 1,0 | 261,61 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <10 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 37 | 96,06 | 2,0 | 0,77 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |
| Total Cation Meq's | | 268 | | | | |
| Total Anion Meq's | | 272 | | | | |
| TDS (mg/l) | | 15.857 | | | | |
| TDS (ppm) | | 15.714 | | | | |
| Ion Balance | | 0,007 | | | | |
| pH | | 7,81 | | | | |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | | 0,40 | | | | |
| Conductivity, microSiemens/cm | | 25.200 | | | | |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | | 1,0101 | | | | |
| | | Stability Index at 100 °F | | -0,62 | | |
| | | Stability Index at 200 °F | | 1,25 | | |
| | | % Deviation in Meq. Bal. | | 0,68 | | |
| | | % Deviation in TDS | | 1,55 | | |
| QA/QC Run ID's | | | | | | |
| | | ICP | | 12292011 1 to 4 | | |
| | | IC - Anions | | July 2013 #1065 | | |
| | | IC - Organic Acids | | N/A | | |
| | | Salinity mg/l | | 15367 | | |

MINERAL ANALYSIS PATTERN

Complete Water Analysis

PENCOR ID No. 38039-02

Sample date and time: September 20, 2014 at 0555 hours

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 2,8 | 137,34 | 2,0 | 0,04 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 170 | 40,08 | 2,0 | 8,55 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | 0,42 | 55,85 | 2,0 | 0,02 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 26 | 24,31 | 2,0 | 2,12 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 39 | 39,10 | 1,0 | 1,00 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 2.330 | 22,99 | 1,0 | 101,39 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 850 | 61,02 | 1,0 | 13,97 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 5,5 | 79,90 | 1,0 | 0,07 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0,0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 3.830 | 35,45 | 1,0 | 108,03 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <4,0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 25 | 96,06 | 2,0 | 0,52 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0,0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|-------|
| Total Cation Meq's | 113 |
| Total Anion Meq's | 123 |
| TDS (mg/l) | 7.279 |
| TDS (ppm) | 7.249 |
| Ion Balance | 0,040 |

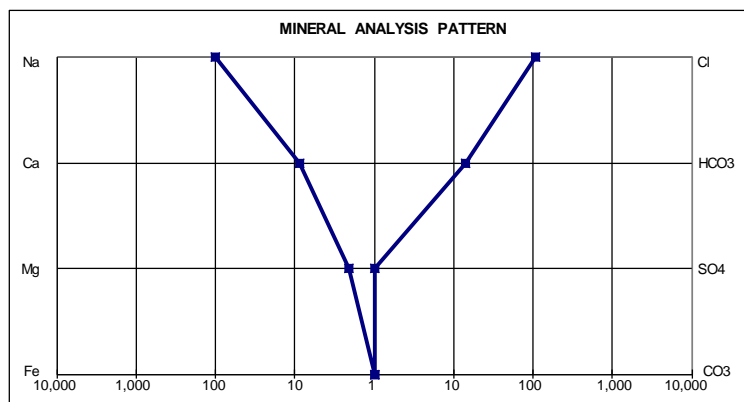
| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -2,08 |
| Stability Index at 200 °F | -0,22 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 4,02 |
| % Deviation in TDS | 0,84 |

| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 6,98 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,82 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 12.170 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0051 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|------------------|
| ICP | 10032011 1 to 4 |
| IC - Anions | April 2013 # 812 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 6616



Complete Water Analysis

PENCOR ID No. 38390-06

Sample date and time: December 26, 2014

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 8,4 | 137,34 | 2,0 | 0,12 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 925 | 40,08 | 2,0 | 46,18 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | <0.01 | 55,85 | 2,0 | 0,00 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 76 | 24,31 | 2,0 | 6,25 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 99 | 39,10 | 1,0 | 2,53 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 4.180 | 22,99 | 1,0 | 181,69 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 615 | 61,02 | 1,0 | 10,07 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 29 | 79,90 | 1,0 | 0,36 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0.0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 7.740 | 35,45 | 1,0 | 218,20 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <10 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 47 | 96,06 | 2,0 | 0,98 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 237 |
| Total Anion Meq's | 230 |
| TDS (mg/l) | 13.719 |
| TDS (ppm) | 13.604 |
| Ion Balance | 0,015 |

