

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA EVAPORACIÓN ASISTIDA COMO
ALTERNATIVA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.**

FRANCY JULIETH CÁRDENAS MELÉNDEZ

LUZ ADRIANA HIGUERA NIÑO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA EVAPORACIÓN ASISTIDA COMO
ALTERNATIVA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.**

FRANCY JULIETH CÁRDENAS MELÉNDEZ

LUZ ADRIANA HIGUERA NIÑO

Trabajo de Grado para optar por el título de

INGENIERO DE PETROLEOS

Director:

Ing. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ

Docente UIS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

AGRADECIMIENTOS

Las autoras de este proyecto expresan sus agradecimientos a:

Dios por permitirnos alcanzar este triunfo y bendecirnos en todo momento.

Al ingeniero Cesar Augusto Pineda por depositar su confianza en nosotras, su guía y tiempo de dedicación para llevar a cabo este proyecto.

A nuestros profesores a quienes les debemos gran parte de los conocimientos, gracias a sus enseñanzas.

A la Universidad Industrial de Santander en especial a la Sede Málaga por permitirnos iniciar allí nuestros estudios.

DEDICATORIA

A Dios

De tu mano todo es posible, por guiar y bendecir cada uno de mis pasos durante mis estudios y estar presente siempre en mi vida rodeándome de felicidad, amor y salud.

A mis padres

Blanca y Javier principalmente por darme la vida, por apoyarme en todo momento con consejos, motivación. Su entera confianza esta en todo momento depositada en mí y día a día me enseñan con gran amor a no rendirme y siempre perseverar, son mi guía a seguir y gracias a ustedes estoy hoy acá cumpliendo una de mis metas; este triunfo también es de ustedes... Los amo

A mi hermano

Davinci por su cariño, apoyo; eres el mejor regalo que mis padres me han dado, gracias por acompañarme en las noches de desvelo y por confiar en mí, eres mi confidente... Te adoro

A mis nonitos

Isabel y Luis por su compañía, preocupación, motivación y las largas charlas con anécdotas e historias durante mi estadía en Málaga. Azucena y Pedro que desde el cielo me fortalecen y continuamente están a mi lado

A mis tías

Yamile y Yasmin por estar siempre conmigo y por todas sus locuras.

A mi novio

Cristian por su motivación, por siempre creer en mí y permitirme contar con él en todo instante. En cada momento que compartimos me llenas de alegría y amor, gracias por acompañarme en este nuevo triunfo... Te amo

A mi Amiga

Adris por ser más que una compañera de tesis, por luchar a mi lado y hacer posible terminar este logro, por vivir miles de momentos que siempre quedarán en nuestros recuerdos y aún más en nuestros corazones. Deseo solo lo mejor para ti...

Y para terminar a todos mis amigos de universidad, a las personas que de una u otra forma hacen parte de mi vida y porque gracias a todos soy lo que hoy en día ...

Los aprecio

Francy Julieth Cárdenas Meléndez

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis al más especial de todos a ti señor por qué hiciste realidad este sueño por todo el amor con el que me rodeas, porque has estado conmigo en cada paso que doy cuidándome y dándome fortaleza para continuar.

A mi madre Elvira por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, valores, por la motivación constante que me han permitido ser una persona de bien; pero más que nada, por su amor.

A mi padre Reynel, por su constante apoyo, por haber creído en mí, por ser el mayor ejemplo de perseverancia y constancia, gracias a ti he dado uno de los pasos más importantes de mi vida; te amo y admiro mucho.

A mis hermanos karely, Gustavo, Duban y Camilo por sus consejos, colaboración y cariño; los quiero mucho.

A mis nonos Pedro y Melsar por todo el apoyo, consejos y enseñanzas, por haberme acogido en su casa durante todo este tiempo; a mi tía Magally por aconsejarme y guiarme, por ser mi ejemplo a seguir, por permitirme contar con ella incondicionalmente, gracias este logro también es de ustedes.

También dedico este proyecto al no menos especial a mi novio Wilman Jaimes mi compañero inseparable de cada jornada. Porque representaste gran esfuerzo y tesón en momentos de declive y cansancio, gracias por ser mi apoyo constante; por tu paciencia y sobre todo por amarme tanto como yo a ti.

A mi compañera de tesis y amiga Francly por su constante motivación, esfuerzo y dedicación para poder culminar exitosamente este proyecto; por ser esa persona que ha estado más cerca de mí en estos años de universidad apoyándome cuando era necesario haciéndome pasar momentos inolvidables.

Y finalmente a todas aquellas personas, algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar en donde estén o si alguna vez llegan a leer esta dedicatoria quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

Luz Adriana Higuera Niño.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	20
1.1 CARACTERISTICAS FISICOQUIMICAS DEL AGUA	25
1.1.1 Solidos iónicos disueltos	26
1.1.2 Gases disueltos	27
1.1.3 Otros parámetros	28
1.2 METODOS DE DISPOSICIÓN	31
1.2.1 Vertimiento.....	33
1.2.1.1 Normatividad Ambiental para el vertimiento de aguas industriales	35
1.2.2 Reinyección.....	38
1.2.2.1 Inyección como método de recuperación mejorada (EOR)	38
1.2.2.2 Inyección para almacenamiento subterráneo para posterior uso	39
1.2.3 Usos Alternativos del agua de producción	41
1.2.3.1 Uso Agrícola.....	41
1.2.3.2 Uso Industrial	45
2. EVAPORACIÓN	47
2.1 CLASES DE EVAPORACIÓN	48
2.1.1 Lagunas de Evaporación.....	48
2.1.1.1 Especificaciones de diseño	49
2.1.2 Evaporación Térmica	54

2.1.2.1 Evaporación al Vacío	54
2.1.2.2 Evaporación con Bomba	54
2.1.2.1 Evaporación por Termo-compresión.....	56
2.1.2.2 Evaporación por Efecto Múltiple	57
2.1.3 Evaporación Mecánica	58
2.1.3.1 Equipos de Evaporación	60
2.1.3.2 Evaporación por Congelación Descongelación (FTE)	61
2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNICAS DE EVAPORACIÓN TERMICA Y MECANICA	64
2.3 CRITERIOS PARA ELEGIR UN PROCESO DE EVAPORACIÓN	66
2.4 PANORAMA MUNDIAL DEL USO DE EVAPORACIÓN.....	68
2.4.1 Caso 1: Danish Flats, Utah	68
2.4.2 Caso 2: Southern Cross, Wyoming	69
2.4.3 Caso 3: Cuenca San Juan	73
2.4.4 Caso 4: Jonah, Cuenca Río Verde	76
2.4.5 Caso 5: Planta El-Gamil, Portsaid	79
3. DISEÑO METODOLOGICO	82
3.1 CONSIDERACIONES.....	83
3.2 ELECCIÓN DEL SIMULADOR DE PROCESOS Y PAQUETE TERMODINAMICO	85
3.3 ELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROCESO.....	85
3.3.1 Proceso de evaporación.....	86
3.3.2 Separación.....	88

3.3.3 Expansión	92
3.3.4 Calentador	93
3.4 RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS CORRIENTES PRINCIPALES DEL PROCESO	93
4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FINANCIERA.....	96
4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	96
4.2 ANALISIS FINANCIERO.....	97
4.2.1 Valor Presente Neto (VPN).....	98
4.2.2 Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	98
4.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	99
4.2.4 Tiempo de Repago o PAYBACK	99
4.2.5 Relación Costos/Beneficios (RCB)	99
4.2.8 Flujo de Caja Neto (FCN).....	103
5. CONCLUSIONES.....	108
6. RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFIA	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Perfil de producción en un campo petrolero	21
Figura 2. Producción global de agua (onshore y offshore)	22
Figura 3. Ciclo del agua de producción	23
Figura 4. Agua buena y agua mala	25
Figura 5. Representación gráfica de la distribución global del agua.....	31
Figura 6. Representación gráfica la inyección de agua como método EOR	39
Figura 7. Aplicación de uso agrícola, desierto Omán	42
Figura 8. Laguna de evaporación cubierta por una red	49
Figura 9. Diagrama de evaporación con bomba de calor	55
Figura 10. Diagrama de evaporación por termo-compresión.....	57
Figura 11. Diagrama de sistemas de evaporación por efecto múltiple	58
Figura 12. Atomizadores en funcionamiento	59
Figura 13. Congelación del agua de producción	62
Figura 14. Diagrama de los equipos utilizados en el proceso FTE	63
Figura 15. Diseño de las lagunas de evaporación en Danish Flats, Utah	72
Figura 16. Fotografía aérea del campo Danish Flats, Utah.....	73
Figura 17. Atomizadores	81
Figura 18. Diagrama del proceso de evaporación por termo-compresión.....	82
Figura 19. Diseño del Flowsheet de la simulación.....	86
Figura 20. Intercambiador de calor tubo y coraza	87
Figura 21. Composición del agua de producción	88
Figura 22. Secciones básicas del separador	90
Figura 23. Composición del vapor descontaminado.....	91

Figura 24. Composición del vapor condensado	92
Figura 25. Composición del agua al final del proceso	95
Figura 26. Producción de crudo y agua campo hipotético	96
Figura 27. BS&W campo hipotético	97
Figura 28. Tendencia del valor promedio del dólar para el año 2014.....	101
Figura 29. Tendencia del valor del petróleo para el año 2014	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los usos del agua.....	33
Tabla 2. Normas de vertimiento.....	36
Tabla 3. Requerimientos típicos para el agua de reinyección.....	40
Tabla 4. Criterios de calidad admisibles para aguas de uso agrícola	44
Tabla 5. Ventajas y desventajas de la evaporación térmica.....	64
Tabla 6. Ventajas y desventajas de la evaporación mecánica.....	65
Tabla 7. Calidad del agua durante el proceso FTE	76
Tabla 8. Calidad del agua	78
Tabla 9. Caracterización del agua de producción, campo hipotético	84
Tabla 10. Composiciones de proceso	93
Tabla 11. Cargas energéticas de los equipos	94
Tabla 12. Promedio mensual del dólar para el año 2014.....	100
Tabla 13. Indicadores económicos	101
Tabla 14. WTI durante el año 2014.....	102
Tabla 15. Calculo de flujo de caja neto	104
Tabla 16. Costos de los equipos	105
Tabla 17. Indicadores de rentabilidad.....	106

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TECNICA DE LA EVAPORACION ASISTIDA COMO ALTERNATIVA PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN*

AUTORES:

FRANCY JULIETH CÁRDENAS MELÉNDEZ

LUZ ADRIANA HIGUERA NIÑO**

PALABRAS CLAVES: Agua Producida, Disposición, Evaporación, Termo-compresión.

DESCRIPCIÓN:

El agua producida a nivel nacional y global presenta una gran problemática en cuanto a la disposición final que se le da a este subproducto, debido a sus componentes tóxicos como metales pesados, gases en solución y trazas de aceites los cuales causan un gran impacto ambiental y social cuando se utiliza el vertimiento convencional, al igual éste es el subproducto de mayor volumen obtenido en superficie puesto que por cada barril de crudo se producen como mínimo 3 barriles de agua generando altos costos en su tratamiento y posterior disposición.

A razón de esto la industria del petróleo está en búsqueda de nuevas alternativas que se le pueden dar al agua de producción que cumplan con las exigencias de calidad, no solo para lograr el mejor método de eliminación si no a la vez convertir este residuo en recurso.

Este estudio presenta la evaporación como alternativa para la disposición de las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos, simulando el proceso del método de evaporación por termo-compresión y posteriormente evaluando su efectividad, rentabilidad y viabilidad para su implementación en un campo logrando así un doble objetivo la reducción en los costos operacionales y evitar la descarga a cuerpos de agua en superficie.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FACTIBILITY OF THE ASSISTED EVAPORATION AS ALTERNATIVE FOR DISPOSAL FROM PRODUCTION WATER*

AUTHORS:
FRANCY JULIETH CÁRDENAS MELÉNDEZ
LUZ ADRIANA HIGUERA NIÑO**

KEYWORDS: Produced water, disposal, evaporation, thermo-compression

DESCRIPTION

The water that is produced in the level of nation and global, it presents a great problem due to final disposition that is giving to this sub-product, also by the toxic components such as heavy metals, gas in solution and traces of oils which causes a great environmental impact and social when it uses conventional dumping, equal way, this is the sub-product with major volume got in surfaces due to per each barrel of crude we got minimum three water barrels, generating high costs in its treatment and then in the disposition.

By this reason, the Factory form petroleum is looking for news alternatives that we could give to the water of production, complying with the requirements of quality, not just to get the best method of elimination, but at the same time converting this residue in resource.

This study presents the evaporation as alternative for disposition of the associated water to the production of hydrocarbons, simulating the process of evaporation method by thermos-compression and then testing its effectiveness, profitability and viability in its implementation in the labor field, getting a double objective, the reduction in the operational costs and avoid the discharge to bodies of water in surface.

* Degree Project.

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez.

INTRODUCCIÓN

El agua que se produce junto al petróleo y gas es uno de los principales problemas que acarrearán hoy en día las empresas petroleras, debido a la incapacidad de tratar y disponer adecuadamente esta agua, especialmente en campos maduros donde generalmente por cada barril se producen entre 3 y 10 barriles de agua y representan un alto porcentaje del costo de producción de un barril de crudo. Además esta agua cuenta con diversas características físico-químicas como altos niveles de metales pesados, gases en solución y contenido de aceite asociado causando un impacto ambiental y social cuando se utiliza el vertimiento convencional a fuentes hídricas.

La disposición del agua industrial tratada vía vertimiento a cuerpos de agua (ríos y lagos) está muy revaluada a nivel mundial debido a su potencial de contaminación del medio ambiente.

Por esta razón y la necesidad que existe de conservar el valioso recurso hídrico, en la industria se han desarrollado diferentes alternativas para la disposición de esta agua; se hace necesario estudiarlas desde el punto de vista técnico y financiero mirar su viabilidad y lograr un balance entre el beneficio al medio ambiente a la humanidad y las finanzas de las compañías de petróleos.

Con la realización de este proyecto se pretende dar a conocer la evaporación como una alternativa de disposición para las aguas de producción asociadas al petróleo; con esta técnica se podría llegar a tener un agua que cumpla con los requerimientos y estándares ambientales establecidos para los diferentes usos como agrícola, pecuario e industrial, logrando así reducir el nivel de vertimientos en cuerpos de agua.

El desarrollo de este estudio se realizó en cuatro capítulos, distribuidos de la siguiente manera: el primer capítulo abarca toda la información referente al agua de producción como componentes físico-químicos y las alternativas de disposición

con su normatividad ambiental; el segundo capítulo recopila toda la información de las diferentes métodos en los que se utiliza la evaporación para el tratamiento y disposición final del agua, así como los lugares donde ha sido implementada esta técnica; en el capítulo tres se desarrolla la simulación de una planta de evaporación térmica por termo-compresión y posteriormente en el capítulo cuatro se evalúa su efectividad, rentabilidad y viabilidad para su aplicación en un campo.

1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es el agua subterránea que está atrapada y mezclada con el petróleo crudo y es extraída de los pozos en forma conjunta con el petróleo y el gas cuando son producidos; las fuentes de esta agua también incluyen flujo por encima o por debajo de la zona de hidrocarburos, flujo desde la zona de hidrocarburo o flujo de los fluidos inyectados y aditivos derivados de las actividades de producción.

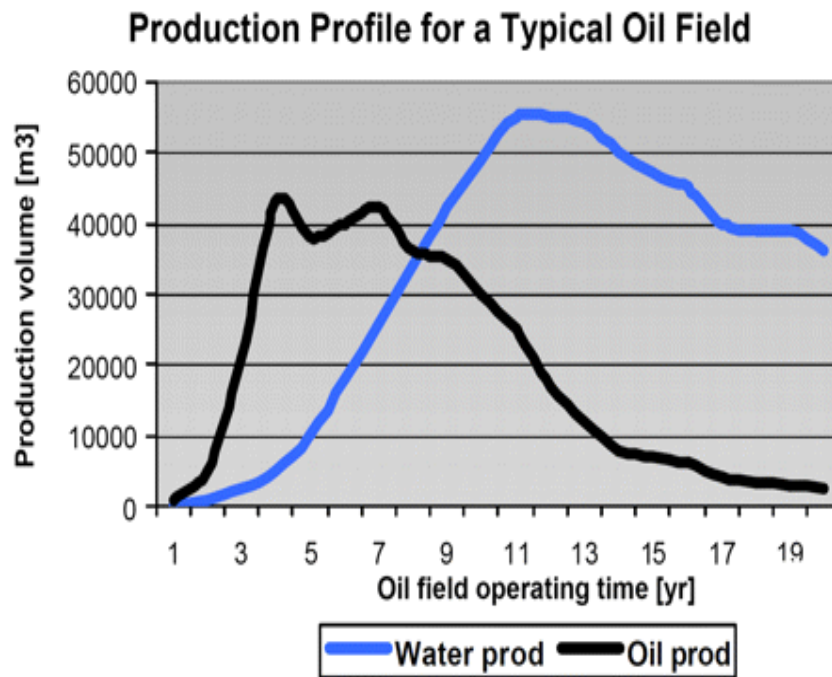
Las aguas de producción han estado presentes en la capa freática asociada al petróleo y gas, han estado en contacto directo durante tiempos prolongados disolviendo gran parte de compuestos inorgánicos de las formaciones rocosas. La composición de esta mezcla de fluidos varía de acuerdo al tipo de campo y generalmente incluye una mezcla de hidrocarburo líquido o gaseoso, agua producida, sólidos suspendidos o disueltos, sólidos producidos como arena o limo y fluidos inyectados y aditivos que puede haber sido colocados en la formación como resultado de actividades de exploración y producción.

Los tratamientos y la disposición final del agua producida dependen en gran medida de su composición y de las condiciones de cada campo en especial. El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es una de las principales preocupaciones de las empresas de hidrocarburos en cuanto a que es el subproducto de mayor volumen de las operaciones petrolíferas alrededor del mundo, las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente, hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores de la vida del yacimiento; generando altos costos en su manejo.

El manejo que se le da a esta agua debe asegurar una reducción de los costos operacionales en la producción de aceite o gas y lograr una mayor protección del medio ambiente, buscando evitar o mitigar al máximo la contaminación que se da por la manipulación de este desecho industrial.

La producción de aceite está relacionada al corte de agua que alcanzan los pozos, a través del tiempo se evidencia que la producción de agua aumenta en la misma proporción que se reducen las tasas de producción de petróleo. En la Figura 1. se muestra el perfil de producción típico en un campo petrolero.

