

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE
RETORNO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES PARA SU APLICABILIDAD
EN COLOMBIA SEGÚN LA RESOLUCIÓN 0631 DEL 2015 Y LA NORMAS ASTM
1193 DEL 2011**

DAVID FELIPE ACOSTA BOTINA

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

**Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez
Ingeniera de Petróleos. MS. Ingeniería de Gas**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2022**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Firma del Director

Camilo Andrés Guerrero Martin

Firma del Presidente Jurado

Nelson Fernández Barrero
Firma del Jurado

Bogotá D.C. febrero 2022

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro.

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones.

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General.

Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ

Decana Facultad de Ingeniería

Ing. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director de Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

Dedico esta nueva etapa de mi vida, a mis hermanos quienes han sido mi motivación durante todos estos años y me han enseñado demasiadas cosas importantes. A mis amigos más cercanos que siempre me dieron voz de aliento a lo largo de esta etapa de mi vida y me ayudaron a crecer como persona. A mi madre, mi padre, mis tías y mis abuelos quienes siempre me dieron consejos sabios que me permitieron llegar lejos, dándome la confianza suficiente para alcanzar este logro tan importante. A mis profesores que me guiaron a lo largo de mi carrera, pues fueron personas excepcionales que me compartieron su conocimiento vital y académico lo que me enseñó bastante sobre la vida y el profesionalismo. Finalmente doy gracias al trabajo duro, a la disciplina, a mi vida deportiva que me brindan la fortaleza y determinación para lograr cada meta que me he propuesto en la vida.

David Felipe Acosta Botina

AGRADECIMIENTOS

Quiero darle mi especial agradecimiento:

A la universidad de América, por ser ese lugar donde encontré excelentes personas que me ayudaron a crecer como persona. A lo largo de esta etapa, los profesores con sus consejos y conocimiento me brindaron una de las mejores lecciones de mi vida.

A mi directora de tesis la Ing. Adriangela Romero por ser ese ejemplo por seguir, con su perfil profesional tan amplio y también su personalidad que es de admirar. Alguien que con su compromiso, conocimiento y tiempo de dedicación ha formado demasiados profesionales y me enorgullece ser uno más de su gran lista porque no pude estar en mejores manos.

A mi única amiga de la universidad Natalia Torres quien me apoyo en muchos momentos difíciles y siempre estuvo conmigo en momentos buenos, alguien que me enseñó el valor de la amistad y me motivo a terminar esta etapa de mi vida. También agradezco de forma especial a Natalia Parada, persona que sin importar nada fue incondicional con su ayuda y apoyo para poder culminar esta etapa de mi vida.

A mi hermano Daniel Acosta que es la persona que me llena de orgullo y motivación en todos los aspectos de la vida, siempre dándome su voz de aliento, sabiduría, compañía y sobre todo su amor incondicional para poder culminar todas mis metas en mi vida.

Agradezco demasiado a Goku por ser el salvador del universo.

Por último, agradezco a mi deporte que me ha traído demasiadas experiencias bonitas y me inspira a ser el mejor en todo lo que me propongo, siempre enseñándome que la disciplina, determinación y el trabajo duro siempre paga.

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	8
INTRODUCCION	9
1. MARCO TEORICO	10
1.1. ¿Qué es un yacimiento no convencional?	10
1.2. Diferencias entre un yacimiento convencional y uno no convencional.	11
1.3. ¿Cómo se desarrollan los yacimientos no convencionales?	12
1.4. Relevancia de los yacimientos no convencionales.	17
1.5. Aguas de retorno.	20
1.6. Problemas de contaminación ambiental asociadas al flowback.	21
1.6.1. Aguas subterráneas y acuíferos.	21
1.6.2. Contaminación de aguas superficiales.	22
1.6.3. Sólidos y aceites en el agua.	23
1.7. Métodos y tecnologías para el tratamiento de aguas de retorno.	25
1.8. Normatividad vigente para vertimientos en cuerpos de agua para actividades asociadas a los hidrocarburos.	35
2. METODOLOGIA Y DATOS	41
2.1. Diagrama de flujo de la metodología.	41
2.2. Preparación de datos.	42
2.3. Datos de la muestra y compilación de datos según las normas propuestas.	42
2.4. Búsqueda y selección de información.	45
2.4.1. Método de reciclaje in situ y reutilización.	46
2.4.2. Método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento.	49
2.5. Selección de información con respecto a los métodos a modelar.	50
2.6. Modelamiento y simulación de procesos utilizando ASPEN HYSYS.	53
2.7. Análisis descriptivo e interpretación del modelamiento.	57
3. ANALISIS DE RESULTADOS Y DATOS	59
3.1. Resultados Obtenidos a partir de la simulación.	59
3.1.1. Análisis de datos finales.	61
3.2. Análisis económico.	61
3.3. Análisis de eficiencia.	64
3.4. Análisis de sostenibilidad.	65
3.5. Aplicabilidad en Colombia.	68
3.6. Diseño de estrategia.	68
4. CONCLUSIONES	70
BIBLIOGRAFIA	71
ANEXOS	74

RESUMEN

El tratamiento de aguas de retorno es un tema bastante sensible en términos económicos y ambientales cuando se habla del desarrollo de yacimientos no convencionales, en Colombia la preocupación principal tiene que ver con la cantidad de agua que se utiliza para el desarrollo de este tipo de yacimientos y también que sucede con esa agua cuando finaliza el proceso de la estimulación hidráulica.

Por lo tanto, esta investigación se centra en desarrollar una estrategia eficiente con respecto a esa incertidumbre, generando una simulación de diferentes métodos utilizando el programa de Aspen-Hysys, partiendo de los datos de una muestra de aguas de retorno proveniente del desarrollo de un yacimiento no convencional en la cuenca de Denver-Jules Burg, Colorado. Teniendo como referentes las normas ambientales vigentes para vertimientos en aguas superficiales emitidas por el Ministerio de Ambiente y desarrollo sostenible en el 2015 (Resolución 0631) y las normas industriales para la reutilización de aguas residuales emitidas por la ASTM en el 2011 (Norma D-1193).

Generando así información suficiente para un análisis de datos e indicadores financieros, niveles de efectividad, sostenibilidad y aplicabilidad en Colombia, para poder diseñar una estrategia donde se propone la mejor opción de tratamiento de aguas de retorno según los métodos diseñados y brindando de esta manera una propuesta para el desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales y el método más eficiente para el tratamiento de aguas de retorno involucradas en el proceso.

PALABRAS CLAVE: Aguas de retorno, tratamiento de aguas, Simulación, Yacimientos no convencionales, sostenibilidad.

INTRODUCCION

Uno de los factores que definen la independencia y el desarrollo económico de una nación en la actualidad, es la autosuficiencia energética, Colombia está en un entre dicho debido a la cantidad de reservas probadas que se poseen a la fecha y la tasa de producción actual; el país se enfrentará a una insuficiencia de recursos para mantener su estabilidad energética. Pero, con las tecnologías actuales es posible aprovechar fuentes de energía que anteriormente se consideraban inasequibles de manera técnica y financiera.

Este es el caso de los yacimientos no convencionales, también conocidos como *shale gas* o *shale oil*, estos yacimientos debido a sus características de baja porosidad y permeabilidad hacen que solo se puedan desarrollar mediante técnicas como el fracturamiento hidráulico de pozos multietapa. Este método, es básicamente la inyección de altos volúmenes de agua mezclada con aditivos químicos y arena, a las rocas del subsuelo con la finalidad de lograr fisuras y vías de transporte por donde el hidrocarburo pueda escapar de la roca hacia la superficie. La implementación de esta técnica ha traído consigo grandes debates medioambientales a nivel mundial debido al riesgo de contaminación de las aguas superficiales y subterráneas del entorno, que incluso pueden provocar riesgos sanitarios para la población humana debido principalmente a la elevada cantidad de agua utilizada, los aditivos empleados, las aguas de retorno y la migración de gases, entre otros. En Colombia según (ARCE, 2020), la principal preocupación es el estrés hídrico que puede llegar a generarse mediante la implementación de esta técnica para aumentar nuestras reservas de petróleo y su viabilidad técnica, económica y ambiental.

El tratamiento de aguas de retorno es un punto importante en el desarrollo de esta técnica, debido a su gran impacto financiero para la viabilidad de un proyecto y su impacto ambiental para la sostenibilidad del mismo, pues se debe tener en cuenta que; el ministerio de ambiente bajo la ley 99 de 1993 determinó que la ejecución de obras y actividades de la industria del petróleo debía contar con una planificación ambiental adecuada, y para aquellas susceptibles de causar deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o modificaciones notorias al paisaje, estableció como requisito la Licencia Ambiental previa otorgada por el Ministerio del Medio Ambiente, asimismo; la resolución 0631 del 2015 emitida por el Ministerio de Ambiente, fija los

estándares físicos y químicos que deben cumplir quienes realizan vertimientos en aguas superficiales y la norma ASTM 1193 del 2011 establece los estándares de calidad del agua para pruebas de laboratorio y otros usos en la industria. Teniendo en cuenta lo anterior, con el desarrollo de diferentes escenarios que se representan a lo largo de esta investigación, se seleccionan los métodos de tratamiento de aguas de retorno asociadas a los yacimientos no convencionales que mejores resultados han obtenido a nivel económico, técnico y ambiental a partir de un modelamiento de dichos procesos químicos elaborado en el programa de ASPEN HYSYS con el fin de diseñar una estrategia para una futura aplicabilidad en Colombia, teniendo en cuenta los factores técnico- económicos, legislativos e ingenieriles para cada escenario planteado en su respectiva evaluación.

1. MARCO TEORICO

Con el fin de entender mejor, el proceso mediante el cual se obtiene petróleo o gas de un yacimiento no convencional; es necesario, conocer algunos conceptos generales y específicos acerca de un yacimiento no convencional, como por ejemplo: la diferencia entre un yacimiento convencional y uno no convencional, las técnicas y tecnologías utilizadas actualmente para el desarrollo de estos yacimientos no convencionales, la relevancia que tienen los recursos de los yacimientos no convencionales y las razones por las que diferentes países han optado por explotar estos yacimientos.

Asimismo, se definirán los tratamientos de aguas residuales y tecnologías que se utilizan para tratar los fluidos provenientes del desarrollo de los yacimientos no convencionales, dando a conocer más información acerca de los posibles impactos ambientales que pueden llegar a generar estos fluidos en los cuerpos de agua superficiales o subterráneos, también su posible inferencia en la economía y desarrollo de los proyectos, y el marco legislativo a nivel industrial y ambiental con el fin de conocer los parámetros de caracterización de aguas residuales establecidos por las entidades que regulan esta práctica a nivel nacional e internacional.

1.1. ¿Qué es un yacimiento no convencional?

El sistema petrolífero “convencional”, se compone de una serie de elementos que se deben encontrar en un orden y línea de tiempo exacta para poder dar lugar a la acumulación de hidrocarburos, dichos elementos son: *Roca generadora o roca madre, roca reservorio, roca sello, la columna de roca y la trampa*; esto ligado a los debidos procesos de generación- migración- acumulación, y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en el yacimiento [1]. Teniendo en cuenta lo anterior, si falta alguno de estos elementos o procesos geológicos estamos hablando de un yacimiento no convencional, o sea que no necesariamente está incompleto o es económicamente inviable, solo que a diferencia de los yacimientos convencionales se debe estudiar y explotar con técnicas diferentes a las que se usan en los yacimientos convencionales, pues los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora (que en estos casos es la misma roca almacén). Estos se encuentran en condiciones

geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a que la porosidad y permeabilidad de las rocas es muy baja [2].

Existen diferentes tipos de yacimientos considerados no convencionales por sus características, entre los cuales se encuentran:

1. **Crudo asociado a lutitas o *Shale Oil* o *Shale Gas*:** petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado *Shale* o lutitas.
2. **Yacimientos de crudo o gas apretado:** crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja porosidad y permeabilidad.
3. **Crudo pesado:** petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.
4. **Arenas bituminosas:** arenas impregnadas de bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
5. **Gas metano asociado a mantos de carbón:** gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido de materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas absorbido.

1.2. Diferencias entre un yacimiento convencional y uno no convencional.

Teniendo en cuenta que, las diferencias entre los yacimientos convencionales y no convencionales radican específicamente en la configuración del sistema petrolífero mas no en la composición de los hidrocarburos contenidos en ellos (ya que son los mismos en cuanto composición química y física), se tienen diferencias en cuanto a sus condiciones de porosidad y permeabilidad, pues en los yacimientos no convenciones se tienen configuraciones de porosidad y permeabilidad que son mucho más bajos de los que se encuentran normalmente en los yacimientos convencionales [3] [4].

Tabla 1.*Comparación entre un yacimiento convencional y no convencional*

Parámetros	Yacimiento	
	Convencional	No convencional
Mecanismo de acumulación de los fluidos	Entrampados, en cualquier disposición geométrica de rocas(trampa) que permita acumulaciones de gas en su superficie	Gas adsorbido en la estructura de la roca y la materia orgánica; gas libreen los poros y fracturas
Calidad del reservorio	De aceptables a buenas (alta porosidad y permeabilidad)	Malas (baja porosidad y permeabilidad)
Desarrollo del yacimiento	Fácil desarrollo, perforación de pozos de desarrollo	Pozos horizontales y multicaños. Trabajos de fracturación y estimulación
Condiciones de flujo	Favorables. Generalmente en los inicios de explotación los hidrocarburos fluyen solo por la presión del yacimiento (pozos surgentes)	Desfavorables. Hay que fracturar la roca y extraer importantes volúmenes de agua para que se libere el gas

Nota. Se describen los parámetros que diferencian los yacimientos convencionales de los yacimientos no convencionales. Tomado de: Delgado López, Orelvis, et al. Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba. En: revista cubana de ingeniería, vol. 3, no. 3, 2012 p. 31.

Las diferencias entre ambos yacimientos son principalmente la relación entre el volumen de hidrocarburos y su riesgo exploratorio; teniendo en cuenta que, en los yacimientos convencionales se corre un mayor riesgo exploratorio (son más difíciles de encontrar) y se tienen un menor volumen de hidrocarburos, pero son mucho más sencillos de perforar y desarrollar lo que quiere decir, que los yacimientos convencionales son más económicamente viables. Por otra parte, los yacimientos no convencionales tienen un menor riesgo exploratorio (son más fáciles de encontrar) y poseen mayor contenido de hidrocarburos por ser la roca generadora la misma roca almacén, pero económicamente llevan un elevado costo de desarrollo pues se debe contar con mecanismos y tecnologías para explotar el potencial de estos yacimientos lo cual se deriva en incrementos en los costos de producción [4].

1.3. ¿Cómo se desarrollan los yacimientos no convencionales?

El desarrollo de los yacimientos no convencionales se hace a través de dos técnicas que son la perforación direccional y la estimulación hidráulica, en la primera etapa del proceso se hace el montaje habitual para la perforación de un yacimiento convencional, entonces se prepara y se nivela la vegetación para poder transportar hasta el sitio a perforar, la maquinaria necesaria y se hace una inversión en infraestructura para la construcción de carreteras con el fin de poder llevar lo necesario hasta el campo a perforar [5].

La segunda etapa consiste en la perforación, para el proceso de perforación se divide en dos partes el procedimiento, la primera parte es la perforación vertical como se hace normalmente en los yacimientos convencionales, la perforación se hace hasta alcanzar la zona de interés en este caso la roca generadora, una vez se llega a la formación se comienza con la segunda parte, que es la perforación horizontal la cual se realiza inclinando lentamente la broca hasta el ángulo deseado para asegurar que se esté perforando en la dirección correcta [4] [6].

Es importante tener en cuenta, que los tramos horizontales del pozo típicamente varían entre 2000 a 6000 pies de largo, la longitud de los tramos va a depender de la respuesta del pozo (*volumen de crudo retornado a superficie*) frente al número de etapas (*una etapa hace alusión a la cantidad de segmentos de sección horizontal destinado a estimularse hidráulicamente*) [1].

A partir de la experiencia y la tecnología con la que cuente la compañía perforadora y a su vez la calidad de información petrofísica y geomecánica, que se disponga del yacimiento no convencional, se escogerá con mayor certeza el método o técnica más eficiente para el desarrollo de este yacimiento no convencional. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante resaltar que los fluidos de fracturamiento se adaptan a las condiciones específicas del sitio, como el grosor de las lutitas, el estrés geo mecánico, la compresibilidad de los fluidos y rocas, y la rigidez de las mismas [2].

Dada la amplia gama de aditivos, los operadores pueden usar modelos de simulación de fluidos que tengan en cuenta las condiciones locales para diseñar fluidos hidráulicos específicos para el sitio a desarrollar. El Agua y apuntalantes son agentes químicos utilizados en los fluidos de

fracturamiento, dichos fluidos están compuestos principalmente por una mezcla de agua y compuestos químicos como: cloruro de sodio, surfactantes, ácido acético, goma guar, isopropanol, sales de borato, entre otros compuestos químicos. Los cuales generalmente se almacenan en el sitio de perforación, pero en tanques separados y se mezclan con los fluidos de perforación justo antes de que se inyecten en el pozo para la estimulación hidráulica [2].

Después de la perforación viene el completamiento del pozo, donde se bajan unas tuberías de revestimiento de acero para proteger el pozo y se cementa el revestimiento final, para control de calidad se corre un registro de evaluación del cemento para verificar que la integridad estructural este en óptimas condiciones, esto evalúa si el cemento cumple con el diseño asignado evitando que los fluidos de los pozos pasen por fuera de la tubería del revestimiento y se infiltren en formaciones superpuestas [2].

Una vez se compruebe que no hay vacíos en el cemento, el pozo está listo para completarse; una herramienta de perforación que usa cargas explosivas perfora la pared lateral del revestimiento en la formación productora. El pozo puede comenzar a producir bajo la presión del yacimiento natural o, como en el caso de la producción de gas en lutitas, puede necesitar un tratamiento de estimulación.

En la tercera etapa se hace la estimulación hidráulica, este proceso se hace una vez se termina la perforación, el propósito es causar microfracturas en el yacimiento de interés proporcionando mejores condiciones de porosidad y permeabilidad para que el fluido pueda moverse con mayor facilidad a través del medio poroso.

Las fracturas son creadas por el bombeo de grandes cantidades de fluidos a alta presión hacia abajo del pozo y hacia la formación rocosa objetivo. La inyección de fluido genera presión en los poros de la roca que excede el campo de tensión mínima del yacimiento (CCA, 2014). Las fracturas pueden extenderse unos 100 metros verticalmente dentro de la roca y quizás varios cientos de metros lateralmente, dependiendo del volumen del tratamiento (CCA, 2014).

El operador bombea el fluido de fracturamiento en el pozo a presiones lo suficientemente altas como para forzar el fluido a través de las perforaciones; hacia la formación circundante, que puede ser *shale*, capas de carbón o areniscas apretadas, expandiendo las fracturas existentes y creando nuevas en el proceso.

Una vez inducidas las fracturas por la inyección de fluidos a presión, dichas microfracturas se reducen, permitiendo así que el apuntalante (arenas o cerámica) permanezca en la roca generadora para mantener abiertas las fracturas provocadas y facilitar el flujo de crudo y gas. Una vez efectuado el fracturamiento hidráulico parte del fluido de estimulación junto con aguas de formación, elementos y compuestos químicos de origen natural en el yacimiento son impulsados a la superficie (a esta mezcla de fluidos se le denomina agua de retorno o más comúnmente *flowback*), y a estos fluidos producidos a lo largo del período de vida útil del pozo y que son separados en superficie del crudo y del gas que será aprovechado, se le conoce como aguas de producción. (GAO, U.S. Government Accountability Office, 2010) [2].

Durante la vida productiva del pozo; la empresa operadora define si es necesario volver a estimular la formación, estos periodos van a estar limitados a las características de la formación geológica y de la viabilidad económica del proyecto. El diseño del fluido de perforación tiene una alta gama de variaciones pues va a depender de la mineralogía de la formación (principalmente de su contenido de cuarzo, carbonatos y arcillas) pues esto determina el comportamiento de la formación y por ende el tipo de fluido a utilizar.

Según la EPA (2016), existen cuatro tipos de fluidos ampliamente empleados al realizar el fracturamiento hidráulico. Está el denominado *slickwater*, un fluido a base de agua que usualmente contiene un reductor de fricción, lo que facilita el bombeo del fluido a altas velocidades. Se emplea en formaciones que contienen *shale gas* y *shale oil* y se ha aplicado ampliamente en yacimientos naturalmente fracturados de lutitas en Canadá y Estados Unidos. Lauri (2013) afirma que este fluido tiene la capacidad de penetrar una mayor cantidad de fisuras naturales, generando menor daño a la formación en comparación con los fluidos gelificados. Este autor también sostiene que, en comparación con los *slickwater*, los fluidos gelificados tienen una alta eficiencia de fractura, ubican y distribuyen mejor el propano, pero producen un daño significativo, no pueden penetrar

fracturas naturales y tienen mayor costo. Otra categoría, son los fluidos híbridos, que son una mezcla de *slickwater* y *gelificados*, los cuales usan una combinación de un reductor de fricción, agente gelificante ácido o uno o más reticulante para transportar el apuntalante a una fractura hidráulica (Patel, Robart, & Yang, 2014). Finalmente, se destacan los fluidos energizados, mezclas de líquidos y gases que pueden ser usados para el fracturamiento hidráulico en formaciones de gas sub-presurizadas, adicionando a la roca generadora gas comprimido (usualmente CO₂ o N₂) [1] [2].

