

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE  
SHALE GAS ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA  
FRACTURA POR CRUSHING DEL PROPANTE A TRAVÉS DE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**

**JOHANA ASTRID DUEÑAS SANCHEZ  
ELIANA QUIROGA SALCEDO**

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

**2015**

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE  
SHALE GAS ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA  
FRACTURA POR CRUSHING DEL PROPANTE A TRAVÉS DE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**

**JOHANA ASTRID DUEÑAS SANCHEZ**

**ELIANA QUIROGA SALCEDO**

Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Para Optar Al Título De:

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M. Sc. JOSE CARLOS CARDENAS MÓNTES**

**Ing. Petróleos**

**Codirector:**

**JOSE MANUEL USURIAGA- ICP**

**Químico**

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

**2015**

## DEDICATORIA

Este es el resultado de un plan perfecto de Dios en mi vida, Sus bendiciones son incomparables, él hizo posible este sueño...

A familia, Mis hermanas Alicia y Jessica, Mi hermano Jimmy, mi sobrino Andrés Julián, mi madre Marina Y mi abuelita Carmen, son ellos ese gran "Porque" en mi corazón, mi motivación y fortaleza, el tesoro más grande que Dios me ha podido obsequiar, este hermoso logro no hubiese sido posible sin su apoyo incondicional.. Gracias por tanto cariño, por la comprensión y la confianza que depositaron en mí.... Los amo infinitamente...

A mi gran amiga Silvana, compañera de alegrías, cómplice y confidente, mi apoyo y voz de aliento en momentos de tristeza, gracias porque a su lado comprendí el valor de una amistad sincera e incondicional, contar con ella siempre ha sido una bendición.

A todas aquellas personitas que me acompañaron en este proceso, un lindo grupo de amigos que cambió mi forma de ver el mundo, Ana Maria, Miguel, Helmuth, Juan David y Xiomara. A mis colegas y amigos, Kamila, Mónica, Yessika, Didier y Edson, gracias por el apoyo que cada uno me brindó en este proceso de formación. A todos gracias por las enriquecedoras experiencias y los momentos fantásticos que me regalaron, han dejado una gran huella en mi corazón.

A mi compañera de tesis, Johana, Gracias por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo a su lado, gracias por la paciencia, entereza y comprensión que siempre mantuvo.

No existe un límite cuando se trata de alcanzar tus sueños, Sólo hace falta determinación, tener la valentía de enfrentar cualquier obstáculo, perseverar y creer en ti.

ELIANA QUIROGA SALCEDO

## *DEDICATORIA*

*A DIOS por darme siempre las fuerzas para continuar en lo adverso,  
Por guiarme en el sendero de lo sensato y darme  
Sabiduría en las situaciones difíciles.*

*A mis padres por luchar día a día para que Lograré escalar  
y conquistar un logro más en mi vida, Y a toda  
Mi familia, por darme siempre valor Para seguir adelante,  
Por apoyarme en cada etapa de mi vida, Por su esfuerzo y cariño.*

*A mi compañera Eliana Quiroga, por brindarme su amistad, gracias a su  
paciencia y gentileza Dios permitió que hiciéramos este trabajo  
juntas superando obstáculos para alcanzar un objetivo en común.*

*Gracias*

*JOHANA ASTRID DUEÑAS*

## AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios, por regalarnos la vida, por la oportunidad de acceder a esta carrera, por ser la luz en nuestro camino y ayudarnos a superar cada obstáculo, gracias por brindarnos las herramientas para alcanzar nuestros sueños.

A nuestro director, el ingeniero Jose Carlos Cardenas Montes, Magister en ingeniería de hidrocarburos, por guiarnos y apoyarnos en el desarrollo de esta idea y su constante disposición a solucionar nuestras inquietudes.

A nuestro co-director, Jose Manuel Usuriaga, Químico, actualmente ingeniero de fracturamiento en el instituto colombiano del petróleo ICP, por sus acertados y siempre oportunos aportes, así como sus valiosas sugerencias y recomendaciones.

Al grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos UIS, por apoyar el desarrollo de este proyecto.

A la universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por abrirnos sus puertas para formarnos en el ámbito profesional y personal, por ser los promotores de profesionales íntegros y competentes.

A nuestras familias por su apoyo incondicional en cada uno de los pasos que dimos en pro de alcanzar esta meta.

