

**DETERMINACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA ADECUADO PARA TRABAJOS  
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE SHALE GAS (VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA).**

**FABIÁN ANDRÉS SUÁREZ SIERRA**

**ANDRÉS MAURICIO MARÍN RUIZ**

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

**2012**

**DETERMINACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA ADECUADO PARA TRABAJOS  
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE SHALE GAS (VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA).**

**FABIÁN ANDRÉS SUÁREZ SIERRA  
ANDRÉS MAURICIO MARÍN RUIZ**

**Trabajo de grado en Investigación como requisito para optar el título de Ingeniero  
de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirectores**

**M.Sc. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES, ECOPEPETROL – ICP**

**Ing. RUBÉN DARÍO CASTILLO NÚÑEZ, ECOPEPETROL – ICP**

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

**2012**

## DEDICATORIA

*A Dios, por haberme permitido existir, y regalarme tantas virtudes en la vida, que me servirán en el largo caminar en este mundo.*

*A Mamita María la Virgen de Guadalupe por cubrirme con su manto celestial cuando más la necesitaba, y por acercarme más a Nuestro Señor Jesucristo.*

*A mí Mamá, por ser la persona ejemplar e intachable que llena mi vida de gratos y muy valiosos momentos de alegrías. Eres una mujer valerosa y llena de grandes virtudes que te hacen ser una súper madre.*

*A mí Papá, por estar a mi lado así sea a distancia, ya que siempre me apoyo en mis sueños.*

*A mí bebe linda, (Darlín Sandoval), por ser la persona que me enseñó el valor de amar verdaderamente y creer siempre en mí mismo; gracias por haberme mirado ese 7 de marzo en ese saloncito y por abrirme tú corazón.... Siempre serás la persona que llena mi vida de amor y grandes sueños y por esto siempre serás mi Amorcito Lindo.*

*A mis Hermanos, porque me aceptaron tal como soy y me brindaron su cariño y su comprensión.*

*A mis amigos y demás, por tantos momentos de alegrías y de tristezas que he pasado en mi vida, y aún están ahí para ayudarme cuando más los necesito.*

*FABIÁN ANDRÉS SUÁREZ SIERRA*

## DEDICATORIA

*A Dios, por haberme permitido existir, y regalarme tantas virtudes en la vida, que me servirán en el largo caminar en este mundo.*

*A mi Papá, por estar a mi lado apoyándome, llenándome de optimismo, y sobre todo encaminándome en la difícil tarea de ser útil a la sociedad*

*ANDRÉS MAURICIO MARÍN RUIZ*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por guiar nuestros caminos y darnos la sabiduría necesaria para tomar todas las decisiones en nuestra vida.

Los autores agradecen, a las docentes que nos dictaron clases en especial a los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por habernos formado y aportarnos el conocimiento necesario para alcanzar la meta de ser profesionales.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por permitirnos desarrollar nuestra tesis de grado y hacernos partícipes de la investigación de nuevas tecnologías.

Al grupo de Investigación Campos Maduros en cabeza del Ingeniero Rubén Castro, por el apoyo técnico y logístico aportado durante el desarrollo del proyecto.

Al M.Sc. José Carlos Cárdenas, por su inmensa colaboración, paciencia y apoyo incondicional durante la realización del proyecto.

Al Ingeniero Rubén Catillo, por brindarnos la oportunidad de aprender de nuestros errores y encaminarnos por el camino de la investigación.

## INDICE.

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. MARCO TEÓRICO.....	19
1.1 FORMACIONES DE SHALE GAS.....	19
1.2 FACTORES Y EFECTOS DE LAS FORMACIONES DE SHALE GAS.....	22
1.3 COMPOSICIÓN DE LOS SHALE GAS.....	23
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS SHALE.....	23
1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LOS SHALE. ....	25
1.6 PARÁMETROS DE DISEÑO QUE CONTROLAN LA ESTABILIDAD DEL HOYO EN FORMACIONES DE SHALE.....	26
2. GENERALIDADES SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	28
2.1 FLUIDOS DE FRACTURA.....	31
2.1.1 Slick Water.....	32
2.1.2 Lineal Gel.....	32
2.1.3 X-Linked.....	32
2.2 PROPIEDADES DESEABLES EN UN FLUIDO DE FRACTURA.....	32

2.2.1	Fluido de fractura base agua.....	33
2.2.2	Fluido de fractura base aceite.....	34
<b>2.3</b>	<b>MATERIAL APUNTALANTE O PROPANTE.....</b>	<b>34</b>
<b>3.</b>	<b>GENERALIDADES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....</b>	<b>35</b>
<b>3.1</b>	<b>LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....</b>	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....</b>	<b>37</b>
<b>4</b>	<b>DISEÑO EXPERIMENTAL.....</b>	<b>39</b>
<b>4.1</b>	<b>RECONOCIMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>40</b>
<b>4.2</b>	<b>SELECCIÓN DE LOS FACTORES.....</b>	<b>46</b>
4.2.1	Niveles de los factores.....	46
4.2.2	Variables de bloqueo.....	47
4.2.3	Variables independientes.....	47
4.2.4	Variables dependientes.....	48
4.2.5	Factores generales para la selección de los aditivos que conforman un fluido de fractura para aplicación en Shale Plays.....	49
<b>4.3</b>	<b>CORRELACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DEL FLUIDO ADECUADO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIÓN DE SHALE GAS.....</b>	<b>52</b>

<b>4.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL.....</b>	<b>60</b>
4.4.1 Diseño factorial Plackett-Burman con 8 factores.....	61
<b>4.5 PLANTEAMIENTO DEL ANÁLISIS DE VARIANZA.....</b>	<b>61</b>
<b>4.6 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....</b>	<b>62</b>
4.6.1 Preparación del fluido de fractura en el laboratorio.....	63
<b>4.7 EVALUACIÓN DE LOS ADITIVOS QUE CONTROLAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN.....</b>	<b>65</b>
<b>4.8 INSUMOS A UTILIZAR EN EL LABORATORIO.....</b>	<b>65</b>
<b>4.9 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEFINICIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>5. MANEJO DE LAS PRUEBAS.....</b>	<b>68</b>
<b>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>71</b>
<b>7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>83</b>
<b>8. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>85</b>
<b>9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>86</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Relación Producción vs. Consumo de gas en el mundo.....	19
<b>Figura 2.</b> Reservas de Gas Shale en el Mundo.....	20
<b>Figura 3.</b> Perforación de pozos Horizontales.....	21
<b>Figura 4.</b> Formación de Shale Gas.....	23
<b>Figura 5.</b> Fracturamiento Hidráulico.....	29
<b>Figura 6.</b> Material propante ubicado en la formación de Shale Gas.....	30
<b>Figura 7.</b> Degradación del fluido de fractura.....	31
<b>Figura 8.</b> Ubicación del Valle Medio del Magdalena en Colombia.....	36
<b>Figura 9.</b> Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA A.....	59
<b>Figura 10.</b> Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA B.....	60
<b>Figura 11.</b> Diagrama-Algoritmo con resultados de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA A.....	81
<b>Figura 12.</b> Diagrama-Algoritmo con resultados de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA B.....	82

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Clasificación de Shale (Según Mondshine).....	25
<b>Tabla 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	38
<b>Tabla 3.</b> Aditivos comúnmente usados del fluido de fractura “Slick Water” en estudio.....	41
<b>Tabla 4.</b> Aditivos comúnmente usados del fluido de fractura “Lineal Gel” en estudio.....	42
<b>Tabla 5.</b> Variables de bloqueo experimentales.....	47
<b>Tabla 6.</b> Variables dependientes seleccionadas para el estudio.....	49
<b>Tabla 7.</b> Matriz de selección de los factores efectivos en el Fracturamiento Hidráulico en Formaciones de Shale Gas.....	50
<b>Tabla 8.</b> Matriz Final con los posibles componentes efectivos.....	51
<b>Tabla 9.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA A).....	53
<b>Tabla 10.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA A).....	54
<b>Tabla 11.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA A).....	55
<b>Tabla 12.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA B).....	56
<b>Tabla 13.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA B).....	57
<b>Tabla 14.</b> Análisis Cuantitativo del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA B).....	58
<b>Tabla 15.</b> Composición del fluido de fractura en estudio.....	62

<b>Tabla 16.</b> Resultados “Slick Water” COMPAÑIA A.....	71
<b>Tabla 17.</b> Resultados “Lineal Gel” COMPAÑIA A.....	72
<b>Tabla 18.</b> Resultados “X- Linked” COMPAÑIA A.....	72
<b>Tabla 19.</b> Resultados “Slick Water” COMPAÑIA B.....	73
<b>Tabla 20.</b> Resultados “Lineal Gel” COMPAÑIA B.....	74
<b>Tabla 21.</b> Resultados “X- Linked” COMPAÑIA B.....	74
<b>Tabla 22.</b> Análisis cuantitativo de Resultados del Fluido “Slick Water” (COMPAÑIA A).....	75
<b>Tabla 23.</b> Análisis Cuantitativo de Resultados del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑIA A).....	76
<b>Tabla 24.</b> Análisis Cuantitativo de Resultados del Fluido “X- Linked” (COMPAÑIA A).....	77
<b>Tabla 25.</b> Análisis Cuantitativo de Resultados del Fluido “Slick Water” (COMPAÑIA B).....	78
<b>Tabla 26.</b> Análisis Cuantitativo de Resultados del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑIA B).....	79
<b>Tabla 27.</b> Análisis Cuantitativo de Resultados del Fluido “X- Linked” (COMPAÑIA B).....	80

## RESUMEN

**TITULO:** DETERMINACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA ADECUADO PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE SHALE GAS (VALLE MEDIO DEL MAGDALENA).<sup>\*</sup>

**AUTORES:** FABIÁN ANDRÉS SUÁREZ SIERRA<sup>\*\*</sup>  
ANDRÉS MAURICIO MARÍN RUIZ

**PALABRAS CLAVES:** Fracturamiento hidráulico, Shale Gas, Valle Medio de Magdalena, Tensión superficial, Tensión interfacial, Scale, Arcillas, Viscosidad.

El Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas se ha convertido a través del tiempo en una de las técnicas de estimulación más utilizada y efectiva en la industria gasífera a nivel mundial y en especial en los Estados Unidos. El fluido de fractura hidráulico forma parte importante de esta técnica. Su análisis genera resultados aún más satisfactorios, pues utilizar el fluido adecuado aumenta el potencial productor de cualquier formación, lo cual se ve reflejado directamente en divisas para la compañía.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena se ha caracterizado por tener formaciones significativas para ECOPETROL y la de mayor interés para este proyecto es la formación la Luna. En este trabajo se toma como referencia, dos fluidos propuestos por las respectivas compañías prestadoras de servicios. Se presenta varios algoritmos concernientes a los procedimientos para la evaluación de las propiedades de los diversos fluidos de fractura hasta obtener el más adecuado para el trabajo de fracturamiento hidráulico en Shale Gas en el Valle Medio del Magdalena y en su formación de interés La Luna. Esta metodología se basó en el nivel de efectividad de las pruebas respectivas como lo son la prueba de reducción de tensión Superficial e Interfacial, Prueba de Inhibidor Scale Líquido y solido Prueba de Estabilizador de Arcillas y Prueba de Viscosidad. Esta última prueba es la más importante, pues la viscosidad es el parámetro decisivo para la selección del fluido de fractura final, debido a que este parámetro es el encargado de fracturar la formación, transportar el material propante y posterior retorno de todo el fluido de fracturamiento.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc Emiliano Ariza

## ABSTRACT

**TITLE:** DETERMINATION OF FRACTURE OF A FLUID SUITABLE FOR WORK COURSES hydraulic fracture SHALE GAS (Middle Magdalena Valley).\*

**AUTHORS:** FABIAN ANDRES SUAREZ  
MARIN SIERRA MAURICIO RUIZ ANDRES\*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic fracturing, Shale Gas, Middle Magdalena Valley, surface tension, interfacial tension, Scale, Clays Viscosity.

Hydraulic fracturing in Shale Gas has over time become one of the most commonly used stimulation techniques and effective in the gas industry worldwide and particularly in the United States. Hydraulic fracture fluid is an important part of this technique. His analysis generates even more successful, because using the proper fluid increases the potential producer of any training, which is reflected directly in foreign currency for the company.

The basin of the Middle Magdalena Valley have been characterized by significant training for Ecopetrol and the most interesting for this project is to form the Moon. This paper draws on two fluids proposed by the respective companies and services providers. We present several algorithms concerning the procedures for evaluating the properties of the various fracture fluids to obtain the most suitable for the work of hydraulic fracturing in Shale Gas in the Middle Magdalena Valley and interest in the composition of the Moon. This methodology is based on the level of effectiveness of the respective tests are proof as to reduce surface and interfacial tension, Scale Inhibitor Test Liquid and solid clay stabilizer and viscosity test. This last test is the most important because the viscosity is the decisive parameter for the selection of the final fracture fluid, because this parameter is responsible for the formation fracturing, proppant transport material and subsequent return of all fracturing fluid.

---

\* Work degree

\*\* Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc Emiliano Ariza

## INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad y porosidad de la formación. Consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta producir la falla o fractura de la misma, con el fin de crear canales de flujo que conecten fracturas naturales o producir nuevas fracturas que generen una gran área de flujo.

Es por esto que es de vital importancia conocer el impacto que tienen los fluidos de fracturamiento sobre la formación, para así poder determinar un fluido adecuado para trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas.

