

**METODOLOGÍA PARA EL ACONDICIONAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN Y FLOWBACK PARA REÚSO EN FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y ACIDIFICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.**

**JORGE MARIO SANJUANELO DE LA CRUZ
JHULIANYS PACHECO ECHEVERRIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**METODOLOGÍA PARA EL ACONDICIONAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN Y FLOWBACK PARA REÚSO EN FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y ACIDIFICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.**

JORGE MARIO SANJUANELO DE LA CRUZ

JHULIANYS PACHECO ECHEVERRIA

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

Dedicatoria:

Primero que todo a Dios por la culminación de este gran logro en mi vida, por todas las bendiciones recibidas y por su guía y poderosa protección a lo largo de toda mi vida. A mi madre Elvira De La Cruz cuyo apoyo, amor y sacrificio hizo todo esto posible y que a pesar de todas las dificultades siempre estuvo allí presente. Agradezco a mi prima Karen De La Cruz por ofrecerme apoyo y su constante consejo durante las primeras etapas de la carrera, a mi hermano Luis Eduardo con quien compartí mi vida en Bucaramanga y que a pesar de cualquier cosa siempre estuvo presente, también a mis tíos y primos quienes siempre expresaron su orgullo y apoyo.

A mis amigos y amigas que me acompañaron en el transcurso de esta experiencia llamada Universidad quienes siempre estuvieron presentes inclusive en la distancia especialmente

José David Hernandez y Jessica Martinez.

A Jaidith Rodríguez mi novia y amiga a lo largo de estos años que me brindo además de compañía amor incondicional, alegrías pero sobre todo me mantenía siempre centrado en lo importante.

A Jhulianys Pacheco compañera y amiga, si la hubiera buscado no hubiera encontrado mejor pareja, a ella y a su madre muchas gracias por su amabilidad.

Por ultimo dedico este trabajo a la Universidad Industrial de Santander por formarme no solo como ingeniero si no como persona. A todos aquellos profesores de los cuales tuve el placer de aprender MUCHAS GRACIAS.

Jorge Mario Sanjuanelo.

Dedicatoria:

Primeramente a Dios por darme la vida, la sabiduría y la fuerza para poder cumplir este sueño tan anhelado.

A mis padres Antonio Pacheco y Marina Echeverria quienes les debo este triunfo, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo y por todas esas oraciones para que todo me saliera de la mejor manera.

A mi hermano Breitnner y esposa por estar siempre presentes, acompañándome para poderme realizar como profesional.

A mi novio Edinson que ha estado en el transcurso de todo este proceso brindándome apoyo, dándome un empujoncito en los momentos difíciles, diciéndome “Pa’Lante que Tú eres una Verraca”, cuando parecía que me iba a rendir.

A todos aquellos que no creyeron en mí, a aquellos que esperaban mi fracaso en cada paso que daba hacia la culminación de mis estudios, a aquellos que apostaban a que me doblegaría a mitad del camino, a todos los que supusieron que no lo lograría.

Y a todas las personas que de una u otra manera pusieron un granito de arena para edificar lo que hoy en día he logrado, sin todos ustedes nada de esto hubiera sido posible.

Jhulianys Pacheco

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a:

A Dios todo poderoso por permitirnos terminar satisfactoriamente el primer paso de esta carrera tan bonita y respetada.

A la Universidad Industrial de Santander por ofrecernos la posibilidad de convertirnos en grandes profesionales y personas.

MSc. Fernando Calvete, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus oportunos aportes y orientación.

Ing. Ricardo Dorado, Ingeniero de Petróleos, co-director del proyecto, por su guía y ayuda durante todo este tiempo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES.....	21
1.1 AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	21
1.2 AGUAS DE CAPTACIÓN.....	21
1.3 AGUAS DE FLOWBACK	22
1.4 DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	22
1.4.1 Vertimiento	22
1.4.2 Reinyección.....	24
1.4.3 Reúso.....	24
1.5 ANTECEDENTES.....	30
2. TECNOLOGÍAS	32
2.1 TRATAMIENTO PRIMARIO	32
2.2 TRATAMIENTO SECUNDARIO.....	34
2.3 TRATAMIENTO TERCIARIO	36
2.4 MATRICES TECNOLOGÍAS	38
3. METODOLOGÍA GENERAL	42
3.1 ÁRBOL DE DECISIONES	44
3.1.1 Determinar las Características Físicoquímicas de las Aguas Asociadas a la Producción de hidrocarburos.....	44

3.1.2 Establecer el Uso del Agua	45
3.1.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites	45
3.1.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles	45
3.1.5 Remoción de Iones Selectivos	46
3.1.6 Remoción de Sales	47
3.2 EVALUAR LA COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA CON LOS ADITIVOS DEL TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN Y FRACTURAMIENTO	47
3.3 EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA Y EL AGUA DE FORMACIÓN	48
3.4 EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA, EL AGUA DE FORMACIÓN Y LA ROCA PRODUCTORA	48
3.5 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ÁRBOL DE DECISIONES	49
4. METODOLOGÍA APLICADA	53
4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	53
4.1.1 Facilidades Actuales del Campo Castilla.....	57
4.1.3 Puntos de Vertimientos	62
4.1.4 Fuentes de Captación.....	63
4.1.5 Tratamiento Aguas de Flowback en SCC	65
4.2 METODOLOGIA GENERAL APLICADA A AGUAS DE PRODUCCIÓN	66
4.2.1 Determinar las Características Físicoquímicas de las Aguas asociadas a la Producción de hidrocarburos.....	66
4.2.2 Establecer el Uso del Agua	68
4.2.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites.....	68
4.2.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles	70
4.2.5 Remoción de Iones Selectivos	71

4.2.6 Remoción de Sales	74
4.2.7 Análisis rentabilidad reuso de agua de producción en acidificación y fracturamiento.....	74
4.3 METODOLOGÍA GENERAL APLICADA A AGUAS DE FLOWBACK.....	82
4.3.1 Determinar las Características Fisicoquímicas de las Aguas de Flowback	83
4.3.2 Establecer el uso del agua	83
4.3.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites.....	84
4.3.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles	86
4.3.5 Remoción de Iones Selectivos	86
4.3.6 Remoción de Sales	87
4.3.7 Análisis Rentabilidad Tratamiento De Flowback	87
4.4 IMPACTO ESTRATEGIAS.....	95
5. CONCLUSIONES.....	98
6. RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	100

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Fracturamiento Hidráulico	26
Figura 2: Proceso General de Toma de Decisiones.....	42
Figura 3: Localización del Campo Castilla	54
Figura 4: Interconexión de ductos de aceite entre la SCC	56
Figura 5: Estación Castilla 2 & Área de Transferencia Castilla ATC	57
Figura 6: Sistema de Tratamiento de Crudo. Estación Castilla 2	59
Figura 7: Tratamiento de agua. Estación Castilla 2.	61
Figura 8: Remoción de Grasas y Aceites en el STAP Estación Castilla 2.	62
Figura 9: Usos de Agua de Captación	64
Figura 10: Tratamiento de Aguas de Producción, Estación Castilla 2.....	70
Figura 11: Esquema Sistema de tratamiento propuesto Estación Castilla 2.	75
Figura 12: Arreglo Tecnológico Presente en Apiay de H2O.....	85

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Estándares mínimos para vertimiento.....	23
Tabla 2: Requerimientos De Calidad De Agua De Para Fluidos De Acidificación.....	28
Tabla 3: Requerimientos de Calidad De Agua para Fluidos De Fractura.....	29
Tabla 4: Tecnologías Tratamiento Primario.....	33
Tabla 5. Tecnologías Tratamiento Secundario.....	35
Tabla 6. Tecnologías Tratamiento Terciario	36
Tabla 7: Matriz de Usos de las Tecnologías	39
Tabla 8: Eficiencias de Tecnologías.....	40
Tabla 9: Matriz de Costos.....	41
Tabla 10: Puntos de Vertimiento Castilla.....	62
Tabla 11: Puntos de Captación SCC	63
Tabla 12: Usos del Agua de Perforación	65
Tabla 13: Análisis Químico	67
Tabla 14. Tendencia a la Formación de Escamas	72

Tabla 15: Trabajos de acidificación y fracturamiento Superintendencia Castilla Chichimene (SCC) 2015 - 2025.....	76
Tabla 16: Cálculo cantidad de agua que se usaría en trabajos de fracturamiento y acidificación (2015-2020).....	77
Tabla 17: Cálculo de Costos de Tratamiento Aguas de Captación Para Uso de Fracturamiento y Acidificación en el Escenario 1.	78
Tabla 18: Cálculo de Costos de Tratamiento Aguas de Captación Para Uso de Fracturamiento y Acidificación en el Escenario 2.	79
Tabla 19. Resumen costos de escenario 1 y escenario 2 aplicando Intercambio Iónico.	81
Tabla 20: Especificaciones para Aguas de Flowback Tratadas.....	83
Tabla 21: Trabajos Futuros de Flowback.....	89
Tabla 22: Cantidad de Fluidos de Flowback por Fracturamiento	89
Tabla 23: Cantidad de Fluidos de Flowback por Acidificación	90
Tabla 24. Calculo costos tratamiento de flowback escenario 1.....	91
Tabla 25. Análisis Costo de tratamiento de flowback escenario 2	92
Tabla 26. Análisis Costos de tratamiento de flowback escenario 3	93
Tabla 27. Resumen costos totales de escenarios de tratamientos de flowback.	94
Tabla 28. Costos tratamiento de 1.058.000 barriles de flowback.....	94
Tabla 29. Costos Instalación algunas tecnologías de tratamiento de agua. ...	95

**Tabla 30: Impacto estrategia de reúso agua del agua de producción en
fracturamiento y acidificación96**

Tabla 31: Impacto estrategias adicionales de reúso97

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL ACONDICIONAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN Y FLOWBACK PARA REÚSO EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ACIDIFICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO*.

AUTORES: JHULIANYS PACHECO ECHEVERRÍA

JORGE MARIO SANJUANELO DE LA CRUZ**

PALABRAS CLAVES: Metodología, tratamiento, agua, reúso, fracturamiento, acidificación.

DESCRIPCIÓN

Ligada a la producción de hidrocarburos, necesariamente está asociada el agua, esto es particularmente cierto en Colombia, en especial en los zona de los llanos orientales donde más que solo yacimientos de petróleo, lo que se encuentra en su geología son acuíferos activos que contienen trampas o reservorios de petróleo. La disposición de estas aguas son consideradas un verdadero problema por las implicaciones ambientales y financieras que conlleva su manejo por esta razón se debe buscar un mejor uso a estos inmensos volúmenes de agua asociados a la operación petrolera, que tradicionalmente han sido dispuestos en reinyección y vertimiento.

Aprovechando las necesidades de agua de la industria, las cuales también incluyen un problema con implicaciones ambientales y sociales, se vio entonces una oportunidad para usar estas aguas producidas y suplir así algunos de estos requerimientos con el reúso de esta agua producida, generando un impacto en dos frentes, en la reducción de los vertimientos y en la disminución de captaciones.

Este proyecto propone una metodología que permite acondicionar el agua a una calidad tal que pueda ser usada en unas de las actividades que más requerimiento de agua generan en la industria, estas son el fracturamiento y la acidificación. Se propone también un sistema de tratamiento a los flowback residuos de estos procesos, los cuales generan además de problemas ambientales, una implicación financiera ya que su disposición es realmente costosa, en este trabajo también se propone aplicando la metodología adaptada, un sistema de tratamiento que para el caso estudiado resulto en una significativa reducción de costos.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR PRODUCTION WATER CONDITIONING AND FLOWBACK FOR REUSING HIDRAULIC FRACTURING AND ACIDIZING IN A COLOMBIAN COUNTRYSIDE*

AUTHORS: JHULIANYS PACHECO ECHEVERRIA
JORGE MARIO SANJUANELO DE LA CRUZ**

KEY WORDS: Methodology, treatment, water, reuse, fracturing, acidizing.

DESCRIPTION

Linked to the production of hydrocarbons, is necessarily associated with water, this is particularly true in Colombia, especially in the area of the eastern plains where more than just oil fields, which in its geology are active aquifers containing traps or petroleum reservoirs. The disposition of these waters are considered a real problem for the environmental and financial implications of its handling, for this reason must find a better use of these huge volumes of water associated with oil operations, which have traditionally been disposed in reinjection and dumping .

Taking advantage of the water needs of the industry, which also include a problem with environmental and social implications, then it was seen an opportunity to use these produced water and supply some of these requirements with the reuse of the produced water, creating an impact on two fronts, in reducing the discharges and in reducing deposits.

This project proposes a methodology to condition the water to a quality so that it can be used in some of the activities that most generates water requirement in the industry, these fracturing and acidification. It is also proposed a treatment system of flowback waste of these processes, which generate not only environmental problems but also a financial implication since their disposal is really expensive, this paper also proposes applying the methodology adapted, a treatment system that for the case studied resulted in a significant cost reduction.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Fernando Calvete González.

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos necesariamente está asociada a la extracción de agua. Esto es particularmente notorio en Colombia, siendo el país que ocupa la tercera posición después de Canadá y Estados Unidos en los países con mayor relación agua producida petróleo producido, donde para producir un barril de petróleo se deben extraer ocho barriles de agua.

El campo Castilla (ubicado en el departamento del Meta) es la confirmación de esta realidad. Más que solo yacimientos de petróleo, lo que se encuentra en la geología de los llanos orientales colombianos son acuíferos activos que contienen trampas o reservorios de petróleo. La disposición de estas aguas son consideradas un verdadero problema por las implicaciones ambientales y financieras que conlleva su manejo por esta razón que se debe buscar un mejor uso a estos inmensos volúmenes de agua asociados a la operación petrolera, que tradicionalmente han sido dispuestos en reinyección y vertimiento.

Adicionalmente en las operaciones de un campo para muchas de las actividades que allí se realizan, es necesario el uso de grandes volúmenes de agua, los cuales son obtenidos de fuentes de captación (superficiales, subterráneas y de acueducto), por lo cual en estos tiempos de escasez de estas aguas ha contribuido a la generación de problemas ambientales y sociales en la zona. Un aprovechamiento de estas aguas de producción y flowback aportara un beneficio en dos frentes: Reducción de la cantidad de agua captada y Disminución de los costos de disposición (financieros, sociales y ambientales).

Durante el desarrollo de este proyecto se identificaron los diferentes factores que tienen influencia en el acondicionamiento de aguas, de forma que aseguren su calidad para su uso en trabajos de fracturamiento y acidificación.

El tema será tratado en 4 capítulos, de los cuales el primero tiene la finalidad de familiarizar al lector con los conceptos básicos relacionados con las generalidades del agua de producción y flowback y conceptos concernientes a los trabajos de fracturamiento y acidificación, así mismo componentes de los fluidos usados en estas operaciones.

En el capítulo 2, se realizó una descripción y clasificación de varias tecnologías disponibles en el mercado; además la información recolectada fue condensada en 3 matrices (matriz de ventajas y desventajas, matriz de usos y matriz de costos) para facilitar la búsqueda de información y toma de decisiones relacionados con la selección y aplicación de las tecnologías.

En el capítulo 3, se planteó la metodología general la cual puede ser aplicada a cualquier campo que busque acondicionar aguas de producción y flowback a condiciones de reúso ya sea en fracturamiento o acidificación.

Finalmente en el capítulo 4, se analizó la aplicación de la metodología general para acondicionar el agua del campo Castilla para su uso en acidificación y fracturamiento.

1. GENERALIDADES

1.1 AGUAS DE PRODUCCIÓN

Es el agua obtenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada). Esta agua viene asociada al hidrocarburo y aunque inicialmente sus volúmenes no son considerablemente altos al transcurrir el tiempo el volumen de agua aumenta progresivamente hasta multiplicar la cantidad de aceite producido¹.

1.2 AGUAS DE CAPTACIÓN

Los sistemas de captación de agua tienen como propósito recolectar y almacenar el agua proveniente de diversas fuentes ya sean superficiales (ríos, lagos, arroyos, etc.), subterráneas (proveniente de pozos someros) o acueducto para diversos usos. Su requerimiento en la industria es imprescindible para muchas de las actividades que se llevan a cabo en un campo petrolero, que van desde su empleo para tareas domésticas, hasta prácticas propias de la industria como la perforación, workover, completamiento, y estimulaciones, por lo que la demanda de agua de captación en un campo es considerablemente alta.²

¹ Arnold, Richard. Burnett, David y Otros. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso, Schlumberger, 2004

² Guía Ambiental para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida Ministerio de Minas del Perú

1.3 AGUAS DE FLOWBACK

El agua residual proveniente del proceso de estimulación, se la conoce como agua de flujo de retorno o flowback. Este flowback es tóxico para la vida acuática y otras especies sensibles, por lo que no puede ni debe descargarse a un curso de agua sino que debe tratarse.³

Cada trabajo de Fracturamiento trabaja en promedio unos 1.300 bbl de fluidos de fractura devuelve apenas entre 30 y 50% que deben ser tratados y dispuestos convenientemente.

1.4 DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

El agua que se produce en un campo de petróleo posee variedad en las características y composición, algunas de estas aguas deben ser minimizadas, retiradas o tratadas para cumplir con la normatividad ambiental. Existen diferentes métodos para la disposición de las aguas de producción entre ellos tenemos:

1.4.1 Vertimiento

El objetivo de este proceso es verter el agua de producción en cuerpos de agua como los ríos, arroyos y lagos, preferiblemente estos se deben encontrar en una zona cercana al campo donde se produce. Antes de ser llevada al lugar de vertimiento el agua contaminada debe ser tratada, cumpliendo con normal y reglas estipuladas por el país o zona donde se esté llevando a cabo la eliminación.

³ Revista Petroquímica. Tratamiento De Flowback: Superando Desafíos, 9 octubre, 2013

En Colombia el vertimiento está regulado por entes del estado como son: Ministerio de Ambiente, Ministerio de Vivienda y Desarrollo Territorial y las Corporaciones Autónomas Regionales, estas son las que están autorizadas de reglamentar los permisos y requerimiento mínimos, para el monitoreo de la descarga sobre los cuerpos de agua. En la tabla 1 se pueden observar los requerimientos mínimos para vertimiento según la normatividad colombiana.