Las principales variables que se tienen en cuenta para escoger el fluido de fracturamiento son las siguientes [7]:

- **Sensibilidad de la formación al agua:** la composición mineral base de una determinada formación rocosa afecta el proceso de recuperación de agua, gas y petróleo. Por ejemplo, se recomiendan fluidos a base de aceite, GLP, CO₂ y espumas de alta calidad en formaciones sensibles al agua para evitar la migración excesiva de finos y la hinchazón de la arcilla. En muchas lutitas, la conductividad de los apuntaladores disminuye considerablemente en presencia de agua porque las interacciones roca-fluido ablandan la roca y conducen a la incrustación del apuntalante.
- **Bloqueo de agua:** en formaciones de gas subsaturadas, la invasión del agua del fluido de fracturación puede ser muy perjudicial para la productividad del gas, ya que cualquier agua adicional queda atrapada debido a la retención capilar. El aumento en la saturación de agua (denominado bloqueo de agua o atrapamiento de agua) reduce significativamente la permeabilidad relativa al gas (Parekh & Sharma, 2004).
- **Colocación de apuntalante:** las espumas y otros fluidos no acuosos gelificados pueden transportar apuntalante de forma mucho más efectiva que los fluidos de aguas residuales. A altas calidades de espuma (fracción de volumen de gas típicamente mayor a 0,5), las interacciones entre las burbujas de gas causan una gran disipación de energía que resulta en una alta viscosidad efectiva. A bajas fracciones de espuma (menos de 0,5) las interacciones entre las burbujas son mínimas, por lo que la viscosidad del fluido se asemeja a la del fluido base (que normalmente está gelificado).

- **Disponibilidad de agua y costo:** los operadores están limitados por el equipo y los fluidos disponibles en el sitio. En áreas propensas a la sequía puede ser difícil obtener agua dulce. En algunas regiones, la legislación local incluso limita el uso del agua, lo que ha llevado a algunos operadores a utilizar tratamientos de fracturamiento sin agua. Alternativamente, el suministro y el costo del GLP, CO₂ y N₂ son específicos del sitio. Parte de la disminución de costos depende de la disponibilidad del fluido. El uso de grandes cantidades de gases requiere el despliegue de muchos camiones, unidades de almacenamiento presurizado y equipos de bombeo específicos; adicionalmente, el manejo de GLP requerirá medidas de seguridad complementarias.
- De acuerdo con el estado actual de la técnica, solo se utilizan entre 5 y 15 aditivos por pozo en la actualidad (Estados Unidos: 4 a 28, con una mediana de 14 aditivos) (U.S EPA, 2016). Además, la publicación de todos los aditivos usados, las cantidades y concentraciones de estas sustancias químicas han tenido mayor solicitud de divulgación en el ámbito internacional [8].

Tabla 2.

Fluidos utilizados para la fracturación hidráulica en función de su composición de fluido base.

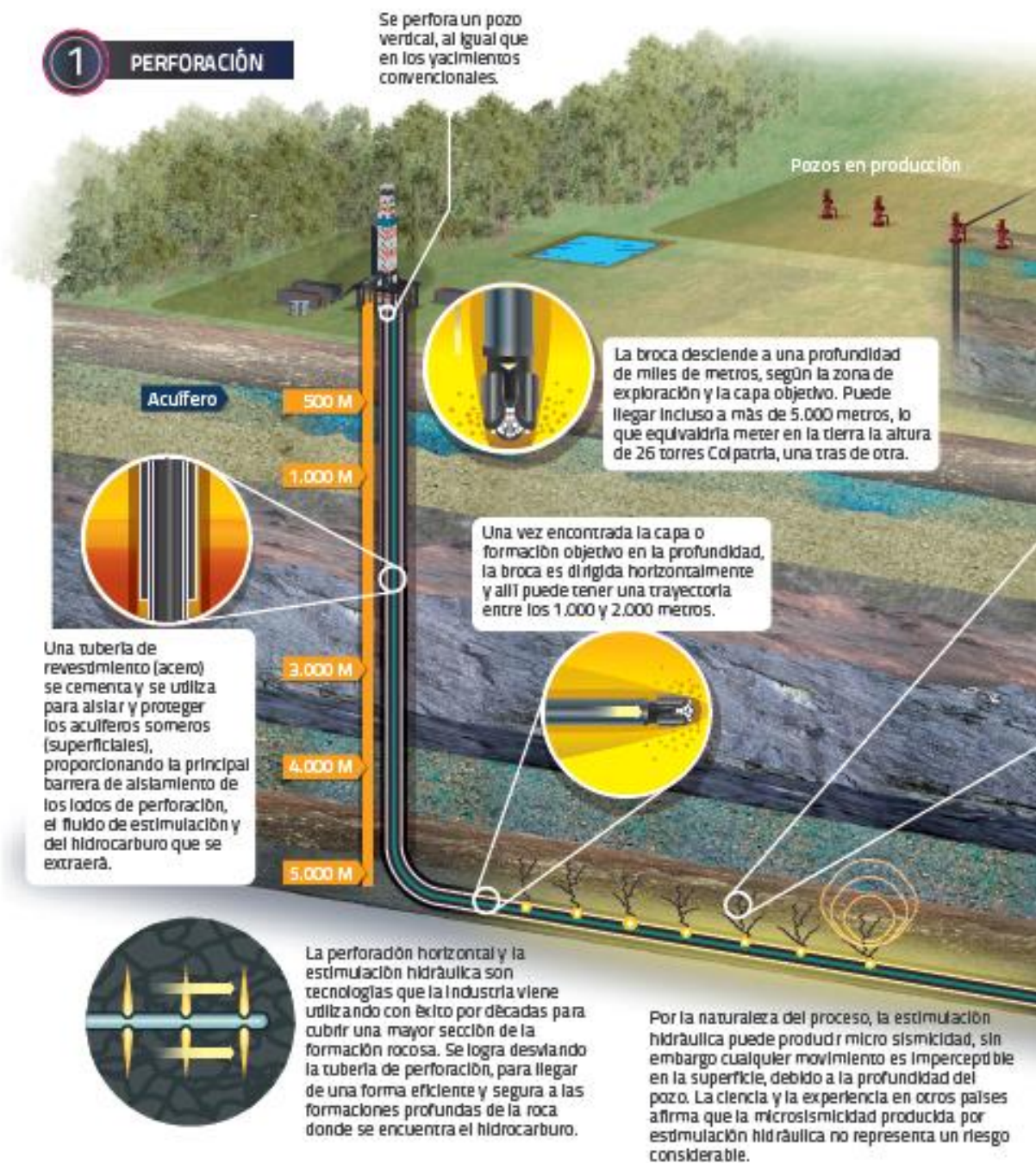
Fluido Base	Tipo de Fluido	Composición Principal
Basado en agua	Slickwater	Agua+ arena (+ aditivos químicos)
	Fluidos Lineales	Agua gelatinizada, GUAR <HPG, HEC, CMHPG
	Fluidos Reticulados	Crosslinker+ GUAR, HPG, CMHPG, CMHEC
	Fluidos tensoactivos viscoelásticos en gel	Electrolite + surfactante
Basado en espuma	Espuma a base de agua nitrogenada	Agua y espumante + N2 o CO2
	Espuma ácida	Ácido y espumante + N2
	Espuma a base de alcohol	Metanol y espumador + N2
Basado en aceite	Fluidos Lineales	Aceite, aceite gelificado
	Fluido entrecruzado	Geles de éster de fosfato
	Emulsión de agua	Agua + aceite + emulsionantes
Basado en ácido	Lineal	
	Entrecruzado	
	Emulsión de aceite	
Basado en alcohol	Metanol/ agua mezclas o 100% metanol	Metanol + agua
Basado en emulsión	Emulsiones agua-aceite	Agua+ aceite
	CO2- metanol	CO2 + agua + metanol
	Otros	
Otros fluidos	CO2 liquido	CO2
	Nitrógeno liquido	N2
	Helio liquido	He
	Gas natural licuado	GLP (butano/ o propano)

Nota. Tipos de fluidos empleados en el fracturamiento hidráulico y su composición principal.

El procedimiento mediante el cual se desarrollan eventualmente los yacimientos no convencionales se puede describir de manera más detallada en los siguientes esquemas; que la asociación colombiana del petróleo (ACP), presentó en un foro acerca de la importancia de los yacimientos no convencionales y su relevancia para Colombia en el año 2014 [2].

Figura 1.

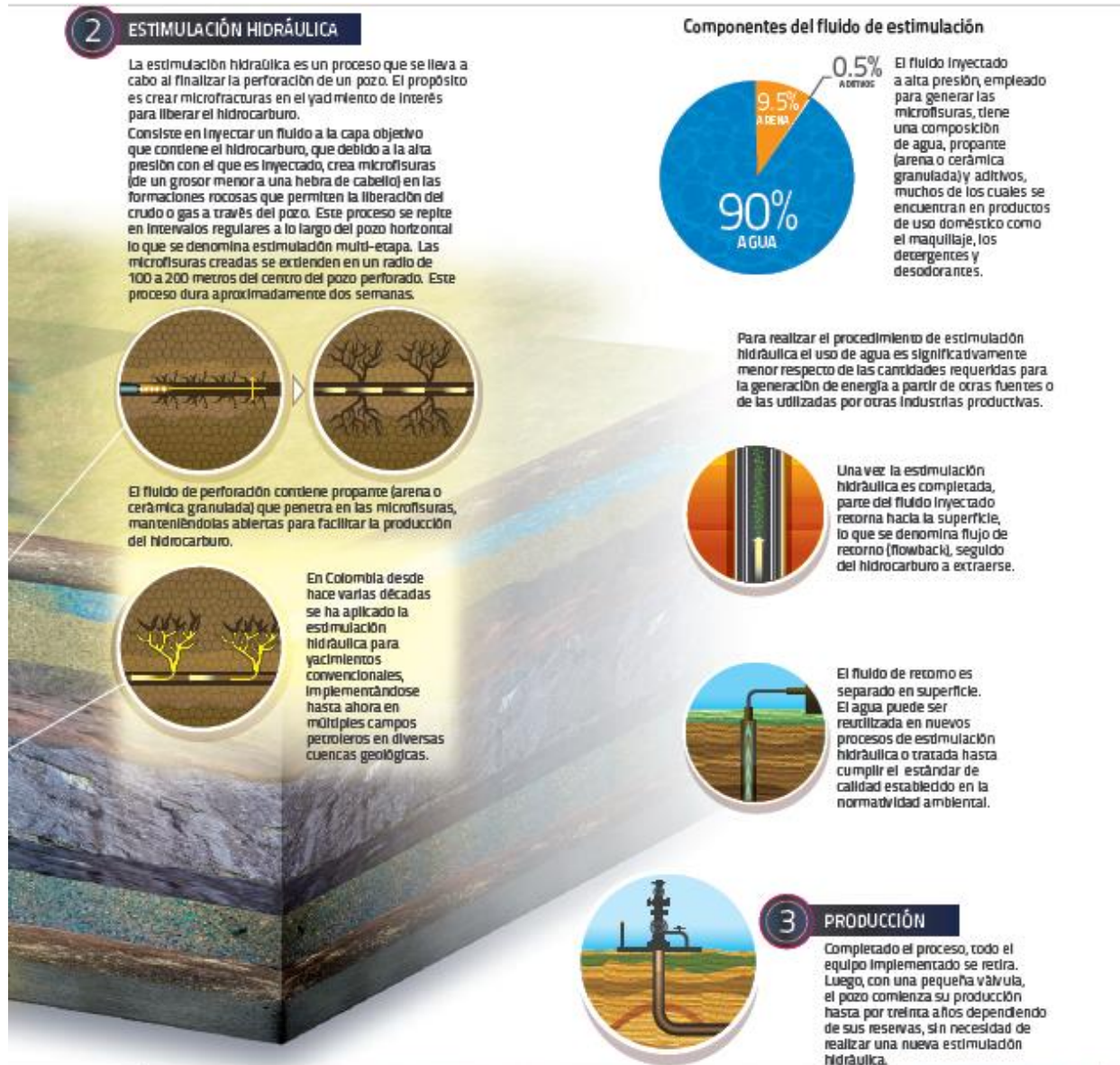
Esquema de Fracturamiento Hidráulico



Nota. Se muestra el esquema relacionado a la etapa de perforación. Tomado de: Asociación Colombia del Petróleo. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Ed. 1. 2014. P. 8

Figura 2.

Esquema de Fracturamiento Hidráulico



Nota. Se muestra el esquema relacionado a la etapa de la Estimulación Hidráulica. Tomado de: Asociación Colombia del Petróleo. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Ed. 1. 2014. P. 8

1.4. Relevancia de los yacimientos no convencionales

La industria energética se encuentra en riesgo debido a que las reservas de hidrocarburos en varios países están escaseando; por lo tanto, se pone en riesgo la seguridad energética a nivel global, lo que comienza a poner presión en las grandes industrias, líneas de producción y en términos generales una gran presión económica que podría derivar en una crisis mundial catastrófica [3] [4].

Esta crisis energética entonces nos orienta al uso de diferentes métodos para adquirir energías usando nuevas tecnologías como las energías alternativas o en su defecto buscar cómo mejorar las tecnologías convencionales para la suplir la demanda energética global [4].

Países como China, Estados Unidos, Argentina, Canadá, Rusia, Brasil y Uruguay son aquellos que se han visto en problemas económicos relacionados a la dependencia energética, por lo que; encuentran una solución parcial para aumentar sus reservas, ganar independencia económica y autosuficiencia energética, en los hidrocarburos provenientes de los yacimientos no convencionales. Estos países anteriormente mencionados, incrementaron exponencialmente sus reservas energéticas y sobre todo la productividad de varios países se vio en alza como fue en los casos de Rusia, Estados Unidos y Canadá quienes al día de hoy encabezan la lista de mayores productores de petróleo y gas del mundo, gracias al desarrollo y explotación de los recursos provenientes de los yacimientos no convencionales [9].

Sin embargo, la seguridad energética global se va a limitar por la capacidad que se tenga para poder explorar y explotar los diferentes tipos de yacimientos no convencionales, actualmente muchos países están en trabajos de investigación para volver esta práctica cada vez más sostenible y rentable. Colombia es una de esas naciones que comenzó labores investigativas desde el año 2010, la empresa ECOPETROL ha participado activamente en el desarrollo de varios proyectos asociados al fracturamiento hidráulico y el desarrollo de yacimientos no convencionales en países como Estados Unidos y Canadá, generando experiencia vital con el fin de adquirir más conocimiento teórico-práctico para poder llevar a cabo proyectos de esta naturaleza a partir del 2020 [10].

En Colombia la formación geológica La Luna puede tener un potencial de reservas de más de 5.000 millones de barriles equivalentes (BOE), correspondiente a más de tres veces las reservas actuales del país, 1665 millones de barriles [11].

Solo el desarrollo de la formación La Luna puede representar entre 100.000 y 350.000 barriles de petróleo por día (BOED), casi la mitad de la producción actual de ECOPETROL. En los últimos 10 años, ECOPETROL ha transferido \$195 billones de dólares a la Nación en regalías, impuestos y dividendos, pero sus reservas actuales de hidrocarburos no alcanzan para más de 6 años.

A pesar de que la respuesta más fácil y menos arriesgada es decir no al *fracking* en Colombia, se deben contemplar los beneficios que puede traer el *fracking* en términos de empleo, desarrollo de nuestras regiones, aumento de competitividad de nuestro país, educación gratuita, planes de salud, y planes sociales, sumado a la seguridad energética, autosostenibilidad, aumento de la inversión nacional y doméstica, entre otros beneficios generales que se darían a las poblaciones directa e indirectamente ubicadas en zonas de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales [3].

ECOPETROL está comprometido con el crecimiento económico del país y con un desarrollo sostenible, pues se han planteado metas efectivas desde el 2010 para ser una de las 30 petroleras más importantes del mundo en el 2020. Por lo que se han involucrado en un trabajo investigativo bastante extenso acerca de los yacimientos no convencionales en Colombia y su potencial, desde el 2010 se conforma un equipo interdisciplinario encargado de la identificación de formaciones potenciales y su posterior evaluación, en el 2012 se comienza la evaluación del potencial que pueden tener las formaciones del Valle Medio Magdalena y Catatumbo. Se pensaba en comenzar las pruebas piloto y establecer una viabilidad para la posterior explotación de los recursos petrolíferos provenientes de estas regiones para el 2015. Pero el principal problema para poder ejecutar el plan pensado en ese entonces fue la regulación legal y ambiental para el desarrollo de los no convencionales [3].

Desde 2017 se comienza con el arduo trabajo de investigación para poder llevar a cabo una correcta metodología del tratamiento de las aguas residuales de estos procesos y la evaluación del impacto

ambiental que se puede llegar a tener en las diferentes cuencas sedimentarias objeto de estudio, pues Colombia se encuentra en la etapa inicial para el desarrollo de proyectos asociados a los yacimientos no convencionales, por lo tanto, no se cuentan con datos certeros o estudios verídicos relacionados con el tratamiento de aguas de retorno, tema bastante sensible en la toma de decisiones para poder desarrollar esta fuente energética en el país [3].

Una evaluación de riesgos relacionados a la práctica del *fracking*, donde se infiere que Colombia tiene unas particularidades geológicas que deben ser estudiadas para evaluar la fabricación del fluido fracturante y los posibles riesgos con los que el agua regresa a superficie, también hace un énfasis en la distribución del recurso hídrico con el fin de evitar el estrés hídrico en las zonas en donde se van a desarrollar eventualmente los proyectos de fracturamiento hidráulico, según la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), los bloques están en las cuencas sedimentarias del Valle Medio Magdalena, Catatumbo y Cordillera Oriental. Según la contraloría, se debe tener un estricto seguimiento y monitoreo de toda la practica en general, pero sobre todo con las fases de completamiento y tratamiento de aguas pues la contaminación de aguas subterráneas por migraciones o fracturas es potencialmente peligrosa para el ambiente y las comunidades del sector, también los derrames o vertimientos de los fluidos residuales del proceso afectan directamente el derecho de los habitantes del sector a gozar de un ambiente sano y el recurso hídrico [12].

Los riegos de implementar el *fracking* son demasiados y una cantidad de ellos son de mediano y alto riesgo, pero no necesariamente se deba detener el fracturamiento hidráulico como actividad productiva, pero si se ve una necesidad en normativas y estándares más precisos. Los problemas relacionados con las aguas de retorno radican principalmente en la contaminación de aguas subterráneas, acuíferos y aguas superficiales para las regiones en las cuales se tiene pensado desarrollar los yacimientos no convencionales, que se llegase a contaminar alguno de estos tres cuerpos de agua sería un problema que afectaría su calidad de vida y su estabilidad económica [5].

A partir del 2019, se aprueban las exploraciones para el fracturamiento hidráulico en la cuenca sedimentaria del Valle Medio Magdalena, bajo la premisa de que Colombia tiene una gran oportunidad debido a la generosa disposición del recurso petrolero, ubicado en la región del Valle Medio del Magdalena, específicamente en la formación *La Luna* la cual tiene un potencial muy

superior incluso a las reservas actuales del país se especula que puede llegar a tener tres veces las reservas actuales de Colombia aproximadamente 5000 millones de barriles equivalentes. Esto es lo que indican estudios que ha hecho empresas como ECOPETROL y entidades del estado como la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), dejando claro que si el gobierno aprueba la exploración y explotación de esta formación con un trabajo de investigación extenso y la tecnología necesaria se podría llevar a cabo una correcta administración de los recursos en esta región lo que aumentaría significativamente la fiabilidad de inversión extranjera y la inversión social para la región. Además, Colombia estaría garantizando su autosuficiencia energética dando más vida útil a las reservas actuales evitando ser importador de petróleo y continuar creciendo como exportador [12] [13].

La Asociación Colombia del Petróleo (ACP), especifica varios datos relevantes que podría generar la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, entre los cuales destacan varios aspectos económicos como los siguientes:

- Con la exploración de yacimientos no convencionales el país se beneficiará con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones.
- Generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia del proyecto
- Estimulación de la actividad comercial local en las regiones del Magdalena medio y de la cordillera Oriental.
- Incremento de la inversión extranjera directa.
- Desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.
- Incremento de las reservas y aumento de la producción de barriles por día, para la consolidación de una autosuficiencia energética.
- Mayor inversión social e inclusión de comunidades.

La relevancia de los yacimientos no convencionales a nivel nacional y global es de suma importancia para mantener la demanda energética, el desarrollo industrial, la estabilidad económica de grandes naciones y de países en desarrollo. Por lo tanto, la industria petrolera debe

reinventarse haciendo que el desarrollo de estos proyectos sea cada vez más sostenible, amigable con el ambiente y sobre todo rentable en términos de investigación, desarrollo y producción [2].

1.5. Aguas de retorno

Las aguas de retorno son todos los flujos de agua que provienen de un proceso de perforación o producción y son exportados del mismo, de forma superficial o subterránea. Estos flujos retornan generalmente a ríos y a las aguas subterráneas, pero también pueden hacerlo directamente al mar u otros cuerpos de agua (lagunas, lagos, etc.) [14].

Cuando se utilizan técnicas de estimulación hidráulica, una parte del fluido que se inyecta regresa, luego, a la superficie (en general, alrededor del 30 por ciento, entre las dos y las cuatro primeras semanas) [15].

Esta “agua de retorno” o *flowback* no es potable, ya que contiene el remanente de los aditivos químicos utilizados, aunque buena parte se degrada o queda en la formación estimulada, estos fluidos tienen un alto contenido de cloruros, sales y carbonatos.

Las regulaciones en este sentido son muy estrictas: esta agua de retorno no puede entrar en contacto con el medio ambiente en ninguna etapa de la operación. Y debe ser tratada, obligatoriamente, y sin excepción. Esto quiere decir que el manejo se realiza con el máximo cuidado en tanques sellados (las antiguas piletas a cielo abierto no están permitidas).

Una vez tratada el agua puede ser reciclada y reutilizada en nuevas etapas de estimulación o se la confina en pozos sumideros, que son construidos bajo los mismos parámetros de seguridad que los pozos de producción, de manera que se garantiza su aislamiento respecto del medio ambiente.

Es importante destacar que el tratamiento de agua y su eventual reciclado o confinamiento son procedimientos habituales desde hace décadas en la industria de los hidrocarburos. Y una vez más, bajo ningún punto de vista el agua es liberada a cursos de agua, como sí ocurre con otras ramas de la industria [16].