El Shale Gas es el gas natural producido a partir de lutitas, este recurso no convencional se ha convertido en una fuente cada vez mas importante de gas en el mundo. Estas rocas sedimentarias de grano fino son formadas por la consolidación de arcilla, limo o lodo, y se caracterizan por poseer una estructura laminar y permeabilidad del orden de nanodarcys.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las más importantes cuencas del país. La cuenca comprende un área de aproximadamente 34.000 Km<sup>2</sup>, teniendo así una longitud de 500 Km. La cuenca del VMM está cubierta por sedimentos del Cenozoico y depósitos Cuaternarios. La formación de interés en este estudio es la formación la luna y data de la edad del Cretácico superior.

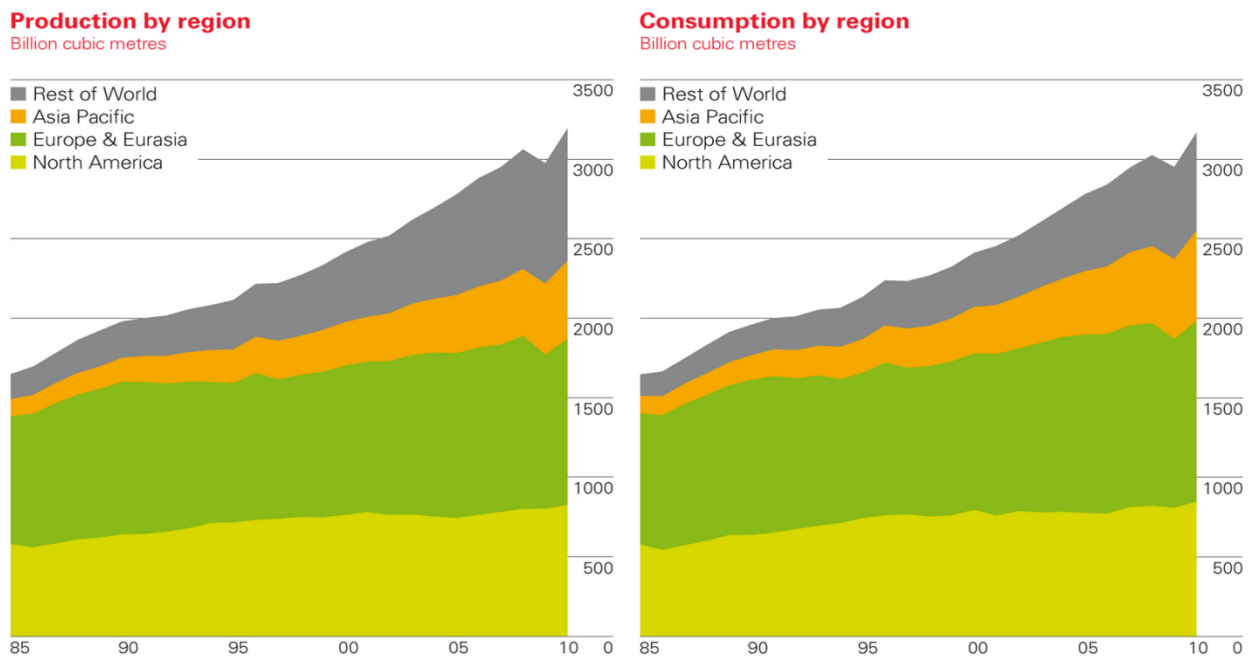
Se evaluaron ciertos fluidos de fracturamiento hidráulico para formaciones de Shale Gas propuestos por dos compañías prestadoras de servicios. Estos fluidos fueron analizados en los laboratorios del ICP, posteriormente evaluados arrojando resultados satisfactorios para su finalidad. La compañía A presentó una efectividad mayor comparada con la compañía B. Las diferentes pruebas obtuvieron resultados similares exceptuando las pruebas de Inhibidor de Scale solido y liquido. El parámetro fundamental y decisivo fue la prueba de viscosidad, ya que este parámetro define la fractura de la formación, transporte del material propante y retorno del fluido de fracturamiento hidráulico.

# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1 FORMACIONES DE SHALE GAS.

El *Shale gas* es el gas natural producido a partir de lutitas, el cual se ha convertido en una fuente cada vez más importante de energía a nivel mundial ante el abrumador incremento en el consumo de energías fósiles (Figura 1).

**Figura 1.** Relación Producción vs. Consumo de gas en el mundo.

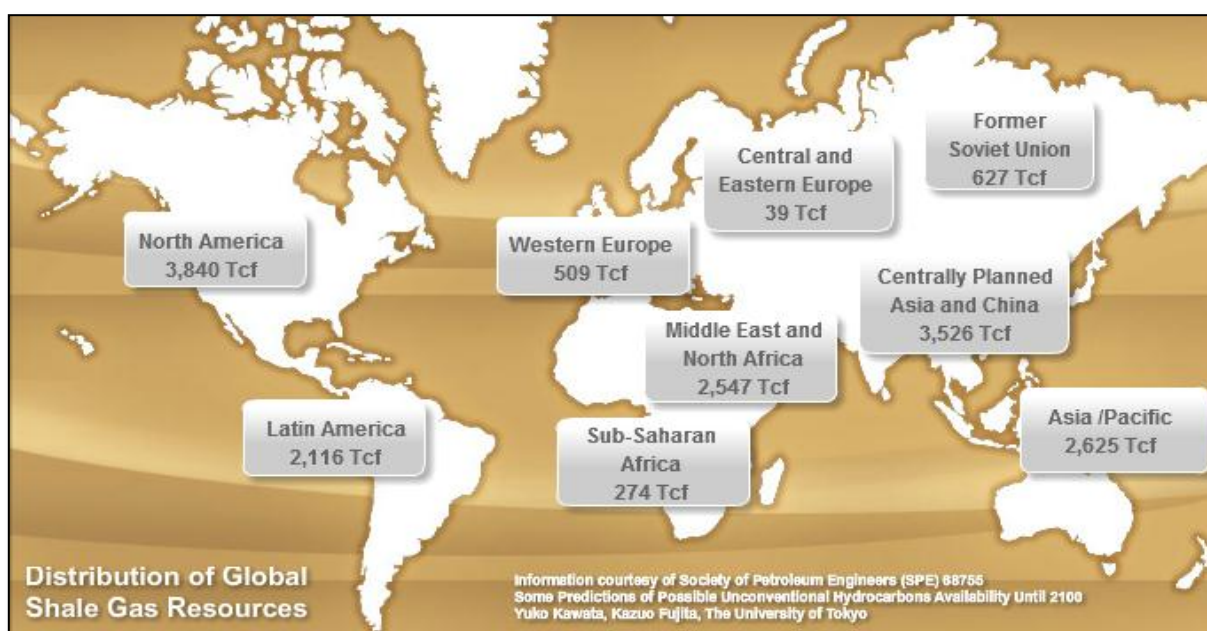


World natural gas production increased by 7.3%, the largest increase since 1984. Growth was above average in all regions; Russia recorded the largest production increment. Natural gas consumption increased by 7.4%, with above-average growth in all regions but the Middle East. The US recorded the world's largest gas consumption increment.

**Fuente:**[http://3.bp.blogspot.com/-FICfhIV1IAo/TunJdGYDe5I/AAAAAAAAAPE/G-MI\\_WXrfMM/s1600/Gas+Production+%2526+Consumption.png](http://3.bp.blogspot.com/-FICfhIV1IAo/TunJdGYDe5I/AAAAAAAAAPE/G-MI_WXrfMM/s1600/Gas+Production+%2526+Consumption.png)

Estos yacimientos no convencionales y sus tecnologías de explotación aparecieron por primera vez en Estados Unidos con su introducción al campo Barnett Shale en Texas durante la década de 1.990. Algunos analistas esperan que el *Shale Gas* amplíe en gran medida el suministro de energía en todo el mundo dando su contribución a las reservas mundiales (Figura 2).<sup>3</sup>

**Figura 2.** Reservas de Gas Shale en el Mundo.



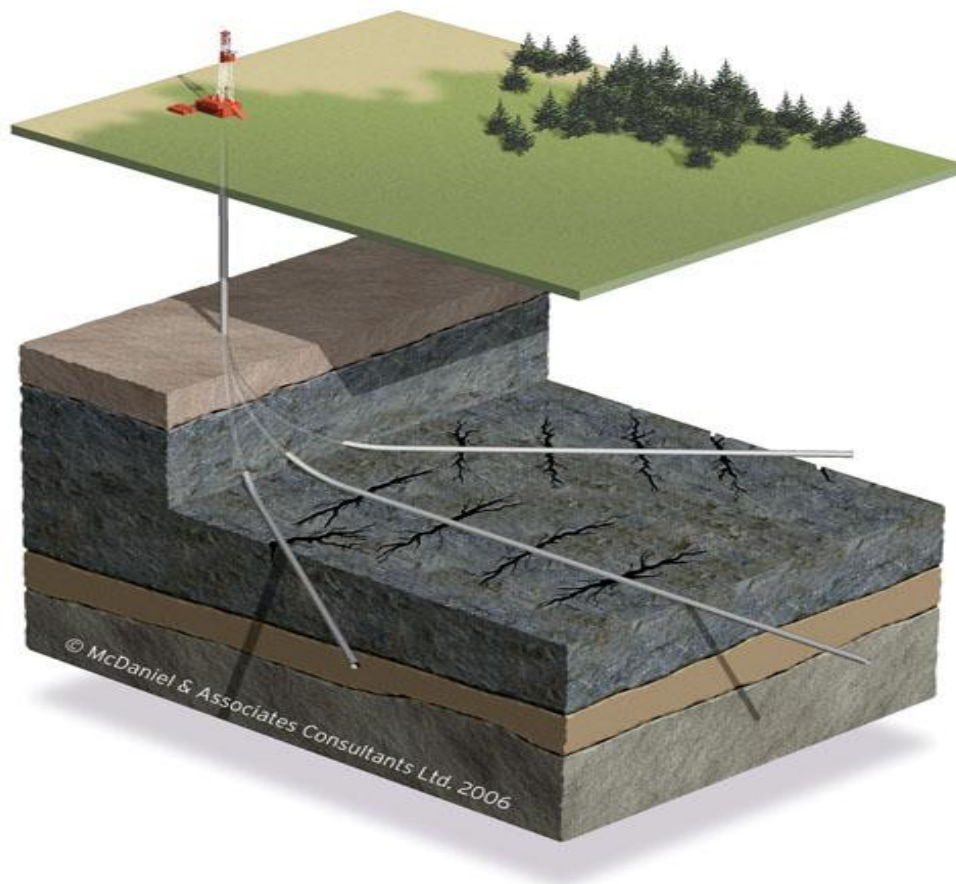
**Fuente:** <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1519&pageid=3892>

Un estudio realizado por el Instituto Baker de Políticas Públicas en la Universidad de Rice llegó a la conclusión de que el aumento de producción de gas de lutitas en los EE.UU. y Canadá podría ayudar a evitar que Rusia y los países del Golfo Pérsico tengan cierto poder superior con respecto a los precios del gas que exporta a países europeos.

<sup>3</sup>[http://en.wikipedia.org/wiki/shale\\_gas](http://en.wikipedia.org/wiki/shale_gas)

Hasta el momento el Shale Gas tiene unas reservas recuperables en el mundo superior a los 16 Tera pies cúbicos y en mayor proporción en Norte América por encima de los 3,8 Tera pies cúbicos.<sup>4</sup>

**Figura 3. Perforación de pozos Horizontales.**



**Fuente:** [http://www.mcdan.com/images/CBM\\_deep.jpg](http://www.mcdan.com/images/CBM_deep.jpg)

---

<sup>4</sup> <http://www.halliburton.com>

Este tipo de yacimiento es denominado como no convencional, ya que posee una matriz de baja permeabilidad y su explotación en cantidades comerciales requiere fracturas que proporcionen aumento de dicha propiedad<sup>5</sup>. Inicialmente se perforaban pozos verticales pero debido a su reducida área de drenaje se hace necesaria la perforación de pozos horizontales que alcanzan un área lateral de hasta 10.000 pies (3.000 mt) en los Shale Gas, para crear una zona de máxima superficie del pozo en contacto con la formación como se observa en la Figura 3.

En general los yacimientos no convencionales son complejos y sus características físicas como la permeabilidad en la matriz, su mayor heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (TOC) dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, lo que hace que los yacimientos de Shale Gas sean difíciles de producir en forma rentable, ya que requieren un gran número de fracturas y su explotación y posterior fracturamiento hidráulico dependen de los avances tecnológicos y de una mayor eficiencia operativa en la interpretación sísmica, perforación, completamiento del pozo y manejo adecuado del fracturamiento hidráulico con respecto a los fluidos de trabajo.

## **1.2 FACTORES Y EFECTOS DE LAS FORMACIONES DE SHALE.**

Las Lutitas mas conocidas como “Shale” son rocas sedimentarias de grano fino formadas por la consolidación de arcilla, limo o lodo, y se caracterizan por poseer una estructura laminar. Las lutitas están constituidas principalmente por minerales de arcilla, en una proporción que puede variar entre 15% y 100%, minerales accesorios, como cuarzo, carbonatos y feldespatos, Figura 4. De aquí que los Shale cubran un amplio rango de composiciones y presentan propiedades mecánicas, petrofísicas y fisicoquímicas muy diferentes, dependiendo de la composición mineralógica.

---

<sup>5</sup> <http://www.laeconomia.com.mx>

**Figura 4.** Formación de Shale Gas.



**Fuente:** [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/e/ef/Limestone\\_on\\_shale.jpg/800px-Limestone\\_on\\_shale.jpg](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/e/ef/Limestone_on_shale.jpg/800px-Limestone_on_shale.jpg)

De igual manera son rocas de grano fino con alto contenido de arcilla, poros pequeños y baja permeabilidad que normalmente se encuentran saturadas con agua de formación. La combinación de estas características hace que los Shale Gas sean altamente susceptibles a fenómenos de inestabilidad.