Tabla 1: Estándares mínimos para vertimiento

Parámetro	Unidad	Valor máximo permitido
Hidrocarburos Totales del Petróleo (HTP)	mg/L	2,0
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)	mg/L	0,05
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	µg/L	20,0
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L	200,0
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,0
Material Flotante	mg/L	0,5
Grasas y Aceites	mg/L	20,0
Fluoruros (F-)	mg/L	5,0
Sulfatos (SO42-)	mg/L	200,0
Sulfuros (S2-)	mg/L	1,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5)	mg/L	50,0
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,0
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,0
Ph	Unidades	6,0 a 8,0
Temperatura	°C	No podrá tener una variación mayor de 3,0 °C en relación con la temperatura del cuerpo de agua continental superficial

Fuente: Decreto 3930 de 2010. Art. 8.

1.4.2 Reinyección

Uno de los objetivos de este proceso es llevar el agua producida en superficie obtenida por las operaciones de producción de crudo, a la formación o al yacimiento mismo donde se está produciendo. Cabe recordar que antes de realizar esta técnica se debe tratar el agua, de acuerdo con características y propiedades del propio reservorio, de tal forma que no se cause daño o pérdida total de la formación receptora⁴.

Otro fin para el cual se realiza la inyección de agua es el de mantener la presión existente dentro del yacimiento, conocido como recuperación secundaria, mejorando el recobro de crudo residual y aumentando la producción acumulada del mismo.

En términos generales para realizar la inyección de agua, ya sea para recobro o disposición del agua producida, se requiere realizar un estudio detallado de varios factores que influyen directamente en el éxito de este tipo de procedimientos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Criterios propios del yacimiento y del pozo inyector.
- Tipo de agua y características de la misma.
- Facilidades utilizadas para el tratamiento e inyección del agua.

1.4.3 Reúso

El reúso del agua, nace de la necesidad de hacer que la industria del petróleo sea autosustentable, no solo porque el requerimiento de agua es cada vez mayor para

⁴ GIRALDO Jorge y ESCALANTE Luis. Diseño Conceptual para la Construcción de una Planta de Tratamiento e Inyección de Agua en el Campo Cantagallo. Tesis. 2008.

la realización de diversas actividades relacionadas directamente con el desarrollo de campos petroleros y aumento en la productividad de los mismos, sino también de minimizar los impactos ocasionados por estas actividades, que si bien se tienen que llevar a cabo, no tienen por qué afectar negativamente al medio ambiente ni a las comunidades. Es así como el reúso del agua de producción y flowback se muestra como una estrategia viable para mitigar los daños ocasionados por los vertimientos y captaciones de agua dulce.

Una de las actividades que genera mayor consumo de agua es la estimulación de pozos que incluye los trabajos de fracturamiento hidráulico y acidificación, por lo cual se propone acondicionar aguas de producción y flowback con el objetivo de evitar o reducir el vertimiento y la captación. Se describen entonces los siguientes procesos:

- **Fracturamiento Hidráulico**

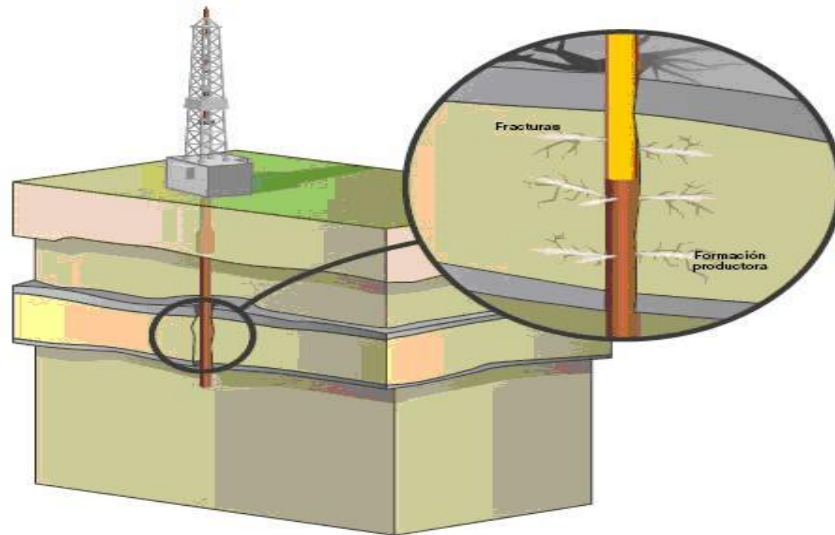
La técnica del fracturamiento hidráulico es basada en el hecho de que todas las formaciones geológicas presentan un límite de presión al cual se rompen conocido también como presión de fractura. La técnica emplea un fluido fracturante que se bombea al intervalo de la formación que se quiere fracturar para separar los poros y los microcanales que se encuentran en la roca, mientras un material de sostenimiento mantiene abiertas las nuevas zonas de alta conductividad de fluidos aun después de que se haya liberado la presión de inyección.⁵

El fluido de fractura es de vital importancia para el desarrollo de la operación debido a que proporciona el medio para transmitir la presión a el intervalo que se desea fracturar como para transportar el material de sostenimiento también llamado

⁵ BP. Hydraulic Fracturing Theory Manual. 1994.

agente apuntalante que se encarga de mantener las fracturas generadas abiertas lo que ocasiona un incremento en la productividad del pozo y por lo tanto beneficios evidentes económicamente hablando (Ver figura 1).

Figura 1: Fracturamiento Hidráulico



Fuente: pinedadelasierra.blogspot.com

Para el diseño de una operación de fracturamiento hidráulico es siempre necesario tener en cuenta aspectos importantes:

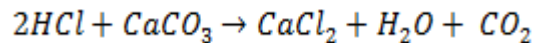
- **Acidificación o Estimulación ácida**

Es aquel tipo de tratamiento en el cual se utilizan sistemas ácidos para causar una reacción con los componentes del yacimiento. Esta reacción tiene el fin de disolver todos aquellos componentes que causen obstrucciones al flujo, por ejemplo

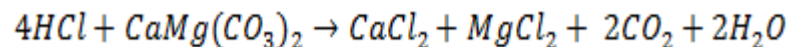
acumulaciones de orgánicos, arenas que taponen, arcillas inflamadas⁶. La eficiencia de estos tratamientos depende directamente de la correcta selección del sistema de ácido.⁷

Tipos de ácidos. Entre los ácidos más comunes usados para proceder a estimular un pozo se encuentran los siguientes:

- *Ácido clorhídrico (HCl)*: Es el más utilizado en la estimulación de pozos, se disocia en agua rápidamente y puede llegar hasta una concentración de 43% en peso bajo condiciones estándar. En el mercado se consigue hasta una concentración de 32% en peso bajo el nombre de ácido muriático. La reacción del ácido clorhídrico con la caliza es la siguiente:



La reacción con respecto a la dolomita es aproximadamente la que se muestra a continuación:



- *Ácido fluorhídrico*: este ácido permite la disolución de materiales como las arcillas, feldespatos, cuarzos, entre otros. Se puede encontrar comercialmente en concentración que están entre el 40 y el 70% en peso o se puede utilizar también como material puro en forma de anhídrita.

6URIBE SERRANO, Diego Andrés. Trabajo de grado. Desarrollo de una metodología para realizar el aseguramiento y control de la calidad de los fluidos y químicos utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas. Universidad Industrial de Santander. 2014.

⁷ API, Acidizing Treatment in Oil and Gas Operators, American Petroleum Institute (API), all rights reserved. Digital Media, mayo 2014

- *Ácidos orgánicos*: además de los ácidos anteriormente mencionados se pueden emplear sustancias menos fuertes para obtener el mismo resultado.

- **Requerimientos Calidad Del Agua**

Las especificaciones del agua de producción tratada deben cumplir con los mínimos parámetros, las cuales corresponden a los lineamientos del Decreto 1545, Resolución 3930 y norma NACE 173-05; que deben ser aplicados actualmente en el campo Castilla para determinar que el agua es aceptada como fluido base para la preparación de tratamientos de acidificación (Tabla 2).

Tabla 2: Requerimientos De Calidad De Agua De Para Fluidos De Acidificación.

PARÁMETRO	VALOR ACEPTADO
pH	6 – 8
Conductividad	< 2 mS/cm
Turbidez	< 2 NTU
Hierro	< 1 ppm
Dureza	< 2000 ppm
Cloruros	< 250 ppm
Bicarbonatos	< 300 ppm
Fosfatos	< 5 ppm
Sulfatos	< 1 ppm
Dióxido de Silicio	< 50 ppm
Solidos Totales Disueltos (TDS)	< 10.000 ppm
BSR	< 10 e 5 bac/ml
Fenoles	< 0.2 ppm
Grasas y Aceites	< 10 ppm
Solidos Totales Suspendidos (TSS)	< 60 ppm

Fuente: ECOPETROL S.A.

Igualmente estos parámetros se deben tener en cuenta para fluidos de fracturamiento hidráulico. Esta es una guía de la calidad del agua que ayuda a prevenir reacciones indeseables, desarme de geles de fractura, desestabilizaciones térmicas, inhibición de la viscosidad necesaria, precipitaciones y degradaciones en los fluidos de Acidificación y Fracturamiento Hidráulico (Tabla 3).

Tabla 3: Requerimientos de Calidad De Agua para Fluidos De Fractura

PARÁMETRO	VALOR ACEPTADO
pH	6 – 8
Conductividad	NR
Turbidez	NR
Hierro	<25 ppm
Dureza	< 15000 ppm
Cloruros	< 1000 ppm
Bicarbonatos	< 600 ppm
Fosfatos	< 5 ppm
Sulfatos	< 5 ppm
Dióxido de Silicio	< 35 ppm
Solidos Totales Disueltos (TDS)	< 50.000 ppm
BSR	0 e 5 bac/ml
Fenoles	< 0.2 ppm
Grasas y Aceites	< 10 ppm
Solidos Totales Suspendidos (TSS)	< 50 ppm

Modificado de: Reuse Of Flowback & Produced Water For Hydraulic Fracturing In Tight Oil

1.5 ANTECEDENTES

Anteriormente, la descarga de residuos líquidos no era considerada un problema serio, ya que el vertimiento de aguas de producción no afectaba considerablemente el medio ambiente, esto debido a los bajos volúmenes de agua que eran depositados en cuerpos de agua. En los años 20 y 30 la creciente explotación de recursos hidrocarburos generó también un aumento en las descargas de aguas contaminadas en las que para entonces su tratamiento consistía en retirar la mayor cantidad de crudo pero no por el cumplimiento de una reglamentación exigente si no para recuperar la mayor cantidad de aceite y así mayor entradas económicas.

Países con tradición explotadora de petróleos como Canadá y Estados Unidos fueron los primeros en implantar políticas ambientales respecto a los vertimientos específicos del recurso hidrocarburo. En Colombia Decreto Ley 2811 de 1974 (Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Medio Ambiente) estableció por primera vez acciones de prevención y control de la contaminación del recurso hídrico, para garantizar la calidad del agua para su uso posterior, e inserta el concepto de Tasa Retributiva como tributo por la afectación de los recursos hídricos.

Desde entonces el agua asociada a la extracción de crudo fue considerada solo un gasto hasta que apareció el concepto de reúso, quizás el más importante hasta ahora ha sido la reinyección como recobro secundario, pero en las últimas 2 décadas se han planteado otras alternativas de uso a esta agua, y así no tener que verterla, pero lo que hizo realmente que se pensara en su uso fue la necesidad, ya que irónicamente muchas de las actividades de la industria necesitan grandes volúmenes de agua que muchas veces es muy difícil de conseguir, P.R Puckorius, GA. Loretitsch, T.J. Tvedt, Jr. (1998) o más adelante R. Hanes y M. Parker (2003) fueron de los primeros en hablar de reúso del agua de producción, y más adelante después del 2010 con el considerable aumento de los trabajos de fracturamiento

especialmente en Estados Unidos y Canadá con el desarrollo de prácticas como el fracking creció la preocupación y con ella a producción bibliográfica y autores como Samer Adam and Joel Minier-Matar (2010) o JM Lee (2009).

2. TECNOLOGÍAS

Para lograr acondicionar el agua a calidad de reúso es necesario contar con un set de tecnologías que apoyen esta labor, por eso, para plantear la metodología, la cual es la principal finalidad de este proyecto es necesario hablar de estas tecnologías las cuales realizan el tratamiento a los efluentes y logran los requerimientos necesarios para que el agua se pueda reusar. Estos tratamientos deben ser adecuados para el propósito determinado, tener una alta eficiencia, bajos costos y adicionalmente traer ventajas ambientales. Estas tecnologías pueden clasificarse según su función en 3 grupos, tratamiento primario, secundario o terciario.

2.1 TRATAMIENTO PRIMARIO

En el tratamiento primario se remueven los sólidos suspendidos, aceite, hierro, polímeros, bacterias⁸ tienen las siguientes características (ver tecnologías en la tabla 4):

- Separa las fases de fluidos. Remueve tanto aceite del agua como es posible.
- Puede haber beneficios de tratar el agua de Flowback y el agua de Producción separadamente si existen diferencias en la composición de las mismas.
- Separar sólidos suspendidos, aceite emulsionado y romper geles o polímeros orgánicos.
- Remover los sólidos separados en flotación en unidad de separación.

⁸ MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson Andrés. Proyecto de Grado. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Universidad Industrial de Santander. 2012.

- La rigurosidad de la aplicación de cada uno de los pasos anteriores depende del nivel de calidad requerida para los usos sub-secuentes de las aguas de Flowback o aguas de Producción.

Tabla 4: Tecnologías Tratamiento Primario

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Separador de Platos Corrugados	Separación de aceite libre de agua por gravedad, los efectos se mejorarán mediante la floculación en la superficie de platos Corrugados	-No requiere de energía -Económica y eficaz para la remoción de aceite sólidos suspendidos. -Tecnología robusta.	-Ineficiencia en presencia de partículas finas. -Alto tiempo de retención. -Mantenimiento constante.
Hidrociclón	Separación de aceite libre bajo la fuerza centrífuga generada por la entrada tangencial de la presión en el flujo de afluentes.	-Los módulos compactos, ofrecen una mayor eficiencia y rendimiento en la eliminación de las pequeñas partículas de aceite.	-Mayor energía necesaria para la presurización en la entrada del hidrociclón. -No separa sólidos en suspensión ni incrustaciones. -Mayor costo de mantenimiento.
Microfiltradores	La membrana elimina las micro-partículas del agua bajo una presión aplicada	-Mayor recuperación de agua dulce	-Requiere alta energía -Baja eficiencia para las sales divalentes y monovalentes.
Celdas de Flotación por gas inducido	Las partículas de aceite se adhieren a las burbujas del gas inducido y flotan en la superficie	-Mayor eficiencia por coalescencia -Fácil operación -Robusto y duradero.	-Generación de gran cantidad de aire

2.2 TRATAMIENTO SECUNDARIO

En el tratamiento secundario se remueven iones divalentes tales como: calcio, magnesio, bario, estroncio⁹ (ver tecnologías en la tabla 5). Algunas características generales son:

- Minimiza la tendencia incrustante de las aguas y los riesgos de formación de depósitos inorgánicos.
- Después del tratamiento secundario el agua tratada puede ser utilizada como fuente de agua para la preparación de fluidos de fracturamiento y acidificación (Reúso del agua).
- Minimiza la necesidad de utilización fuentes de agua fresca para la mezcla con agua de producción y flowback para mejorar la calidad de la misma.
- Incorpora tecnologías y costos adicionales.
- Lograr compatibilidad del agua tratada con los aditivos utilizados en los fluidos de fracturamiento y acidificación.

⁹ GARCIA Juan F. y ESCOBAR Juan D. Evaluación de los Requerimientos de Estimulación en Pozos Inyectores en Campo Guando. 2009

Tabla 5. Tecnologías Tratamiento Secundario

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Precipitantes Químicos	Consiste en la eliminación de una sustancia disuelta indeseable, por adición de un reactivo que forme un compuesto insoluble con el mismo, facilitando así su eliminación por cualquiera de los métodos descritos en la eliminación de la materia en suspensión.	-Simplicidad de Operación -Alto nivel de Eliminación de metales pesados -Bajo Costo de Operación	-La presencia de agentes orgánicos disminuye su rendimiento. -No es Selectivo Se necesitan agentes coagulantes y floculantes para separar los metales del efluente. -Generación de lodos con alto costo de tratamiento.
Intercambiador Iónico	Las sales disueltas o minerales están ionizados y son removidos mediante el intercambio iónico	-Es posible la eliminación de metales a muy bajas concentraciones. -Alta Selectividad. -Es posible la recuperación de los metales por electrólisis. -Baja energía requerida -Regeneración continua de resina -Eficaz	-La presencia de Ca, Na y Mg disminuye su rendimiento debido a que pueden saturar la resina. -La posible competencia entre metales pesados y otros cationes. -Las resinas no son muy tolerantes al cambio de pH. -Los materiales orgánicos pueden envenenar la resina.
Electrocoaguladores	Desestabiliza las partículas de contaminantes que se encuentran suspendidas, emulsionadas o disueltas en un medio acuoso, induciendo corriente eléctrica en el agua a través de placas metálicas paralelas de diversos materiales.	- Requiere de equipos simples y de fácil operación - Alta efectividad en la remoción de un amplio rango de contaminantes. -Purifica el agua y permite su reciclaje.	-Es necesario reponer los electrodos de sacrificio. -Los lodos contienen altas concentraciones de hierro y aluminio, dependiendo del material del electrodo de sacrificio utilizado.

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Celdas de Oxidación avanzada	Los oxidantes fuertes son los encargados de oxidar los contaminantes solubles y eliminarlos en forma de precipitación.	-Funcionamiento sencillo -Eficaz como tratamiento primario de los componentes solubles.	-Suministro in situ del oxidante

2.3 TRATAMIENTO TERCIARIO

En el tratamiento terciario se realiza la remoción de las sales disueltas en el agua (Desalinización) cuando es requerido, con el objetivo de lograr la compatibilidad con los aditivos del fluido de fractura y acidificación o para realizar disposición en superficie (cuando no es posible hacer la disposición en pozos Disposal). Algunos procesos de tratamiento terciario pueden no requerir la realización de tratamientos primario y secundario previos.

La selección de la tecnología (ver tabla 6) de desalinización depende principalmente de la concentración de sal y la presencia de otros contaminantes en el agua. Todas las tecnologías de tratamiento terciario generan un desecho de salmuera concentrada de la cual requiere disponerse.