1.6. Problemas de contaminación ambiental asociadas al flowback

1.6.1 Aguas subterráneas y acuíferos

El riesgo de contaminación del agua subterránea es de preocupación significativa, especialmente en el contexto de agua potable. Debido a que la magnitud de todos estos riesgos es incierta [3].

Se comprobó que, a través de grietas en tuberías, fisuras o fracturas, originadas por el *fracking* se facilita la migración de fluidos hacia los acuíferos, lo que para Colombia representa un impacto catastrófico o crítico sobre los acuíferos, porque este tipo de migraciones son difíciles de controlar y terminarían en un daño ecológico bastante complejo de tratar, un caso parecido con la tubería que se rompió en el pozo de Lizama 158. Un desastre ambiental que no permite a una región progresar y acaba por completo con ecosistemas y calidad de vida de sus habitantes.

Las aguas de inyección pueden migrar a través de las fisuras realizadas en la estimulación porque aún no se sabe que alcance llegan a tener o si su propagación se detiene por completo, por ende, estas aguas con alto contenido de metales y material radioactivo que absorbe de la formación pueden llegar a migrar hasta los suministros de agua potable [14].

Este problema podría derivar en problemas ecológicos y de salud pública, por pérdida de fauna a causa de intoxicación o de flora por la cantidad de materiales pesados que habría en las aguas subterráneas. En Pennsylvania y Colorado se han visto varios problemas de salud asociados al consumo del agua, sus habitantes aseguran que después del fracturamiento hidráulico el agua se tornó marrón y el gobierno no actuaba a tiempo, caso que deja bastante claro que las normativas deben ser estrictas para preservar integridad y la salud de los habitantes de la región donde se desarrollen yacimientos no convencionales [2].

1.6.2. Contaminación de aguas superficiales

Las aguas de retorno son la causa inminente de la contaminación de los cuerpos de agua superficial la cantidad de aditivos con las que se diseña este fluido más los componentes con los que retorna

a superficie hacen que el agua de inyección utilizada para la estimulación hidráulica, al momento de retornar a superficie tenga una calidad pésima y por lo tanto, debe ser tratada en superficie lo cual se convierte en un problema operacional ya que sin la tecnología requerida para eliminar esos materiales pesados y sales que se disuelven durante el proceso, se opta por el confinamiento de estas aguas, derivando en gastos de almacenamiento y transporte que afectan negativamente la rentabilidad de los proyectos [1].

Aun así, se conoce que la contaminación de las aguas superficiales se puede dar por derrames en los procesos de almacenamiento o transporte de estos fluidos, la deficiencia y negligencia de las operadoras en este ámbito hace posible la contaminación de aguas superficiales. Además de eso, se hace un promedio de que aproximadamente el fluido que retorna es dos veces el inyectado, por lo que altos caudales de estas aguas contaminantes hacen más costoso su tratamiento y transporte, lo que significan problemas operacionales y económicos para la producción de hidrocarburos no convencionales que se deben evaluar en el diseño del proceso para evitar la contaminación por la excesiva producción de aguas de retorno o *flowback* [17].

La contaminación de los recursos hídricos produce efectos negativos en el desarrollo social, cultural y económico de los habitantes de la región además de afectar significativamente la productividad de una región. Teniendo en cuenta que el mayor impacto se ve reflejado en los paisajes y sus ecosistemas, por lo tanto; se deben brindar soluciones efectivas para evitar, mitigar y controlar los posibles impactos ambientales que se puedan llegar a generar por las aguas de retorno involucradas durante el proceso y el riesgo de contaminación en los cuerpos de agua superficiales [8] [17].

Soluciones efectivas que se han tomado por parte de la industria petrolera han sido el tratamiento de esas aguas, para hacer una reutilización y reciclaje de esos fluidos residuales para su aprovechamiento en el desarrollo de diferentes pozos no convencionales o recuperación terciaria de pozos convencionales, esto con el fin de disminuir el consumo de agua que se traduce en costos operativos y no hace viable este método de explotación a costos bajos del crudo, evitando costos de transporte y almacenamiento haciendo de esta forma más eficiente el proceso [17] [18].

Walter Dale, presidente de soluciones estratégicas de Halliburton asegura que encontrar agua disponible, costos de transporte, tratamientos de aguas y almacenamiento de aguas residuales se han convertido en un factor económico negativo para la producción de los no convencionales en Estados Unidos lo que resta utilidades para el desarrollo de esta actividad productiva [7].

Una de las soluciones y manejo más efectivo del *flowback* es la reutilización sin tratamientos, ya que la reutilización directa se refleja en costos mínimos de producción por lo que utilizar estas aguas en pozos inyectores es la mejor opción hasta el momento para aprovechar este residuo de forma cíclica durante la vida útil de los pozos productores (15 a 30 años aproximadamente).

El reciclaje de estas aguas de retorno va a depender exclusivamente de los costos de agua por barril producido, pues cuando no es rentable es mejor desechar a reciclar, problema de bastante preocupación para el sector nacional donde se tiene un corte de agua bastante elevado en la región del Magdalena Medio y Llanos [7] [19] [12].

El tratamiento de las aguas de retorno es una de las soluciones más aclamadas por la mayoría de las investigaciones que se han realizado en Argentina y Canadá. Para tratar el *flowback* se puede recurrir a tratamientos de agua convencionales o tratamientos de agua de última tecnología.

Los tratamientos de agua convencionales incluyen floculación, coagulación, sedimentación, filtración, disminuir la dureza del agua, entre otros procesos convencionales con los que se tratan las aguas residuales. Estos métodos suelen ser efectivos en la remoción de componentes no disueltos, removiendo sólidos suspendidos, aceites y componentes pesados del agua. Pero estos procedimientos generalmente consumen mucha energía, son menos costosos que otros métodos como las membranas de osmosis inversa, destilación térmica, evaporación u otros procesos de cristalización.

Una tecnología introducida recientemente para la desalinización del agua en la contaminación de los yacimientos de esquisto de Marcellus (Pennsylvania, Estados Unidos) se realiza un proceso interno de transferencia de calor que permite la reutilización del calor latente de condensación para compensar el calor latente total de evaporación necesaria en la destilación térmica convencional.

El agua sucia entrante se convierte en agua destilada limpia y una solución concentrada de agua sucia. Al recuperar la energía utilizada para evaporar el agua. El proceso AltelaRain produce aproximadamente cuatro veces la cantidad de agua destilada por entrada de energía como en la destilación tradicional [1] [19] [15].

Otra de las técnicas es usar el método de evaporación sin usar presión. El proceso comienza con el agua producida que es recogida en un tanque de almacenamiento en el lugar. Tras su transferencia por bomba a un sistema en contenedores, el agua producida circula continuamente a través de 10 torres. Las torres están diseñadas para evaporar el agua pura del agua producida. El agua evaporada se condensa dentro de la misma torre, en el lado opuesto de delgado láminas de plástico. El agua condensada, que es de agua destilada, se recoge y transfiere de las torres a un tanque donde se almacena agua destilada. El agua con alta concentración de materia orgánica luego es bombeada fuera del sistema para su eliminación. El agua destilada también se bombea desde el sistema y se dispone para el reciclaje y la reutilización [19] [15] [16].

1.6.3. Sólidos y aceites en el agua

El agua asociada a los campos petroleros en general transporta consigo impurezas tales como: materiales sólidos en suspensión, gotas de aceite dispersas en la fase agua y solidos humedecidos con petróleo. Muchas de las aguas de producción y/o inyección poseen solidos suspendidos que están en el rango de 0.01 micrones a 100 micrones. Los sólidos suspendidos básicamente pueden estar compuestos por: finos de formación, limos, arcillas, productos de corrosión, scale, sludge formado por bacterias, cuerpos de bacterias muertas, etc. Algunos de los más importantes son [20] [21]:

- **Óxido de hierro:** Son dos las fuentes de óxido de hierro encontradas en las operaciones de producción: por producción natural y por precipitación del hierro, el óxido de hierro que se produce naturalmente es muy poco común.
- **Sulfuro de hierro:** Es un sólido bastante taponante, muchas veces producto de la corrosión del ácido sulfhídrico (H_2S) con el hierro disuelto en el agua o con el hierro de las estructuras de acero.

- **Arena y Limo:** Son encontrados en más del 90% de las aguas tratadas en los campos petroleros. La cantidad en la cual ocurren es variada y frecuentemente son tan altas como 50-60% del total de los sólidos contenidos en el agua. El tamaño de estas partículas se encuentra en el rango de 7 hasta 150 micras. Muchos equipos de superficie excluidos los filtros son capaces de remover partículas de 50 micras o más grandes. Partículas de este rango estarán normalmente impregnadas con aceite y tienden a permanecer en suspensión debido a las velocidades de flujo o turbulencia del sistema. El uso de surfactantes aumenta el remojo del agua de estas partículas y facilita su asentamiento.

Existen varios problemas asociados a los sólidos y aceites suspendidos en el agua, a continuación, se enunciarán algunos de los principales problemas ocasionados por los sólidos suspendidos y el aceite disperso en las aguas manejadas [22].

- Incremento de la presión de inyección y disminución de las tasas de inyección ocasionada por el taponamiento de la cara de la formación.
- Cierres definitivos o parciales de los pozos inyectoros debido a daños severos en la formación.
- Necesidad de perforar o acondicionar nuevos pozos inyectoros para mantener los volúmenes de agua inyectada.
- Pérdidas de producción ocasionada por el cierre de pozos productores con alto BSW debido a la imposibilidad de disponer del agua asociada al crudo.
- Excesivos costos en el tratamiento químico del agua asociada a la producción ya sea para inyectarla y/o verterla al medio ambiente.
- Aumento del costo por barril de agua utilizada de otras fuentes cuando las mismas contienen elevadas cantidades de TSS (Total de Sólidos Suspendidos).
- Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección de agua ya sea por abrasión de los sólidos o por sobreesfuerzos cuando la presión de inyección se incrementa.
- Incremento de los costos operacionales por consumo de combustible y/o energía de los motores de las bombas, ocasionados por el trabajo extra que deben realizar los mismo para inyectar el agua cuando la presión del pozo aumenta.
- Cuando un agua está demasiado emulsionada, esta puede llegar a transportar grandes cantidades de crudo, conllevando a pérdidas de aceite.

- Disminución de los tiempos entre retro lavados de los filtros, para lograr mantener la calidad del agua en 2 ppm de aceite en agua y 2 ppm del TSS.
- Aumento de los tiempos de retro lavado de los filtros para lograr una buena limpieza de los mismos. Implementación del uso de Varsol y/o jabones para descontaminar los medios filtrantes de los trenes de filtración.
- Perturbación de la calidad del tratamiento del crudo ocasionado por: 1) Acumulación de grumos en las interfases de las facilidades de producción. 2) Recuperación excesiva de crudo en los desnates de las vasijas de tratamiento de aguas, lo que ocasiona agitación en la entrada de los fluidos de los equipos. 3) Acumulación de solidos (óxido de hierro y sulfuro de hierro) en la interfase agua-aceite lo que obstruye la normal separación de las fases y el funcionamiento de los rompedores.
- Problemas en la calidad de agua inyectada y vertida al medio ambiente.
- Disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades de producción debido a la progresiva acumulación de arena en el interior de los sistemas.

1.7. Métodos y tecnologías para el tratamiento de aguas de retorno

El tratamiento de aguas residuales es un proceso que se lleva a cabo con la finalidad de evacuar sólidos, reducir materia orgánica y contaminantes presentes en los cuerpos de agua residuales y restaurar la presencia de oxígeno en estos fluidos [8] [23].

El tratamiento de aguas residuales se puede dividir en tres pasos, que se especifican a continuación [23]:

- 1. Tratamiento primario:** El tratamiento primario toma el desague crudo y retira entre un 40 y 60 por ciento de solidos arrastrados, el tratamiento que tiene lugar en esta parte del proceso es puramente mecánico. Teniendo en cuenta lo anterior, toda la serie de pasos que componen el tratamiento primario es llamado a veces clarificación. La meta de esta parte del proceso es retirar turbidez, partículas sólidas y materiales flotantes. (Evacua aproximadamente un 15% de los contaminantes).
- 2. Tratamiento secundario:** El propósito del tratamiento secundario es el de evacuar el 90% de los contaminantes, pues la segunda etapa del tratamiento es el tratamiento final antes de la desinfección y regreso del agua a vertimientos o ecosistemas. Para la efectividad del

tratamiento secundario, se debe lograr un balance entre el nivel de materia orgánica, el oxígeno disuelto y los niveles bacterianas.

- 3. Tratamiento terciario:** El tratamiento terciario es el procedimiento más completo para tratar el contenido de las aguas residuales, aunque se debe tener en cuenta los elevados costos que implica emplear estos métodos. Pues la finalidad de los tratamientos terciarios es eliminar la carga orgánica residual y aquellas otras sustancias contaminantes que no pudieron ser removidos en las etapas anteriores, como, por ejemplo, nutrientes, fosforo y nitrógeno.

El tratamiento terciario consiste en un proceso fisicoquímico que utiliza diferentes métodos para reducir drásticamente los niveles de concentración de nutrientes inorgánicos, metales pesados y materia orgánica como detergentes, fenoles y pesticidas generalmente.

Se debe tener en cuenta que la complejidad del sistema de tratamiento esta dado en función de los objetivos propuestos. Teniendo en cuenta, el gran número de operaciones y procesos disponibles actualmente para el tratamiento de aguas.

Sin embargo, antes de seleccionar el equipo y diseñar un sistema de tratamiento de aguas residuales para vertimiento, es necesario llevar a cabo un análisis o caracterización de las aguas residuales objeto de estudio. Con el fin de determinar la calidad del agua requerida por las normas ambientales que dictan la industria y las entidades ambientales correspondientes. Dentro de la caracterización de las aguas residuales se deben tener en cuenta parámetros físicos y químicos, tales como:

- **Sabor:** Compuesto químicos presentes en el agua como fenoles, diversos hidrocarburos, cloro, materias orgánicas pueden dar olores y sabores muy fuertes al agua, aunque estén en pequeñas concentraciones.
- **Color:** El agua no contaminada suele tener colores rojizos, pardos, amarillentos o verdosos. Las aguas contaminadas pueden tener diversos colores, pero generalmente no se pueden establecer relaciones entre el color y tipo de contaminación.
- **Olor:** Las aguas residuales tienen un olor característico desagradable, mientras que las aguas residuales sépticas tienen un olor muy ofensivo, generalmente producido por el ácido sulfhídrico proveniente de la descomposición anaerobia de sulfatos o sulfuros. Las aguas industriales residuales tienen a veces, olores característicos específicos del proceso industrial

del cual provienen. Los olores de las aguas residuales constituyen una de las principales objeciones ambientales y su control en las plantas de tratamiento es muy importante. Además, el ácido sulfhídrico es el causante de olores ofensivos en aguas residuales que contienen aminas, amoniaco, diaminas, mercaptanos, y sulfuros orgánicos.

- **Turbidez:** Es una medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas. Cuando el agua residual es muy turbia se corren riesgos de taponamiento.
- **Temperatura:** La temperatura es un parámetro importante de control por su efecto en la vida acuática y en la aplicabilidad del agua en otros usos industriales.
- **Sólidos:** Los sólidos pueden ser incorporados al agua por diversas actividades industriales. La mayor parte de las partículas presentes en las aguas residuales están en los rangos de 1×10^{-7} milímetros en adelante. Las partículas sobre 10^{-3} milímetros pueden ser removidas por procesos de sedimentación y filtración, por debajo de estas medidas se requieren métodos especiales para la remoción de sólidos.

Teniendo en cuenta que las pruebas analíticas generalmente se dividen en sólidos: sedimentables, suspendidos y disueltos.

- **Sólidos sedimentables:** son aquellos que se sedimentan bajo la acción de la gravedad. La determinación se realiza generalmente en un cono Imhoff dejando la muestra en reposo durante una hora. El resultado se reporta en (ml/L). Esta determinación evalúa la cantidad de sedimento que podría ser eventualmente lanzada a la fuente receptora; sirve además para determinar y dimensionar un sistema de remoción.
- **Sólidos suspendidos:** estos sólidos pueden ser de carácter orgánico e inorgánico. Generalmente son partículas de óxido metálicos de la corrosión, hierro o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos. En la práctica se identifican y se estima su tendencia al taponamiento haciendo uso de un filtro de membrana de 0,45 micras.
- **Sólidos disueltos:** Se consideran aquellos elementos que pasan por una membrana de filtrado.

- **pH:** El valor del pH o potencial de hidrogeno es usado en cálculos de dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y la tendencia a la formación de incrustaciones. Es importante resaltar que la presencia de H₂S (ácido sulfhídrico) y de CO₂ (dióxido de carbono) disuelto en agua tienden a disminuir el pH.

El agua es neutra cuando su valor de pH es igual a 7 @ 25°C. La mayoría de las aguas en los campos petroleros presentan un valor de pH que oscila entre 4 y 8. Cuando el pH es mayor a 7 se dice que el agua es básica y entre más elevado sea este valor se tiene una mayor tendencia a la incrustación. Por otro lado, cuando el pH es menor a 7 se dice que el agua es ácida y entre más reducido sea este valor se tiene una mayor posibilidad de corrosión. También se debe tener en cuenta que los valores extremos de pH ya sean muy altos o muy bajos limitan la existencia de vida biológica.

- **Alcalinidad:** La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales son el ion hidróxido, ion carbonato y el ion bicarbonato. Otros iones como el ion fosfato, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y, por lo tanto, no afectan la alcalinidad.

La alcalinidad se divide en alcalinidad P y M. La alcalinidad P es una medida del número de equivalentes ácidos requeridos para bajar el pH del agua a aproximadamente 8.3 y la alcalinidad M para bajar el pH a aproximadamente 4.5.

- **Distribución del tamaño de partículas:** El conocimiento de la distribución del tamaño de partículas puede ser muy útil en la determinación de la selección para la filtración y su correspondiente filtro.
- **Cationes:**
 - **Calcio:** El ion de calcio es uno de los principales contaminantes de las aguas en los campos petroleros y puede presentarse en cantidades tan altas como 3000 mg/L. El ion calcio es de gran importancia debido a que fácilmente combina con los iones sulfatos y carbonatos produciendo incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO₃) y sulfato de calcio (CaSO₄). También puede llegar a generar solidos suspendidos.

- **Magnesio:** El ion magnesio usualmente está presente en concentraciones más bajas que el calcio. Sin embargo, el problema resultante es el mismo que con el ion de calcio.
- **Sodio:** Es el mayor de los constituyentes de las aguas de los campos petroleros, pero normalmente no causa ningún problema, con la única excepción de la precipitación de cloruro de sodio (NaCl) desde salmueras extremadamente saladas.
- **Hierro:** Su presencia en las aguas de inyección indica por lo general corrosión. El hierro puede estar presente como solución como ion férrico (Fe^+) o ion ferroso (Fe^{++}) o en suspensión como un compuesto de hierro precipitado. El conteo de hierro se usa frecuentemente para controlar y monitorear la corrosión, los óxidos forman recubrimientos adherentes y pueden causar fallas en la tubería debido al sobrecalentamiento y deformación causticas. Es importante resaltar que el contenido normal de hierro en aguas de formación es bastante bajo.
- **Bario:** Al combinarse con el ion sulfato forman el sulfato de bario (BaSO_4), el cual es extremadamente insoluble y genera graves problemas por la dificultad que tiene este compuesto para ser removido.
- **Estroncio:** El ion estroncio puede combinarse con el ion sulfato para formar sulfato de estroncio (SrSO_4) insoluble, aunque es más soluble que el sulfato de bario. Generalmente se encuentra mezclado en las incrustaciones con sulfato de bario.
- **Aniones:**
 - **Cloro:** El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el cloruro de sodio (NaCl), por lo tanto, este ion es utilizado para medir la salinidad del agua, permitiendo su clasificación según su nivel de concentración, de la siguiente manera:

AGUA DULCE: 0-2000 ppm

AGUA SALOBRE: 2000-5000 ppm

AGUA SALADA: 5000-40000 ppm

SALMUERA: >40000 ppm

El principal problema asociado con el ion cloruro es el incremento de la corrosividad a medida que la concentración de este ion aumenta.

- **Carbonatos y bicarbonatos:** Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. La concentración del ion carbonato es conocida como alcalinidad P y la concentración del ion bicarbonato como alcalinidad M.
- **Sulfato:** El ion sulfato es un problema porque tiene la habilidad para reaccionar con el calcio, bario y estroncio para formar solidos insolubles.
- **Fenoles:** Son compuestos aromáticos presentes en aguas residuales de la industria del petróleo, del carbón, plantas químicas, entre otros. Los fenoles causan problemas de sabores en aguas de consumo tratadas con cloro; en aguas residuales se consideran no biodegradables, pero se ha demostrado que son tolerables concentraciones hasta de 500 mg/L.
- **Demanda bioquímica de oxígeno:** Es una demanda de la cantidad de oxígeno requerido por los microorganismos para la oxidación bioquímica de oxígeno (DBO) es el parámetro de polución orgánica más utilizado y aplicable a las aguas de producción, que supone la cantidad de oxígeno consumido por los microorganismos a condiciones de incubación, durante un lapso dado para alcanzar la oxidación biodegradable presente en el agua. Los datos de demanda química de oxígeno (DBO) se utiliza para dimensionar las estaciones del tratamiento y medir el rendimiento de alguno de estos procesos de tratamiento, evaluándose a la vez la velocidad a la que se requiera el oxígeno.
- **Demanda química de oxígeno:** Corresponde a la cantidad de oxígeno necesario para oxidar la materia orgánica y otras substancias reductoras presentes en el agua. Su valor es más alto que la DBO, pero es correlacionable para un mismo sistema.
- **Aceites:** Los efectos biológicos de los hidrocarburos por sus propiedades físicas generan contaminación física y sofocación, y por sus componentes químicos, efectos tóxicos e impregnación. 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.