### **1.3 COMPOSICIÓN DE LOS SHALE.**

*Minerales de arcilla (15-100%):* Principalmente (grupo de la caolinita, grupo de la montmorillonita, illita), que se forman en el campo sedimentario (de neoformación) y de restos de cuarzo, feldespato y mica. Componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. Son de colores muy variables: gris, verde, rojo, café, negra. Las variedades negras son particularmente ricas en sustancias

orgánicas<sup>6</sup>. El Shale es una roca masiva, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo portafósiles, por ejemplo foraminíferos, ostracodos, graptolites y trilobites. Muchos Shale Gas muestran bioturbación es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores al fondo del mar.

#### 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS SHALE.

- Baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños diámetros de poro explica por qué los Shale se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre  $10^{-6}$  y  $10^{-12}$  D, pero se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies ( $10^{-9}$  D).
- Tamaño de poro (1-10 nanómetros) de los Shale también es muy pequeño: oscila entre 1 y 10 nm. En consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia dentro como hacia fuera de la formación, son muy lentos. Adicionalmente, no puede formarse un revoque sobre las paredes del pozo.
- La porosidad total de los Shale disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas<sup>7</sup>.
- Clasificación de los Shale de acuerdo a varios aspectos según sus propiedades químicas y físicas (Tabla 1).

---

<sup>6</sup> <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral>

<sup>7</sup> E. Sánchez, L. Graterol, J. Suárez, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. *PDVSA*

**Tabla 1.** Clasificación de Shale (Según Mondshine).

Clase	Textura	CEC meq/100g	Contenido de Agua wt%	Minerales de Arcilla	Peso de la Arcilla %	Densidad gm/cc
A	Blando	20-40	25-70	Smectita + illita	20-30	1.2-1.5
B	Firme	10-20	15-25	Illita + nivel mixto	20-30	1.5-2.2
C	Firme-duro	10-20	2-10	Illite + nivel mixto	20-30	2.3-2.7
D	Duro	3-10	5-15	Illita + posible smectita	20-30	2.2-2.5
E	Quebradizo	0-3	2-5	Illita, + kaolinita, clorita	5-30	2.5-2.7

Fuente: <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/museo1.htm>

## 1.5 PROBLEMAS ASOCIADOS CON LOS SHALE.<sup>8</sup>

- Los Shale son rocas sedimentarias que constituyen cerca del 75% de las secciones perforadas y causan aproximadamente el 90% de los problemas relacionados con inestabilidades durante la perforación de pozos. Estos problemas durante la perforación de los Shale Gas incrementan significativamente los costos de construcción de pozos de gas.
- Existen otros síntomas indirectos de problemas de inestabilidad de hoyo tales como altos torques, apoyos y arrastres, atascamiento de la tubería, revestidores o herramientas de registros. Estos síntomas pueden ser causados por colapsos de hoyo, especialmente en hoyos altamente inclinados u horizontales.

<sup>8</sup> R. Strickland, Practical Aspects of Reserves Determinations for Shale Gas. En: Spe Journal paper N° 144357. (June 2011); p 2022.2028

- La ausencia o disminución de la circulación, así como, el aumento de densidad del fluido por incremento de sólidos de perforación puede indicar la presencia de un atascamiento de tubería debido al derrumbe del hoyo. El exceso de ripios o derrumbes puede deteriorar las propiedades del fluido por exceso de sólidos. También tenemos que las vibraciones de la sarta de perforación, así como los impactos laterales a las paredes pueden provocar la falla del hoyo.
- Entre los principales factores geomecánicos decisivos en los problemas de estabilidad del hoyo, se encuentran: la orientación y la magnitud de los esfuerzos "in situ", las propiedades mecánicas y poro elásticas de los Shale, presión de poro, los planos de estratificación y las fracturas preexistentes en la formación<sup>9</sup>.

## **1.6 PARÁMETROS DE DISEÑO QUE CONTROLAN LA ESTABILIDAD DEL HOYO EN FORMACIONES DE SHALE.**

En la etapa de diseño de un pozo se deben establecer ciertos parámetros que permitan construir el pozo de manera rápida y segura, mediante el control de los problemas de estabilidad de hoyo. Los parámetros de diseño más importantes de establecer cuando se perforan formaciones de Shale Gas son:

- *Dirección e inclinación del hoyo*: La inclinación y dirección del hoyo afectan notablemente la estabilidad del mismo. La distribución desigual de los esfuerzos tangencial y axial tiende a producir inestabilidad del hoyo, cuando los esfuerzos inducidos sobre la roca son superiores en magnitud a la resistencia mecánica. Esta distribución de esfuerzos alrededor del hoyo depende del régimen de esfuerzos y de la magnitud relativa de los componentes de esfuerzos "in situ". Los límites de resistencia mecánica de la roca se establecen con algún criterio de falla. Cada trayectoria (dirección e inclinación) en conjunto con el régimen de

---

<sup>9</sup> E. Sánchez, L. Graterol, J. Suárez, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA

esfuerzo se convierte en un caso particular de análisis. Los casos más críticos se encuentran Cuando los esfuerzos inducidos alrededor del hoyo obtienen la máxima diferencia relativa entre ellos, corriendo el riesgo que supere la resistencia mecánica de la roca<sup>10</sup>

- *Densidad del fluido de perforación:* La densidad óptima del lodo es un parámetro fundamental de diseño en ingeniería de perforación. Por lo general se utilizan dos criterios para seleccionar la densidad adecuada del lodo: i) la presión ejercida por el lodo debe ser mayor que la presión de colapso del hoyo y, ii) la presión del lodo no debe exceder la presión de fracturamiento hidráulico. La perforación de Shale Gas en condiciones bajo balance puede conducir a una fluencia excesiva de la formación y al colapso del hoyo. Por el contrario, la perforación en sobre balance puede llegar a producir fracturamiento hidráulico de la formación. El peso del lodo debe ser tal que o exceda la resistencia a la tracción de la roca. Los límites de resistencia de la roca se establecen a través de un criterio de falla.
- *Composición del fluido de perforación:* La composición de los fluidos de perforación afecta notablemente la estabilidad del hoyo. Por ejemplo, el mecanismo que prevalece cuando se utiliza un fluido base aceite es el de capilaridad, mecanismo que depende del radio de los poros, el ángulo de contacto y tensión interfacial entre el fluido de poro y el fluido de fractura. En los poros de los Shale Gas en general se encuentra agua salada, por lo que se forman tensiones interfaciales y ángulos de contacto muy altos lo cual producen presiones capilares muy altas que impiden la penetración del este fluido a la formación, aunque se encuentre en sobre balance. Esto produce que la presión ejercida sobre la formación sea efectiva, y en ese caso sólo intervienen los factores geomecánicos o externos en la estabilización de la roca. Los fluidos

---

<sup>10</sup> E. Sánchez, L. Graterol, J. Suárez, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA

base agua no pueden desarrollar presiones capilares similares debido a que son de la misma naturaleza que el fluido presente en los poros. Esta condición origina la invasión de fluido hacia los poros conduciendo a diferentes mecanismos de interacción dependientes del tiempo que pueden producir fallas en la roca. Estos mecanismos se generan por potenciales hidráulicos, químicos o térmicos. Básicamente, cualquier penetración de fluido hacia los poros de los Shale Gas produce cambios significativos en la presión de poro generando una disminución de los esfuerzos efectivos y por ende produciendo fallas en la roca. El fluido dentro del poro puede alterar la matriz de roca, ya sea por dilución de materiales cementantes o por hidratación de minerales hinchables, lo cual disminuye su resistencia<sup>11</sup>.

## **2. GENERALIDADES SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

El fracturamiento hidráulico tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad y porosidad de la formación. Consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta producir la falla o fractura de la misma, con el fin de crear canales de flujo que conecten fracturas naturales o producir nuevas fracturas que generan una gran área de flujo<sup>12</sup>. Ver figura 5.

---

<sup>11</sup> E. Sánchez, L. Graterol, J. Suárez, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. *PDVSA*

<sup>12</sup> CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga, 2006, 193 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

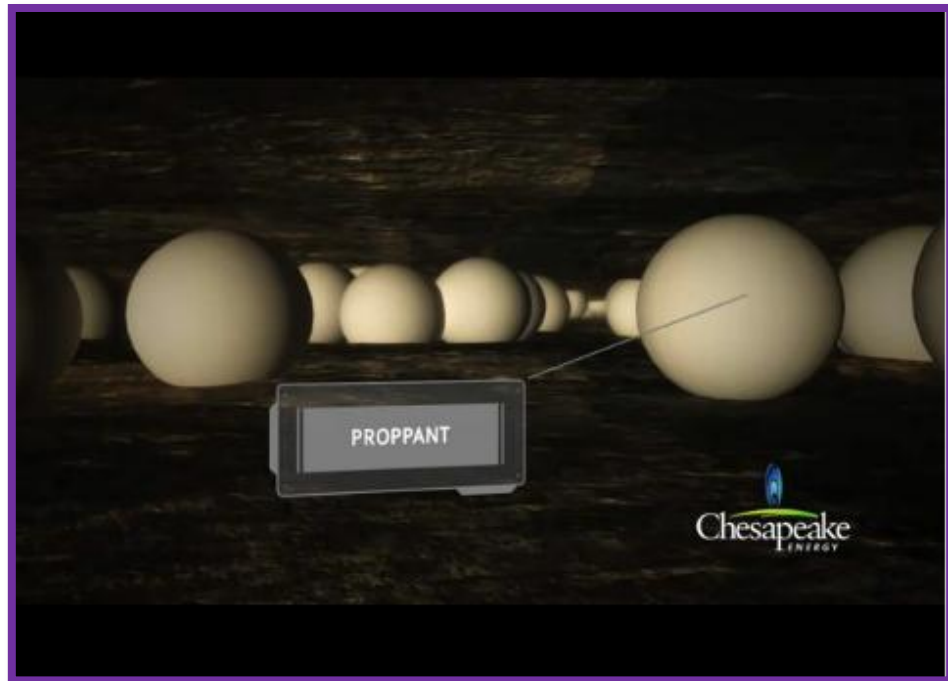
**Figura 5.** Fracturamiento Hidráulico.



**Fuente:** <http://www.youtube.com/watch?v=73mv-WI5cgg>

Es un proceso que, en forma general, se compone de varias etapas. En la etapa inicial una carga de un fluido de aspecto gelatinoso, denominado Fluido de fractura (Slick Water), observado en la figura 5, es bombeado a grandes presiones, desde la superficie hasta la formación, como fluido colchón o “pad”, con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se extiende o propaga por si sola.

**Figura 6.** Material propante ubicado en la formación de Shale Gas.



**Fuente:** <http://www.youtube.com/watch?v=73mv-WI5cgg>

En la segunda etapa es bombeada una nueva carga, mayor que la anterior, del fluido de fractura (Lineal Gel), ahora mezclado con el propante, el cual evitará que la fractura creada se cierre, quedando finalmente ubicado en ella, obsérvese en la figura 6. Después de inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación desde las zonas más alejadas hacia el pozo perforado.

La tercera etapa y última etapa de esta técnica consiste en la degradación del fluido de fractura, el cual disminuye su viscosidad a través del tiempo, por efectos de la temperatura del pozo y del Shear rate, con el fin de ser removido por *flowback* (limpieza de fractura). Obsérvese en la figura 7.

**Figura 7:** Degradación del fluido de fractura.



**Fuente:** <http://www.youtube.com/watch?v=73mv-WI5cgg>

## 2.1 FLUIDO DE FRACTURA.

Los fluidos o geles de fractura son suspensiones de partículas sólidas en un líquido<sup>13</sup>. Se consideran fluidos pseudoplásticos, por lo cual su viscosidad aparente disminuye cuando se aumenta la velocidad de deformación.

Las funciones básicas son (crear y extender una fractura hidráulica, transportar y suspender el material propante). Actualmente se encuentran disponibles tres tipos de fluidos de fracturamiento hidráulico<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> BONILLA, Fernando. Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento. Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila. P. 5-11. [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co)

### **2.1.1 Slick Water.**

También conocido como agua de fracturamiento y está compuesta en un 99.5% por agua, arena y el restante por otros aditivos. Entre los que se encuentran los ácidos, reductores de fricción, surfactantes, agente gelificante, agente de ajuste de pH, rompedor, controlador de sólidos, inhibidor de corrosión, agente antibacteriano, estabilizador de arcilla.

### **2.1.2 Lineal Gel.**

Consiste en combinar el agua de fractura con un gel a baja concentración de propante, con la finalidad de ser transportado hacia la formación de Shale.

### **2.1.3 X-Linked.**

Usan un porcentaje de gas en el volumen del fluido superior al 50%, los gases usados en las espumas son  $N_2$  y  $CO_2$  y tiene como finalidad limpiar las fracturas después de colocado el material propante.

## **2.2 PROPIEDADES DESEABLES EN UN FLUIDO DE FRACTURA.**

- Habilidad de transportar material propante.
- Fácil remoción de la formación.
- Estabilidad a la temperatura de la formación.
- Compatibilidad con la formación y fluidos de formación.
- Seguro y de bajo costo.

---

<sup>14</sup> HSU, Christie, h AND conway, Michael, W. Fracturing Fluids for Deep, Hot Formations. En: SPE Journal paper N° 9707. (November, 1981); p. 2213-2218

Existe gran variedad de aditivos que afectan las propiedades de los fluidos de fractura mejorando su desempeño.

El tipo de aditivo depende de las condiciones de la formación, y de la base del fluido de fractura.