JOHANA ASTRID DUEÑAS

ELIANA QUIROGA SALCEDO

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	19
1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	20
1.1. TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	22
1.1.1. Fracturamiento multietapa. ....	22
1.1.2. Fracturamiento multilateral. ....	23
1.1.3. HiWAY.. ....	23
1.2. PARÁMETROS DE LA FRACTURA.....	24
1.2.1. Orientación y geometría de la fractura.....	24
1.2.2. Conductividad de la fractura. ....	28
1.2.3. Conductividad adimensional de la fractura. ....	28
1.2.4. Porosidad y permeabilidad efectivas de la fractura. ....	31
1.3. INFLUENCIA DE VARIABLES GEOMECÁNICAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	32
1.3.1. Presión de ruptura de la formación.....	32
1.3.2. Presión de cierre.....	32
1.3.3. Presión de tratamiento.....	32
1.3.4. Presión de fractura de la formación. ....	33
1.4. PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.....	34
1.4.1. Módulo de Young (E).....	34

1.4.2. Relación de Poisson ( $\mu$ ).....	35
1.4.3. Modulo elástico de Bulk .....	36
1.5. FACTORES QUE AFECTAN DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA	41
1.5.1. Tipo de Propante .....	41
1.5.2. Tamaño y distribución de los granos. ....	43
1.5.3. Concentración del propante.....	44
1.5.4. Esfuerzo efectivo sobre el propante.....	44
1.5.5. Degradación bajo condiciones in-situ. ....	45
2. PROPIEDADES Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROPANTE EN YACIMIENTOS DE SHALE.....	46
2.1. PROPIEDADES FISICAS DEL PROPANTE .....	47
2.1.1. Densidad bulk .....	48
2.1.2. Esfericidad y Redondez.....	49
2.1.3. Gravedad Específica.....	50
2.1.4. Resistencia a la ruptura .....	51
2.1.5. Solubilidad en acido.....	51
2.1.6. Turbidez .....	52
2.2. PROPANTES UTILIZADOS EN YACIMIENTOS DE SHALE .....	52
2.3. EVALUACION Y SELECCIÓN DEL PROPANTE .....	54
3. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN .....	60
3.1. DIMENSIONES Y CONDICIONES DEL GRID .....	62
3.2. PROPIEDADES DE LA ROCA Y DEL FLUIDO .....	64
3.3. INICIALIZACIÓN DEL MODELO .....	66

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA .....	68
5. CONCLUSIONES.....	72
6. RECOMENDACIONES .....	74
BIBLIOGRAFÍA .....	75

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Técnicas de Fracturamiento Hidráulico.....	24
<b>Figura 2.</b> Orientación de la Fractura hidráulica.....	25
<b>Figura 3.</b> Propagación y longitud media de la fractura hidráulica.....	30
<b>Figura 4.</b> Aplastamiento y Empotramiento del propante.....	37
<b>Figura 5.</b> Efecto del Módulo de Young sobre la profundidad de empotramiento...38	
<b>Figura 6.</b> Empotramiento del propante y pérdida de conductividad.....	39
<b>Figura 7.</b> Esfuerzo de la formación sobre el propante.....	39
<b>Figura 8.</b> Disminución del ancho de fractura con mayores esfuerzos de cierre...40	
<b>Figura 9.</b> Tipos de propante.....	42
<b>Figura 10.</b> Red de fracturas en yacimientos no convencionales.....	43
<b>Figura 11.</b> Fractura apuntalada.....	46
<b>Figura 12.</b> Diagrama de <i>Krumbien/Sloss</i> .....	49

<b>Figura 13.</b> Gravedad específica para diferentes tipos de propantes.....	50
<b>Figura 14.</b> Dimensiones del Yacimiento y Condiciones del Grid.....	63
<b>Figura 15.</b> Validación del Modelo.....	66
<b>Figura 16.</b> Impacto en la Productividad ocasionado por la reducción de la conductividad de la fractura.....	70

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Efectividad del fracturamiento Hidráulico.....	30
<b>Tabla 2.</b> Propiedades físicas del material apuntalante.....	48
<b>Tabla 3.</b> Densidad <i>Bulk</i> para propantes convencionales y ultralivianos.....	48
<b>Tabla 4.</b> Principales agentes de sostén utilizados en yacimientos no convencionales.....	54
<b>Tabla 5.</b> Propiedades físicas de propantes malla 40/80.....	55
<b>Tabla 6.</b> Propiedades físicas de propantes malla 40/70.....	56
<b>Tabla 7.</b> Propiedades físicas de los propantes - Malla 30/50.....	57
<b>Tabla 8.</b> Propiedades físicas de propantes utilizados en yacimientos de <i>shale</i> .....	58
<b>Tabla 9.</b> Dimensiones del Yacimiento.....	62
<b>Tabla 10.</b> Descripción y características del Yacimiento.....	64
<b>Tabla 11.</b> Propiedades del yacimiento.....	64
<b>Tabla 12.</b> Propiedades PVT - Datos Permeabilidad Relativa.....	65