Tabla 6. Tecnologías Tratamiento Terciario

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Celdas de Electrodiálisis	Sales ionizadas atraen y enfocan los electrodos de carga opuesta que pasan a través de las membranas donde se produce el intercambio iónico	-Tecnología limpia sin adición de químicos -No requiere pretratamiento	-Menos eficiente con alta concentración de afluentes -Requiere una membrana regeneradora

Evaporadores Mecánicos	Se basa en la atomización o pulverización del agua a temperatura ambiente, se realiza sin ningún tipo de calor aplicado y son los evaporadores los que pulverizando el agua.	- Al no tener cambios de temperatura y presión en el proceso, se garantiza que no se generan vapores o gases tóxicos y la formación de incrustaciones disminuye notablemente.	- Los cambios de clima, especialmente las condiciones de humedad y baja temperatura. - Se requiere realizar un seguimiento estricto a las aguas subterráneas y al aire circundante, para verificar la no afectación de los mismos por el proceso.
Evaporadores Térmicos	Consiste en pasar de forma gradual un líquido a estado gaseoso mediante la aplicación de la suficiente energía en forma de calor, para vencer la tensión superficial del mismo.	- Es posible emplear de forma directa el gas que generan los campos petroleros como fuente de energía.	- Las áreas para los equipos son de tamaño considerable, aproximadamente 290 metros cuadrados solo para los equipos principales.
Membranas de Osmosis Inversa	Agua pura es extraída del Agua contaminada bajo una presión diferencial	-Altos niveles de remoción. -Es un proceso fácilmente automatizado -No hay cambio en la composición química de las aguas residuales -Es posible recuperar los metales pesados. -Remueve sales monovalentes y contaminantes disueltos	-Mediana selectividad y tolerancia a cambios de pH. -Requiere de presiones muy altas para su funcionamiento. -Requiere de mantenimiento frecuente para evitar saturación de la membrana hasta con pequeñas trazas de grasa y aceite. -Alto costo por reemplazo frecuente de la membrana. -Es necesario separar las partículas insolubles o en suspensión para evitar saturación de la membrana.

2.4 MATRICES TECNOLOGÍAS

Estas tecnologías anteriormente descritas en las tablas 4, 5 y 6 conforman el sistema de tratamiento de agua, su uso o no depende de las necesidades, las cuales son impuestas por la legislación o por el uso que se le piense dar al agua, así mismo por el grado de contaminación de esta, además del tipo de contaminantes que ella contenga.

En la tabla 7 se muestran los usos de cada una de las tecnologías, con el fin de facilitar la selección según los requerimientos impuestos y los contaminantes presentes.

En la tabla 8 se muestra la eficiencia de remoción de cada una de las tecnologías.

Tabla 7: Matriz de Usos de las Tecnologías

TECNOLOGÍAS	Extracción de Aceite	Remoción de Sólidos Sedimentables	Remoción de Sólidos Suspendidos	Remoción de Sólidos Disueltos	Remoción de Sulfatos	Remoción de Cloruros	Remoción de Hierro	Remoción de Ca, Ba & Mg	Remoción de Bacterias	Remoción de Fosfatos	Remoción de Carbonatos y Bicarbonatos
Skim Tank	✓	✓									
Separador API	✓	✓									
Hidrociclón	✓	✓	✓								
Unidad de Flotación	✓	✓	✓								
Flotación de Gas	✓	✓	✓								
Separador de Platos Corrugados	✓	✓									
Osmosis Inversa				✓		✓					
Intercambio Iónico					✓		✓	✓		✓	✓
Precipitación Química					✓			✓		✓	✓
Electrocoagulación	✓	✓	✓		✓		✓	✓		✓	✓
Oxidación Avanzada					✓		✓	✓		✓	✓
Luz Ultravioleta									✓		
Biocidas									✓		
Electrodialisis				✓		✓					
Evaporador Térmico				✓		✓					
Evaporador Mecánico				✓		✓					
Microfiltración	✓	✓									
Coagulación y Floculación			✓								

Tabla 8: Eficiencias de Tecnologías.

Tecnología	Sólidos suspendidos de entrada (ppm)	Sólidos suspendidos de salida (ppm)	Sólidos disueltos de entrada (ppm)	Sólidos disueltos de salida (ppm)	Grasas y aceites de entrada (ppm)	Grasas y aceites de salida (ppm)	iones divalentes de entrada (ppm)	iones divalentes de salida (ppm)	BSR de entrada (UFC/100 mL)	BSR de salida (UFC/100 mL)
Skim Tank	>1000	<1000	NA	NA	>700	>600	NA	NA	NA	NA
Separador API	>900	<1000	NA	NA	>500	>100	NA	NA	NA	NA
Sep de Platos Corrugados	>1000	<1000	NA	NA	>700	>500	NA	NA	NA	NA
Flotación de Gas	<1000	>5	NA	NA	<3000	>10	NA	NA	NA	NA
Hidrociclón	<1000	>5	NA	NA	<3000	>8	NA	NA	NA	NA
Microfiltración	<1000	>2	NA	NA	<3000	>2	NA	NA	NA	NA
Filtro multimedia	<100	>2	NA	NA	<50	>1	NA	NA	NA	NA
Biocidas	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Luz Ultravioleta	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Intercambio Ionico	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<10000	>3	>0	0
Precipitación Química	NA	NA	NA	NA	NA	NA	D.P.P.	D.P.P.	>0	0
Electrocoagulación	>20	<3	NA	NA	<20	>8	<5000	>5	NA	NA
Oxidación Avanzada	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<5000	>5	NA	NA
Osmosis Inversa	NA	NA	<70000	>3	NA	NA	<20000	>1	NA	NA
Electrodialisis	NA	NA	<50000	>5	NA	NA	<15000	>2	NA	NA
Evaporador Térmico	NA	NA	<100000	>30	NA	NA	<50000	>15	NA	NA
Evaporador Mecánico	NA	NA	<100000	>70	NA	NA	<50000	>30	NA	NA

NA = No Aplica

D.P.P. = Eficiencia depende del precipitante y el precipitado

A continuación en la tabla 9 se muestran los costos globales de sistemas de tratamiento aplicados incluido el costo de disposición.

Tabla 9: Matriz de Costos

OBJETIVO DISPOSICIÓN	DESCRIPCIÓN	COSTO TRATAMIENTO USD	COSTO DISPOSICIÓN USD	COSTO TOTAL USD
Libre uso	CPI+IGF+WSF+T.E.+P.Q.+C.A.+F.M.+I.I.	\$0,13	\$0,06	\$0,19
Libre uso	CPI+IGF+WSF+T.E.+M.F.+ClO2+F.M.+I.I.	\$0,13	\$0,06	\$0,20
Libre uso	CPI+IGF+WSF+T.E.+L.A.+F.M.+I.I.	\$0,12	\$0,06	\$0,19
Libre uso	CPI+P.Q.+M.C.+T.E.+I.I.	\$0,13	\$0,06	\$0,19
Riego/Vertimiento	CPI+IGF+WSF+T.E.+P.Q.+C.A.	\$0,10	\$0,02	\$0,12
Riego/Vertimiento	CPI+IGF+WNSF+T.E.+M.F.+ClO2	\$0,10	\$0,02	\$0,12
Riego/Vertimiento	CPI+IGF+WNSF+T.E.+L.A.	\$0,09	\$0,02	\$0,11
Riego/Vertimiento	CPI+P.Q.+M.C.+T.E.	\$0,11	\$0,02	\$0,13
Disposal Optimizado @ 950 psi	CPI+P.Q.+M.C.	\$0,10	\$0,11	\$0,20
Disposal Actual @ 1900 psi	CPI+IGF+WSF	\$0,08	\$0,13	\$0,20

CPI= Separador de Placas Corrugadas C.A.= Carbón Activado

IGF= Flotación por Gas Inducido F.M.= Filtro Multimedia

WSF= Filtros de cascara de nuez I.I. = Intercambio Iónico

T.E.= Torre de Enfriamiento MF= Micro Filtración

P.Q.= Precipitación Química M.C= Membrana Cerámica

ClO2= Dióxido de Cloro L.A= Lagunas Aireadas

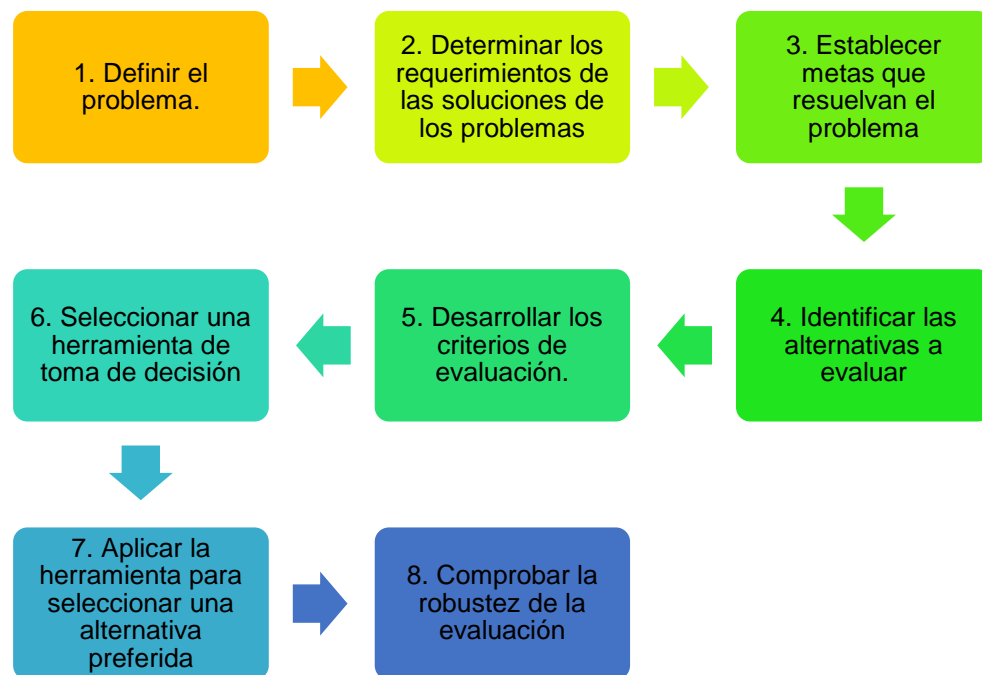
Fuente: Informe costos de tratamiento de agua de Producción en la SCC. ECOPETROL 2013.

Apoyados en las tablas mostradas en este capítulo, las cuales condensan toda la información encontrada acerca de las tecnologías se realizará la metodología general y los análisis económicos mostrados en los capítulos siguientes.

3. METODOLOGÍA GENERAL

La metodología se debe planificar a través de la recolección, almacenamiento y procesamiento de diferentes tipos de información para la construcción de una idea viable de como resolver un problema. Se hace necesario recurrir a una secuencia lógica, que ayudará a plantear una solución estructurada y completa . (Figura 2).

Figura 2: Proceso General de Toma de Decisiones



Fuente: Decition Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making. 2008.

El análisis general de toma de decisiones es aceptada en varios campos. Se aplica en aquel caso en el que hay que determinar la solución práctica a un problema, teniendo en cuenta diversos criterios o puntos de vista. Éste ejercicio será aplicado para el siguiente caso:

- 1. Definir el problema:** Altos volúmenes de aguas de captación para la preparación de fluidos de acidificación y fracturamiento.

2. **Determinar los requisitos:** Calidad del agua para los diferentes usos.
3. **Establecer las metas que resuelvan el problema:**
 - Minimizar los volúmenes de agua captada.
 - Disponer de facilidades y tecnologías para el tratamiento óptimo de las aguas de producción y flowback que actualmente se generan.
 - Disminución de costos de tratamientos de las aguas de producción y flowback.
 - Evitar contaminación ambiental.
4. **Identificar las alternativas para el manejo del agua de producción:**

Fluidos de acidificación y fracturamiento.
5. **Definir y Desarrollar los criterios de evaluación:** Para el manejo del agua de producción se tienen en cuenta criterios físicos y químicos. Es de vital importancia que el agua disponible cumpla con algunas normas de calidad, para su posterior uso. Se debe tener en cuenta entre otras las propiedades del yacimiento en el cual se va a aplicar el tratamiento para prevenir un daño a la formación.
6. **Seleccionar una herramienta de toma de decisión:** La herramienta a utilizar será un árbol de decisiones o también llamado diagrama de flujo.
7. **Aplicar la herramienta:** En este caso se propone como herramienta un árbol de decisiones que requiere unos datos de entrada en función de los criterios definidos.
8. **Comprobar la robustez de la evaluación:** Esto corresponde a la validación de las soluciones basadas en el planteamiento del problema, las alternativas seleccionadas siempre tienen que ser validadas. En nuestro caso la

validación esta basada en las pruebas de análisis químico final, compatibilidad con aditivos y la prueba de carácter incrustante.

3.1 ÁRBOL DE DECISIONES

Como se planteó anteriormente, la herramienta a usar será un algoritmo representado en un árbol de decisiones que se presenta a continuación. Este tiene como objetivo proporcionar las herramientas suficientes al ingeniero, quien con su criterio deberá implementar el sistema adecuado de acuerdo a las condiciones del agua de entrada y puede ser aplicado para aguas de producción y flowback apoyándose en las tablas que condensan información suficiente de las tecnologías para tomar la mejor decisión.

Se propone un árbol de 6 etapas basado en la metodología expuesta en el documento Reuse of Flowback & Produced Water for Hydraulic Fracturing in Tight Oil The Petroleum Technology Alliance Canada PTAC 2012 esta metodología fue complementada con pruebas para validar la calidad del agua. Estas etapas se describen a continuación:

3.1.1 Determinar las Características Fisicoquímicas de las Aguas Asociadas a la Producción de hidrocarburos

El primer paso en lo que respecta al manejo del agua de producción y flowback es la evaluación de la composición del agua, Contenido de sólidos, Grasas y Aceites, Metales y Aniones, Alcalinidad, Calidad del Agua, y BSR son los parámetros más relevantes a considerar en cualquier programa de monitoreo de calidad de aguas producidas y se recomienda realizar esta evaluación como punto de partida a fin de determinar la condición a la cual se encuentra el agua que se dispone para el reúso.

Adicionalmente se recomienda un análisis físicoquímico interetapa para así determinar la necesidad de avanzar a la siguiente etapa.

3.1.2 Establecer el Uso del Agua

Es el segundo paso y consiste en estipular el uso que se le dará al agua, para así conocer los requerimientos que debe cumplir y las acciones a realizar para lograr dicho objetivo.

3.1.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites

Esta etapa se propone con el fin de remover del agua los sólidos suspendidos (TSS) que en algún momento podrían llevar a estabilizar una emulsión, y aquellas gotas de aceite que no favorecen la compatibilidad entre el agua y el fluido; para esto se proponen tecnologías como: separadores API, CPI, Skim Tank, celdas de flotación, hidrociclones y Microfiltración (MF).

Inicialmente se determina si la concentración de TSS es <1000 ppm y la concentración de aceite es <3000 ppm (datos tomados de la tabla 8); si esta condición se cumple se deben aplicar tecnologías como: Gas de Flotación, Hidrociclones o Microfiltración. Si la condición no se cumple el agua debe ser tratada con tecnologías como: Separador API, CPI, Skim Tank; para luego ser procesada por alguna de las tecnologías primeramente descritas.

3.1.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles

Ocurre en función de la distribución del tamaño de partícula de los sólidos totales suspendidos (TSS) y su concentración. El objetivo de esta etapa es llevar los sólidos a una menor concentración al de la etapa anterior (<10 ppm), y puede lograrse

utilizando tecnologías como la electrocoagulación, la Microfiltración, Media filtración (cascara de nuez entre otros).

Se debe entonces determinar si la concentración de TSS es <10 ppm y la concentración de grasa es <10 ppm (datos tomados de la tabla 8), si esta condición no se cumple, las tecnologías recomendadas para llevar el agua a estas condiciones son la Electrocoagulación, Media filtración y Microfiltración; pero si esta condición se cumple se plantea entonces la pregunta de la siguiente etapa.

3.1.5 Remoción de Iones Selectivos

Dependiendo del origen del agua, y la presencia de algunas especies iónicas como el Fe, Ca, Mg, HCO_3 , SO_4 , Ba, junto con la evaluación del carácter incrustante del agua, puede requerirse el cambio de estos iones divalentes por unos monovalentes utilizando tecnologías de intercambio iónico, filtros de Fe o tratamiento químico, a fin de mitigar la aparición de scale inorgánicos que afecten la calidad de los fluidos y potencialmente provoque daño en la formación.

Lo primero que se debe hacer es determinar el Carácter Incrustante del agua (IS): Si IS (calculado a partir del análisis físico químico del agua), si este es menor a 1 continúe con la siguiente etapa, pero si IS es mayor a 1, determine la tendencia incrustante (ST) con el software Scale Chem para las fracciones inorgánicas que puedan presentar precipitación.

Para valores de ST mayores a 4, se debe considerar un Tratamiento Secundario con tecnologías como: Intercambio Iónico, Nano Filtración, Precipitación o Tratamiento Químico, luego se continua a la siguiente etapa de ser necesario.

3.1.6 Remoción de Sales

Si se diera el caso en que el agua a tratar contenga altos niveles de concentración de sólidos disueltos (TDS) es decir $TDS \geq 50.000$ ppm, se debe considerar la opción de mezclar con agua fresca, o utilizar tecnologías como la Evaporación (mecánica o térmica), la destilación, electrodiálisis o membranas de filtración.

Se debe además evaluar si la concentración de $TDS \geq 10.000$ ppm, si esta condición no se cumple se pasa a la siguiente etapa, pero si la condición se cumple, se hace necesario determinar si se tiene disponible una fuente de agua fresca que pueda mezclar con el agua de producción tratada, se deben evaluar diferentes porcentajes de mezcla y establecer así el más óptimo.

Si no es posible contar con una fuente de agua fresca para realizar la mezcla, se recomienda un Tratamiento Terciario que involucra tecnologías como: Ósmosis Inversa, Electrodiálisis, Destilación y Compresión a Vapor y continúe.

3.2 EVALUAR LA COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA CON LOS ADITIVOS DEL TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN Y FRACTURAMIENTO

En esta etapa el agua de producción y flowback ya se encuentran dentro de los parámetros físico químicos permitidos para su reúso, se debe ahora continuar con los ensayos de laboratorio que determinan si las aguas tratadas son compatibles con los aditivos del tratamiento, para ello se realizan a nivel de laboratorio los siguientes ensayos según el uso del agua tratada:

3.2.1 Estimulación:

Solubilidad, Compatibilidad, Detergencia, Mojabilidad Visual, Rompimiento, pH, Tensión Interfacial.

3.2.2 Fracturamiento:

Solubilidad, Compatibilidad, Detergencia, Mojabilidad Visual, pH, Perfil Reológico, Turbidez.

Si se observa alguna incompatibilidad, se debe investigar si se dispone de un fluido de Nueva Generación el cual pueda trabajar con las condiciones actuales.

Si la respuesta es NO, se debe acondicionar el agua disponible para que sea compatible con el fluido.