Figura 1. Perfil de producción en un campo petrolero



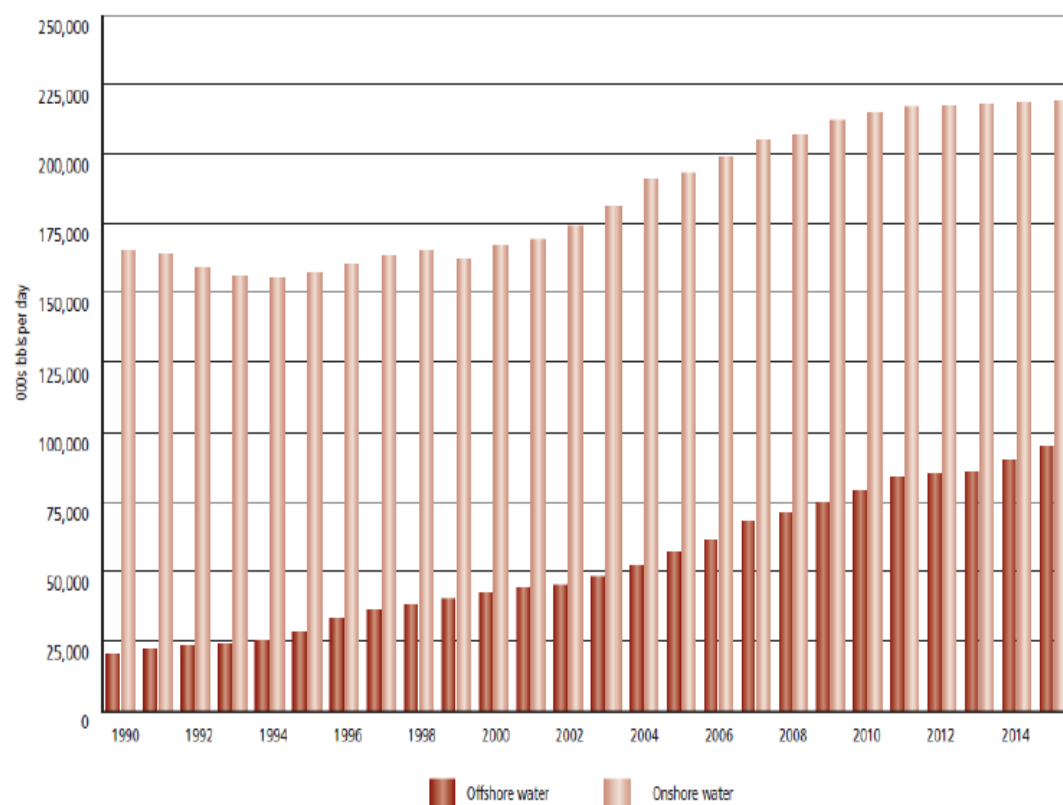
Fuente: IGUNNU, Ebenezer T. CHEN, George Z. Tecnologías de tratamiento de agua producida. (En línea): <http://ijlct.oxfordjournals.org/content/early/2012/07/04/ijlct.cts049.full>

Globalmente, con cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua. Si bien es difícil obtener cifras exactas, los datos compilados en 1999 indican que ese año la industria de exploración y producción (E&P, por sus siglas

en inglés) producía más de 33.4 millones de metros cúbicos (m³) [210 millones de barriles] de agua por día.¹

Según un estudio realizado por el IFP (Instituto Francés del Petróleo) se estimó un volumen de 250 millones de barriles de agua por día producidos en el 2008², esta cifra con seguridad aumentará hacia el 2020 con un volumen de 300 millones de barriles de agua por día; sería un aumento del 20%.

Figura 2. Producción global de agua (onshore y offshore).



Fuente: Energy Files Ltd. (Dal Ferro y Smith 2007)

¹ ARNOLD, Richard; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schuemberger

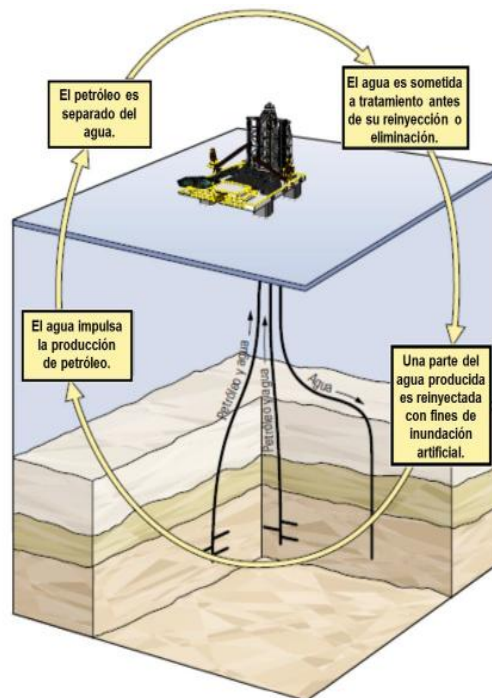
² Nabzar, Lahcen. Water in Fuel production. 2011.

La Figura 2. Muestra la producción mundial de agua asociada a la producción de hidrocarburos desde 1990, mostrando una proyección hasta el año 2014.

Para Colombia se tiene un estimado de 5 millones de barriles de agua por día, que se están produciendo en los campos petroleros teniendo en cuenta que en el tercer semestre del 2013 se produjeron alrededor de 1 millón de barriles de petróleo crudo. Ecopetrol produce en su operación directa cerca de 1,400.000 BWPD (Barriles de Agua por Día) asociada al crudo extraído, equivalente a 4.9 barriles de agua por cada barril de crudo.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración (el contacto agua-petróleo en sitio) hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo (Figura. 3).

Figura 3. Ciclo del agua de producción



Fuente: ARNOLD, Richard; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulerberger (Modificado)

El transporte del agua a través del campo comienza con el flujo en el yacimiento, prosigue con la producción y luego con su procesamiento en la superficie. Por último el agua se desecha en superficie o se inyecta para su eliminación o el mantenimiento de la presión del yacimiento. Esto es llamado el ciclo del agua.

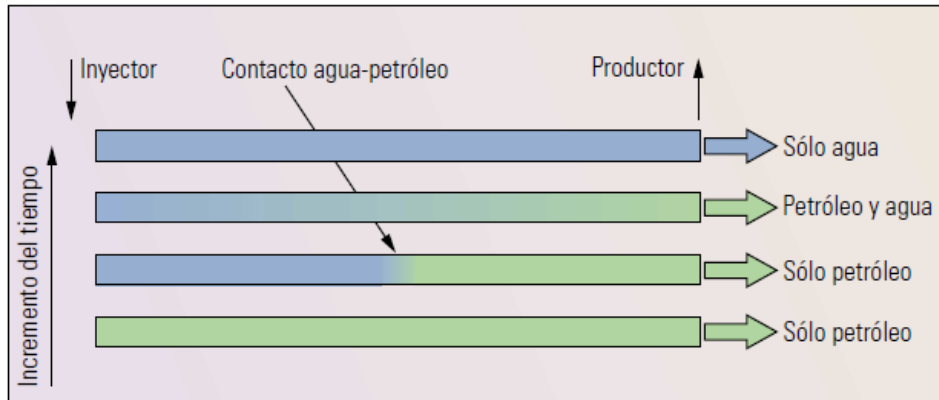
El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua depende de una variedad de factores, como la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido como la densidad del petróleo y la salinidad del agua, y por último el método final de desecho del agua producida.³

Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras con respecto a la producción de crudo, es por esto que existen tres formas de clasificar el agua de producción de acuerdo al interés económico:

- Agua de Barrido: proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El aprovechamiento de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y en las reservas finales.
- Agua Buena: Es el agua producida del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua-petróleo. Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.
- Agua Mala: Se puede definir como el agua producida del pozo que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de agua, es decir, el agua sobrepasa el límite económico de la relación agua-petróleo. El agua mala no ayuda a la producción y provoca la disminución de la presión.

³ BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike y TYRIE, Jeb. Control Del Agua. Oilfield review Schulemberger. 2000

Figura 4. Agua buena y agua mala.



Fuente: BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike y TYRIE, Jeb. Control Del Agua. Oilfield review Schulemberger, Verano de 2000

1.1 CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DEL AGUA

El primer paso para seleccionar el mejor método de disposición del agua de producción es realizar su caracterización. Esto se hace mediante un muestreo y pruebas de laboratorio, con el fin de identificar los principales componentes y algunas características físicas.

Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían considerablemente dependiendo de sus características que no son siempre las mismas, estas dependen de la ubicación geográfica del campo, las características geológicas de la unidad formadora y el tipo de hidrocarburo que está siendo producido.

Las sustancias en las aguas de los campos petroleros se pueden clasificar a grandes rasgos como: sólidos iónicos disueltos, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de aceite y población bacteriana y otros compuestos.

1.1.1 Sólidos iónicos disueltos

Se refiere a aquellos sólidos o constituyentes que se encuentran como aniones o cationes y que en su mayoría son formadores de escamas o productos de corrosión. Los siguientes sólidos disueltos son los constituyentes más importantes con sus respectivas características.

- **Calcio.** Este catión forma sales desde moderadamente solubles hasta muy insolubles. Se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. Contribuye de forma muy especial a la dureza del agua y a la formación de incrustaciones. Las aguas dulces suelen contener de 10 a 250 ppm (Partes por millón). El agua de mar contiene unos 400 ppm.
- **Sodio.** Es el catión más abundante de las salmueras; El contenido en aguas dulces suele estar entre 1 y 150 ppm, pero es fácil encontrar valores muy superiores de hasta varios miles de ppm. El agua de mar contiene cerca de 11,000 ppm. Es un indicador potencial de corrosión.
- **Magnesio.** Normalmente se encuentra como componente de la incrustación del carbonato de calcio. Las aguas dulces suelen contener entre 1 y 100 ppm y el agua de mar contiene unos 1,300 ppm. Cuando el contenido de agua alcanza varios centenares le da un sabor amargo y propiedades laxantes, que pueden afectar su potabilidad.
- **Bario.** Es uno de los metales pesados y puede combinarse con los sulfatos y carbonatos para formar compuestos insolubles. Aun en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas; todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas y tienden a concentrarse en la población marina.
- **Hierro.** Su presencia es un indicador de corrosión; también puede formar lodos de hierro al mezclarse con sulfatos y materia orgánica.

- **Cloro.** Son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente. La principal fuente del ion cloruro es el cloruro de sodio, por lo tanto la concentración de cloruro se usa para medir la salinidad del agua.
- **Sulfatos.** También forman incrustaciones pero además son la “fuente alimenticia” para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S en el yacimiento.
- **Carbonato y bicarbonato.** Existe una relación entre los iones bicarbonato (CO₃H⁻), carbonato (CO₃⁼), el dióxido de carbono (CO₂) como gas y disuelto. A su vez el equilibrio está afectado por el pH. Estos iones contribuyen fundamentalmente a la alcalinidad del agua. Los carbonatos precipitan formando escamas en presencia de iones de calcio.

1.1.2 Gases disueltos

Los gases disueltos de alta preocupación que se pueden encontrar en el agua de producción son el dióxido de carbono (CO₂), el oxígeno (O₂), y el sulfuro de hidrógeno (H₂S). Los cuales se forman naturalmente o por reacciones químicas del agua.

- **Dióxido de carbono.** Se conoce como gas ácido, porque en presencia de agua forman ácidos. se presenta corrosión por presencia elevadas de este gas. Las aguas subterráneas profundas pueden contener hasta 1,500 ppm, y en aguas superficiales es de 1 y 300 ppm.
- **Oxígeno disuelto.** El oxígeno, por su carácter oxidante juega un papel importante en la solubilidad o precipitación de iones que presentan una forma insoluble. Su presencia es vital para todas las formas de vida superior y para la mayoría de microorganismos. Es el parámetro más importante en el control de

la calidad de las aguas superficiales en caudales naturales. Provee la corrosión de los metales, líneas y equipos; pero su ausencia puede representar la presencia de otros gases objeccionables tales como el metano, ácido sulfhídrico, etc.

- **Sulfuro de hidrogeno.** Las aguas de producción que contiene H_2S se conocen como aguas amargas. Un yacimiento de petróleo puede volverse amargo debido a la actividad de las bacterias sulfato-reductoras que se encuentran en la formación productora. El H_2S en contacto con el hierro produce el sulfuro de hierro, el cual acelera la corrosión y actúa como un serio agente taponador.

1.1.3 Otros parámetros

- **Color y turbidez.**⁴ El color en los cuerpos de agua surge naturalmente a través de la degradación de materiales orgánicos e inorgánicos. Tales materiales incluyen compuestos de hierro y manganeso, humus, turba, tanino, algas, malezas y organismos. Estos materiales, como también los sólidos suspendidos, no solo dan color sino también turbidez, lo que ocasiona que el agua no sea clara y previene la penetración de la luz.
- **Olor y sabor.** Las aguas residuales tienen un olor característico desagradable. Las aguas industriales residuales tienden a tener olores característicos específicos del proceso industrial del que provienen, estos olores constituyen una de las principales objeciones ambientales.
Compuestos químicos presentes en el agua como el H_2S , fenoles, hidrocarburos, cloro, materia orgánica ocasionan olores y sabores muy fuertes al agua aun en pequeñas cantidades.

⁴ ORTIZ, William Alexander. Diseño de una planta de tratamiento de agua de producción en un campo en la cuenca del valle medio del magdalena. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad fisicoquímica. 2013.p.27

- **Salinidad.** La salinidad del agua se puede medir según su concentración de cloruros, y se puede clasificar de la siguiente manera:
 - Agua dulce: 0-2000 ppm
 - Agua salobre: 2,000-5,000 ppm
 - Agua salada: 5,000-40,000 ppm
 - Salmuera: >40,000 ppm

La mayoría de las aguas producidas contienen concentraciones salinas muy altas se encuentran niveles de cloruro de 150,000 a 180,000 ppm, a estos niveles el agua producida es toxica para todas las formas de vida.⁵

- **Potencial de Hidrógeno (pH):** Cuando un agua tiene un pH muy bajo, es decir que tiene carácter ácido, ésta disminuye la tendencia a la formación de escamas, pero aumenta su corrosividad, por lo tanto la mayoría de las aguas en campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8.
- **Temperatura:** La temperatura del agua afecta los mecanismos por medio de los cuales se forman las escamas, además se altera el valor del pH y la gravedad específica, lo mismo que la solubilidad de los gases en el agua. Cuando se realiza la descarga de aguas residuales a una elevada temperatura esta puede ocasionar daños a la flora y fauna.
- **Grasas y aceites:** Esta denominación comprende ciertas sustancias que se encuentran en suspensión en el agua y que son solubles en hexano. Las aguas aceitosas deterioran la vegetación, en especial la de los pantanos, ciénagas y manglares ya sea por obstrucción de las raíces o por cambios en el equilibrio de sales. La descarga de aceites o grasas en un cuerpo de agua, ocasiona

⁵ VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009, p. 27.

perturbaciones en la vida acuática, al formar películas sobre la superficie, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de la luz, además de interrumpir la reproducción de las especies.

El límite sugerido para la concentración de grasas en el agua de descarga a fuentes superficiales es de 25 ppm.⁶

- **Dureza:** Es una característica química del agua que está determinada por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y ocasionalmente nitratos de calcio y magnesio. La dureza mide la capacidad del agua para producir incrustaciones. Afecta tanto aguas domésticas como industriales, siendo la fuente de depósitos e incrustaciones en calderas, intercambiadores de calor, tuberías, etc.
- **Demanda bioquímica de oxígeno (DBO).** Se define como la cantidad de oxígeno requerido por las bacterias para descomponer la materia orgánica en condiciones aerobias.
- **Demanda química de oxígeno (DQO):** Mide la capacidad de consumo de un oxidante químico, dicromato o permanganato, por las materias oxidantes contenidas en el agua, y también se expresa en ppm de O₂. Indica el contenido de materias orgánicas oxidantes y otras sustancias reductoras, tales como Fe⁺⁺, NH₄⁺, etc.

1.2 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN

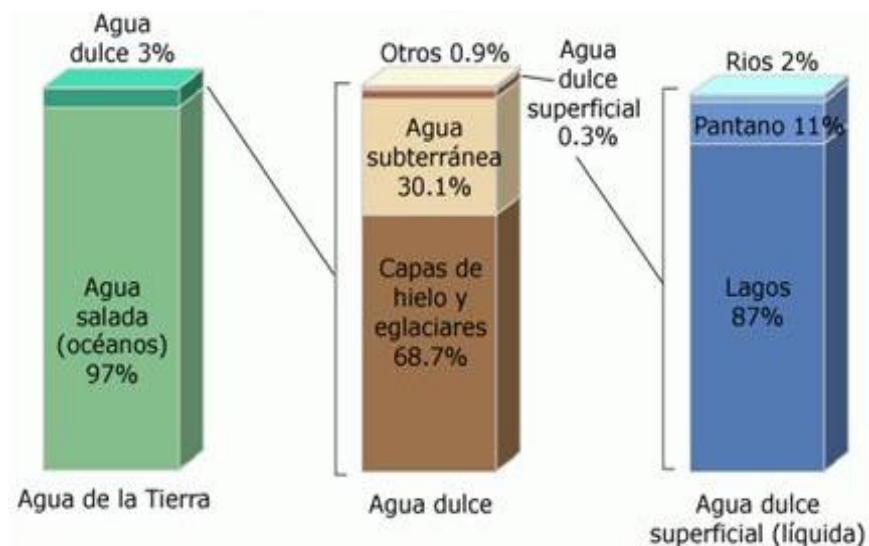
Al igual que el petróleo y el gas, el agua es un recurso limitado. El 97% del agua de nuestro planeta es salada y sólo un 3% de su volumen dulce, de esta última el 2% del agua dulce se encuentra en estado sólido inmovilizada en los mantos de

⁶ VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009, pág. 18

hielo polar de la tierra quedando así sólo un 1% en estado líquido para consumo de la vida vegetal y animal. A pesar de que el agua es un recurso renovable, la demanda de recursos hídricos aumenta, mientras disminuye la probabilidad de disponer de agua dulce, ya que ésta se consume con más rapidez de la que se renueva.

En la superficie terrestre hay unos 1,386.000.000 km³ (Kilómetros cúbicos) de agua, en la Figura 5.se muestra la manera en que se distribuye:

Figura 5. Representación gráfica de la distribución global del agua.



Fuente:<http://comunidadplanetaazul.com/agua/aprende-mas-acerca-del-agua/distribucion-del-agua-en-nuestro-planeta-azul>

El agua es un elemento esencial en muchos procesos industriales, para la producción de un bien o un servicio, y los miles de millones de toneladas de alimentos y otros productos que se comercializan en el mundo. En lo que respecta al consumo humano, la fuente principal de demanda son los núcleos urbanos, que

requieren agua potable y utilizan agua para el saneamiento y el drenaje. La organización mundial de la salud y otros organismos indican que actualmente más de 400 millones de personas sufren de escasez severa de agua y que para el 2050 el problema podría extenderse a 4,000 millones de habitantes.⁷

Como se ha dicho anteriormente, el agua que se produce en un campo de petróleo es concebida como un desecho y su exceso actualmente representa un pasivo y costos significativos para las compañías de petróleo y gas. Los costos de disposición final del agua dependen en gran medida de: la ubicación y distancia de la instalación de almacenamiento al lugar de producción, el método de tratamiento, el tipo de residuo (calidad y cantidad) y el grado de competencia legislativo en la región.

El agua resultante de la operación petrolera tiene generalmente tres destinos: se inyecta de nuevo al subsuelo en procesos de recobro mejorado de petróleo, para obtener una mayor producción de crudo o mantener la presión en un yacimiento; se inyecta en un lecho para su almacenamiento o se trata y, finalmente, se vierte a fuentes hídricas.

⁷ ARNOLD, Richard; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schuemberger

Tabla 1. Clasificación de los usos del agua

Opción		Posibles tecnologías
Reducción de cantidades		Reducción de la cantidad de agua que invade los pozos (PVE), separación agua/aceite en el fondo del pozo (dows, DGWS), separación en el subsuelo
Reciclaje		La reinyección de agua para las necesidades de producción y su uso dentro o fuera del sitio PWRI-WF (inyección de agua), PWRI-PS (sostenimientos de la presión) y PWRI (recobro mejorado), utilización de vapor SAGD in situ.
Reutilización	In situ	Perforación, completamiento, fracturamiento, limpieza, y uso doméstico.
	Off site	Agricultura, actividades recreativas, aguas potable, entre otras.
Reinyección		Almacenamiento, recarga al acuífero y disposición.
Vertimiento		Océano, riveras, evaporación.