Con el fin de poder determinar un método o tecnología se debe tener en cuenta el uso y destino de las aguas residuales de la industria del petróleo en Colombia principalmente, dentro de los cuales destacan estrategias como la inyección de agua, vertimientos, asignación a otras industrias,

agricultura e incluso el almacenamiento son algunos de los mecanismos más utilizados en el país para el manejo eficiente de estos recursos [19].

Sin embargo, en Colombia se destina a disposición subterránea (*Disposal*) un 58,2% y a los vertimientos superficiales un 40,2% (Ecopetrol, 2016). En cuanto a la reinyección la industria lleva a cabo estos procesos mediante los pozos perforados para la extracción de petróleo, este proceso se ejecuta por medio de formaciones conectadas hidráulicamente a la formación productora y con la cual se le da un soporte de presión para que se puedan seguir produciendo fluidos de interés [9] [19].

El uso o destino que se le prevé a las aguas residuales depende de varios parámetros, tanto operativos como de la naturaleza del yacimiento que se esté desarrollando. Debido a la alta cantidad de agua producida por la industria del petróleo y sus diferentes características, existe una cierta proporción que se emplea en para diferentes actividades como son: reutilización en la refinación y petroquímica, agroindustria (riegos), preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos, sistemas contraincendios, almacenamiento, entre otras.

El tratamiento de agua en superficie implica una serie de recopilación y evaluación técnica de las tecnologías existentes y emergentes, con la finalidad de elegir las mejores opciones para un diseño de planta de tratamiento eficiente para cada caso de estudio. Dichas evaluaciones técnicas incluyen tanto los procesos autónomos de tratamiento de aguas, como también los tipos de configuraciones de los equipos o etapas (sistemas híbridos) y los paquetes comerciales más usados por la industria.

Los criterios para seleccionar una configuración de tratamiento se basan en los requerimientos del agua a tratar; los constituyentes de interés: aceites dispersos, elementos orgánicos solubles, partículas suspendidas y arenas en general, gases disueltos como hidrocarburos ligeros, sulfuro de hidrógeno, sales disueltas, dureza, la calidad del agua del producto y las necesidades particulares de cada tecnología.

En la siguiente tabla se categorizan las diferentes tecnologías utilizadas en las diferentes etapas del tratamiento de agua, rango de remoción de partículas, tipo, características, principales hallazgos en esta tecnología y también sus referencias correspondientes [19].

Tabla 3.

Tecnologías y etapas del tratamiento primario de aguas

TRATAMIENTO PRIMARIO			
Tecnología	Rango de remoción	Características	Principales Observaciones
<i>Área de Cribas</i>	Sólidos suspendidos (macros)	Los sistemas de áreas de cribas incorporan usualmente rastrillos móviles y transportadores para limpiar y cribar las superficies retirando sólidos.	El tamaño de las cribas sea finas u ordinarias dependerá del tamaño de la malla y los sólidos que se puedan cribar por los rastrillos.
<i>Sistemas de separación por gravedad</i>	Sólidos suspendidos y finos	Al reducir la velocidad del caudal las partículas se asientan en el fondo, logrando así disminuir la turbidez del agua y la evacuación de un porcentaje considerable de sedimentos.	Mediante el uso de otros equipos mecánicos se logra la evacuación de varias partículas y sedimentos presentes en el fondo del separador.
<i>Centrifugas de separación</i>	Partículas sólidas	Son esencialmente grandes remolinos en forma de cono, las cuales mueven el agua residual mientras gira con el fin de dejar los sólidos en la parte superior del filtro.	Equipo de alto costo y no es muy eficiente por el costo de filtros y consumo de energía.
<i>Desarenadores</i>	Partículas sólidas	Son estructuras hidráulicas que tienen como propósito la remoción de partículas que la captación de una fuente superficial permite pasar.	En la industria generalmente se usan los desarenadores verticales y se construyen cuando se poseen problemas de ubicación o inconvenientes de espacio.
<i>Clarificadores</i>	Sólidos y turbidez	Son receptáculos circulares o rectangulares que normalmente funcionan para separar sedimentos y sólidos suspendidos, mediante procesos de coagulación, floculación, flotación, separación por gravedad y evacuación de lodos y el <i>scum</i> .	Se deben tener en cuenta que factores como agentes corrosivos presentes en las aguas residuales a tratar, pueden dañar a largo plazo el rendimiento de estas máquinas y la eficiencia del tratamiento primario.

Nota. Tecnología, rango de remoción características y observaciones del tratamiento primario de agua. Tomado de: Modificado de Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

Tabla 4.

Tecnologías y etapas del tratamiento secundario de aguas

TRATAMIENTO SECUNDARIO			
Tecnología	Rango de remoción	Características	Principales observaciones
<i>Aireación</i>	Bacterias y microorganismos	Es un proceso que abastece de altas cantidades de oxígeno el agua, con el fin de eliminar la mayor cantidad de bacterias y microorganismos presentes. Luego los cúmulos de material de desecho sólido se asientan en el tanque, a esto se le conoce como lodo activo.	El tipo de aireación al que se somete el agua puede ser dispersa, con turbina a motor, con esparcidores o un aireador de superficie. Esto depende del diseño propuesto y de la cantidad de materia biológica presente en el agua.
<i>Clarificador secundario</i>	Sólidos y sedimentos	La aireación ocurre en la parte superior del tanque y el asentado de los lodos en el fondo.	La etapa de sedimentación secundaria es necesaria para permitir el asentamiento de los flóculos y las impurezas superficiales puedan ser retiradas.

Nota. Tecnología, rango de remoción características y observaciones del tratamiento primario de agua. Tomado de: Modificado de Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

Tabla 5.*Tecnologías y etapas del tratamiento terciario de aguas*

TRATAMIENTO TERCIARIO			
Tecnologías para la remoción de aceites y grasas con base en el tamaño de partícula	Rango de remoción	Características	Principales observaciones
<i>Separador API</i>	$D_p > 150 \mu\text{m}$	Su rendimiento depende del tiempo de retención y efectos de adición de coagulantes o floculantes.	Proceso ineficiente con aceites emulsionados.
<i>Separador de placas corrugadas</i>	$D_p > 40 \mu\text{m}$	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo.	Ineficiente con aceites emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al separador API, se tienden a tener altos tiempos de retención.
<i>Flotación por gas inducido</i>	$D_p > 3 \mu\text{m}$	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas.	Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción.
<i>Hidrociclones</i>	$D_p > 15 \mu\text{m}$	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. Siempre y cuando se controlen las caídas de presión.	Funciona con altas concentraciones de aceite, pero se tienen altos costos de mantenimiento y es un sistema susceptible a incrustaciones.
<i>Filtración por membrana</i>	$D_p > 0,01 \mu\text{m}$	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño diminuto de poro, que elimina impurezas microscópicas.	Extrae eficientemente el aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos.

Nota. Tecnologías para la remoción de aceites y grasas con base en el tamaño de partícula. Tomado de: Modificado de Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

Tabla 6.

Tecnologías y etapas del tratamiento terciario de aguas

TRATAMIENTO TERCIARIO			
Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos	Tipo	Características	Principales observaciones
<i>Adsorción</i>	Carbón activado	Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y depende del tamaño del poro.	Depende del proceso de activación del carbón, se pueden llegar a obtener remociones entre el 50-75%.
	Zeolita	Empleado en la remoción de BTEX (Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), mediante módulos compactos.	Eficiencias de remoción entre el 70-80%, con elevados costos de generación y alta relación con la hidrofobicidad.
	Nuez	Empleado principalmente en la remoción de aceite y trazas de crudo.	Remoción entre el 62-81% y concentraciones finales promedio de 1,5 g/L, la materia prima es relativamente económica.
	Nano compuestos	Empleado en la remoción de aceite y trazas de crudo.	En los primeros 100 minutos reduce en un 50% la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados.
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo.	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99% con concentraciones finales menores a 0,05 g/L.
<i>Extracción</i>	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas.	Altos costos por el uso del solvente y su generación.
<i>Oxidación</i>	Foto catalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y THP.	Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio).
	UV/ Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos.	Remociones mayores al 80% efectos negativos en presencia de cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino.

Nota. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos. Tomado de: Modificado de Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

Tabla 7.

Tecnologías y etapas del tratamiento terciario de aguas

TRATAMIENTO Terciario			
Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua	Especificaciones	Características	Principales observaciones
<i>Microfiltración</i>	10- 0,1 μ m	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC.	Tasas de remoción para aceites del 92% para aceites, 50% para fenoles, 40% para COD y 25% para TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento, se presentan problemas cuando se satura la membrana.
<i>Ultrafiltración</i>	0,05- 0,005 μ m	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, cinc, BTX.	Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% de BTX y 96% de cobre y cinc. Mejora su rendimiento con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación.
<i>Nanofiltración</i>	0,005- 0,0005 μ m	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX.	Remoción de sales en un 95%, 100% de eliminación de BTEX y fenoles.
<i>Ósmosis inversa</i>	0,0001- 0,00001 μ m	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC.	Remoción del 95-99%. Pero es un tratamiento muy costoso, su mantenimiento y reemplazo constante de membranas afectan la economía de los proyectos.

Nota. Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua. Tomado de: Modificado de Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

1.8. Normatividad vigente para vertimientos en cuerpos de agua para actividades asociadas a los hidrocarburos

La ley 99 de 1993 regula el uso del recurso hídrico en el país y gestiona la organización de ministerios, resoluciones y gestión ambiental [24].

Por lo tanto, según el artículo 5 de la ley 99 de 1993 se establece que el Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible tiene entre sus funciones, regular las condiciones generales para el saneamiento del medio ambiente y dictar regulaciones de carácter general tendientes a controlar y reducir la contaminación hídrica en el territorio nacional (numerales 2 y 11). Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado y debido a que una de las mayores preocupaciones acerca de la responsabilidad ambiental que se debe tener frente a los vertimientos y su posible asociación a la contaminación del sistema hídrico del país.

En Colombia hay cinco vertientes principales que son puntos críticos y en donde se han concentrado los mayores esfuerzos ambientales para su protección y preservación. En la Tabla 8. Se pueden observar los ríos asociados a cada vertiente [24].

Tabla 8.

Ríos y vertientes

Vertientes	Ríos relacionados
Caribe	Afluentes del río Magdalena: río Cauca, Cesar, San Jorge, Carare, Sogamoso, Lebrija, Saldaña, Bogotá, Negro, Sumapaz, Guarinó, Lagunilla, La Miel, Malena y Nus.
Pacífico	San Juan, Patía, Baudó, Mira, Micay, Dagua, Anchicayá, Guapí, Iscuandé y Mataje, entre otros.
Amazónico	Hoyas de los ríos Putumayo, Caquetá, Vaupés, Guainía o Negro, Apaporis, Caguán, Orteguaza, Yará, Igará - Paraná y Cahuinarí, entre otros.
Orinoco	Arauca, Meta, Vichada, Guaviare, Inírida, Guayabero, Ariari, Casanare, Tomo, Cusiana, Tuparro y Guarrojo
Catatumbo	Deposita sus aguas en el Lago de Maracaibo en la República de Venezuela y presenta afluentes a los ríos Catatumbo, Zulia, Sardinata, Táchira, Tarra, Cucutilla, San Miguel, presidente, Guarumito y el Río de Oro.

Nota. Ríos relacionado a las vertientes de Colombia. Tomado de: Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana, Gestión y ambiente. 2018.

La importancia de identificar las vertientes descritas en la anterior tabla es el establecimiento de un panorama global de la distribución de los puntos hídricos de las regiones y su relación con los posibles vertimientos de la industria [24].

De este modo se entiende que la resolución 0631 del 2015, “por la cual se establecen los parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones ” [24].

Considerando el Capítulo II de la resolución 0631, en el artículo 3, parágrafos 1 y 2:

“Parágrafo 1. Los balances de materia o de masa y la realización de la caracterización del(os) vertimiento(s) puntual(es) deberán realizarse simultáneamente en el mismo periodo de tiempo calendario.

Parágrafo 2. El balance de materia o de masa debe satisfacer la Ley de Conservación de la Materia o de la Masa.” [24].

Para el sector de los hidrocarburos y sus diferentes actividades en el artículo 11 de la resolución 0631 del 2015, se dictan los “parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas- ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados)” [24].

Tabla 9.

Parámetros Físicoquímicos

HIDROCARBUROS

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN (UPSTREAM)	PRODUCCIÓN (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
Generales						
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	5,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	400,00	180,00	400,00	180,00	180,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO ₅)	mg/L O ₂	200,00	60,00	200,00	60,00	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Sólidos Sedimentables (SSC)	mL/L	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grasas y Aceites	mg/L	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Fenoles	mg/L	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN (UPSTREAM)	PRODUCCIÓN (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)						
Hidrocarburos						
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Compuestos Orgánicos Halogenados Aromáticos (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Compuestos de Fósforo						
Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO ₄)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Compuestos de Nitrógeno						
Nitratos (N-NO ₃)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Nitrógeno Amomacal (N-NH ₃)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,00	10,00	10,00 o 40,00 si en el proceso de refino se incluyen actividades de hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Iones						
Cianuro Total (CN)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cloruros (Cl)	mg/L	1.200,00	1.200,00	500,00	250,00	250,00
Fluoruros (F)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Sulfatos (SO ₄ ²⁻)	mg/L	300,00	300,00	500,00	250,00	250,00
Sulfuros (S ²⁻)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Metales y Metaloides						
Ársico (As)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Cinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Hierro (Fe)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,01	0,01		
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo (Pb)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Selenio (Se)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Vanadio (V)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Otros Parámetros para Análisis y Reporte						
Acidez Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálcica	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color Real (Medidas de absorbancia a las siguientes longitudes de onda: 436 nm, 525 nm y 620 nm)	m ⁻¹	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Nota. Parámetros físicoquímicos por monitorear y sus valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas- ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados). Tomado de: MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Resolución 0631, artículo 11 “parámetros físicoquímicos a monitorear y sus valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas- ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados)”, 2015.

<<**Parágrafo 1.** En los casos en que el vertimiento puntual de aguas residuales se realice y un cuerpo de agua superficial receptor o en un tramo del mismo, que tenga como destinación el uso de agua para consumo humano y doméstico, y pecuario la concentración de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP) en el vertimiento puntual de las aguas residuales deberá ser menor o igual a 0,01 mg/L para aquellas actividades que lo tienen definido como de análisis y reporte.

Parágrafo 2. Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburo- YNCH, no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.>> [24]

Asimismo, dentro de la constitución política de 1991 se expresa en el artículo 49 que el saneamiento ambiental es un servicio público a cargo del Estado. Que de igual manera los artículos 79 y 80 de la constitución política establecen como obligación del Estado, proteger la diversidad e integridad del ambiente; fomentar la educación ambiental; prevenir y controlar factores de deterioro ambiental; imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados [24] [25].

1.9. Normatividad y estándares industriales del agua para reactivos

La ASTM (American Society for Testing and Materials) es la entidad reguladora de los procesos industriales y los estándares de calidad referentes en la industria petrolera; por lo tanto, se deberá tener en cuenta los parámetros que se disponen para el agua en sus diferentes usos. Uno de ellos es el uso de aguas residuales del sector de hidrocarburos para ser utilizadas posteriormente en laboratorio como agua para reactivos, con la finalidad de mejorar los datos de caracterización de pozos y también ayudar al diseño de las plantas de tratamiento de aguas residuales [26].

La norma ASTM D1193 del 2011 determina las siguientes especificaciones que cubren los requisitos para el agua adecuada para su uso en métodos de análisis químico y pruebas físicas.

Tabla 10.*Especificaciones*

Parámetro	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica, máx., $\mu\text{S}/\text{cm}$ a 298K (25 °C)	0,056	1,0	0,25	5,0
Resistividad eléctrica, min. $\text{M}\Omega\cdot\text{cm}$ a 298k (25 °C)	18	1,0	4,0	0,2
pH at 298K (25°C)	A	A	A	5,0 a 8,0
(TOC) Carbono orgánico total, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	50	50	200	Sin limite
Sodio, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	1	5	10	50
Cloruros, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	1	5	10	50
Sílice total, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	3	3	500	Sin limite
Contaminación microbiológica - Cuando los niveles de bacterias deben ser controlados, el tipo de reactivo debe ser clasificado de la siguiente manera.				
Parámetro		Tipo A	Tipo B	Tipo C
Recuento máximo de bacterias heterótrofas		10/1000 mL	10/100 mL	100/10 mL
Endotoxinas, EU/mL ^B		<0,03	0,25	No aplica
^A La medición del pH en las aguas reactivas de Tipo I, II y III se ha eliminado de esta especificación porque estos grados de agua no contienen constituyentes en cantidad suficiente para alterar significativamente el pH.				
^B Unidades de Endotoxinas.				

Nota. Especificaciones que cubren los requisitos para el agua adecuada para su uso en métodos de análisis químico y pruebas físicas. Tomado de: Norma ASTM D1193 del 2011, por la cual “se establecen los requisitos para el agua adecuada para su uso en métodos y análisis químico y pruebas físicas”.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

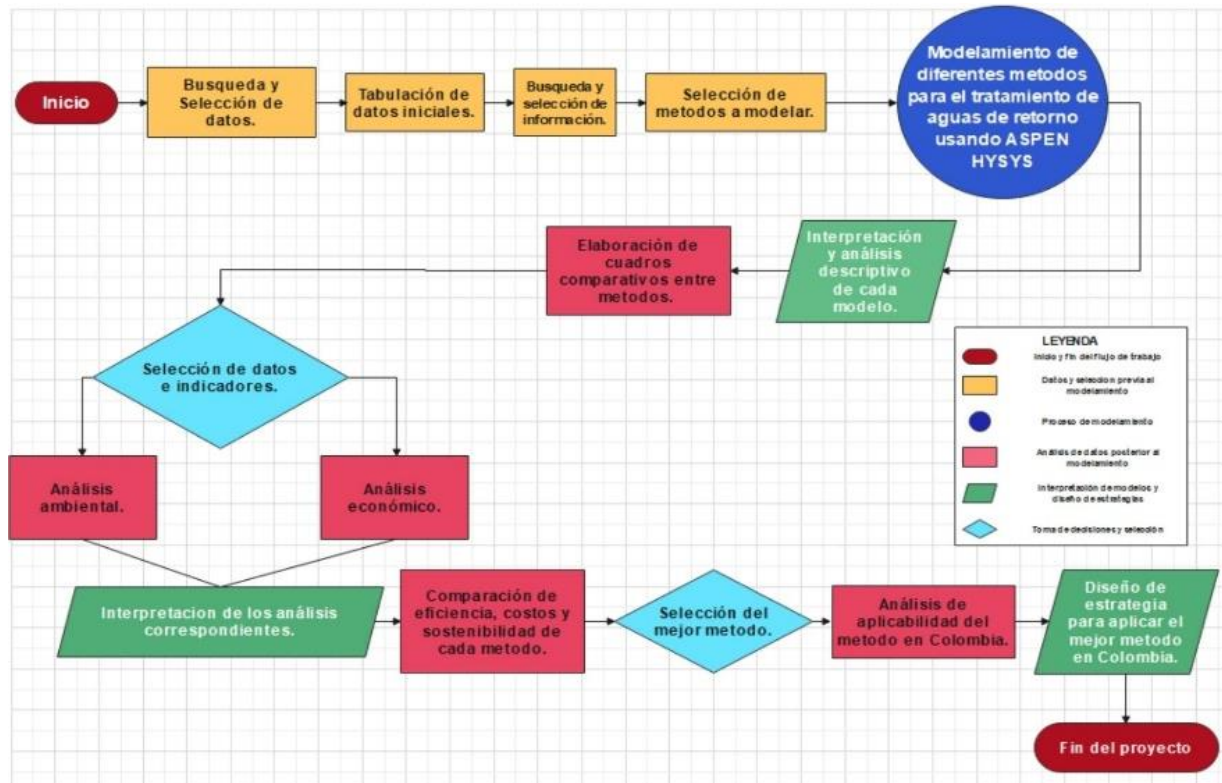
Para esta sección, se muestra la preparación de los datos encontrados para la selección de las aguas de retorno obtenidas en los pozos de Jules Burg en Denver, Colorado. Una vez son seleccionadas las propiedades y características químicas y físicas del agua residual objeto de estudio, se identifica la existencia de diferentes parámetros con los que regresa esta agua a superficie luego de un proceso de fracturamiento hidráulico, con el fin de hacer el correspondiente análisis en cuadros comparativos con respecto a los estándares normativos que exige la resolución 0631 del 2015 en Colombia y la norma ASTM D1193 del 2011. Para una posterior selección de tratamiento de aguas residuales para esta muestra bibliográfica. Finalmente, se presenta la interpretación de los resultados obtenidos sobre la eficiencia y sostenibilidad ambiental del proyecto si llevara a cabo bajo estos estándares de calidad según cada norma.

2.1. Diagrama de flujo de la metodología.

En las siguientes secciones se procederá como se relaciona a continuación: En las secciones 2.2-2.3, se hará la búsqueda y selección de los datos de trabajo, así como la elaboración de las tablas correspondientes a los datos iniciales de la muestra y los datos estándar según la normativa seleccionada previamente. Para las secciones 2.4-2.5-2.6, se hará la búsqueda, selección y modelamiento de los diferentes métodos de tratamiento de aguas residuales para poder llevar los datos iniciales hasta los parámetros establecidos. La sección 2.7 contendrá el análisis descriptivo del modelamiento y la interpretación de cada modelo. Por último, en el capítulo 3 se mostrarán los resultados obtenidos de la selección de cada una de las secciones anteriores, donde se compara ambiental y económicamente cada uno de los diferentes métodos diseñados previamente, con el fin de determinar cuál de estos se adapta mejor al cumplimiento de los parámetros establecidos por la normativa escogida para su diseño y también en términos financieros, sostenibles y asequibles es el mejor para su desarrollo en Colombia.

Figura 3.

Diagrama de flujo de la metodología.



Nota. La figura representa la descripción del proceso completo y un paso a paso para la selección y validación del modelo a escoger. La leyenda indica la acción que se llevará a cabo para cada una de las figuras.