Si la respuesta es SI, se valida la nueva formulación con ensayos de compatibilidad entre ese nuevo fluido y el agua tratada.

3.3 EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA Y EL AGUA DE FORMACIÓN

Se deben realizar compatibilidades simuladas en un amplio rango de relaciones de mezcla. Si se presenta alguna incompatibilidad, se utiliza algún tratamiento químico para mitigar la incompatibilidad, puede ser necesario adicionar un inhibidor de scale en la formulación. Si no se observa incompatibilidad se puede continuar con la siguiente etapa.

3.4 EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN TRATADA, EL AGUA DE FORMACIÓN Y LA ROCA PRODUCTORA

Aun cuando se ha dado la compatibilidad entre el agua tratada con los aditivos del fluido y con el agua de formación, cabe la posibilidad de que se genere una interacción negativa con la roca productora, por ello es necesario llevar a cabo un ensayo de sensibilidad de las aguas y la roca, puede hacerse de forma estática

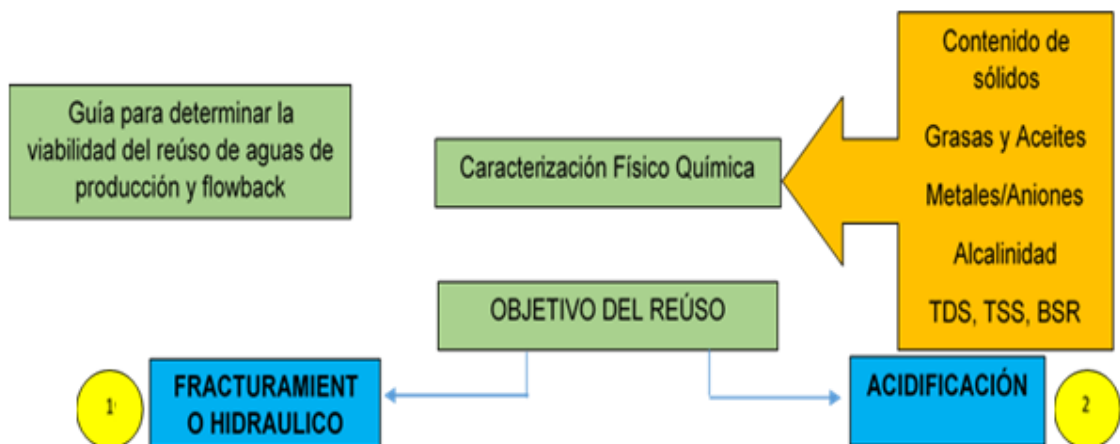
(Shurman y Bergensen) o dinámica a través de una prueba de retorno de permeabilidad.

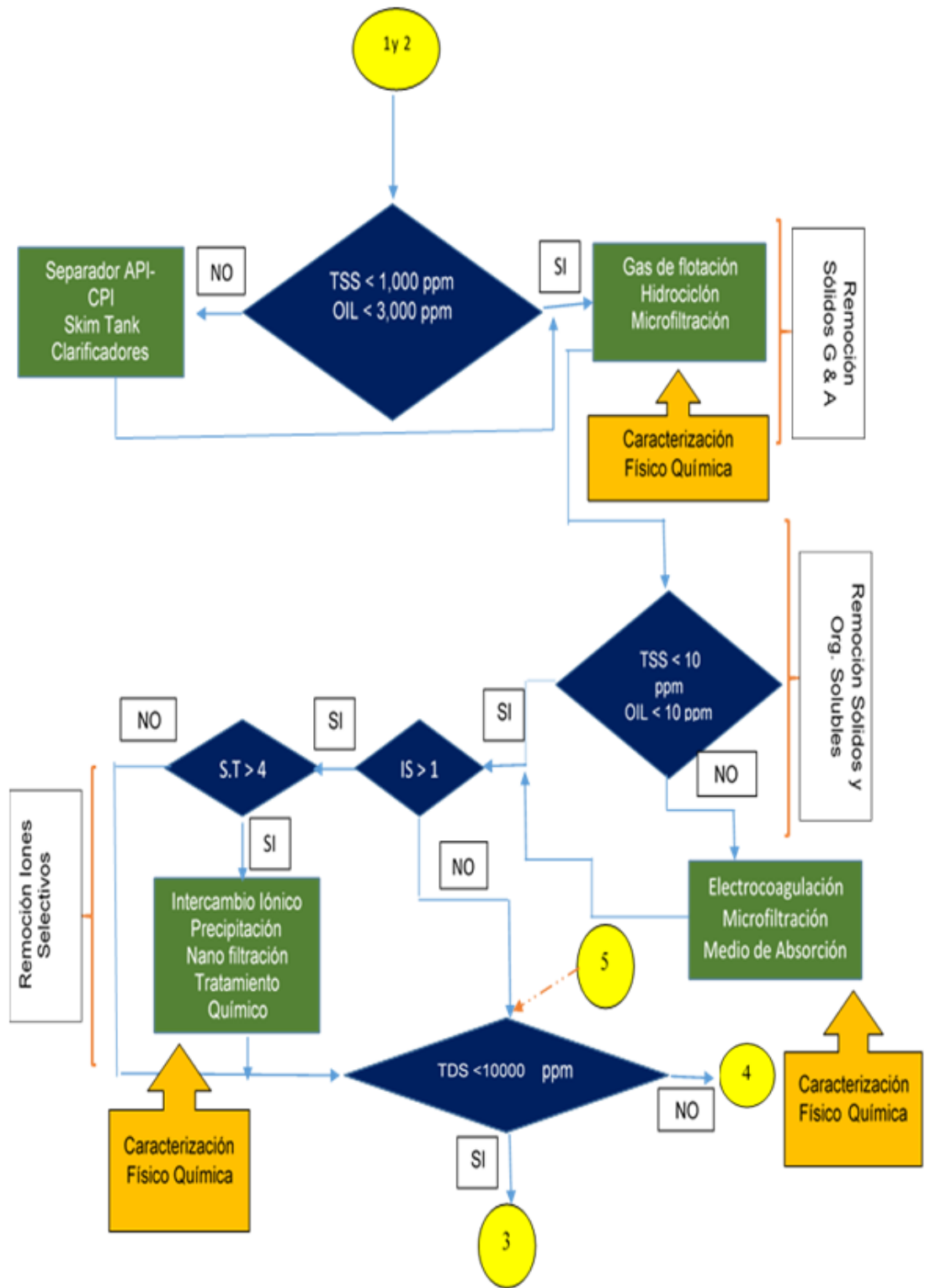
Si se observa incompatibilidad, se debe diagnosticar el tipo de daño y utilizar remediación química. Una recomendación podría ser el uso de Estabilizadores de arcillas (Tipo aminas o salmueras).

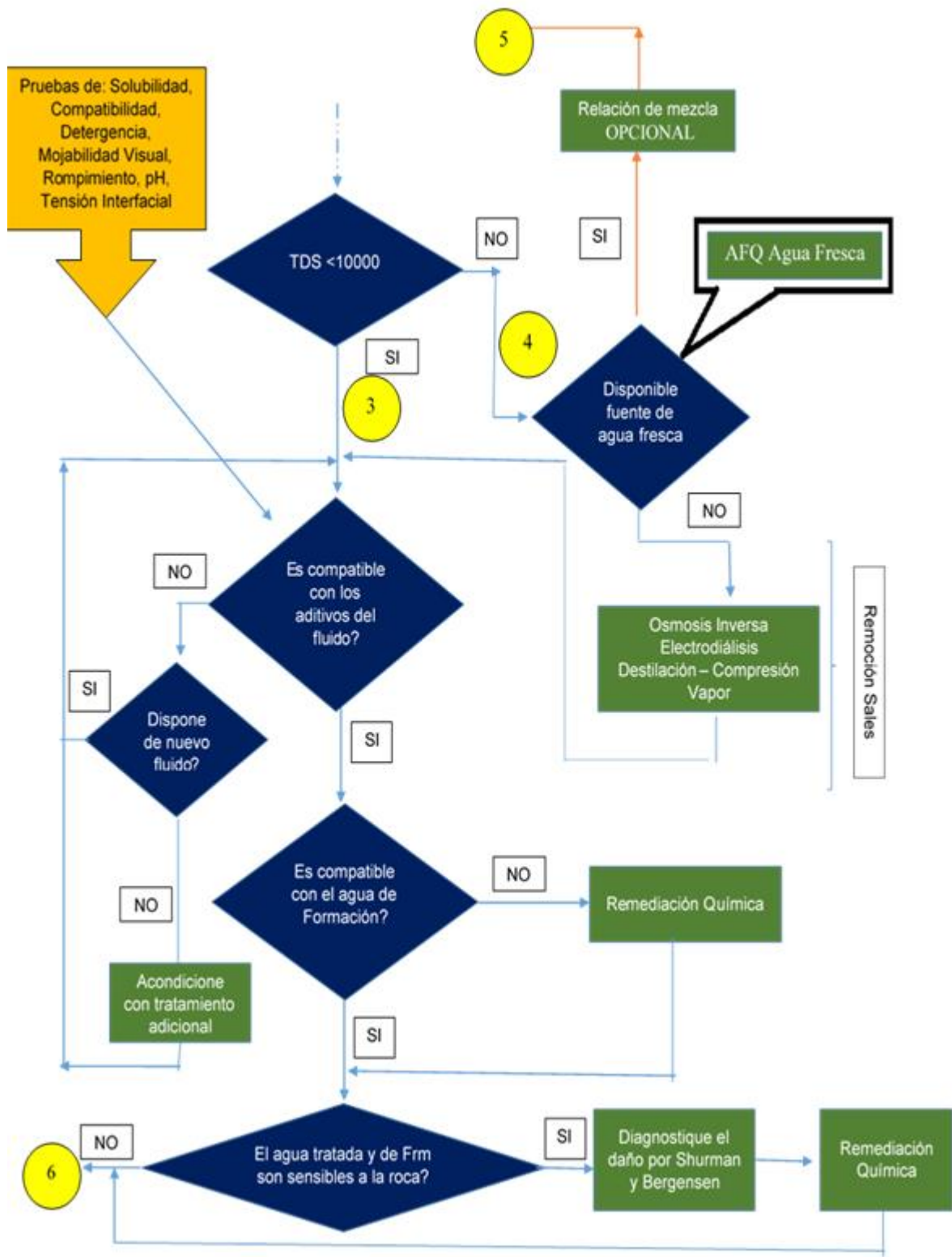
Si no se observa incompatibilidad, el agua de producción o Flowback tratada está lista para ser reusada como base de preparación de los fluidos de Acidificación o Fracturamiento.

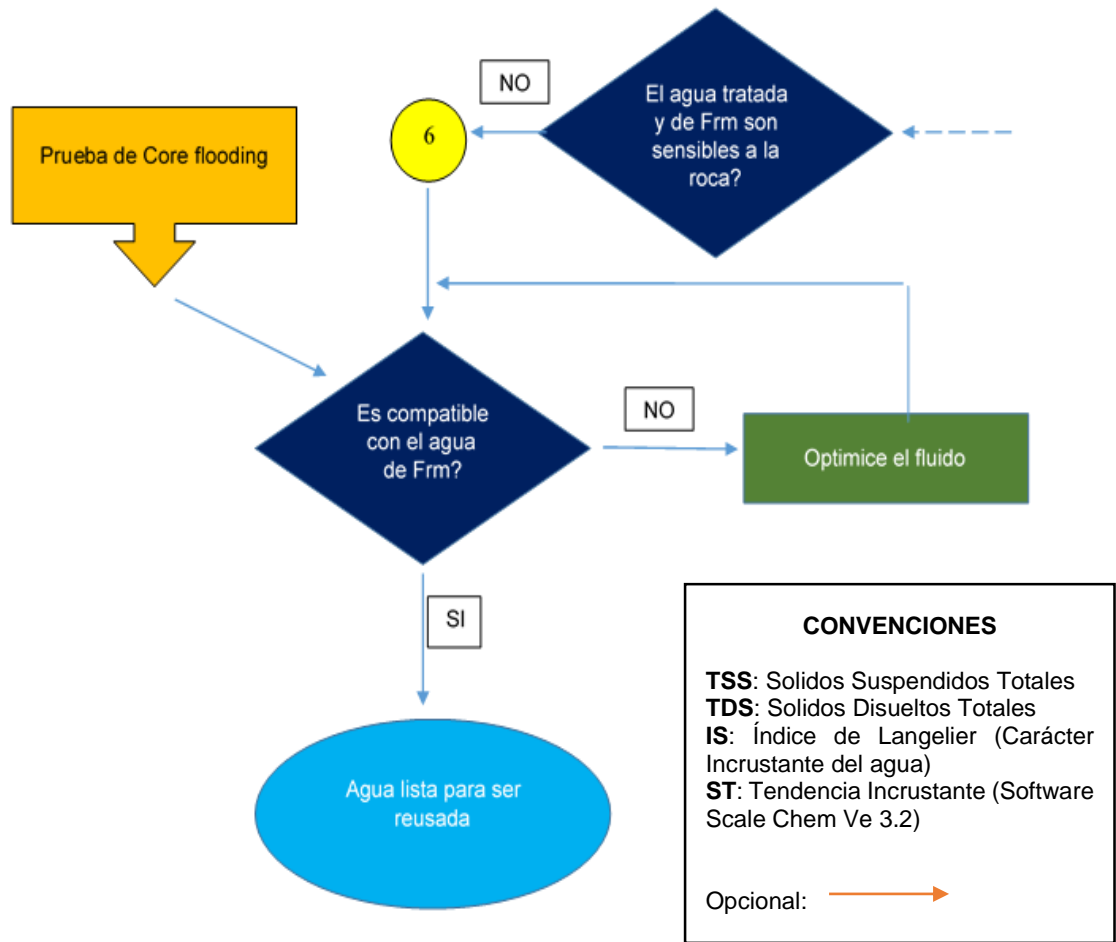
3.5 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ÁRBOL DE DECISIONES

El diagrama de flujo está diseñado para que pueda ser aplicado en la evaluación de viabilidad de fluidos de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación, la única diferencia radica en los ensayos que se deben realizar para validar la compatibilidad de cada fluido con el agua de producción o el Flowback.









Modificado de: Reuse of Flowback & Produced Water for Hydraulic Fracturing in Tight Oil The Petroleum Technology Alliance Canada PTAC 2012.

4. METODOLOGÍA APLICADA

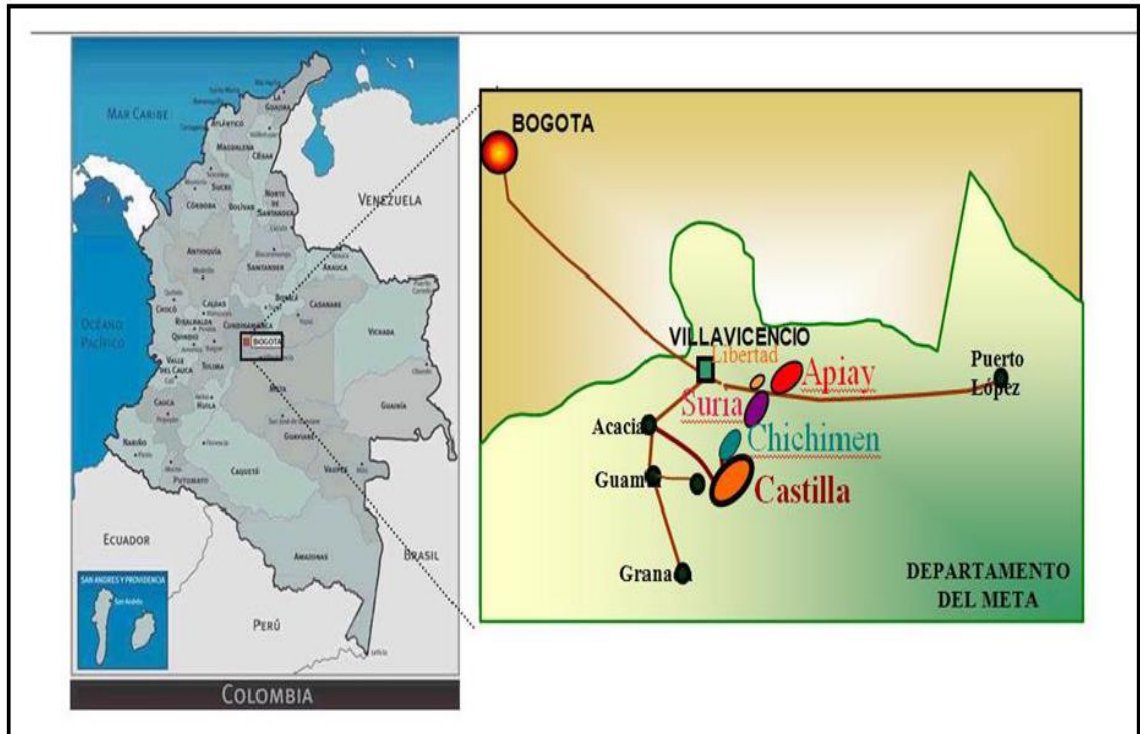
El objetivo de aplicar esta metodología es lograr el acondicionamiento de aguas de producción y flowback a ciertas condiciones específicas anteriormente descritas. Esto se logra como se observó en la metodología general apoyándose en pruebas de laboratorio y acciones correctivas que se logran a partir del uso tecnologías que logran que el agua al final del proceso cumpla los requisitos que se han determinado.

El arreglo tecnológico de tratamiento de flowback es similar al empleado para tratar aguas de producción, por lo que muchas veces son tratadas de manera conjunta, pero esto generalmente no se cumple debido a que a las estaciones llegan las aguas provenientes de muchos pozos, las cuales difieren en sus características. Es por esta razón que generalmente los flowback producto de procesos de fracturamiento y acidificación, son tratados de manera independiente al agua de producción, razón por la cual aplicaremos la metodología al agua de producción y a los flowback de manera separada.

4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Castilla se encuentra localizado en el departamento del Meta, aproximadamente 54 Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en inmediaciones de los municipios de Castilla La Nueva y Acacias. (Figura 3)

Figura 3: Localización del Campo Castilla



Fuente: <http://es.slideshare.net/robinsonmancilla/campo-castilla>.

El campo fue descubierto en 1969 por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en 1977. Para operar este campo se firmó el primer contrato de asociación en Colombia, el cual se denominó Cubarral, en el año de 1977 con la mencionada compañía. En 1988 ECOPEPETROL S.A. perforó el pozo Castilla Norte-1, comprobando la extensión del campo hacia el extremo nororiental de la estructura. El contrato de asociación con Chevron terminó el 30 de enero del año 2000, tras lo cual ECOPEPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con la misma compañía para su administración.