### 2.2.1 Fluido de fractura base agua.

- **Microbicida:** Detiene el crecimiento de bacterias anaerobias que utilizan el polímero del fluido de fractura como fuente de carbono, disminuyendo la viscosidad del mismo<sup>15</sup>.
- **Controlador de arcillas:** Son agentes que se adhieren a la superficie del mineral arcilloso, manteniendo el equilibrio iónico y previniendo el daño a la formación por migración e hinchamiento de arcillas.
- **Solvente mutuo:** Usados para remover depósitos pesados orgánicos (parafinas y asfáltenos), controlar la Mojabilidad y prevenir emulsiones.
- **Controlador de pH:** Controlan el pH del fluido durante las reacciones de polimerización y reticulación.
- **Polímero:** Como agente gelificador otorga viscosidad al fluido para transportar el propante y propagar la fractura.
- **Surfactante:** Disminuye la tensión interfacial entre el fluido de fractura y los fluidos de formación. Evita la formación de emulsiones entre el crudo, agua de formación y fluido de fractura.
- **Reticulador:** Aumentan la viscosidad del fluido, mejorando el transporte de propante y estabilidad térmica.
- **Rompedor:** Degrada el fluido de fractura reduciendo su viscosidad, con el fin de facilitarle el retorno a superficie (backflow).

---

<sup>15</sup> CONWAY, Michael W, *et al.* Chemical Model for the Rheological Behaviour of Cross linked Fluid System. En: SPE Journal Paper N° 9334, (February 1983); p. 315-320

### 2.2.2 Fluido de fractura base aceite<sup>16</sup>.

- Solvente mutual.
- Polímero.
- Surfactante.
- Reticulador.
- Rompedor.

### 2.3 MATERIAL APUNTALANTE O PROPANTE.<sup>17</sup>

Es empleado para prevenir el cierre de las fracturas creadas durante el fracturamiento hidráulico, cuando el pozo es puesto en producción.

---

<sup>16</sup> KAKADJIAN, S. *et al.* Chemical Model for the Rheological To Be Used as Fracturing Fluid. En: SPE Journal Paper N° 65038, (February, 2001)

<sup>17</sup> CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. Bucaramanga, 2008, 97 p. Trabajo de grado (Ingeniero Químico) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química.

### 3. GENERALIDADES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las más importantes cuencas del país, ya que esta cuenca ha contribuido con una de las mayores producciones de crudos en Colombia. La cuenca comprende un área de aproximadamente 34.000 Km<sup>2</sup>, teniendo así una longitud de 500 Km. La cuenca del VMM está cubierta por sedimentos del Cenozoico y depósitos Cuaternarios.

Los mayores volúmenes de aceite original en sitio (OOIP) del país se encuentran en la cuenca del VMM con 10.392 millones de barriles de petróleo del país que representa el 38% del OOIP del país.

El balance del volumen del petróleo del país reveló que del total del OOIP del país, el 66% (18.872 MMBO), se encuentran almacenado en rocas de edad terciaria y el 34% restantes (9701 MMBO), se encuentra almacenado en rocas Cretáceas. La cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene aproximadamente 50 campos de petróleo y gas y actualmente en la cuenca existen numerosos yacimientos en exploración. Esta cuenca es una región visiblemente alargada en sentido Norte-Sur, localizado entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, las cuales constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente<sup>18</sup>

#### 3.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).

##### Limites

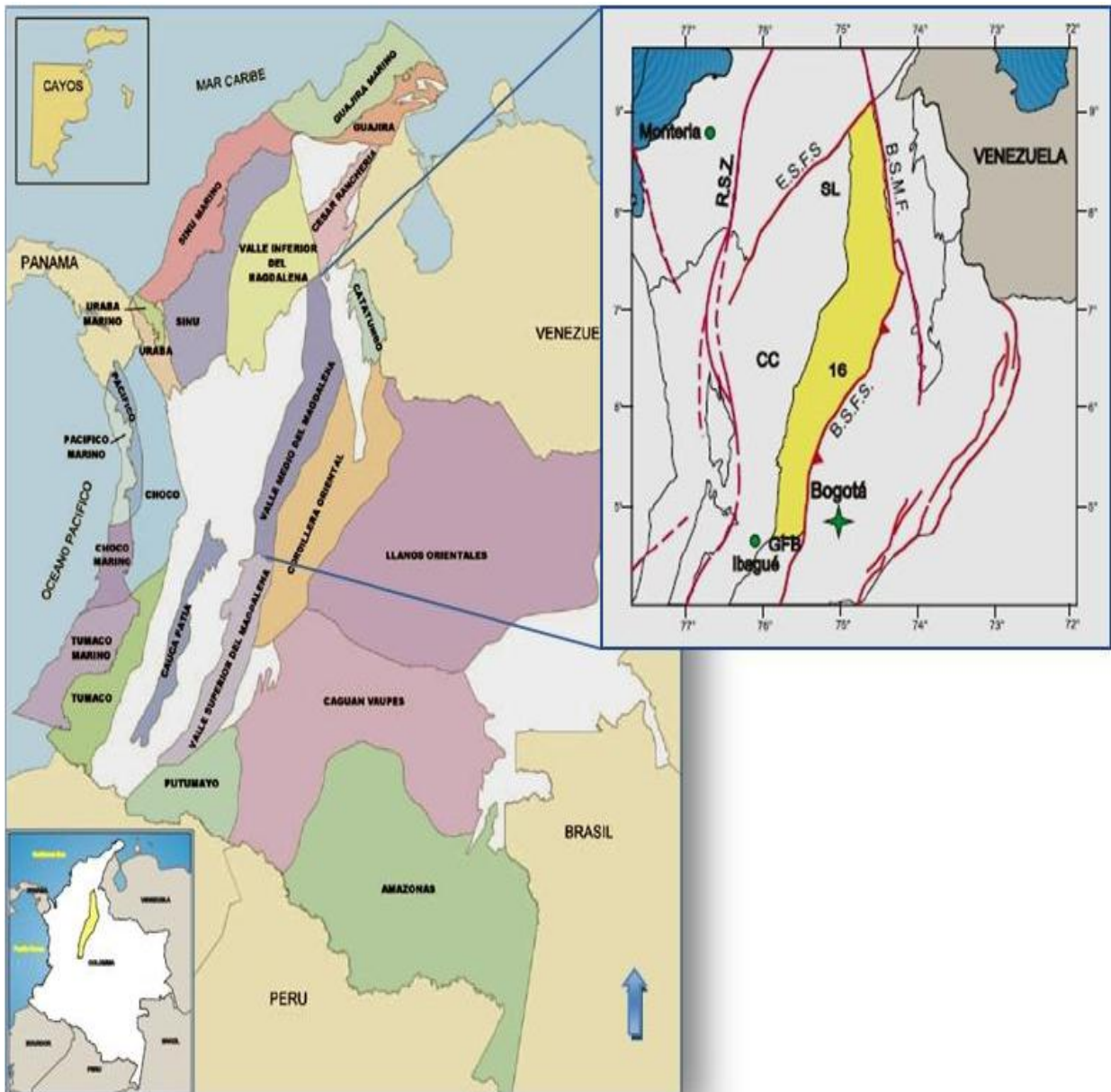
- **Sur-Este:** Sistema de Fallas La Salina y Bituima.
- **Norte:** Sistema de Fallas Espíritu Santo (E.S.F.S).
- **Oeste:** Sobre sedimentos del Neógeno por encima la Serranía de San Lucas (SL) y basamento de la Cordillera Central (CC).

---

<sup>18</sup> Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005.

- **Sur:** Cinturón Plegado de Girardot (GFB).
- **Norte-Este:** Sistema de Fallas de Bucaramanga – Santa Marta (B.S.M.F).

**Figura 8.** Ubicación del Valle Medio del Magdalena en Colombia.



**Fuente:** Mapa de localización de las cuencas en Colombia, resaltando la cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de ANH, Colombian Sedimentary Basin).

### **3.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

La columna estratigráfica consiste en un basamento ígneo metamórfico de edades del precámbrico al paleozoico temprano, seguido de rocas sedimentarias Jurásicas, Cretácicas y del Cenozoico.

Diferentes entidades, consultores y estudios han inferido que Colombia cuenta con recursos de gas en yacimientos no convencionales tipo Shale gas entre 28 y 82 Tera Pies Cúbicos<sup>19</sup>.

Las áreas con mayor potencial son Valle Medio del Magdalena en la formación la luna siendo del sistema Cretácico Superior.

Actualmente Ecopetrol avanza en la perforación de su primer pozo de Shale Gas. La Luna 1 en el bloque de producción del Valle Medio del Magdalena.

---

<sup>19</sup> Gas from Shale: Potential outside North America. HIS Cera. 2010.

**Tabla 2:** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA						
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA						
SISTEMA	SERIE EPOCA	ETAPA-EDAD	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS	ESPESOR (metros)	LITOLIOGÍA	
CUATERNARIO	Pleistoceno	Upper				
		Ionian				
		Calabrian	GRUPO MESA	150-575		
		Gelasian				
	Plioceno	Piacenzian				
		Zanclean				
	MICENO	Neógeno	Messinian	GRUPO REAL	400-3600	
			Tortonian			
			Serravallian			
			Langhian			
			Burdigalian			
			Aquitanian			
	OLIGOCENO	Medio	Chattian	GRUPO CHUSPAS	575-3200	FORMACIÓN COLORADO
			Rupelian			FORMACIÓN MUGROSA
	Eoceno	Paleógeno	Priabonian	GRUPO CHORRO	1225-2300	FORMACIÓN ESMERALDAS
			Bartonian			
			Lutetian			
			Ypresian			
	Paleoceno		Thanetian	FORMACIÓN LISAMA	950-1225	
Selandian						
Danian						
CRETÁCICO	Superior	Maastrichtian	FORMACIÓN LA LUNA	180-350	FORMACIÓN UMIR	
		Campanian			MIEMBRO GALEMBO	
		Santonian			MIEMBRO PUJAMANA	
		Coniacion			MIEMBRO SALADA	
		Turonian			SALTO	
	Inferior		Cenomanian		50-125	
			Albian	FORMACIÓN SIMITÍ	250-650	
			Aptian	FORMACIÓN TABLAZO	150-325	
			Barremian	FORMACIÓN PAJA	125-650	
			Hauterivian	FORMACIÓN ROSA BLANCA	150-425	
Berriasian		Valaginian	FORMACIÓN TAMBOR	650		
		Berriasian				

Conglomerates
 Sandstones
 Shales
 Limestones

**Fuente:** Columna Estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de ANH por Nicolay Avila 2010).

#### 4. DISEÑO EXPERIMENTAL

El siguiente diseño de experimentos fue tomado de la tesis “Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas”. Así como la estadística del libro de Montgomery.

En la práctica, las matrices de *Plackett-Burman* (PB) se utilizan como método de barrido (*screening*) con el objetivo de identificar las variables importantes en un proceso que tienen realmente influencia en la respuesta. En este caso lo que se busca es que ninguna variable sea significativa en un rango de niveles lo más ancho posible, cuyo objetivo es determinar los componentes que afectan lo más significativamente al daño de formación.

Para el análisis del fluido de fractura se tiene en cuenta las pruebas de fluido- fluido y reología. Debido a que no existe una metodología de pruebas organizadas para la selección de fluidos de fractura, se desarrolla un algoritmo de procedimiento en base al diseño de experimentos, para la fase experimental del laboratorio, teniendo en cuenta los costos de las pruebas, la disponibilidad de las muestras y el objetivo principal del presente proyecto.

De forma más detallada se puede decir que la experimentación se dividió en dos etapas dependiendo del tipo de pruebas a desarrollar. Ver figura 9 y 10.

#### **4.1 RECONOCIMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.**

En la evaluación de fluidos de fractura se simulan las condiciones a las que será sometido el fluido tanto en el transporte en tubería como en la formación, entendiendo que el fluido interactúa con la formación (Shale Gas).

El desarrollo del presente estudio tiene como objetivo identificar las variables que afectan las propiedades del fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, con el propósito de obtener un fluido con las propiedades adecuadas, para ejecutar un trabajo de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas, sin generar daño a la formación ni problemas operativos.

Durante el proceso de evaluación, se parte de la caracterización fisicoquímica de los aditivos que componen el fluido de fractura. Una vez realizada esta caracterización, se evaluarán 6 fluidos de las empresas A y B propuestos por dos compañías de servicios para el fracturamiento de pozos en el área del Valle Medio del Magdalena. Estas formulaciones serán evaluadas y reformuladas.

En la tabla 3 se presentan los aditivos comúnmente utilizados en un fluido de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale gas.

**Tabla 3.** Aditivos comúnmente usados del fluido de fractura “Slick Water” en estudio.

ADITIVOS
Ácidos
Reductor de Fricción
Surfactante
Agente Gelificante
Inhibidor de Scale
Agente Controlador de pH
Rompedor
Reticulador
Controlador de Hierro
Inhibidor de Corrosión
Bactericidas
Estabilizador de Arcillas

**Fuente:** *(Modificado) Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo.*

**Tabla 4.** Aditivos comúnmente usados del fluido de fractura “Lineal Gel” en estudio.

<b>Aditivo</b>
Agua
Inhibidor de Scale
Bactericida
Estabilizador de Arcillas
Controlador de Finos
Solución Buffer (high)
Polímero
Surfactante
Rompedor enzimático
Reticulador o Crosslinker

**Fuente:** (Modificado) *Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo.*

- **Inhibidor de Scale:** El equipo de producción de subsuelo necesita ser protegido contra los efectos asfixiantes de los Scale de carbonato de calcio, sulfuro de hierro y carbonato de hierro. Como una línea clave de defensa contra el Scale, los inhibidores químicos a menudo son inyectados con los fluidos de fracturamiento para protección durante el *flowback*. La cuestión clave para los operadores es maximizar la duración que permanecen tratados los fluidos de fracturamiento.