**Tabla 13.** Selección del Material Propante.....69

**Tabla 14.** Impacto en la Productividad ocasionado por la reducción de la  
conductividad de la fractura.....71

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA POR CRUSHING DEL PROPANTE A TRAVÉS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA \*

**AUTORES:** JOHANA ASTRID DUEÑAS SANCHEZ\*\*  
ELIANA QUIROGA SALCEDO \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Fracturamiento hidráulico, Conductividad, Propante, *Crushing*, *Embedment*.

La industria petrolera ha venido desarrollando tecnologías en pro de la explotación de los yacimientos no convencionales, que recientemente surgieron como la nueva alternativa energética mundial; el fracturamiento hidráulico es una de las técnicas implementadas para facilitar la extracción de los hidrocarburos. Ésta técnica permite generar un canal altamente conductivo que es soportado posteriormente por un material apuntalante (propante), diseñado para garantizar de forma eficiente el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo a través de la fractura. Sin embargo es de suma importancia tener en cuenta que el apuntalante se encuentra sometido continuamente a variaciones de esfuerzos en el yacimiento, y que pese a sus propiedades es inminente la posibilidad de que sufra ruptura dando paso a la generación y migración de finos que reducen la conductividad de la fractura y por ende parte de los beneficios proporcionados por el fracturamiento hidráulico se pierden.

En el presente trabajo se obtiene una valoración del efecto que tiene la pérdida de la conductividad de la fractura asociada al *Crushing* del propante en la productividad de un yacimiento de *shale gas*, y se resalta la importancia de considerar los fenómenos como el *Crushing* y *Embedment* al momento de diseñar un fracturamiento hidráulico. Los resultados para dicha valoración se obtienen mediante simulación numérica modelando el comportamiento de la producción a lo largo del tiempo en este tipo de yacimientos, y a su vez se evalúa en qué medida la degradación del propante afecta la producción del pozo.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Director: M.Sc Jose Carlos cárdenas Montes. Ingeniero de petróleo.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE IMPACT IN THE PRODUCTIVITY OF SHALE GAS RESERVOIRS ASSOCIATED TO LOSS OF FRACTURE CONDUCTIVITY BY CRUSHING THE PROPPANT THROUGH NUMERICAL SIMULATION\*

**AUTHORS:** JOHANA ASTRID DUEÑAS SANCHEZ  
ELIANA QUIROGA SALCEDO\*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic fracturing, conductivity, proppant, Crushing, Embedment.

The oil industry has been developing technologies for the exploitation of unconventional reservoirs, which recently have emerged as a new global energy alternative; hydraulic fracturing is one of the techniques implemented to facilitate the extraction of hydrocarbons. This technique allows generating a highly conductive canal is further supported by a proppant materials (proppant), designed to ensure an efficient flow of fluids from the formation into the wellbore through the fracture. However it is important to consider that the proppant is being continually subjected to stress variations in the reservoir, and that despite its properties is imminently likely to suffer rupture. Giving way to the generation and migration of fines that reduce fracture conductivity and therefore part of the benefits provided by hydraulic fracturing are lost.

In this work is obtained an evaluation of effect of the loss of fracture conductivity associated with the proppant Crushing on productivity of a shale gas reservoir and is emphasized the importance of considering the phenomenon as the Crushing and Embedment when designing a hydraulic fracturing. The results for this valuation are obtained by numerical simulation modeling the behavior of production over time in this type of reservoirs and at the same time is evaluated to what extent degradation affects proppant well production.

---

\* Graduate Thesis

\*\* Physical Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc Jose Carlos cárdenas Montes. Petroleum Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El surgimiento de los yacimientos no convencionales, recientemente incluidos en el panorama energético mundial ha puesto a prueba las técnicas de explotación implementadas a lo largo del tiempo, en busca de operaciones que faciliten el desarrollo de estos *Plays* de manera óptima y rentable; tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal proporcionan una herramienta útil especialmente en yacimientos de *shale*.

