

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN PARA  
REUTILIZARLAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**JOSÉ ALFREDO CRISTANCHO DÍAZ**

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

**2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN PARA  
REUTILIZARLAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**JOSÉ ALFREDO CRISTANCHO DÍAZ**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de  
Hidrocarburos**

**Director:**

**JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA**

**Magíster en Ingeniería Química**

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

**2020**

## **DEDICATORIA**

Le dedico este logro a mis hijos: José Tomás y José Matías. Ellos son mi mayor motivación e inspiración.

A Jakeline, mi esposa y compañera de vida de quien he recibido siempre amor y apoyo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Álvaro Sarmiento de la empresa Nalco. Quien siempre estuvo pronto a resolver y aportar soluciones a los escenarios presentados durante la ejecución del proyecto.

Al Ingeniero Juan Fernando Velásquez de Ecopetrol por compartir sinnúmero de experiencias vividas en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Al M.Sc. Jorge Forero, maestro apasionado por la educación y retador incansable de sus estudiantes.

Y a todos aquellos amigos de vida que aportaron ideas y su tiempo en la ejecución de este trabajo.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. ¿QUE ES UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?.....	17
2.1. EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO .....	18
2.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE UNA FRACTURA.....	19
2.3 MECÁNICA DE FLUIDOS.....	20
2.3.1 Propiedades fundamentales del fluido .....	21
2.3.2 Esfuerzo cortante y Velocidad de corte .....	22
2.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	22
2.4.1 Modelos reológicos.....	24
2.4.2 Propantes.....	24
3. SISTEMAS DE FLUIDOS .....	30
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE AGUA USADAS EN LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.....	36
4. AGUAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS EN EL PIEDEMONTE COLOMBIANO. ....	38
4.1 AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	39
4.1.1 Agua connata.....	40
4.1.2 Agua intrusiva o agua de formación.....	40
4.1.3 Agua de inyección.....	41
4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	41

4.2.1 Componentes del agua de producción. ....	42
5. ANTECEDENTES DEL CASO ESTUDIO .....	47
5.1 CAPTACIÓN DE AGUA .....	48
5.2 AGUAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO, CASO ESTUDIO.....	49
5.3 ANÁLISIS CASO ESTUDIO.....	52
5.3 SELECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS, CASO ESTUDIO.....	55
6. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	60
6.1 TRATAMIENTO PRIMARIO.....	60
6.2 TRATAMIENTO SECUNDARIO .....	61
6.3 TRATAMIENTO TERCARIO.....	61
6.4 ANÁLISIS CASO ESTUDIO.....	66
7. CONCLUSIONES .....	70
BIBLIOGRAFÍA.....	71

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Etapas del fracturamiento hidráulico.....	18
Figura 2. Diagrama muestra características de Longitud media, altura y ancho de la fractura.....	20
Figura 3. Composición de un fluido de fractura .....	23
Figura 4. Efecto de la distribución del propante en la porosidad.....	26
Figura 5. Diagrama muestra que granos más grandes generan mayores espacios y mayor permeabilidad.....	27
Figura 6. Diagrama muestra la diferencia entre granos esféricos con granos sin redondez.....	28
Figura 7. Variación de permeabilidad recuperada entre diferentes fluidos de fractura.....	29
Figura 8. Formación de geles lineales .....	31
Figura 9. Formación de geles reticulados .....	32
Figura 10. Ecopetrol opera 54 de cada 100 barriles de petróleo producidos en el país.....	39
Figura 11. Comportamiento histórico pozo #8 .....	57
Figura 12. Comportamiento histórico pozo #12 .....	58
Figura 13. Comportamiento histórico pozo #13 .....	59

## LISTA DE CUADROS

	<b>Pág.</b>
Cuadro 1. Tipos de aditivos y su aplicación.....	35
Cuadro 2. Caracterización físico-químicos puntos de captación.....	48
Cuadro 3. Inoculación de Bacterias Sulfareductoras .....	49
Cuadro 4. Caracterización fisicoquímica de aguas de producción pozos Piedemonte.....	51
Cuadro 5. Caracterización fisicoquímicos agua de producción a la descarga de las bombas de inyección. ....	52
Cuadro 6. Modificada Laboratorio Nalco.....	56
Cuadro 7. Prueba de producción pozo #8 2019 .....	57
Cuadro 8. Prueba de producción pozo #12 2019.....	58
Cuadro 9. Prueba de producción pozo #13 2019.....	59
Cuadro 10. Tecnologías existentes para tratamiento de aguas .....	62
Cuadro 11. Tecnologías disponibles vs requerimiento fisicoquímico.....	65

## LISTA DE TABLAS

**Pág.**

Tabla 1. Requerimientos del agua para la preparación de fluidos de fractura .....	36
---	----

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN PARA REUTILIZARLAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO\*

**AUTOR:** JOSÉ ALFREDO CRISTANCHO DIAZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Campo Floreña, fracturas naturales, fracturamiento hidráulico, agua, fluidos de tratamiento, reúso de aguas, comunidades.

### **DESCRIPCIÓN:**

El manejo del campo Floreña es reconocido por la complejidad del área y por sus estructuras naturalmente fracturadas o con gran influencia de fracturas naturales en areniscas apretadas de baja permeabilidad y porosidad con hidrocarburos tipo gas condensado. Estos tipos de yacimientos logran ser altamente productivos al comienzo de la vida del campo, pero luego, empiezan a declinar a gran velocidad y presentar irrupción temprana de gas y de agua, lo que conlleva a desafíos mayores requiriendo la implementación de tratamientos y tecnología de vanguardia para contrarrestar los retos de producción y brindar una opción energética al país. Es por ello, que el fracturamiento hidráulico brinda una mejora en la productividad y es solución a daños de la formación. Sin embargo, operaciones de estimulación y fracturamiento hidráulico, demandan grandes volúmenes de agua para la preparación de los fluidos del tratamiento. Estas aguas son captadas de fuentes hídricas superficiales, de las cuales se han sido caracterizado previamente sus propiedades y ha sido evaluada su compatibilidad con los demás fluidos requeridos para el fracturamiento hidráulico.

Las comunidades vecinas afectadas durante varios meses del año con temporadas periódicas y naturales de sequía, ven negativamente esta captación y obstaculizan las operaciones. Lo que demanda la evaluación y el ajuste de los procesos del tratamiento del agua de producción con las tecnologías existentes, para así, establecer alternativas que permitan reusar dichas aguas en las operaciones de estimulación a alta presión.

---

\* Monografía de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Jorge Enrique Forero Sanabria

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF PRODUCTION WATER TO REUSE IT IN HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS\*

**AUTHOR:** JOSE ALFREDO CRISTANCHO DIAZ\*\*

**KEYWORDS:** Floreña Field, Natural Fractures, Hydraulic Fracturing, Water, Treatment Fluids, Water Reuse, Communities.

### **DESCRIPTION:**

Floreña Field management is recognized for the complexity of the area and its naturally fractured structures with great influence of natural fractures in tight sandstones of low permeability and porosity with condensed gas hydrocarbons. These types of reservoirs become highly productive at the beginning of the field, but then, they begin to decline at high speed and present early gas and water production, which leads to greater challenges requiring the implementation of treatments and new technology to resolve the production challenges and provide energy to the country. Hydraulic fracturing provides an improvement in productivity and it is a solution to formation damage. However, hydraulic stimulation and fracturing operations demand large volumes of water for the preparation of treatment fluids. The water is collected from superficial sources, that have previously studied their properties and had been evaluated its compatibility with the requirement fluids for the hydraulic fracture.

The neighboring communities affected during several months of the year with periodic and natural drought seasons see this water collection negatively and they try to hinder operations. These conditions require evaluation and the proper process for the water treatment with the actual technologies to establish alternatives that allow us to reuse the production waters in the high-pressure stimulation operations.

---

\* Degree monograph

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Jorge Enrique Forero Sanabria

## INTRODUCCIÓN

Según la web oficial de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) unos 4,000 millones de personas —casi dos tercios de la población mundial— padecen escasez grave de agua durante al menos un mes al año, 700 millones de personas en el mundo podrían verse forzadas a desplazarse debido a la escasez de agua de aquí a 2030 y las estadísticas son aún más desalentadoras.

Nuestro país ha sido reconocido por su gran riqueza hídrica pues en relación a la oferta hídrica superficial tenemos el 5% del total del planeta. (Estudio Nacional del Agua 2018). Sin embargo, el país no es ajeno a la problemática puesto que el alto crecimiento demográfico, el uso del agua en la agricultura, en la explotación minera, en la explotación petrolera, para fines industriales y las temporadas de sequía agravan cada vez más la situación.

En las operaciones petroleras y en el caso específico del fracturamiento hidráulico se demanda grandes volúmenes de agua para la preparación de los fluidos del tratamiento. Estas aguas normalmente son captadas de fuentes hídricas previamente evaluadas sus propiedades y la compatibilidad con los aditivos y fluidos del pozo. Posterior a la captación del agua se requiere mediante el uso de tracto camiones ser transportada a las locaciones. Las movilizaciones se deben hacer en tiempos cercanos a la fecha del bombeo, el no hacerlo ocasiona que los volúmenes de agua empiecen a degradarse y presenten colonias de microorganismos.

Desde la etapa inicial de captación hasta la etapa del bombeo, lograr mantener las aguas en óptimas condiciones requiere la utilización de productos, recursos técnicos y humanos que incrementan los costos de la operación e inciden directamente en la evaluación económica de la operación, por lo cual, se requiere

formular una planeación y ejecución de las operaciones de fracturamiento hidráulico y también, en lo que respecta a la captación y controles de calidad del agua.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar la evaluación técnica de las aguas de producción de un campo en el Piedemonte Llanero para ser usadas en operaciones de fracturamiento en el mismo campo.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir las generalidades de un fracturamiento hidráulico y las características requeridas del agua usada en este tipo de operación.
- Describir las características de las aguas de producción de los campos petroleros.
- Presentar un caso estudio de las aguas de producción de un campo en el Piedemonte Llanero.
- Comparar las características entre el agua requerida para un fracturamiento hidráulico y el agua de producción del caso estudio.
- Plantear un posible escenario en el que sea viable usar las aguas de producción del caso estudio en los fracturamientos hidráulicos del mismo campo.

## 2. ¿QUE ES UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?

El fracturamiento hidráulico es una técnica efectiva de estimulación para contrarrestar los daños en la formación e incrementar la productividad del pozo mediante el bombeo de un fluido viscoso y propantes a altas presiones mayores al gradiente de fractura de la roca y cuyo objetivo es generar nuevas roturas o canales para mejorar la permeabilidad natural del yacimiento.

En muchos diseños de fracturamiento se desea maximizar la cantidad de propante puesto por unidad de área de fractura con el fin de mejorar la conductividad.<sup>1</sup>

Los tratamientos de fracturamiento se dividen en dos etapas principales de bombeo de fluido. La primera etapa, o etapa de colchón, no contiene propantes. El fluido se bombea a través de los perforados de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficientes para romper la formación y crear una fractura. La segunda etapa, o etapa de lechada de propantes, transporta el propante a través de los disparos hacia la fractura abierta. (Ver figura 1)

La fractura se cierra sobre el propante cuando cesa el bombeo y mantiene el propante en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos.

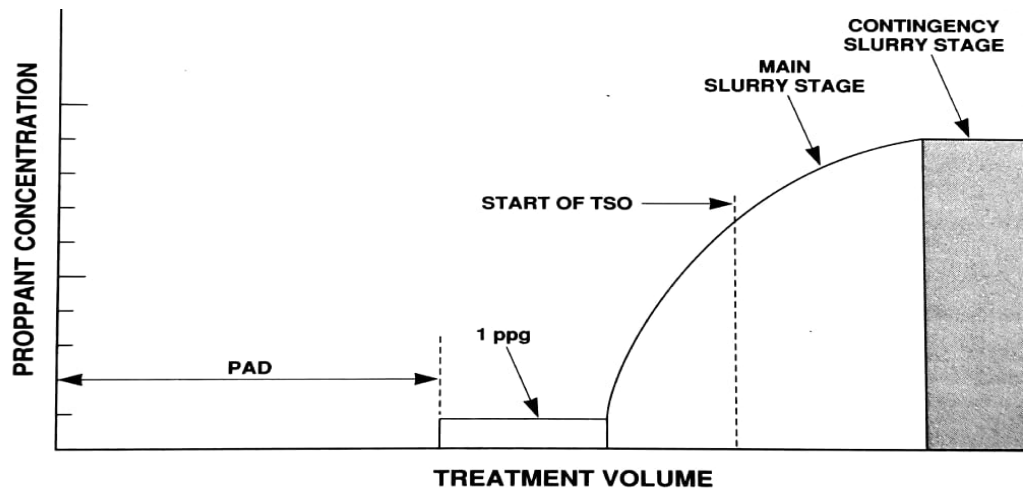
Los fluidos de fracturamiento deben ser suficientemente viscosos para crear y propagar una fractura y además transportar el propante por el pozo hacia el interior de la fractura. Una vez concluido el tratamiento, la viscosidad debe reducirse suficientemente para favorecer la evacuación rápida y eficiente del fluido de fracturamiento. Idealmente, el empaque de propante también debe estar libre de

---

<sup>1</sup> KNOWLES MICHAEL G. «Near Wellbore Performance. » BP, Londres. 1990

residuo de fluido, que puede deteriorar la conductividad y la producción de hidrocarburos.