Las empresas que han asistido a muchos operadores en numerosas operaciones de fracturamiento hidráulico en shale plays han adquirido la experiencia necesaria para desarrollar un conjunto de productos y servicios diseñados específicamente para mitigar el impacto en la producción de la precipitación de incrustaciones. Estos productos son usados para reducir la concentración de los compuestos formadores

de scale que pueden acumularse en los pozos de producción, pozos de agua y eliminación, líneas de flujo y equipo de superficie. Los químicos inhibidores de scale pueden ser aplicados hasta el fondo del pozo o en la cabeza del pozo y están en general, clasificados en cuatro categorías: aceite miscible, agua libre totalmente, emulsionado y sólido. Dependiendo del contenido de mineral presente en el agua, duración del proyecto y necesidades de operación, los químicos pueden aplicarse de tres formas comunes: continuamente, a baches, o de manera forzada.

- **Inhibidores de incrustaciones de scale líquidos:** Para la inhibición en la red de fracturas generadas o naturales, no empaquetadas o con muy baja concentración de propante, se usan los inhibidores líquidos. En su mayoría se trata de fosfatos, fosfonatos y órgano fosfonatos aniónicos, que pueden ser incompatibles con algunos reductores de fricción y estabilizadores de arcilla. La combinación adecuada de inhibidores de scale ayuda a prevenir la formación de ciertos depósitos de minerales incrustantes mediante el mecanismo de modificación de cristales.
- **Inhibidores de Incrustaciones de scale sólidos:** La inhibición de precipitación de Scale para los Shale plays a nivel de la fractura principal generada en el proceso de estimulación por fracturamiento hidráulico se realiza mediante aditivos de tipo sólido que se adicionan en el yacimiento a través de la fractura principal, empaque de grava, empaque de fractura, etc. Estos productos sólidos liberan el inhibidor de manera controlada dentro del paquete de propantes hacia el medio para prevenir la precipitación de incrustaciones.
- **Controlador de biocidas (Bactericidas):** Los biocidas son aplicados al agua del fluido de retorno como objetivo para reutilización debido a que los fluidos utilizados para fracturar las rocas se calientan cuando el agua es bombeada hacia el suelo a gran velocidad, ocasionando la multiplicación de bacterias y moho. Por otra parte, las aguas de fracturamiento a menudo son colocadas en embalses abiertos que pueden permanecer inactivos durante largos periodos de tiempo, que a su vez pueden facilitar las condiciones que aumentan el crecimiento de microbios,

especialmente en regiones cálidas. Otras fuentes de contaminación pueden incluir mezclas de agua de fuentes desde ríos, estanques y lagos, y residuos desde los tanques de fracturamiento.

Los problemas asociados con la presencia de bacterias en los fluidos incluyen taponamiento (inhibiendo el flujo de gas), y fallas por corrosión del equipo de fondo de pozo, separadores y tanques de almacenamiento de superficie. Ciertas bacterias pueden facilitar la depositación de sólidos (o scale) e inducen daño al pozo mientras que algunos microbios productores de ácido pueden causar problemas adicionales de corrosión. Además, los polímeros usados en los fluidos de tratamiento de los pozos están sujetos a condiciones que son propicias para el crecimiento bacteriano. Los líquidos de fracturamiento suelen contener geles que son orgánicos y por lo tanto pueden proporcionar un medio para el crecimiento bacteriano. Las bacterias pueden romper el agente gelificante reduciendo su viscosidad y capacidad para llevar el propante. Los biocidas son añadidos a los tanques de mezcla con los agentes gelificante para matar estas bacterias.

La selección adecuada de biocidas incluye el muestreo de todas las fuentes de agua para identificar microbios específicos y pruebas después de la aplicación de los biocidas seleccionados para asegurar resultados efectivos. Además, el biocida seleccionado no debe tener ninguna interacción con ninguno de los aditivos en el fluido de fracturamiento; el biocida no debe afectar la viscosidad del fluido de forma significativa.

- **Control de migración de finos:** El control de finos ayuda a estabilizar las partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros en las rocas. Dichas partículas se producen en sitio, o bien se introducen durante las operaciones de campo. La migración de finos tiene lugar cuando estas partículas se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen hacia espacios porosos muy pequeños, donde se acumulan. Esto provoca un gran nivel de obstrucción y, como consecuencia, la reducción de la permeabilidad en el medio poroso.  
El control de finos del paquete de propantes se ejecuta mediante el uso de tecnologías de partículas de tamaño muy pequeño (nanómetros), con fuerzas de atracción muy altas que capturan los finos que migran desde el paquete de propantes debido al movimiento de fluidos y el crushing. Otros controladores modifican de manera química, la superficie del propante o recubren los propantes mediante resinas, dando como resultado incrementos de permeabilidad, porosidad y mejor capacidad de limpieza del fluido de fracturamiento. Algunos de los controladores para la migración de finos modifican el grado de repulsión que poseen las partículas contiguas para poder amontonarlas y depositarlas sin perjuicio en la conductividad del paquete.
- **Estabilizadores de arcillas:** Los estabilizadores de arcilla se añaden rutinariamente a los fluidos de fracturamiento base agua para ayudar a prevenir el daño a la formación causado por la migración e hinchamiento de arcillas. Estos estabilizadores son de tipo ya sea permanente o temporal, y son usados a menudo en combinación. Los estabilizadores de arcilla temporales previenen al fluido inyectado de arcillas hinchables o dispersantes manteniendo el ambiente químico de las plaquetas de arcilla con carga negativa. Los estabilizadores de arcilla temporales no proporcionan protección a largo plazo. Los estabilizadores de arcilla permanentes, son fuertemente adsorbidos sobre la superficie de la arcilla mediante intercambio catiónico y forma capas juntas de las partículas de arcilla por múltiples sitios catiónicos de la cadena polimérica. Los estabilizadores de arcilla temporales (como el cloruro de potasio (KCl)) a menudo son usados en conjunto con estabilizadores de

arcilla permanentes para tener en cuenta la carga mientras que el estabilizador de arcillas permanente se une a la superficie de la roca.

- **Agentes tensoactivos (surfactantes):** El mayor uso de los surfactantes en tratamientos de Shale Plays es el de bajar la tensión superficial. Avances recientes reconocen el beneficio de incrementar también el ángulo de contacto permitiendo bajar las presiones capilares.

Es necesario definir cuidadosamente los términos a tener a cuenta para la experimentación, entre ellos la efectividad.

## **4.2 SELECCIÓN DE LOS FACTORES.**

En la selección de factores se debe considerar cuales afectan la respuesta y no hacer esfuerzos en estudiar parámetros que sepamos a priori no son importantes<sup>20</sup>.

### **4.2.1 Niveles de los factores.**

Los niveles son dependientes en este caso del tipo de diseño elegido, por lo cual será retomado cuando se haya escogido el diseño<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> CORREA NIÑO, Nathalie Melina y OROZCO CERA Eusebio José. Evaluación de los componentes efectivos del mucílago del fique para la inhibición de arcillas. Bucaramanga, 2010, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

<sup>21</sup> CORREA NIÑO, Nathalie Melina y OROZCO CERA Eusebio José. Evaluación de los componentes efectivos del mucílago del fique para la inhibición de arcillas. Bucaramanga, 2010, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

#### 4.2.2 Variables de bloqueo.

Son variables que sabemos afectan los niveles de la variable dependiente pero se decide eliminar su influencia mediante el control de la misma.

En la Tabla 5. Se exponen las variables de bloqueo para esta investigación.

**Tabla 5.** Variables de bloqueo experimentales.

<b>Variable</b>	<b>Medida</b>	<b>Posibilidad</b>
<b>Agua</b>	Cuantitativa	Conocida
<b>pH</b>	Cuantitativa	Conocida
<b>Temperatura</b>	Cuantitativa	Conocida
<b>Presión</b>	Cuantitativa	Conocida

**Fuente:** *(Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.*

#### 4.2.3 Variables Independientes.

- Inhibidor de Scale
- Bactericida
- Estabilizador de Arcillas
- Controlador de Finos
- Viscosidad
- Tensión Interfacial

- Temperatura
- Concentración
- Vida Útil
- PH
- Permeabilidad
- Volumen de Surfactante
- Presión de Poro
- Mojabilidad
- Gradiente de Fractura
- Saturación
- Mineralogía
- Relación de Poisson
- Módulo de Young
- Densidad

#### **4.2.4 Variables dependientes.**

También llamadas variables de respuestas dependen del tipo de prueba que se realice para el análisis del fluido de Fractura para la prevención del daño de formación, para este caso la variable de respuesta será si el fluido evaluado mediante el algoritmo propuesto en las Figuras 9 y 10 tiene un valor porcentual (%) mayor a 90%. (Fluido X cumple; Donde X puede representar un fluido de las compañías A, B) (Tabla 8).

El valor del 90% fue un criterio propio los autores del presente proyecto.

**Tabla 6.** Variables dependientes seleccionadas para el estudio.

<b>Variable</b>	<b>Medida</b>	<b>Posibilidad</b>
<b>Fluido X (Cumple &gt; 90%)</b>	<b>Cuantitativa</b>	<b>Medible</b>

**Fuente:** (Modificado) *Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.*

#### **4.2.5 Factores generales para la selección de los aditivos que conforman un fluido de fractura para aplicación en shale plays.**

De acuerdo al término efectividad se pasa a plantear la matriz de efectividad antes de tratar los aditivos para prevenir el daño de formación de Shale Gas (“**s**” si aplica, “**n**” no aplica y “-” no ha sido estudiado).

En la siguiente tabla se presenta los componentes que conforman un fluido de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas.

**Tabla 7.** Matriz de selección de los factores efectivos en el fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas.

Componente	Aplicabilidad	Rango T (°F)	Compatibilidad	Concentración	Vida Útil
Polímero	S	-	S	S	n
Reductor Tensión Interfacial	S	S	S	S	S
Reductor Tensión Superficial	S	S	S	S	S
Surfactante	S	n	n	S	n
Solución Buffer (high)	S	-	n	S	n
Inhibidor de Scale "Solido"	S	S	S	S	S
Inhibidor de Scale "Liquido"	S	S	S	S	S
Inhibidor de Condensados	-	S	n	S	-
Estabilizador de Arcillas	S	S	S	S	S
Rompedor enzimático	S	S	n	S	n
Reductor de Viscosidad	S	S	S	S	S
Agua	S	S	n	S	-
Inhibidor para el taponamiento por agua	S	-	S	S	S
Bactericida	S	S	S	S	S
Reticulador o Crosslinker	S	-	-	S	S
Controlador de Finos	S	S	S	S	S

**Fuente:** (Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.

De la tabla 7 se puede observar que de acuerdo a la efectividad los componentes primordiales son: Control de arcillas, Control de bacterias, tensión superficial (Gas seco), tensión interfacial (Gas Húmedo), Inhibición de scale solido y liquido, reología (solo para el X-linked), control de finos (Por motivos técnico económicos) Importante pero no incluido en este estudio.

De igual manera existen otros aditivos que la industria considera muy importantes en el fracturamiento hidráulico de yacimientos convencionales, pero no son críticos para el diseño en Shale plays. Por este motivo el reticulador, polímero, rompedor y buffer no son incluidos en el presente estudio.

**Tabla 8.** Matriz Final con los posibles componentes efectivos.

Componente	Aplicabilidad	Rango T (°F)	Compatibilidad	Concentración	Vida Útil
Reductor de tensión superficial	s	S	s	s	s
Reductor de tensión interfacial	s	S	s	s	s
Estabilizador de Arcillas	s	S	s	s	s
Inhibidor de Scale liquido	s	S	s	s	s
Inhibidor de Scale solido	s	S	s	s	s
Reductor de Viscosidad	s	S	s	s	s

**Fuente:** *(Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.*

Los anteriores ítems se convierten en los 6 posibles factores (Variables dependientes).

De acuerdo a los algoritmos propuestos (figuras 9 y 10) se decide que la variable dependiente será medida, de acuerdo a la posibilidad de cumplir o no cumplir (porcentualmente).<sup>22</sup> Las tablas 10, 11, 12, 13, 14, y 15 permiten la evaluación

<sup>22</sup> CORREA NIÑO, Nathalie Melina y OROZCO CERA Eusebio José. Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para la inhibición de arcillas. Bucaramanga, 2010, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

porcentual de la efectividad de cada inhibidor para su posterior evaluación en las figuras 9 y 10, ya que describen la metodología para la evaluación de dichos fluidos de fracturamiento hidráulico para formaciones de Shale Gas.

### **4.3 CORRELACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DEL FLUIDO ADECUADO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE SHALE GAS.**

La búsqueda de esta correlación esta basada en el análisis cuantitativo para la determinación del fluido de fractura adecuado para cada uno de los casos presentes en la industria.

$$\% = 1 (A \text{ ó } B) + 2 (A \text{ ó } B) + 3 (A \text{ ó } B) + 4 (A \text{ ó } B) + 5 (A \text{ ó } B) + 6 (A \text{ ó } B)$$

**Donde:**

**A= 100% (Efectividad del Producto).**

**B= 80% (Efectividad del Producto).**

**1= Prueba de Reducción de Tensión Superficial.**

**2= Prueba de Reducción de Tensión Interfacial.**

**3= Prueba de Estabilizador de Arcillas.**

**4=Prueba de Inhibidor Scale Liquido.**

**5= Prueba de Inhibidor Scale Solido.**

**6= Prueba de Viscosidad.**

La anterior correlación se dedujo de mediante el desarrollo del diseño experimental.