Las principales formaciones productoras son Une y Gacheta, pertenecientes al Cretáceo. Estas formaciones corresponden a las unidades operacionales K2 y K1

de los campos Apiay, Chichimene y Suria; también se conoce a las formaciones K2 y K1 como Guadalupe Masivo y Superior, respectivamente.

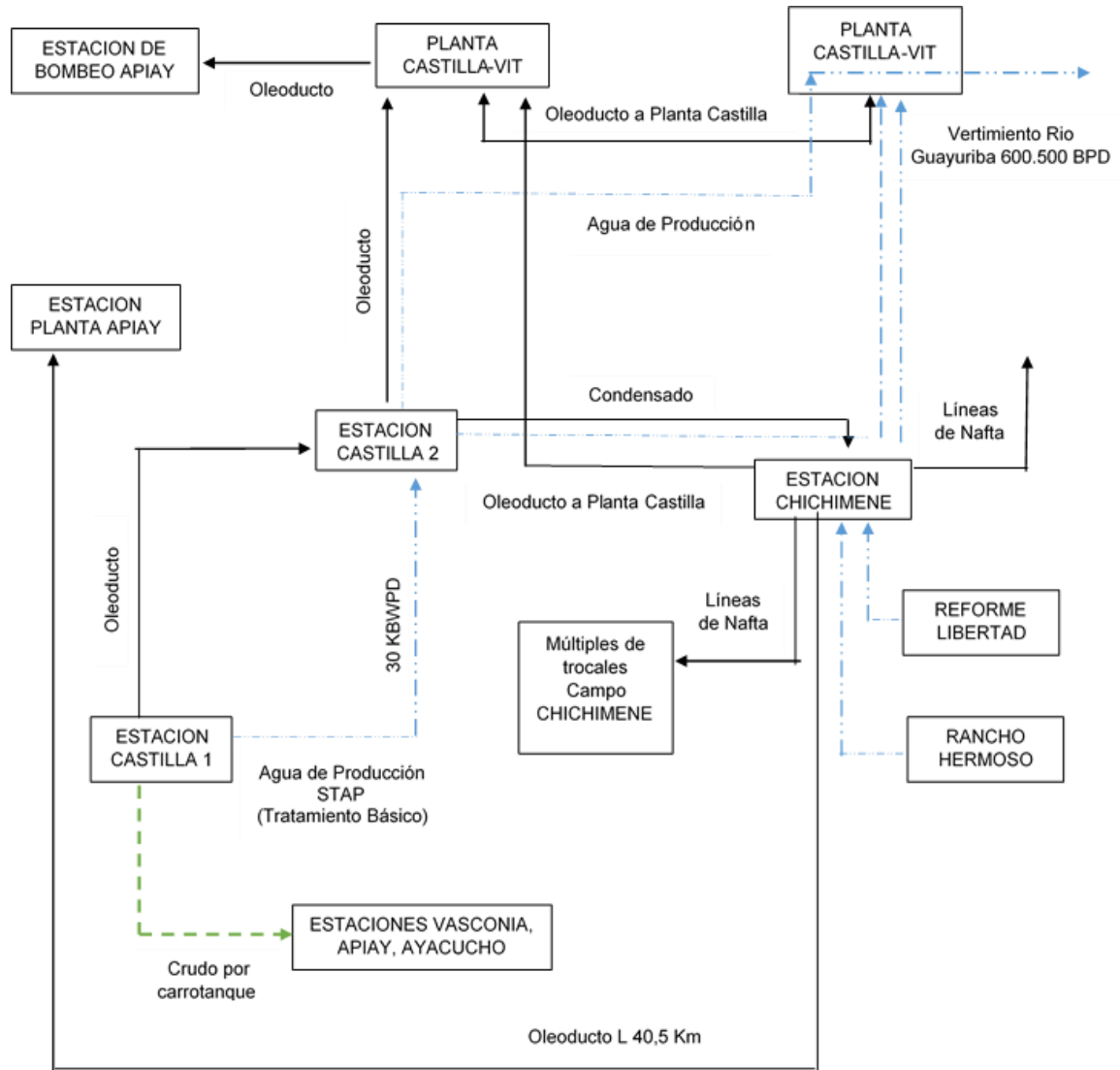
El campo Castilla se encuentra dividido en tres áreas operacionales llamadas Campo Castilla, Campo Castilla Norte y Campo Castilla Este, aunque todos pertenecen a la misma estructura geológica. Para la fecha (marzo 2013) el campo cuenta con 361 pozos perforados, repartidos en 168 en Castilla Norte, 192 en Castilla Sur y 1 en Castilla Este distribuidos en 106 locaciones. La producción promedio actual del campo es de 124438 BPPD con un corte de agua del 85%. La producción acumulada de aceite y agua al 28 de Febrero de 2013 es de 376 Mbls y 1276 Mbls, respectivamente.¹⁰

Baterías y ductos existentes

El bloque Cubarral está dividido en dos áreas de explotación, correspondientes a los campos Castilla y Chichimene; estos dos campos se conectan por diferentes ductos que transportan crudo, agua de producción y nafta (Figura 4)

¹⁰ Informe Plan de desarrollo Campo Castilla. Ecopetrol 2013.

Figura 4: Interconexión de ductos de aceite entre la SCC



Fuente: Informe Balance de aguas Superintendencia Castilla Chichimene. Ecopetrol 2013.

La producción del campo Castilla se procesa y almacena en tres estaciones, Acacias, Castilla 1 y Castilla 2, de las cuales se envía a la Planta Castilla para su entrega a la Estación de bombeo Apiay, pero cuando se supera su capacidad se despacha por carro-tanque a las estaciones Ayacucho, Vascónica o Apiay.

4.1.1 Facilidades Actuales del Campo Castilla

El campo Castilla cuenta con 3 estaciones para el tratamiento de fluidos (Acacias, Castilla 1 y Castilla 2). La estación Castilla 2 cuenta con el 48% de los clúster existentes, tratando la mayor cantidad de fluidos del campo, convirtiéndola en objeto interés para este proyecto además de ser la que mejor calidad de agua produce actualmente (Ver figura 5). En total la estación posee una capacidad para el tratamiento de hasta 70.000 BOPD y 280.000 BWPD, con un almacenamiento de 14.000 Barriles.¹¹

Figura 5: Estación Castilla 2 & Área de Transferencia Castilla ATC



Fuente: ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012

¹¹ Fuente. ECOPETROL S.A. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012

La estación Castilla 2, utiliza cuatro etapas posteriores a la salida del múltiple de recolección para el tratamiento del crudo:

- 1. Etapa de Surgencia:** Retira el agua libre por medio de procesos gravitacionales, con previa inyección de productos químicos, rompedores de emulsión y aprovechando el tiempo de residencia (2.6 h), en la cual se retira hasta el 80% del agua con capacidad para 54.400 BFPD.
- 2. Etapa de compensación:** En esta etapa es separada una pequeña fracción de agua por procesos gravitacionales (5% BS&W promedio). Poseen una capacidad de 3.000 BFPD.
- 3. Etapa de lavado:** Se retira el agua restante dejando el crudo con un BS&W entre 0,3 – 0,8%, condiciones necesarias para el posterior almacenamiento y despacho. Presentan una capacidad de 100.000 BFPD.
- 4. Etapa de almacenamiento:** El crudo en este punto contiene un 0.3% de BS&W. Poseen una capacidad de 16.000 BFPD.

El agua retirada en cada una de estas etapas es dirigida al sistema de tratamiento de agua de producción (STAP) en el proceso previo a su vertimiento al Río Guaribaya (ver figura 6), asimismo el petróleo es enviado al área de transferencia Castilla (ATC).

1. **Separadores CIP:** Cuenta con placas corrugadas que ayudan al cambio de dirección del fluido mientras que este se desplaza. La estación cuenta con 6 CPI, los cuales poseen una capacidad de tratamiento cercana a 80.000 BWPD c/u¹², constituyendo la primera etapa del proceso en el tratamiento del agua de producción, donde se efectúa la separación de las tres fases (agua, lodo y aceite), debido a la diferencia de densidades en cada una de ellas.¹³ Según muestreos realizados en los separadores CPI presenta un % de remoción de grasas y aceites de 46%.¹⁴

2. **Celdas de flotación:** Las celdas de flotación por gas Inducido son utilizadas para remover aceite y sólidos suspendidos del agua, generando una gran cantidad de burbujas finamente diseminadas dentro del líquido, el petróleo y los sólidos suspendidos son adheridos a las burbujas, siendo removidos como material flotante por los Desnatadores, cada celda remueve aproximadamente 50-55% del petróleo, con una eficiencia combinada de 90-95% durante el proceso; Según muestreo realizado presenta una remoción de 90%, indicando que la eficiencia real del equipo corresponde a la eficiencia teórica reportada en el manual de operaciones de la estación Castilla 2. La estación Castilla 2 cuenta con 4 celdas de flotación con capacidad de tratamiento de 120.000 BFPD/celda.

3. **Filtros:** La unidad de filtración se encarga de separar gotas de diferentes densidades utilizando un proceso coalescencia mejorada removiendo las gotas con pequeños diámetros de partícula;¹⁵ Presenta un 80% de remoción en grasas y aceites, con una capacidad de tratamiento de 300.000 BFPD.

¹² Datos recolectados en estación Castilla 2 del área de ingeniería.

¹³ Manual de operaciones estación de recolección y tratamiento castilla 2

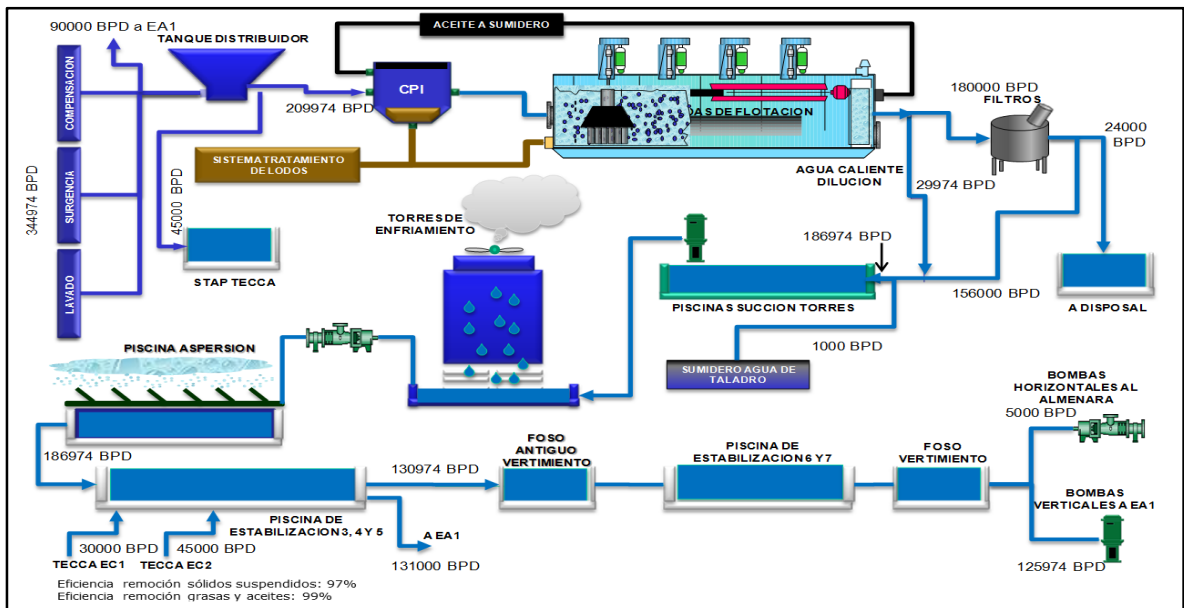
¹⁴ Formato aguas ECOeficiencia Castilla 2

¹⁵ Arnold, Ken & Stewart, Maurice. Surface Production Operations. 3ed. Houston: Elsevier, 2008

4. **Piscinas de aspersión:** El sistema de aspersión se encarga de disminuir la temperatura del agua de producción de 160 a 90 °F, con capacidad de 25.800 BFPD.
5. **Piscinas de estabilización:** Reducen la velocidad del fluido, facilitando un proceso de separación gravitacional donde, las gotas de petróleo y los sólidos suspendidos sean removidos fácilmente en un proceso de suspensión y precipitación, con capacidad de 84.600 BFPD.
6. **Bombas de vertimiento:** Mecanismo que transforma la energía mecánica en hidráulica, con el fin de aumentar la presión al fluido, para el transporte de las piscinas de estabilización hasta el lugar de vertimiento.

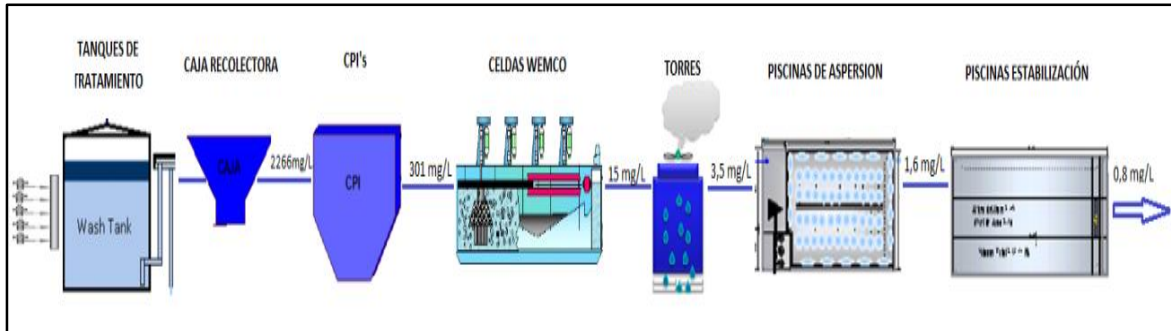
En las figuras 7 y 8 podemos observar el esquema más general del set de tecnologías aplicadas en la estación castilla 2.

Figura 7: Tratamiento de agua. Estación Castilla 2.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Figura 8: Remoción de Grasas y Aceites en el STAP Estación Castilla 2.



Fuente: ECOPETROL S.A.

4.1.3 Puntos de Vertimientos

Actualmente la SCC (superintendencia Castilla Chichimene) cuenta con cuatro puntos autorizados para la disposición de aguas residuales industriales: dos corresponden a vertimientos a cuerpos de agua superficiales, uno a disposición mediante inyección (disposal) y uno a disposición mediante riego al Área de Sostenibilidad Agroenergética ASA. En la tabla 10 se especifican algunas características de estos puntos y aspectos identificados durante la visita:

Tabla 10: Puntos de Vertimiento Castilla

PUNTO DE VERTIMIENTO-DISPOSICIÓN	CUERPO RECEPTOR	CAUDAL AUTORIZADO (BPD)	CAUDAL VERTIDO (BPD)	PARAMETROS QUE INCUMPLEN DECRETO 1594	SISTEMA DE MEDICIÓN
Estación Chichimene	Río Acacias	75.000	58.340	Cumple con todos los parámetros	Si-continuo
Estación Acacias	Río Guayuriba	850.000	605.101	Cumple con todos los parámetros	Si-continuo
Pozo Disposal 1	Formación Subterránea	80.000	75.000	NA	Si-continuo
ASA	Suelo	69.550	13.000	NA	Si-continuo

Fuente: ECOPETROL S.A.

La tabla anterior evidencia que todos los puntos de vertimiento cumplen con los caudales autorizados por la autoridad ambiental competente y poseen sistemas de medición que permiten conocer el caudal vertido o inyectado en cualquier momento de la operación.

4.1.4 Fuentes de Captación

Actualmente la SCC cuenta con siete puntos de captación autorizados, de los cuales cinco se encuentran en funcionamiento. Los puntos denominados Río Orotoy y Estación los Chochos no captan, debido a que en los permisos de concesión de aguas se exigen estructuras fijas de captación, que debido a la accesibilidad del punto no son viables construirlas (Ver tabla 11).

Tabla 11: Puntos de Captación SCC

ESTACIÓN	PUNTO DE CAPTACIÓN	VOLUMEN AUTORIZADO (BPD)	VOLUMEN CAPTADO (BPD)	SISTEMA DE MEDICIÓN
	Caño Cacayal	2991	582	Si- contunuo totalizador
Castilla 2	Caño Grande	3534	670	Si- contunuo totalizador
Chichimene	Pozo Chichimene 1	2175	840	Si- contunuo totalizador
Acacias	Pozo Acacias	4350	1270	Si- contunuo totalizador
SCC	Los Chochos	16	0	No capta
SCC	Río Orotoy	3534	0	No capta
Castilla 1	Pozo Castilla 1	49	13	Si- contunuo totalizador

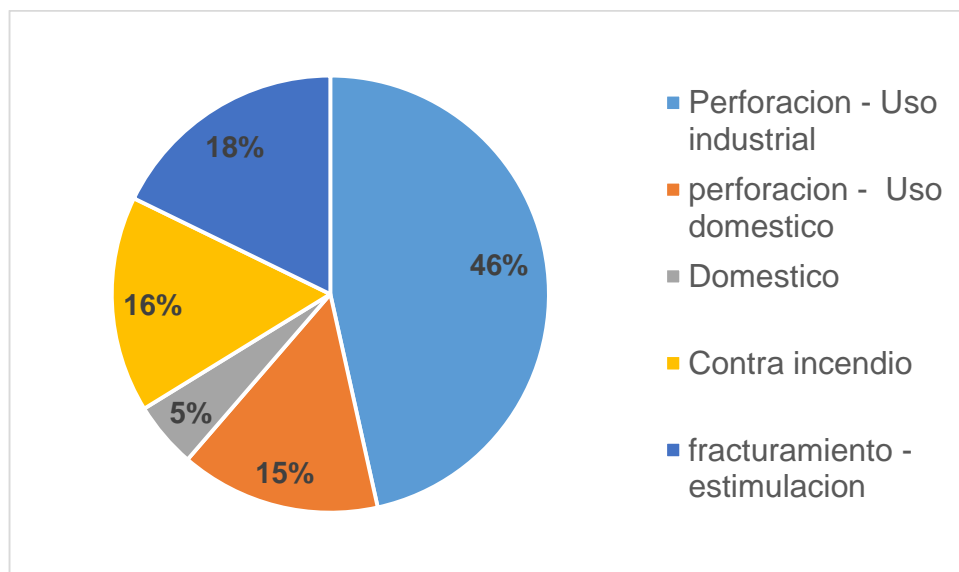
Fuente: ECOPETROL S.A.

Como indica la tabla 11 todos los puntos de captación en operación cumplen con los volúmenes autorizados por la autoridad ambiental competente y cuentan con sistema de medición continua que permite conocer el total del volumen captado en cualquier momento de la operación.