Fuente: NABZAR, Lahcen y DUPLAN, Jean- Luc. Water in fuel production and refining. En: IFP, energies nouvelles, Panorama, Francia, 2011.

1.2.1 Vertimiento.

Dentro de las opciones de disposición del agua de producción, tal vez la más utilizada es el vertimiento superficial en cuerpos de agua como ríos, arroyos o lagos cercanos al lugar donde se produce.

Las aguas de producción traen consigo grandes problemas debido a sus componentes causando gran impacto ambiental como contaminación de las aguas y alteraciones en los ecosistemas acuáticos. Antes de ser vertida el agua contaminada las compañías de exploración y producción de petróleo, deben realizar un tratamiento adecuado para cumplir con ciertas normas y reglas estipuladas en la región o país donde se lleve a cabo la eliminación.

Para poder verter el agua de producción en un cuerpo de agua superficial, se deben revisar generalmente los siguientes parámetros físico-químicos: ⁸

- Temperatura: no debe exceder 3°C por encima del agua receptora, de acuerdo con la temporada.
- Contenido de hidrocarburos: el contenido permitido depende de la normatividad que se maneje en la región, pero en general se sugiere que no sea un valor mayor a 25 ppm.
- Sólidos disueltos (cloruros, metales pesados y otros): también depende de la normatividad de la región, pero el límite usual es de 500 ppm de sólidos disueltos totales. En cuanto a metales pesados como el bario, magnesio y selenio, se recomienda manejar valores menores a 1ppm, un máximo de 0.5 ppm de sulfuros y 250 ppm máximo de cloruros.

La disposición del agua industrial tratada vía vertimiento a cuerpos de agua (ríos y lagos) está muy revaluada a nivel mundial debido a su potencial de contaminación del medio ambiente. Muchas autoridades ambientales no otorgan permisos de vertimiento y muchas comunidades circunvecinas a los centros de operaciones

⁸ VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009.

rurales o urbanas se oponen a que las empresas viertan aguas industriales en sus ríos por más de que la haya realizado un tratamiento.

1.2.1.1 Normatividad ambiental para le vertimiento de aguas industriales

La planeación ambiental es el conjunto de lineamientos básicos que deben considerarse en una actividad productiva con el objeto de lograr la conservación del entorno natural, la eficiente utilización de los recursos, el aumento en la productividad y el cumplimiento de la normatividad ambiental.⁹

Los gobiernos de los países han establecido diversas normas; con el objetivo de tomar medidas específicas de prevención control o reducción de la contaminación y otros impactos ocasionados a los sistemas acuáticos con el vertimiento de esas aguas; para alcanzar los rigurosos estándares de calidad del agua se han implementado diferentes sistemas de tratamientos ocasionando alzas en los costos del manejo del agua hasta hacer el proceso inviable para la industria.

La mayoría de los criterios de calidad del agua se fijan para un nivel máximo de concentración para determinada sustancia en un medio particular, generalmente se han establecido criterios tradicionales como el pH, oxígeno disuelto, demanda bioquímica de oxígeno y la demanda química de oxígeno.

En Colombia la preocupación ambiental ha sido creciente a través de los años, los diferentes gobiernos han emitido normas que velen por el cuidado y protección de los recursos no renovables. El Ministerio de Ambiente, y desarrollo sostenible (MADS), conjuntamente con el Presidente de la República, son quienes se encargan de formular la política ambiental.

⁹ ORTIZ, William. Diseño de una planta de tratamiento de agua de producción en un campo en la cuenca del valle medio del magdalena. Tesis de Grado UIS, 2013.

El uso del agua y los residuos líquidos están contemplados en los decretos 3930 de 2010, 1594 de 1984 y 2811 de 1974 reunidos en el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.¹⁰

El EMAR es la entidad encargada del manejo y administración del recurso al cual se le asignan esas funciones por ley o por delegación, entre esas entidades encontramos el IDEAM¹¹, Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y estudios ambientales; La CAR¹², Corporaciones Autónomas Regionales y la DIMAR, Dirección Marítima y Portuaria. Por lo tanto El Ministerio de Salud y las EMAR fijarán al usuario en cada caso, los requisitos y condiciones necesarias para la obtención del respectivo permiso de vertimiento. El Sistema Nacional Ambiental SINA, configura un sistema de gestión ambiental, en el que la autoridad ambiental, en orden ascendente corresponde a los municipios o distritos, los departamentos, las Corporaciones Autónomas Regionales y el Ministerio del Medio Ambiente.

Tabla 2. Normas de vertimiento

Referencia	Usuario Existente	Usuario Nuevo
pH	5 a 9 unidades	5 a 9 unidades
Temperatura	<40°C	<40°C
Material flotante	Ausente	Ausente

¹⁰ GRAJALES, Natalia y PRIETO, Alejandra. Análisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Tesis de Grado UIS, 2012.

¹¹ Fuente: ENCOLOMBIA.COM. En: órganos de dirección y administración. (en línea). Disponible en www.encolombia.com/medioambiente/hume-decreto213592-1.htm.

¹² Fuente: MADS. En: corporaciones autónomas regionales de Colombia. (en línea). Disponible en www.minambiente.gov.co//contenido/contenido.aspx.

Grasas y Aceites	Remoción >80% en carga	Remoción >80% en carga
Sólidos suspendidos, domésticos o industriales	Remoción >50% en carga	Remoción >50% en carga
Demanda Bioquímica de oxígeno		
Para desechos domésticos	Remoción >30% en carga	Remoción >80% en carga
Para desechos industriales	Remoción >20% en carga	Remoción >80% en carga

Fuente: COLOMBIA, MADS, Decreto 3930 de 2010. Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

Entiéndase por usuario nuevo aquel cuya actividad se inicie después de la vigencia del presente decreto (artículo 8).

Se han establecido los parámetros y los valores límites máximos permisibles que deben cumplir los vertimientos puntuales a los cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. La presente norma no aplica para los vertimientos puntuales que se realicen en aguas costeras o interiores, a las cuales son aguas superficiales.

La tendencia actual es tratar el agua producida para la reutilización beneficiosa en otras operaciones, estos usos alternativos están limitados por la calidad del agua. La calidad del agua se define por ciertas características físicas, químicas y biológicas y se refiere a que dichas propiedades influirán en su idoneidad para un uso determinado. Para cada uso que se le vaya a dar al agua existen diferentes necesidades de calidad.

1.2.2 Reinyección

Otro de los métodos ampliamente utilizado para la disposición del agua producida en un campo petrolero es la reinyección o confinamiento en una formación receptora.

Uno de los objetivos de este proceso es llevar el agua obtenida en superficie hacia la formación o al mismo yacimiento donde se produce, habiéndole realizado con anterioridad un debido tratamiento de acuerdo a las características y propiedades del reservorio para no ocasionar posibles daños a la formación.

Existen dos tipos de reinyección como método de disposición para el agua de producción:

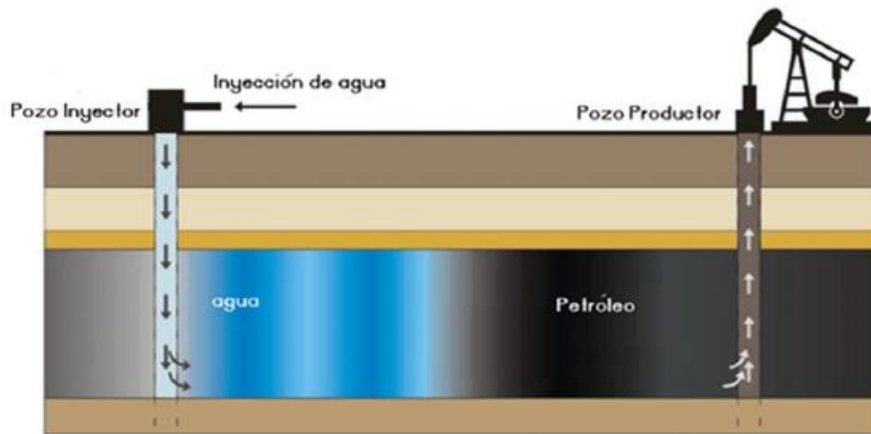
1.2.2.1 Inyección como método de recuperación mejorada (EOR).

Uno de los métodos más utilizados para el manejo del agua producida es la reinyección a una formación subterránea con el fin de mantener la presión en el yacimiento y conducir hidráulicamente el petróleo hacia un pozo productor.

Por medio de este método aumenta la eficiencia de barrido y por consiguiente el factor de recobro, se dice entonces que con este método no solo se soluciona el impacto ambiental causado por el agua en superficie, sino que también se obtiene un beneficio adicional mejorando la producción de crudo o al menos mantenerla por un periodo mayor.

El agua que se utilizará para la reinyección debe ser tratada para lograr que sea compatible con la formación receptora, pues diversas 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, contenido de grasas, elementos corrosivos, temperatura, pH, conductividad eléctrica, alcalinidad o el crecimiento de microbios.

Figura 6. Representación gráfica de la inyección de agua como método EOR



Fuente: AISA IONIC S.A. reuso del agua de producción. En: sistema de filtración ascendente de múltiples aplicaciones (en línea) Disponible en: <http://www.aisaionic.com.ar/empresa-3co.php>

La inyección de agua presenta varias etapas como: el llenado es el periodo donde el agua es inyectada con el fin de disolver el gas libre que se encuentra en la formación y así reemplazar ese volumen ocupado por el gas; seguida de la etapa de desplazamiento donde el crudo es desplazado por un banco de fluido desplazante, llevándolo hacia los pozos productores; y por ultimo las etapas de ruptura y subordinada.

1.2.2.2 Inyección para almacenamiento subterráneo para posterior uso

Otra alternativa es la de inyectar agua producida en una formación subterránea, ya sea para almacenamiento o para su posterior uso, a esta técnica se le denomina almacenamiento y recuperación del acuífero (ASR).

La reinyección en pozos pone en riesgo la contaminación de acuíferos sobre todo cuando los pozos de reinyección no llegan al mismo estrato donde se extrajo el crudo, o la distancia de acuíferos es menor de 10 Km (Kilómetros).

Para seleccionar la formación donde se va a realizar la inyección, se deben tener en cuenta las siguientes características:

- Volumen poroso.
- Presión del yacimiento: este parámetro define la infectividad o el potencial de la formación para recibir el agua. Es primordial que exista un monitoreo en la presión para evitar que fracturar e impedir la filtración.
- Temperatura.
- Permeabilidad: se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.
- Tasa crítica: tasa a la cual se presenta la migración de finos en la formación y consecuente disminución de la permeabilidad.
- Tamaño de garganta de poro.

Tabla 3. Requerimientos típicos para el agua de reinyección

PARAMETRO	VALOR
Oxígeno (ppb)	<1
Sulfuro de hidrogeno (ppm)	0.0
Dióxido de carbono (ppm)	<5
Sulfatos (ppm)	<1
pH	6.5 – 7.5
Hierro (ppm)	<1
Aceites y grasas (ppm)	<5

Sólidos suspendidos (ppm)	<24
Tamaño de partícula (µm)	5 – 8

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

1.2.3 Usos alternativos del agua de producción

En los campos maduros de todo el mundo los operadores eliminan entre el 30% y el 40% del agua de producción. Dado el incremento de la demanda de agua utilizable registrado en ciertas zonas, los ingenieros y científicos están tratando de descubrir formas de transformar este pasivo económico en un recurso viable.¹³

La disponibilidad sustancial de agua producida, sumada a la necesidad de contar con alternativas de eliminación menos costosas, conduce a estudiar la reutilización del agua producida para irrigación, uso industrial, uso pecuario y otras aplicaciones. El curso a seguir para la conversión del agua de producción de residuo a recurso depende de la calidad del agua y su nivel de contaminantes.

1.2.3.1 Uso agrícola

La utilización del agua en la agricultura representa como mínimo dos tercios del consumo global. Desde ya se prevé la falta de agua para irrigación en las grandes regiones granjeras del mundo. Entiéndase como uso agrícola del agua, su empleo para irrigación de cultivos y otras actividades conexas o complementarias.

Existen diferentes alternativas que se le pueden dar al agua de producción en aplicaciones agrícolas como:

- Reverdecimiento de zonas áridas mediante el establecimiento de humedales artificiales como parte del proceso de tratamiento.

¹³ ARNOLD, RichardI; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schuemberger

- Riego en cultivos de pasturas con fines de alimentación para ganado.
- Acuicultura y cultivos vegetales hidropónicos.
- Riego en cultivos industriales tolerantes a altos niveles salinos.
- Cultivo de algas como materia prima para producción de biodiesel.

En la Figura 7. Se muestra una aplicación como parte del proceso de tratamiento del agua producida, en el desierto de Omán, se siembran carrizos halófitos y otro tipo de vegetación que tolera diferentes grados de salinidad. El proceso de filtración natural que elimina los metales y otros materiales orgánicos del agua.

Figura 7. Aplicación de uso agrícola, desierto de Omán



Fuente: ARNOLD, RichardI; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulerberger.

La agricultura depende de un suministro de agua de calidad. La calidad del agua o su idoneidad para el uso se juzga sobre la posible gravedad de los problemas que se pueden desarrollar durante su utilización a largo plazo. Los problemas del suelo

más comúnmente encontrados y que se utilizan como base para evaluar la calidad del agua son los relacionados con la salinidad, la tasa de infiltración de agua, toxicidad y otro grupo de problemas diversos.¹⁴

- Salinidad: Existe un problema de la salinidad si la sal se acumula en la zona radial del cultivo a una concentración que provoca una pérdida en el rendimiento. Las reducciones de rendimiento se producen cuando las sales se acumulan en la zona de la raíz hasta el punto de que el cultivo ya no es capaz de extraer el agua suficiente de la solución del suelo salado, lo que resulta en falta de agua durante un período de tiempo significativo.
- Tasa de infiltración de agua: Un problema relacionado con la infiltración del agua se produce cuando la velocidad de infiltración normal se reduce significativamente y el agua permanece sobre la superficie del suelo por un tiempo prolongado o se infiltra muy lentamente.
- Toxicidad: Los problemas asociados a la toxicidad ocurren si ciertos componentes (iones) en el suelo o el agua son absorbidos por las plantas y se acumulan en concentraciones suficientemente altas como para causar daños en los cultivos, el grado de daño depende de la absorción y la sensibilidad de estos; los cultivos más afectados son los de tipo arbóreos, son los más sensibles.

¹⁴ R.S. Ayers. Calidad del agua para la agricultura. Universidad de California. Davis, California, EE.UU. 2002.

Tabla 4. Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Agrícola.

PARAMETRO	Expresado como	Normatividad (mg/L)¹⁵
Aluminio	Al	5
Arsénico	As	0.1
Cadmio	Cd	0.01
Cinc	Zn	2.0
Cobalto	Co	0.05
Cobre	Cu	0.2
Cromo	Cr ⁺⁶	0.1
Flúor	F	1
Hierro	Fe	5
Litio	Li	2.5
Manganeso	Mn	0.2
Molibdeno	Mo	0.01
Níquel	Ni	0.2
pH	Unidades	4.5 – 9
Plomo	Pb	5
Selenio	Se	0.02
Vanadio	V	0.1

Fuente: COLOMBIA, MADS, decreto 3930 de 2010. Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979, en cuanto a usos del agua y residuos líquidos, Bogotá D.C, 1984.

¹⁵ (mg/L): Miligramos por Litro

Además de los criterios establecidos en la presente tabla, se adoptan los siguientes:

- El boro, expresado como B, deberá estar entre 0.3 y 4.0 mg/L dependiendo del tipo de suelo y del cultivo.
- El NMP¹⁶ de coliformes totales no deberá exceder de 5,000 cuando se use el recurso para riego de frutas que se consuman sin quitar la cáscara y para hortalizas de tallo corto.
- El NMP de coliformes fecales no deberá exceder 1,000 cuando se use el recurso para el mismo fin del literal anterior.

1.2.3.2 Uso industrial

La utilización del agua en la industria, es tan variable como tipos de empresas y procesos industriales existen. Todas las industrias necesitan agua, aun cuando no la contengan los artículos que producen. El agua se utiliza como materia prima, o disolvente, para producir vapor de agua, enfriamiento, lavado de productos o eliminación de desechos industriales.

Otro importante uso del agua a nivel industrial, es la generación de energía eléctrica a través de la energía hidráulica. Para producirla se necesitan grandes cantidades de agua almacenada en represas. Esta energía alternativa es poco contaminante, renovable y de bajo costo.

Tomando como guía la normatividad colombiana por medio del decreto 1594 de 1984, se define como uso industrial del agua, su empleo en actividades como: procesos manufactureros de transformación o explotación, así como aquellos conexos y complementarios, que el Ministerio de Salud o la EMAR establezcan, generación de energía y minería. Además mediante este mismo decreto se establece que no existen criterios de calidad con excepción de las actividades relacionadas con explotación de cauces, playas y lechos, para las cuales se

¹⁶ NMP: número máximo permisible de un elemento.

deberán tener en cuenta los criterios contemplados en el párrafo 1 del artículo 42 y en el artículo 43 en lo referente a sustancias tóxicas o irritantes, pH, grasas y aceites flotantes, materiales flotantes provenientes de actividad humana y coliformes totales.

2. EVAPORACIÓN

La evaporación es un proceso natural para transformar el agua en forma líquida a vapor de agua en el aire afectada por factores meteorológicos como son el suministro de energía, humedad relativa, velocidad del viento y la temperatura entre otros; en este proceso se recuperan grandes volúmenes de agua tanto como para su reutilización beneficiosa como para una disposición final adecuada.

Esta técnica alternativa está siendo considerada en un número creciente de aplicaciones de tratamiento para el agua de producción; puede llevarse a cabo naturalmente en las lagunas de evaporación solar o mediante el uso de equipos de evaporación mecánica.

La evaporación puede llegar a ser eficaz para concentrar o eliminar las sales, metales pesados y una variedad de materiales peligrosos de solución. También, puede utilizarse para recuperar subproductos útiles a partir de una solución ya que se concentra una parte del disolvente cuando se vaporiza el agua, dejando atrás una concentración salina que contiene prácticamente la totalidad de los sólidos disueltos o soluto; antes del tratamiento adicional y eliminación final. La mayoría de las aplicaciones de la tecnología también producen una alta calidad de destilado reutilizable, característica muy importante donde la conservación del agua es una prioridad. Desarrollar esta técnica es una manera económica y factible para disponer el agua asociada a la producción de petróleo y gas, siendo favorable en climas cálidos y áridos. Durante las estaciones más frías no es eficaz; exactamente, se emplea en áreas en donde la evapotranspiración anual excede a la precipitación en una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto de secado.

El método más simple de evaporación consiste en disponer agua de producción en un estanque, pozo o laguna con una gran superficie, de esta forma el agua se va evaporando. La tasa de evaporación depende del tamaño y la profundidad de la

laguna y las características del afluente, es decir en las regiones semiáridas, de aire caliente y seco se obtendrá mayores índices de evaporación que para los pequeños estanques. Sin embargo la tasa de evaporación puede reducirse cuando existe participación relativa de sólidos y productos químicos en el lugar. El agua asociada se puede manejar en pequeños estanques de evaporación ubicados en el mismo campo, o se puede enviar fuera de las instalaciones de los complejos petroleros donde existen cuencas de evaporación.

2.1 CLASES DE EVAPORACIÓN

2.1.1 Lagunas de Evaporación

Las lagunas de evaporación son, en esencia, lagunas artificiales con áreas de superficie muy extensas, diseñadas para evaporar el agua de manera eficiente por exposición al sol considerándose un proceso natural; es el método más sencillo donde el agua se puede evaporar de forma pasiva; mientras las tasas de evaporación superan el flujo de entrada (incluyendo la precipitación), la eliminación del agua producida puede ser sostenible.