**Figura 1. Etapas del fracturamiento hidráulico**



Fuente: KNOWLES, M. «Near Wellbore Performance. » BP, Londres. 1990

## 2.1. EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO

La fractura hidráulica ocurre como resultado del fenómeno descrito por la ley de Darcy para flujo radial:

$$q = \frac{kh\Delta P}{\mu \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}$$

Donde  $q$  es el caudal,  $k$  la permeabilidad de la formación,  $h$  la altura neta,  $\Delta P$  la presión diferencial (o reducción),  $\mu$  la viscosidad del fluido,  $re$  el radio de drenaje y  $rw$  el radio del pozo.

Al reorganizar la ecuación se puede establecer que a medida que el fluido se bombea hacia una formación permeable, se genera un diferencial de presión que es proporcional a la permeabilidad de la formación, **kf**. A medida que aumenta la tasa, este diferencial de presión entre la presión del pozo y la presión original del depósito también aumenta.

$$\Delta P = \frac{q\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{kh}$$

Este diferencial de presión causa tensión adicional alrededor del pozo. Eventualmente, a medida que aumenta la tasa, este diferencial de presión causará tensiones que excederán la tensión necesaria para romper la roca, y se forma una fractura.<sup>2</sup>

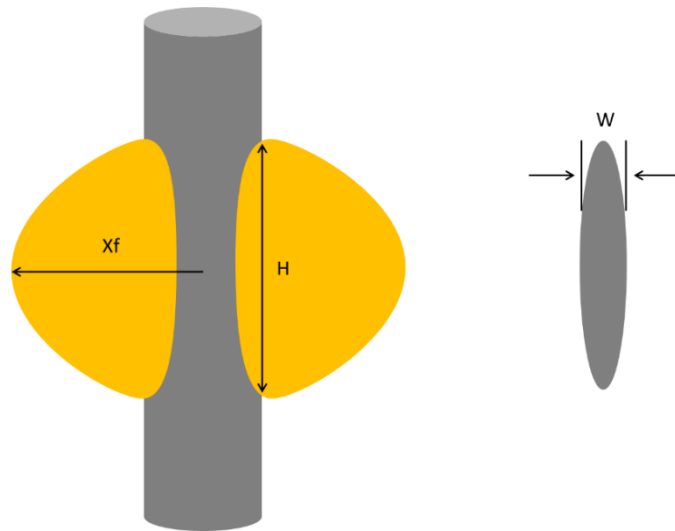
## 2.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE UNA FRACTURA

Cada fractura, independientemente de cómo se bombeó o para qué está diseñada, tiene ciertas características básicas, como se muestra en la Figura 2. Todos los modelos de fractura están diseñados para determinar estas tres características, altura *H*, longitud media *x<sub>f</sub>* y ancho *W*. Una vez que se han determinado estas tres características, otras cantidades tales como volumen de propante, conductividad de fractura y finalmente aumento de producción puede ser determinado.

---

<sup>2</sup> MARTIN; T. «Hydraulic Fracturing Manual» BJ Manual 2005

**Figura 2. Diagrama muestra características de Longitud media, altura y ancho de la fractura**



Fuente: Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007

### 2.3 MECÁNICA DE FLUIDOS

La Mecánica de Fluidos es el estudio del comportamiento de los fluidos. En el campo petrolero, esto significa que la mecánica de fluidos se usa para predecir las presiones de fricción de los fluidos y las fuerzas debidas a la dinámica del flujo de fluidos. La reología es el estudio de la deformación y el flujo de materia, y en el campo petrolero se utiliza para predecir la resistencia de un fluido a la aplicación de una fuerza o presión.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Ibid.

### 2.3.1 Propiedades fundamentales del fluido

**Densidad ( $\rho$ ):** Es la cantidad de materia que contiene un material dentro de una unidad de volumen. Cuanto más denso es un material, más pesado es un volumen dado.

Siempre que la composición líquida permanezca constante, podemos pensar en densidad de fluido (especialmente para sistemas de fluidos a base de agua) como constante, aunque en realidad disminuirá ligeramente con el aumento de la temperatura y aumentará ligeramente con el aumento de la presión.

**Viscosidad ( $\mu$ ):** Se define como la resistencia de un fluido a la deformación como resultado de una fuerza o presión aplicada. Es una medida de cuán "grueso" el fluido es. La viscosidad pocas veces se considera un valor constante, ya que puede cambiar drásticamente con la temperatura, el esfuerzo cortante aplicado y la composición del fluido. Esta propiedad se define como la relación entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte (shear stress vs shear rate). En otras palabras, la viscosidad del fluido define cuánto esfuerzo cortante produce un caudal de corte. Cuanto mayor es la viscosidad, mayor es la resistencia de un fluido a la agitación

**Temperatura (T):** Medida de la cantidad de energía que contiene un material. Cuanto más caliente material, más energía. Aunque estrictamente hablando, la temperatura no es una propiedad fundamental, en el campo petrolero es un parámetro importante y eso necesita cuantificarse. La mayoría de las propiedades del fluido se ven afectadas por una mayor o menor medida por temperatura.

### 2.3.2 Esfuerzo cortante y Velocidad de corte

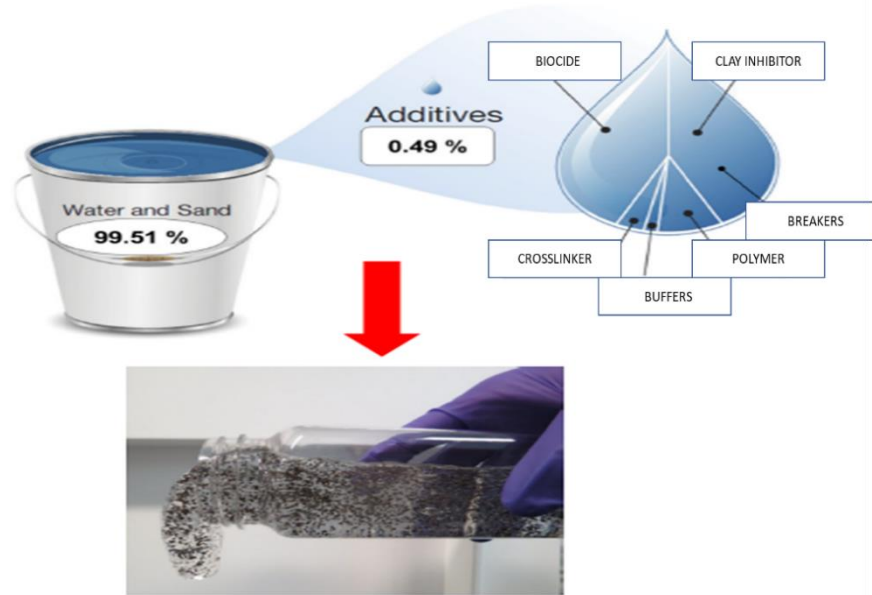
**Velocidad de corte ( $\gamma$ ).** En mecánica de fluidos, la velocidad de corte es una medida de qué tan rápido fluye un fluido sobre una superficie fija. La velocidad de corte se puede considerar como una medida de la cantidad de agitación que recibe un fluido.

**Esfuerzo cortante ( $\tau$ ):** Es la resistencia que produce el fluido a una velocidad de corte aplicada. Por ejemplo, requiere más fuerza (presión) para bombear agua a 10 lpm que a 5 lpm.

## 2.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Un fluido de fractura se compone principalmente de grandes volúmenes de agua mezclados con material propante y aditivos químicos, podemos decir que de la composición del fluido de fractura el volumen de agua está en un rango del 84-90 % y el del material propante de 9- 15%, dejando un pequeño porcentaje entre 0.5- 0.8 % para los aditivos como se muestra en la figura 3. La composición depende de la formación que se vaya a fracturar, las condiciones en el fondo de presión y temperatura, la disposición de sus componentes y el tipo de material propante que vaya a transportar.

**Figura 3. Composición de un fluido de fractura**



Fuente: Halliburton Workshop, Bogotá 2017

Los fluidos utilizados para procesos de fracturamiento son diseñados con el objetivo de romper la formación y llevar el agente propante hasta el fondo de la fractura generada, un adecuado diseño del fluido es un factor influyente en la eficiencia y desarrollo del canal que se quiere formar y por supuesto en los costos del proyecto. La viscosidad del fluido es el mayor parámetro en el diseño de fractura. Sin embargo, en ocasiones es sobreestimada, y una viscosidad excesiva incrementa los costos, eleva los controles de presión y puede ocasionar un incremento no deseado en el peso del fluido, conllevando a la reducción en la conductividad de la fractura puesto que los aditivos utilizados pueden generar daños.

En general la viscosidad de los fluidos juega dos papeles de gran importancia durante el proceso de el fracturamiento hidráulico, el primero generar el suficiente ancho de fractura para asegurar la entrada del propante adentro de la fractura, y la segunda, tener la capacidad de transportar el material propante desde la cara de pozo hasta la punta de la fractura. Un fluido de laboratorio con una viscosidad entre

30 y 100 cp (centipoise) es suficiente para generar un adecuado transporte de los propantes. Sin embargo, hay que tener en cuenta aspectos como la temperatura y el tiempo que afectan la viscosidad del fluido durante el proceso haciendo más difícil encontrar la viscosidad ideal del fluido. Por lo tanto, la selección del fluido más apropiado para un proyecto de fracturamiento hidráulico requiere muchas pruebas para alcanzar condiciones deseables.<sup>4</sup>

**2.4.1 Modelos reológicos.** Las pruebas descritas miden el esfuerzo cortante generado por tasas de corte crecientes específicas y estos datos se convierten en un valor de "viscosidad" mediante el uso de un modelo reológico para describir el comportamiento del fluido.

**Fluidos pseudoplásticos:** Este tipo de fluido mostrará una viscosidad decreciente con una velocidad de corte creciente. Los fluidos pseudoplásticos son muy comunes en muchas industrias y, por lo tanto, han recibido considerable atención. Los fluidos pseudoplásticos incluyen soluciones de polímeros (gel lineal).

**Fluidos viscoelásticos:** Las propiedades reológicas de los fluidos viscoelástico no pueden describirse usando una relación entre el corte tensión y velocidad de corte solo. Requieren la inclusión de los derivados del tiempo tanto para el esfuerzo cortante como para la velocidad de corte. Ejemplos de fluidos visco elásticos incluyen reductores de fricción, fluidos reticulados de fractura, polímeros.

**2.4.2 Propantes.** La palabra propante proviene de la abreviatura de dos palabras: "agente propante". Los propantes son materiales granulares, que se colocan dentro de la fractura para "abrir" la fractura mientras la presión cae por debajo del cierre. La conductividad de la fractura está directamente relacionada con la cantidad de

---

<sup>4</sup> Ibid.

propante dentro de la fractura, el tipo de propante, las condiciones de producción y el tamaño del grano.<sup>5</sup>

El propósito de la fracturación hidráulica es colocar la cantidad correcta del tipo adecuado de propante en el lugar correcto. Cuando esto se hace correctamente, se dice que el pozo se ha estimulado efectivamente.

**2.4.2.1 La permeabilidad del paquete de soporte y la conductividad de la fractura:** Uno de los principales factores que afectan el rendimiento del pozo después del tratamiento es la conductividad de la fractura. Este es el producto de la permeabilidad del paquete de propante y el ancho de la fractura. En otras palabras, la conductividad de la fractura es una función del tipo de material que mantiene la fractura abierta y la cantidad de este material dentro de la fractura.

La permeabilidad del paquete de propante está controlada por varios factores, tales como:

- **Sustrato de propante.**

El material del que está hecho el propante obviamente tiene un gran efecto sobre la permeabilidad del paquete de propante. Algunos materiales son más fuertes que otros y están en mejores condiciones para resistir las enormes fuerzas que intentan aplastar el propante a medida que se cierra la fractura. Cuanto más débil sea el material, más se deformará el grano propante. La deformación adecuada reduce la porosidad del paquete y reduce el ancho total de la fractura. Cuanto más frágil es el propante, más probable es que el propante produzca finos a medida que los granos se juntan en una serie de puntos contactos puntuales. Cualquier producción de finos reducirá significativamente la permeabilidad del paquete de propante.

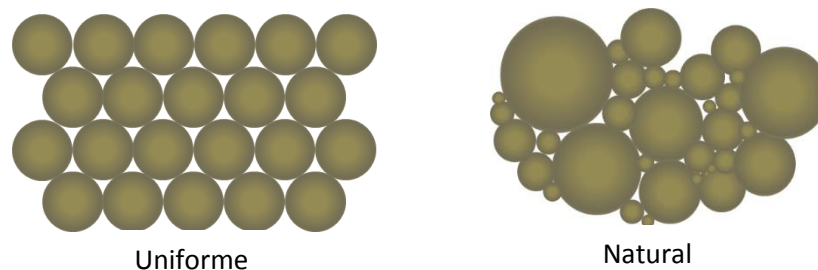
---

<sup>5</sup> WILEY, John and SONS. Fracturing Fluid Chemistry and Proppants”, Reservoir Stimulation- 3rd Edition. 2000.