El fracturamiento hidráulico busca en algunos casos mejorar la producción en yacimientos de baja permeabilidad generando canales de flujo, en los cuales es colocado un material de soporte, propante, que se encarga de mantener la fractura abierta y a su vez garantiza su conductividad, éste último factor es determinante en la efectividad del proceso, ya que el material propante, debe poseer determinadas características físicas y mecánicas que le permitan sobrellevar las condiciones a las cuales va a ser sometido en el yacimiento.

Es de suma importancia tener en cuenta que el apuntalante se encuentra sometido continuamente variaciones de esfuerzos en el yacimiento, y que pese a sus propiedades es inminente la posibilidad de que sufra aplastamiento. Numerosas variables influyen directamente en la capacidad de flujo de la fractura y por ende en la producción del pozo, contemplando el objetivo del presente trabajo, serán estudiados con especial importancia los fenómenos de empotramiento y aplaste del propante, así como algunos factores afines a éstos.

## 1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico resultó ser una técnica de gran utilidad que ha permitido explotar los recursos hidrocarburos asociados a los yacimientos no convencionales que recientemente han surgido como una alternativa energética. Uno de los enfoques principales de esta técnica es incrementar el índice de productividad de los pozos, es por esto que los yacimientos de baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos, pues gracias a la implementación del fracturamiento se consigue aumentar la tasa de flujo de hidrocarburos. Aunque muchas formaciones de *shale* contienen fracturas naturales, casi todas requieren una fractura hidráulica que proporcione una conexión entre éstas y una estimulación adicional para producir a tasas de flujo económicamente rentables.

Las técnicas de fractura que se implementan en una formación pueden no funcionar en otra, lo que significa que las técnicas óptimas de fracturamiento hidráulico deben ser desarrolladas para cada formación, en particular esto se debe a su comportamiento, frágil o dúctil, determinado por la mineralogía que allí se encuentre.

El fracturamiento hidráulico tiene como objetivo principal maximizar el valor presente neto de la inversión en la perforación de pozos, mediante un aumento en la tasa de producción de hidrocarburos, de la vida económica del yacimiento y a veces incluso de las reservas recuperables. Cuando es debidamente diseñada la fractura hidráulica puede superar el daño cercano al pozo, aumentar el contacto

con el yacimiento y permitir un drenaje eficiente en formaciones con baja permeabilidad. De manera general, el proceso de crear una fractura hidráulica puede ser descrito básicamente en tres etapas que se desarrollan de manera secuencial y continua, precedidas por el bombeo de un fluido que actúa como un pre colchón (salmuera).

**Primera Etapa:** el objetivo de esta etapa es crear una fractura en la formación. Desde superficie es bombeado un fluido de aspecto gelatinoso (fluido de fractura) a una presión superior a la de fractura, como un fluido colchón o “*pad*”, con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se propaga desde el pozo a lo largo de la formación manteniendo la presión de bombeo constante.

**Segunda Etapa:** se bombea una mezcla de fluido de fractura y un material de soporte -propante (material de relleno); que se encarga de mantener la fractura abierta después que el bombeo del fluido de fractura ha terminado. Así, se crean los canales conductivos que permiten el flujo de los fluidos desde la formación hacia la cara de pozo.

**Tercera Etapa:** (*flowback*), finalmente el fluido de fractura se degrada, disminuye su viscosidad a través del tiempo por efectos de la temperatura del pozo y velocidades de corte y retorna a superficie al iniciar la producción. La eficiencia del proceso depende básicamente del análisis de parámetros geomecánicos del sistema (magnitud y orientación de esfuerzos) y de las características físicas del material a ser empleado como soporte.

Cuando se implementa un fracturamiento hidráulico, se desea obtener una fractura óptima que provea canales de alta conductividad con el fin de maximizar del índice de productividad del pozo, dentro de las restricciones del tratamiento. De aquí que una decisión sobre la magnitud del tratamiento debe ir de la mano del mejoramiento de diversas variables que juegan un papel importante en el diseño de la fractura.

Tratamientos de fracturamiento hidráulico asociados a formaciones de *shale*, generalmente se encuentran ligados a la implementación de técnicas de perforación horizontal, que permiten establecer una mayor área de contacto entre la formación y el pozo, de esta manera se logra un mayor volumen del yacimiento estimulado. Un parámetro característico de las formaciones de *shale* es la variación de los esfuerzos a lo largo de la sección horizontal del pozo, aumentando de manera significativa la complejidad asociada al diseño de las fases y fluidos de perforación.