Las tasas de evaporación dependen del tamaño, profundidad del estanque y las características del influente principalmente. Por ejemplo, en las regiones semiáridas y secas el aire caliente en movimiento sobre la superficie de la tierra dará lugar a mayores tasas de evaporación para estanques más pequeños.

La laguna de evaporación proporciona el espacio requerido para el almacenamiento del agua y el área superficial significativa para la evaporación natural, por tal razón se recomienda una gran zona de la laguna para permitir el éxito del proceso. La viabilidad de la laguna también se basa en el revestimiento lo cual permite el aislamiento y las fugas al subsuelo. La altura de la pared de la laguna depende de la superficie disponible, generalmente 1 – 1.5 m (metros).

Un problema que debe ser considerado en el diseño de las lagunas de evaporación consiste en el atractivo para las aves migratorias, las lagunas contienen petróleo y u otros hidrocarburos en la superficie el cual las aves al aterrizar en los estanques podrían contaminarse del fluido y sufrir daños. Cubriendo las lagunas con una red ayuda a evitar este problema, como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Laguna de evaporación cubierta por una red



Fuente: Nowak, N., y J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. 2010

2.1.1.1 Especificaciones de diseño

Para llevar a cabo la evaporación del agua se deben tener en cuenta diferentes parámetros la mayoría de ellos están relacionados con las condiciones climáticas del lugar de trabajo. Estos parámetros incluyen:

- **Temperatura**

Es el principal parámetro que afecta la evaporación, ya que ésta es máxima en condiciones de fuerte radiación solar, con lo que se eleva la cantidad de vapor en la atmosfera formando una capa que limita el paso del estado líquido a vapor alcanzando un estado de equilibrio, permaneciendo constante la humedad del aire. Se considera que las tasas de evaporación son mayores en la temporada de verano que en la temporada de invierno. La temperatura facilita la amplitud del movimiento molecular en el líquido y las posibilidades de escape hacia la atmosfera y permite que el aire pueda contener un mayor porcentaje de humedad, alejándose del punto de saturación, así un mayor volumen de agua puede integrarse en la atmosfera.

- **Presión Atmosférica**

La presión atmosférica al obstaculizar el paso de vapor libre a la atmosfera, disminuye las posibilidades de evaporación. Las moléculas de vapor de agua chocan con el resto de moléculas gaseosas y se ven obligadas a regresar a la masa líquida en mayor proporción. Por tanto con la altitud y la consecuente disminución de la presión favorecen la evaporación.

- **Aire**

La presencia de una corriente ayuda a la evaporación al limpiar la capa de humedad de la proximidad del líquido y reemplazarla por aire seco, con lo que el agua puede evaporarse de forma continua

La velocidad del viento juega un factor importante en la determinación de la capacidad de aire para llevar el agua vaporizada a otros lugares. Ciertamente, la alta velocidad es un factor activo en el éxito del proceso de evaporación forzada y al igual permite la dilución de la concentración de hidrocarburos en el

aire alrededor del sitio. A una velocidad del viento de 5 mph (millas por hora)¹⁷ puede ser suficiente para garantizar el transporte del agua vaporizada. Para que el flujo continúe, debe establecerse un gradiente de depresiones de vapor en el aire. Por ello, cuanto mayor sea la renovación del aire, esto es el viento, mayor será la evaporación. Sin embargo, debe haber un registro de viajes del viento para asegurar que el agua no va a llegar a las zonas urbanas o para asegurarse de que la concentración de hidrocarburos en el aire se vuelve muy baja, de modo que ningún efecto puede ser considerado en la salud y el medio ambiente.

- **Humedad Relativa del Aire**

Cuando el aire se satura con humedad significa que la evaporación está progresando con éxito. Por lo tanto; sitios secos lidiarán más que sitios húmedos pues la capacidad del aire para saturarse por vapor de agua es alta.

- **Sólidos Disueltos**

Tales como las sales, se acumularán en los fosos de eliminación y no tendrán ningún valor comercial por tal razón deberán ser evacuados periódicamente y eliminados convenientemente. Probablemente estos sólidos tendrán algún nivel de contaminación; la eliminación de estos sólidos deberán ser estudiados antes de construir la instalación.

- **Ubicación de la zona**

Es frecuentemente causa de preocupación cuando se requiere grandes extensiones para evaporar grandes volúmenes de agua producida como también se debe tener en cuenta la disponibilidad de energía es decir la

¹⁷ HAMED, Wael. SHABAN, Ibrahim. . Moving Towards Innovative Waste Water Treatment and Disposal Technologies: Field Study for In Situ Waste Water Treatment and Evaporation Technology. SPE 164672. 2013

radiación solar en la zona. En la mayoría de los casos la tierra que se utiliza es tan pobre que no tiene otro uso.

El proyecto se debe colocar a una distancia considerable para permitir la operación segura del proceso de evaporación. Esto evitará la condensación de vapor en el equipo y disminuirá el impacto en los operadores. Adicionalmente la concentración de hidrocarburos se debe evaluar a diferentes distancias del sistema de evaporación; en particular a 50-200-300 y 500 m de distancia a favor del viento cada 6-8 horas usando estación fija para asegurar que la concentración de hidrocarburos en el aire este <1 ppm¹⁸.

- **Área requerida**

Una de las principales desventajas que presenta las lagunas de evaporación es la gran cantidad de área requerida. Los caudales de agua y sus concentraciones no son los únicos que definen el área requerida para su implementación; también las condiciones deseadas para su construcción limitan sus dimensiones, es decir el tamaño de la laguna siempre dependerá del influjo de agua.

- **Aguas Subterráneas**

La contaminación de aguas subterráneas constituye probablemente la preocupación más importante; esta puede aliviarse asegurando que las instalaciones de evaporación y retención sean impermeables (se deberá considerar los usos de estanque con doble revestimiento) estableciendo las instalaciones de evaporación en zona de descargue de aguas si están se encuentran ubicadas en la cercanía.

Los revestimientos son usados para impedir el flujo de fluidos de una zona a otra ya sea para evitar fugas o contaminar. Usar un revestimiento garantiza el efecto de impermeabilizar, existen varias clases como lo son:

¹⁸ Ibid.

Geo-sintético de arcilla (GCL): geo-compuestos que son prefabricados con una capa de arcilla bentonita típicamente incorporada entre una zona superior e inferior de geo-textil. Funciona como impermeabilización secundaria y reemplaza capas de arcilla compacta.¹⁹

Cloruro de polivinilo (PVC): material duro, y plástico resistente y flexible a la abrasión que exhibe ultravioleta, bacterias, moho y cualidades resistentes al fuego.²⁰

Polietileno de baja densidad (LDPE): termoplástico comercial, semi-cristalino, transparente con tendencia ser blanco, flexible, liviano, impermeable, inerte, posee excelentes propiedades eléctrica pero una resistencia a las temperaturas débil. Propenso al agrietamiento bajo carga ambiental. Poca resistencia a los rayos ultravioleta²¹

Polietileno de alta densidad (HDPE): polímero, posiblemente el plástico más popular del mundo. Duro, fuerte, pesado y menos dúctil.

Es el más utilizado en la construcción de lagunas de evaporación por varias razones como lo es la durabilidad, la resistencia a la degradación ultravioleta, resistencia química, color negro y facilidad de construcción.

- **Mortandad de la Fauna Silvestre**

En zonas donde cae poca lluvia y donde aquella que cae se evapora rápidamente los animales salvajes se encontraran atraídos por las zonas de

¹⁹ Bathurst R, Folleros Educativos de Geo-sintéticos y sus aplicaciones. International Geosynthetic Society. [En línea]: http://www.igsargentina.com.ar/pdf/Folletos_Educacionales_de_la_IGS.pdf

²⁰ Slickpalm [En línea]: <http://www.slickpalm.com/que-es-el-pvc-revestimiento/>

²¹ NOWAK, N. J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. Presentado en la 17° Conferencia Ambiental Internacional del petróleo y Biocombustibles, San Antonio.2010

evaporación. Todas las instalaciones deben estar protegidas por alambrados, se recomienda una altura mínima de 10 ft (pies) o 3 m.

- **Contaminación de la Superficie**

La mayoría de las zonas apropiadas para llevar a cabo la evaporación tienen un promedio bajo de precipitaciones pero presentan lluvias muy intensas de corta duración. Para construir el estanque es apropiado tener en cuenta la capacidad para contener el agua producida y la precipitación más alta previsible en el diseño. Los informes meteorológicos sugieren que se utilicen los datos de tormenta máxima de los últimos 100 años como base para el diseño de dichas instalaciones.

2.1.2 Evaporación Térmica²²

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 mismo.

2.1.2.1 Evaporación al vacío

Consiste en reducir la presión del interior de la caldera por debajo de la presión atmosférica. Esto permite reducir la temperatura de ebullición del líquido a evaporar lo que reduce la cantidad de calor a aportar en el proceso de ebullición y de condensación, además aporta diferentes ventajas como la de poder destilar líquidos con alto punto de ebullición, evitar a descomposición de sustancias sensibles a la temperatura, entre otras.

2.1.2.2 Evaporación con bomba

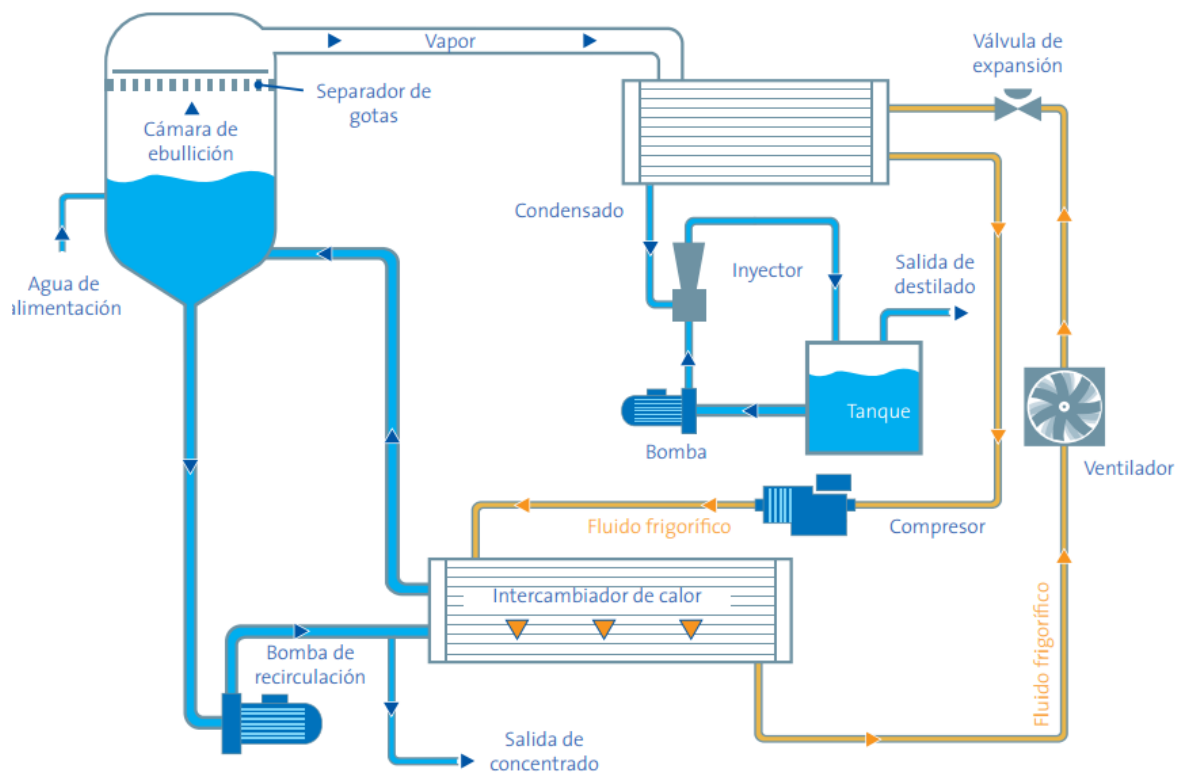
La evaporación con bomba de calor utiliza el ciclo frigorífico de un gas freón, mediante la acción de la compresión del gas que se condensa y cede calor al

²² ELÍAS CASTELLS, Xavier. Tecnologías Aplicables al Tratamiento de residuos. Madrid.2012

líquido a evaporar mediante intercambio térmico, posteriormente se procede la expansión del gas por medio de una válvula termostática y la acción de un condensador que refrigera el líquido evaporado y extrae el destilado.

El freón discurre en circuito cerrado hermético. Al estar sometido al reactor de evaporación al vacío, permite evaporar a temperaturas sobre los 40 °C por lo que no se precisa de ninguna otra fuente de calor ni refrigeración convirtiéndose en un proceso muy atractivo desde el punto de vista económico. El diagrama de este proceso se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Diagrama de Evaporación con bomba de calor



Fuente: Petróleo del Norte S.A. – Veolia Water Solutions & Technologies

La energía absorbida en este procedimiento varía según la aplicación y el fluido a tratar; sin embargo consumos entre 150 y 200 W/L (Watt por Litro) de destilado son habituales.

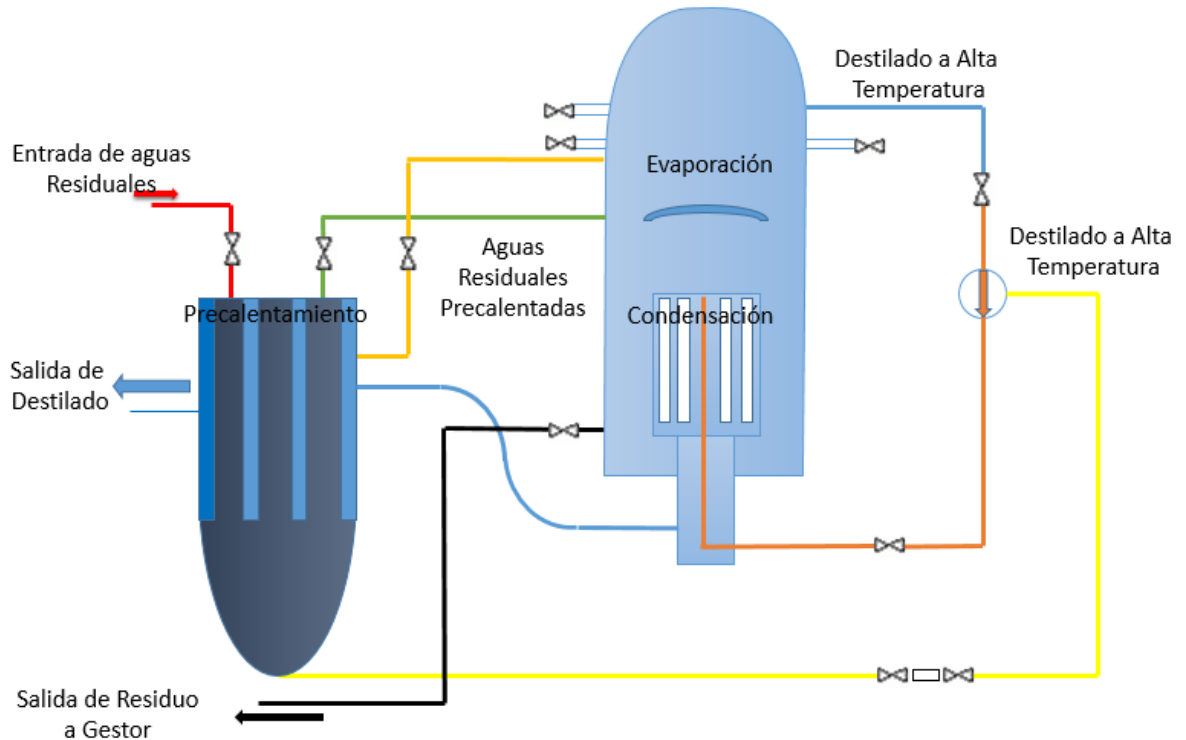
2.1.2.3 Evaporación por Termo-compresión

Trata de recuperar el calor latente de condensación del destilado como fuente de calentamiento del líquido a evaporar. La temperatura del vapor generado durante la evaporación, se incrementa mediante compresión del propio vapor. De esta manera el vapor sobrecalentado puede ser reciclado por medio de un intercambiador del propio evaporador consiguiéndose un doble objetivo como el ahorro de energía para la evaporación y evitar el medio refrigerante para la condensación. En la Figura 10. Se muestra el diagrama de dicho proceso.

La evaporación por termo compresión, se trata del sistema de evaporación mediante corriente eléctrica de mayor eficiencia energética.

Su aplicación se ve limitada a la hora de tratar fluidos corrosivos, básicamente debido a la naturaleza de los materiales de construcción del que está compuesto.

Figura 10. Diagrama de Evaporación por Termo compresión



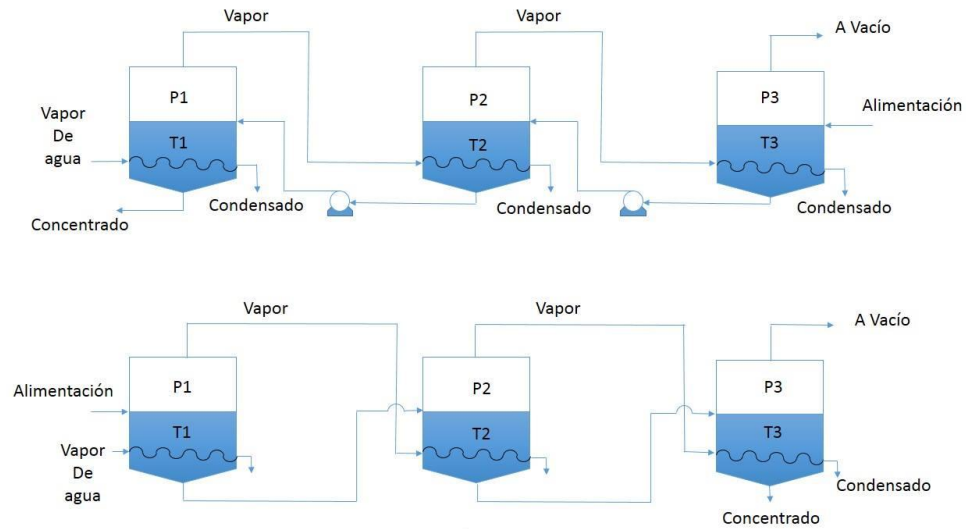
Fuente: Petróleo del Norte S.A – DEPLAN, S-L (Modificado)

2.1.2.4 Evaporación por efecto múltiple

En las plantas de evaporación, el coste del proceso depende fundamentalmente del vapor de agua consumido. Para reducir el coste de la producción de vapor se emplean los sistemas de evaporación por efecto múltiple.

Consiste en una serie de evaporadores en donde se hace decrecer la presión de forma progresiva del primero al último, por lo cual el vapor producido en el primer evaporador se utiliza como medio de calentamiento del evaporador sucesivo a la vez que este condensa al líquido, ya sea en a la salida de cada evaporador o al final de la serie de evaporadores como se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Diagramas de sistemas de evaporación por efecto múltiple.



Fuente: Open Course Water, Universidad de Sevilla (Modificado)

La principal ventaja de este sistema, consiste en el ahorro del fluido de calentamiento, debido al aporte más efectivo de la energía térmica lo cual da como resultado consumo de energía mucho más bajos que en las otras técnicas.

2.1.3 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 a 3,600 rpm (Revoluciones por minuto) 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, aproximadamente a 4 m de altura.