A pesar de que el medidor de la Bocatoma del punto de captación Caño Grande se encuentra averiado, existe un medidor en la tubería que se deriva del tanque de almacenamiento, que mide las corrientes del agua de captación que se destinan para Perforación y en ocasiones para el sistema contra incendio, corrientes que presentan el mayor consumo del caudal captado.

Actualmente se capta, en promedio, 3375 BWPD en toda la superintendencia de Castilla y Chichimene, volumen que se distribuye para diferentes usos de acuerdo con lo que se muestra en la figura 9.

Figura 9: Usos de Agua de Captación



Fuente: ECOPETROL S.A.

Dentro de los usos del agua en Perforación, los industriales corresponden a la preparación de los lodos, el lavado de equipos y refrigeración, mientras que los usos

domésticos hacen referencia al lavado de ropas y aseo del personal del equipo (Ver tabla 12).

Tabla 12: Usos del Agua de Perforación

ACTIVIDAD	VOLUMEN TOTAL DEMANDADO BPD
Perforación - Uso industrial	1570
Perforación - Uso domestico	500
Domestico	165
Contra incendio	540
Fracturamiento - Acidificación	600

Fuente: ECOPETROL S.A.

Es importante resaltar que el 64% de las aguas de captación se destinan para usos de perforación, situación que presenta una oportunidad para la reutilización de aguas de producción y la minimización de captaciones y vertimientos.

4.1.5 Tratamiento Aguas de Flowback en SCC

En la actualidad Ecopetrol delega la responsabilidad de la disposición de aguas flowback a la empresa de servicio que ejecuta el trabajo de estimulación, que para el caso de la SCC, es: Schlumberger o Weatherford, las cuales envían los flowback a H2O (Campo Apiay) o a SERPEC (Yopal). El sobre-costeo de tratamiento de estos efluentes es cargado a Ecopetrol, lo cual cuesta en promedio 205 USD/viaje de 100Bb para la Superintendencia Castilla Chichimene, es decir 2,05 el barril de agua

tratada, que resulta a veces más costoso que el mismo trabajo de estimulación. (Costo de Fracturamiento USD 800.000/trabajo).

4.2 METODOLOGIA GENERAL APLICADA A AGUAS DE PRODUCCIÓN

La metodología general propuesta en el capítulo 4 será aplicada al campo castilla, específicamente en la estación Castilla II, ya que esta es la más grande y la más eficiente de las estaciones que conforman el sistema de tratamiento, lo que reducirá costos debido a requerimientos de posibles tecnologías adicionales necesarias para lograr el acondicionamiento del agua de producción.

4.2.1 Determinar las Características Físicoquímicas de las Aguas asociadas a la Producción de hidrocarburos

En el mes de agosto del año 2014 personal del laboratorio de Química de Producción realizó un muestreo en la estación de tratamiento de aguas de producción Castilla II, estas muestras fueron tomadas en el punto de entrada y en el punto de vertimiento de la estación. En la tabla 13 se puede observar los resultados de dichas pruebas, así mismo los requerimientos para uso del agua en acidificación y fracturamiento.

Tabla 13: Análisis Químico

AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES ESTACIONES CASTILLA II - ACACIAS	IDENTIFIC. MUESTRA	ENTRADA DEL STAP- ESTACION CASTILLA II	SALIDA DEL STAP- ESTACION CASTILLA II AL RIO GUAYURIBA	REQUERIMIENTO ACIDIFICACIÓN	REQUERIMIENTO FRACTURAMIENTO
SUBMISSION 100135573	FECHA DE		28-ago-14		
COMPONENTE	UNIDAD	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR
ANÁLISIS IN SITU					
PH / T (GR C)	Uni. pH	7,15	7,45	6 - 8.	6 - 8.
ANÁLISIS DE LABORATORIO					
CLORUROS	mg /L	139	111	<250	<1000
CONDUCTIVIDAD	uS/cm/°C	824	624/25.0	<2000	NA
DUREZA TOTAL	mg /L	80,2	64,1	<2000	15000
HIERRO	mg/L	NS	1,698	<1	<25
FOSFATO TOTAL	mg /L	NS	0,26	<5	<5
SULFATOS	mg /L	12,1	9,76	<1	<5
TURBIEDAD	NTU	37,80	2,50	<2	NA
CARBONATOS	mg /L	0,00	0,00	NA	<600
BICARBONATOS	mg /L	99,30	38,7	<300	<600
SILICE	mg /L	NS	3,15	<50	<35
GAS Y ACEITE	mg /L	1004,00	2,05	<10	<10
SÓLIDOS DISUELTOS	mg /L	474,00	353,00	<10000	<50000
SÓLIDOS SUSPENDIDOS	mg /L	265,00	6,10	<60	<50
FENOLES	mg /L	0,46	0,1	<0.2	<0.2
BRS	UFC/100 mL	6.70 E+07	1,80E+06	<10E+05	0,00E+00

NR: No Reporta RC: Remoción de carga ND: No Detectable NS: No Solicitado NA: No Aplica NM: No medido

FUENTE: Laboratorio Química de Producción Instituto Colombiano del Petróleo

Este es el primer paso para determinar las condiciones requeridas y así lograr el objetivo de acondicionar el agua de producción a requerimientos de reúso los cuales fueron antes descritos y también están consignados en la tabla 13 según su uso.

4.2.2 Establecer el Uso del Agua

Como se observa en la tabla 13 las exigencias son un poco diferentes dependiendo del reúso que se le quiera dar a esta agua; por consiguiente el segundo paso en la metodología es determinar el uso que se le va a dar y de esta manera establecer las exigencias que debe cumplir y así establecer las acciones necesarias para lograr el objetivo.

En este caso se aplica la metodología para ambos usos propuestos acidificación y fracturamiento. Como se puede ver en la tabla las exigencias para fracturamiento son un poco menores y que permite niveles un poco más altos de contaminantes, lo que puede llevar a que lograr los requerimientos para uso en fluido de fractura sea más económico comparado con , debido a que se puede ahorrar un poco en tratamiento, de ahí la importancia de analizar por separado según el uso, ya que puede que sea posible extraer el fluido en una etapa de tratamiento anterior lo que implica, reducción de costos de tratamientos en la siguiente etapa de tratamiento que puede necesitar el agua para poder ser usada en acidificación.

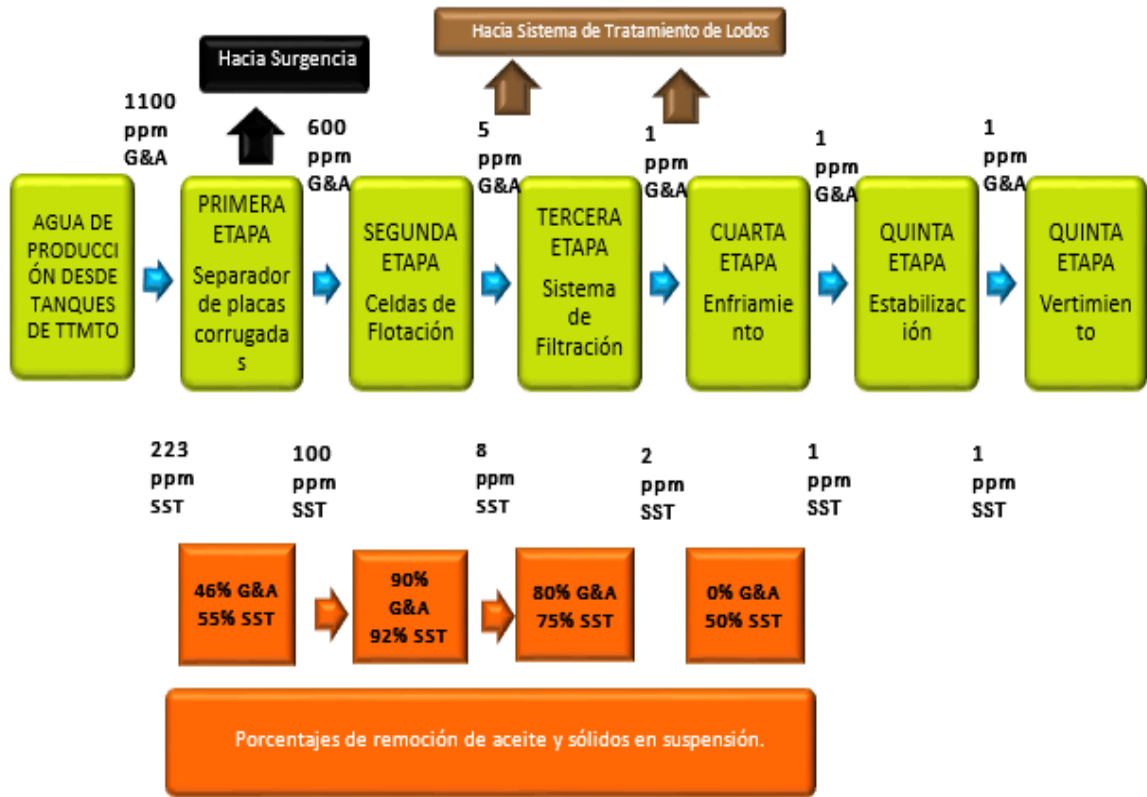
4.2.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites.

La siguiente etapa en la metodología es determinar la necesidad de la remoción de sólidos y grasas mediante la pregunta establecida en la metodología: ¿La concentración de TSS es <1000 ppm y la concentración de grasa es <3000 ppm?

En la metodología se estableció que de darse una respuesta negativa, se recomendaba el uso de alguna de las tecnologías ahí predichas que ayudarían a cumplir esta condición; y si la respuesta es positiva, el uso de otras tecnologías que pueden ayudar a cumplir con el siguiente requisito establecido en la metodología era necesario, pero debemos tener en cuenta que esta metodología fue planteada de manera general, de modo que pudiera aplicarse a cualquier campo, especialmente aquellos en los que se quiere diseñar facilidades de tratamiento de agua desde 0, es decir campos donde estas facilidades pueden ser inexistentes. Para estos campos el análisis se debe realizar a partir de la evaluación química del agua realizada a la entrada de lo que sería el diseño del sistema de tratamiento, pero un campo como Castilla, que ya tiene dispuesto un set de tecnologías que conforman un sistema de tratamiento eficiente, para cumplir con la legislación colombiana de vertimientos (en la tabla 1 se puede observar los requerimientos de vertimiento establecidos en la normatividad), el análisis se realiza a partir del análisis químico correspondiente al agua producto del proceso de tratamiento actual consignado en la tabla 13.

Al realizar la pregunta establecida ¿La concentración de TSS es <1000 ppm y la concentración de grasa es <3000 ppm? Al agua a la salida del sistema de tratamiento, vemos que la respuesta es afirmativa, esto debido a que como se observa en la figura 10, el sistema de tratamiento actual incluye una de las tecnologías recomendadas para tal fin, como lo es el Skim Tank, separador de placas corrugadas, celdas de flotación etc.

Figura 10: Tratamiento de Aguas de Producción, Estación Castilla 2



Fuente: Manual de operaciones estación de recolección y tratamiento castilla 2

4.2.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles

La siguiente etapa de tratamiento según la metodología está en función de la distribución del tamaño de partícula de los sólidos totales suspendidos TSS y su concentración, y la nueva pregunta es ¿la concentración de TSS es <10 ppm y la concentración de grasa es <10 ppm? Si la respuesta es afirmativa seguimos el siguiente paso en la metodología (si es necesario), en este punto la normatividad colombiana puede ser cumplida si la respuesta es positiva, de ser negativa se recomienda el uso de tecnologías como la electrocoagulación, la Microfiltración, filtración de adsorción (cascara de nuez) y la oxidación química con peróxido que

harán posible que se cumpla con esta condición; en la estación Castilla 2 como se observa en la figura 10 se cuenta con tecnologías de filtro de cascara de nuez, por lo que esta condición también se cumple, y logra entonces superar los requerimientos que exige la legislación.

Hasta ahora las facilidades actuales en el campo Castilla, más concretamente las pertenecientes a la estación Castilla 2 logran de manera eficiente el cometido de tratar el agua y dejarla a condiciones tales que cumpla con la legislación y halla una mínima afectación al medio ambiente, pero como se observa en la tabla 13 las condiciones de salida del agua no cumplen los requisitos mínimos establecidos para su reúso en fracturamiento o acidificación, los valores en rojo, nos muestra que requisitos aun no son cumplidos, en el caso del agua para fracturamiento como se observa solo incumple en el contenido de bacterias y en el contenido de sulfatos, mientras que en la acidificación además de estos requerimientos tampoco cumple los requerimientos en cuanto a contenido de hierro.

Por lo que se hace necesario avanzar en la metodología para lograr los objetivos propuestos.

4.2.5 Remoción de Iones Selectivos

En el siguiente paso se requiere validar la presencia o no de algunas especies iónicas como el Fe, Ca, Mg, HCO₃, SO₄, Ba, junto con la evaluación del carácter incrustante del agua, puede requerirse el cambio de estos iones divalentes por unos monovalentes utilizando tecnologías de intercambio iónico, filtros de Fe, precipitación química u oxidación avanzada; a fin de mitigar la generación de scale inorgánicos que afecten la calidad de los fluidos y puedan generar daño a la formación.

- **Carácter Incrustante**

El laboratorio de Química de Producción utilizando el software Scale Chem Ve 3.2, evaluó el carácter incrustante de las aguas muestreadas, los resultados se presenta en la tabla 14.

Tabla 14. Tendencia a la Formación de Escamas

SIMULACIÓN ST (Condiciones de superficie; T=60°C, P= 100PSI; Condiciones de yacimiento; T=88°C, P=3800 PSI)											
FECHA	IDENTIFICACIÓN	CONDICIONES	CaCO ₃	BaSO ₄	FeCO ₃	CaCO ₃	BaSO ₄	FeCO ₃	CaCO ₃	BaSO ₄	FeCO ₃
			pScalTend	pScalTend	pScalTend	solid, mg/L	solid, mg/L	solid, mg/L	lb/Kbl	lb/Kbl	lb/Kbl
11/06/2014	Est. Castilla 2	Superficie	...	1.91	0.99	0.35
		Yacimiento	1.59	0.76	0.27
			pScalTend	pScalTend	pScalTend	solid, mg/L	solid, mg/L	solid, mg/L	lb/Kbl	lb/Kbl	lb/Kbl

Fuente: Laboratorio Química de Producción Instituto Colombiano del Petróleo

De acuerdo con los resultados presentados, se puede observar que no hay tendencia a la precipitación ni en superficie, ni en el yacimiento de ninguno de los iones (sulfatos ni carbonatos). Como se observa en la tabla solo se hizo la simulación en el software para los sulfatos, esto debido a que como se indica en la metodología general se conviene realizar con anterioridad el cálculo del índice de Langelier (IS)¹⁶ ya que como se dijo anteriormente en la metodología general si IS (calculado con el análisis físico químico del agua) es menor a 1 continua con la siguiente etapa, pero si

¹⁶ Cálculos realizados en software online en el siguiente enlace <http://www.lenntech.es/calculadoras/langelier/langelier.htm>

IS es mayor a 1, se determina la tendencia incrustante (ST) con el software Schale Chem para las fracciones inorgánicas que puedan presentar precipitación.

Para valores de ST mayores a 4, se debe considerar un Tratamiento Secundario tales como como: Intercambio Iónico, Precipitación y oxidación química y continúe.

Estos tratamientos secundarios tienen la propiedad como se dijo anteriormente de reducir iones divalentes como el calcio o el SO_4 y otras especies iónicas como el hierro, por lo cual son requeridos en este caso, ya que aunque estos iones no demuestren un carácter incrustante ni en superficie, ni en el yacimiento, su concentración hace que el agua no sea compatible con los aditivos del fluido de fractura ni de acidificación, por lo que es necesario retirar la cantidad de hierro y sulfatos en el caso de la acidificación y de sulfatos en el caso de fracturamiento.

Para este caso y apoyados en las tablas realizadas para las tecnologías se recomienda el uso de precipitación para retirar los sulfatos por su economía para el reuso en fracturamiento más concretamente se recomienda usar cloruro de calcio como precipitante, el cual produce sulfato de calcio el cual es poco soluble y se puede retirar, fácilmente, y logrando cumplir con el objetivo de lograr las condiciones de reuso para fracturamiento.

La sugerencia que se hace para el reuso en acidificación para retirar el hierro es la instalación de un sistema de electrocoagulación o una celda de intercambio iónico capaz de retirar el hierro presente en el agua, puede resultar útil el uso de electrocoagulación para retirar el hierro presente. Para los sulfatos de igual manera puede usarse la precipitación como herramienta, al igual que el intercambio iónico y la oxidación química avanzada, pero por cuestiones de costos se propone precipitación química.

4.2.6 Remoción de Sales

Si se diera el caso de contar con una fuente de agua de alta salinidad (TDS \geq 50.000 ppm para fracturamiento o de 10.000 ppm para acidificación), se debiera considerar la opción de mezclar con agua fresca, o utilizar tecnologías como la Evaporación (mecánica o térmica), membranas de filtración o electrodiálisis.

Pero como este no es el caso, puede decirse que nuestra agua de producción ya se encuentra apta para reuso en fracturamiento y acidificación.

Por último se tiene que en ambos casos hay problemas debido al contenido de bacterias, por lo que se usa la tabla 7 donde encontramos las tecnologías de luz ultra violeta y biosidas. Como recomendación, se afirman los biosidas químicos como la mejor opción por sus menores costos.