## 1.1. TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

**1.1.1. Fracturamiento multietapa.** Esta tecnología consiste en realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo, teniendo como principal ventaja una disminución en el tiempo de operación y también una disminución en los costos, pues se realiza en un solo viaje a fondo de pozo. Esta técnica es aplicable para diversos tipos de completamiento, por ende existen diversos procesos de fracturamiento multietapa.

En general después de realizar la fractura hidráulica en el primer intervalo se procede a realizar una limpieza de la tubería y proveer un aislamiento mecánico a

la zona fracturada y así poder llevar a cabo un nuevo proceso en la siguiente sección.

**1.1.2. Fracturamiento multilateral.** Se enfoca en la perforación de pozos horizontales a partir de un mismo pozo vertical, con esta técnica lo que se busca es adaptar para cada sección horizontal las variables de diseño del fracturamiento, permite estimular de manera eficiente un mayor volumen del yacimiento en formaciones con grandes espesores.

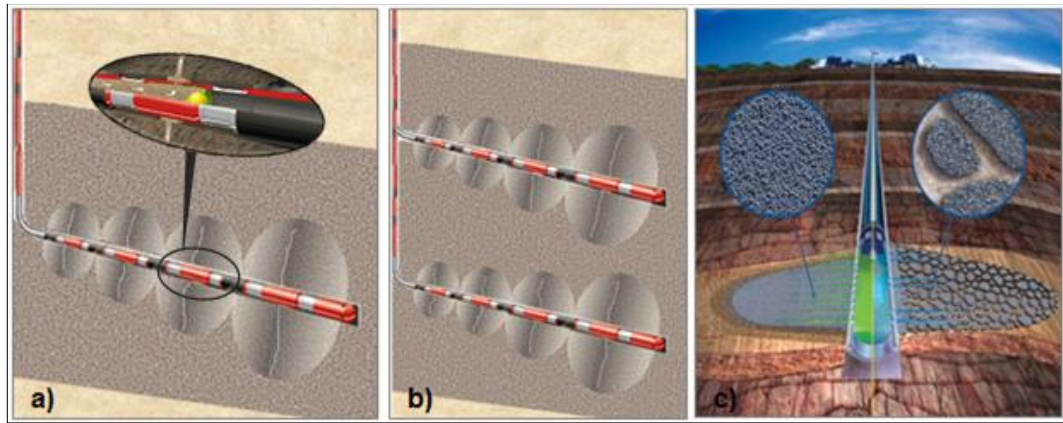
**1.1.3. HiWAY.** Es una técnica de fracturamiento novedosa desarrollada por Schlumberger que permite crear una red de canales abiertos a través del empaque del apuntalante, reemplazando el tradicional empaque continuo, esto permite obtener una mayor conductividad en la fractura (Figura 1.c).

Inicialmente el proceso de fracturamiento se desarrolla de manera convencional, el proceso difiere en la etapa de lechada de propante, donde se ubica el material apuntalante en la fractura permitiendo que los canales permanezcan abiertos. Para generar los empaques de propante de la técnica HiWAY es necesario que la segunda etapa este compuesta por pulsos alternados de fluido con y sin propante, y con el fin de proporcionar una distribución uniforme de los baches (columnas) de propante se incluyen fibras en todos los pulsos (limpios y con propante)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Schlumberger, 2012 Copyright, Traduced of Oilfield Review 2011:23 no 3.

**Figura 1. Técnicas de Fracturamiento Hidráulico**



Fuente: Figuras a & b Autores, Figura c) Oil field review. Fracturamiento con canales de flujo abiertos, una vía rápida para la producción, 2011.