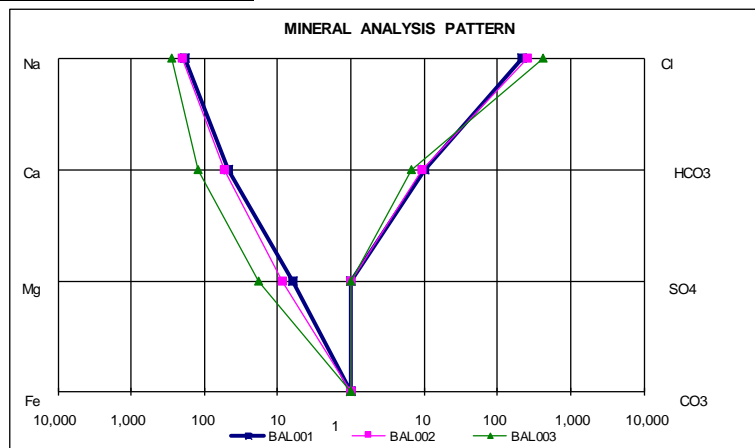
| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -1,36 |
| Stability Index at 200 °F | 0,50 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 1,54 |
| % Deviation in TDS | 0,52 |

| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 7,13 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,47 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 21.300 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0095 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|-----------------|
| ICP | 12292011 1 to 4 |
| IC - Anions | July 2013 #1065 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 13140



Complete Water Analysis

PENCOR ID No. 39009-07

Sample date: April 30, 2015 at 1145 hours

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 21 | 137,34 | 2,0 | 0,31 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 1.450 | 40,08 | 2,0 | 72,57 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | 0,35 | 55,85 | 2,0 | 0,01 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 140 | 24,31 | 2,0 | 11,62 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 87 | 39,10 | 1,0 | 2,24 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 5.370 | 22,99 | 1,0 | 233,67 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 345 | 61,02 | 1,0 | 5,62 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 16 | 79,90 | 1,0 | 0,20 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0.0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 11.010 | 35,45 | 1,0 | 310,47 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <4.0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 21 | 96,06 | 2,0 | 0,44 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 320 |
| Total Anion Meq's | 317 |
| TDS (mg/l) | 18.460 |
| TDS (ppm) | 18.227 |
| Ion Balance | 0,006 |

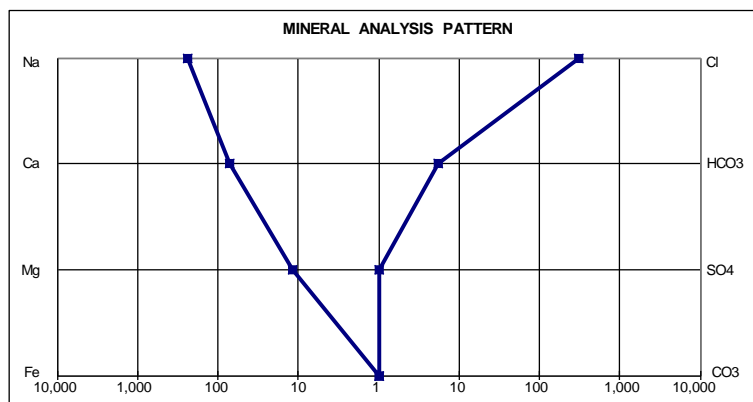
| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 7,20 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,34 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 29.200 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0138 |

| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -1,07 |
| Stability Index at 200 °F | 0,79 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 0,58 |
| % Deviation in TDS | 2,52 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|------------------|
| ICP | 05092012 1 to 4 |
| IC - Anions | 2014 March # 314 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 18141



Complete Water Analysis

PENCOR ID No. 39009-08

Sample date: Julio 30, 2015

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 21 | 137,34 | 2,0 | 0,30 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 1.580 | 40,08 | 2,0 | 78,68 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | <0.01 | 55,85 | 2,0 | 0,00 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 155 | 24,31 | 2,0 | 12,74 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 86 | 39,10 | 1,0 | 2,19 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 5.720 | 22,99 | 1,0 | 248,63 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 420 | 61,02 | 1,0 | 6,87 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 16 | 79,90 | 1,0 | 0,20 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0.0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 11.120 | 35,45 | 1,0 | 313,65 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <4.0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 14 | 96,06 | 2,0 | 0,29 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 343 |
| Total Anion Meq's | 321 |
| TDS (mg/l) | 19.132 |
| TDS (ppm) | 18.885 |
| Ion Balance | 0,032 |