El fenómeno ocurre precisamente, porque aunque la neblina generada conserva la misma masa de agua en su estado líquido, aumenta considerablemente su superficie de contacto, lo cual permite que se mezcle rápidamente con el aire circundante.

Los evaporadores mecánicos que tratan el agua contaminada crean un efecto de aerosol por medio de la atomización subsónica o fracturamiento mecánico del agua, cuando ésta pasa a través de las boquillas y que usa un potente rotor, para propulsar una fina niebla en el aire, con altos caudales de agua y aire. La corriente de aire seco se coloca en contacto con el campo de pulverización a través de una combinación de corrientes de aire, la del soplador mecánico y el natural (Figura 12.). Es mediante este proceso que se logra acelerar la evaporación de grandes caudales de agua, sin la necesidad de intervenir áreas extensas de tierra para lograr la evaporación natural de esos mismos volúmenes.

Figura 12. Atomizadores en funcionamiento



Fuente: Evaporation for Oil & Gas Industry. SMI Evaporative Solutions

El fenómeno ocurre precisamente, porque aunque la neblina generada conserva la misma masa de agua en su estado líquido, aumenta considerablemente su superficie de contacto, lo cual permite que se mezcle rápidamente con el aire circundante.

Debido a que la energía para la evaporación procede de una fuente natural, el costo total es bajo. La evaporación mecánica proporciona un método energéticamente eficiente para reducir el volumen de aguas de producción y concentrar los contaminantes.²³

2.1.3.1 Equipos de Evaporación

Para llevar a cabo la evaporación mecánica existe gran variedad de equipos; los más utilizados en la industria de petróleo y gas están divididos en dos categorías

- **Equipo de Fracturación de agua:** la corriente de agua se fractura a través de un ventilador de alta velocidad propulsado por el aire, soporta ambientes de baja y alta corrosividad; es la mejor opción cuando el área en donde ocurre la evaporación es pequeña y cuando el agua de producción contiene sólidos y partículas de gran tamaño.
- **Equipo de atomización del agua:** el aire es comprimido por medio de un ventilado a través de un barril cónico y propulsa las gotas de agua de tamaño controlado a través de las boquillas y lanza eficiente rocío de agua en cualquier lugar de 100 a 300 ft. Este equipo tiene un rango de operación a presiones de 80 y 120 Psi; los atomizadores son utilizados cuando el área de evaporación es mayor y cuando el contenido de sólidos disueltos es mínimo o nulo en el agua de producción.

²³ ECO SERVICES, ¿Cómo Funciona la Evaporación Mecánica?-Produced Water.

2.1.3.2 Evaporación por congelación- descongelación (FTE)

La evaporación es una forma económica para disponer del agua proveniente de la producción de petróleo y gas en climas cálidos y áridos. Durante las temporadas climáticas más frías deja de ser eficaz; por tal razón el proceso de evaporación por congelación y descongelación puede ser una alternativa viable económicamente para disponer del agua durante todo el año.

El tratamiento del agua con el proceso FTE reduce el volumen que debe ser dispuesta y purificada a un nivel aceptable para ser utilizado en el riego para el ganado o para uso agrícola.

El proceso FTE es sencillo. Lo ideal consiste en bajar el punto de congelación del agua de producción por debajo del punto de agua pura. Cuando se enfría una solución de este tipo por debajo de los 32° F, forma cristales relativamente puros, junto con una solución de salmuera no congelada que contiene concentraciones de sales elevadas. Debido a que la salmuera contiene altas concentraciones de estos constituyentes, su densidad es mayor que la del hielo; en consecuencia la salmuera y el hielo se separan fácilmente.

Figura 13. Congelación del agua de producción



Fuente: BOYSEN, J. BOYSEN, D. BC Technologies and Crystal Solutions.

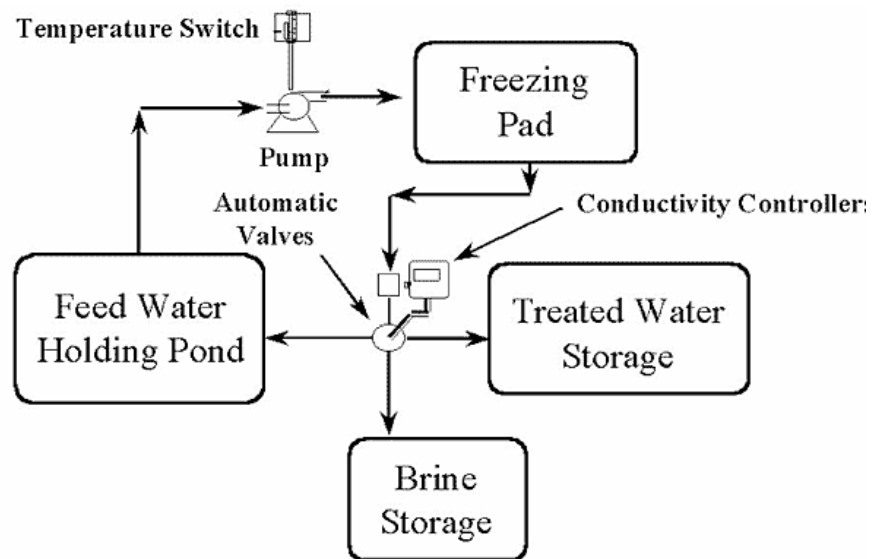
El funcionamiento es el siguiente. Cuando la temperatura ambiente desciende por debajo de 32° F, el agua producida se bombea automáticamente desde un estanque de retención y se pulveriza sobre una almohadilla de congelación como se observa en la Figura 13. La almohadilla de congelación se compone de un marco elevado de tuberías instaladas regularmente, cabezales de pulverización extensibles verticales, similares a los utilizados para el riego de jardines.

La pulverización se congela formando una acumulación de hielo sobre el marco elevado de tuberías y la salmuera con una elevación de componentes se direcciona al desagüe de la acumulación de hielo. La salmuera de alta salinidad, identificada por su alta conductividad eléctrica, está separada por medio de válvulas automáticas y se bombea a un estanque donde posteriormente se puede eliminar por métodos convencionales. A medida que la acumulación de hielo aumenta en altura, los pulverizadores se extienden; cuando el hielo en la plataforma de congelación se derrite, el agua relativamente pura se bombea desde la plataforma de congelación y se descarga o se almacena para uso posterior. Una

de las principales ventajas del proceso FTE consiste en no generar nuevos residuos.

El equipo necesario para el proceso incluye estanques de evaporación, bombas y pulverizadores, un controlador de temperatura, controladores de flujo y conductividad activados, y válvulas de accionamiento eléctrico. Debido a la similitud a una operación convencional de evaporación y a las instalaciones existentes es factible modificarlos para llevar a cabo el proceso de FTE.²⁴ (Figura 14.)

Figura 14. Diagrama de los equipos utilizados en el proceso FTE



Fuente: BOYSEN, J. HARJU, J. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700. 1999.

²⁴ BOYSEN, J. HARJU, J. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700. 1999.

2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TÉCNICAS DE EVAPORACIÓN TÉRMICA Y MECÁNICA

Después de analizar cada uno de los diferentes tipos de evaporación empleadas para el tratamiento de las aguas industriales, se compararan las ventajas y desventajas de su implementación considerando características fisicoquímicas, necesidades operativas y diferentes requerimientos para llevar a cabo la implementación de esta técnica.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de la evaporación térmica

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Es posible emplear de forma directa el gas que generan los campos petroleros como fuente de energía.	Requiere de un consumo de energía muy alto para su funcionamiento.
Se adapta fácilmente a caudales grandes.	Las áreas para los equipos son de tamaño considerable, aproximadamente 290 metros cuadrados solo para equipos principales.
Es un equipo que en teoría no requiere de un tratamiento previo sofisticado del agua, ya que solo se concentra en evaporar la misma mediante la adición de temperatura.	Los equipos, su importación y montaje son costosos.
	Es necesario emplear aditivos químicos previos al proceso para precipitar metales y otros compuestos que puedan generar vapores peligrosos y que generarían

	problemas de incrustaciones en los equipos y elevar el punto de ebullición del agua.
Existen diversos tipos de montajes de evaporadores térmicos, lo cual permite que la técnica sea adaptable o sea específica para cada tipo de situación.	Se genera un efluente en el proceso el cual debe igualmente ser monitoreado y asegurado antes de su vertimiento.

Fuente: FERREIRA, Jorge A. tratamiento y disposición final de agua residual con alto contenido de cloruros, proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del campo santa lucia de petróleos del norte S.A. trabajo de Monografía especialista en Química Ambiental. Facultad fisicoquímica. Bucaramanga. 2014. p.74

Tabla 6. Ventajas y desventajas de la evaporación mecánica.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Es un proceso que no requiere tratamiento complejo previo para las aguas.	Es un sistema nuevo y no se ha implementado en Colombia, por lo tanto no es fácilmente comprobable su eficiencia.
Su consumo de energía es bajo y está por el orden de 0,34 kw/h/barril, lo cual genera el costo del barril tratado sea más bajo de los tratamientos analizados, con solo 1 US\$/bbl (Dólar por Barril) tratado.	Los cambios de clima, especialmente las condiciones de humedad, baja temperatura y lluvia afectan su eficacia.
Al no tener cambios de temperatura y presión en el proceso, se garantiza que no se generan vapores o gases tóxicos y la formación de incrustaciones disminuye	Se requiere realizar un seguimiento estricto a las aguas subterráneas y al aire circundante, para verificar la no afectación de los mismos por el proceso.

notablemente.	
Los evaporadores trabajan con ajuste automático de variables en tiempo real, lo cual permite que se adapte fácilmente a cambios en de caudal.	Los evaporadores generan poco más de 85 dB de forma constante mientras estén en funcionamiento.
Aunque se genera un rechazo procedente de la humedad de los sólidos, este puede ser ingresado nuevamente al proceso y ser tratado sin generar cortos circuitos en el sistema o necesitar grandes cambios en los equipos.	Se requiere la implementación de una técnica adicional para la disposición por tercero autorizado o aprovechamiento de los sólidos que se generan en el tratamiento.

Fuente: FERREIRA, Jorge A. tratamiento y disposición final de agua residual con alto contenido de cloruros, proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del campo santa lucia de petróleos del norte S.A. trabajo de Monografía especialista en Química Ambiental. Facultad fisicoquímica. Bucaramanga. 2014. 76 p.

2.3 CRITERIOS PARA ELEGIR UN PROCESO DE EVAPORACIÓN

- Características del fluido a tratar y del solido que se espera obtener.
- Las características del producto, incluyendo calor sensible, viscosidad y propiedades de flujo, tendencias a hacer espuma, al ensuciamiento a la precipitación, el comportamiento de ebullición, etc.
- Capacidad y datos de operación, incluyendo cantidades de trabajo del equipo, concentraciones, temperaturas, horas de funcionamiento anuales, controles de automatización, etc.
- Todo lo referente a consumo de energía y mantenimiento de los equipos.

- Inversión y otros costos financieros.
- Tipo de personal requerido para la operación, costos del personal y costos del mantenimiento preventivo.
- Estándares y condiciones de fabricación, tales como entrega, parámetros de aceptación, etc.
- Selección de materiales de construcción y acabado de superficies.
- Condiciones del sitio de trabajo, tales como espacio disponible, condiciones del clima, conexiones de energía, proximidad a comunidades o ecosistemas sensibles.
- Regulaciones legales que cubran aspectos de seguridad, prevención de accidentes, emisión de sonidos, requerimientos ambientales y otros, dependiendo del proyecto específico. ²⁵

²⁵ FERREIA ASCENCIO, Jorge Armando. Tratamiento y Disposición Final de Agua Residual con Alto Contenido de Cloruros proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del Campo Santa Lucia de Petróleos del Norte S.A. Monografía. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2014

2.4 PANORAMA MUNDIAL DEL USO DE EVAPORACIÓN

2.4.1 Caso 1: Danish Flats, Utah

- **Ubicación**

El proyecto se ubica en una región árida del este de Utah en la zona conocida como Danish Flats, situada a 4,610 msnm (metros sobre el nivel del mar). El sitio está ubicado en el condado de Grand aproximadamente a 3.5 millas al norte de Interstate y aproximadamente a 43 millas del oeste de la frontera del estado Utah-Colorado.

- **Descripción de Campo**

El lugar se inclina elevado gradualmente a 4,615 ft sobre el nivel del mar y a 4,600 ft sobre el nivel del mar al sureste. En este lugar no se presentan cursos de agua, se encuentra en el área de Mancos Shale de tierras bajas que incluye el área metropolitana de Cisco, la formación Mancos Shale es el afloramiento predominante en esta área. Debido a la existencia de grano fino y minerales solubles presentes en la formación el agua que se encuentra no suele ser agua fresca. El agua subterránea contiene altos niveles de sólidos disueltos y está limitada generalmente a depósitos aluviales a lo largo de arroyos como también a drenajes por medio de las areniscas.

Los pozos en la zona suelen ser perforados con aire, con producción poca o nada de agua hasta que se perfora la formación Dakota.

- **Proceso de Evaporación**

El Servicio Meteorológico Nacional ha desarrollado un mapa de isolíneas en la superficie de la evaporación de agua libre basado en 24 años de datos. La tasa libre de evaporación en la superficie del agua es la cantidad que se espera que se evapore de las lagunas de eliminación, que es de 50 in (pulgadas) por año. Aproximadamente 35 in de esa tasa se produce en la época del año

comprendida de Mayo a Octubre; las 15 in restantes se evaporan de Noviembre a Abril.

El campo tiene 13 lagunas de evaporación de aproximadamente 5.2 ha (hectáreas) cada una y son de 12 a 22 ft de profundidad; poseen un solo revestimiento de polietileno de alta densidad. Las lagunas de la 1 a la 8 tienen capacidad de almacenamiento de 240,000 barriles cada una, para una capacidad total de 2 millones de barriles aproximadamente. Las lagunas de la 9 a la 13 tienen capacidad de 632,000 barriles cada una para un total aproximado de 3.2 millones de barriles. (Figura 14-15.)

En Julio y Agosto las temperaturas del aire a menudo excedieron los 100 °F y el viento soplo hasta cierto punto. La evaporación real se encuentran durante los meses de Julio y Agosto de 2008 en el lugar resultó ser de 15 in y 18 in, la evaporación durante este año fue favorable y supero las 50 in en 6 meses más de operación.

2.4.2 Caso 2: Southern Cross, Wyoming

- **Ubicación**

El proyecto se encuentra en una región árida del suroeste de Wyoming, en la zona conocida como Mexican Flat, situado a unos 6,540 m sobre el nivel del mar. El sitio está ubicado en el condado de Carbon a unos 5 km al oeste de Wyoming State Highway, a unos 30 km al sur de la intersección de la carretera y la Interstate en Wamsutter y aproximadamente a 22 km al norte de Baggs.

- **Descripción del campo**

La superficie del terreno es de propiedad privada, la tierra se utiliza principalmente para el ganado de pastoreo y las tuberías de transporte de gas y petróleo. Los residentes más cercanos se encuentran a 20 millas del lugar. El

acceso a la zona es por caminos sin pavimentar generalmente utilizados para los vehículos de transporte de la industria petrolera.

El lugar se inclina elevado gradualmente a 6,546 pies sobre el nivel del mar y a 6,536 pies sobre el nivel del mar al noreste. No hay grandes cursos de agua en el sitio; se encuentra la formación Wasatch/Claron también conocida como los “Pink Cliffs”, el afloramiento contiene arcilla, lodolita y arenisca.

Se conoce que existe agua subterránea a una profundidad aproximadamente 700 ft sobre la base de un taladro de la operadora Devon Energy.

- **Proceso de Evaporación**

El Servicio Meteorológico Nacional ha desarrollado un mapa de isolíneas en la superficie de la evaporación de agua libre basado en 24 años de datos. La tasa libre de evaporación en la superficie del agua es la cantidad que se espera que se evapore de las lagunas de eliminación, que es de 50 in por año. Aproximadamente 35 pulgadas de esa tasa se produce en la época del año comprendida de Mayo a Octubre; las 15 in restantes se evaporan de Noviembre a Abril.

El campo tiene 2 lagunas de evaporación aproximadamente 5.2 ha cada una y 12 ft de profundidad; con revestimientos dobles de polietileno de alta densidad.

Las lagunas de evaporación tienen una capacidad de almacenamiento de 240,000 barriles cada una para un total aproximado de 480,000 barriles. Para el año 2009 la evaporación alcanzo 60 in durante los meses del 1 de Abril al 31 de Octubre.²⁶

El objetivo de estos dos proyectos ubicados en Danish Flats, Utah y Southern Cross, Wyoming es la evaporación del agua de producción lo más rápido

²⁶ NOWAK, N. J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. Presentado en la 17° Conferencia Ambiental Internacional del petróleo y Biocombustibles, San Antonio. 2010

posible manteniendo los controles ambientales y de contención; dichos proyectos fueron planeados con el fin de servir a la industria petrolera en el área local. Al igual en estos campos existen otros métodos de disposición del agua como lo son los pozos de reinyección y tratamiento para la descarga superficial.

La tecnología de evaporación fue elegida para estos proyectos debido a las condiciones ideales del sitio que incluyen la baja precipitación, condiciones del viento y temperaturas del medio ambiente altas. Otros factores que han hecho que la evaporación en estos lugares sea viable son, la no presencia de residencia a menos de 10 millas del lugar, vías de fácil acceso, aguas subterráneas muy profundas y Mancos Shale de 1,000 ft de espesor en Utah.

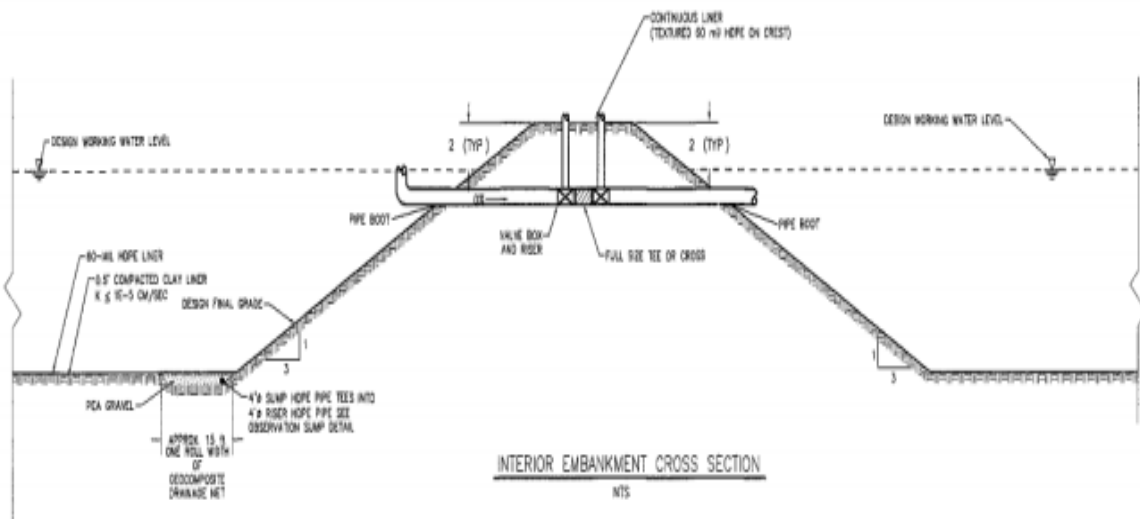
Para una mejor calidad de evaporación en los dos proyectos y, para contener el agua de salmuera, la capa superior del revestimiento del estanque debe ser un producto duradero, rentable y que ayude a la evaporación al igual que sea aceptado por las agencias reguladoras. Algunas de las tecnologías de revestimiento son arcilla compactada, revestimiento de arcilla geosintética (GCL), cloruro de polivinilo (PVC), polipropileno (PPE), y polietileno de alta densidad (HDPE).