## 1.2. PARÁMETROS DE LA FRACTURA

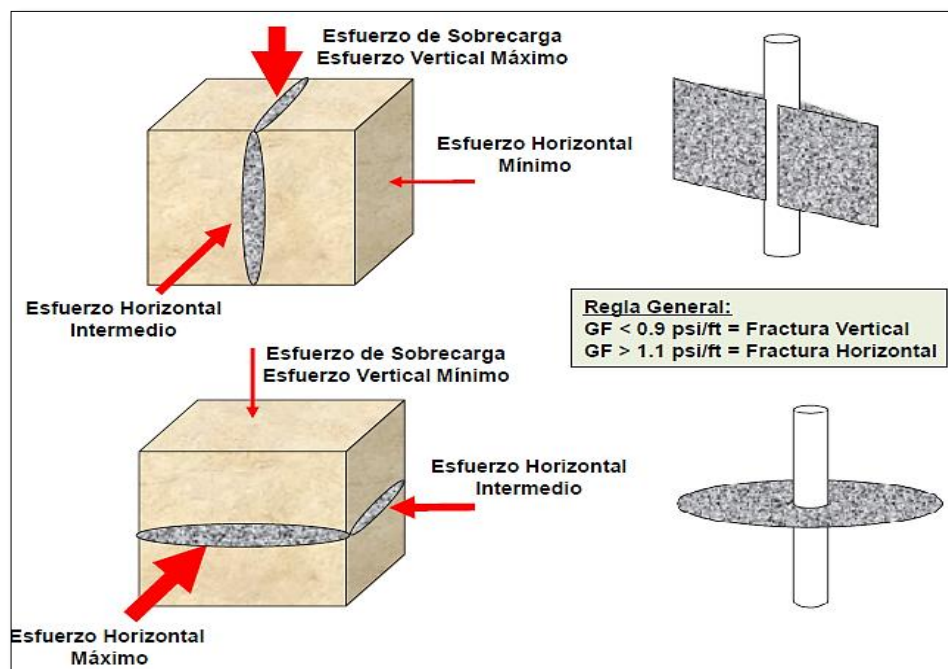
Uno de los aspectos claves en el diseño de un proceso de fracturamiento es la fractura hidráulica, incluso es el factor que determina el éxito del tratamiento, pues como ya se ha mencionado ésta provee una conexión formación- fracturas naturales- pozo y por ende es el medio de flujo de fluidos hacía el pozo. Diversos parámetros se encuentran ligados al diseño y comportamiento de la fractura obtenida, a continuación se mencionan algunos de ellos.

**1.2.1. Orientación y geometría de la fractura.** La fractura se propaga en dirección perpendicular al esfuerzo principal mínimo existente en el yacimiento, es decir paralelamente a la del esfuerzo principal máximo. En formaciones someras el esfuerzo principal mínimo es el vertical, por lo cual se obtienen fracturas

horizontales; en yacimientos con profundidades superiores a 1000 ft el menor esfuerzo será probablemente el horizontal y se obtendrán fracturas verticales.<sup>2</sup>

Numerosos estudios demuestran que las zonas donde existen fracturas naturales el mayor esfuerzo es el vertical, que es igual a la presión efectiva. De igual forma zonas donde existen fallas geológicas transversales el esfuerzo principal máximo es el horizontal.<sup>3</sup>

**Figura 2.** Orientación de la Fractura hidráulica



<sup>2</sup> ÁLVAREZ L. Blanca, Fracturamiento Hridráulico Multietapas, Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos, México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, pag 22.

<sup>3</sup> BJ Services Company S.A Handbook of Hydraulic Fracturing. 1986.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido, así como los esfuerzos en la formación y su distribución en el medio poroso<sup>4</sup>, sin embargo el comportamiento de las variables relacionadas con las dimensiones de la fractura está sujeto a cambios espontáneos respecto a las condiciones dinámicas en yacimiento.

Una fractura hidráulica puede caracterizarse por tres dimensiones, Ancho, longitud y altura. La altura es controlada por la mecánica de rocas que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta. A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos ( $\Delta\sigma$ ) de los estratos de la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta (ideal para el fracturamiento); por el contrario si  $\Delta\sigma$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce. Si la presión neta es menor al diferencial de los perfiles de esfuerzos ( $P_{net} < \Delta\sigma$ ), la fractura hidráulica creada será perfectamente confinada en el espesor de la formación productora<sup>5</sup>.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, Vertical u oblicua<sup>3</sup>. Con respecto a fracturas verticales, se considera en principio que su altura es constante y que se propaga hasta encontrar estratos que la limiten (pueden existir estratos con diferentes propiedades, lo cual produce una contención vertical). En fracturas horizontales la presión mínima para generar la fractura es la presión de sobrecarga

---

<sup>4</sup> CÁRDENAS M, José Carlos. Desarrollo de un modelo analítico para predecir la geometría de fractura y el flujo de fluidos en operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos viscoelásticos. Trabajo de grado- Maestría en ingeniería de hidrocarburos, Bucaramanga, Universidad industrial de Santander, 2011. p 37.

<sup>5</sup> ÁLVAREZ, Op. cit, p 25.