- **Distribución del tamaño de grano del propante.**

Una formación sedimentaria normal tiene una amplia variedad de tamaños de grano, dependiendo de cuán bien "clasificados" estén los granos de roca individuales. En general, cualquier arenisca será una mezcla de granos pequeños, medianos y grandes. La mezcla de tamaños de grano actúa para reducir la permeabilidad y la porosidad de la formación, ya que los granos más pequeños ocuparán los espacios de los poros entre los granos más grandes y también tenderán a tapar las gargantas de los poros. Sin embargo, si un conjunto de partículas es casi idéntico tamaño, entonces no habrá finos para bloquear los espacios de los poros y las gargantas de los poros, de modo que se maximice la porosidad (y, por lo tanto, la permeabilidad). Es por eso que los propante generalmente se producen dentro de una distribución específica del tamaño de grano. Esta uniformidad del tamaño del grano es una de las principales razones por las cuales el propante es generalmente es de mayor magnitud más permeable que la formación, y también una de las principales razones por las que se busca garantizar esta uniformidad del tamaño. Esto se ilustra en la Figura 4 a continuación.

**Figura 4. Efecto de la distribución del propante en la porosidad**



Fuente: MARTIN; T. «Hydraulic Fracturing Manual. » BJ Manual 2005

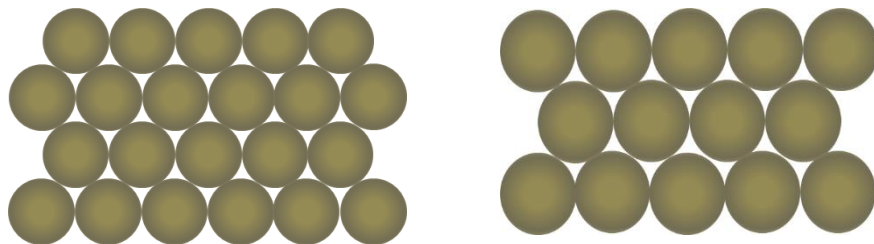
Los propantes se suministran dentro de un rango de tamaño de grano específico. Este tamaño de grano se refiere al tamaño del tamiz utilizado para clasificar el propante. Por ejemplo, el tamaño de 20/40 significa que la mayoría del propante

pasará por un tamiz de tamaño 20 (20 agujeros por pulgada cuadrada), pero no pasará por un tamiz de tamaño 40 (40 agujeros por pulgada cuadrada). Esto es a veces confuso, ya que los tamaños de grano más grandes corresponden a números de malla más pequeños. Los tamaños de propante comunes son 8/12, 12/20, 16/30, 20/40 y 40/60, aunque en teoría se puede producir cualquier combinación de tamaños.

- **Tamaño promedio de grano de propante.**

En general, cuanto mayor es el tamaño promedio del grano del propante, mayor es la permeabilidad del propante (siempre que la distribución del tamaño del grano sea razonablemente uniforme). Esto se debe a que los granos más grandes producen espacios de poros y gargantas de poros más grandes, lo que permite un mayor flujo para una porosidad similar. Sin embargo, los granos más grandes son más susceptibles a producir finos reductores de permeabilidad que los granos más pequeños. Esto se debe a que los granos más grandes distribuyen la presión de cierre en menos puntos de contacto de grano a grano, por lo que las cargas de contacto de punto tienden a ser mayor. Esto se ilustra en la Figura 5.

**Figura 5. Diagrama muestra que granos más grandes generan mayores espacios y mayor permeabilidad.**



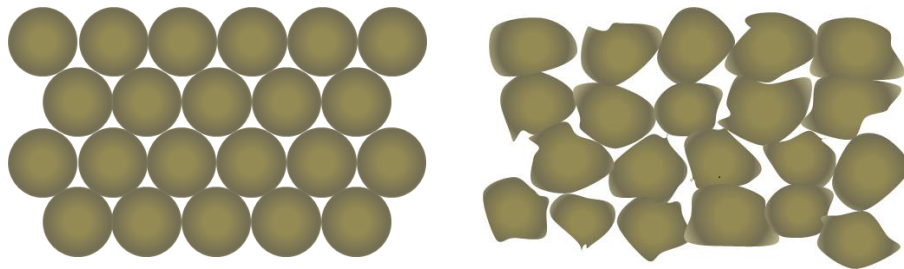
Fuente: MARTIN; T. Hydraulic Fracturing Manual. BJ Manual 2005

- **Esfericidad y redondez.**

Estas cantidades definen cuán esféricos son los granos de propante y cuántos bordes afilados y repentinos tienen los granos. Obviamente, cuanto más liso y esférico es el grano propante, mayor es la permeabilidad del paquete.

La norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 contiene procedimientos estándar para la verificación y control de calidad de los propantes convencionales y establece criterios al momento de seleccionarlos. En general, los propantes artificiales tendrán mejor esfericidad y redondez que los tipos naturales. Esto se ilustra en la Figura 6.

**Figura 6. Diagrama muestra la diferencia entre granos esféricos con granos sin redondez.**



Fuente: MARTIN; T. Hydraulic Fracturing Manual. BJ Manual 2005

Los granos gruesos y angulares también tienden a producir más finos, ya que las esquinas y los bordes tienden a romperse a medida que se aplica tensión de compresión. Por lo tanto, los propantes con buena esfericidad y redondez también tienden a retener una mayor permeabilidad a altas tensiones. Además, debido a que el propante con baja esfericidad y redondez producirá una ruta de flujo más enrevesada para los fluidos producidos, las pérdidas de presión que no son de Darcy tienden a ser mayores en estos materiales, lo que conduce a una menor permeabilidad efectiva del paquete de propante.

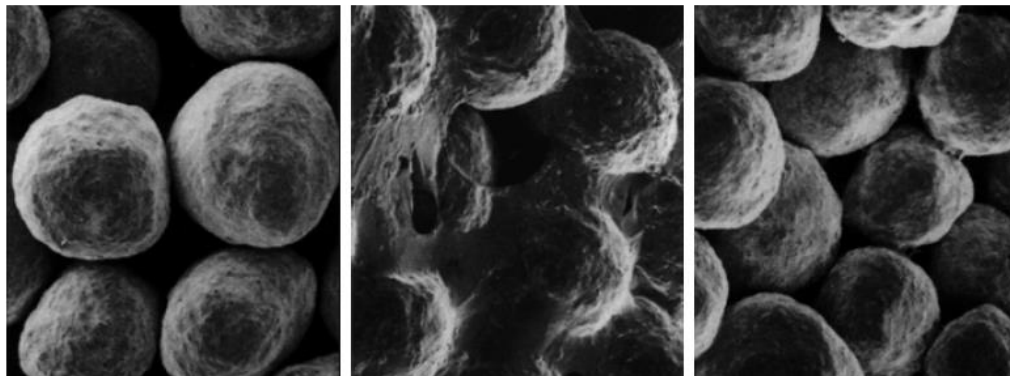
- **Calidad del fluido de fractura**

La cantidad de residuos que deja el fluido de fractura también puede tener una gran influencia en la permeabilidad del paquete de propante. Para evaluar el efecto de estos fluidos, se mide una cantidad llamada permeabilidad recuperada. En pocas palabras, una muestra del propante se coloca en una celda de carga y se somete a una presión de cierre, a una temperatura elevada. Luego, un fluido estándar no dañino fluye a través de la celda de prueba.

Al analizar la caída de presión y el caudal, se puede calcular la permeabilidad del paquete. A continuación, el fluido frac se hace fluir a través de la celda de prueba y se le permite permanecer allí durante un tiempo específico, durante el cual está diseñado para romperse. Una vez que el fluido se ha roto, la permeabilidad del paquete se mide nuevamente, por el mismo método que antes. Se comparan las dos permeabilidades y el resultado (permeabilidad recuperada) se da como el porcentaje de la permeabilidad original que queda después la prueba.

La Figura 7 ilustra la diferencia de permeabilidad recuperada entre fluidos de fractura con diferentes agentes gelificantes.

**Figura 7. Variación de permeabilidad recuperada entre diferentes fluidos de fractura.**



Fuente: MARTIN; T. «Hydraulic Fracturing Manual. » BJ Manual 2005

### 3. SISTEMAS DE FLUIDOS

Los fluidos de fractura son una parte vital del proceso de fracturamiento. Se utiliza para crear la fractura, para transportar el propano a la fractura y suspenderlo hasta que se cierre la fractura.

Para llevar a cabo estas tareas de manera eficiente, el fluido ideal debe tener una combinación de siguientes propiedades<sup>6</sup>.

- Bajo costo.
- Facilidad de uso
- Facilidad de disposición final
- Bajos coeficientes de fricción
- Alta viscosidad en la fractura, para suspender el propano.
- Baja viscosidad después del tratamiento, para permitir una fácil recuperación.
- Compatibilidad con la formación, los fluidos del reservorio y el propano.
- Seguros y de fácil disposición
- Alto gradiente hidrostático para reducir las presiones de tratamiento durante el bombeo
- Amigable con el medio ambiente.

Algunas de estas propiedades no son fáciles de combinar en el mismo fluido por lo tanto se requieren de la mezcla de productos para lograr las características de los fluidos requeridas. Comúnmente los fluidos usados son geles base agua, geles base aceite, emulsiones aceite-gel y espumas, sin embargo, se tiene una fuerte preferencia por los fluidos base agua por sus características<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> KNOWLES MICHAEL G. Near Wellbore Performance. BP, Londres. 1990

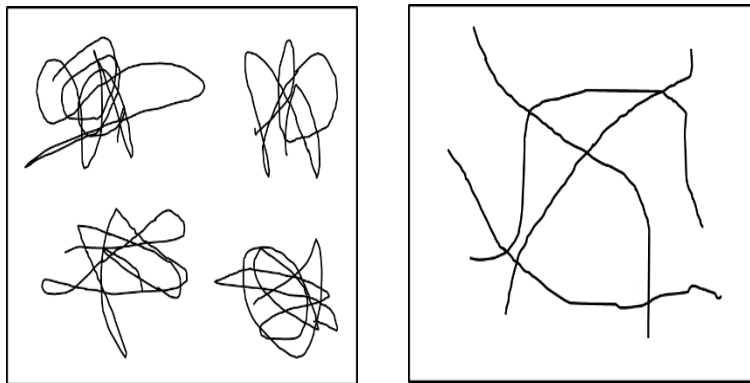
<sup>7</sup> MARTIN; Óp. Cit.

Los principales componentes de los fluidos base agua son:

- Agua fresca, agua salada, agua filtrada
- Agente gelificante:

El primero de estos sistemas utilizaba almidón como agente gelificante, pero a principios de 1960 se experimentó con el guar y rápidamente se convirtió en el polímero más común para fractura. Hoy en día, los polímeros derivados del frijol guar se usan en la mayoría de los tratamientos de fractura además de la celulosa y sus derivados. Antes de que el polímero seco se agregue al agua, las moléculas individuales están fuertemente enrolladas en sí mismas. A medida que la molécula de polímero se hidrata en agua, se endereza, como se ilustra en la Figura 8, razón por la cual estos fluidos se denominan geles lineales.

**Figura 8. Formación de geles lineales**



Fuente: MARTIN; T. Hydraulic Fracturing Manual. BJ Manual. 2005

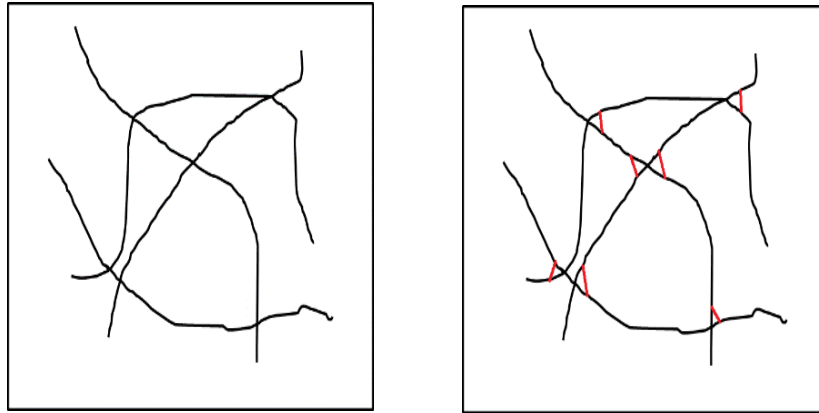
- Agente Reticulado (Crosslinked)

La mayoría de los tratamientos de fracturación hidráulica se realizan con gel base de agua crosslinked. Estos sistemas ofrecen la mejor combinación de bajo costo, facilidad de uso, alta viscosidad y facilidad de recuperación de fluidos.

Generalmente, se usan geles a base de agua a menos que haya una razón específica para no usarlos, esto los hace la opción predeterminada. El punto de partida para un sistema crosslinked es un gel lineal.

Un gel crosslinked, como se ilustra en la Figura 9, consiste en una serie de polímeros hidratados. Moléculas, que han sido unidas por la reticulación química. Esta serie de enlaces químicos entre las moléculas de polímero pueden aumentar enormemente la viscosidad del sistema hasta 100 veces.

**Figura 9. Formación de geles reticulados**



Fuente: MARTIN; T. Hydraulic Fracturing Manual. BJ Manual. 2005

Para que se produzca un enlace cruzado eficiente, deben suceder dos cosas distintas. Primero, la base gel necesita estar a determinado pH que permita que el químico reticulante funcione. Generalmente esto tiene un pH diferente al requerido para la hidratación del polímero, por lo que un Buffer de pH diferente debe ser usado. En segundo lugar, el radical reticulante debe estar presente a una concentración suficiente.

Los sistemas de reticulación más utilizados son los siguientes:

- Boratos

- Boratos "exóticos"
- Zirconatos
- Aluminates
- Titanatos

- Breakers (rompedores)

Los rompedores están diseñados para reducir la viscosidad del fluido de fractura al mínimo, de modo que el líquido puede recuperarse fácilmente después del tratamiento. También están diseñados para minimizar los residuos de polímero, de modo que se minimice el daño al paquete de propano permitiendo una buena conductividad de la fractura.