En los proyectos fue escogido el revestimiento HDPE por varias razones ya mencionadas anteriormente entre ellas, durabilidad, resistencia a la degradación ultravioleta, resistencia química, color negro y la facilidad de construcción. El HDPE está diseñado para ser la capa superior de los estanques y puede ser expuesto al sol, la congelación y el impacto físico; por lo tanto el material es resistente a la degradación ultravioleta y duradera.

El revestimiento fue diseñado y construido con 60 milésimas de pulgada de espesor con textura de HDPE. El revestimiento se textura para aumentar el factor de seguridad para el personal operador; es decir, la superficie con textura aumenta la tracción y agarre para permitir más fácil la salida en caso de

que alguien se caiga en el estanque. Las instalaciones fueron diseñadas en 2007 por Weaver Boos Consultores, LLC y construidas en 2008 por Kelley Trucking, Inc. y Colorado Forro, Inc.

Figura 15. Detalle del diseño de las Lagunas de evaporación en Danish Flats, Utah



Fuente: NOWAK, N. J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. Presentado en la 17ª Conferencia Ambiental Internacional del petróleo y Biocombustibles, San Antonio. 2010.

Las unidades de operación incluyen, tres etapas de tanques de recepción construidos en concreto, un estanque de lodos y una serie de lagunas de evaporación de 5.2 acres. Cada campo ha experimentado diversas cantidades de entregas de agua de producción que van desde 10,000 barriles a 35,000 barriles por día; el agua se mueve desde el área de descarga a través del estanque de lodos y pasa a las lagunas de evaporación por gravedad.

Figura 16. Fotografía Aérea del campo Danish Flats, Utah



Fuente: NOWAK, N. J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. Presentado en la 17ª Conferencia Ambiental Internacional del petróleo y Biocombustibles, San Antonio. 2010.

Cada sitio está equipado con sistemas de detención de fugas que son monitoreados mensualmente, y para todas las lagunas no se presentó ningún tipo de fuga.

2.4.3 Caso 3: Cuenca San Juan

- **Ubicación**

Cuenca cuya superficie está alrededor de 7,500 km cuadrados en toda la línea de Colorado y Nuevo México en la región Four Corners. Mide alrededor de 100 km de largo en la dirección norte-sur y 90 km de ancho.

- **Descripción de la Cuenca**

La cuenca de San Juan es el lecho de carbón metano más productiva de América del Norte. La producción de metano en capas de carbón ascendió a más de 800 mil millones de ft³ (pies cúbicos) en 1996 (Stevens et al., 1996). Este número se elevó a 925 millones ft³ de en el año 2000 (GTI, 2002). Los carbones están en el intervalo de la formación cretácico superior de Fruitland de 20 a más de 40 m de espesor. El espesor neto total de todas las capas de carbón varía de 20 a más de 80 ft a lo largo de toda la cuenca. La producción de metano en capas de carbón se produce principalmente de la formación Fruitland, la otra parte de la producción proviene de la formación Pictured Cliffs Sandstone; la producción de los pozos se complementa con ambas zonas. Pozos de metano en capas de carbón en la Sierra de la Cuenca San Juan de 550 a 4000 ft de profundidad y alrededor de 2,550 pozos estaba siendo operados para el año 2001 (Oil and Gas Conservation Commission and Oil Conservation Division, 2001).

Areniscas del Terciario y depósitos aluviales cuaternarios están presentes en la cuenca lo que hace posible la presencia de acuíferos de agua potable; al igual posee fuentes de agua subterránea. ²⁷

- **Proceso de Evaporación**

La investigación realizada por Amoco Production Company, el Instituto de Investigación de Gas, y el Departamento de Energía de Estados Unidos ha llevado a cabo desde 1992 un desarrollo para proceso comercial de purificación de aguas producidas por medio de FTE. Proceso numérico y modelos económicos, así como la simulación de procesos a escala de laboratorio confirmó la viabilidad técnica y económica del proceso, que fue realizado por BC Technologies, Ltd. y la Universidad del Centro de Investigación del Medio Ambiente de Dakota del Norte y Energía (CEIE) 1992-

²⁷ BOYSEN, J. HARJU, J. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700. 1999

95. Luego realizaron una evaluación de campo 1995-97, en la cuenca de San Juan de Nuevo México en una instalación de evaporación convencional operado por Amoco Production Company; el primer estudio se realizó en el invierno de 1995 a 1996, el éxito fue moderado debido a que se presentó uno de los inviernos más cálidos de la historia. Durante este tiempo se procesó 10,000 barriles de agua producida, que dio como resultado una acumulación de hielo de aproximadamente 10 m de altura, la salmuera fue separada del hielo. Las muestras obtenidas compuestas de hielo y salmuera confirmaron que el proceso es capaz de producir hielo limpio y salmuera concentrada.

El segundo estudio se realizó en el invierno de 1996 a 1997, donde se plantearon cuatro objetivos específicos. El primer objetivo era volver a probar el proceso de FTE en condiciones que serían más representativas de un invierno típico de la región. El segundo objetivo era aislar la almohadilla de congelación y proporciona un diseño más compacto para la instalación de FTE de modo que la habilidad del proceso para aumentar el tratamiento y/o la capacidad de eliminación comparada con las lagunas de evaporación típicas en la zona podría cuantificarse. El tercer objetivo era modificar la instalación FTE para permitir la operación automática continua y separación de productos del proceso FTE. Finalmente, una investigación del rendimiento de evaporación fue diseñada junto con los esfuerzos de investigación relacionados con la búsqueda de un uso beneficioso y económico para la salmuera y/o sólidos producidos a partir de la salmuera. Los resultados de esta evaluación confirmaron que el proceso de FTE tiene potencial económico comercial significativo. Donde finalmente se obtuvieron 52.9% de Agua tratada, 27% evaporación y un 20.1% de agua salmuera. Una nueva instalación fue diseñada en 1998 y se construyó en 1999.²⁸

²⁸ BOYSEN, J. HARJU, J. Field Application of the Freeze-Thaw/Evaporation (FTE®) process for produced water treatment, disposal and beneficial use – A New Mexico case study.

Tabla 7. Calidad del agua durante el proceso FTE

Calidad del Producto del proceso de FTE en la cuenca de San Juan, 1996-1997			
	Alimento	Agua tratada	Salmuera
TDS (mg/L)	12,800	1,010	44,900
EC (uS)	16,200	1,670	45,700
Alcalinidad total (mg/L)	9,380	700	35,550
% de alimento	-	52.9	20.1

Fuente: BOYSEN, J. HARJU, J. Field Application of the Freeze-Thaw/Evaporation (FTE®) process for produced water treatment, disposal and beneficial use – A New Mexico case study. (Modificada)

2.4.4 Caso 4: Jonah, Cuenca del Río Verde

- **Ubicación**

El campo Jonah es un gran yacimiento de gas natural de la cuenca del Río Verde que comprende Wyoming, Colorado y Utah y drenan hacia el Río Verde el cual es el mayor afluente del Río Colorado. El campo es de aproximadamente 51 km sur de Pinedale y 105 kilómetros norte de Rock Springs en el suroeste de Wyoming.

- **Descripción del Campo**

El campo fue descubierto por el geólogo Ed Warner quien trabajaba para la compañía McMurry Oil y empezó a ser viable a principios del año 1993, este campo es reconocido por ser uno de los mayores descubrimientos de gas natural en los EE.UU. B.C Technologies LTD, la Universidad de North Dakota y el instituto de Investigación del Gas están involucrados en el despliegue comercial del campo.

La Cuenca del Río Verde alcanza aproximadamente unos 4.000 km² en Wyoming; el clima en toda la cuenca varía, pero en general sigue un patrón de

una región de alto desierto. La litología de los sedimentos es variada e incluye areniscas, lutitas, limonitas, lutitas petrolíferas, carbón, entre otros. Posee grandes masas de agua principalmente Flaming Gorge Reservoir, numerosos lagos y destacables zonas montañosas. De esta cuenca es importante destacar las grandes reservas de trona en el suroeste de Wyoming y reservas del mineral nahcolite en Colorado. Contiene el mayor depósito de mundo de oil shale, sin embargo presenta un gran desafío para su extracción ya que no se ha desarrollado y nunca se han desarrollado proyecto de manera rentable a una escala significativa.

- **Proceso de Evaporación**

En Febrero de 1998, la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas en Wyoming aprobó la operación FTE y en cuestión de semanas, las almohadillas de congelación y el equipo de aspersion se añadieron a la instalación de evaporación existente operado por la compañía McMurry Oil; la operación del despliegue comercial del proceso FTE se inició a finales de Febrero de 1998 donde se añadieron un estanque de salmuera de 1 acre y un estanque de agua tratada de 1 acre En las fechas que se comenzó el proceso se presentaba la estación climática primavera cálida los cual ocasionaba un rendimiento muy limitado al proceso de congelación, la planta FTE fue operada con éxito a temperaturas inferiores a -200 °F produciendo agua de calidad adecuada para uso beneficioso. Esto es alentador considerando una producción neta positiva de hielo era posible para sólo dos semanas de funcionamiento debido a que las condiciones climáticas no permiten el envejecimiento de la acumulación de hielo y el agua de alimentación predominante a la plata FTE fue la del fracturamiento hidráulico, que es más difícil de tratar que el agua producida convencional. Después de la fusión del hielo la instalación FTE empieza a operar en el modo de evaporación. En un verano inusualmente húmedo, se evaporaron un neto de 23,500 barriles de agua. En el invierno del año 2000 se hubo una producción de agua de aproximadamente 31,000 barriles

obteniéndose un 63% de agua tratada, 8% de evaporación leve y un 29% de agua salmuera, inicialmente el agua contaba con aproximadamente 100,00 ppm de Sólidos totales disueltos (TDS) y 11ppm de hidrocarburos totales de petróleo al finalizar el agua tratada contaba con 600 ppm de TDS y el total de hidrocarburos se redujeron a la mitad.

El costo de disposición de este campo para el proceso FTE es de aproximadamente US\$ 1.00/barril. Las empresas operadoras en el suroeste de Wyoming alcanzan a cobrar US\$ 6.00/barril para la eliminación de agua producida. El coste de eliminación varía de acuerdo con las tasas de eliminación para mantener la instalación, y la distancia necesaria para transportar el agua producida desde el lugar de producción hasta la instalación de almacenamiento. Las condiciones climáticas también contribuyen a los gastos de transporte.²⁹

Tabla 8. Calidad del agua durante el proceso FTE

Calidad del Producto del proceso de FTE en Jonah, 200-2001				
	Alimento	Agua tratada	Salmuera	Evap + Sub
Barriles	31,256	19,642	9,004	2,610
TDS (mg/L)	9,750	589	48,800	-
TPH (mg/L)	11	4.2	4.9	-

Fuente: BOYSEN, J. HARJU, J. Field Application of the Freeze-Thaw/Evaporation (FTE®) process for produced water treatment, disposal and beneficial use – A New Mexico case study.(Modificado)

²⁹ Ibid.,p.2

2.4.5 Caso 5: Planta El-Gamil, Portsaid

- **Ubicación**

Ciudad de Port Said en la costa este del norte de Egipto

- **Descripción de la planta**

Planta de procesamiento de gas, recoge el gas condensado de la producción de los pozos costa afuera en el Mar Mediterráneo para ser procesado en tierra y su posterior venta. La primera producción se inició desde 1996 con un pozo; desde ese entonces la perforación empezó a ser exitosa por lo cual se desarrollaron pozos de exploración en el mar Mediterráneo.

La producción de la planta alcanza 1,180 MMSCF (Millones de Pies Cúbicos Estándar) de gas natural por día. Mientras tanto la producción de aguas residuales asociado con el gas de 500-1,000 m³/d (metros cúbicos por día) hasta llegar a cifras de aproximadamente 3,500 m³/d.

- **Proceso de evaporación**

La capacidad de la planta está limitada a 500 m³/d, como solución se determinó transportar el agua residual en camiones a para planta para el tratamiento de agua residual de echo esta solución acarrea varios problemas como lo son los grandes requerimientos de capacidad de almacenamiento para proporcionar un amortiguador para los camiones de agua, se necesita gran cantidad de camiones para manejar la producción de agua debido a que su capacidad se limita a 50 m³/d, las condiciones de seguridad a lo largo de la carretera desde la planta de producción hasta la planta de tratamientos de agua y el notorio aumento de costos debido al transporte y tratamiento. Por ende la solución de camiones no puede ser considerada como una solución fiable, esto requiere la búsqueda de una solución innovadora para el tratamiento de las propiedades del agua y deshacerse de ella de una manera segura y con los esfuerzos operativos más bajos y sin impacto en el perfil de

producción respetando las especificaciones impuestas a la agencia de asuntos ambientales.

La eliminación de agua a la atmosfera por evaporación es una forma innovadora de deshacerse, para evitar posibles problemas encontrados en los pozos de eliminación a cuerpos de agua. Las principales especificaciones del agua tratada a tener en cuenta son hidrocarburos totales de petróleo (TPH), solidos totales suspendidos (TDS) y pH.

El proyecto que se estableció en esta planta se compone de dos partes principales; una parte es el tratamiento del agua antes de la evaporación y la segunda parte dedicada a la evaporación en un estanque grande. El tratamiento previo incluye la separación de sólidos, separación primaria aceite-agua y flotación por aire disuelto.

Para llevar a cabo la evaporación se diseñó la laguna de evaporación con revestimiento de HDPE de 60 milésimas de pulgada, altura de aproximadamente 1.5 metros y una regla para permitir el monitoreo del nivel de agua de evaporada; adicionalmente fue instalado un equipo de evaporación cuyo objetivo es reducir el tamaño de las gotas hasta 0.075mm (milímetros), que influye en gran medida las pérdidas de evaporación con ayuda de atomizadores de ventilador. La unidad de evaporación se deriva por un motor con el funcionamiento de una bomba hidráulica que alimenta el ventilador por 1,800 rpm (Figura 17.) Las bombas de agua sumergible alimentan el agua primero a través del bucle de circulación de aceite hidráulico que actúa como un intercambiador de calor y aumenta la temperatura del agua ligeramente de 7-10 °C; lo cual mejora las tasas de evaporación debido a la menor densidad de las gotas de agua, mientras tanto proporciona refrigeración para el circuito de aceite hidráulico.

Figura 17. Atomizadores.



Fuente: HAMED Wael A. and SHABAN Ibrahim. Moving Towards Innovate Waste Water Treatment and Disposal Technologies: Field Study for In Situ Waste Water Treatment and Evaporation Technology. SPE 164672, 2013

Luego de llevar a cabo el estudio de evaporación para la planta El-Gamil se concluye que el proceso ha limitado las aplicaciones y se ve afectado por muchos parámetros que controlan totalmente el éxito del proceso. La ubicación del proyecto piloto dentro de las instalaciones de la planta no es aconsejable cuando el agua evaporada se condensa en las instalaciones y maquinarias. Además, la calidad del aire del lugar de trabajo es un parámetro importante a tener en cuenta desde los puntos de vista de salud y seguridad. Por ende; la medición de la concentración de hidrocarburos en los diferentes niveles distancia es obligatoria para el seguimiento de la calidad del aire. De otro lado; la capacidad esperada para este tipo de tecnologías no es alta, donde el estudio de campo se llevó a cabo con una tasa de $500 \text{ m}^3/\text{d}$ y la evaporación no fueron satisfactorios. Además, la tasa de evaporación varía a lo largo del día y de las estaciones.³⁰

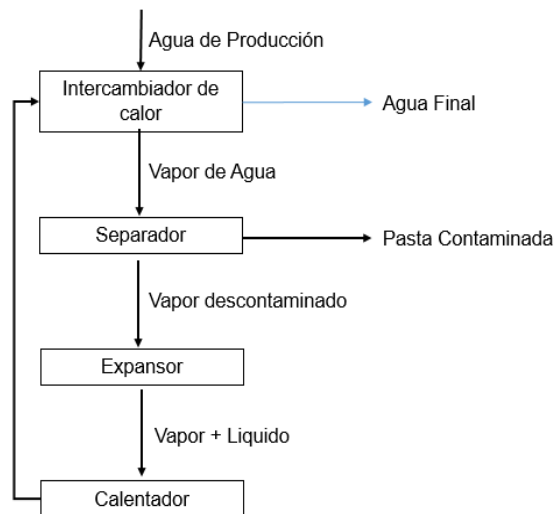
³⁰ Wael Hamed A. and Shaban Ibrahim. Moving Towards Innovate Waste Water Treatment and Disposal Technologies: Field Study for In Situ Waste Water Treatment and Evaporation Technology. SPE 164672, 2013

3. DISEÑO METODOLOGICO

Analizando el Capítulo 2. donde se trataron las diferentes clases de evaporación en la industria, se escogió la evaporación térmica por termo-compresión, siendo el tipo de evaporación más apropiada para cumplir con los propósitos del presente proyecto ya que no se requiere realizar un tratamiento previo al agua, su montaje es el más sencillo de los otros tipos de evaporación térmica puesto que el vapor sobrecalentado se utiliza como reciclo para lograr un ahorro de energía al igual no se utiliza de un refrigerante para que ocurra la condensación.

El proceso empleado en este trabajo puede describirse de la siguiente manera: transferencia de calor, separación de la fase vapor y fase sólida, condensación, y finalmente se obtiene el producto principal que es el agua tratada bajo las especificaciones ambientales requeridas.

Figura 18. Diagrama del proceso de evaporación por termo-compresión



Fuente: Autores

3.1 CONSIDERACIONES

Para realizar la disposición que se le dará al agua producida, es tan importante realizar los aspectos económicos, técnicos y ambientales. Por esto en este capítulo se realizara el análisis, con fines únicamente académicos de la evaporación como método de disposición de agua producida en un campo hipotético.

Para el desarrollo de este proyecto se construyó una tabla de caracterización del agua de producción, basada en los datos encontrados en diversos análisis realizados en estudios anteriores que trataban el tema del agua de producción.

Los componentes de las aguas producidas dependen del agua específica que se produce, y todos aquellos que se muestran en un análisis, a menudo dependen de la razón por la cual se realiza el análisis del agua. Por ejemplo, para aguas de inyección el análisis tiende a realzar aquellos cationes que comúnmente forman sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que es para vertimiento se analiza fundamentalmente los metales pesados y el contenido de aceite y grasa.

Como ya se había dicho anteriormente los constituyentes y propiedades físicas y químicas del agua de producción varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, de su formación y el tipo de hidrocarburo que se produce.

A continuación en la Tabla 9.se muestran los componentes típicos asociados al agua de producción y los cuales se realiza un mayor análisis.

Tabla 9. Caracterización del agua de producción, campo hipotético.