(*overburden*) y su geometría se define solo con dos parámetros, ancho y radio de penetración. Durante el proceso de diseño de la fractura la altura (que se fija a “*priori*”) es de gran incidencia puesto que determina la geometría creada, (permite calcular el ancho y la longitud basado en algunas suposiciones a través de la solución de un sistema de ecuaciones), la ubicación del material de soporte y el correspondiente incremento de la productividad.<sup>6</sup>

Los conceptos planteados anteriormente permiten llegar a la construcción del modelo de fractura y predecir su crecimiento. Existen tres tipos de modelos de geometría de fractura:

- Modelos en dos dimensiones (2D)
- Modelos en pseudo tres dimensiones (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensiones (3D)

La fractura puede propagarse lateral y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzos local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> CÁRDENAS, Op. cit, p 37.

<sup>7</sup> Ibid. p 38.

**1.2.2. Conductividad de la fractura.** La capacidad de flujo o conductividad (capacidad de la fractura para transportar los fluidos desde el yacimiento al pozo) es función del ancho de fractura obtenida y la permeabilidad del empaque del apuntalante, ecuación 1. Es una propiedad muy importante puesto que en cierta medida de ella depende el índice de productividad (IP).

$$F_c = k_f * W \quad (1)$$

Dónde:

**F<sub>c</sub>** = Conductividad de la fractura [md-ft]

**K<sub>f</sub>** = Permeabilidad de la fractura [md]

**W** = Ancho de la fractura [ft]

El propante es el único material que permanece en la fractura al iniciar la producción y está íntimamente ligado al comportamiento de la conductividad y cualquier efecto que esto cause en la producción del pozo; algunas de sus propiedades son determinantes en el comportamiento de la conductividad inicial de la fractura, entre ellas, tamaño de grano, esfericidad y redondez. Sin embargo bajo las condiciones dinámicas del yacimiento la conductividad debe ser mantenida y muchas otras propiedades del apuntalante deben ser tenidas en cuenta.

**1.2.3. Conductividad adimensional de la fractura.** El fracturamiento hidráulico intenta crear un camino altamente conductivo dentro del yacimiento. La productividad de una fractura hidráulica apuntalada depende del contraste entre la conductividad y la capacidad de entrega de la formación. Esta relación es descrita por la conductividad adimensional de la fractura (Hanna, et al., 1996). Ecuación 2.

$$FCD = \frac{k_f * W}{k_m * X_f} \quad (2)$$

Dónde:

**FCD**= Conductividad de la fractura adimensional

**K<sub>m</sub>**= Permeabilidad de la formación [md]

**X<sub>f</sub>** = Longitud media de la fractura [ft]

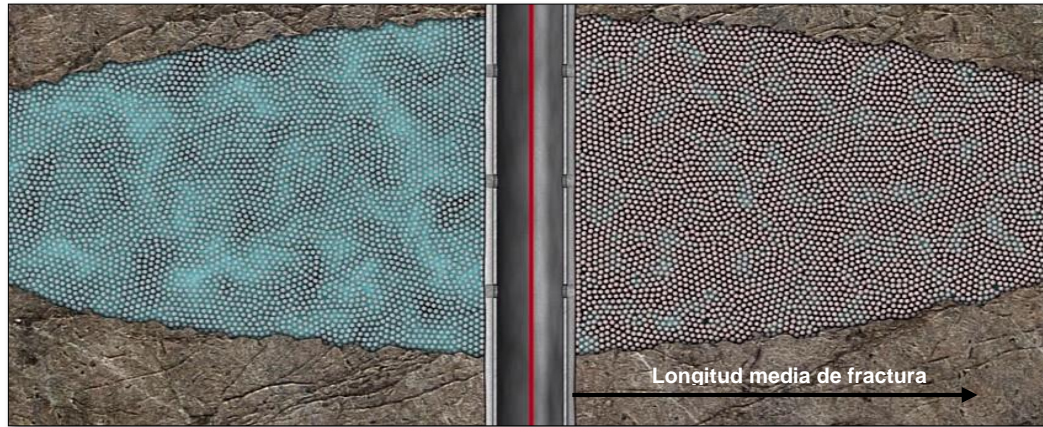
**Permeabilidad de la fractura (K<sub>f</sub>):** la permeabilidad se ve afectada por la porosidad de la fractura, es decir, por la relación de volumen vacío -volumen total, que a su vez depende de la concentración, angularidad y distribución del material propante dentro de la misma.