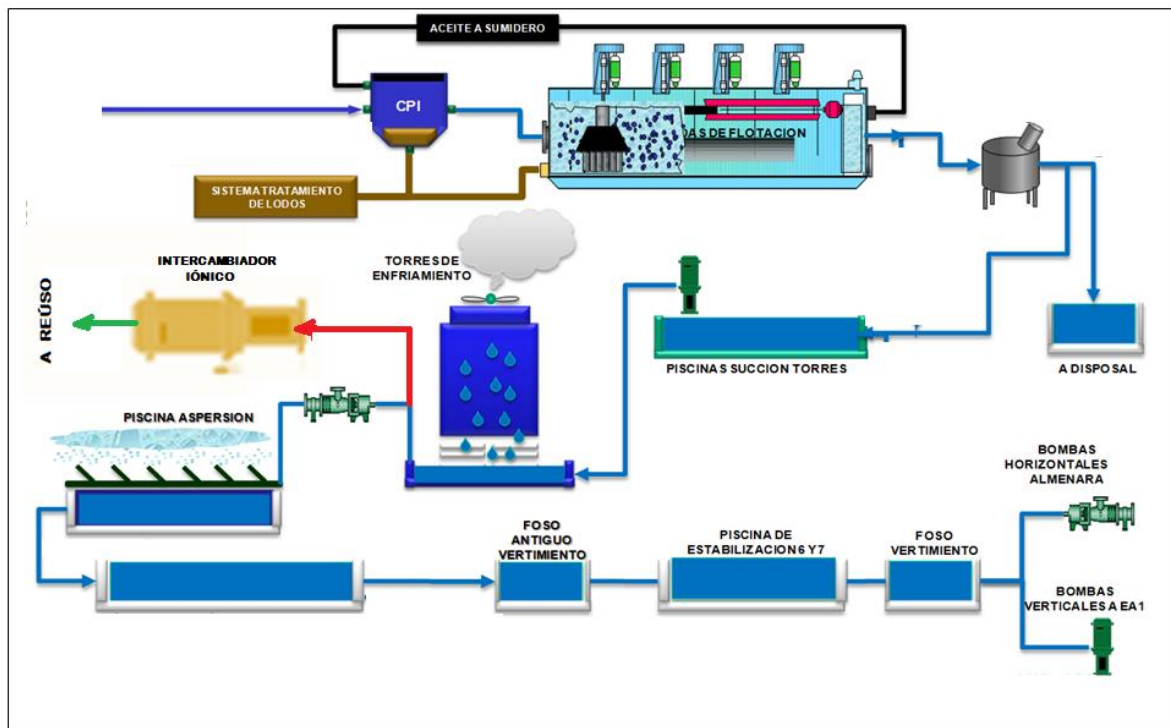
4.2.7 Análisis rentabilidad reuso de agua de producción en acidificación y fracturamiento

Actualmente Ecopetrol usa aguas de captación de diversas fuentes (ver tabla 11) para los fluidos de fracturamiento y acidificación, la idea en éste numeral es comparar el costo de éste tratamiento con el propuesto por la metodología anteriormente planteada, el cual simplemente sería agregarle el costo del tratamiento del **INTERCAMBIADOR IÓNICO** y su instalación, ya que fue el equipo elegido para completar el acondicionamiento en el sistema de producción actual.

Hay que aclarar que este intercambiador iónico no tratará toda el agua de producción producto de las etapas de tratamiento anteriores, solo que en paralelo se sacará el agua necesaria para los trabajos de fracturamiento y acidificación, el punto indicado (flecha roja) será después de las torres de enfriamiento como se ve en la figura 11 siendo que en las piscinas de aspersión va el agua que será vertida

la cual debe tener una mínima cantidad de oxígeno. Para nuestro caso no es necesario y entre menos agua pase por las etapas de tratamiento, menores serán los costos, por eso se evidencia que el agua que se dispone en pozos disposal es también retirada en etapas anteriores.

Figura 11: Esquema Sistema de tratamiento propuesto Estación Castilla 2



Fuente: Modificado de ECOPEPETROL S.A.

Para realizar el análisis se dispone entonces de 2 opciones las cuales serán representadas en 2 escenarios que se evaluarán en un tiempo de 10 años comprendido entre el 2015 y 2025. Solo se calcularán los costos de tratamiento, ya que hacer un análisis económico riguroso no tendría sentido porque la inversión no se verá representada en un aumento de ganancias. Los escenarios serán descritos a continuación:

- **Primer Escenario.** Se evalúa el costo de las acciones actuales que son tratar las aguas de captación disponibles, mediante un Sistema Portatil de tratamiento de agua. El costo global del tratamiento en este sistema portatil es de 0,05 USD/ bbl de agua tratado.
- **Segundo Escenario:** Este escenario representa el sistema propuesto en el punto anterior y que se puede observar en la figura 11; que se encuentra compuesto por las facilidades actuales del sistema de producción pero necesita la instalacion de un equipo de intercambio iónico lo cual debe tenerse en cuenta. Los costos de tratamiento del sistema global pueden observarse en la tabla 9.

El análisis se realizará con una proyección de 10 años, los requerimientos de agua serán dictados por el número de trabajos de fracturamiento y acidificación propuestos desde 2015 hasta 2025 los cuales pueden observarse en la tabla 15.

Tabla 15: Trabajos de acidificación y fracturamiento Superintendencia Castilla Chichimene (SCC) 2015 - 2025

Años	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Trabajos totales (2015-2025)
N° de Fracturamientos (SCC)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	385
N° de acidificaciones (SCC)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	55

En la tabla 16 se calcula la cantidad de agua necesaria para los trabajos proyectados de 2015 a 2025.

Tabla 16: Cálculo cantidad de agua que se usaría en trabajos de fracturamiento y acidificación (2015-2020)

N° Fracturamientos totales (2015 - 2025)	385
N° acidificaciones totales (2015 - 2025)	55
Cantidad promedio de fluido de fracturamiento inyectado por unidad de trabajo de fracturamiento (bbl)	1.300
Cantidad promedio de fluido de Acidificación inyectado por unidad de trabajo de fracturamiento (bbl)	700
Cantidad fluido de fracturamiento inyectado (2015 - 2025) (bbl)	500.500
Cantidad fluido de acidificación inyectado (2015 - 2025) (bbl)	38.500
Agua necesaria (2015 - 2025)	488.950

Ya con el cálculo del agua necesaria para los trabajos proyectados podremos realizar el análisis de cada escenario y determinar el costo de tratamiento de cada uno.

- **Primer escenario.** Se evalúa el costo de tratamiento aguas de captación, en la tabla 8 se muestran los costos del sistema utilizado para el tratamiento de estas aguas, este sistema no contiene CPI solo filtros para control de sólidos y unidades llamadas de desbaste, los cuales ya estan instaladas. En la tabla 17 se presenta el costo total del tratamiento de agua de 2015 a 2025, el cual es de 24.448 Dólares.

Tabla 17: Cálculo de Costos de Tratamiento Aguas de Captación Para Uso de Fracturamiento y Acidificación en el Escenario 1.

Escenario 1	
Tecnología a instalar	Costo Instalación (USD)
Ninguna	0
OPEX	
Costo tratamiento por barril de agua sistema (USD/ bbl de agua tratado)	0.05
Cantidad de agua a tratar (bbl)	
	488,950
Capex totales (USD)	0
Costo tratamiento de un barril de agua tratado (USD)	0.05
Costo total tratamiento de agua (2015-2025) - Escenario 1	24,448
Costo total (2015-2025) - Escenario 1	24,448

- Segundo Escenario:** Este escenario representa el sistema propuesto producto de anterior y que se puede observar en la figura 11. Éste sistema esta compuesto por las facilidades actuales del sistema de producción pero necesita la instalación de un equipo de intercambio iónico por lo que debe tenerse en cuenta el costo de instalación; los costos de tratamiento del sistema global pueden observarse en la tabla 9, pero el calculo no debe realizarse con este valor si no con el de el costo adicional de operación del nuevo equipo del sistema, ya que con reúso o sin reúso el tratamiento debe ejecutarse para cumplir con la

legislación. En la tabla 18 se indican los costos totales de dicho tratamiento.

Tabla 18: Cálculo de Costos de Tratamiento Aguas de Captación Para Uso de Fracturamiento y Acidificación en el Escenario 2.

Escenario 2	
CAPEX	
Tecnología a instalar	Costo Instalación (USD)
Intercambiador Iónico	170,000
OPEX	
Costo tratamiento por barril de agua sistema (USD/ bbl de agua tratado)	0.03
Cantidad de agua a tratar (bbl)	488,950
Capex totales (USD)	170,000
Costo tratamiento de un barril de agua tratado (USD)	0.03
Costo total tratamiento de agua (2015-2025) - Escenario 2	14,669
Costo Total (2015-2025) - Escenario 2	184,669

- **Conclusión:**

Al comparar los resultados de los costos del escenario 1 (24.448 Dólares) y el escenario 2 (184.669 Dólares), puede concluirse a primera vista que la diferencia es grande y parece claro que el escenario 1 es más factible, pero hay que tener en cuenta que este contempla un sistema de tratamiento enfocado solo al tratamiento de sólidos, desconociendo contaminantes solubles como sulfatos o carbonatos que

pueden estar presentes debido a que las fuentes de captación son ríos, quebradas y pozos subterráneos y lo que en el pasado ha generado que trabajos de acidificación y fracturamiento hayan sido en vano ya que en vez de producir aumento en la producción ocasionan daño en la formación el cual además debe ser reparado, teniendo esto en cuenta, el hecho de que en 10 años se pierda un trabajo de fracturamiento que cuesta 800.000 Dólares en Campo Castilla, ya inclina la balanza a favor del escenario 2, esta situación, obliga a que se haga necesaria la instalación de un equipo de intercambio iónico ya sea para las aguas de producción o para las aguas captadas, situación en la que sería más viable económicamente usar el agua de producción, ya que esta debe ser tratada obligatoriamente para cumplir con la legislación, sea cual sea la situación, mientras que el agua de captación debe hacerse un tratamiento previo el cual tiene un costo (ver tabla 19).

Se evidencia entonces que la necesidad de la implementación de la metodología, no solo está ligada a la reducción de las captaciones y vertimientos, sino también a la urgencia de estandarizar y organizar una secuencia de pasos que aseguren la calidad del agua con la que se hacen los fluidos, esta metodología puede ser usada no solo para aguas de producción, de igual manera puede usarse para aguas de flowback y hasta para aguas de captación; y como se evidencia tampoco está amarrada al uso que se le piensa dar al agua, por tanto la versatilidad es su mejor fortaleza.

Tabla 19. Resumen costos de escenario 1 y escenario 2 aplicando Intercambio Iónico.

Escenario 1		Escenario 2	
CAPEX			
Tecnología a instalar	Costo Instalación (USD)	Tecnología a instalar	Costo Instalación (USD)
Intercambiador Iónico	170,000	Intercambiador Iónico	170,000
OPEX			
Costo tratamiento por barril de agua sistema (USD/ bbl de agua tratado)	0.08	Costo tratamiento por barril de agua sistema (USD/ bbl de agua tratado)	0.03
Cantidad de agua a tratar (bbl)	488,950	Cantidad de agua a tratar (bbl)	488,950
Capex totales (USD)	170,000	Capex totales (USD)	170,000
Costo tratamiento de un barril de agua tratado (USD)	0.08	Costo tratamiento de un barril de agua tratado (USD)	0.03
Costo total tratamiento de agua (2015-2025) - Escenario 1	39,116	Costo total tratamiento de agua (2015-2025) - Escenario 2	14,669
Costo total (2015-2025) - Escenario 1	209,116	Costo Total (2015-2025) - Escenario 2	184,669

4.3 METODOLOGÍA GENERAL APLICADA A AGUAS DE FLOWBACK

Actualmente Ecopetrol por medio de las contratistas que realizan el trabajo de acidificación y fracturamiento delega la disposición de los volúmenes de flowback residuos de los trabajos de estimulación, pero esta situación a veces genera costos más elevados inclusive que las mismas labores de acidificación y fracturamiento, por lo que se plantea el interrogante de si es la mejor opción delegar la responsabilidad a un tercero, o por el contrario es mejor que Ecopetrol monte un sistema capaz de tratar estos flowback y que esto represente una disminución de costos.

Se presenta entonces la primera pregunta y es si estas aguas de flowback pueden ser tratadas en el mismo sistema de tratamiento de aguas de producción, esto podría hacerse si la composición de los flowback es parecida a la composición de las aguas de producción de entrada, a la fecha no se ha hecho un análisis químico a los flowback. Se supone entonces que la composición de las aguas es diferente y que por tanto justifica la implementación de la metodología y obtener así una propuesta de un sistema de tratamiento capaz de tratar las aguas de flowback.

La metodología nos dice que el primer paso que se debe realizar es establecer las condiciones de entrada de esta agua para así determinar las necesidades que se deben cumplir. El siguiente paso es determinar las condiciones de salida del proceso, en este punto variara un poco la meta con respecto al punto anterior, ya que evaluaremos el sistema para llevar el agua a condiciones de reúso, pero también a condiciones tales que pueda ser tratado en el sistema de tratamiento de agua de producción del campo condiciones ya que de esta manera puede que se ahorren costos de tratamiento, estas condiciones están dispuestas en la tabla 20.

Tabla 20: Especificaciones para Aguas de Flowback Tratadas

PARÁMETRO	RANGO PERMISIBLE
pH	6.5 - 7.5
Cloruros (ppm)	0 - 4000
TSS (ppm)	0 - 60
Grasas y Aceites (ppm)	0 - 60
Sulfatos (ppm)	0 - 200
Turbidez (NTU)	0 - 200
Hierro (ppm)	0 - 4
Polímero Residual (ppm)	0

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Aunque no se tenga el análisis químico del agua de flowback, la metodología nos permite aplicar el algoritmo y determinar el arreglo tecnológico que permita producir el agua de flowback a condiciones de reuso en fracturamiento o acidificación.

4.3.1 Determinar las Características Físicoquímicas de las Aguas de Flowback

Como se dijo anteriormente no se cuenta con un análisis físico químico del agua de flowback, pero la flexibilidad de la metodología, permite trabajar con cualquier tipo de agua, por lo que no será problema establecer un arreglo tecnológico que ayude a lograr los objetivos previstos.

4.3.2 Establecer el uso del agua

Esta condición establece las propiedades requeridas de salida de calidad del agua; en este caso se establece que las condiciones de salida que debe cumplir el agua estarán dadas por el reuso en acidificación (ya que es el más exigente y si sirve para acidificación sirve para fracturamiento) y la segunda opción es cumplir los

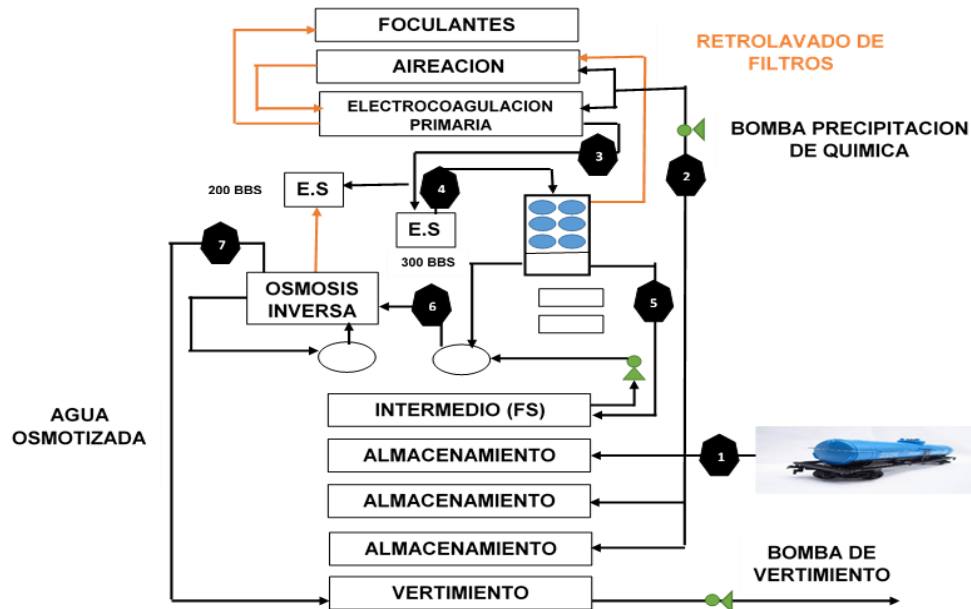
requisitos consignados en la tabla 20, para poder terminar de ser tratado en el sistema de tratamiento de aguas de producción.

4.3.3 Remoción de Sólidos y Grasas y Aceites

La siguiente etapa en la metodología es determinar la necesidad de la remoción de sólidos y grasas mediante la pregunta establecida en la metodología: ¿la concentración de TSS es <1000 ppm y la concentración de grasa es <3000 ppm?

En la metodología se estableció que de darse una respuesta negativa, se recomendaba el uso de alguna de las tecnologías ahí predichas que ayudarían a cumplir esta condición; y si la respuesta era positiva, el uso de otras tecnologías lograrían el cumplimiento del siguiente requisito establecido en la metodología era necesario, a diferencia del caso anterior cuando se aplicó la metodología en las aguas de producción y que respondió afirmativamente esta pregunta debido a que ya contaba con equipos capaces de suplir esta primera necesidad, las facilidades de tratamiento de flowback son inexistentes por lo que se hace necesario proponer una tecnología de las propuestas, de la tabla 7 del capítulo 3 observamos que las tecnologías dispuestas pueden ser Skim Tank o separadores API; Se recomienda un Skim Tank para este fin en caso de ser requerido, aunque el hecho de trabajar a ciegas llevo a la averiguación sobre información concerniente a las tecnologías de tratamiento de flowback de cualquiera de los contratistas involucrados en el tratamiento de flowback a los cuales se les delegaba la función, es decir H₂O en Apiay, o a SERPEC en Yopal; el esquema de las tecnologías puede verse en la figura 12 pertenece al arreglo tecnológico presente en Apiay de H₂O. Esta no incluye ninguna de las tecnologías propuestas para cumplir con esta condición, basándonos en esto, no será incluido un skin Tank ni ningún equipo sugerido para este punto.

Figura 12: Arreglo Tecnológico Presente en Apiay de H2O



Fuente: solucionesambientalesh2o.com

Se observa que la primera tecnología es la de electrocoagulación, esta cumple una primera función de retirar cantidades de aceite y sólidos suspendidos apreciables, esta es una tecnología muy versátil como se puede apreciar en la tabla 7, del capítulo 3.

El proceso anterior se complementa con una electrocoagulación secundaria, luego de esa primaria, como se evidencia también en la tabla 7, esta tecnología tiene la ventaja de que reduce carbonatos, calcio, sulfatos y fosfatos, aunque en mínimas cantidades comparado con la tecnología de intercambio iónico, 2 y hasta 3 etapas de aplicación de esta tecnología, pueden generar una extracción eficiente de estos contaminantes, en este caso fue recomendable el uso de esta tecnología ya que al manejar lo que podemos considerar pequeños volúmenes de agua (comparados con los del agua de producción), es económicamente viable, ya que los costos

aumentan sustancialmente con la capacidad del equipo o el arreglo que permita el tratamiento de grandes cantidades de agua.

Ya en este punto cumple con el requerimiento para ser tratado en el sistema de aguas de producción, ya que aunque pueda que tenga altas cantidades de TDS, el hecho de que será diluida en el agua de producción (la cual es baja en TDS en este caso y es un gran volumen en comparación con el tratado), es poco probable que necesite de un tratamiento terciario.