Componente	Caracterización
Bario (ppm)	39.33
Bicarbonato (ppm)	251
Cloruros(ppm)	190
Mercurio (ppm)	400
Selenio (ppm)	3300
Sulfatos(ppm)	10.58
Ph	6.8
Temperatura (°C)	37
DBO	13.5
Grasas y Aceite (ppm)	245

Fuente: Autores

El Bario es uno de los metales pesados más contaminantes aun en cantidades pequeñas, puede quedarse por tiempos prolongados en la superficie y es de suma importancia evitar la descarga en cuerpos de agua debido a su carácter toxico para la vida humana; el ion bicarbonato es afectado directamente por el pH, normalmente el agua dulce suele contener entre 50 y 350 ppm mientras que el agua de mar tiene unas 100 ppm de este ion; el cloruro es un indicador de contaminación mas no un contaminante sus concentraciones en las salmueras son elevadas y puede llegar a interferir en el desarrollo y crecimiento vegetal; los

sulfatos son sales moderadamente solubles a muy solubles, su contenido en aguas dulces va de 2 a 150 ppm y el agua de mar su concentración es cercana a los 3,000 ppm; el agua producida y en general el agua subterránea poseen altas temperaturas dependiendo de la profundidad a la que se encuentren, al llegar a superficie aun cuentan con valores elevados; la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) mide la materia orgánica biodegradable y por último el contenido de grasas y aceites en las aguas de producción deterioran la vegetación y causa perturbaciones en la vida acuática.

3.2 ELECCIÓN DEL SIMULADOR DE PROCESOS Y PAQUETE TERMODINÁMICO

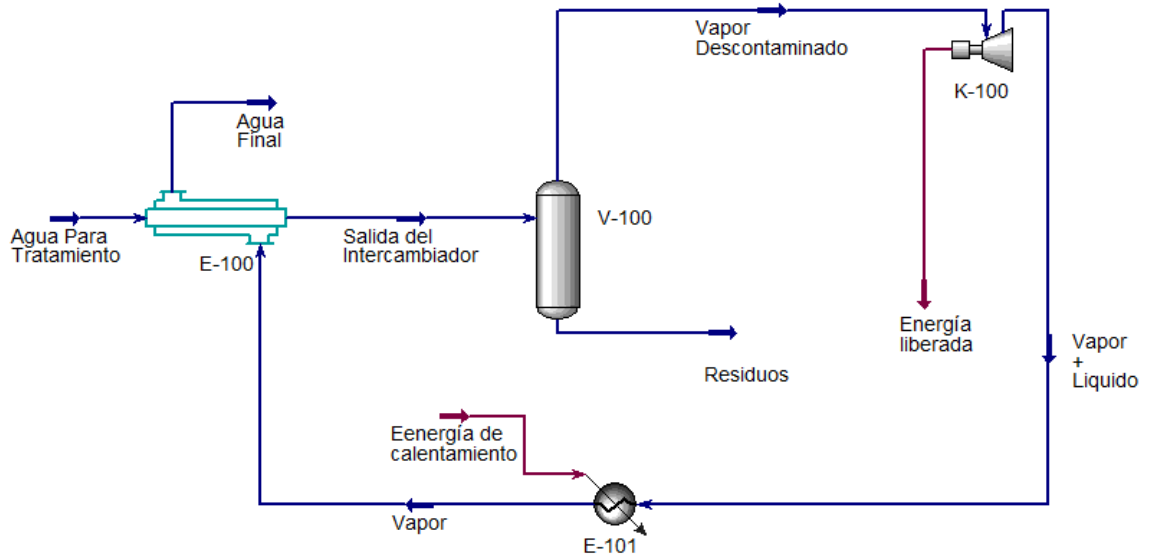
El simulador elegido para el diseño de la planta virtual fue Aspen HYSYS V 8.0, mientras que para el paquete termodinámico inicialmente se seleccionó Peng Robinson puesto que este es acorde al comportamiento del agua, pero no permite el análisis detallado de los compuestos por tal razón fue seleccionado el modelo NRTL expandido (No Random Two Liquid), debido que se simulaban compuestos sólidos dentro del sistema.

3.3 ELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROCESO

El proceso de evaporación del agua de producción consta básicamente de equipos como: intercambiador de calor, separador de fases, expansor y un calentador. En este trabajo no se tomaron en cuenta las caídas de presión en los equipos se trabajó bajo un sistema adiabático logrando así una disminución de costos de equipos, puesto que al manejar elevadas presiones se necesitarían

equipos con materiales que puedan soportar estas presiones, la eficiencia del expansor normalmente se trabajan entre 75 y 85% se utilizó la del 75%.

Figura 19. Diseño del Flowsheet de la simulación



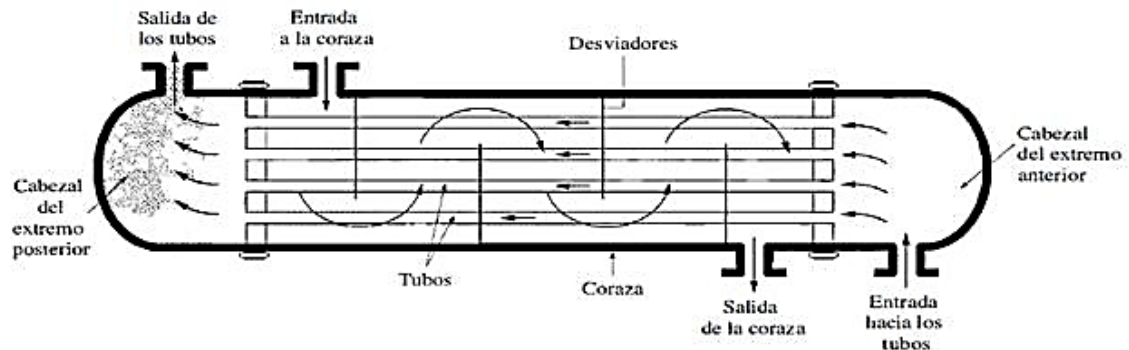
Fuente: Flowsheet del proceso de evaporación por Termo-compresión.

3.3.1 Proceso de Evaporación: la transferencia de calor se realizó para lograr la evaporación, se llevó a cabo en un intercambiador de calor de tubos y carcazas debido a que se necesitaba tener un contraflujo con el mismo compuesto y con este tipo de intercambiador se garantizaba que el fluido contaminado no se mezclara con el que ya se había tratado.

El intercambiador de calor de coraza y tubos es el más utilizado en la industria. Está formado por una coraza y por multitud de tubos, se clasifican por el número de veces que pasa el fluido por la coraza y por el número de veces que pasa el fluido por los tubos. La configuración de múltiples tubos es posible arreglar el flujo de manera que una región estará en paralelo y otra región en contracorriente, por tal razón no se mezclan solo ocurre intercambio de calor.

Para este proceso el agua contaminada entra por los tubos mientras que el agua tratada pasa por la carcasa, logrando así que el calor del fluido tratado sea la fuente de calentamiento del líquido a evaporar de esta manera se logra que haya una disminución en el requerimiento energético.

Figura 20. Intercambiador de Calor Tubo y Coraza



Fuente: Review sobre el diseño y la optimización de los Intercambiadores de Calor de Tubo y Coraza [En línea.] <http://www.review-diseno-y-optimizacion-intercambiadores-calor-tubo-y-coraza/review-diseno-y-optimizacion-intercambiadores-calor-tubo-y-coraza.shtml#ixzz3Wh0QSutL>

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE INTERCAMBIADORES DE CALOR TIPO CARCASA Y TUBOS

- Se debe fijar las condiciones de los fluidos, ya sea por el interior de los tubos, o por exterior. Para poner un fluido por el interior o exterior de los tubos, se ha de tener en cuenta el poder de ensuciamiento y lo corrosivo que son los productos a circular.
- Como regla general son intercambiadores de construcción poco costosa y permiten alojar el máximo de tubos en el interior de la envoltura.
- Tienen problemas de utilización cuando la diferencia de temperatura entre fluido frío y caliente es grande, por las dilataciones o contracciones del haz respecto a la carcasa.

Proceso: Al intercambiador de calor se alimentaron 150 bbl/d de agua a tratar en fase líquida, con una temperatura de 37°C y una presión de 101 kpa (Kilo Pascales) y la composición descrita en la Figura 21.

Figura 21. Composición del agua de producción

	Mole Fractions	Aqueous Phase
H2O	0.9957	0.9957
Grasa*	0.0001	0.0001
Aceite*	0.0001	0.0001
H2SO4	0.0001	0.0001
NaSO4*	0.0000	0.0000
NaCO3*	0.0003	0.0003
Ba*	0.0000	0.0000
Se*	0.0033	0.0033
Mercury	0.0004	0.0004
Total		1.00000

Fuente: Autores

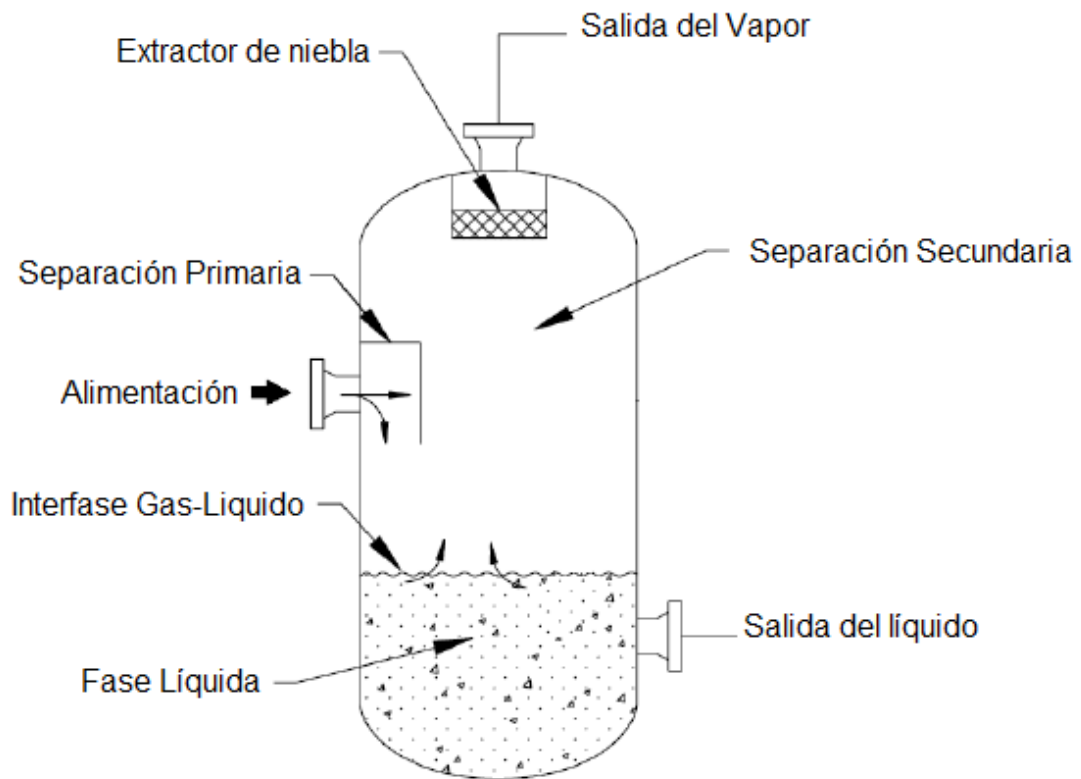
3.3.2 Separación: después de lograr la evaporación se hace la separación de la fase líquida de la fase vapor, se utilizó un separador sencillo donde el vapor sale por la corriente superior y por la corriente de fondo sale el líquido donde van a quedar la mayoría de los sólidos suspendidos.

Un separador consta de las siguientes secciones básicas³¹:

³¹ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen I, Tercera Edición.2008. 154 p

- **Separación primaria:** Separa la mayor parte del líquido del vapor y reduce la turbulencia del flujo, debido a un cambio en la dirección que se logra con una entrada tangencial del fluido al separador por medio de una placa desviadora, dando fuerza centrífuga al flujo.
- **Separación secundaria:** Separa la máxima cantidad de gotas líquidas de la corriente de vapor que fluye por la parte superior del equipo. Como la turbulencia del flujo es mínima, las gotas líquidas se separan por gravedad, para lo cual el equipo debe tener suficiente longitud.
- **Extracción de niebla:** Separa del flujo de vapor las gotas pequeñas del líquido que no se eliminan en la sección primaria y secundaria utilizando el efecto de choque y/o fuerza centrífuga, con lo que se logra que las pequeñas gotas de líquido se colecten y se acumulen sobre la superficie, formando otras más grandes que precipitan a la sección de acumulación de líquido.
- **Almacenamiento de líquido:** Almacena y descarga el líquido separado de la corriente de vapor. Debe tener la capacidad suficiente para manejar los baches de líquido que pueden ocurrir en una operación normal y la instrumentación requerida para controlar el nivel en el separador, compuesta por un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

Figura 22. Secciones Básicas del Separador



Fuente: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen I, Tercera Edición.2008. 153 p. (Modificado)

La separación de la mezcla líquido-vapor se logra combinando apropiadamente los siguientes factores que ocurren en el proceso llevado a cabo en el separador:

Separación por gravedad: Las partículas del líquido caen por la fuerza de gravedad, caen a velocidad constante lo cual se conoce como velocidad de asentamiento, que para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas para que se separen las partículas de este diámetro o mayor.

Separación por fuerza centrífuga: Inducida a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de vapor, puede ser varias veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas.

Separación por choque: Es el mecanismo más utilizado en la eliminación de las pequeñas partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, porque cuando chocan con obstrucciones quedan adheridas a las mismas.³²

Proceso: la corriente de entrada del separador es una mezcla de líquido y vapor con una temperatura de 102.3 °C, el vapor descontaminado sale por la parte superior con la misma temperatura de entrada y la composición que se muestra en la siguiente Figura 23.

Figura 23. Composición del Vapor Descontaminado

	Mole Fractions	Vapour Phase	Aqueous Phase
H2O	0.9996	0.9996	0.9216
Grasa*	0.0001	0.0001	0.0004
Aceite*	0.0001	0.0001	0.0007
H2SO4	0.0000	0.0000	0.0017
NaSO4*	0.0000	0.0000	0.0000
NaCO3*	0.0001	0.0001	0.0034
Ba*	0.0000	0.0000	0.0003
Se*	0.0001	0.0001	0.0639
Mercury	0.0000	0.0000	0.0079

Total: 1.00000

Fuente: Autores

³² ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen I, Tercera Edición.2008.

3.3.3 Expansión: la corriente de vapor entra al expansor donde las aspas de éste logran que se genere trabajo gastando la energía del vapor que después empieza a condensarse; el expansor trabaja a una eficiencia de 75% y hace que se pierda presión puesto que el vapor descontaminado que entra al expansor tiene una presión de 101.3 Kpa y la corriente de salida que es vapor más líquido tiene una presión de 3.161 Kpa.

Lo ejercido por el expansor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, disminuyendo su presión proceso se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo

El vapor que se condensa sale a una temperatura de 25 °C y con la composición mostrada en la Figura 24.

Figura 24. Composición del Vapor Condensado

	Mole Fractions	Vapour Phase	Aqueous Phase
H2O	0.9996	0.9998	0.9971
Grasa*	0.0001	0.0001	0.0003
Aceite*	0.0001	0.0001	0.0004
H2SO4	0.0000	0.0000	0.0000
NaSO4*	0.0000	0.0000	0.0000
NaCO3*	0.0001	0.0000	0.0008
Ba*	0.0000	0.0000	0.0002
Se*	0.0001	0.0000	0.0011
Mercury	0.0000	0.0000	0.0000
Total	1.00000		

Fuente: Autores

3.3.4 Calentador: en el calentador se le añade calor y por consiguiente un incremento de temperatura al vapor empobrecido antes de entrar al intercambiador de calor, para cerrar así el sistema y obtener el agua totalmente tratada.

El calentador requiere de una energía de 161.6 kW (Kilo Watt) que puede ser suministrada por un horno, corriente eléctrica o en el caso de que el campo produzca gas, este puede ser utilizado para tal fin.

3.4 RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS CORRIENTES PRINCIPALES DEL PROCESO

En la siguiente tabla se resumen los parámetros de las principales corrientes de la simulación

Tabla 10. Composiciones de proceso

	Temperatura (°C)	Presión (Kpa)	Flujo Molar (Kmol/h)	Flujo Másico (Kg/h)
Agua de Producción	37	101.3	52.10	986.9
Vapor de Agua	102.3	101.3	52.10	986.9
Vapor Descontaminado	102.3	101.3	49.50	895
Residuos	102.3	101.3	2.605	91.85
Vapor + Agua	37	6.262	49.50	895

Vapor	244	3.171	49.50	895
Agua Final	100	101.3	49.50	895

Fuente: Autores

Tabla 11. Cargas Energéticas de los equipos.

	Energía (KJ/h)
Expansor	3.273e+5
Calentador	5.818e+5

Fuente: Autores

Como resultado se obtuvo una corriente de producto de agua tratada, con la composición de la Figura 25.y en requerimiento energético (Tabla11), cabe resaltar que el agua sale a una temperatura de 100 °C lo cual sería necesario disponer de un tanque de almacenamiento para lograr la disminución de la temperatura y posterior utilización en las diversas aplicaciones mencionadas anteriormente cumpliendo con los requerimientos ambientales establecidos.

Figura 25. Composición del Agua al final del proceso

The screenshot shows a software window titled "Material Stream: Agua Final". It contains a table with the following data:

	Mole Fractions	Aqueous Phase	Vapour Phase
H2O	0.9996	0.9996	1.0000
Grasa*	0.0001	0.0001	0.0000
Aceite*	0.0001	0.0001	0.0000
H2SO4	0.0000	0.0000	0.0000
NaSO4*	0.0000	0.0000	0.0000
NaCO3*	0.0001	0.0001	0.0000
Ba*	0.0000	0.0000	0.0000
Se*	0.0001	0.0001	0.0000
Mercury	0.0000	0.0000	0.0000

Below the table, the "Total" is displayed as 1.00000. At the bottom, there are three buttons: "Edit...", "View Properties...", and "Basis...".

Fuente: Autores

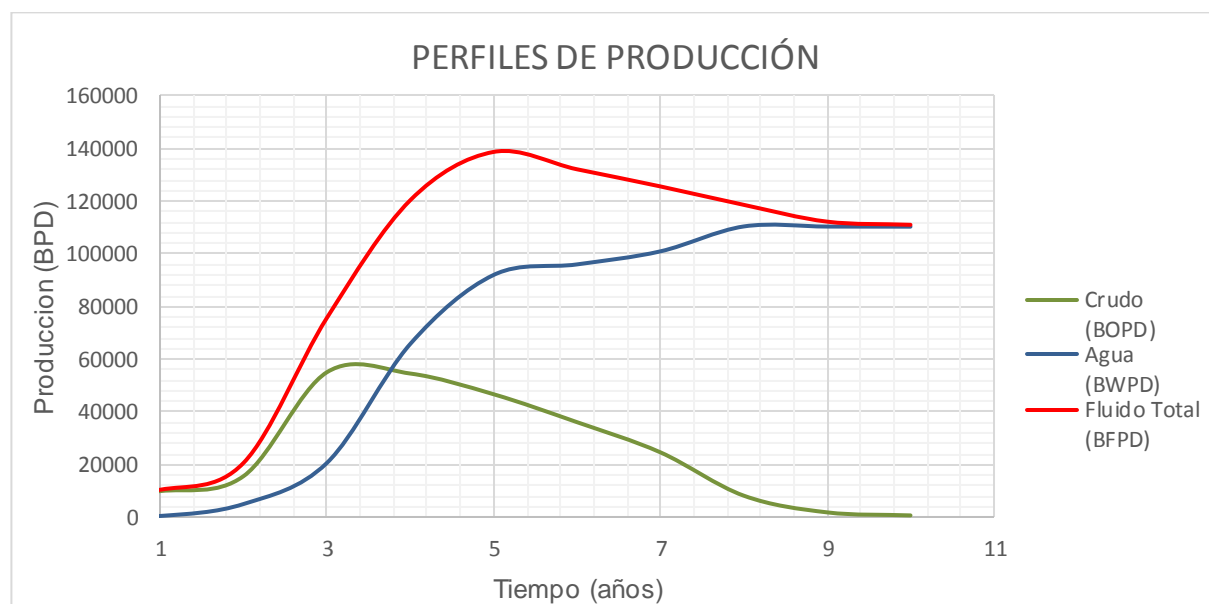
4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FINANCIERA

4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para el campo el pico de producción estimado de crudo es 54,000 BPD y tendrá un corte de agua promedio de 26.31%.