**Tabla 9.** Análisis Cuantitativo del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Inhibidor Scale Líquido. (4)	Prueba de Inhibidor Scale Sólido. (5)	Prueba de Viscosidad (6)	%
En el Rango <b>(A)</b>							
+ ó - En el rango <b>(B)</b>							

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

**Tabla 10.** Análisis Cuantitativo del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Viscosidad (5)	<b>%</b>
En el Rango <b>(A)</b>					
+ ó - En el rango <b>(B)</b>					

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

**Tabla 11.** Análisis Cuantitativo del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	<b>Prueba de Viscosidad (1)</b>	<b>%</b>
En el Rango <b>(A)</b>		
+ ó - En el rango <b>(B)</b>		

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

**Tabla 12. Análisis Cuantitativo del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA B).**

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Inhibidor Scale Líquido. (4)	Prueba de Inhibidor Scale Sólido. (5)	Prueba de Viscosidad (6)	%
En el Rango <b>(A)</b>							
+ ó - En el rango <b>(B)</b>							

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

**Tabla 13.** Análisis Cuantitativo del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA B).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Viscosidad (5)	<b>%</b>
En el Rango <b>(A)</b>					
+ ó - En el rango <b>(B)</b>					

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

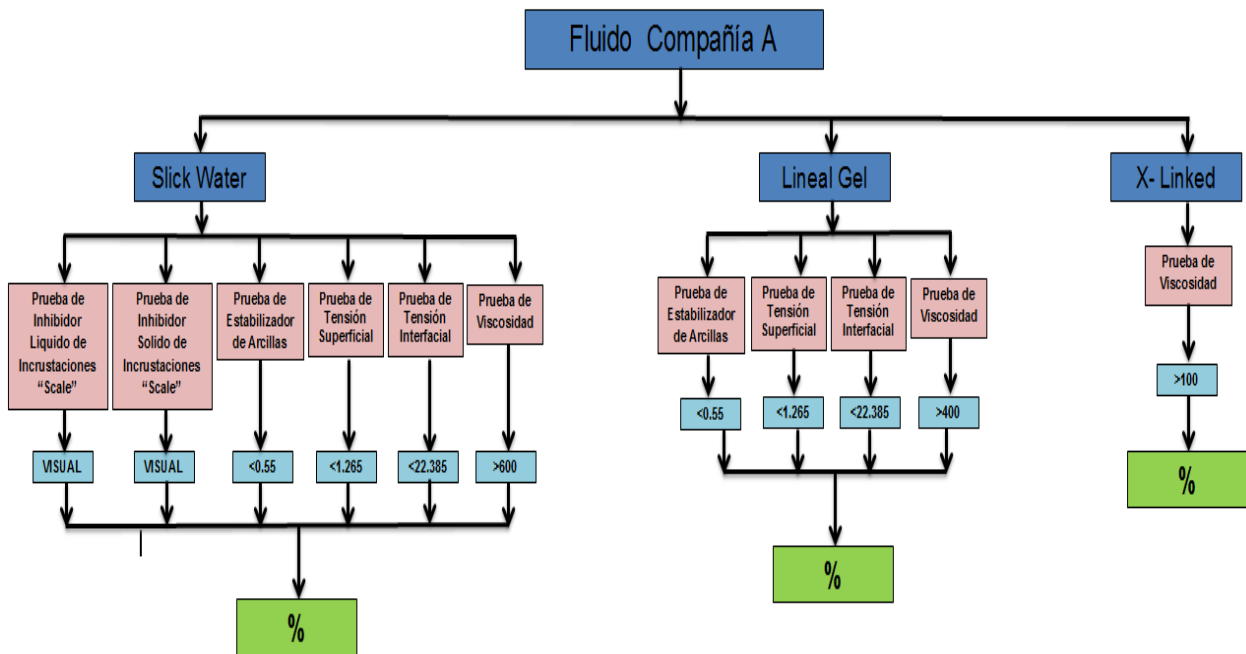
**Tabla 14.** Análisis Cuantitativo del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA B).

<b>RANGO</b>	<b>Prueba de Viscosidad (1)</b>	<b>%</b>
En el Rango <b>(A)</b>		
+ ó - En el rango <b>(B)</b>		

\* %= Efectividad del Producto.

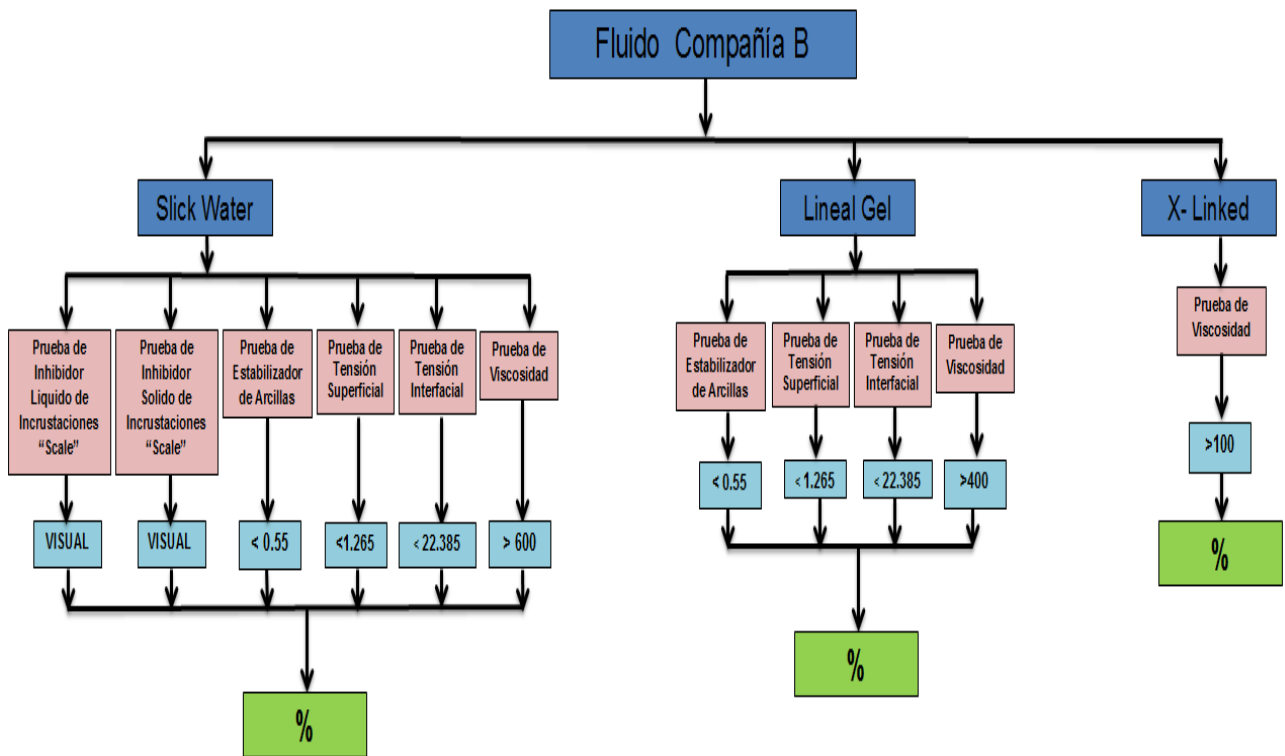
**Fuente:** Autores.

**Figura 9.** Diagrama-Algorithmo de la fase de experimentación fluidos COMPAÑÍA A.



**Fuente:** (Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.

**Figura 10.** Diagrama-Algoritmo de la fase de experimentación fluidos COMPAÑÍA B.



**Fuente:** (Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.

#### 4.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL.

Ahora se debe seleccionar el diseño estadístico más adecuado (diseño factorial completo, fraccionado, bloqueado), el cual debe suministrar suficiente información a partir del menor número de experimentos a realizar. Para la elección del tipo de diseño se toma en cuenta la menor cantidad de pruebas y la capacidad de obviar las

interacciones. Basados en este criterio el tipo de diseño experimental seleccionado fue “**Factorial Plackett Burman**”.

#### **4.4.1 Diseño factorial Plackett-Burman con 8 factores.**

El diseño Plackett-burman<sup>23</sup> es un diseño que permite la selección de los factores que más influyen. Tales diseños tradicionalmente son usados para identificar factores importantes entre muchos factores potenciales. En el análisis de estos diseños, por lo general son estimados sólo efectos principales.

Si hay 6 factores que pueden afectar un experimento y es de dos niveles el diseño de factorial completo requerirá  $2^6$  pruebas, es decir, 64 pruebas lo que acarrearía mucho tiempo y costos. Por lo tanto, un experimento controlado *Plackett-burman* de 8 factores da 6 pruebas. Este tipo de diseño solo exige los niveles altos y bajos, sin variaciones intermedias.

En la práctica, las matrices de *Plackett-Burman* (PB) se utilizan como método de barrido (*screening*) con el objetivo de identificar las variables importantes en un proceso que tienen realmente influencia en la respuesta. En este caso lo que se busca es que ninguna variable sea significativa en un rango de niveles lo más ancho posible.

Para este caso, el objetivo es determinar los componentes que afectan lo más significativamente al daño de formación.

#### **4.5 PLANTEAMIENTO DEL ANÁLISIS DE VARIANZA.**

Con los factores ya definidos y STATGRAPHICS plus 5.1 se determinan los valores de f (estadístico de prueba) para cada factor y su prevalencia.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> Quality Training portal resource engineering, inc, palabra clave búsqueda: “Design of Experiments - Plackett-Burman Matrices”.

<sup>24</sup> Software demo STATGRAPHICS PLUS 5.1

STATGRAPHISC provee una selección flexible de herramientas para el análisis detallado de resultados experimentales, incluyendo:

- ✓ Información sobre el Análisis de Varianza (ANOVA) – resumen de los efectos de los factores en respuesta.
- ✓ Análisis de la importancia de factores individuales, interacciones y/o grupos de efectos de salida.

#### 4.6 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.

El siguiente procedimiento se elabora en base a los aditivos ofrecidos por la compañía (A) prestadora de Servicio, los cuales se utilizarán en un fluido base agua.

**Tabla 15.** Composición del fluido de fractura en estudio.

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Inhibidor de Scale	IN	1 a 5	GPT
Inhibidor de biosida Bactericida	BI	30	PPM**
Estabilizador de Arcillas	AR	2	GPT
Controlador de Finos	FI	1 a 7	GPT
Solución Buffer (high)	BU	1,5	GPT
Polímero	PO	30	PPT***
Surfactante	SU	2	GPT
Rompedor enzimático	EN	0,5	GPT
Reticulador o Crosslinker	RE	1,5	GPT

\*GPT: Galones por mil galones de gel.

\*\*PPM: Partes por millón.

\*\*\*PPT: Libras por mil galones de gel.

**Fuente:** *Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo.*

#### **4.6.1 Preparación del fluido de fractura en el laboratorio.**

Para la preparación del fluido de fractura en el laboratorio se debe tener en cuenta el orden de adición de cada aditivo como está estipulado en la tabla 3. Se debe, además, realizar la conversión de las concentraciones a las unidades respectivas de manera adecuada.

Por lo general en laboratorio se prepara un volumen de 500 ml de fluido de fractura. Para todas y cada una de las evaluaciones a realizar se seguirá el siguiente procedimiento de preparación:

- Se medirá un volumen aproximado de 500 ml de agua, en un vaso de precipitados. Nunca debe usarse agua de la formación porque puede presentar excesiva dureza, la cual afecta las propiedades del gel final.
- Se ubica el vaso con el agua en un agitador mecánico a una velocidad de 2.100-2.200 rpm. Cada aditivo se agrega mientras se mantiene la agitación.
- Se pesa y mide la cantidad y volumen adecuados de BA, AR, AI y FI y se agregan al agua en el orden apropiado.
- Se mide el pH inicial, el cual debe encontrarse entre 5,0 y 8,0 (valores recomendados para que se lleve a cabo una buena hidratación del gel).
- Se pesa la cantidad de PO (Polímero 30 PPT) adecuada y se agrega lentamente para evitar la formación de “fish eyes”, “ojos de pescado” o grumos en la preparación. Es recomendable agregar primero el polímero antes del surfactante para evitar excesiva generación de espuma durante la agitación.
- Se mide el volumen de SU (Surfactante 2 GPT) y se agrega a la preparación.

- Se mide el pH inicial, el cual debe encontrarse entre 5,0 y 8,0 (valores recomendados para que se lleve a cabo una buena hidratación del gel).
- Se deja homogenizar por aproximadamente 10 minutos, (hidratación del polímero) desde el momento en que se agrega el polímero PO (tiempo mínimo recomendado por la compañía de servicios para la hidratación).
- Se mide la viscosidad del fluido de fractura en un viscosímetro Fann 35, según la norma API RP 13M, a 300 rpm. Para que esté bien hidratado debe tener una viscosidad entre 20-22 cp a condiciones del laboratorio.
- Después de los 10 minutos se mide el volumen de BU (Solución Buffer) y se agrega 1,5 GPT.
- Se medirá de nuevo el pH el cual debe encontrarse entre 9,5 y 10,5 para que se pudiera llevar a cabo la reacción de reticulación (“armado” del gel).
- Por aparte, en 66 ml de agua se disuelve 1,0 ml de la enzima EN pura para cumplir la proporción de 66:1 y de allí se medirá el volumen indicado en la formulación para ser agregado simultáneamente o “al vuelo” con el volumen del Reticulador RE (1,5 GPT) a la preparación.
- Se mide el tiempo de vórtice (tiempo transcurrido desde cuando se agregan los dos últimos aditivos, hasta cuando se cierra el vórtice generado por el eje del agitador mecánico), parámetro importante, ya que le permite conocer si hay adecuada reticulación del gel.
- Finalmente, una vez el vórtice se cerró, se detiene el agitador, y se agita manualmente el gel en el vaso. Se mide el tiempo de “release” o completamiento (tiempo que tarda el gel en tomar la consistencia adecuada),

segundo parámetro importante pues determina si hay un adecuado armado del gel. El fluido estará perfectamente armado cuando al ser trasvasado a otro recipiente forma una lengua característica y además no deja mojadas las paredes del mismo<sup>25</sup>.