2.2. Preparación de datos

La preparación de datos consiste en recompilar la información de la caracterización de aguas del pozo objeto de estudio. Esta información, permite verificar diferentes parámetros y características físicas y químicas de las muestras obtenidas en el pozo referente, reuniendo así los datos iniciales sobre la caracterización de la muestra con los cuales se diseñarán a lo largo del proyecto los diferentes métodos para su tratamiento.

Una vez obtenidos los datos mencionados anteriormente, se ordenan en una tabla y se anexan las condiciones de la muestra según el desarrollo del pozo. Haciendo uso de la referencia sobre la cual se obtienen los datos y también los parámetros establecidos según la resolución 0631 del 2015 [24] y la norma ASTM D1193 del 2011 [26], se procede a elaborar tablas pertinentes con la información

cotejando los datos encontrados en la muestra y los datos principales a tener en cuenta en cada norma. Proporcionando así los datos de entrada (*datos de la muestra*) para el modelamiento de los diferentes métodos de tratamiento de aguas residuales para yacimientos no convencionales y asimismo los datos de salida (*parámetros y estándares de las normas correspondientes*) al terminar el modelamiento.

A partir de los datos de entrada y conociendo los datos de salida para el modelamiento, se hace también el estudio referente a los métodos que mejor se adapten al tratamiento de esta muestra y posteriormente se escogen dos métodos o tecnologías que mejor desempeño tengan según las características requeridas para el proceso que se quiere diseñar.

2.3. Datos de la muestra y compilación de datos según las normas propuestas.

Para el presente proyecto, se tienen como datos de la muestra la caracterización del agua de retorno de fracturación hidráulica de un pozo de petróleo ubicado en la cuenca de Denver-Julesburg (DJ) en Colorado [27].

Los datos de entrada se referencian en el trabajo como DJ, que son los datos que se muestran en la siguiente tabla correspondiente [27].

Tabla 11.*Parámetros generales*

Elementos identificados en la muestra de agua de retorno.		
Metal	Símbolo	Concentración (mg/L)
Aluminio	<i>Al</i>	0,064
Arsénico	<i>As</i>	0,067
Boro	<i>B</i>	3,105
Bario	<i>Ba</i>	8,542
Calcio	<i>Ca</i>	524,1
Cromo	<i>Cr</i>	0,058
Cesio	<i>Cs</i>	0,073
Cobre	<i>Cu</i>	0,288
Hierro	<i>Fe</i>	81,42
Potasio	<i>K</i>	101,3
Litio	<i>Li</i>	3,519
Magnesio	<i>Mg</i>	106,4
Manganeso	<i>Mn</i>	1,471
Sodio	<i>Na</i>	6943,9
Niquel	<i>Ni</i>	0,042
Rubidio	<i>Rb</i>	0,230
Silicio	<i>Si</i>	19,65
Estroncio	<i>Sr</i>	60,25
Titanio	<i>Ti</i>	0,028
Vanadio	<i>V</i>	0,120
Zinc	<i>Zn</i>	0,051

Nota. Parámetros generales de calidad, concentraciones de iones inorgánicos y compuestos orgánicos seleccionados para la muestra de flowback. Tomado de: Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. Pp.2. 2015.

Tabla 12.*Elementos de la muestra*

Compuesto	Concentración (µg/L)
VCOs	
Acetona	16.000
2- Butanona	240
Xilenos, totales	30
SVCOs	
1,4- Dioxano	60
2-Metil fenol	150
3&4 Metil fenol	170
2- Metilnaftaleno	4
Dimetil ftalato	15
Fenantreno	3
Pireno	0,9
Butilo bencilo ftalato	4,2
Bis(2etilhexano) ftalato	29
Fenoles	830
2,4 Dimetilfenol	790

Nota. Compuestos orgánicos volátiles y semi volátiles encontrados en la muestra de agua de retorno. Tomado de: Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. Pp.4. 2015.

Como datos de salida se tienen los parámetros y estándares que rigen en la resolución 0631 del 2015 que establece los Parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas- ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados) y asimismo la norma ASTM D1193 del 2011 que establece las especificaciones que cubren los requisitos para el agua adecuada para su uso en métodos de análisis químico y pruebas físicas.

Datos que al ser cotejados con los datos iniciales de la muestra se obtienen las siguientes tablas que definen los parámetros y estándares normativos para el diseño del proyecto.

Tabla 13.*Parámetros generales*

Parámetro	Unidades	Valor según la Res. 0631 del 2015 (Producción).	Valor según la Norma ASTM D1193 del 2011.
<i>Parámetros de Volumen</i>			
pH		6 a 9	5 a 8
DOC	mgC/L	-	-
Alcalinidad	mg CaCO ₃ /L	Análisis y reporte	-
TDS	mg/L	Análisis y reporte	-
COD		180	-
BOD		60	-
TSS		50	-
Aceites y grasas		15	-
<i>Iones inorgánicos</i>			
Amoniaco	mg/L	Análisis y reporte	-
NO ₃		Análisis y reporte	-
Cloruros		1200	50
Cianuro, total		1	-
Bromuro		Análisis y reporte	-
Sulfuros		1	-
Sulfatos		300	-
<i>Otros</i>			
Fenoles totales	mg/L	0,20	-
Ácido acético		-	-
<i>Elementos</i>			
Aluminio	mg/L	Análisis y reporte	-
Arsénico	mg/L	0,10	-
Boro	mg/L	Análisis y reporte	-
Bario	mg/L	Análisis y reporte	-
Calcio	mg/L	Análisis y reporte	-
Cromo	mg/L	Análisis y reporte	-
Cesio	mg/L	Análisis y reporte	-
Cobre	mg/L	1,00	-
Hierro	mg/L	3,00	-
Potasio	mg/L	Análisis y reporte	-
Litio	mg/L	Análisis y reporte	-
Magnesio	mg/L	Análisis y reporte	-
Manganeso	mg/L	Análisis y reporte	-
Sodio	mg/L	Análisis y reporte	50

Tabla 13. Continuación

Niquel	mg/L	0,50	-
Rubidio	mg/L	Análisis y reporte	-
Silicio	mg/L	Análisis y reporte	500
Estroncio	mg/L	Análisis y reporte	-
Titanio	mg/L	Análisis y reporte	-
Vanadio	mg/L	1,00	-
Zinc	mg/L	3,00	-

Nota. Parámetros generales de calidad, concentraciones de iones inorgánicos y compuestos orgánicos seleccionados para la normatividad ambiental e industrial.

Teniendo en cuenta los datos anteriormente descritos, se debe aclarar que el proyecto busca realizar el modelamiento de diferentes métodos que permitan llevar dichos valores de entrada que se tienen como referentes de la muestra encontrada en el pozo DJ, Colorado. Hasta los valores propuestos como delimitantes según la normatividad ambiental e industrial propuesta.

<<De igual forma, se debe tener en cuenta que los parámetros según la normatividad de la resolución 0631 del 2015 donde se especifica el análisis y reporte de los valores en aquellos compuestos químicos o físicos propios del agua a tratar, se deben tener en cuenta y deben ser especificados dichos valores para el planeamiento de un tratamiento de aguas residuales producto de la producción de hidrocarburos o de actividades afines al sector. Con la finalidad de proveer información verídica acerca del contenido específico del vertimiento a realizar ante el IDEAM y la corporación autónoma encargada del proyecto.>> [24]

2.4. Búsqueda y selección de información.

Teniendo en cuenta los valores de entrada de la muestra (agua de retorno producto del desarrollo de un yacimiento no convencional) y los valores de salida que dictan los parámetros generales de calidad del agua residual, seleccionados para la normatividad ambiental (Res. 0631 del 2015) e industrial (Norma ASTM D1193 del 2011). Se procede a la búsqueda y selección de los métodos de tratamiento de aguas residuales para la industria del sector de los hidrocarburos que mejor se adapte a los requerimientos para poder llevar a cabo un tratamiento practico y eficiente para este

tipo de aguas producto del desarrollo de yacimientos no convencionales hasta los estándares y regulaciones que rigen las normas seleccionadas para su diseño [24] [26].

Inferiendo en los métodos más utilizados en países que llevan un gran avance en el desarrollo de yacimientos no convencionales como Estados Unidos o Canadá, de la misma forma teniendo en cuenta los métodos y pasos mencionados en el marco teórico acerca del tratamiento de aguas convencional, tecnologías nuevas para el tratamiento de aguas residuales y asimismo de los métodos más avanzados con los que cuenta la industria del petróleo; con la finalidad de conocer cuál de estos modelos puede brindar la manera más sencilla y eficaz de llevar los valores de la muestra hasta los valores requeridos por las normas establecidas para el diseño del proyecto [27] [28] [29] [30].

2.4.1 Método de reciclaje in situ y reutilización.

En materia de estudio, el tratamiento del agua de retorno de la fracturación hidráulica para su reutilización se está convirtiendo en una alternativa atractiva en vez de su vertimiento en cuerpos de agua superficiales, especialmente en zonas con accesos limitados a pozos de evacuación y/o escasez local de agua.

Estados Unidos y Canadá aseguran que se puede reutilizar el agua de retorno en pozos de inyección para la producción de hidrocarburos y de esta manera mejorar la rentabilidad de proyectos hasta en un 30-35% lo que hace cada vez más rentable el desarrollo de proyectos asociados a los yacimientos no convencionales que a su vez son más costosos que el desarrollo de yacimientos convencionales. Sin embargo, la reutilización adecuada del agua de retorno requiere un análisis del agua y la selección de tratamientos adecuados que se adapten a la calidad del agua y la aplicación de reutilización prevista.

El fluido fracturante recuperable que retorna a superficie oscila entre el 9% y el 35% del fluido de fracturación, en promedio la media de fluido fracturante que se recupera en superficie es del 10% por lo que en definitiva de un yacimiento no convencional se producen de 300.000 galones a 800.000 galones de aguas residuales. Estas cifras son proporcionales al número de pozos en producción; por lo tanto, entre más pozos se tengan produciendo mayor será el corte de agua que se genere en cada proyecto [28] [29].

Tabla 14.

Fracción del fluido fracturante y del agua producida devuelta a superficie

Zona de Producción	Fracción de fluido de fracturación hidráulica devuelta como flowback, %	Volúmenes de agua producida.
Bakken	15 a 40	Alto
Eagle Ford	<15	Bajo
Cuenca del pérmico	20 a 40	Alto
Marcellus	10 a 40	Moderado
Denver-Julesburg	15 a 30	Bajo

Nota. Fracción del fluido fracturante y del agua producida devuelta a superficie en las diferentes zonas de producción. Tomado de: Boschee, P. 2014. Produced and flow back water and recycling economics, limitations and technology, *Oil and gas facilities*, Senior edition pp 17-21.

Varias opciones se tienen cuando se habla de la gestión del agua de retorno que incluyen la reutilización directa sin tratamiento, el tratamiento y la reutilización in situ y el tratamiento y la eliminación directa.

Dentro de los factores o características químicas y físicas del agua que significan problemas al momento del tratamiento de aguas de retorno para el reciclaje en diferentes procesos de la industria del petróleo, se tienen los siguientes:

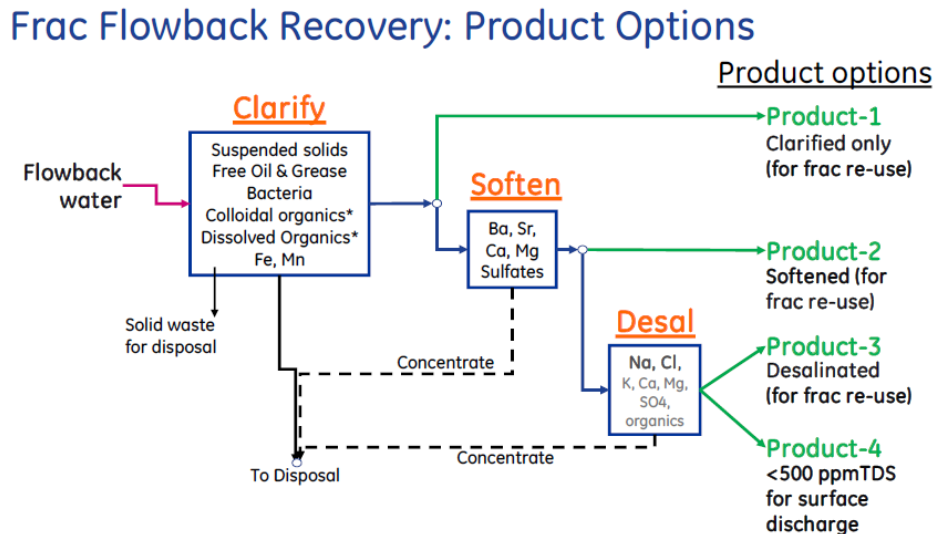
- **Agentes de taponamiento:** Partículas, sólidos suspendidos.
- **Estabilidad del fluido:** Aceite y grasas, compuestos Orgánicos disueltos, compuestos orgánicos volátiles, sólidos disueltos totales y cloruros.
- **Escamas:** Hierro, dureza (Calcio Ca, Magnesio, Mg), Bario, Estroncio, Silicio y Sulfatos.
- **Crecimiento de bacterias:** Conteo biológico.
- **Radioactividad:** Materiales radioactivos de origen normal.

Teniendo en cuenta lo anterior y conociendo que para poder hacer el reciclaje de las aguas de retorno se debe conocer el proceso para el cual será reutilizado este fluido, sin embargo, el TSD es un factor importante al momento del tratamiento y diseño de la planta.

En la siguiente figura se puede observar un diagrama donde se muestran los diferentes productos y opciones que se tienen al momento de tratar el agua de retorno para fines de reciclaje y reutilización en diferentes procesos de la industria [28].

Figura 4.

Opciones para la recuperación del fluido de fracturación



Nota. Opciones para la recuperación del fluido de fracturación. Los contaminantes objetivo se enumeran para cada paso del proceso en las casillas respectivas. Los contaminantes objetivo que deben eliminarse en cada paso del proceso. Tomado de: Cost effective recovery of low- TDS frac flowback water for re-use. Harish R. Acharya. United States. 2011. Pp.46.

Como se puede observar en el diagrama anterior, los procesos base para la planta de tratamiento de aguas de retorno para reciclaje consta de tres pasos específicamente:

1. Clarificación, con la finalidad de eliminar solidos suspendidos, aceites y grasas, bacterias, contenido de hierro y manganeso; donde se tiene una salida para residuos sólidos para su eliminación. Obteniendo como primer producto únicamente agua clarificada con un porcentaje menor de concentración de solidos suspendidos, bacterias y metales.
2. Clarificador secundario, con el fin de eliminar dureza en el agua y ayudar a disminuir la concentración de elementos como estroncio, bario, calcio, magnesio y sulfatos que se encuentran en el agua. Finalizando esta etapa de suavización con la eliminación de residuos.

Obteniendo como segundo producto agua con menor porcentaje de dureza respecto al primer producto mucho más eficiente para pozos de inyección.

3. Desalinizadores, en la última etapa se busca disminuir las concentraciones de sodio, cloruros y elementos como el calcio, potasio, magnesio, compuestos orgánicos y sulfatos principalmente. Finalmente se tiene la línea para eliminar residuos. Obteniendo como tercer producto, agua residual desalinizada para reciclaje en cualquier proceso industrial relacionado a pozos de gas o pozos inyectoros; como cuarto y último producto se tiene el agua para vertido en cuerpos de agua superficiales con concentraciones mínimas de sólidos disueltos como se exige en las normas ambientales correspondientes.

2.4.2 Método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento.

Usualmente el vertimiento de aguas residuales en cuerpos de agua superficiales, suele ser el paso final de un tratamiento de aguas residuales de cualquier proceso industrial. Pero en la industria de los hidrocarburos y su reciente crecimiento con respecto al desarrollo de los yacimientos no convencionales, esta puede ser una de las opciones menos favorables en cuanto a costos de operación o desarrollo de proyectos [30].

Los costos de tratamiento de las aguas de retorno dependen del número de pasos para el tratamiento; es decir, el diseño de la planta de tratamiento y también los costos de tratamiento están en función del destino final de ese recurso, cuando se opta por el vertido de estos fluidos a cuerpos de agua superficiales quiere decir que no se hará más uso de esas aguas en otro proceso. Por lo tanto, se deben aplicar costos de tratamiento, almacenamiento y transporte para poder hacer un vertido.

A pesar de que en la industria se están probando diferentes métodos de reciclaje de agua, algunos de los cuales han tenido éxito, pero a un alto costo para los operadores y otros que simplemente no funcionan. Ha surgido un nuevo método de tratamiento del agua que consiste en un proceso de oxidación avanzado combinado con la osmosis inversa tradicional para generar agua dulce de alta calidad a partir de un fluido de retorno.

Cuando el afluente que se trata es el *flowback* entonces este método tiene una serie de pasos que se describen a continuación:

1. Se hace una descarga en tanque de fracturación para permitir que los sólidos suspendidos se asienten.
2. Seguido de esto se procede a un proceso de filtrado de partículas, que reduce los sólidos suspendidos en el afluente.
3. El tercer paso es el proceso de oxidación avanzada (POA) y la electro-precipitación, este proceso es el verdadero tratamiento del agua antes de la fase final donde el agua ozonizada súper saturada se mezcla de forma instantánea con el afluente mediante cavitación hidrodinámica a través de un dispersor de líquidos. Los transductores ultrasónicos de doble frecuencia inician la flotación por gas disuelto de los aceites y los sólidos en suspensión y la conversión del ozono en radicales hidroxilos.

En presencia de un campo de cavitación ultrasónico, el ozono se descompone en dos radicales hidroxilo y oxígeno gaseoso. El radical hidroxilo oxida todos los compuestos orgánicos conocidos en nanosegundos, ya que la implosión de las burbujas de la nano cavitación proporciona a la interfaz liquido-gas que se calienta instantáneamente a aproximadamente 900 °F, lo que a su vez oxida todos los compuestos orgánicos conocidos en 35-100 picosegundos.

Este fenómeno se conoce como sonoluminiscencia; la sonoluminiscencia produce la oxidación de sustancias orgánicas solubles e insolubles, limos biológicos, brillos de aceite y metales pesados, el proceso también descompone amoníaco disuelto. Este proceso gracias a la cavitación ultrasónica hace mucho más eficiente la eliminación de partículas grandes y pequeñas por flotación. Teniendo en cuenta que el recipiente donde se produce la sonoluminiscencia también tiene dos electrodos que precipitan las sales duras del afluente.

La clave de este paso es la POA y la electro-precipitación, el resto de este paso involucra métodos de tratamiento y tecnologías bien establecidas como el uso de centrifugas para eliminar material oxidado, para luego pasar el fluido por filtros de carbón activado como proceso de clarificación y preparación para el último paso.

4. Por último, si el efecto deseado es separar la salmuera del agua dulce, el siguiente paso es el proceso de osmosis inversa (OI). La osmosis inversa es una tecnología que separa el soluto del disolvente forzando la solución a través de una membrana de bajo una presión de hasta

1000 psi_g. proceso donde se debe tener en cuenta que las membranas osmóticas son sensibles a los compuestos orgánicos. Los compuestos de los hidrocarburos son especialmente perjudiciales para las membranas de osmosis inversa por lo que las aguas de retorno se preparan previamente con el proceso de oxidación avanzada que permite establecer una calidad del agua ideal adecuada para el proceso de OI.

En materia técnica y tecnológica este método de tratamiento es muy eficiente para vertimiento de aguas asociadas a las actividades de la industria de los hidrocarburos en cuerpos de agua superficiales, porque permite llevar aguas de retorno hasta parámetros de agua dulce para vertimiento o consumo. En Estados Unidos, las pruebas piloto de este método han tenido buena aceptación por parte de los entes reguladores ambientales y de la industria petrolera, porque permiten mejorar el estrés hídrico de ciertas regiones, reducen costos de transporte y almacenamiento, aumentan la sostenibilidad de proyectos y mejorar la automatización de procesos de tratamiento de aguas de retorno y fluidos fracturantes [30].

2.5 Selección de información con respecto a los métodos a modelar.

Como se puede observar, el primer método especifica los procesos pertinentes para el tratamiento de aguas de retorno con fines de reciclaje y reutilización de aguas de retorno en otros procesos o vertimiento y el segundo método especifica nuevas tecnologías que permiten el tratamiento de aguas de retorno hasta parámetros de agua dulce y vertimientos en cuerpos superficiales, lo que permite aplicar pertinentemente las normas previamente propuestas para el diseño y modelamiento de cada uno de estos métodos.

Para poder hacer un correcto modelamiento se seleccionan las propiedades, características físicas y químicas de la muestra con respecto al método a diseñar, asimismo se establecen los datos de salida que se especifican en cada norma que delimita el diseño de cada método.

En las siguientes tablas se puede observar, los datos iniciales seleccionados en términos de propiedades y características del agua de retorno para el diseño de cada método y su cumplimiento según las normas establecidas.

2.5.1. Datos iniciales para el método de reciclaje in situ y reutilización.

Tabla 15.

Datos iniciales seleccionado Método de Reciclaje

Datos de la muestra		Etapa	Estándares requeridos		Verificación de Cumplimiento
Características y propiedades fisicoquímicas		Pasos del método	Res. 0631	N. D1193	Cumple/No cumple/Reporte
pH	6,8	Clarificador 1	6 a 9	5 a 8	Cumple
TSS	360	Clarificador 1	50	-	No Cumple
Aceites y Grasas	59	Clarificador 1	15	-	No Cumple
BOD	1100	Clarificador 1	60	-	No Cumple
Fe	81,42	Clarificador 1	3	-	No Cumple
Mn	1,471	Clarificador 1	-	-	Reporte
Ba	8,542	Clarificador 2	-	-	Reporte
Sr	60,25	Clarificador 2	-	-	Reporte
Ca	524,1	Clarificador 2	-	-	Reporte
Mg	106,4	Clarificador 2	-	-	Reporte
Sulfatos	1,3	Clarificador 2	300	-	Cumple
Na	6943,9	Desalinizador	-	50	No Cumple
Cl	13600	Desalinizador	1200	50	No Cumple
k	101,3	Desalinizador	-	-	Reporte
Ca	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Mg	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Sulfatos	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Orgánicos	-	Desalinizador	-	-	Reporte

Nota. Datos iniciales seleccionados para el método de reciclaje in situ y reutilización: términos de propiedades y características del agua de retorno para el diseño de cada método y su cumplimiento según las normas establecidas.