- Buffers o reguladores de PH

Los buffers están diseñados para aumentar o disminuir el pH, según sea necesario.

- Tensioactivos (Surfactantes)

La palabra Surfactant proviene de la frase SURFace ACTive AgeNT, e incluye cualquier químico que afecta las propiedades de interfaz entre materiales.

Los tensioactivos también se pueden agrupar según el tipo de carga que poseen, de modo que algunos los tensioactivos son aniónicos (carga negativa), algunos son catiónicos (carga positiva), algunos son anfótero (catiónico a pH bajo y aniónico a pH alto), algunos son zwitteriónicos (ambos catiónicos y aniónico simultáneamente) y algunos no son iónicos. En términos generales, es mejor no mezclar productos aniónicos y catiónicos juntos, ya que pueden formar depósitos viscosos.

- Biocidas

Los biocidas, también conocidos como bactericidas, están diseñados para matar bacterias. Cualquier bacteria, especialmente bacterias reductoras de sulfato: se comerán el polímero utilizado en los fluidos frac. Una colonia de bacterias puede

reducir un tanque de gel de buena calidad en un sistema degradado con mal olor en menos de una hora, los biocidas se usan para prevenir esto. Inicialmente, todos los tanques utilizados para fluidos frac deben estar lo más limpios posible, esto ayudará a reducir el riesgo de contaminación bacteriana. Sin embargo, el agua antes mezclar el gel aún puede contener estas bacterias, especialmente si el clima es cálido o si se está utilizando agua de mar.

El biocida debe agregarse directamente al tanque antes de agregar el agua, o debe mezclar bien en el agua antes de la adición de cualquier polímero. Una vez que el biocida tiene agregado, matará rápidamente cualquier bacteria que esté presente en el agua.

Debe recordarse que los biocidas están diseñados para evitar que unas colonias de bacterias se formen en primer lugar y no de destruir una colonia existente, Para descomponer el gel, las bacterias secretan enzimas (enzimas similares a las enzimas de los rompedores). También debe tenerse en cuenta que, en su forma concentrada, los biocidas son materiales muy peligrosos (después de todo, están diseñados para matar seres vivos) y deben manejarse con extremo cuidado.

- Estabilizadores de gel

Los estabilizadores de gel se usan para prolongar la viscosidad de los geles reticulados a altas temperaturas funcionan por uno de dos métodos: - pueden eliminar el oxígeno en el fluido; o pueden actuar sobre los cationes que pueden contribuir a la degradación del gel.

- Aditivos de control de arcilla

Los aditivos de control de arcilla se utilizan para prevenir la hinchazón, la migración y la desintegración de minerales de arcilla como la illita, la esméctica, la clorita y la montmorillonita. El agua dulce por sí sola causará estos problemas. La adición de iones de cloruro al agua dulce evitará estos problemas en la mayoría de las

formaciones, por lo que la mayoría de los tratamientos realizados con agua de mar no necesitan estabilizadores de arcilla adicionales. Sin embargo, las formaciones excepcionalmente sensibles al agua pueden necesitar protección adicional.

- Control de pérdida de fluidos

Los aditivos de control de pérdida de fluidos pueden usarse por dos razones principales; en primer lugar, para reducir una tasa de fuga de matriz muy alta y, en segundo lugar, para evitar la pérdida de líquidos por fracturas naturales.

El uso de aditivos de pérdida de fluidos se está volviendo cada vez menos común, a medida que se comprende la filtración de fluidos aumenta, también se cree que bombear más líquido es preferible a usar aditivos que potencialmente pueden producir daños permanentes.

Con el fin de complementar la lista de aditivos a continuación en la tabla 1 se muestra un resumen de los aditivos más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, su nombre más comercial y la función que ejercen en el fluido de fractura.

**Cuadro 1. Tipos de aditivos y su aplicación.**

ADITIVOS	FUNCIÓN	NOMBRE COMERCIAL
Polímeros	Aumentar la viscosidad del fluido para convertirlo en un gel lineal.	GUAR, HPG, CMHPG, CMG, CMC, CMHEC
Reticulados	Aumentar la viscosidad del fluido base para convertirlo en un gel complejo.	Compuestos de Boro, Zirconio, Aluminio y Titanio
Rompedores	Degradar un fluido altamente viscoso de forma controlada fuera de la fractura.	Enzimas y agentes oxidantes
Bactericidas	Evitar que las bacterias de la formación degraden el polímero.	Magnacide 505

ADITIVOS	FUNCIÓN	NOMBRE COMERCIAL
Surfactantes	Reducir la tensiones superficiales e interfaciales y facilitar la recuperación de fluido al interior de la fractura.	Sulfatos, Fosfatos, Sulfonatos, Cloruros
Estabilizadores de arcilla	Evitar que el fluido de fractura genere hinchamiento de las arcillas presentes en la formación.	Aminas, Compuestos de Aluminio, Zirconio.
Buffers	Regular el PH y evitar la hidratación de los polímeros.	Bicarbonato de sodio Acetato de Sodio

Fuente: Tomado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007

### 3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE AGUA USADAS EN LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS

A continuación, se muestran los requerimientos de las aguas que serán utilizadas como fluido base para la preparación de todos los fluidos de fractura y que sirve de guía de la calidad del agua para prevenir reacciones indeseables, desarme de geles de fractura, desestabilizaciones térmicas, inhibición de la viscosidad necesaria, precipitaciones y degradaciones en los fluidos de Fracturamiento Hidráulico (Tabla 2).

**Tabla 1. Requerimientos del agua para la preparación de fluidos de fractura**

COMPONENTE	VALOR PERMITIDO
PH	6-8
Temperatura	40 to 100 F
Bicarbonato	<300 ppm
Boro	< 1 ppm
Calcio	< 500 ppm
Magnesio	25-500 ppm
Hierros	< 5 ppm

<b>COMPONENTE</b>	<b>VALOR PERMITIDO</b>
Fosfato	< 5 ppm
Sulfatos	< 500 ppm
Bacteria	< 100 /mL
Solidos totales suspendidos (tss)	<50 ppm
Conductividad	NR
Turbidez	NR
Solidos totales disueltos (tds)	< 50.000 ppm
Grasas y aceites	< 10 ppm

Fuente: Tomado de API RP 45 Recommended Practice for Analysis of Oilfield waters.

#### **4. AGUAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS EN EL PIEDEMONTE COLOMBIANO.**

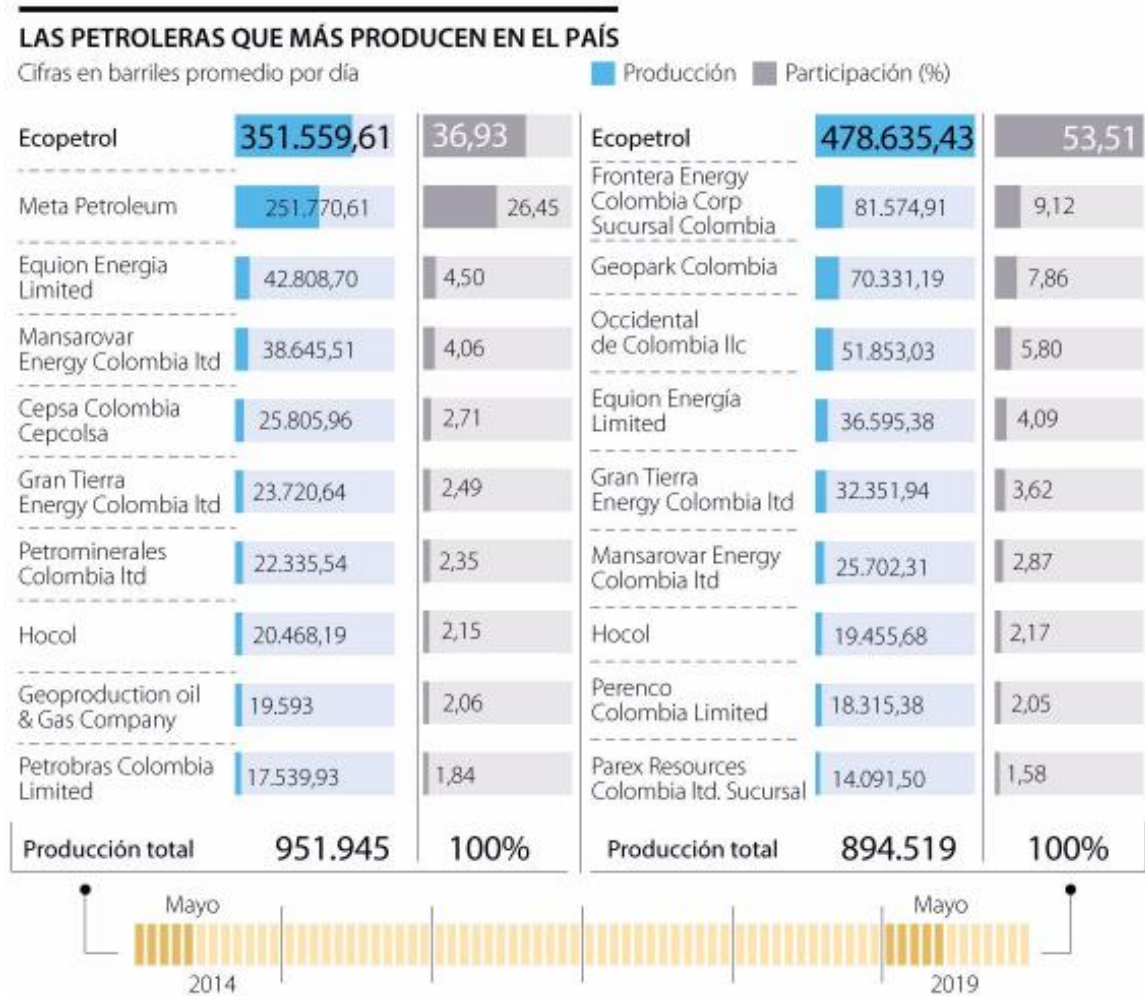
El Piedemonte Llanero corresponde al compilado de las estructuras más complejas a nivel geológico y de fluidos en Colombia, está ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos, al occidente de los Llanos Orientales; los campos pertenecientes a esta zona, de norte a sur, son: Floreña, Complejo Pauto, Volcanera, Recetor, Cupiagua, Cupiagua Sur y Cusiana Con fluidos que van desde petróleo volátil hasta gas condensado. Su complejidad estructural es resultado del levantamiento de la cordillera oriental y sus diferentes cambios a través del tiempo.

Según el artículo: “Ecopetrol opera 54 de cada 100 barriles de petróleo producidos en el país” publicado en el diario La República el lunes, 22 de julio de 2019, que cita como fuente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ver figura 10), la producción de esta zona del Piedemonte Llanero mantiene una producción diaria superior a 35,000 barriles equivalentes de petróleo y 5,000 barriles de agua de producción<sup>8</sup>. El volumen total del agua de producción y gran parte del gas es inyectado para mantener la presión del yacimiento y aumentar el factor de recobro del crudo.

---

<sup>8</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las petroleras que más producen en el país. 2019

**Figura 10. Ecopetrol opera 54 de cada 100 barriles de petróleo producidos en el país**



Fuente: ANH 2019, LR-JG

#### 4.1 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 producido<sup>9</sup>. El agua de producción es una mezcla compleja de productos orgánicos e inorgánicos ya sean disueltos o en forma de partículas. Los compuestos inorgánicos más comunes son calcio, magnesio, sodio y cloro. Por otra parte, los compuestos orgánicos dominantes en la mayoría de aguas de producción son algunos hidrocarburos aromáticos y ácidos orgánicos de bajo peso molecular, los cuales son solubles en el agua.<sup>10</sup>

**4.1.1 Agua connata.** Es aquella que ha permanecido bajo el subsuelo por milenios atrapada en los poros de la roca durante la formación de esta, en la cual el agua se aloja en mantos acuíferos que debido a cambios geológicos formaron sellos, atrapando el recurso; estos procesos geológicos impidieron la recarga del agua convirtiéndose en un agua fosilizada, sin embargo, cuando se intentan extraer hidrocarburos, la variación de la presión hidrostática genera un desequilibrio en las fuerzas que la mantienen atrapada permitiendo que salga a la superficie junto con el hidrocarburo, estas aguas suelen ser densas y salinas caso contrario al agua intrusiva.

**4.1.2 Agua intrusiva o agua de formación.** Es aquella que quedó atrapada en los intersticios de la roca, la cual pudo o no estar cuando la roca se generó, en su mayoría de casos es proveniente de cambios climáticos los cuales junto con procesos geológicos y físicos atraparon el agua, debido a el proceso de filtración del agua, esta fácilmente puede formar parte de un acuífero activo lo que resultaría beneficioso para la extracción de hidrocarburos.

---

<sup>9</sup> ARNOLD, Richard; BURNETT, David y Otros. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso, Schlumberger, 2004

<sup>10</sup> VEIL, J.A.; PRUDER, M.G.; ELCOCK, D.; REDWEIK, R.J.; Jr. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and Coal Bed Methane, Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. 2004

**4.1.3 Agua de inyección.** El otro mecanismo que genera la presencia de agua en el subsuelo es conocido como inyección o reinyección de agua el cual no es más que un proceso de recobro cuyo objetivo principal es la extracción del hidrocarburo, estabilidad en la presión del pozo, entre otros; sin embargo, los malos procesos de reinyección del agua pueden ocasionar grandes problemas en la producción, por eso este tipo de técnicas de recobro siempre requieren de un estudio detallado que permita establecer si el mecanismo es viable.