#### **4.7 EVALUACIÓN DE LOS ADITIVOS QUE CONTROLAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN.**

El objetivo principal de la prevención del daño de formación en los Shale Plays es realizar un filtro de pruebas de laboratorio que indiquen cuáles productos satisfacen las condiciones específicas necesarias para asegurar que el fluido del fracturamiento hidráulico propuesto para el proyecto Shale Gas (Valle Medio del Magdalena) sea el más adecuado, los inhibidores más influyentes son: Reductor de tensión interfacial y superficial, inhibidor de scale(sólido, líquido), controlador de arcillas y reductor de viscosidad.

#### **4.8 INSUMOS A UTILIZAR EN EL LABORATORIO.**

Los siguientes volúmenes se basan en el número de pruebas propuestas por el diseño de experimentos. Cabe resaltar que la dosificación esta dada para la repetitividad de 6 veces la misma prueba, esta información de la dosis esta dada por los laboratorios de Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), donde se realizaron dichas pruebas.

---

<sup>25</sup> CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. Bucaramanga, 2008, 97 trabajo de grado (Ingeniero Químico) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería Química.

- Reductor de Viscosidad: 1,872 Litros de muestra, ya que una prueba se realiza con 52 ml de muestra (14 gpt).
- Inhibidor de Scale: 120 ml (Scale Líquido) y 120 gr (Scale Solido), ya que para una prueba se necesitan: 10 ml. (1%/lt)
- Estabilizador de Arcillas: 181,44 ml, ya que para una prueba se necesitan: 7.56 ml. (2 gpt).

#### 4.9 ANÁLISIS ESTADÍSTICO “DEFINICIONES”.

Este análisis estadístico es primordial para evaluar las variaciones que se tendrán en las repeticiones de las pruebas, basadas en el libro “Ingeniería probabilidad y estadística Montgomery”.

- **Mediana:** Es el valor de la serie de datos que se sitúa justamente en el centro de la muestra (un 50% de valores son inferiores y el otro 50% son superiores). No presenta el problema de estar influido por los valores extremos, pero en cambio no utiliza en su calculo toda la información de la serie de datos (no pondera cada valor por el numero de veces que se ha repetido).
- **Análisis de la Varianza:** En estadística, el análisis de la varianza (ANOVA, Analysis Of Variance, según terminología inglesa) es una colección de modelos estadísticos y sus procedimientos asociados, en el cual la varianza está particionada en ciertos componentes debidos a diferentes variables explicativas.
- **Media Aritmética:** En matemáticas y estadística, la media aritmética (también llamada promedio o simplemente media) de un conjunto finito de números es igual a la suma de todos sus valores dividida entre el número de sumandos. Cuando el conjunto es una muestra aleatoria recibe el nombre de media muestral siendo uno de los principales estadísticos muestrales.

Expresada de forma más intuitiva, podemos decir que la media (aritmética) es la cantidad total de la variable distribuida a partes iguales entre cada observación.

- **Error Verdadero:** Es la diferencia entre el valor teórico (Promedio) y el valor experimental (La suma del mayor valor y el menor valor dividido entre dos).
- **Moda:** En estadística, la moda es el valor con una mayor frecuencia en una distribución de datos<sup>26</sup>.

---

<sup>26</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis\\_de\\_la\\_varianza](http://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis_de_la_varianza)

## 5. MANEJO DE LAS PRUEBAS

Cabe aclarar que para gas seco se mide la tensión interfacial y para gas condensado se mide la tensión superficial.

Las siguientes pruebas son el resultado del diseño de experimentos y las referencias para que dichos parámetros sean viables se describen en cada una de las pruebas generando su respectiva aprobación.

- **Estabilizador de arcillas:** Para esta prueba se tiene como base agua destilada con una concentración de 6,67% de arcilla (Bentonita y Caolinita) y el espesor de la torta de agua destilada fue (0,55 cm) a un tiempo de 10 minutos, cabe resaltar que la influencia del producto analizado debe estar en un valor menor a éste.
- **Inhibidor sólido y líquido de incrustaciones de Scale:** La prueba de tolerancia de inhibidores de incrustación a metales como el calcio en aguas de formación se realiza preliminarmente con salmueras que contenían concentraciones de 4.000 y 8.000 ppm de Ca. Posteriormente se realiza con una salmuera sintética equivalente al agua que se obtendría en los pozos luego de los trabajos de estimulación (agua de Reciclo).

La composición de esta agua fue tomada de información entregada por el cliente, teniendo en cuenta las características arcillosas que facilitan el intercambio iónico con los fluidos de estimulación.

Para la prueba se dosifica el inhibidor líquido a una concentración de (5% y 8000 ppm de Ca), y para el inhibidor sólido se utilizó una concentración de (1% y 4.000 ppm de Ca). La salmuera se deja por 24 horas a temperatura de prueba (95°C). Transcurrido este tiempo se realizan las observaciones respectivas. Se espera que no se presente ningún tipo de precipitado (tipo "Scale") o turbidez.

- **Reología (reductor de viscosidad):** Las mediciones de estabilidad reológica para los fluidos de fractura, se realizan con el objetivo de determinar la tendencia de la viscosidad con el tiempo. Para ello se utiliza un reómetro Chandler 5.550, del laboratorio de Daños a la Formación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), previamente calibrado, donde se fijan la temperatura y presión a las cuales se requiere realizar la medición.

En resumen, se midió la viscosidad en función del tiempo a temperatura de formación (248°F para PAD y 215°F para Transporte, según dato entregado por la compañía B) y 500 psi de presión aproximadamente (para evitar la evaporación de la muestra, debido a las elevadas temperaturas). La presión es una condición que no afecta significativamente las mediciones de viscosidad a través del tiempo, ya que es un parámetro utilizado únicamente para evitar la entrada de aire en el sistema y medir la viscosidad de los fluidos de fractura a temperaturas superiores al punto de ebullición del fluido base de la muestra.

Las condiciones reológicas que deben cumplir los fluidos de fractura son:

- **Water Frac:** Valores de viscosidad iniciales superiores a 600 Cp, los cuales garantizan la generación de geometría de fractura en la formación.
- **Lineal Gel:** Valores de viscosidad superiores a 400 Cp (estabilidad) en los primeros 30 minutos de prueba, para asegurar la propagación de las fracturas y el transporte del material apuntalante.
- **X-Linked:** El umbral de 100 Cp entre 60-70 minutos, es el indicado para causar un daño mínimo a la formación por retención del fluido de fractura en los poros.

Para las pruebas de Tensión Interfacial y Superficial se tomó un Fluido Base (Agua Rio Colorado).

- **Tensión interfacial para gas seco:** Dos pruebas realizadas a 1 gpt del agua del río aplicándole el producto de cada compañía dan como resultado 22,25 Dinas/cm. Y la otra da como resultado 25,21 Dinas/cm. Con base a esta información obtenemos un valor base para el estudio de 22,385 Dinas/cm.
- **Tensión superficial para gas condensado:** Dos pruebas realizadas a 1 gpt del agua del río aplicándole el producto de cada compañía dan como resultado 1,14 Dinas/cm. Y la otra da como resultado 1,39 Dinas/cm. Con base a esta información obtenemos un valor base para el estudio de 1,265 Dinas/cm.

Para que cada componente del fluido cumpla debe estar en un menor, mayor valor y/o apariencia visual (Scale) según corresponda el caso con respecto a la información dada anteriormente.

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Unidades:

- Inhibidor solido de incrustaciones “Scale” = Visual.
- Inhibidor liquido de incrustaciones “Scale” = Visual.
- Reductor de tensión interfacial = Dinas/cm.
- Reductor de tensión superficial = Dinas/cm.
- Inhibidor de arcillas = cm.
- Viscosidad = Cp.

**Tabla 16.** Resultados “Slick Water” COMPAÑÍA A.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Inhibidor Solido de Incrustaciones “Scale”	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
Inhibidor Liquido de Incrustaciones “Scale”	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
Reducción de Tensión Interfacial	19,17	19,94	19,32	19,71	19,78	19,44	0,005	19,56	19,575	-	0,07323
Reducción de Tensión Superficial	1,41	1,39	1,37	1,40	1,38	1,42	0,005	1,39	1,395	-	0,000316
Inhibidor de Arcillas.	0,51	0,53	0,49	0,55	0,53	0,51	0,001	0,52	0,52	0,51 0,53	0,00036
Viscosidad	615	612	617	615	616	613	0,5	614	615	615	3,33333

✓ Visualización nula de precipitación y escamas (Scale).

**Fuente:** Autores.

Se puede analizar que los resultados referentes a la varianza y error verdadero son muy buenos, pero cabe resaltar que la viscosidad obtuvo una leve fluctuación.

**Tabla 17.** Resultados “Lineal Gel” COMPAÑÍA A.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Reducción de Tensión Interfacial	19,17	19,94	19,32	19,71	19,78	19,44	0,005	19,56	19,575	-	0,07323
Reducción de Tensión Superficial	1,41	1,39	1,37	1,40	1,38	1,42	0,005	1,39	1,395	-	0,000316
Inhibidor de Arcillas	0,51	0,53	0,49	0,55	0,53	0,51	0,001	0,52	0,52	0,51 0,53	0,00036
Viscosidad	401	403	401	402	405	402	1	402	402	401 402	2

**Fuente:** Autores.

Se puede inferir que los resultados obtenidos de la varianza y error verdadero son muy buenos, pero cabe resaltar que la viscosidad obtuvo una leve fluctuación.

**Tabla 18.** Resultados “X- Linked” COMPAÑÍA A.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Viscosidad	101	100	101	102	101	99	0,5	101	101	101	1

**Fuente:** Autores.

Se puede deducir que respecto a la prueba anterior se obtiene unos datos muy cercanos con un error verdadero y de varianza mínimo.

**Tabla 19.** Resultados “Slick Water” COMPAÑÍA B.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Inhibidor Solido de Incrustaciones “Scale”	✓	✓	X	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
Inhibidor Liquido de Incrustaciones “Scale”	✓	✓	X	✓	X	✓	-	-	-	-	-
Reducción de Tensión Interfacial	24,24	25,03	24,77	25,62	25,77	25,85	<b>0,165</b>	<b>25,21</b>	<b>25,325</b>	-	<b>0,34303</b>
Reducción de Tensión Superficial	1,14	1,17	1,12	1,12	1,16	1,15	<b>0,005</b>	<b>1,14</b>	<b>1,145</b>	<b>1,12</b>	<b>0,00036</b>
Inhibidor de Arcillas.	0,53	0,52	0,53	0,51	0,50	0,54	<b>0,001</b>	<b>0,521</b>	<b>0,525</b>	<b>0,53</b>	<b>0,00018</b>
Viscosidad	620	620	622	620	621	619	<b>0,5</b>	<b>620</b>	<b>620</b>	<b>620</b>	<b>1,0</b>

**Fuente:** *Autores.*

Al analizar los resultados obtenidos se puede inducir que en forma general los datos fueron muy próximos, e igualmente se hace referencia a que la viscosidad maneja un valor del error verdadero y de varianza más alto al ser comparado con los demás datos.

**Tabla 20.** Resultados “Lineal Gel” COMPAÑÍA B.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Reducción de Tensión Interfacial	24,24	25,03	24,77	25,62	25,77	25,85	0,165	25,21	25,325	-	0,34303
Reducción de Tensión Superficial	1,14	1,17	1,12	1,12	1,16	1,15	0,005	1,14	1,145	1,12	0,00036
Inhibidor de Arcillas.	0,53	0,52	0,53	0,51	0,50	0,54	0,001	0,521	0,525	0,53	0,00018
Viscosidad	402	412	410	420	408	412	1	410	411	412	29,33

**Fuente:** Autores.

Se puede considerar que este fluido maneja una alta varianza que lo hace resaltar respecto a los demás resultados obtenidos.

**Tabla 21.** Resultados “X- Linked” COMPAÑÍA B.

PRUEBA	1	2	3	4	5	6	Error	Promedio	Mediana	Moda	Varianza
Viscosidad	105	101	100	102	101	106	1.5	102	101.5	101	5,166

**Fuente:** Autores.

Al observar los resultados de viscosidad se puede decir que este fluido obtiene un valor de varianza significativo.

**Tabla 22.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial.	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial.	Prueba de Estabilizador de Arcillas.	Prueba de Inhibidor Scale Líquido.	Prueba de Inhibidor Scale Sólido.	Prueba de Viscosidad (6)	<b>%</b>
	(1) <1,265	(2) <22,385	(3) <0,55	(4) Visual	(5) Visual	(6) >600	
En el Rango <b>(A)</b>		<b>19,56</b>	<b>0,52</b>	✓	✓	<b>614</b>	
+ ó - En el rango <b>(B)</b>	<b>1,39</b>						
	80	100	100	100	100	100	<b>96</b>

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

De la anterior tabla se puede inferir que el fluido analizado presenta un buen comportamiento excepto en el manejo de la reducción de la tensión superficial, aunque no es exagerado el balance presenta una mínima variación. De igual manera se resalta que el porcentaje de efectividad de este fluido es de 96%.

**Tabla 23.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Viscosidad (5)	<b>%</b>
	<1,265	<22,385	<0,55	>400	
En el Rango (A)		<b>19,56</b>	<b>0,52</b>	<b>402</b>	
+ ó - En el rango (B)	<b>1,39</b>				
	80	100	100	100	<b>95</b>

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

De lo anterior se puede analizar que el fluido estudiado presenta un excelente comportamiento excepto en el manejo de la reducción de la tensión superficial, aunque no es exagerado el balance presenta una mínima variación. De igual manera se resalta que el porcentaje de efectividad de este fluido es de 95%.