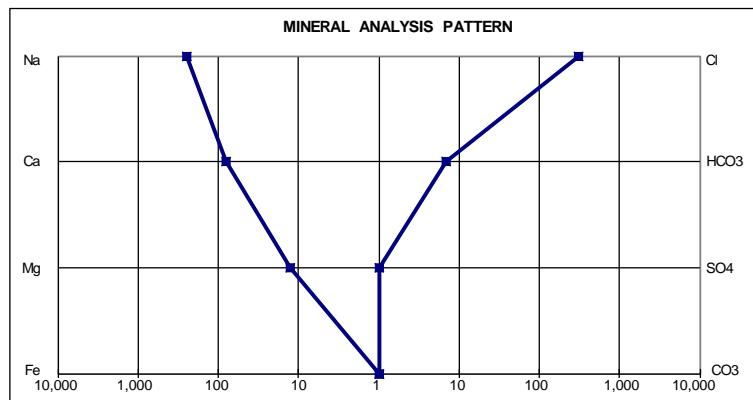
| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 7,24 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,34 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 29.600 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0141 |

| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -1,04 |
| Stability Index at 200 °F | 0,84 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 3,24 |
| % Deviation in TDS | 2,12 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|------------------|
| ICP | 05092012 1 to 4 |
| IC - Anions | 2014 March # 314 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 18771



Complete Water Analysis

PENCOR ID No. 38430-02

Sample date and time: December 21, 2015

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 24 | 137,34 | 2,0 | 0,34 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 2.390 | 40,08 | 2,0 | 119,46 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | 14 | 55,85 | 2,0 | 0,50 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 225 | 24,31 | 2,0 | 18,39 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 110 | 39,10 | 1,0 | 2,77 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 6.440 | 22,99 | 1,0 | 280,04 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 410 | 61,02 | 1,0 | 6,75 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 19 | 79,90 | 1,0 | 0,24 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0.0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 15.100 | 35,45 | 1,0 | 425,80 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <10 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 17 | 96,06 | 2,0 | 0,35 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 422 |
| Total Anion Meq's | 433 |
| TDS (mg/l) | 24.749 |
| TDS (ppm) | 24.314 |
| Ion Balance | 0,014 |

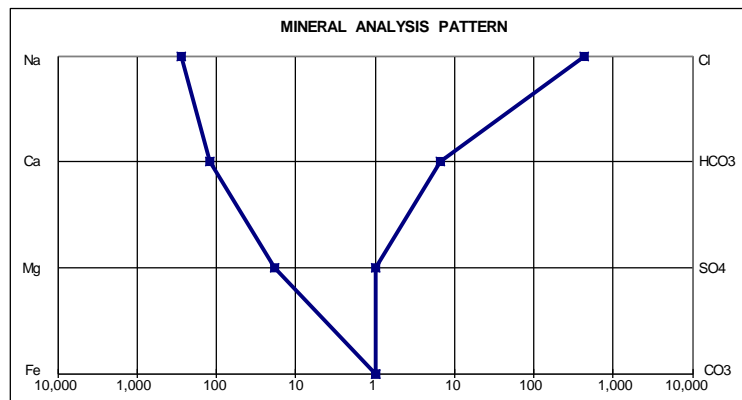
| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 6,59 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,25 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 39.900 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0189 |

| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -1,57 |
| Stability Index at 200 °F | 0,33 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 1,36 |
| % Deviation in TDS | 3,13 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|------------------|
| ICP | 01122012 1 to 4 |
| IC - Anions | 2014 March # 314 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 24380



Complete Water Analysis

RFS ID No. 40120-01

Sample date and time: January 5, 2016 at 1320 hours

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|-------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba +2 | ICP | 27 | 137,34 | 2,0 | 0,39 |
| Calcium | Ca +2 | ICP | 1.320 | 40,08 | 2,0 | 65,74 |
| Iron (dissolved) | Fe +2 | ICP | 4,1 | 55,85 | 2,0 | 0,15 |
| Magnesium | Mg +2 | ICP | 135 | 24,31 | 2,0 | 11,09 |
| Potassium | K + | ICP | 125 | 39,10 | 1,0 | 3,21 |
| Sodium | Na + | ICP | 10.540 | 22,99 | 1,0 | 458,38 |

| Anions | | Test method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|--------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO3 - | Titration | 260 | 61,02 | 1,0 | 4,26 |
| Bromide | Br - | Titration / IC | 15 | 79,90 | 1,0 | 0,19 |
| Carbonate | CO3 -2 | Titration | 0,0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl - | Titration / IC | 18.850 | 35,45 | 1,0 | 531,63 |
| Iodide | I - | Titration / IC | <2.0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO4 -2 | IC | 23 | 96,06 | 2,0 | 0,49 |
| Sulfide | S -2 | IC | 0.0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 539 |
| Total Anion Meq's | 537 |
| TDS (mg/l) | 31.299 |
| TDS (ppm) | 30.633 |
| Ion Balance | 0,002 |