## **4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

El agua de producción está en contacto con la formación productora de hidrocarburo siglos antes de que la producción comience y contiene algunas de las características químicas de la formación y del hidrocarburo<sup>11</sup>. Es por esto que dichas propiedades o características varían considerablemente dependiendo de la locación geográfica del campo, la formación geológica de donde se produce el tipo de hidrocarburo que está siendo producido. Adicionalmente el agua naturalmente presente en la estructura porosa también refleja la caracterización del ambiente de deposición del hidrocarburo, además de indicar el potencial de corrosividad, la deposición de incrustaciones minerales, puede identificar la zona de producción, puede ayudar en la identificación de fugas en el completamiento y es fundamental al seleccionar productos químicos de producción o aleaciones resistentes a la corrosión.

---

<sup>11</sup> Ibíd Pág. 32

**4.2.1 Componentes del agua de producción.** Los componentes del agua de producción son todos aquellos elementos (cationes y aniones) presentes en el fluido que son ajenos a él es decir son contaminantes que alteran las propiedades físico químicas del agua y son analizados en el laboratorio:

<b><u>Cationes</u></b>	<b><u>Aniones</u></b>	<b><u>Otras propiedades</u></b>
Calcio (Ca)	Cloruro (Cl)	PH
Magnesio (Mg)	Carbonato (CO <sub>3</sub> )	Sólidos en suspensión- Cantidad, tamaño, forma. Composición
Sodio (Na)	Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> )	Turbidez
Hierro (Fe)	Sulfato (SO <sub>4</sub> )	Temperatura
Bario (Ba)		Peso específico
Estroncio (Sr)		Oxígeno disuelto
Radio (Ra)		Anhidrido carbónico disuelto
		H <sub>2</sub> S
		Bacterias
		Aceite en el agua

Además, se acostumbra medir la concentración de los sólidos disueltos totales (TDS) la cual es simplemente la suma de las concentraciones de todos los iones individuales

### **Significado de los Componentes y sus Propiedades**

Los componentes normalmente analizados dentro del contenido de agua de producción y la importancia de estos se detallan a continuación.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> OGDEN Becky L. Water technology: understanding, interpreting and utilizing water analysis data. 2008

- **PH:** Es una medida de la concentración de iones hidrogeno disueltos en el agua. Normalmente el yacimiento tiene un pH entre 4 y 8. Pero la presencia de gases ácidos disueltos como el H<sub>2</sub>S (Ácido sulfhídrico) y el CO<sub>2</sub> (Dióxido de carbono), tienden a bajar el pH del agua. Cuando el agua tiene un pH muy bajo, tiende a aumentar su corrosividad.
- **Temperatura:** La temperatura del agua tiene una gran importancia en el desarrollo de los diversos procesos que en ella se realizan, de forma que un aumento de la temperatura modifica la solubilidad de las sustancias, aumentando la de los sólidos disueltos y disminuyendo la de los gases. La actividad biológica aproximadamente se duplica cada diez grados (ley del Q10), aunque superado un cierto valor característico de cada especie viva, tiene efectos letales para los organismos. Un aumento anormal (por causas no climáticas) de la temperatura del agua, suele tener su origen en el vertido de aguas utilizadas en procesos industriales de intercambio de calor. La temperatura se determina mediante termometría realizada “in situ”.
- **Sólidos en suspensión se define como el Total de Sólidos en Suspensión (TSS):** Las aguas producidas tienen sólidos suspendidos que pueden facilitar el taponamiento de la formación. Se deben identificar los tipos de sólidos como arenas, arcillas y/o arcillas hinchadas, que tienen diferentes efectos en la formación. Se mide en mg/L.
- **Turbidez:** Es la medida del agua para transmitir la luz. La turbidez que presentan algunas aguas, especialmente las superficiales, se debe a la presencia de materiales insolubles en suspensión y partículas muy finas que son difíciles de decantar y filtrar, generando problemas de taponamiento entre otros.

- **Contenido de aceite:** Las aguas de producción contienen escasas gotas de aceite esparcido, Aunque el aceite casi nunca tapa la formación (en procesos de reinyección), normalmente su tendencia es a formar emulsiones.
- **Gases:** Se originan principalmente en condiciones donde el PH es mayor a 5 y menor a 9 ( $5 < \text{pH} < 9$ ) son causantes de Corrosión y Taponamiento. Los gases que causan más problemas son el sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el oxígeno ( $\text{O}_2$ ).
- **Sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ):** Las aguas de producción que contienen  $\text{H}_2\text{S}$  se conocen como aguas amargas el cual se genera a partir de la acción de bacterias sulfato-reductoras que se encuentran en la formación productora, en contacto con el hierro produce sulfuro de hierro lo que acelera la corrosión y actúa como un serio agente taponador.
- **Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ):** Es un gas relativamente soluble que se hidroliza formando iones bicarbonato y carbonato, un exceso de  $\text{CO}_2$  hace al agua corrosiva el  $\text{CO}_2$  se elimina por aireación, desgasificación y decarbonatación. Este gas también es responsable de la disolución de caliza del en el agua, aumentando su dureza y alcalinidad. yacimiento
- **Oxígeno disuelto ( $\text{O}_2$ ):** Debido a su carácter oxidante juega un papel importante en la solubilidad o precipitación de iones que presentan una forma insoluble; es el parámetro más importante en el control de la calidad de las aguas superficiales.
- **Demanda Química de Oxígeno (DQO):** Mide la capacidad de consumo de un oxidante químico (bicromato o permanganato), por las materias oxidantes contenidas en el agua. Se mide en ppm de  $\text{O}_2$ .

- **Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO):** Es la cantidad de oxígeno disuelto requerido por los microorganismos para la oxidación aeróbica de la materia orgánica biodegradable presente en el agua.

### **Cationes (iones de carga positiva)**

- **Sodio (Na<sup>+</sup>):** Es uno de los mayores constituyentes de las aguas de producción, este catión está asociado al ion cloruro el cual forma NaCl, el contenido en aguas dulces suele estar entre 1 y 150 ppm, aunque su concentración en los campos puede ser >35000 ppm, en la industria no presenta potenciales problemas, pero si altera las propiedades del fluido.
- **Calcio (Ca<sup>++</sup>):** Es uno de los mayores constituyentes del agua puede formar sales desde moderadamente solubles a muy insolubles, además contribuye a la dureza del agua, es de gran importancia debido a que se combina fácilmente con los iones sulfatos y carbonatos para luego precipitarse y formar sólidos en suspensión.
- **Bario (Ba<sup>++</sup>):** Su importancia radica en poder combinarse con los sulfatos, formando así compuestos extremadamente insolubles que precipitan y pueden formar incrustaciones en las líneas o dentro de la formación, además de esto es toxico para los seres humanos.
- **Magnesio (Mg<sup>++</sup>):** Se encuentra en concentraciones más bajas que el calcio que tiene propiedades similares, aunque sus sales son en general más solubles y difíciles de precipitar, también contribuye a la dureza del agua y a la presencia de PH alcalino.

- **Hierro (Fe<sup>++</sup>, Fe<sup>+++</sup>):** Su presencia da lugar a depósitos e incrustaciones. Puede estar presente en soluciones como Fe<sup>++</sup> (ferroso), Fe<sup>+++</sup> (férrico) o también puede estar en suspensión como un precipitado de algún compuesto de hierro, es un indicador de corrosión de tubería.
- **Estroncio (Sr<sup>++</sup>):** Sus condiciones son muy similares a las de bario, al combinarse con sulfatos se origina el sulfato de estroncio el cual es insoluble.

### **Aniones (iones de carga negativa)**

**Cloro (Cl<sup>-</sup>):** Es el anión más producido en las salmueras, la mayor fuente de iones cloruro lo da el NaCl, debido a esto su concentración es medida de la salinidad del agua, de esta manera su principal problema es la alta corrosividad que puede generar con concentraciones elevadas.

**Carbonato (CO<sub>3</sub><sup>=</sup>) y bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>):** Contribuyen a la alcalinidad del agua, su importancia se debe a la posible formación de sólidos insolubles e incrustaciones, es un indicador de alcalinidad.

**Sulfato (SO<sub>4</sub><sup>=</sup>):** Son un gran problema debido a la habilidad de combinarse con el calcio, el bario y el estroncio formando sólidos insolubles también genera incrustaciones que son fuente de alimento de las bacterias sulfato-reductoras, que llevan a la formación de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el yacimiento, el cual puede ser tóxico y generar olores desagradables.

## 5. ANTECEDENTES DEL CASO ESTUDIO

A nivel mundial los problemas ambientales ocasionados por la captación de agua para sus procesos y el manejo al agua de producción han tomado una mayor importancia gracias a la conciencia pública y la atención de la ciudadanía en general, convirtiendo este tema en uno de los más comunes a la hora de evaluar el impacto generado por la industria de los hidrocarburos.

La región del Piedemonte Llanero no es ajena a estos aspectos y es que durante los últimos años se han sufrido situaciones que ponen en el ojo del huracán a la industria petrolera, situaciones tales como las citadas en el periódico el tiempo del día 21 de marzo de 2014. Este artículo periodístico que tiene por encabezado: *Huele a muerte en los llanos del Casanare* y describe la mortandad de alrededor de 20.000 chigüiros, 3.000 reses, 500 venados y 1000 tortugas en tan solo 5 meses. Aunque el artículo cita como responsable a las sequías propias del cambio climático, para las personas de la región esta mortandad es producto de la intervención y explotación de hidrocarburos en la región.

Un argumento propio de los pobladores es que durante los días previos a un fracturamiento hidráulico en versión dada a Prensa libre Casanare por el Sr Leimar Pérez, campesino y habitante del sector de Rincón del soldado en Pauto: “*Se ven pasar muchísimas mulas cargadas con agua y químicos durante todo el día, esa gente no para ni en la noche*”. Esta versión describe que la logística y preparación para este tipo trabajos es dispendiosa y requiere de varios días. La ejecución de un fracturamiento hidráulico en estas formaciones productoras, de rocas de características apretadas que se encuentran entre los 16000 a 18500 ft de profundidad y presiones de yacimiento entre 4,200 y 5,100 psi<sup>13</sup>, se requieren

---

<sup>13</sup> EQUION ENERGÍA LTDA. Evaluación de las Reservas de Petróleo y Gas de Piedemonte. Equion Energia Ltda. Reporte Interno, Bogotá, 2016.

alrededor de 10000 a 15000 bls de agua fresca que son movilizados en cisternas con capacidad de 180 bls, desde los pozos subterráneos licenciados en CPF Cusiana (Villatina), CPF Cupiagua, CPF Floreña, de fuentes hídricas superficiales y en algunos casos agua comprada directamente al acueducto de la ciudad de Yopal, además del resto de vehículos que transportan el propante y equipos de bombeo. Los impactos económicos de captación están alrededor de doscientos cincuenta millones de pesos que cubren los gastos de transporte, compra y riego de las vías donde la comunidad ha instaurado quejas por la afectación del polvo generado al paso de los automotores.

## 5.1 CAPTACIÓN DE AGUA

La captación de dichas aguas y las diversas propiedades físico-químicas entre las mismas y su comportamiento como un magnífico disolvente tanto de compuestos orgánicos como inorgánicos, ya sean de naturaleza polar o apolar; obliga a realizar análisis adicionales para definir el contenido en su interior de una gran cantidad de sustancias sólidas, líquidas, gaseosas diferentes que modifican sus propiedades y propenden a la generación de bacterias, por tal razón se requiere evaluar la compatibilidad con los productos gelificantes.

**Cuadro 2. Caracterización físico-químicos puntos de captación**

Nombre de la Muestra	Fecha	Hora	PH @ 25 C	Fe Total ppm	Fe Soluble ppm	SO4= ppm	Ba mg/l	Ca + mg/l	D.Total mg/l	Alcalinidad CaCO3 mg/l	HCO3 CaCO3 mg/l	CL mg/l	SST mg/l	Turbiedad NTU	Conductividad µs/cm
Agua pozo 1	Abril 10-16	11:00	6,00	0,03	0,0	1,0	1,0	2,0	2,0	12	15	8,0	1,0	1,0	8,0
Pozo Profundo 2	Abril 10-16	7:30	7,6	0,06	0,02	1,0	3,0	18,0	54,0	257	314	9,0	1,0	1,0	460,0
Pozo Profundo 3	Abril 9-16	11:00	7,4	1,32	0,05	5,0	2,0	20,0	70,0	140	171	10,0	3,0	2,0	259,0
Agua Acueducto Yopal	Abril 14-16	6:00	5,93	0,05	0,03	18,0	4,0	2,0	8,6	3	3	9,6	0,0	0,0	48,4

Fuente: Laboratorio Nalco

### Cuadro 3. Inoculación de Bacterias Sulfareductoras

MUESTRA	FECHA INOCULACION	1Dia Seguimiento	2 Dia Seguimiento	3 Dia Seguimiento	4 Dia Seguimiento	5 Dia Seguimiento	6 Dia Seguimiento	7 Dia Seguimiento	8 Dia Seguimiento	9 Dia Seguimiento	10 Dia Seguimiento	11Dia Seguimiento	12 Dia Seguimiento	13 Dia Seguimiento	14 Dia Seguimiento
Agua Pozo 1	Abril 10 / 2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pozo Profundo 2	Abril 10 / 2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10
Pozo Profundo 3	Abril 10 / 2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	10000
Agua Acueducto Yopal	Abril 14 / 2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0					

- 0= 0 Colonias x ml
- 10= 10 Colonias x ml
- 100= 100 Colonias x ml
- 1000= 1000 Colonias x ml
- 10000= 10000 Colonias x ml

### 5.2 AGUAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO, CASO ESTUDIO

A pesar de que lo más conveniente durante el proceso de producción de un pozo petrolero sería no producir agua, hay aguas que son consideradas mejores que otras gracias al aprovechamiento que se le puede dar en el manejo del yacimiento para aumentar la productividad de los pozos. Cuando la tasa de agua producida es inferior al límite económico se considera agua buena. Por el contrario, cuando la producción de agua es superior a la producción de aceite, o excede el límite económico se denomina agua mala.