**Tabla 24.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA A).

<b>RANGO</b>	<b>Prueba de Viscosidad (1)</b>	<b>%</b>
	<b>&gt;100</b>	
<b>En el Rango (A)</b>	<b>101</b>	
<b>+ ó - En el rango (B)</b>		
	<b>100</b>	<b>100</b>

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

En esta tabla se puede afirmar que el fluido es 100% efectivo.

**Tabla 25.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “Slick Water” (COMPAÑÍA B).

RANGO	Prueba de Reducción de Tensión Superficial.	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial.	Prueba de Estabilizador de Arcillas.	Prueba de Inhibidor Scale Líquido.	Prueba de Inhibidor Scale Sólido.	Prueba de Viscosidad (6)	%
	(1) <1,265	(2) <22,385	(3) <0,55	(4) Visual	(5) Visual	(6) >600	
En el Rango (A)	<b>1,14</b>		<b>0,521</b>			<b>620</b>	
+ ó - En el rango (B)		<b>25,21</b>		✓	✓		
	100	80	100	80	80	100	<b>90</b>

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

De la anterior tabla se puede inferir que el fluido analizado presenta un comportamiento aceptable en el manejo de la reducción de la tensión interfacial, Inhibidor de Scale líquidos, inhibidor de Scale sólidos, aunque no es exagerado el balance presenta una mínima variación. De igual manera se resalta que el porcentaje de efectividad de este fluido es de 90%.

**Tabla 26.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “Lineal Gel” (COMPAÑÍA B).

<b>RANGO</b>	Prueba de Reducción de Tensión Superficial. (1)	Prueba de Reducción de Tensión Interfacial. (2)	Prueba de Estabilizador de Arcillas. (3)	Prueba de Viscosidad (5)	<b>%</b>
	<1,265	<22,385	<0,55	>400	
En el Rango <b>(A)</b>	<b>1,14</b>		<b>0,521</b>	<b>410</b>	
+ ó - En el rango <b>(B)</b>		<b>25,21</b>			
	100	80	100	100	<b>95</b>

\*%=Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

De lo anterior se puede analizar que el fluido estudiado presenta un buen comportamiento excepto en el manejo de la reducción de la Tensión Interfacial, aunque no es exagerado el balance presenta una mínima variación. De igual manera se resalta que el porcentaje de efectividad de este fluido es de 95%.

**Tabla 27.** Análisis Cuantitativo con resultados del Fluido “X- Linked” (COMPAÑÍA B).

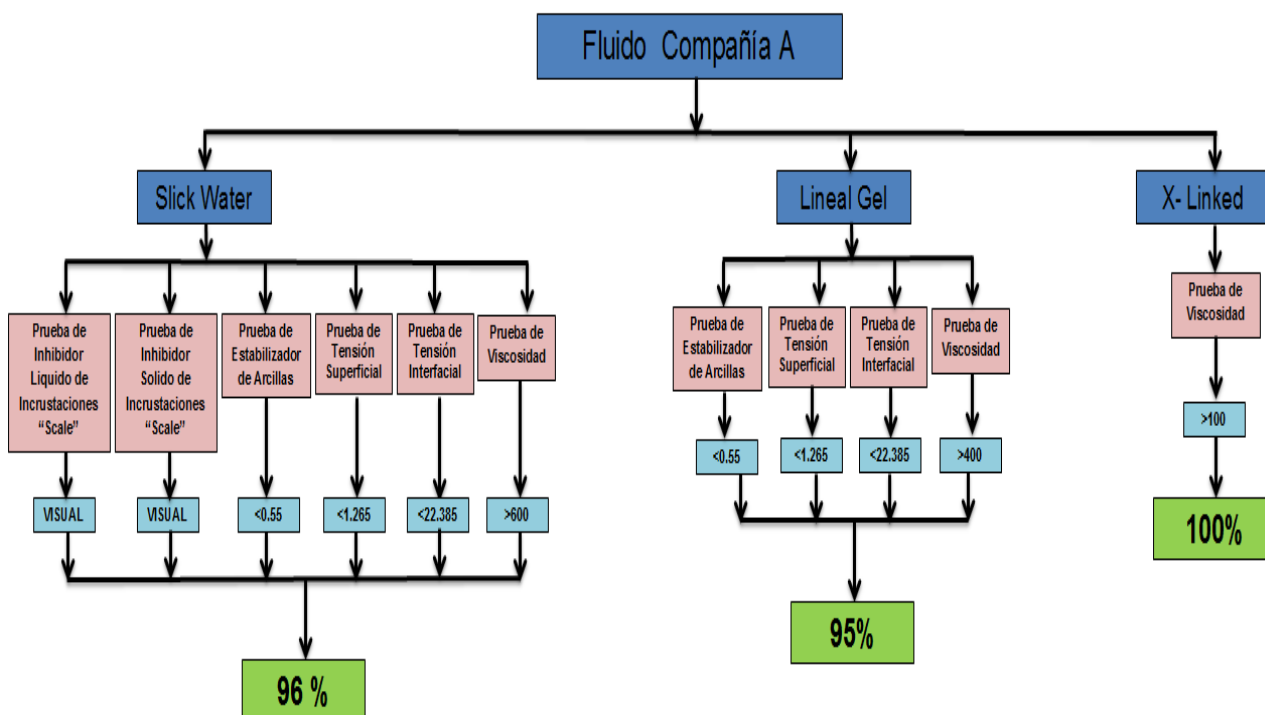
RANGO	Prueba de Viscosidad (1)	%
	>100	
En el Rango (A)	102	
+ ó - En el rango (B)		
	100	100

\* %= Efectividad del Producto.

**Fuente:** Autores.

En esta tabla se puede afirmar que el fluido es 100% efectivo.

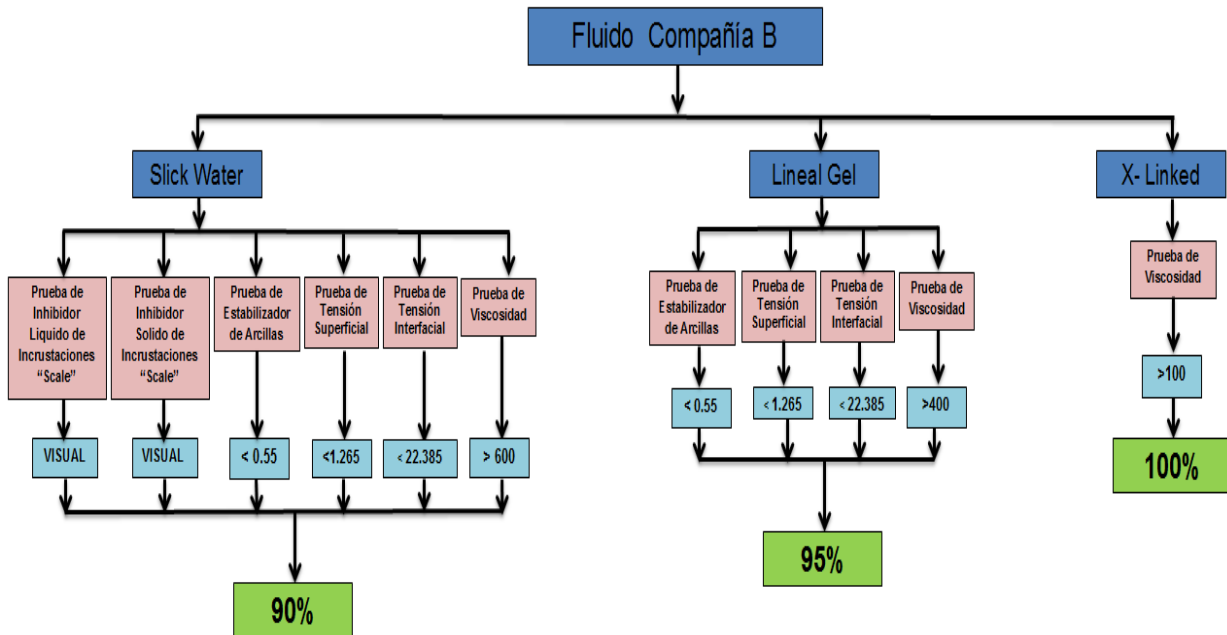
**Figura 11.** Diagrama-Algorithmo con resultados de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA A.



**Fuente:** (Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.

Se puede inferir del diagrama que los fluidos propuestos por la Compañía A, presentan un 97% de efectividad a la hora de realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas según el estudio realizado.

**Figura 12.** Diagrama-Algoritmo con resultados de la fase de Experimentación Fluidos COMPAÑÍA B.



**Fuente:** (Modificado) Evaluación de los componentes efectivos del mucilago del fique para inhibición de arcillas.

Se puede inferir del diagrama que los fluidos propuestos por la Compañía B, presentan un 95% de efectividad a la hora de realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas según el estudio realizado.

## 7. CONCLUSIONES.

- Los fluidos propuestos por las compañías A y B presentan comportamientos adecuados a la hora de ser expuestos en trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas (del Valle Medio del Magdalena), la compañía A obtuvo un 97% de efectividad, mientras que la Compañía B obtuvo un 95% de efectividad.

Se determinó que el fluido con mejor desempeño para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas (Valle Medio del Magdalena) es el de la Compañía A, porque produce el menor daño.

El diseño de experimentos aplicado para trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas (del Valle Medio del Magdalena), no incluyó variables tales como controlador de finos, controlador de Biocidas, debido a que no se contaba con la disponibilidad de los productos, lo cual implica indudablemente una necesidad para futuros estudios.

- Se estableció que el parámetro mas influyente en todos los fluidos analizados de dichas compañías fue el valor de Viscosidad, debido a que todos los resultados suministraron una gran fluctuación respecto a las demás pruebas (Mayor Error Verdadero, Mayor Varianza).
- Se logró establecer que el fluido "Slick Water", cuya objetivo principal es generar la mayor geometría de fractura en la formación de Shale Gas, fue el factor determinante para la selección del mejor fluido compuesto ofrecido por cada compañía, debido a que el fluido en la compañía A presenta un desempeño de efectividad 96% a comparación del 90% de efectividad de la compañía B

- Los fluidos “Lineal Gel” y “X-Linked” presentaron un desempeño similar al momento de ser analizados en el transporte de material propante y retorno del agua de Fracturamiento.

## 8. RECOMENDACIONES.

- Realizar un set de pruebas que abarquen todos los parámetros importantes en trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale Gas, incluyendo pruebas como: CONTROLADOR DE BIOCIDAS (BACTERICIDAS), CONTROLADOR DE FINOS.
- Se sugiere que más compañías participen, para determinar un fluido de fractura adecuado en formaciones de Shale Gas, ya que para este estudio solo licitaron dos compañías prestadoras de servicios.
- Se recomienda que se lleve a cabo un nuevo estudio basado en propiedades y muestras de roca de la formación a evaluar, evitando la utilización de los componentes sintéticos (Calcio, Bentonita y Caolinita), con el objetivo de obtener resultados mucho más representativos.

## 9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- E. Sánchez, L. Graterol, J. Suárez, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. *PDVSA*.
- BONILLA, Fernando. Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento. Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila. P. 5-11. [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co)

### Papers.

- R. Strickland, Practical Aspects of Reserves Determinations for Shale Gas. En: Spe Journal paper N° 144357. (June 2011); p 2022.2028
- Z. Dong, Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs. En: Spe Journal paper N° 152066-MS (February 2012).
- CONWAY, Michael W, *et al.* Chemical Model for the Rheological Behaviour of Cross linked Fluid System. En: SPE Journal Paper N° 9334, (February 1983); p. 315-320
- Yoko Kawata, Kazuo Fujita, Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbons Availability Until 2100. En: SPE Journal Paper N° 68755
- Li Fan, Ron Martin, John Thompson, Keith Atwood, John Robinson, An Integrated Approach for Understanding Oil and Gas Reserves Potential in Eagle Ford Shale Formation. En: SPE Journal Paper N° 148751- MS

### Tesis de grado.

- CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. Bucaramanga, 2008, 97 trabajo de grado (Ingeniero Químico) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería Química.
- FAJARDO MOLINA, Adrián Camilo y RODRIGUEZ RODRIGUEZ, Carlos José. Factibilidad del uso del almidón de plátano como aditivo para lodos de perforación, SRI, ECOPETROL S.A. Bucaramanga, 2010, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- AVILA CORDERO, Nicolay Alberto. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugrosa en el Campo Casabe Sur en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M). SCHLUMBERGER. Bucaramanga 2010, 28 p. Trabajo de Grado (Geólogo) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico Químicas. Escuela de Geología.
- CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga, 2006, 193 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- CORREA NIÑO, Nathalie Melina y OROZCO CERA Eusebio José. Evaluación de los componentes efectivos del mucílago del fique para la inhibición de arcillas. Bucaramanga, 2010, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- BARÓN PEREIRA, Manuel Ernesto y RINCÓN SASTOQUE, Cristian Camilo. Evaluación del potencial de la fuente de gas no convencional Shale Gas para el suministro de gas natural en Colombia. Bucaramanga, 2011, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

### **Paginas de Internet.**

- <http://www.qualitytrainingportal.com>
- <http://www.slideshare.net>
- <http://www.halliburton.com>
- <http://www.chk.com>
- <http://www.anh.gov.co>
- [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com)
- <http://www.laeconomia.com.mx>
- <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral>
- [http://en.wikipedia.org/wiki/shale\\_gas](http://en.wikipedia.org/wiki/shale_gas)
- <http://www.chk.com>
- <http://www.slb.com/>