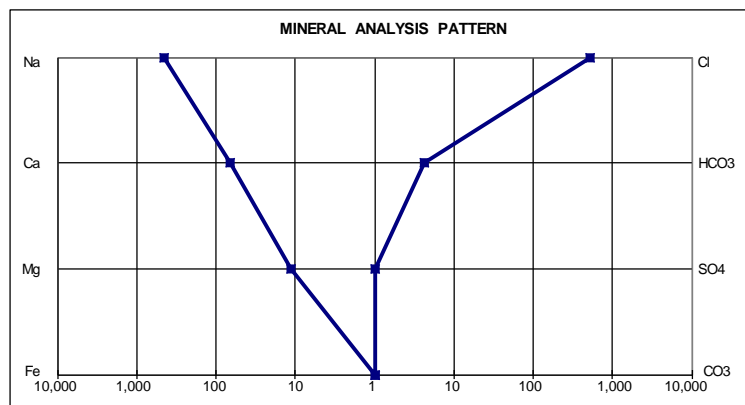
| | |
|--------------------------|-------|
| Stability Index @ 100 °F | -0,57 |
| Stability Index @ 200 °F | 1,33 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 0,22 |
| % Deviation in TDS | 1,87 |

| | |
|---------------------------------|--------|
| pH | 7,85 |
| Resistivity (Ohm-Meter) @ 77 °F | 0,23 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 44.200 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0227 |

| QA/QC Run ID's | |
|------------------|--------------------|
| ICP | 02012013 1 to 4 |
| IC - Anions | 2015 January # 846 |
| IC Organic Acids | NA |

Salinity mg/l 30996



Complete Water Analysis

RFS ID No. 40172-04

Sample date: April 13, 2016 at 1300 hours

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|--------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | 32 | 137,34 | 2,0 | 0,47 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 2.370 | 40,08 | 2,0 | 118,08 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | <0.01 | 55,85 | 2,0 | 0,00 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 165 | 24,31 | 2,0 | 13,76 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 105 | 39,10 | 1,0 | 2,74 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 7.490 | 22,99 | 1,0 | 325,71 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|--------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 425 | 61,02 | 1,0 | 7,00 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | 19 | 79,90 | 1,0 | 0,23 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0,0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 15.760 | 35,45 | 1,0 | 444,59 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <5.0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 19 | 96,06 | 2,0 | 0,40 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0,0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|--------|
| Total Cation Meq's | 461 |
| Total Anion Meq's | 452 |
| TDS (mg/l) | 26.385 |
| TDS (ppm) | 25.911 |
| Ion Balance | 0,009 |

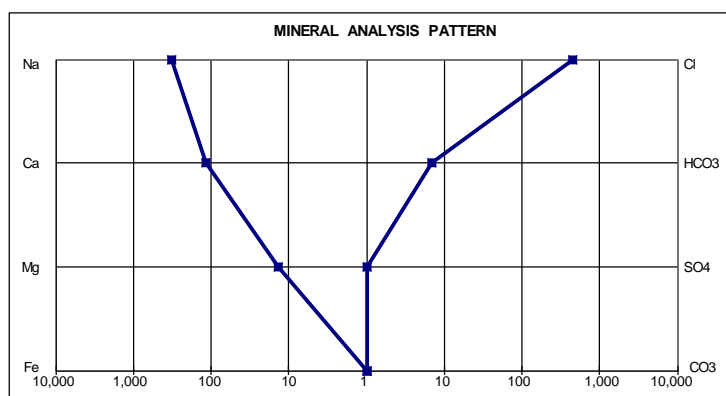
| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -0,78 |
| Stability Index at 200 °F | 1,12 |

| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 0,94 |
| % Deviation in TDS | 1,97 |

| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 7,40 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 0,26 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 38.500 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0193 |

| QA/QC Run ID's | |
|--------------------|--------------------|
| ICP | 02202013 1 to 4 |
| IC - Anions | 2015 January # 846 |
| IC - Organic Acids | N/A |