A medida que la producción continua, disminuye la presión del yacimiento en la vecindad inmediata de los pozos productores. Se produce movimiento de fluido dentro del yacimiento y se perturba el contacto petróleo/agua.

Si la tasa de disminución de presión fuese infinitamente pequeña, se podría esperar el ascenso de la zona de contacto a una velocidad uniforme y de una forma uniforme, el yacimiento estaría siempre en equilibrio, pero lamentablemente, la economía determina las tasas de producción, y éstas son considerablemente mayores que las infinitamente pequeñas necesarias para mantener el equilibrio.

Hay movimiento de fluido en el yacimiento y los contactos de agua/petróleo cambian. Estos cambios varían desde un movimiento relativamente parejo y constante, hasta la digitación del agua, que es más móvil, hacia las zonas de baja presión creadas por los vacíos de los pozos productores. Los movimientos del agua y de los contactos son una función de los parámetros del yacimiento, particularmente la transmisibilidad y las tasas de recogimiento<sup>14</sup>.

Teniendo en cuenta el conocimiento de los pozos del área y su relación agua / aceite se recopiló datos de 34 pozos productores. Se tomaron muestras de agua en cabeza de pozo y se le realizaron análisis fisicoquímicos para determinar las características del agua producida. Los resultados se presentan en la tabla 5.

A partir de los datos obtenidos se identificaron pozos candidatos para suplir el volumen total de agua que se requiere para la preparación de los fluidos usados en los fracturamientos hidráulicos teniendo en cuenta la planeación realizada.

---

<sup>14</sup> ARPEL. Guía para el tratamiento y disposición del agua producida. 2013

#### Cuadro 4. Caracterización fisicoquímica de aguas de producción pozos Piedemonte.

Pozo	Fecha	Temperatura (°C)	pH	Cl (ppm)	Alcalinidad (ppm)	Dureza total (ppm)	Dureza Cálcica (ppm)	Dureza Magnésica (ppm)	Conductividad $\mu\text{S}/\text{cm}$	Sólidos disueltos (ppm)	Fe <sup>2+</sup> (ppm)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	Ba <sup>2+</sup> (ppm)	pHS	Scale Index
POZO 1	ene-19	121	7,52	420	158	104	96	8	1065	860	0,08	32	2	6,21	1,31
POZO 2	ene-19	63	7,67	1470	295	583	460	123	5860	3290	1,9	33	2	6,23	1,44
POZO 3	ene-19	60	7,56	1720	280	608	519	89	6180	3470	2,58	18	1	6,25	1,31
POZO 4	ene-19	108	7,65	1990	270	760	668	92	7020	3950	0,62	39	4	5,39	2,26
POZO 5	ene-19	125	7,7	1910	204	646	590	56	7946	4926	0,12	30	5	5,33	2,37
POZO 6	ene-19	91	8,04	1320	315	506	386	120	4300	2440	0,07	41	3	5,81	2,23
POZO 7	ene-19	92	7,13	3100	2870	1060	980	80	10,03	5980	5,4	15	8	4,46	2,67
POZO 8	ene-19	108	7,13	7900	270	2555	1900	655	26300	15890	0,05	600	1	4,99	2,14
POZO 9	ene-19	116	7,44	7390	170	2674	2120	554	27300	14910	0,1	150	1	5,04	2,40
POZO 10	ene-19	127	8,31	310	197	140	110	30	1276	669	0,43	31	5	5,96	2,35
POZO 11	ene-19	110	7,89	990	184	188	170	18	2740	1478	0,17	43	4	6,08	1,81
POZO 12	ene-19	118	8,24	110	297	74	65	9	958	471	0,11	115	2	6,12	2,12
POZO 13	ene-19	97	7,02	6750	212	1640	1397	243	19030	11040	0,61	134	4	5,38	1,64
POZO 14	ene-19	99	8,39	610	271	189	148	41	1940	1030	1,44	13	1	6,12	2,27
POZO 15	ene-19	102	7,9	550	216	288	190	98	3426	2124	0,95	15	1	6,09	1,81
POZO 16	ene-19	62	7,66	2480	190	842	778	64	7070	4000	0,03	24	6	6,21	1,45
POZO 17	ene-19	91	7,88	1290	263	465	370	95	4310	2380	0,2	22	3	5,90	1,98
POZO 18	ene-19	132	7,57	3150	236	1366	1158	208	10420	5990	0,09	20	10	4,88	2,69
POZO 19	ene-19	113	7,22	6800	251	2142	1896	246	20580	12810	0,40	138	4	4,95	2,27
POZO 20	ene-19	94	6,4	8100	240	4820	4300	520	25100	15940	2,13	98	3	4,90	1,50
POZO 21	ene-19	74	7,09	8660	181	4540	4096	444	22700	14250	0,06	46	10	5,37	1,72
POZO 22	ene-19	109	7,16	7860	176	2150	1969	181	23200	14710	0,28	152	2	5,15	2,01
POZO 23	ene-19	92	7,05	11580	147	5594	5426	168	29000	18470	0,72	54	30	5,05	2,00
POZO 24	ene-19	100	6,5	1030	184	528	390	138	3760	2099	0,15	29	2	5,89	0,61
POZO 25	ene-19	104	7,57	1190	151	460	384	76	4300	2171	0,36	24	3	5,23	2,34
POZO 26	ene-19	90	8,16	35	221	167	114	53	1294	708	0,08	21	1	6,45	1,71
POZO 27	ene-19	90	7,41	4100	165	2330	1965	365	15480	8890	0,04	45	7	5,45	1,96
POZO 28	ene-19	90	7,63	3300	267	690	590	100	7720	4460	0,16	39	1	5,73	1,90
POZO 29	ene-19	90	7,51	28	512	88	81	7	250	510	0,6	4	0,14	6,22	1,29
POZO 29	ene-19	90	7,58	690	170	298	210	88	1944	1205	0,1	14	1	6,32	1,26
POZO 30	ene-19	90	7,22	625	336	356	290	66	320	1455	16	24	1,7	5,89	1,33
POZO 31	ene-19	90	7,45	50	210	46	34	12	824	404	0,1	44	2	6,97	0,48
POZO 32	ene-19	90	8,24	107	414	120	112	8	1010	566	0,1	12	0,5	6,17	2,07
POZO 33	ene-19	90	8,2	216	292	300	208	92	120	716	0,1	22	1	6,07	2,13
POZO 34	ene-19	114	7,97	570	184	141	112	29	1736	955	0,11	19	8	6,18	1,79

Fuente: Laboratorio Nalco

Teniendo en cuenta el comportamiento y manejo del campo, el conocimiento de su producción histórica de agua se conoce que la producción es baja por lo tanto se determinó que era indispensable incluir en este análisis los resultados fisicoquímicos en todas las etapas del proceso, es decir realizar análisis fisicoquímicos entre las bombas de descarga y la línea de inyección de agua a los pozos inyectoros del campo y contemplar dentro del análisis el total de las aguas producidas mezclada de los pozos. Los resultados se muestran en la tabla 6.

**Cuadro 5. Caracterización fisicoquímicos agua de producción a la descarga de las bombas de inyección.**

Pozo	Fecha	Temperatura (°C)	Presión (psi)	pH	Cl (ppm)	Alcalinidad (ppm)	Dureza total (ppm)	Dureza Cálcica (ppm)	Dureza Magnésica (ppm)	Conductividad $\mu\text{S}/\text{cm}$	Sólidos disueltos (ppm)	Fe <sup>+2</sup> (ppm)	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> (ppm)	Ba <sup>+2</sup> (ppm)	pHs	Scale Index
Salida Agua Bombas Transferencia	may-19			7,2	10340	217	2480	2150	330	25200	16210	0,11	210	5	6,94	0,22

Fuente: Laboratorio Nalco

### 5.3 ANÁLISIS CASO ESTUDIO

Este es el primer paso para determinar las condiciones requeridas y así lograr el objetivo de acondicionar el agua de producción a los requerimientos de reúso y que no conlleven a daños resultantes a la formación y están consignados en la tabla 2.

Hay muchos factores que provocan daño a la formación, estos se pueden originar durante la etapa de perforación, terminación, producción y reparación de un pozo. Dentro de las operaciones que provocan mucho daño son la perforación del pozo, la cementación de las tuberías de revestimiento, fluidos de terminación, disparos, fluidos producidos por el pozo, como asfáltenos, parafinas, finos, emulsiones, etc., estimulaciones y operaciones de inyección.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por Hurst (1953) y Van Everdingen (1953). Ellos propusieron que el factor de daño es una forma de cuantificar el flujo no ideal. En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión real o actual.<sup>15</sup>

A continuación, se presenta una breve explicación de los principales daños a la formación:

<sup>15</sup> JOLLY, R. Florena Fracture Characterisation and Modelling Study. Uso interno BP. Bogotá. 2002.

## **INTERACCIONES ROCA – FLUIDOS**

La restricción al flujo, es decir el daño a la formación, puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo y con los que se reduce la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido – roca.<sup>16</sup>

- **Invasión de sólidos:** Se pueden presentar sólidos no deseados en los fluidos que se introducen al pozo, que causan una deficiencia en el control de la calidad de los sistemas químicos; así como, migración de finos a la propia formación, los cuales ocasionan taponamiento parcial o total de los poros y por consiguiente una disminución de la productividad del pozo.<sup>14</sup>
- **Migración de arcillas:** La mayoría de las formaciones contienen cierta cantidad de arcillas, las cuales son sensibles al contacto con algunos líquidos, generando la dispersión y migración de las mismas y ocasionar el taponamiento de los canales de flujo en el medio poroso, reduciendo en gran medida la permeabilidad relativa.<sup>14</sup>
- **Daño por invasión de lodo:** A menudo, los fluidos de la formación tienen incompatibilidad con los lodos de perforación y terminación; cuando se tienen pérdidas de estos fluidos se originan emulsiones, precipitaciones, cambios de mojabilidad y obturación de los poros por los sólidos contenidos en estos.<sup>14</sup>

## **INTERACCIONES FLUIDO – FLUIDO**

Este tipo de interacciones traen como consecuencia varios mecanismos de daño: bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos

---

<sup>16</sup> PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F. 2011

inorgánicos por incompatibilidad con agua; u orgánicos por incompatibilidad con agua, u orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

- **Incompatibilidad de fluidos:** Cuando se introducen fluidos ajenos a la formación, como lodo de perforación, salmuera, ácidos, etc.; que son incompatibles con los fluidos de la formación.

La combinación de estos fluidos puede ocasionar emulsiones, precipitaciones de sólidos, cambios de mojabilidad, hinchamiento de arcillas, por mencionar las más comunes.

La incompatibilidad de fluidos puede clasificarse en precipitación inorgánica y precipitación orgánica. Dentro de la primera se reconoce el carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfato de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio.

Respecto a las precipitaciones orgánicas, las más comunes son las parafinas y los asfáltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudos cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfáltenos son compuestos aromáticos y naftenos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

### **FENÓMENOS INTERFACIALES.**

Hay daños causados por los fluidos que involucran cambios en la porosidad aparente de la fase oleica o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo.

- **Emulsiones:** Las emulsiones son sistemas líquidos heterogéneos compuestos por dos líquidos inmiscibles, donde uno de ellos se encuentra disperso en forma de gotas dentro de otro líquido. Los principales factores que contribuyen a la formación de emulsiones dentro del pozo son:
  - ✓ Incremento de la viscosidad
  - ✓ Cambio de mojabilidad
  - ✓ Incremento de saturación de agua
  - ✓ Precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos
  - ✓ Incremento de la tensión superficial e interfacial de los fluidos y la roca de formación
- **Bloqueo por agua:** Se presenta cuando existe un cambio de saturación de agua en el pozo provocando una disminución en la permeabilidad relativa del aceite.

### **CAMBIOS DE MOJABILIDAD**

Con esto nos referimos al cambio o modificación de la tensión superficial de la roca que impide el flujo de los fluidos del yacimiento.

### **DAÑO POR POLÍMEROS**

Es causado por la degradación de los polímeros del fluido de control que se absorbe en las paredes de la roca durante el proceso de formación de enjarre.