4.3.4 Remoción de Sólidos y Orgánicos Solubles

La siguiente etapa de tratamiento según la metodología está en función de la distribución del tamaño de partícula de los sólidos totales suspendidos TSS y su concentración, y la nueva pregunta es ¿la concentración de TSS es <10 ppm y la concentración de grasa es <10 ppm? Hay que aclarar que esta etapa se hace necesaria solamente si se quiere obtener del flowback a través de un tratamiento independiente agua apta para reúso en acidificación; para cumplir esta condición en el esquema se propone el uso de filtros, los cuales pueden observarse en la figura 12.

4.3.5 Remoción de Iones Selectivos

El paso por las etapas primaria y secundaria de electrocoagulación facilitaron la remoción de una cantidad apreciable de hierro, calcio, Mg, sulfatos y carbonatos, aunque no al nivel de un intercambio iónico, se considera suficiente ya que este tratamiento con electrocoagulación, es complementado con la tecnología de la siguiente etapa.

4.3.6 Remoción de Sales

La siguiente etapa es reducir los TDS de manera tal que permitan el reúso, generalmente los flowback tienen altas concentraciones de sólidos disueltos que casi siempre hacen necesarios el uso de tecnologías terciarias. El siguiente paso será Determinar si la concentración de TDS ≥ 10.000 ppm, para asegurarnos de cumplir con esta condición se propone el uso de osmosis inversa como tecnología de remoción de sales, tiene la particularidad de retener posibles iones divalentes y otras especies iónicas que pudieron haberse escapado por el no uso de una tecnología secundaria como tal.

Al salir de esta etapa, se considera que el resultado de este proceso es un agua altamente purificada y que cumple con los parámetros solicitados para reúso en acidificación y en fracturamiento.

4.3.7 Análisis Rentabilidad Tratamiento De Flowback

Para escoger la mejor opción de tratamiento es necesario realizar un análisis de cual de las opciones disponibles es la más conveniente económicamente hablando. Se deben comparar entonces 3 escenarios, en el primero de ellos se muestra las acciones actuales llevadas a cabo por Ecopetrol en el campo Castilla. Los otros 2 escenarios son los propuestos y fueron obtenidos al aplicar la metodología general, a continuación se detallan cada uno de los escenarios. Este análisis se realizará con base a un ESTUDIO DE COSTOS, puesto que en ninguna situación se genera ningún tipo de ingreso, por tanto, LA OPCIÓN MAS VIABLE SERÁ EL ESCENARIO CUYO COSTO SEA EL MAS BAJO.

- **Primer escenario.** Se evalúa el costo de tratamiento de aguas de flowback actualmente el cual es realizado por H₂O en Apiay o por SERPEC en Yopal. El sobre-costo de tratamiento de estos efluentes es cargado a Ecopetrol, lo cual cuesta en promedio 205 USD/viaje de 100Bb para la Superintendencia Castilla Chichimene, es decir 2,05 el barril de agua tratada.
- **segundo escenario.** Se analiza el costo de tratamiento de agua llevado a condiciones tales que el producto del proceso puede ser, dispuesto junto con las aguas de producción (sistema propuesto en el numeral 5.3 aplicando la metodología general a las aguas de flowback) este tratamiento será llevado a cabo por Ecopetrol quien deberá instalar un sistema que incluya 3 electrocuaguladores y 1 filtro de cascara de nuez.
- **tercer escenario.** Se estudia los gastos de tratamiento del flowback llevado a condiciones de reúso (sistema propuesto en el numeral 5.3 aplicando la metodología general a las aguas de flowback). este tratamiento será llevado a cabo por Ecopetrol quien deberá instalar un sistema que incluya 3 electrocuaguladores, 1 filtro de cascara de nuez y un equipo de osmosis inversa.

En el siguiente análisis, se analizan los costos, ya que esta inversión no se verá representada en un aumento de ingresos por tanto la opción más rentable será la que menos costos genere.

Inicialmente se tendrán en cuenta los trabajos de fracturamiento y acidificación en la Superintendencia Castilla Chichimene (SCC) y la Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA) la cual comprende los campos de Zulia y Apiay, aprovechando la cercanía entre estos campos y así hacer más viable el proyecto. En la tabla 21 se muestran los trabajos que se realizarán del 2015 al 2025 en la SOA y SCC.

Tabla 21: Trabajos Futuros de Flowback

Años	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Trabajos totales (2015-2025)
N° de Fracturamientos (SOA)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	55
N° de Estimulaciones (SOA)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	275
N° de Fracturamientos (SCC)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	385
N° de Estimulaciones (SCC)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	55
N° Fracturamientos totales (2015 - 2025)	440											
N° Estimulaciones totales (2015 - 2025)	330											

En la tabla 22 se detallan la cantidad de fluidos de flowback provenientes de los trabajos de fracturamiento del 2015 al 2025, los cuales deberán ser tratados y dispuestos.

Tabla 22: Cantidad de Fluidos de Flowback por Fracturamiento

N° Fracturamientos totales (2015 - 2025)	440
Cantidad promedio de fluido de fracturamiento inyectado por unidad de trabajo de fracturamiento (bbl)	1,300
Flowback promedio por unidad de trabajo de fracturamiento (bbl)	650
Cantidad fluido de fracturamiento inyectado (2015 - 2025) (bbl)	572,000
Flowback (2015 - 2025) (bbl)	572,000

En la tabla 23 se detallan la cantidad de fluidos de flowback provenientes de los trabajos de acidificación del 2015 al 2025, los cuales deberán ser tratados y dispuestos.

Tabla 23: Cantidad de Fluidos de Flowback por Acidificación

N° acidificaciones totales (2015 - 2025)	330
Cantidad promedio de fluidos para acidificación inyectado por unidad de trabajo de acidificación (bbl)	700
Flowback por unidad de trabajo de acidificación (bbl)	350
Cantidad fluidos para acidificación (2015 - 2025) (bbl)	231,000
Flowback (2015-2025) (bbl)	346,500

De las tablas obtenemos que la cantidad de flowback a tratar del año 2015 al 2025 en las superintendencias SCC y SOA equivalen a 918.500 bbl con este valor, se hará el análisis de costos para cada uno de los escenarios:

- **Escenario 1**

Este escenario describe la forma actual en la cual son dispuestos los fluidos por Ecopetrol delegando la responsabilidad a un tercero, en la tabla 24 se calcula el valor en Dólares del costo del tratamiento de los flowback de 2015 a 2025 el cual tiene un costo de 2,05 USD por barril tratado.

Tabla 24. Calculo costos tratamiento de flowback escenario 1

Escenario 1	
Capex total (USD)	0
Opex por barril de agua total (USD)	2.05
Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	918,500
Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	1,882,925
Costos Totales Escenario 1 2015-2025 (USD)	1,882,925

- **Escenario 2**

Para este escenario se tiene en cuenta el sistema creado a partir de la aplicación de la metodología para acondicionar el flowback a una calidad tal que permita el ingreso al sistema de tratamiento de aguas de producción (arreglo descrito en la tabla 25), para realizar este análisis nos apoyamos en los costos de instalación (tabla 29) y operación de la tabla 8, a partir de ahí se calculan el costo total de tratamiento de aguas de flowback de las superintendencias SOA y SCC de 2015 a 2025 en la tabla 25.

Tabla 25. Análisis Costo de tratamiento de flowback escenario 2

ESCENARIO 2					
TECNOLOGIA	COSTO INSTALACIÓN (USD)	NÚMERO DE EQUIPOS REQUERIDOS	CAPEX (USD)	OPEX COSTO BARRIL DE AGUA TRATADO (USD)	OPEX COSTO BARRIL DE AGUA TRATADO SISTEMA (USD)
Floculantes quimicos	0	0	0	0.001	0.001
	340,000	1	340,000	0.05	0.05
Electrocuagulación	270,000	2	540,000	0.05	0.1
Filtros	250,000	1	250,000	0.04	0.04
Osmosis	800,000	0	0	0.03	0
Capex total (USD)					
	1,130,000				
Opex por barril de agua (USD)					
	0.191				
Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bb)					
	918,500				
Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)					
	175,434				
Costos Totales Escenario 2 2015-2025 (USD)					
	1,305,434				

- **Escenario 3**

Para este escenario se tiene en cuenta el sistema creado a partir de la aplicación de la metodología para flowback a condiciones de reúso en acidificación y fracturamiento (ver tabla 26), para realizar este análisis se usaron los costos de instalación (tabla 29) y operación de la tabla 9. Además en la misma tabla se muestra el costo total de tratamiento de aguas de flowback de las superintendencias SOA y SCC de 2015 a 2025.

Tabla 26. Análisis Costos de tratamiento de flowback escenario 3

ESCENARIO 3					
TECNOLOGÍA	COSTO INSTALACIÓN USD	NUMERO DE EQUIPOS REQUERIDOS	CAPEX USD	OPEX (COSTO BARRIL DE AGUA TRATADO) USD	OPEX (COSTO BARRIL DE AGUA TRATADO) USD
Floculantes químicos	0	0	0	0.001	0.001
Electrocoagulación Primaria	340,000	1	340,000	0.05	0.05
Electrocoagulación Secundaria	270,000	2	540,000	0.05	0.1
Filtros	250,000	1	250,000	0.04	0.04
Osmosis	800,000	1	800,000	0.03	0.03
Capex total (USD)					
	1,930,000				
Opex por barril de agua (USD)					
	0.221				
Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)					
	918,500				
Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)					
	202,989				
Costos Totales Escenario 3 2015-2025 (USD)					
	2,132,989				

- **Conclusión Análisis De Costos**

Después de realizar el análisis de costos de las 3 opciones de tratamiento de flowback a 10 años (ver tabla 27) se concluye que la instalación de una planta de tratamiento de flowback solo es rentable si esta comprende los equipos para acondicionar el flowback para que pueda ser vertida en el sistema de tratamiento de aguas de producción (escenario 2), mas no para reúso en acidificación (escenario 3).

Tabla 27. Resumen costos totales de escenarios de tratamientos de flowback.

Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
Capex total (USD)	0	Capex total (USD)	1,130,000	Capex total (USD)	1,930,000
Opex por barril de agua total (USD)	2.05	Opex por barril de agua total (USD)	0.191	Opex por barril de agua total (USD)	0.221
Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	918,500	Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	918,500	Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	918,500
Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	1,882,925	Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	175,434	Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	202,989
Costos Totales Escenario 1 2015-2025 (USD)	1,882,925	Costos Totales Escenario 2 2015-2025 (USD)	1,305,434	Costos Totales Escenario 3 2015-2025 (USD)	2,132,989

A prueba y error se determinó que la instalación de un sistema de acondicionamiento de flowback a calidad para ser reusada solo es rentable a partir del tratamiento de 1.058.000, cantidad que podría alcanzarse en poco más de 11 años y medio si se mantienen las proyecciones (Ver tabla 27).

Tabla 28. Costos tratamiento de 1.058.000 barriles de flowback.

Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
Capex total (USD)	0	Capex total (USD)	1,130,000	Capex total (USD)	1,930,000
Opex por barril de agua total (USD)	2.05	Opex por barril de agua total (USD)	0.191	Opex por barril de agua total (USD)	0.221
Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	1,058,000	Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	1,058,000	Cantidad de Flowback a tratar 2015-2025 (bbl)	1,058,000
Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	2,168,900	Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	202,078	Costos Tratamiento de agua 2015-2025 (USD)	233,818
Costos Totales Escenario 1 2015-2025 (USD)	2,168,900	Costos Totales Escenario 2 2015-2025 (USD)	1,332,078	Costos Totales Escenario 3 2015-2025 (USD)	2,163,818

En la tabla 29 se detallan los costos de instalación de algunos equipos de tratamiento de agua.

Tabla 29. Costos Instalación algunas tecnologías de tratamiento de agua.

TECNOLOGÍAS	COSTO INSTALACIÓN (USD)
Electrocoagulación	270.000
Micro Filtración	250.000
Osmosis	800.000
Electrodialisis	650.000
Celdas de flotación	500.000
Hidrociclón	450.000
Intercambio iónico	170.000

4.4 IMPACTO ESTRATEGIAS

En la tabla 30 se resume el impacto de las estrategias de reúso en fracturamiento y acidificación, establecidas a partir de la metodología general desarrollada, donde se puede observar el porcentaje de disminución de las captaciones gracias a la estrategia de reúso, pero también se puede apreciar que realmente la disminución de volúmenes de vertimiento no es muy significativa, por lo tanto se recomienda buscar otros usos al agua tratada y así reducir el vertimiento, en especial aquellos usos en los que no sea necesario tratamientos adicionales a los que ya están dispuestos en las facilidades de la Superintendencia Castilla Chichimene, más concretamente la estación Castilla 2.

Tabla 30: Impacto estrategia de reúso agua del agua de producción en fracturamiento y acidificación

ESTRATEGIA DE REÚSO	VOLUMEN DE CAPTACIÓN REDUCIDO BPD	DISMINUCIÓN VOLÚMENES DE CAPTACIÓN (%)	DISMINUCIÓN VOLÚMENES DE VERTIMIENTO (%)
Sistema contra incendio	0	0,00%	0,00%
Perforación - Industrial	0	0,00%	0,00%
Perforación - Domestica	0	0,00%	0,00%
Fracturamiento y acidificación	600	17,78%	0,08%
Domestico	0	0,00%	0,00%
Total	600	17,78%	0,08%
Total Volumen Captado (BPD)			
	3375		
Total Volumen Vertido (BPD)			
	751441		

Como se puede observar en la tabla 30, el impacto generado por la estrategia seleccionada no es muy grande, ni para la reducción en captación ni mucho menos para la reducción de los volúmenes de vertimiento, lo que hizo que se planteara la necesidad de analizar otras estrategias de reúso. Apoyados en la figura 9, se determinó que estrategias como usar el agua en el sistema contra incendios y en perforación podrían generar mayor impacto. Se hizo un sencillo análisis sobre la manera en que se supondría afectarían estas estrategias los volúmenes de captación y vertimiento, que puede observarse en la tabla 31.

Tabla 31: Impacto estrategias adicionales de reúso

ESTRATEGIA DE REÚSO	VOLUMEN DE CAPTACIÓN REDUCIDO BPD	DISMINUCIÓN VOLÚMENES DE CAPTACIÓN (%)	DISMINUCIÓN VOLÚMENES DE VERTIMIENTO (%)
Sistema contra incendio	540	16,00%	0,07%
Perforación - Industrial	1570	46,52%	0,21%
Perforación - Domestica	0	0,00%	0,00%
Fracturamiento y acidificación	600	17,78%	0,08%
Doméstico	0	0,00%	0,00%
Total	2710	80,30%	0,36%
Total Volumen Captado (BPD)			
	3375		
Total Volumen Vertido (BPD)			
	751441		

Estrategia de reuso aga de producción actual

Posible estrategia de reuso

5. CONCLUSIONES

- La metodología adaptada es una herramienta práctica que permite cumplir cada una de las pautas establecidas en la normatividad y requerimientos técnicos para la disposición y reuso del agua de producción y flowback en fracturamiento y acidificación, y que al ser estandarizada permite a los ingenieros tomar mejores decisiones, de una manera rápida y eficiente.
- El equipo de intercambio iónico igual es necesario adquirirlo, ya que por experiencia en el campo el agua de captación ha generado severos daños luego de la realización de trabajos de acidificación y fracturamiento, bajo esta situación es mas rentable usar agua de producción, ya que el proyectar 10 años de tratamiento de agua requerida se tiene un ahorro 24.447 Dólares, en el costo total.
- Las captaciones pueden ser reducidas en un 17% si se reusa el agua de producción en el destino planteado en este trabajo de grado, pero aplicando la metodología para diferentes estrategias de reúso, pudo observarse la reducción del mas del 80% de los volúmenes de agua captada; de igual modo se logro advertir el mínimo impacto en los vertimientos, siendo que el agua producida tiene un volumen mucho mas grande que el de el agua requerida.
- El montaje de la planta de tratamiento de flowback solo es factible si esta enfocada a acondicionar el agua para que pueda ser vertida al sistema de tratamiento de aguas de producción, mas no para el reuso. Se puede considerar el montaje para reuso si se logran adicionar 140.000 barriles de flowback, esto puede suceder adicionando los flowback del campo rubiales, el cual paso a manos de ecopetrol este año y se encuentra relativamente cerca.

6. RECOMENDACIONES

- Estudiar el efecto en el incremento en la producción ocasionado por el uso de fluidos de fractura y acidificación de mejor calidad para plantear un estudio económico mas riguroso.
- Estudiar la posible reduccion del daño que podría darse al aplicar la metodología en el agua usada en preparacion de lodos de perforacion, ya que la mayoría del daño inducido proviene por filtrado de lodos. Además de que esto generaría un impacto bastante grande en las captaciones.
- Buscar usos alternativos al agua de producción del campo Castilla a las condiciones actuales, las cuales son de alta calidad y así minimizar los vertimientos con una mínima inversión como el uso en el sistema contra incendios, se recomienda que para este uso en particular se le haga el estudio de carácter corrosivo al agua.
- Plantear Estrategias para la reducción de agua producida, (cerrar pozos con altos cortes de agua, cementación forzada, dispositivo de bloques, entre otras), ya que el tratamiento del agua en sí, solo genera costos.
- Realizar un estudio de viabilidad técnico-económica de la inyección de agua como método de recobro secundario, teniendo en cuenta que se cuentan con grandes volúmenes de agua como resultado de la producción del campo acción que además generará un mayor impacto en los vertimientos.

BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Water management associated with hydraulic fracturing. API guidance document HF2. First edition. Junio de 2010.
- Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. 1999.
- BIBLIOTECA UIS. Entrega de trabajos de grado 2014. Guía para la entrega de trabajos de grado. 2014.
- BP. Hydraulic Fracturing Theory Manual. 1994.
- CASTRO, Marta Rocío. Trabajo de grado. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2004.
- DE LEÓN, N. y CAMACHO, F. Wetlands as Evaporation and Treatment System for Produced Water. SPE 63098. 2000.
- Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen. Produced water treatment technologies. International Journal of Low-Carbon Technologies Advance Access published December 28, 2013.
- Guía Ambiental para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida. Ministerio de minas del Perú.

- MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson Andrés. Proyecto de Grado. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Universidad Industrial de Santander. 2012.
- Reuse of Flowback & Produced Water for Hydraulic Fracturing in Tight Oil The Petroleum Technology Alliance Canada PTAC 2012.
- SCHLUMBERGER. Cracking Rock: Process in Fracture Treatment Design. 1992.
- URIBE SERRANO, Diego Andrés. Trabajo de grado. Desarrollo de una metodología para realizar el aseguramiento y control de la calidad de los fluidos y químicos utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas. Universidad Industrial de Santander. 2014.