Salinity mg/l 25956



Complete Water Analysis

RFS ID No. 40172-03

Sample date: August 19, 2016 at 1500 hours

| Cations | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|------------------|------------------|-------------|--------|--------|---------|-------|
| Barium | Ba ⁺² | ICP | <0.005 | 137,34 | 2,0 | 0,00 |
| Calcium | Ca ⁺² | ICP | 6,9 | 40,08 | 2,0 | 0,34 |
| Iron (dissolved) | Fe ⁺² | ICP | 0,33 | 55,85 | 2,0 | 0,01 |
| Magnesium | Mg ⁺² | ICP | 0,89 | 24,31 | 2,0 | 0,07 |
| Potassium | K ⁺ | ICP | 20 | 39,10 | 1,0 | 0,51 |
| Sodium | Na ⁺ | ICP | 950 | 22,99 | 1,0 | 41,24 |

| Anions | | Test Method | (mg/l) | MW | Valence | Meq/l |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------|--------|---------|-------|
| Alkalinity (as Bicarbonate) | HCO ₃ ⁻ | Titration | 1,270 | 61,02 | 1,0 | 20,74 |
| Bromide | Br ⁻ | Titration / IC | <2,0 | 79,90 | 1,0 | 0,00 |
| Carbonate | CO ₃ ⁻² | Titration | 0,0 | 60,01 | 2,0 | 0,00 |
| Chloride | Cl ⁻ | Titration / IC | 730 | 35,45 | 1,0 | 20,62 |
| Iodide | I ⁻ | Titration / IC | <2,0 | 126,90 | 1,0 | 0,00 |
| Sulfate | SO ₄ ⁻² | IC | 36 | 96,06 | 2,0 | 0,75 |
| Sulfide | S ⁻² | IC | 0,0 | 32,06 | 2,0 | 0,00 |

| | |
|--------------------|-------|
| Total Cation Meq's | 42 |
| Total Anion Meq's | 42 |
| TDS (mg/l) | 3.014 |
| TDS (ppm) | 3.010 |
| Ion Balance | 0,001 |

| | |
|---------------------------|-------|
| Stability Index at 100 °F | -2,05 |
| Stability Index at 200 °F | -0,16 |

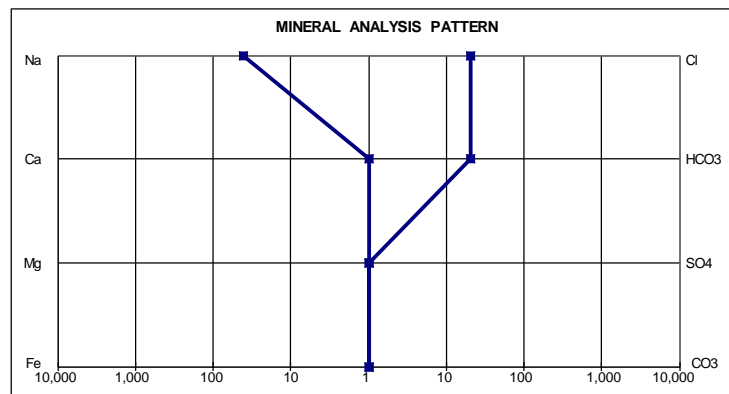
| | |
|--------------------------|------|
| % Deviation in Meq. Bal. | 0,07 |
| % Deviation in TDS | 3,36 |

QA/QC Run ID's

| | |
|--------------------|--------------------|
| ICP | 02202013 1 to 4 |
| IC - Anions | 2015 January # 846 |
| IC - Organic Acids | N/A |

| | |
|----------------------------------|--------|
| pH | 8,15 |
| Resistivity (Ohm-Meter) at 77 °F | 2,62 |
| Conductivity, microSiemens/cm | 3.820 |
| Specific Gravity 60 / 60 °F | 1,0023 |

Salinity mg/l 2049



Anexo B. Soporte de los análisis fisicoquímicos de las muestras.