## **5.3 SELECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS, CASO ESTUDIO**

Teniendo en cuenta la problemática antes descrita, se establecieron criterios de selección a partir de los resultados fisicoquímicos de las aguas producidas de los pozos de la tabla 5 y se identificaron 3 pozos para el análisis teniendo en cuenta:

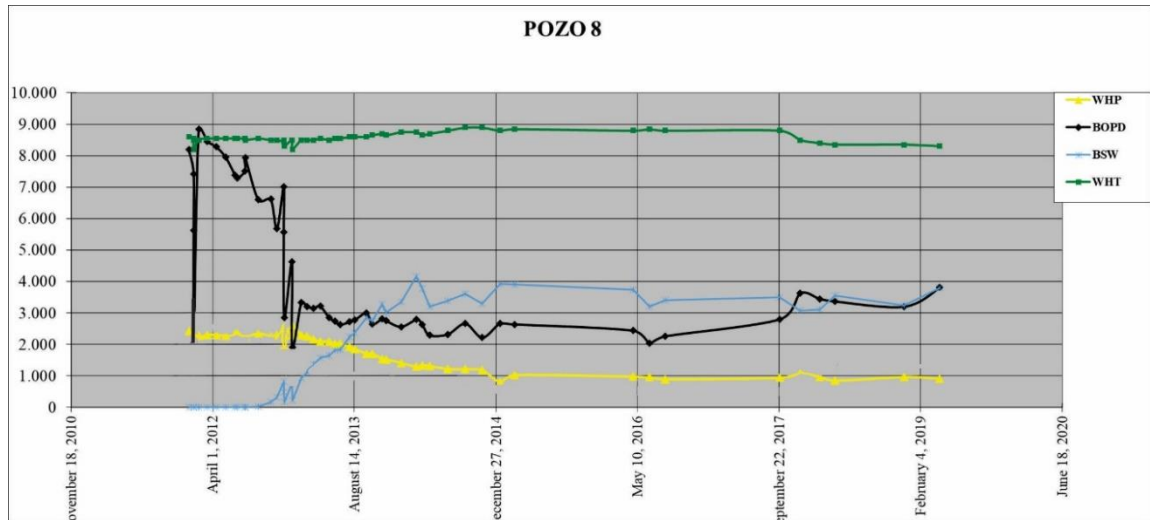
- Volumen producido día
- Volumen requerido para la ejecución del fracturamiento hidráulico
- Valores de Conductividad
- Valores de aceite en el agua
- Volumen total de solidos disueltos

### Cuadro 6. Modificada Laboratorio Nalco

Pozo	Fecha	Temperatura (°C)	Presión (psi)	pH	Cl (ppm)	Alcalinidad (ppm)	Dureza total (ppm)	Dureza Calcica (ppm)	Dureza Magnésica (ppm)	Conductividad $\mu$ S/cm	Solidos disueltos (ppm)	Fe <sup>+2</sup> (ppm)	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> (ppm)	Ba <sup>+2</sup> (ppm)	Scale Index
POZO 8	ene-19	108	234	7,13	7900	270	2555	1900	655	26300	15890	0,05	600	1	2,14
POZO 12	ene-19	118	242	8,24	110	297	74	65	9	958	471	0,11	115	2	2,12
POZO 33	ene-19	90,0	102	8,2	216	292	300	208	92	120	716	0,1	22	1	2,13

Siendo el Volumen total de solidos disueltos el factor determinante al momento de seleccionar el agua de producción, he aquí la información del comportamiento y producción de agua durante su vida productora y los datos de las últimas pruebas de producción de los pozos 8,12 y13 que fueron los pozos preseleccionados seleccionados.

**Figura 11. Comportamiento histórico pozo #8**



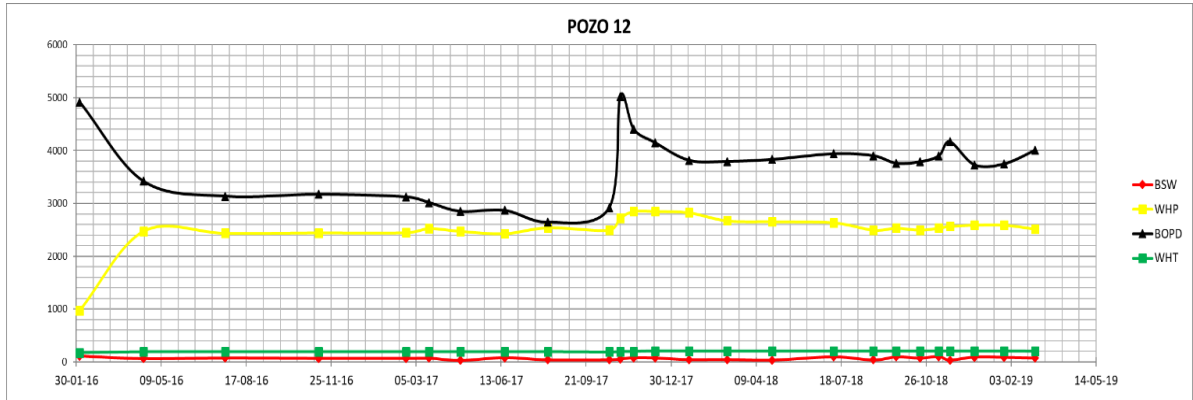
**Cuadro 7. Prueba de producción pozo #8 2019**

Date	Choke	WHP	FLP	WHT	BS&W	Duration	BOPD	GAS (mmscf/d)	GOR (scf/bbls)	CGR (STB/MMSCF)	API	Cl- (ppm)	Observations	WATER
abril 12, 2019	258	912	746	166	49,93	6	3.809	31,036	8.148	122,7	46,4	2.607	Anulares A/B/C: 0/50/1	3799

Fuente: Tomado reporte de producción Piedemonte, Equión Energía 2019

- El pozo **#8** cumple un criterio de selección: BSW (3799 bwpd) lo que conlleva a un escenario favorable en temas de captación puesto que reduce los tiempos requeridos para completar los volúmenes necesarios. Sin embargo, no es una opción por los valores de minerales presentes y disueltos en la muestra.

**Figura 12. Comportamiento histórico pozo #12**



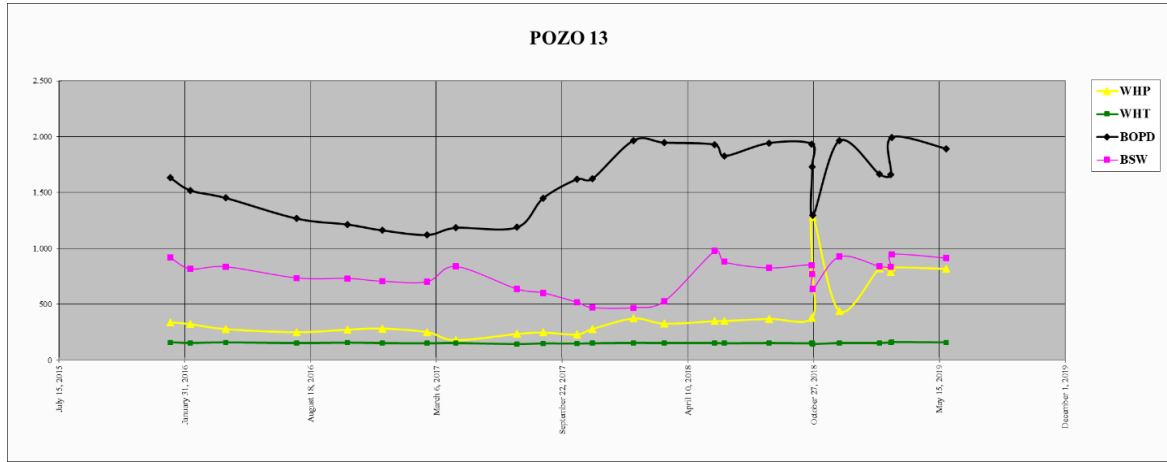
**Cuadro 8. Prueba de producción pozo #12 2019**

Date	Choke	WHP	FLP	WHT	BS&W	Duration	BOPD	GAS (mmscfd)	GOR (scf/bbls)	CGR (STB/MMSCF)	API	Cl- (ppm)	Observations	WATER
March 3, 2019	72	2.516	652	200	1,73	6	4.003	72,418	18.091	55,28	45,0	N/A		71

Fuente: Tomado reporte de producción Piedemonte, Equión Energía 2019

- El pozo **#12** cumple un criterio de selección. Los sólidos disueltos en el agua tienen un valor de 471 ppm lo que corresponde a un valor que facilita el proceso de mezcla de los fluidos de fracturamiento, sin embargo, el valor de BSW (71 bwpd) es bastante bajo lo que conlleva a no ser una opción para ser usado como punto de captación.

**Figura 13. Comportamiento histórico pozo #13**



**Cuadro 9. Prueba de producción pozo #13 2019**

Date	Choke	WHP	FLP	WHT	BS&W	Duration	BOPD	GAS (mmscfd)	GOR (scf/bbls)	CGR (STBMMSCF)	API	Cl- (ppm)	Observations	WATER
mayo 26, 2019	258	818	746	159	49,93	6	1.893	31,036	8.148	61,0	46,4	2.607	SET 5: Anulares A/B/C: 0/50/1	915

Fuente: Tomado reporte de producción Piedemonte, Equión Energía 2019

- El pozo **#13** cumple Los criterios de selección establecidos. Los sólidos disueltos en el agua tienen un valor de 716 ppm lo que corresponde a un valor que facilita el proceso de adecuación y tratamiento del agua para ser usada en la preparación de los fluidos de fracturamiento y sus valores de BSW (915 bwpd) favorecen la captación dentro de los tiempos de planeación y los parámetros de inoculación de bacterias.

## **6. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Las tecnologías actuales favorecen la intención de ser autoabastecidos de agua producida en nuestros procesos, no solo en las operaciones de fracturamiento hidráulico sino también en otras etapas de los procesos en los que se requiera un sistema de tratamiento de agua, su uso o no, depende de las propias necesidades y el cumplimiento de las normatividades legales.

Estos tratamientos deben ser evaluados para el propósito específico en pro 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.

### **6.1 TRATAMIENTO PRIMARIO**

En el tratamiento primario se remueven los sólidos suspendidos, aceite, hierro, polímeros, bacterias <sup>17</sup> (Ver tabla 11):

Este tipo de tratamiento tiene las siguientes características:

- 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.

---

<sup>17</sup> MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson Andrés. Proyecto de Grado. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Universidad Industrial de Santander. 2012

- Separar sólidos suspendidos, aceite emulsionado y puede romper geles o polímeros orgánicos.
- Remueve los sólidos separados en flotación mediante las unidades de separación.

## **6.2 TRATAMIENTO SECUNDARIO**

En el tratamiento secundario se remueven iones divalentes tales como: calcio, magnesio, bario, estroncio. (Ver tabla 11).

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 podría 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.

## **6.3 TRATAMIENTO TERCIARIO**

En el tratamiento terciario se realiza la remoción de las sales disueltas en el agua (Desalinización), con el objetivo de lograr la compatibilidad con los aditivos del fluido de fracturamiento o para realizar disposición en superficie. Algunos procesos de

tratamiento terciario pueden no requerir la realización de tratamientos primario y secundario previos.

La selección de la tecnología de desalinización depende principalmente de la concentración de sal y otros contaminantes en el agua. (Ver tabla 11)

Todas las tecnologías de tratamiento terciario generan un desecho de salmuera concentrada de la cual requiere disponerse.

**Cuadro 10. Tecnologías existentes para tratamiento de aguas**

Tecnología	Descripción	Ventajas	Desventajas
<b>PRIMARIA</b>	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.
Separador de Platos Corrugados			
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 o incrustaciones. -Mayor costo de mantenimiento.
Microfiltradores	La membrana elimina las micropartículas 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
<b>SECUNDARIA</b>		-Simplicidad de Operación	

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.	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Alto nivel de eliminación de metales pesados</li> <li>-Bajo Costo de Operación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La presencia de agentes orgánicos disminuye su rendimiento.</li> <li>-No es Selectivo</li> <li>-Se necesitan agentes coagulantes y floculantes para separar los metales del efluente.</li> <li>-Generación de lodos con alto costo de tratamiento.</li> </ul>
Intercambiador Iónico	Las sales disueltas o minerales están ionizados y son removidos mediante el intercambio iónico	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Es posible la eliminación de metales a muy bajas concentraciones.</li> <li>-Alta Selectividad.</li> <li>-Es posible la recuperación de los metales por electrólisis.</li> <li>-Baja energía requerida</li> <li>-Regeneración continua de resina</li> <li>-Eficaz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La presencia de Ca, Na y Mg disminuye su rendimiento debido a que pueden saturar la resina.</li> <li>-La posible competencia entre metales pesados y otros cationes.</li> <li>-Las resinas no son muy tolerantes al cambio de pH.</li> <li>-Los materiales orgánicos pueden envenenar la resina.</li> </ul>
Electro coaguladores	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.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere de equipos simples y de fácil operación</li> <li>- Alta efectividad en la remoción de un amplio rango de contaminantes.</li> <li>-Purifica el agua y permite su reciclaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Es necesario reponer los electrodos de sacrificio.</li> <li>-Los lodos contienen altas concentraciones de hierro y aluminio, dependiendo del material del electrodo de sacrificio utilizado.</li> </ul>

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
<b>TERCIARIA</b>	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, ~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	-Mediana selectividad y tolerancia a cambios de pH. -Requiere de presiones muy altas para su funcionamiento.

Tecnología	Descripción	Ventajas	Desventajas
		-No hay cambio en la composición química de las aguas residuales -Es posible recuperar los metales pesados. -Remueve sales monovalentes y contaminantes disueltos	-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.

Fuente: MANCILLA ESTUPIÑÁN, Robinson Andrés. Tomado de Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. UIS 2012

En la tabla 11 se muestran cada una de las tecnologías y sus aplicaciones con el fin de facilitar la selección según los requerimientos establecidos en la tabla 2 y los contaminantes presentes en las muestras.