2.5.2. Datos iniciales para el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento.

Tabla 16.

Datos iniciales seleccionado Método de Cuatro Pasos

Datos de la muestra		Etapa	Estándares requeridos		Verificación de Cumplimiento
Características y propiedades fisicoquímicas		Pasos del método	Res. 0631	N. D1193	Cumple/No cumple/Reporte
pH	6,8	T.de Aireación	6 a 9	5 a 8	Cumple
TSS	360	T.de Aireación	50	-	No Cumple
Aceites y Grasas	59	Filtrado	15	-	No Cumple
TSS	<360	Filtrado	50	-	No Cumple
TDS	22500	POA	-	-	Reporte
Cl	13600	POA	1200	50	No Cumple
Alcalinidad	150	POA	-	-	Reporte
BOD	1100	POA	60	-	No Cumple
Ca	524,1	POA	-	-	Reporte
DOC	590	POA	-	-	Reporte
TSS	<<360	POA	50	-	Reporte
NO3	5,2	POA	-	-	Reporte
Amoniaco	24,7	POA	-	-	Reporte
Ba	8,542	POA	-	-	Reporte
Sulfatos	1,3	POA	300	-	Cumple
Mg	106,4	POA	-	-	Reporte
Fe	81,42	POA	3	-	No Cumple
Al	0,064	POA	-	-	Reporte
Cr	0,058	POA	-	-	Reporte
Cu	0,288	POA	1	-	Cumple
Ni	0,042	POA	0,5	-	Cumple
As	0,067	POA	0,1	-	Cumple
Bromuro	87,2	POA	-	-	Reporte
Zn	0,051	POA	3	-	Cumple
Fenoles	0,83	POA	-	-	Reporte

Tabla 16. Continuación

Xilenos	0,03	POA	-	-	Reporte
Orgánicos	-	POA	-	-	Reporte
Na	6943,9	OI	-	50	Reporte
Cl	<<13600	OI	1200	-	Reporte

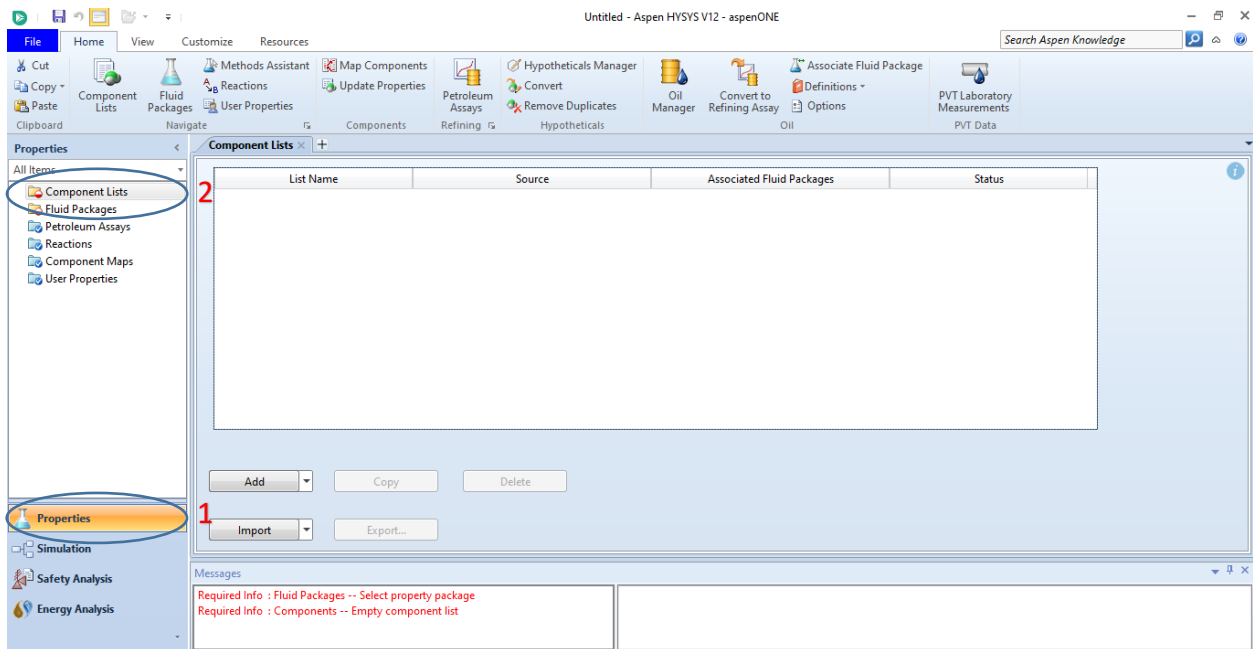
Nota. Datos iniciales seleccionados para el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento: términos de propiedades y características del agua de retorno para el diseño de cada método y su cumplimiento según las normas establecidas.

2.5 Modelamiento y simulación de procesos utilizando ASPEN HYSYS.

Es importante tener en cuenta que para iniciar la simulación de procesos en el software Aspen-Hysys, es fundamental especificar los componentes que van a intervenir en el proceso, se deben detallar tanto las materias primas, productos y compuestos de servicios. De tal manera, luego de crear un archivo nuevo para una simulación en blanco, se debe seleccionar el apartado de *Properties*. Indicado en la figura 5.

Figura 5.

Pasos iniciales para la simulación

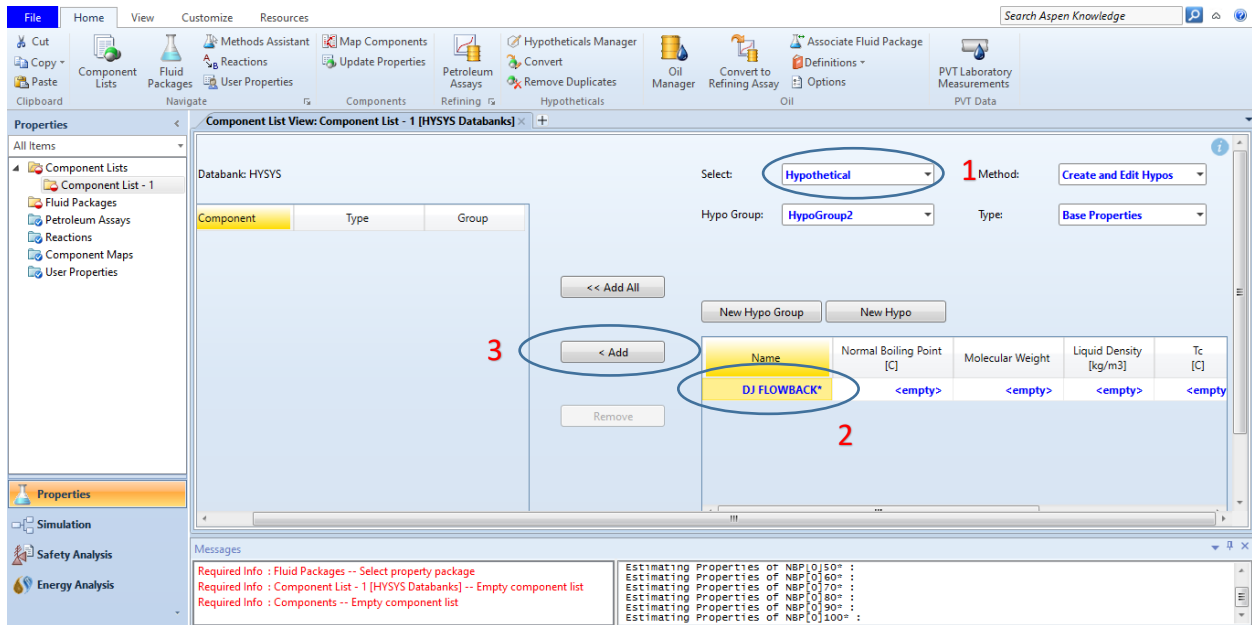


Nota. Pasos iniciales para la simulación en Aspen HysysV12.

El siguiente paso dentro de la fase inicial de la simulación es seleccionar en la lista de componentes la sustancia con la que se quiere comenzar el proceso. Donde se creará un hipotético, para poder establecer las características del fluido objeto de la muestra (DJ), como se muestra en la figura 6. Luego de creado el componente inicial de trabajo se añade a la lista de componentes como se describe en la figura, para continuar con el diseño.

Figura 6.

Pasos de creación del componente hipotético

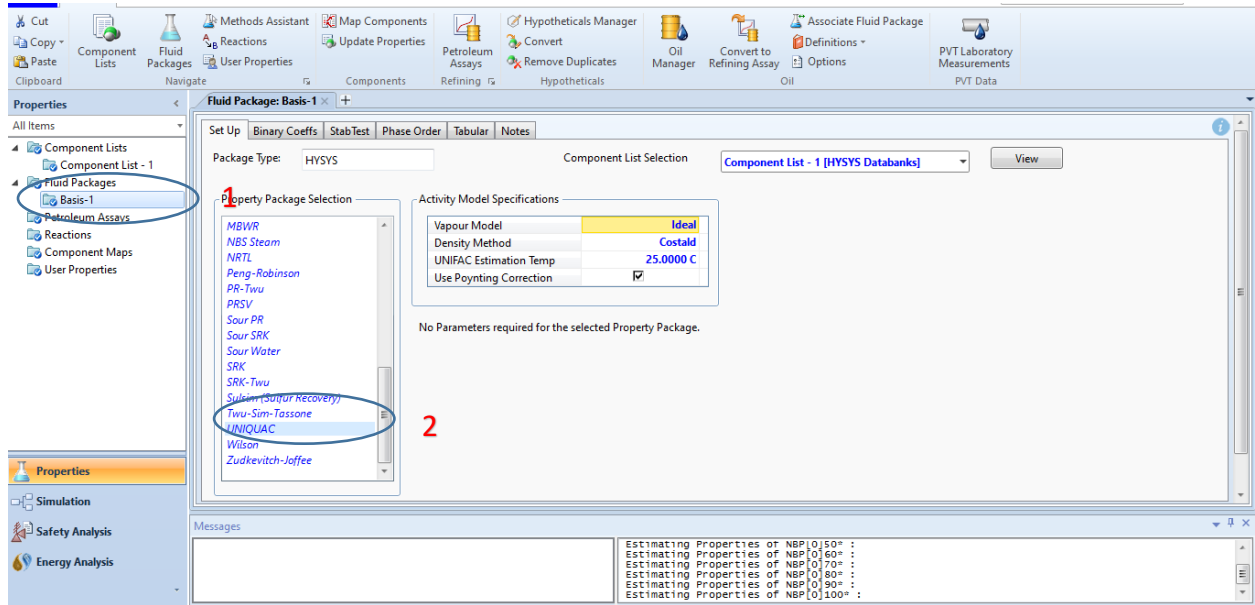


Nota. Pasos de creación del componente hipotético para iniciar la simulación en Aspen-Hysys V12.

Una vez añadido el componente a la mesa de trabajo, se procede a añadir el paquete termodinámico para la lista de componentes que mejor se adapte al diseño de nuestra simulación en este caso es de carácter ambiental por lo tanto seleccionamos UNIQUAC, como lo describe la figura 7.

Figura 7.

Selección del paquete termodinámico

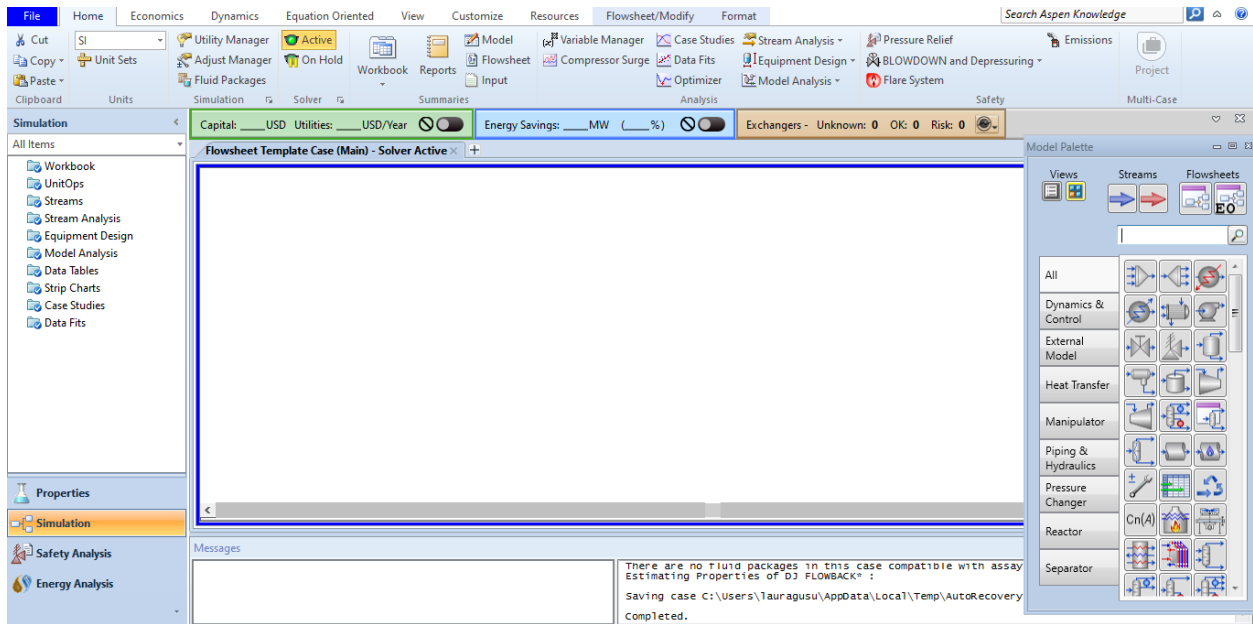


Nota. Selección del paquete termodinámico de simulación en Aspen-Hysys V12.

Cuando se establecen los componentes de entrada y se selecciona el paquete termodinámico para iniciar la simulación el programa nos permite pasar a la ventana de simulación donde se muestra la mesa de trabajo para poder comenzar con el diseño de la planta de tratamientos para simular cada método seleccionado previamente. Así como lo muestra la figura 8.

Figura 8.

Mesa de trabajo



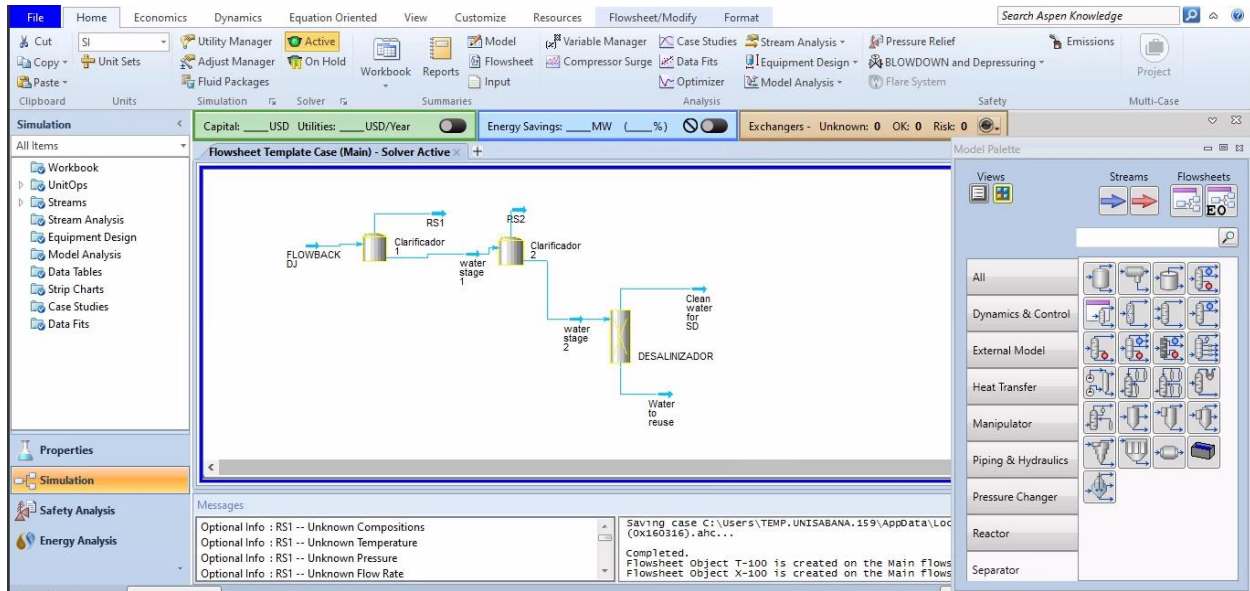
Nota. Mesa de trabajo de simulación de Aspen-Hysys V12.

Se diseñan los esquemas de equipos según los procesos descritos en cada método anteriormente con el fin de correr de manera hipotética la simulación de los procesos en cada método y poder analizar el comportamiento del componente de entrada con respecto a su modelo termodinámico en el programa.

En la figura 9 se muestra el diseño de equipos y el diagrama de flujos para el primer método (reciclaje in situ y reutilización) donde se observa la entrada de la muestra como flujo principal de alimentación al sistema, el clarificador 1 del cual se desprende la línea de alimentación llamada *Water Stage 1* y una línea de salida donde se tienen los residuos del proceso, con la cual se define a la primera etapa del tratamiento y se conecta la salida de flujo hasta el clarificador 2 para efectuar la segunda etapa del proceso de la cual se desprende una nueva línea de alimentación denominada *Water Stage 2* y su respectiva línea de salida donde se tienen los residuos para eliminación; para finalizar el proceso se tiene el desalinizador donde se tiene dos flujos de salida el primero bajo el nombre de *Clean water for Surface discharge* y la segunda bajo el nombre de *Water for re-use*.

Figura 9.

Diseño del método de reciclaje in situ y reutilización

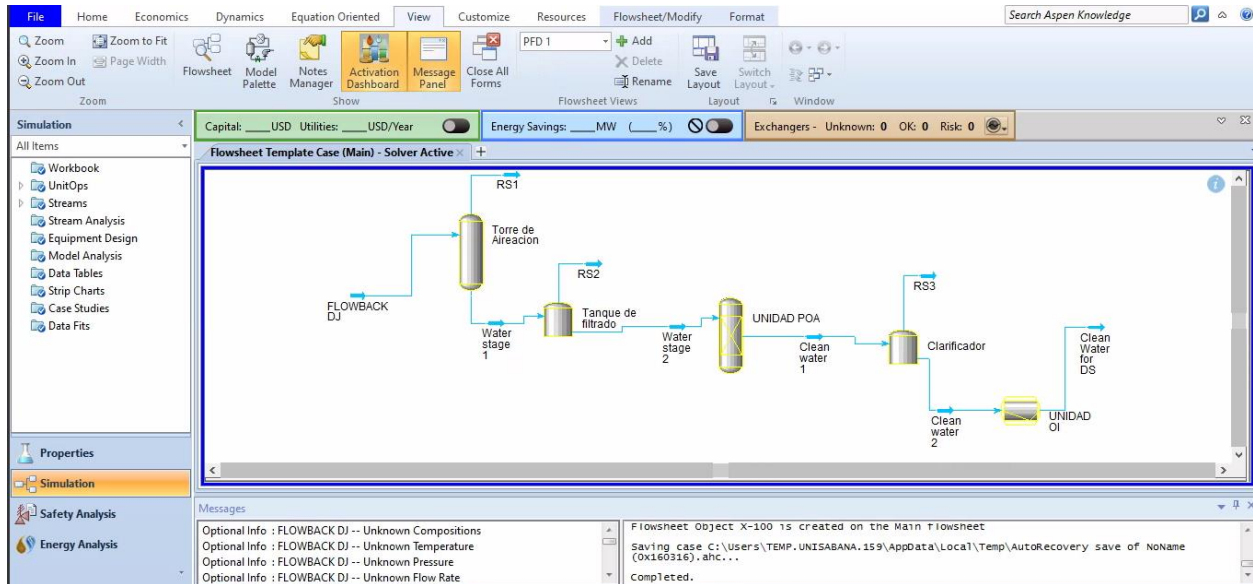


Nota. Diseño del método de reciclaje in situ y reutilización en Aspen Hysys V12.

A continuación, en la Figura 10 se muestra el diseño de equipos y el diagrama de flujos para el segundo método (método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento) donde se observa la entrada de la muestra como flujo principal de alimentación al sistema, que comienza con la torre de aireación y de la cual se desprenden la línea de alimentación *Water Stage 1* y la línea de salida donde se tienen los residuos del proceso y con la cual se define la primera etapa de preparación del agua y se conecta el flujo de alimentación a un tanque de filtrado donde se tiene dos líneas la primera que sigue siendo la línea de alimentación del sistema pero que recibe el nombre *Water Stage 2* y la segunda que es de residuos para eliminación, seguido de este proceso se alimenta el suministro para el equipo de Oxidación avanzada que se representa con un reactor llamado POA de la cual se tiene una salida con el nombre *Clean Water 1* que se conecta directamente a un tanque de filtrado y clarificación en el que podemos observar dos salidas, la primera la línea de flujo de alimentación con el nombre *Clean Water 2* y la segunda una línea de salida para los desechos del proceso. Por último, la línea de *Clean Water 2* se conecta a las membranas de osmosis inversa para finalizar el proceso con una línea de salida llamada *Clean Water for Surface discharge*.

Figura 10.

Diseño del método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua



Nota. Diseño del método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento en Aspen-Hysys V12.

De esta forma se elabora el diseño y modelamiento de cada uno de los métodos objeto de estudio para este proyecto en el programa de Aspen-Hysys en su versión 12. Con la finalidad de tener un diseño, modelo y simulación numérica para validar los datos obtenidos con respecto a los datos de entrada para el diseño.