Control de Calidad
Aguas – Alimentos – Ambiental
Análisis Microbiológicos, Moleculares y
Fisicoquímicos
Asesoría e Investigación

Informe de Laboratorio - Análisis Fisicoquímico de Aguas No. [REDACTED]

Información del Cliente

[REDACTED]

Datos de la Muestra

| Ref. IBLAB | Identificación de la Muestra | Lote | Muestra | Peso | Und. | Cantidad | Presentación | Proceder | Observaciones |
|------------|--|------|-----------------|------|------------|----------|----------------------------------|---|--|
| 129278 | Punto No. 2 Agua de Producción (Campa entrolero) | | Realizado Clame | 0 | Sin unidad | 1 | De acuerdo a SM 22th Tabla 10601 | Corporación para la investigación de la corrosión - 2 | Comprobante de muestra No. 29729. La muestra se recibe cerrada y refrigerada, tomada por el cliente y enviada por correo al laboratorio. Muestra tomada en recipientes suministrados por IBLAB de acuerdo a SM 22th Tabla 10601. La fecha de muestreo reportada por el cliente es el 22/01/2013. |

Tabla de Resultados

| Parámetro | Unidades | Método | Técnica | Resultado | Norma | Range | Concepto | Incididumbre | Prevalencia |
|-------------------|------------|------------------------|---|--------------|---|-------|----------|--------------|-------------|
| Alcalinidad Total | mg/L | SM 2320 B | Valométrico | 268 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 7 |
| Bario | mg Ba/L | EPA 3015A - SM 3111 D | Digestión microondas/AA - Llama oxido nitroso/acetileno | 63 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 1 |
| Bicarbonato | mg CaCO3/L | SM 2320 B | Titulométrico | 268 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | - |
| Calcio | mg Ca/L | EPA 3015A - SM 3111 D | Digestión microondas/ Llama oxido nitroso/acetileno | 2 378 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 6 |
| Carbonato | mg CaCO3/L | SM 2320 B | Titulométrico | < 5.2 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | - |
| Cloruros | mg Cl-L | SM 4500-Cl- B | Volumétrico - Argentométrico | 12 430 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 2 489 |
| Dureza Cálcica | mg CaCO3/L | SM 3500-Ca B | Volumétrico con EDTA | 3 940 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 362 |
| Dureza Total | mg CaCO3/L | SM 2340 C | Volumétrico con EDTA | 6 980 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 424 |
| Estroncio | mg/L | SM 3030K - SM 3111 D | Digestión microondas/AA - Llama oxido nitroso/acetileno | 90 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 2 |
| Hierro | mg Fe/L | EPA 3015A - SM 3111 B | Digestión microondas/AA - Llama directa aire acetileno | 4,3 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 0,1 |
| Hierro Soluble | mg Fe/L | SM 3111 B | Absorción Atómica | <0,021 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | - |
| Magnesio | mg Mg/L | EPA 3015A - SM 3111 B | Digestión microondas/AA - Llama directa aire acetileno | 253,8 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 0,6 |
| pH | Unidades | SM 4500-H-B | Electrométrico | 6,39 a 21 °C | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 0,02 |
| Potasio | mg K/L | EPA 3015 A - SM 3111 B | Digestión microondas/AA - Llama directa aire acetileno | 76 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 2 |
| Silicio | mg Si/L | SM 4500-SiO2 C | Colorimétrico / molidisilicato | 26,7 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 0,2 |
| Sodio | mg Na/L | EPA 3015A - SM 3111 B | Digestión microondas/AA -Llama directa aire acetileno | 39 867 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 891 |
| Sulfatos | mg SO4= /L | SM 4500-SO4 2- E | Turbidimétrico | 30 | No se realizaron comparaciones con normas | - | - | - | 2 |

No se realizaron comparaciones con normas.
De acuerdo con el programa de calidad analítica de IBLAB, se realizó duplicado a los parámetros de: Cloruros, Silicio, Estroncio y Sodio, dando como resultado: 12 412 mg Cl-/L, 26,0 mg Si/L, 90 mg/L y 40 469 mg Na/L, respectivamente.
Agua de Producción de apariencia amarilla grasosa.
A partir de la fecha se reporten los límites de cuantificación de acuerdo a lo estipulado por el IDEAM.

LAS CONTRAMUESTRAS SERÁN ELIMINADAS 72 HORAS A PARTIR DE LA FECHA DE ESTE INFORME RESULTADOS VÁLIDOS ÚNICAMENTE PARA LA MUESTRA ANALIZADA



PIP ROSARIO JIMÉNEZ
Liza Bibiana Rodríguez
Chemical Analyzer - CA

MARIA DEL ROSARIO JIMÉNEZ
Water Analyzer - WA

Calle 49 No. 70C-31 PBX: (57 1) 416 63 01 E-mail: direcciontecnica@iblaboratorio.com - http://www.iblaboratorio.com - http://sagc.iblaboratorio.com - Bogotá - COLOMBIA