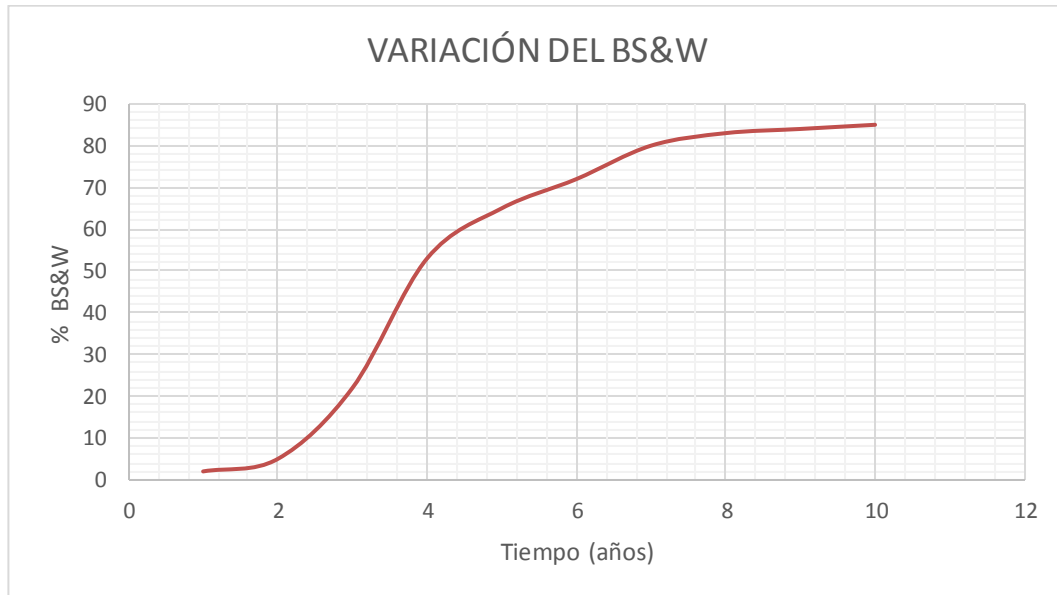
El perfil de producción del campo se presenta en la Figura 26. y en la Figura 27. se presenta la variación del BS&W del campo con el tiempo.

Figura 26. Producción de crudo y agua campo hipotético



Fuente: autores

Figura 27. BS&W Campo hipotético



Fuente: Autores

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO

Teniendo en cuenta los perfiles de producción tanto del crudo como para el agua producida (Figura 26.) y considerando un tiempo de vida útil del proyecto de 10 años, se efectuara el análisis financiero de la técnica utilizada en el Capítulo 3, con base en los parámetros fundamentales en la teoría de evaluación de proyectos: indicadores económicos y de rentabilidad.

Las consideraciones en las cuales se basó el análisis financiero son las siguientes:

- Las inversiones de capital correspondientes a la implementación de la técnica de evaporación térmica en el campo se harán en el primer año.
- La construcción de la planta y puesta en marcha se realizara en el segundo año, al final de este año el sistema de disposición del agua de producción del campo ya estará operando.

El análisis económico del proyecto y la recomendación final se basan a partir de los siguientes indicadores: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Oportunidad, Tasa Interna de Retorno, Tiempo de Repago y la Relación Costo/Beneficio

4.2.1 Valor Presente Neto (VPN)

Este parámetro es el más utilizado puesto que pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, esto facilita la decisión desde el punto de vista financiero de la viabilidad del proyecto. Si el VPN > 0 es viable, porque en pesos hoy los ingresos son mayores que los egresos; si el VPN < 0 significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse.

Su fórmula matemática se define como:

$$VPN = \sum_n^N \frac{FNC}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

$$FNC (\text{Flujo de Caja Neto}) = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

4.2.2 Tasa Interna de Oportunidad (TIO)

La tasa interna de oportunidad, es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto.

4.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales, desde el punto de vista matemático la TIR es la tasa a la cual el VPN se hace cero. A mayor TIR mayor rentabilidad

Su fórmula matemática se define como:

$$TIR = \frac{FNC}{Inversión} - 1 \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

4.2.4 Tiempo de Repago o PAY BACK

Es uno de los llamados métodos estáticos. Se trata de una técnica que da una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

Su fórmula matemática se define como:

$$Pay\ Back = \frac{Inversión\ Inicial}{Flujo\ Efectivo\ Anual} \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

4.2.5 Relación Costo/Beneficio (RCB)

Es un indicador que resume el total del valor de un proyecto, es la relación entre los beneficios del proyecto y sus costos. Se expresa como un valor adimensional entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos. Si la relación $RCB > 1$ significa que en el valor presente los ingresos son mayores que los egreso, por lo tanto es aconsejable realizar el proyecto.

$$RCB = \frac{FNC}{Inversión} \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Este indicador requiere que se conozca de antemano los valores de los indicadores económicos para poder realizar los cálculos correspondientes al análisis financiero

Calculo del Dólar promedio

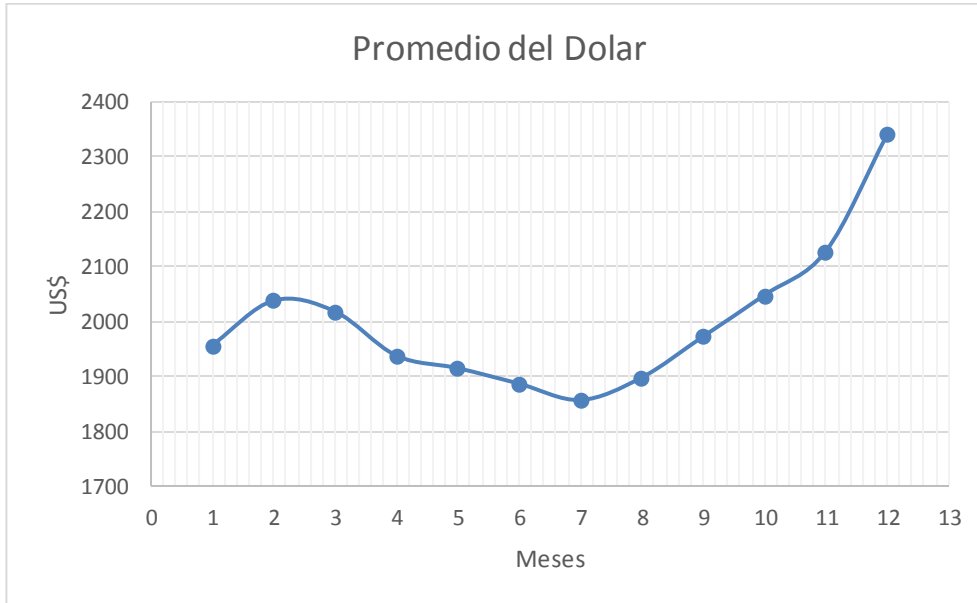
Es necesario conocer el valor del dólar a lo largo del año 2014 (Tabla 13.) y con un promedio de dicho valor se dispondrá para hallar los cálculos de los índices de rentabilidad.

Tabla 12. Promedio Mensual del dólar para el año 2014

MES	Valor (\$)
Enero	1957.22
Febrero	2038.49
Marzo	2018.79
Abril	1938.46
Mayo	1915.59
Junio	1887.38
Julio	1857.64
Agosto	1898.44
Septiembre	1973.11
Octubre	2048.51
Noviembre	2128.19
Diciembre	2340.5
Valor Promedio	2000.18

Fuentes: Autores

Figura 28. Tendencia del Valor Promedio del Dólar para el año 2014



Fuente: Autores

Tabla 13. Indicadores Económicos

Indicador	Valor
Dólar	2000.18
Precio Promedio del crudo (WTI)	50.96
Regalías	20%
Lifting Cost	12 US\$/BBL
TIO	12%
Tasa de Declinación	0.1765

Fuente: Autores

Precio del Crudo promedio

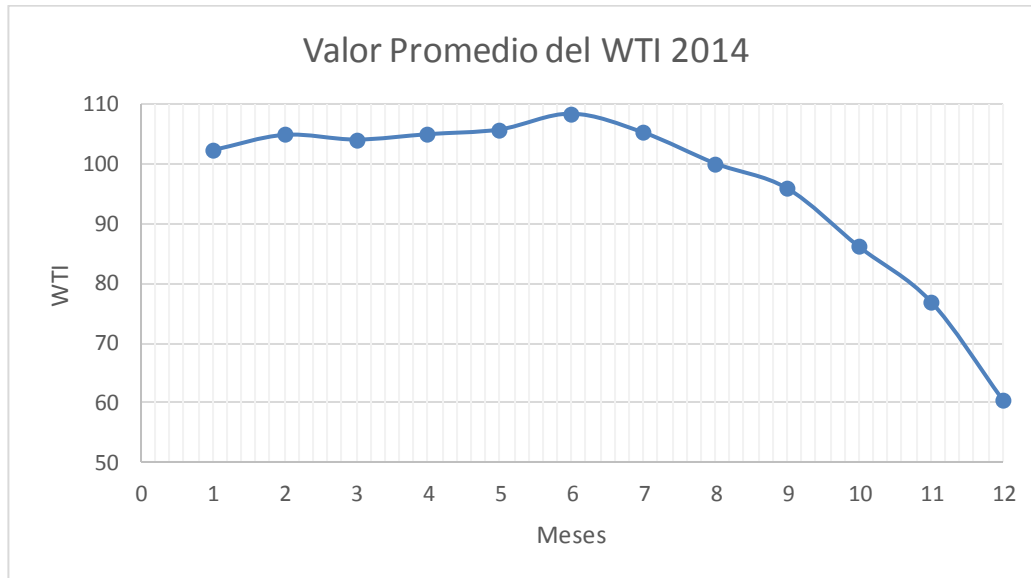
Durante el año 2014 el crudo de referencia WTI se comportó mensualmente como se muestra en la Tabla 15. Teniendo en cuenta los valores promedio mensuales del crudo durante el año 2014, se hallará el valor promedio anual que se utilizara en el análisis financiero. Es necesario respaldar la rentabilidad del proyecto, por tal razón para el precio del crudo se escogerá 58

Tabla 14. WTI durante el año 2014

Mes	Precio \$
Enero	102.25
Febrero	104.82
Marzo	104.04
Abril	104.94
Mayo	105.73
Junio	108.37
Julio	105.22
Agosto	100.05
Septiembre	95.89
Octubre	86.13
Noviembre	76.96
Diciembre	60.55
Valor Promedio	96.2458333

Fuente: Autores

Figura 29. Tendencia del valor del petróleo para el año 2014



Fuente: Autores

4.2.8 Flujo de Caja Neto (FCN)

Para realizar el debido cálculo de las ganancias netas o Flujo de Caja Neto (FCN), lo cual corresponde a los ingresos menos los egresos, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los cálculos se realizaron tomando como base la producción promedio del Campo.
- El valor establecido para las regalías es del 20%, dicho valor se puede encontrar en la Tabla 14.
- En la Tabla 16. se encuentran todos los cálculos correspondientes para finalmente poder hallar las Ganancias Netas.

Tabla 15. Calculo de Flujo de Caja Neto

Tiempo (Meses)	Producción (BBL/Mes)	Regalías (BBL/Mes)	Producción neta (BBL/Mes)	Lifting Cost (US\$)	Ingresos (US\$)	Ganancias Netas (US\$)
Enero	650	130	520	7800	30160	22360
Febrero	512	102.4	409.6	6144	23756.8	17612.8
Marzo	675	135	540	8100	31320	23220
Abril	789	157.8	631.2	9468	36609.6	27141.6
Mayo	736	147.2	588.8	8832	34150.4	25318.4
Junio	850	170	680	10200	39440	29240
Julio	856	171.2	684.8	10272	39718.4	29446.4
Agosto	870	174	696	10440	40368	29928
Septiembre	880	176	704	10560	40832	30272
Octubre	885	177	708	10620	41064	30444
Noviembre	890	178	712	10680	41296	30616
Diciembre	912	182.4	729.6	10944	42316.8	31372.8
					Total	326972

Fuente: Autores

En la Tabla 16. Se observa detalladamente las inversiones que se deben realizar para implementar el proceso de evaporación térmica por Termo-compresión, este incluye la compra de equipos como un intercambiador de calor, un separador de dos fases, un expansor, un calentador y un tanque de almacenamiento.

Una vez conocidos los valores de dichos equipos se procede a calcular el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno, Play Back y la relación Costo-Beneficio.

Tabla 16. Costos de los Equipos

Equipo	Costo (US\$)
Intercambiador de Calor	65,900
Calentador	67,800
Expansor	235400
Separador	119200
Tanque de Almacenamiento	25,000
Total	513,300

Fuente: Autores

Cálculos

- Valor Presente Neto

$$VPN = \sum_n^N \frac{FNC}{(1+i)^n}$$

$$VPN = \sum_n^N \frac{326972}{(1+0.12)^1} = 291939.2857 \text{ US\$}$$

- Tasa Interna de Retorno

$$TIR = \frac{FNC}{Inversion} - 1$$

$$TIR = \frac{326972}{173500} - 1 = 0.8845 = 88.45\%$$

- Pay Back

$$Pay\ Back = \frac{Inversión\ Inicial}{Flujo\ Efectivo\ Anual}$$

$$Pay\ Back = \frac{173500}{326972} = 0.5306\ años = 6.3675\ meses$$

- Relación Costo Beneficio

$$RCB = \frac{FNC}{Inversión}$$

$$RCB = \frac{326972}{173500} = 1.88$$

Tabla 17. Indicadores de Rentabilidad

Indicadores de Rentabilidad	
VPN	291939.2857 US\$
TIR	88.45%
RCB	1.88
PAY BACK	6.3675 meses
TIO	12%

Fuente: Autores

Realizando un análisis de los resultados de los indicadores de rentabilidad para implementar el proceso de evaporación térmica por Termo- Compresión, se observó que el VPN > 0 , es decir que en dinero actual los ingresos son mayores que los egresos, lo cual se puede decir que llevar a cabo esta implementación es viable.

A mayor TIR mayor rentabilidad por ende con este indicador aun es rentable, además la RCB es favorable y el tiempo de repago del proyecto es de 6.3675 meses lo cual es un tiempo considerable y optimo si se compara con la eficiencia que tiene llevar a cabo la evaporación del agua de producción.

5. CONCLUSIONES

El tratamiento y la disposición que se le da al agua producida incurren en costos en la producción de petróleo y gas así como en el impacto ambiental ocasionado por los vertimientos; la evaporación proporciona una alternativa eficiente y económicamente viable para la disposición de este residuo.

A nivel mundial la evaporación se ha implementado cada vez más en la industria del petróleo, siendo utilizado en diversos proyectos en donde los estudios realizados se han obtenido un éxito notable demostrando un amplio rango en la capacidad de evaporación con el caudal llevado a superficie.

El método de Termo-compresión ofrece una alternativa técnicamente viable por un montaje sencillo con la utilización mínima de equipos de igual forma el vapor obtenido en la evaporación puede ser utilizado como reciclo para alcanzar un doble propósito como lo es el ahorro de energía en el proceso y evitar la utilización de refrigerante para llevar a cabo la condensación.

El diseño de la planta de evaporación propuesta, se basó en lograr la eliminación de los contaminantes comunes presentes en el agua de producción como son los cloruros, sulfatos, bario, selenio, grasas y aceites entre otros; con una capacidad de tratamiento de 150 barriles por día, logrando una calidad del agua dentro de los estándares establecidos en la normatividad Colombiana.

De acuerdo con la evaluación financiera realizada al diseño propuesto en el proyecto de evaporación térmica por Termo-compresión se determina la viabilidad del proyecto pues cumple con gran parte de los criterios importantes de aceptación del método de análisis utilizado recuperando la inversión de US\$ 173,500 en un periodo de 6.36 meses.

Todos los usos alternativos que se le puedan dar a las aguas a producción son ventajosamente más beneficiosos que el vertimiento, ayudan a fortalecer sectores de la economía, a mitigar impactos ambientales y sociales, preservar los ecosistemas y minimizar los gastos de tratamiento y disposición.

6. RECOMENDACIONES

Extender el análisis de factibilidad técnica y financiera de la evaporación asistida a un campo Colombiano con producciones más altas de agua, que permitan verificar la efectividad y eficiencia de la alternativa planteada en este proyecto.

Normalmente en la extracción de crudo se obtiene una cantidad apreciable de gas natural el cual se suele quemar en teas en el propio campo; esta energía disponible, económica y limpia puede suplir total o parcialmente la demanda energética del proceso y así disminuir los costos operacionales.

El agua que se obtiene al final del proceso resulta con un alto rango de temperatura lo cual requiere de un almacenamiento previo antes de su disposición final para lograr la disminución de dicho parámetro.

Con el diseño del área para la planta de evaporación es necesario valorar el acondicionamiento de equipos para tratar los sólidos que salen del proceso y así lograr que sean lo más secos posibles para su disposición final.

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen I, Tercera Edición.2008.

ARNOLD, Richardl; BURNETT, David B. y ELPHICK, Jon. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schulerberger.

BENAVIDES MURCIA, Jhon Jarver. JAIMES BELTRAN, Yureynis Michelle. Factibilidad Técnico- Financiera de los usos Alternativos del Agua de Producción en Campo Escuela Colorado. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2014.

BOYSEN, J. HARJU, J. Field Demonstration of the Freeze-Thaw/Evaporation process for the treatment of produced Waters in the San Juan Basin of New Mexico. 1997.

BOYSEN, J. HARJU, J. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. 1999.

FERREIA ASCENCIO, Jorge Armando. Tratamiento y Disposición Final de Agua Residual con Alto Contenido de Cloruros proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del Campo Santa Lucia de Petróleos del Norte S.A. Monografía. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2014

FERREIA ASCENCIO, Jorge Armando. Tratamiento y Disposición Final de Agua Residual con Alto Contenido de Cloruros proveniente del proceso de producción de petróleo crudo, del Campo Santa Lucia de Petróleos del Norte S.A. Monografía. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2014.

HAMED, Wael. SHABAN, Ibrahim. . Moving Towards Innovate Waste Water Treatment and Disposal Technologies: Field Study for In Situ Waste Water Treatment and Evaporation Technology. 2013.

MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson Andrés. MESA NAUSA, Henry Oswaldo. Metodología para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2012.

N. de LEÓN; F. CAMACHO; N. Ceci; J.VELÁSQUEZ; P. Colombo. Wetlands as evaporation and treatment system for producedwater. SPE 63098. 2000.

NABZAR, Lahcen y DUPLAN, Jean- Luc. Water in Fuel Production and Refining. En: IFP, Energies Nouvelles, Panorama, Francia, 2011.

NOWAK, N. J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. Presentado en la 17° Conferencia Ambiental Internacional del petróleo y Biocombustibles, San Antonio. 2010.

ORTIZ, William Alexander. Diseño de una planta de tratamiento de agua de producción en un campo en la cuenca del valle medio del magdalena. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad fisicoquímica. 2013.

PRIETO CASTAÑEDA, Alejandra. GRAJALES GARCIA, Natalia Giomara. Análisis de la Normatividad Aplicada al Vertimiento de Aguas de Producción en la Explotación de Recursos Hidrocarburos en Colombia. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2012.

VIANA, Javier. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), 2009.