2.5 Análisis descriptivo e interpretación del modelamiento.

Como se puede observar a lo largo del diseño se tuvieron en cuenta los pasos descritos previamente para cada uno de los métodos diseñados en el programa. Para el primer el método de reciclaje in situ y reutilización se puede analizar lo siguiente:

1. Se tiene un proceso de tres etapas con la finalidad de obtener dos productos, el primero de ellos para vertimiento en cuerpo de aguas superficiales y el segundo para reutilización en otros procesos.

2. Como primera etapa se tiene un clarificador que permite disminuir sólidos suspendidos, contenido de aceites y grasas, hierro y otros elementos para su posterior filtrado. Con este proceso se tiene una línea de eliminación de residuos y la línea de alimentación con un agua con menor contenido de sólidos suspendidos, turbidez y dureza.
3. En la siguiente etapa se tiene un clarificador secundario, que cumple funciones principalmente para disminuir dureza, sólidos suspendidos o disueltos, disminuir la concentración de elementos presentes en el agua y asimismo poder eliminar los residuos de este proceso para continuar con la alimentación del siguiente equipo.
4. Como última etapa se tiene el desalinizador en donde encontramos un método de tratamiento de nano filtrado con el fin de remover del agua impurezas, disminuir drásticamente concentraciones de sodio y fenoles para poder obtener los productos deseados.

En el diseño del segundo método se especifica el modelamiento del método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento, donde se puede analizar lo siguiente:

1. Se tiene un proceso de cinco pasos con la finalidad de obtener un único producto que es agua para vertimiento en aguas superficiales o agua dulce.
2. Como primer paso se tiene una torre de aireación con el fin de eliminar sólidos suspendidos, oxidar hierro, manganeso y eliminar gases, bacterias u otros microorganismos que puedan contaminar los filtros, con la finalidad de obtener un agua más fácil de tratar en los siguientes pasos. Donde se tiene un asentamiento de sólidos que al final de este primer paso son residuos para eliminación y se sigue con la línea de alimentación para el siguiente paso.
3. Una vez terminado el proceso en la torre de aireación se procede a pasar el agua por un tanque de filtrado que ayuda a la remoción de sólidos suspendidos y disueltos, aceites y grasas principalmente, con el fin de disminuir la dureza de la muestra y eliminar contaminantes específicos del agua, para preparar la muestra para el proceso de oxidación avanzada; de igual manera, se tiene una línea de salida para la eliminación de residuos del proceso.
4. El siguiente paso en este proceso es el más importante porque se tiene la unidad de Proceso de Oxidación Avanzada (POA) donde el agua ozonizada súper saturada se mezcla de forma instantánea con el afluente mediante cavitación hidrodinámica a través de un dispersor de

líquidos. Los transductores ultrasónicos de doble frecuencia inician la flotación por gas disuelto de los aceites y los sólidos en suspensión y la conversión del ozono en radicales hidroxilos.

En presencia de un campo de cavitación ultrasónico, el ozono se descompone en dos radicales hidroxilo y oxígeno gaseoso. El radical hidroxilo oxida todos los compuestos orgánicos conocidos en nanosegundos, ya que la implosión de las burbujas de la nano cavitación proporciona a la interfaz liquido-gas que se calienta instantáneamente a aproximadamente 900 °F, lo que a su vez oxida todos los compuestos orgánicos conocidos en 35-100 picosegundos.

Este fenómeno se conoce como sonoluminiscencia; la sonoluminiscencia produce la oxidación de sustancias orgánicas solubles e insolubles, limos biológicos, brillos de aceite y metales pesados, el proceso también descompone amoniaco disuelto. Este proceso gracias a la cavitación ultrasónica hace mucho más eficiente la eliminación de partículas grandes y pequeñas por flotación. Teniendo en cuenta que el recipiente donde se produce la sonoluminiscencia también tiene dos electrodos que precipitan las sales duras del afluente. La clave de este paso es la POA y la electro-precipitación. Donde luego el agua limpia pasa al siguiente paso del proceso.

5. En la siguiente etapa, se busca eliminar impurezas que puedan perturbar el proceso de Osmosis inversa, por lo tanto, se tiene un clarificador secundario que busca eliminar materia orgánica de la muestra principalmente, dejando una línea de salida para los residuos del proceso y el agua clarificada lista para la etapa final del procedimiento.
6. Por último, se cuenta con una unidad de membranas de osmosis inversa que permiten la remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC. Para obtener como resultado final agua dulce y apta para vertimiento en cuerpos de agua superficiales.

3. ANALISIS DE RESULTADOS Y DATOS

Este capítulo tiene como objetivo presentar los resultados de los datos obtenidos e interpretados de los métodos diseñados, análisis financiero de costos en cada método, eficiencia de cada método para el cumplimiento de los estándares propuestos, sostenibilidad de cada método diseñado y por último la adaptabilidad de estos métodos en la industria de los hidrocarburos en Colombia. Con el fin de establecer una estrategia que permita generar métodos eficientes para el tratamiento de aguas de retorno producto de yacimientos no convencionales en el país, a partir de simulación de procesos.

3.1 Resultados Obtenidos a partir de la simulación

A continuación, se muestra las tablas correspondientes al trabajo final de la simulación numérica realizada en Aspen-Hysys para cada uno de los métodos donde se pueden observar los parámetros y características físicas finales de la muestra.

3.1.1. Datos finales obtenidos para el método de reciclaje in situ y reutilización.

Tabla 17.

Datos obtenidos Método de Reciclaje

Datos de la muestra		Etapa	Estándares requeridos		Verificación de Cumplimiento
Características y propiedades físicoquímicas		Pasos del método	Res. 0631	N. D1193	Cumple/No cumple/Reporte
pH	6,8	Clarificador 1	6 a 9	5 a 8	Cumple
TSS	40	Clarificador 1	50	-	Cumple
Aceites y Grasas	14,958	Clarificador 1	15	-	Cumple
BOD	55	Clarificador 1	60	-	Cumple
Fe	1,5867	Clarificador 1	3	-	Cumple
Mn	0,547	Clarificador 1	-	-	Reporte
Ba	0,678	Clarificador 2	-	-	Reporte
Sr	40,234	Clarificador 2	-	-	Reporte
Ca	300	Clarificador 2	-	-	Reporte
Mg	56,89	Clarificador 2	-	-	Reporte
Sulfatos	1	Clarificador 2	300	-	Cumple
Na	35,89	Desalinizador	-	50	Cumple
Cl	1180	Desalinizador	1200	50	Reporte
k	76,832	Desalinizador	-	-	Reporte
Ca	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Mg	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Sulfatos	-	Desalinizador	-	-	Reporte
Orgánicos	-	Desalinizador	-	-	Reporte

Nota. Datos finales obtenidos para el método de reciclaje in situ y reutilización: términos de propiedades y características del agua de retorno para el diseño de cada método y su cumplimiento según las normas establecidas.

3.1.2. Datos finales obtenidos para el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento.

Tabla 18.

Datos obtenidos Método de Cuatro Pasos

Datos de la muestra		Etapa	Estándares requeridos		Verificación de Cumplimiento
Características y propiedades fisicoquímicas		Pasos del metodo	Res. 0631	N. D1193	Cumple/No cumple/Reporte
pH	6,8	T.de Aireacion	6 a 9	5 a 8	Cumple
TSS	0,5	T.de Aireacion	50	-	Cumple
Aceites y Grasas	0,15	Filtrado	15	-	Cumple
TSS	28,8	Filtrado	50	-	Cumple
TDS	247,5	POA	-	-	Reporte
Cl	272	POA	1200	50	Cumple
Alcalinidad	150	POA	-	-	Reporte
BOD	13,2	POA	60	-	Cumple
Ca	5,241	POA	-	-	Reporte
DOC	17,7	POA	-	-	Reporte
TSS	0,72	POA	50	-	Reporte
NO3	5,2	POA	-	-	Reporte
Amoniaco	24,7	POA	-	-	Reporte
Ba	8,542	POA	-	-	Reporte
Sulfatos	1,3	POA	300	-	Cumple
Mg	0,1064	POA	-	-	Reporte
Fe	0,08142	POA	3	-	Cumple
Al	0,064	POA	-	-	Reporte
Cr	0,058	POA	-	-	Reporte
Cu	0,288	POA	1	-	Cumple
Ni	0,042	POA	0,5	-	Cumple
As	0,067	POA	0,1	-	Cumple
Bromuro	0,872	POA	-	-	Reporte
Zn	0,051	POA	3	-	Cumple
Fenoles	0,00083	POA	-	-	Reporte
Xilenos	0,03	POA	-	-	Reporte

Tabla 18. Continuación

Orgánicos	-	POA	-	-	Reporte
Na	6,9439	OI	-	50	Cumple
Cl	13,6	OI	1200	-	Cumple

Nota. Datos finales obtenidos para el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para agua de vertimiento: términos de propiedades y características del agua de retorno para el diseño de cada método y su cumplimiento según las normas establecidas.

3.1.3. Análisis de datos finales

Como se puede observar, ambos métodos fueron capaces de llevar los datos iniciales hasta los requerimientos establecidos; sin embargo, el primer método si puede acogerse al uso de ambas normas y el segundo solo funciona para la normatividad de vertimientos.

Esto también se debe al diseño del método y los productos que se esperan del mismo, de cualquier forma, podemos ver una mayor disminución en los valores obtenidos en el segundo método con respecto al primero, este significativo cambio en estos valores se debe principalmente a la tecnología que se utiliza en el segundo método que es mucho más avanzada que la del primero.

Es importante tener en cuenta que la simulación se realizó con un flujo de 100 bbl/s y se dieron valores de \$3USD por cada barril de suministro.

Asimismo, se puede analizar que el número de pasos influye en los resultados esperados debido a que la capacidad que tiene una planta de tratamiento para la eliminación de contaminantes está en función de su nivel de tecnología, etapas de filtrado o clarificación y el diseño que se tenga propuesto.

3.2. Análisis Económico

Para el análisis económico de cada método se toma como valor promedio una producción 450.000 galones de agua residual derivada de procesos de fracturamiento hidráulico, y teniendo en cuenta

que de este valor solo se recupera un 30% para reutilización de fluido fracturante y el resto se dispone para vertimiento en agua superficiales.

Tomando como valor por barril producido de agua \$3 USD se diseña un balance financiero sobre la rentabilidad de proyectos para el desarrollo de yacimientos no convencionales, teniendo en cuenta un promedio del precio del barril de crudo actual \$70USD, un valor estimado del precio para la producción de un barril de crudo de un yacimiento no convencional en Colombia \$45USD y un promedio de producción de 300.000 bbl/día (estimado del potencial de producción de la formación La Luna).

Definiendo y especificando los costos de cada método teniendo en cuenta los equipos y personal necesarios para el desarrollo de la planta de tratamiento, costos de almacenamiento y transporte. Con la finalidad de hacer un balance de costos entre cada método y su rentabilidad frente al panorama económico actual de la industria en el país [31] [32] [33] [34].

En la siguiente Figura 11, se puede observar el balance económico del método de reciclaje in situ y reutilización, donde se describen en términos financieros el costo-beneficio del proyecto.

Figura 11.

Balance Método de Reciclaje

Flujo de caja puro, sin impuestos, sin financiación.		IPC	5%	Impuestos		0,38				
DESARROLLO DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
INGRESOS										
Operacionales										
		\$ 2.700.000.000	\$ 2.835.000.000	\$ 2.976.750.000	\$ 3.125.587.500	\$ 3.281.866.875	\$ 3.445.960.219	\$ 3.618.258.230	\$ 3.799.171.141	INGRESOS BRUTOS USD
EGRESOS										
Nómina/Servicios de transporte/Mantenimiento de la planta/Consumo energético/Costo por barril de agua										
---- Costos de Operación		\$ 51.793.200	\$ 54.382.860	\$ 57.102.003	\$ 59.957.103	\$ 62.954.958	\$ 66.102.706	\$ 69.407.842	\$ 72.878.234	EGRESOS BRUTOS USD
---- DEPRECIACIÓN		10	10	10	10	10	10	10	10	
Flujo Neto / GANANCIAS GRABABLES		\$ 2.648.206.790	\$ 2.780.617.130	\$ 2.919.647.987	\$ 3.065.630.387	\$ 3.218.911.907	\$ 3.379.857.503	\$ 3.548.850.378	\$ 3.726.292.898	
Impuestos		\$ 1.006.318.580	\$ 1.056.634.509	\$ 1.109.466.235	\$ 1.164.939.547	\$ 1.223.186.525	\$ 1.284.345.851	\$ 1.348.563.144	\$ 1.415.991.301	
GANANCIAS NETAS		\$ 1.641.888.210	\$ 1.723.982.621	\$ 1.810.181.752	\$ 1.900.690.840	\$ 1.995.725.382	\$ 2.095.511.652	\$ 2.200.287.234	\$ 2.310.301.596	GANANCIAS USD
++++ DEPRECIACIÓN		10	10	10	10	10	10	10	10	
	\$ 81.470.000	COSTO DE INVERSION EN USD								
---- COSTO DE INVERSIÓN METODO DE RECICLAJE IN SITU Y REUTILIZACION		Maquinaria y Equipo; Tanques y Clarificadores/Desalinizadores / Talento humano								
		Transporte y almacenamiento; Tanques de almacenamiento / Camiones sistema / Talento Humano								
		Planta de tratamiento: Terreno/Talento Humano								
FLUJO DE FONDOS NETO		\$ 1.641.888.210	\$ 1.723.982.621	\$ 1.810.181.752	\$ 1.900.690.840	\$ 1.995.725.382	\$ 2.095.511.652	\$ 2.200.287.234	\$ 2.310.301.596	

	DTF	IPC	Rentabilidad Mínima	3% EM CDT	Sin riesgo	Sin esfuerzo
Tasa de Interés de Oportunidad TIO	35%	10%	5%	20% EM	Riesgo	Esfuerzo

Valor Actual VNA = NPV	4.740.023.849
Indicadores de bondad financiera	
Valor Presente Neto VPN	4.658.553.849
Tasa Interna de Retorno TIR = IRR	2020%
Valor presente INGRESOS VNA = NPV	7.794.723.313
Valor presente EGRESOS VNA = NPV	290.993.579
Relación Beneficio / Costo RBC	33,74

Nota. Análisis financiero de rentabilidad de proyectos, utilizando el método de reciclaje in situ y reutilización como planta de tratamiento de aguas.

La ventaja de la implementación del primer método es que el 30% del agua producida se reutiliza en otros procesos lo que permite disminuir costos del proyecto y aumentar la eficiencia del mismo por hacer el reciclaje de esta materia en otras áreas de desarrollo. En términos de desarrollo de la planta de tratamiento es mucho más económico debido al poco número de pasos y equipos requeridos para el tratamiento, sin embargo; se debe contar con la adquisición de un terreno extenso para poder ejecutar una planta de esta magnitud.

Los gastos de transporte y almacenamiento disminuyen considerablemente debido a que solo se transporta y almacena el 70% del agua producida porque el resto se reutiliza en otros procesos, por lo tanto, se economiza en transporte, talento humano y magnitud de tanques de almacenamiento. En términos de viabilidad de proyecto, ejecutar una planta de tratamientos utilizando este método

Los gastos de transporte y almacenamiento aumentan considerablemente debido a que se debe transportar y almacenar el 100% del agua producida porque todo el proceso se diseña expresamente para el vertimiento de aguas y no se hace la reutilización en otros procesos, por lo tanto, se tiene que materia de transporte, talento humano y magnitud de desarrollo del proyecto se incrementa de manera desmesurada la inversión inicial. En términos de viabilidad de proyecto, ejecutar una planta de tratamientos utilizando este método y con el precio del barril de petróleo a \$70USD se tienen indicadores financieros buenos para la rentabilidad de proyectos en yacimientos no convencionales para Colombia, ya que tenemos una relación costo-beneficio de 10,01; teniendo en cuenta que dado el caso de que el precio del crudo disminuyera drásticamente no será rentable ejecutar un proyecto con una planta de tratamiento de este estilo porque afecta negativamente la rentabilidad del mismo.

3.3. Análisis de Eficiencia

Para poder determinar la eficiencia de cada uno de los métodos diseñados se tienen como referencia dos factores principalmente, el primero es el porcentaje de efectividad con respecto a su capacidad de disminuir las concentraciones y su remoción de materiales pesados, sólidos disueltos, sólidos suspendidos y otros contaminantes que afectan la calidad del agua esperada al finalizar el proceso.

El segundo factor a tener en cuenta es el número de etapas del proceso de tratamiento y también sus condiciones técnicas y tecnológicas con las que se desarrolla y evalúa el proceso.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente Tabla 19 se muestra un comparativo de ambos métodos en cuanto a su porcentaje de efectividad para la remoción de contaminantes:

Tabla 19.

Porcentajes de Eficacia

Datos de la muestra		METODO		Datos finales del proceso		% de Efectividad		Verificación de Cumplimiento M1	Verificación de Cumplimiento M2
Características y propiedades físico químicas		Reciclaje in situ y reutilización	Metodo de 4 pasos y proceso	Reciclaje in situ y reutilización	Metodo de 4 pasos y proceso	Reciclaje in situ y reutilización	Metodo de 4 pasos y proceso	Cumple/No cumple/Reporte	Cumple/No cumple/Reporte
pH	6,8	6 a 9	5 a 8	6,8	6,8	100%	100%	Cumple	Cumple
TSS	360	50	-	40	0,5	89%	0%	Cumple	Cumple
Aceites y Grasas	59	15	-	14,958	0,15	75%	0%	Cumple	Cumple
TSS	<360	50	-	55	28,8	82%	83%	Cumple	Cumple
TDS	22500	-	-	1,5867	247,5	100%	100%	Cumple	Reporte
Cl	13600	1200	50	0,547	272	100%	99%	Reporte	Cumple
Alcalinidad	150	-	-	0,678	150	100%	100%	Reporte	Reporte
BOD	1100	60	-	40,234	13,2	96%	99%	Reporte	Cumple
Ca	524,1	-	-	300	5,241	43%	99%	Reporte	Reporte
DOC	590	-	-	56,89	17,7	90%	97%	Reporte	Reporte
TSS	<<360	50	-	1	0,72	100%	80%	Cumple	Reporte
NO3	5,2	-	-	4,34	5,2	17%	100%	Cumple	Reporte
Amoniaco	24,7	-	-	24,7	24,7	100%	100%	Reporte	Reporte
Ba	8,542	-	-	7,832	8,542	92%	100%	Reporte	Reporte
Sulfatos	1,3	300	-	-	1,3	-	100%	Reporte	Cumple
Mg	106,4	-	-	-	0,1064	-	0%	Reporte	Reporte
Fe	81,42	3	-	-	0,08142	-	0%	Reporte	Cumple
Al	0,064	-	-	-	0,064	-	100%	Reporte	Reporte
Cr	0,058	-	-	-	0,058	-	100%	Reporte	Reporte
Cu	0,288	1	-	-	0,288	-	100%	Reporte	Cumple
Ni	0,042	0,5	-	-	0,042	-	100%	Reporte	Cumple
As	0,067	0,1	-	-	0,067	-	100%	Reporte	Cumple
Bromuro	87,2	-	-	-	0,872	-	99%	Reporte	Reporte
Zn	0,051	3	-	-	0,051	-	100%	Reporte	Cumple
Fenoles	0,83	-	-	-	0,00083	-	0%	Reporte	Reporte
Xilenos	0,03	-	-	-	0,03	-	100%	Reporte	Reporte
Orgánicos	-	-	-	-	-	-	-	Reporte	Reporte
Na	6943,9	-	50	-	6,9439	-	0%	Reporte	Cumple
Cl	<<13600	1200	-	-	13,6	-	98%	Reporte	Cumple

Nota. Porcentajes de eficacia de los métodos seleccionados para el diseño del proyecto.

Como se puede analizar en esta tabla anteriormente descrita, ambos métodos tienen un elevado porcentaje de eficiencia pero como era de esperarse el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada es mucho más eficiente y esto se debe a que es un método que aplica tecnología de punta en el campo del tratamiento de aguas residuales, sin embargo; el primer método tiene una eficacia similar a pesar de ser un método un poco más convencional aunque pierde eficiencia al momento de eliminar contaminantes complejos o simplemente cumple a ras los estándares establecidos.

También se puede observar que el segundo método de tratamiento puede brindar agua más limpia y cumplir más fácilmente con los parámetros establecidos, teniendo en cuenta que la función de este método es proveer un agua totalmente limpia y con características de agua dulce para vertimiento en aguas superficiales.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede definir, que el método más eficiente a pesar de tener mayor número de etapas para su desarrollo es el método de cuatro pasos y proceso de oxidación avanzada para aguas de vertimiento, debido a que es capaz de remover mayores porcentajes e incluso un 100% de ellos y también limpiar el agua de mayor cantidad de sustancias que el método de reciclaje in situ y reutilización.

3.4. Análisis de sostenibilidad.

Los proyectos sostenibles son aquellos que permiten generar economía circular dentro de un proyecto, lo que mejora las tasas de costo-beneficio de los proyectos y también se tienen indicadores de sostenibilidad ambiental que permiten cuantificar el grado de compromiso de las empresas con el medio ambiente y con la sociedad.