**Cuadro 11. Tecnologías disponibles vs requerimiento fisicoquímico**

TECNOLOGIAS	Extracción de Aceite	Remoción de Sólidos Sedimentables	Remoción de Sólidos Suspendedos	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			✓								

Fuente: MANCILLA ESTUPIÑÁN, Robinson Andrés. Tomado de Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. UIS 2012

## 6.4 ANÁLISIS CASO ESTUDIO

El análisis del caso estará basado en la remoción de sólidos disueltos y aceite presente en el agua puesto que su presencia en algún momento podría llevar a estabilizar una emulsión, y es conocido que las gotas de aceite no favorecen la compatibilidad entre el agua y el fluido.

Pruebas en laboratorio para medición de escale fueron diseñadas para el pozo #13 del Piedemonte Llanero, que es el pozo seleccionado y se utilizó como fuente de agua para la experimentación. El análisis de agua influyente se realizó utilizando procedimientos por separados para la determinación de cloruros, carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos. La concentración de sulfato se determinó usando una banda de prueba de sulfato.

El análisis de varios cationes se realizó mediante espectroscopía de plasma acoplado inductivamente (ICP). Para este análisis, se prepararon soluciones estándar de calibración con mezclas que varían de 1 a 100 ppm. Las muestras se diluyeron 1:10 y 1: 100 antes del análisis. Los valores obtenidos fueron los siguientes: PH 7.13; Cloruros 716 (ppm); Alcalinidad 292 (ppm); Dureza total 300 (ppm); Dureza magnésica 92 (ppm); Sólidos disueltos 716 (ppm); Fe 0.1 (ppm); SO<sub>4</sub> 22 (ppm); Bario 1 (ppm); Scale index 2.13.

Es necesario mencionar que el agua puede contener tanto partículas en suspensión como compuestos solubilizados, definiéndose la suma de ambos como Sólidos Totales (ST). La determinación de ST se realiza, conforme a la norma UNE 77030 2002, evaporando un volumen conocido de muestra y secando el residuo en estufa a 105 °C, y pesándolo constante, indicándose el resultado en mg/L. Esta medida nos permite conocer el contenido total de sustancias no volátiles presentes en el agua. Además del contenido en sólidos totales, conviene conocer que parte de estos

sólidos se encuentra disuelta (SD) y que otra es sedimentable (Ss). Los Ss se determinan por decantación (UNE 77032:2015) a partir de un volumen de muestra de un litro dejado en reposo en un recipiente cónico (cono Imhoff) durante una hora, expresándose el volumen sedimentado en el fondo del cono en ml/L. Los Ss nos dan una idea de la cantidad de lodos que se producirán en la decantación primaria.

Los sólidos disueltos se determinan gravimétricamente mediante filtración, a vacío o presión, con filtros de fibra de vidrio de borosilicato de diámetro de poro de 0,45µm, de un volumen conocido de agua bruta, denominándose Sólidos en Suspensión (SS) el residuo seco retenido en los mismos (UNE-EN 872:2006) expresado como mg/L. Al residuo del filtrado secado a 105 °C se le denomina Sólidos disueltos (SD), y se expresa también en mg/L (UNE 77031:2002).<sup>18</sup>

Basados en las tecnologías existentes mostrada en la tabla 11 se identifican tecnologías a usar como: separadores API, CPI, Skim Tank, celdas de flotación, hidrociclones y Microfiltración (MF). Para la remoción de Iones selectivos como el Fe, Ca Mg, HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub> y Ba que son de carácter incrustante podría requerirse del cambio de Iones divalentes a iones monovalentes mediante tecnologías de intercambio Iónico, filtros de Fe o tratamientos químicos con la finalidad de mitigar la formación de scale inorgánicos que afecten la calidad de los fluidos de fracturamiento.

En caso de contener altos niveles de concentración de sólidos disueltos (TDS) es decir TDS ≥ 50.000 ppm, se debe considerar la opción de mezclar con agua fresca experimentando con diferentes porcentajes de mezcla y establecer así el más óptimo o utilizar tecnologías como la Evaporación (mecánica o térmica), la destilación, electrodiálisis o membranas de filtración y de ser necesario implementar

---

<sup>18</sup> AZNAR JIMÉNEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de calidad de las aguas. Universidad Carlos III. Madrid. 2015

un tratamiento terciario que involucra tecnologías como: Destilación, Compresión a Vapor, Electrodiálisis y Ósmosis Inversa.

Al indagar al respecto y en búsqueda de información sobre el aprovechamiento de las aguas producidas, se conocen varias experiencias positivas: En las facilidades actuales de la estación Castilla 2 de Ecopetrol, logran de manera eficiente el cometido de tratar el agua y dejarla a condiciones tales que cumpla con la legislación para vertimiento y han alcanzado una mínima afectación al medio ambiente, sin embargo, al evaluar las condiciones de salida del agua estas no cumplen los requisitos mínimos establecidos para su reúso en fracturamientos hidráulicos y que no han logrado ser eficientes en el tratamiento para alcanzar los requerimientos de conteo de bacterias y en el contenido de sulfatos<sup>19</sup>. En Estados Unidos, el agua producida es comúnmente reinyectada en pozos existentes o evaporada en tanques de retención (Reins 2011). Por el contrario, en Australia el agua producida generalmente es tratada en plantas de Ósmosis inversa y finalmente reusada en procesos agrícolas. (Towler et al. 2016, p 263).<sup>20</sup> La ósmosis inversa (RO) es un método de tratamiento bien conocido para producir agua potable y de alta pureza. En el proceso de RO, el agua pasa a través de una membrana semipermeable a presión que al pasar va dejando un concentrado que debe ser luego desechado. Este proceso de separación elimina material que va desde partículas en suspensión hasta moléculas orgánicas e incluso iones monovalentes de sal.<sup>21</sup>

---

<sup>19</sup> SANJUANELO, Jorge Mario; PACHECO ECHEVERRÍA, Jhulianys. Metodología para el acondicionamiento de aguas de producción y flowback para reúso en fracturamiento hidráulico y acidificación en un campo colombiano. UIS 2015

<sup>20</sup> KIM DE RIJKE. Article, Produced water, money water, living water: Anthropological perspectives on water and fracking. School of Social Science, The university of Queensland, St Lucia. 2017

<sup>21</sup> X u P, DREWES JE Viability of nanofiltration and ultra-low pressure reverse osmosis membranes for multi-beneficial use of methane produced water. Separation and Purification Technology 52: 67-76 2006

Esta tecnología demanda de mucha energía por lo que se considera ser económicamente inviable para aguas que contienen más de 40,000 mg / L TDS.<sup>22</sup> Para aguas con alto TDS existe una tecnología emergente que es el procesamiento de cizallamiento vibratorio mejorado (VSEP) y es aplicado a las tecnologías de membrana que mediante una nueva distribución de membranas en paralelo que genera una vibración utilizando dicho movimiento para separar las partículas.<sup>23</sup>

Los factores potencialmente limitantes para la reutilización de las aguas de producción son el comportamiento de los químicos, su estabilidad y el potencial de precipitación de cationes divalentes en el pozo. Y es que a altas concentraciones de TDS las propiedades variaran y pueden generar efectos desfavorables por lo que la industria petrolera debe mantenerse en constante búsqueda de nuevos aditivos con reologías resistentes que conserven su efectividad al ser usados con aguas de producción en rangos fuera de los parámetros usuales.

---

<sup>22</sup> C LINE, JT.; KIMBALL, BJ.; KLINKO, KA.; NOLEN, CH. Advances in Water Treatment Technology and Potential Affect on Application of USDW. GWPC: 2009 Underground Injection Control Conference, Antonio, TX, January 26–29, 2009

<sup>23</sup> J AFFRIN, MY. Dynamic shear enhanced membrane filtration: A review of rotating disks, rotating membranes and vibrating systems. Journal of Membrane Science 324: 7-25 2008

## 7. CONCLUSIONES

- Las captaciones pueden ser reducidas en un alto porcentaje si se usa el agua de producción en las actividades planteadas en este trabajo. A través de la aplicación de las metodologías para las diferentes estrategias de reúso, se logró identificar cuantitativamente que el agua producida tiene un volumen mayor respecto al volumen de agua requerida en los procesos descritos, y en este caso particular en los trabajos de fracturamiento.
- Se deben estudiar e implementar tecnologías y experiencias de países y empresas que ya han recurrido a estas aguas producidas para su utilización. Baker Hughes ha desarrollado una tecnología de selección y caracterización de las aguas de producción que permite establecer qué tipo de productos son compatibles a usar.
- El país está retrasado desde el punto de vista ambiental y económico en la búsqueda de alternativas que apalancan las ventajas que ofrece el reúso de las aguas.
- Para este caso de estudio en particular, aunque los pozos contaban con características viables similares dentro de los criterios de selección establecidos, y podrían haberse mezclado y reducir significativamente los tiempos de captación, no se tuvo en cuenta hacerlo puesto que el volumen de agua requerido en el diseño de fracturamiento hidráulico es de 15000 barriles y se determinó que la mejor opción es usar agua homogénea del pozo # 13 y no mezclas.

## BIBLIOGRAFÍA

ARANGUREN, F., CALDERÓN, Z. & USURIAGA, J. A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks-a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro*, 7(1), 2017 5-30.

BONAPACE, J. C., GIGLIO, M. R., MOGGIA, J. M., & KRENZ, M. D. L. A. Water conservation: reducing freshwater consumption by using produced water for base fluid in hydraulic fracturing-case histories in Argentina. En *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2012

CARRASCAL, F. PACHÓN CONTRERAS, Z. Química Aplicada Al Control De Calidad De Fluidos: Éxito Del Fracturamiento Hidráulico. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 12(2), 2014 25–34. [En línea] Disponible en: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=fua&AN=102414740&lang=es&site=eds-live>

D'HUTEAU, E., GILLARD, M., MILLER, M., PEÑA, A., JOHNSON, J., TURNER, M., ... & WILLBERG, D. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. *Traducción del artículo publicado en Oilfield 2011 Review*, 23. [En línea] Disponible en: [http://www.ideam.gov.co/web/sala-de-prensa/noticias/-/asset\\_publisher/LdWW0ECY1uxz/content/ministerio-de-ambiente-e-ideam-presentan-el-avance-del-estudio-nacional-del-agua-ena-2018-](http://www.ideam.gov.co/web/sala-de-prensa/noticias/-/asset_publisher/LdWW0ECY1uxz/content/ministerio-de-ambiente-e-ideam-presentan-el-avance-del-estudio-nacional-del-agua-ena-2018-)

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

HUSSAIN, A., MINIER-MATAR, J., JANSON, A., GHARFEH, S., & ADHAM, S. Advanced technologies for produced water treatment and reuse. In *IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference*

IDEAM. *Noticias* - IDEAM. 2019 [En línea] Disponible en: [http://www.ideam.gov.coweb/sala-de-prensa/noticias//asset\\_publisher/LdWW0ECY1uxz/content/ministerio-de-ambiente-e-ideam-presentan-el-avance-del-estudio-nacional-del-agua-ena-2018-](http://www.ideam.gov.coweb/sala-de-prensa/noticias//asset_publisher/LdWW0ECY1uxz/content/ministerio-de-ambiente-e-ideam-presentan-el-avance-del-estudio-nacional-del-agua-ena-2018-). [Recuperado 22 Mar. 2019].

JOLLY, R. Florena Fracture Characterization and Modelling Study. Uso interno BP, Bogota, 2002.

KNOWLES MICHAEL G. Near Wellbore Performance. Uso interno BP, London, 1990

LIZCANO S. X., CALVETE GONZÁLEZ, F. E. DIR, CORZO RUEDA, R. DIR, & CASTILLO NÚÑEZ, R. D. DIR. Estudio de factibilidad técnico y económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados en pozos de un campo colombiano [recurso electrónico] / Silvia Ximena Lizcano Gutiérrez; directores Fernando Calve. Bucaramanga: UIS, 2011. [En línea] Disponible en: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-156211&lang=es&site=eds-live>

MARÍN RUIZ, A. M., SUÁREZ SIERRA, F. A., ARIZA LEÓN, E. DIR, CASTILLO NÚÑEZ, R. D. DIR, & CÁRDENAS MONTES, J. C., dir. Determinación de un fluido de fractura adecuado para trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de shale gas (valle medio del Magdalena) 2012 [recurso electrónico] / Andrés Mauricio Marín Ruiz, Fabián Andrés Suarez Sierra; directores Emiliano. Bucaramanga: UIS, 2012. [En línea] Disponible en:

<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-160492&lang=es&site=eds-live>

NACIONES UNIDAS Día Mundial del Agua, 22 de marzo. 2019 [En línea] Disponible en <http://www.un.org/es/events/waterday/index.shtml> [Recuperado 22 Mar. 2019].

PIERCE, D., BERTRAND, K., & CRETU VASILIU, C. Water recycling helps with sustainability. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2010, January

SANJUANELO, Jorge Mario PACHECO ECHEVERRÍA, Jhulianys Metodología para el acondicionamiento de aguas de producción y flowback para reúso en fracturamiento hidráulico y acidificación en un campo colombiano. UIS 2015

SMITH C., Applied Reservoir Engineer, Tomo I, Tulsa, OK: OGS, 1998

URIBE SERRANO, D. A., RODRÍGUEZ GALVIS, R. L., LÓPEZ SILVA, O. F. DIR, & VILLAMIL NOVOA, F. A. dir. 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 2014 [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.Ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1169278&lang=es&site=eds-live>

VILLAMIL NOVOA, F. A., & PÉREZ, E. R. dir. Impacto en la producción de hidrocarburos debido al daño a la formación ocasionado por los fluidos usados en las operaciones de fracturamiento hidráulica 2011 [recurso electrónico] [En línea] Disponible en: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-156396&lang=es&site=eds-live>