En términos de economía circular se tienen los siguientes indicadores que permiten determinar la sostenibilidad de un proyecto [35]:

1. **Producción y consumo:** La monitorización de la fase de producción y consumo es esencial para comprender el progreso hacia la economía circular. El seguimiento del nivel de autosuficiencia respecto a materias primas es uno de los indicadores que contribuye a mostrar el estado de esa transición. Además, la participación de la contratación pública ecológica en la economía proporciona una indicación útil de cuánto contribuyen los fondos públicos a la economía circular.
2. **Gestión de residuos:** Esta área se centra en la proporción de residuos que se reciclan, ya que este es el tratamiento mediante el cual los materiales de desecho se devuelven al ciclo económico y pueden seguir creando valor. Los indicadores más adecuados para seguir los objetivos generales son el reciclado de todos los residuos, excluidos los grandes residuos minerales y el reciclado de los residuos municipales. El enfoque en cuanto a flujos de residuos específicos se centra en aquellos que actualmente presentan un desafío significativo para la economía y el medioambiente.
3. **Materias primas secundarias:** Para cerrar el ciclo de la economía circular, los materiales y los productos deben finalmente reinyectarse en la economía. Los indicadores más importantes

para la economía circular consisten en la proporción en que los materiales reciclados reemplazan la extracción de recursos naturales y en la proporción en la que los residuos se reincorporan a la economía. Este es el propósito de la tasa de entrada de reciclaje al final de su vida útil y de la tasa de uso de material circular, el primero para los materiales importantes específicos y el último para la economía en general. Además, para tener una mayor participación de materias primas secundarias en la economía, es importante establecer mercados estables para ellas, por lo tanto, otro indicador relevante está relacionado con el comercio de materias primas reciclables.

4. **Competitividad e innovación:** Una economía más circular aumentará la vida útil de los productos mejorando el diseño de la circularidad y aumentando la reutilización, capacidad de reparación, durabilidad y capacidad de actualización, promoviendo procesos industriales innovadores y apoyando formas de consumo innovadoras como la economía colaborativa. Se incluyen dos indicadores para monitorear los desarrollos en esta área: uno sobre la economía de sectores de economía circular (el reciclaje, reparación y reutilización) en términos de empleos, inversiones y valor agregado bruto; y otro sobre patentes relacionadas con reciclaje y materias primas secundarias como un indicador de innovación.

En términos de sostenibilidad ambiental se tienen los siguientes indicadores que permiten determinar la sostenibilidad de un proyecto en áreas ambientales [32]:

1. **La huella ecológica:** Es un indicador que hace referencia a la demanda de naturaleza de una población, comunidad u organización. La huella ecológica de una población en concreto es el área de medio natural que es necesaria para la producción de los recursos que consume y para la absorción de los consecuentes desechos que genera. Cuando el área necesaria es mayor al área que ocupa dicha población decimos que hay un déficit en el que se consumen más recursos de los que se pueden producir y se generan más residuos de los que de forma natural se pueden absorber.
2. **La huella de carbono:** Es un indicador que hace referencia a los gases de efecto invernadero (GEI) emitidos en determinadas actividades o en la fabricación y comercialización de productos. Lo calculamos sumando el total de los GEI emitidos por la actividad de un individuo, empresa, fabricación y comercialización de un producto. Se expresa en masa de CO₂

equivalente. Cuando tenemos el resultado se puede poner en práctica un plan de reducción y/o compensación de dichas emisiones.

3. **La huella hídrica:** Es un indicador del uso del agua que abarca desde el uso directo hasta el indirecto de un consumidor. La huella hídrica de un individuo, comunidad u organización se define como el volumen total de agua dulce que se utiliza para producir los bienes y servicios que se consumen. Esta huella se calcula sumando el volumen de agua consumida, evaporada o contaminada, por unidad de tiempo o por unidad de masa. Este indicador es clave puesto que el impacto de la actividad humana en los sistemas hídricos acostumbra a estar relacionado con el consumo humano, el cual frecuentemente acaba siendo responsable de problemas como la escasez o la contaminación del agua.
4. **La huella social:** Es un indicador que tiene en cuenta factores como los empleos creados, el consumo desmesurado de recursos, el reparto de recursos y los excesos que se puedan producir en el sector productivo. Las empresas que crean puestos de empleo, pueden poner en riesgo los derechos humanos, los principios y derechos fundamentales en el trabajo, pueden tener impacto sobre la cultura. Por lo tanto, las prácticas laborales pueden o no gestionar correctamente las condiciones de trabajo y protección social, pueden sensibilizarse en mayor o menor grado con la salud y la seguridad en el puesto de trabajo y pueden realizar una apuesta clara y convencida sobre el desarrollo y formación de las personas. Todos estos aspectos dejan una traza en la sociedad que es lo que se intenta medir con la huella social.

Teniendo en cuenta los indicadores anteriormente mencionados, se puede hacer una evaluación de que método es en términos económicos y ambientales el que mejor sostenibilidad puede brindar en el desarrollo de un proyecto de yacimientos no convencionales.

A partir del análisis de su balance económico, funcionamiento, diseño, efectividad del método y teniendo una correcta interpretación de los indicadores económicos y ambientales se puede determinar lo siguiente:

- El **método de reciclaje in situ y reutilización** en materia de economía circular cumple con dos indicadores importantes dentro del desarrollo de un proyecto, el primero de ellos es en *gestión de residuos* debido a que permite el reciclaje y reutilización de aguas para líneas de recirculación de fluido fracturante, aguas para pruebas de laboratorio y aguas para pozos de

inyección, lo que permite que este recurso deje de ser un residuo y cumpla funciones económicas que mejoren la rentabilidad de un proyecto alargando su vida útil, el segundo indicador es *materias primas secundarias* debido a que este método no solo genera materia que se recicla y reutiliza en el desarrollo de un yacimiento no convencional, sino que también permite generar aguas aptas para el vertimiento en aguas superficiales, lo que contribuye de manera positiva a otras industrias ajenas al sector de los hidrocarburos y desde allí mejora de manera colaborativa otras economías.

- En términos ambientales, este método ayuda a que un proyecto tenga mejores indicadores en cuanto a la *huella hídrica* y la *huella social* debido a que el tratamiento de aguas residuales es importante para mantener un equilibrio en el uso del recurso hídrico, evitando el estrés hídrico en poblaciones aledañas a los lugares propuestos para desarrollar un proyecto y al mejorar la calidad de agua para su vertido contribuye a aumentar los volúmenes de agua disponibles para el consumo; en términos sociales el desarrollo de plantas de tratamiento de aguas residuales permite a la industria generar empleos, mejorando la calidad de vida de varias comunidades y promoviendo el desarrollo económico e industrial de las diferentes regiones del país.
- **El método de cuatro pasos y procesos de oxidación avanzada para aguas de vertimiento** en materia de economía circular cumple con tres indicadores importantes dentro del desarrollo de un proyecto, el primero de ellos es en *gestión de residuos* debido a que permite un desecho correcto de aguas residuales lo que permite generar economías colaborativas, mejorando también la rentabilidad de proyectos evitando que se generen etapas innecesarias dentro de un proceso. El segundo indicador es *materias primas secundarias* debido a que este método permite generar aguas aptas para el vertimiento en aguas superficiales con calidad excepcional, lo que contribuye de manera positiva a otras industrias ajenas al sector de los hidrocarburos y desde allí mejora de manera colaborativa otras economías; por último, un indicador importante para la industria energética convencional es *competitividad e innovación* al ser un método que contiene en materia tecnológica grandes avances industriales para el tratamiento de aguas residuales y que aporta de manera significativa al estrés hídrico que se vive a nivel mundial es una solución que permite reparar ecosistemas y también aumenta el interés de inversión por parte de nuevas industrias.
- En términos ambientales, este método ayuda a que un proyecto tenga mejores indicadores en cuanto a la *huella hídrica* y la *huella social* debido a que el tratamiento de aguas residuales

es importante para mantener un equilibrio en el uso del recurso hídrico, evitando el estrés hídrico en poblaciones aledañas a los lugares propuestos para desarrollar un proyecto y al mejorar la calidad de agua para su vertido contribuye a aumentar los volúmenes de agua disponibles para el consumo; en términos sociales el desarrollo de plantas de tratamiento de aguas residuales permite a la industria generar empleos, mejorando la calidad de vida de varias comunidades y promoviendo el desarrollo económico e industrial de las diferentes regiones del país.

3.5. Aplicabilidad en Colombia.

La aplicabilidad de cualquiera de estos métodos diseñados anteriormente debe contar con una estrategia que tenga en cuenta los factores anteriormente estudiados; debido a que en Colombia se encuentran grandes problemas con respecto al desarrollo de proyectos asociados a los yacimientos no convencionales.

La gran mayoría de estos problemas tienen que ver con la aprobación por parte del gobierno para el desarrollo de yacimientos no convencionales, también la preocupación social sobre la contaminación ambiental que se puede llegar a generar con las técnicas utilizadas para desarrollar este tipo de yacimientos y de igual manera el estrés hídrico que puede llegar a generarse debido a los altos volúmenes de agua requeridos para desarrollar un YNC, a su vez la contaminación que puedan generar los altos volúmenes de aguas residuales del proceso [12].

A la problemática anterior se le suma la incertidumbre que se tiene en materia de información acerca de las tecnologías con las que se cuenta actualmente para el tratamiento de aguas de retorno y también la normatividad ambiental que se les exigirá a las industrias petroleras que desarrollen proyectos de esta naturaleza en el país [3].

Teniendo en cuenta lo anterior, se diseña una estrategia que permite determinar cuál de los métodos es la mejor opción en términos económicos, asequibles y sostenibles para el tratamiento de aguas de retorno que cumplan con la normatividad vigente para vertimientos (Resolución 0631 del 2015) para su posible aplicación en el país [19].

3.6. Diseño de estrategia

Según el análisis realizado a partir de la investigación del proyecto se diseña una estrategia que tiene como método principal el **método de reciclaje in situ y reutilización**, debido a que su relación costo-beneficio es mayor que el segundo método, lo cual permite mejorar la capacidad económica del proyecto generando así mejor rentabilidad en el mismo, además de eso la línea de reciclaje que brinda este método hace que mejore la circulación económica en el mismo proyecto, disminuyendo costos de transporte y almacenamiento, contribuyendo durante más tiempo a la estabilidad de otros procesos en la industria. Además de ello los equipos requeridos para el diseño de esta planta de tratamiento son mucho más económicos y asequibles que los del otro método, esto se ve reflejado también en el tamaño del terreno requerido para el montaje de la planta; lo que mejora aún más el desarrollo de proyectos.

Este método cuenta con altos índices de efectividad que le permiten a la industria petrolera cumplir con los requisitos ambientales que exigen las entidades ambientales y legislativas del país, por lo tanto; en cuanto al cumplimiento de las posibles exigencias ambientales que se tengan para el control de aguas residuales provenientes de actividades asociadas al sector de los hidrocarburos se estaría en un excelente panorama operativo.

Además de ello tener este método como base para el planeamiento de proyectos de yacimientos no convencionales y el tratamiento de las aguas de retorno, permite un desarrollo sostenible de cualquier proyecto debido a que se tienen líneas de reciclaje y reutilización de recursos, lo que contribuye de manera positiva al ambiente y la economía del proyecto.

También teniendo en cuenta la capacidad económica de las operadoras nacionales elegir este tipo de método es la mejor opción en ofertas de inversión y teniendo en cuenta que el precio del petróleo es variable y volátil, al ser una opción económica en temas de inversión, mantenimiento y talento humano se puede mantener un margen de rentabilidad de los proyectos en tiempos críticos de la industria [34] [35] [36].

De esta manera, la anterior estrategia propuesta permite mejorar la certidumbre en diferentes campos de conflicto que se tienen cuando se habla del desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales en Colombia y su posible impacto económico, social y ambiental.

4. CONCLUSIONES

El método de reciclaje in situ y reutilización es la opción que mejor se adapta al desarrollo de proyectos asociados a los yacimientos no convencionales según la normatividad nacional, debido a su relación costo-beneficio, asequibilidad de equipos, eficiencia y sostenibilidad.

El diseño de los métodos de tratamiento depende de los parámetros normativos con los que se proponga trabajar, por lo tanto, se debe tener eso en cuenta al momento del modelamiento en una simulación numérica para poder obtener datos certeros que permitan calcular, factores económicos para el desarrollo de proyectos y los niveles de eficiencia de los métodos.

El método de cuatro pasos y procesos de oxidación avanzada es el mejor método para limpieza de aguas residuales, debido a su tecnología permite obtener agua dulce perfecta para el vertimiento en aguas superficiales; sin embargo, sus costos de implementación son elevados y no generar rentabilidad en caso de precios del crudo por debajo de los \$50USD.

El promedio de fluido fracturante o para inyección que se recupera mediante proceso de reciclaje es el 30% y el restante se dispone para vertimiento en aguas superficiales, lo que permite que el método de reciclaje in situ disminuya sus costos operativos significativamente respecto a otros métodos.

La sostenibilidad de ambos métodos diseñados permite a la industria generar buenos indicadores de economía circular y sostenibilidad ambiental, por lo que ambos métodos en términos sostenibles son buenas opciones para el desarrollo de proyectos que busquen ser responsables con el ambiente y generar economías circulares o colaborativas.

El modelamiento y diseño de las plantas de tratamiento en Aspen-Hysys para cada método permite establecer indicadores económicos, balances de materia y simulaciones numéricas de los procesos en cada método lo que permite generar información eficaz para los análisis propuestos en sectores financieros y de eficiencia de cada método.

BIBLIOGRAFIA

- [1] J. C. Trombetta, “El agua en la explotación de yacimientos no convencionales,” *Petrotecnia*, 2012.
- [2] T. W. Merrill and D. M. Schizer, “The shale oil and gas revolution, hydraulic fracturing, and water contamination: A regulatory strategy,” *Minn. Law Rev.*, vol. 98, no. 1, pp. 145–264, 2013, doi: 10.2139/ssrn.2221025.
- [3] H. A. Fuenzalida, “Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales.” <https://docplayer.es/67831161-Latinoamerica-foco-de-oportunidad-para-los-recursos-no-convencionales-humberto-andres-fuenzalida-gerente-de-exploracion-internacional.html>.
- [4] A. PETROLEO, “Compendio de los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia,” 2014.
- [5] C. C. Higuera López, “Análisis de los Riesgos Operacionales y Ambientales del Fracking en los Estados Unidos,” Fundación Universidad de América, 2018.
- [6] R. W. Howarth, A. Ingraffea, and T. Engelder, “Should fracking stop?,” *Nature*, vol. 477, no. 7364, pp. 271–275, 2011, doi: 10.1038/477271a.
- [7] N. R. Warner, C. A. Christie, R. B. Jackson, and A. Vengosh, “Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in Western Pennsylvania,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 47, no. 20, pp. 11849–11857, Oct. 2013, doi: 10.1021/ES402165B.
- [8] FLUENCE, “Uso del Agua en el Auge del Fracking o fractura hidráulica en los Estados Unidos | Fluence,” 2018. <https://www.fluencecorp.com/es/auge-fracking-uso-agua-en-eeuu/> (accessed Feb. 02, 2022).
- [9] F. Arancón, “Hidrocarburos no convencionales, la nueva revolución energética,” 2015. <https://elordenmundial.com/hidrocarburos-no-convencionales/>.
- [10] G. Ernesto, “¿Qué son los yacimientos no convencionales?,” 2014.
- [11] G. A. Burton, N. Basu, B. R. Ellis, K. E. Kapo, S. Entrekin, and K. Nadelhoffer, “Hydraulic ‘fracking’: Are surface water impacts an ecological concern?,” *Environ. Toxicol. Chem.*, vol. 33, no. 8, pp. 1679–1689, 2014, doi: 10.1002/etc.2619.
- [12] C. Ángel *et al.*, “Riesgos y Posibles Afectaciones Ambientales al Emplear la Técnica de

- Fracturamiento Hidráulico en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia,” CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, 2018.
- [13] BACCHETTA VÍCTOR L., “Geopolítica del fracking Impactos y riesgos ambientales,” *Nueva Soc.*, vol. 244, p. 13, 2013, doi: 0251-3552.
- [14] D. C. Holzman, “Methane found in well water near fracking sites,” *Environ. Health Perspect.*, vol. 119, no. 7, p. 2011, 2011, doi: 10.1289/ehp.119-a289.
- [15] J. Henry, “Radionuclides in Fracking Wastewater,” *Environ. Health Perspect.*, vol. 122, no. 2, pp. 50–56, 2014.
- [16] L. Konkel, “Where does fracking wastewater go? Socioeconomic predictors of class II well placement in Ohio,” *Environ. Health Perspect.*, vol. 127, no. 3, pp. 034003-1-034003–2, 2019, doi: 10.1289/EHP4797.
- [17] “¿Existe relación entre el fracking y los pozos de agua potable contaminados?” <https://www.aguasresiduales.info/revista/blog/existe-relacion-entre-el-fracking-y-los-pozos-de-agua-potable-contaminados> (accessed Feb. 02, 2022).
- [18] S. K. Alawattagama *et al.*, “Well water contamination in a rural community in southwestern Pennsylvania near unconventional shale gas extraction,” *J. Environ. Sci. Heal. - Part A Toxic/Hazardous Subst. Environ. Eng.*, vol. 50, no. 5, pp. 516–528, 2015, doi: 10.1080/10934529.2015.992684.
- [19] J. D. Molano Vargas, “Evaluación De Algunas Estrategias De Mitigación De La Contaminación De Aguas Subterráneas En Yacimientos No Convencionales,” Fundación Universidad de América, 2016.
- [20] US Energy Information Administration, “Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States,” *Tech. Recover. shale oil shale gas Resour. An Assess. 137 shale Form. 41 Ctries. Outs. United States Washington, DC*, no. June, p. 76, 2013.
- [21] ANLA, “AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES,” p. 91, 2013, [Online]. Available: http://portal.anla.gov.co/sites/default/files/9097_res_0222_070313.pdf.
- [22] S. Saval Bohórquez and F. Lara Guerrero, “Contaminacion de Acuíferos con Hidrocarburos: Causas, Efectos, Riesgos Asociados y Medidas de Prevención.”

- [23] F. A. A. Campos, Z. C. Carrillo, and J. M. U. Torres, “Metodología selectiva de tecnologías para el tratamiento de fluidos de retorno post-fractura y reuso de agua en el fracturamiento hidráulico en yacimientos de roca generadora- Una estrategia para reducir impactos ambientales en Colombia,” *Ciencia, Tecnol. y Futur.*, vol. 7, pp. 5–30, 2017.
- [24] M. de A. y D. sostenible Minambiente, “Resolución 631 de 2015,” *D. Of. No. 49.486 18 abril 2015*, vol. 2015, no. 49, p. 73, 2015, [Online]. Available: http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/d1-res_631_marz_2015.pdf.
- [25] ICONTEC, “GTC 104 - Gestión del riesgo ambiental. Principios y proceso,” no. 571, p. 92, 2009.
- [26] “ASTM D1193-06(2011) Standard Specification for Reagent Water - ASM International.” https://www.asminternational.org/home/-/journal_content/56/33542825/ASTMSTDSPECD1193-06R11/PUBLICATION-STANDARD-TEMPLATE (accessed Feb. 02, 2022).
- [27] Y. Lester *et al.*, “Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment,” *Sci. Total Environ.*, vol. 512–513, pp. 637–644, 2015, doi: 10.1016/j.scitotenv.2015.01.043.
- [28] P. Boschee, “Produced and Flowback Water Recycling and Reuse: Economics, Limitations, and Technology,” *Oil Gas Facil.*, vol. 3, no. 01, pp. 16–21, 2014, doi: 10.2118/0214-0016-ogf.
- [29] S. L. Flynn *et al.*, “Characterization and implications of solids associated with hydraulic fracturing flowback and produced water from the Duvernay Formation, Alberta, Canada,” *Environ. Sci. Process. Impacts*, vol. 21, no. 2, pp. 242–255, 2019, doi: 10.1039/c8em00404h.
- [30] A. D. Horn, “Breakthrough mobile water treatment converts 75% of fracturing flowback fluid to fresh water and lowers CO2 emissions,” *SPE Am. E P Environ. Saf. Conf. 2009*, pp. 516–523, 2009, doi: 10.2118/121104-ms.
- [31] J. F. Moreno Delgado, “Propuesta de diseño de una planta de tratamiento de aguas amargas proveniente de la refinación del petróleo aplicando el simulador Aspen Plus,” 2019.
- [32] L. F. Ricardo, “Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera,” Universidad Nacional de Cuyo, 2015.

- [33] Portafolio, “Petroteras son las que más impuestos pagan,” 2015.
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/petroteras-son-impuestos-pagan-38830>.
- [34] A. López Suarez, “Con barril de petróleo a 80 dólares, Nación ganaría \$3 billones más,” *COSENIT*, 2021. <https://www.cosenit.com/con-barril-de-petroleo-a-80-dolares-nacion-ganaria-3-billones-mas/>.
- [35] Ihobe, “Indicadores de economía circular: Euskadi 2018. Marco de seguimiento europeo.,” p. 75, 2018, [Online]. Available:
https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/economia_circular/eu_def/adjuntos/Indicadores_economia_circular_pais_vasco_2018.pdf.
- [36] EADIC, “Los indicadores de sostenibilidad ambiental,” 2015.
<https://www.eadic.com/los-indicadores-de-sostenibilidad-ambiental/>.

ANEXOS

ANEXO 1.

RECOMENDACIONES

En base a los resultados y conclusiones expuestas, se presentan las siguientes recomendaciones:

Usar herramientas de simulación y modelamiento de procesos como Aspen-Hysys o Aspen Plus para el diseño de plantas de tratamiento de aguas residuales, lo que permite visualizar de mejor manera las etapas de un proceso, adquirir información financiera y analizar información sobre los componentes del proceso.

Hacer los estudios pertinentes respecto al modelo o método que se quiera diseñar teniendo en cuenta las normas ambientales o industriales bajo las cuales se rija el diseño, esto permite establecer un mejor oriente de investigación y desarrollo de proyecto.

Tener en cuenta que los conceptos de economía circular, economía colaborativa, sostenibilidad y responsabilidad ambiental son términos que se deben tener presentes en el desarrollo de proyectos industriales, con la finalidad de mejorar la competitividad e innovación de las industrias.

Tener en cuenta la normativa industrial para el uso de agua de retorno en procesos de inyección, debido a los altos caudales de producción que se pueden llegar a tener en el desarrollo de un proyecto de yacimientos no convencionales. Revisar norma ASTM correspondiente a las características del agua para pozos de inyección y otros usos.