**Ancho de fractura (W):** es primordial que haya una justa separación entre las paredes (ancho de la fractura) para el ingreso de los granos del propante, suficientemente grande para que estos no se “atasquen” y se cause un bloqueo inicial en la fractura, llevando a un empaquetamiento pobre. Mantener el ancho de fractura inicial es un factor que depende del tamaño y resistencia del propante, la presión de confinamiento y la dureza de la formación.

**Permeabilidad de la formación (K<sub>m</sub>):** la permeabilidad de estos yacimientos (Shale - no convencionales) se encuentra en el orden de 1 mD para shale oil y de 0,001 a 0,0000001 mD para Shale gas, yacimientos de estas características, en comparación con aquellos de media o alta permeabilidad se caracterizan geológicamente por una pobre continuidad y alta heterogeneidad.

**Longitud media de la fractura ( $X_f$ ):** está definida como la propagación real de la fractura hidráulica en la formación, es diferente de la longitud apuntalada.

**Figura 3 .**Propagación y longitud media de la fractura hidráulica



Fuente: optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque, Oilfield Review.

**Tabla 1.** Efectividad del fracturamiento Hidráulico

CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL	EFFECTIVIDAD
FCD < 10	Fracturamiento pobre
10 < FCD < 50	Fracturamiento bueno o excelente
FCD > 50	Fracturamiento excelente

Fuente: optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque, Oilfield Review

**1.2.4. Porosidad y permeabilidad efectivas de la fractura.** Es importante introducir los conceptos de porosidad y permeabilidad efectivas de la fractura debido a que el sistema en general se encuentra representado por una red de fracturas, pero a su vez este está compuesto por la matriz, fracturas naturales, y la fractura hidráulica y se busca representar el flujo entre dichos componentes. Se hace necesario el cálculo de la porosidad (ecuación 3) y permeabilidad (ecuación 4) efectivas de fractura que represente las fracturas naturales con permeabilidad y porosidad correspondientes a cada caso<sup>8</sup>, este concepto es ampliamente usado en modelos de simulación.

$$\phi_{eff} = \frac{W_{fr} * L_{fr} * H_{fr}}{W_{lgr} * L_{lgr} * H_{lgr}} \quad (3)$$

$$k_{eff} = \frac{W_{fr} * k_{fr}}{W_{lgr}} \quad (4)$$

Donde:

**W** = ancho [ft]

**L** = Longitud [ft]

**H** = altura [ft]

**Fr** = fractura

**Lgr** = celda donde se encuentra la fractura

---

<sup>8</sup> Cárdenas Montes, José Carlos. Efecto del pressure dependent permeability sobre los pronósticos de producción en el modelamiento numérico de shale plays. Acipet 2013.

### 1.3. INFLUENCIA DE VARIABLES GEOMECÁNICAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para garantizar el éxito de un fracturamiento hidráulico es importante estudiar todos aquellos parámetros geomecánicos involucrados en dicha operación, ya que un análisis de ellos ayuda a establecer condiciones operacionales y caracterizar el sistema objeto de estudio.

**1.3.1. Presión de ruptura de la formación.** Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta cierto valor en el cual la formación falla y se rompe generando el fracturamiento. Esta presión máxima alcanzada corresponde a la presión de ruptura de la formación.

**1.3.2. Presión de cierre.** Al finalizar el bombeo desaparecen todas las presiones de fricción quedando solo las presiones dentro de la fractura y la hidrostática del pozo, la cual cierra la fractura sobre el material propante. Esta última presión medida justo después de que el bombeo finaliza, es conocida como la presión instantánea de cierre, ISIP.

**1.3.3. Presión de tratamiento.** La presión de tratamiento corresponde a la presión que se debe aplicar en superficie para lograr fracturar la formación, es decir, la presión con la cual es bombeando la mezcla de fluido fracturante con material de soporte, y es proporcionada por los equipos disponibles en superficie, ecuación 5. Esta presión matemáticamente se expresa como:

$$P_s = P_f + P_{ft} + P_{perf} - P_h \quad (5)$$

Dónde:

**$P_f$**  = presión necesaria para fracturar la formación y extender la fractura, Psi.

**$P_{ft}$**  = perdidas por fricción e la tuberías.

**$P_h$**  = presión hidrostática, PSI

**1.3.4. Presión de fractura de la formación.** También conocida como presión de tratamiento en el fondo o BHTP por sus siglas en inglés, es la presión requerida en fondo de pozo para fracturar la formación. Esta presión se obtiene del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$BHTP = G_f * D \quad (6)$$

Dónde:

**$G_f$**  = Gradiente de fractura, Psi / ft.

**$D$**  = Profundidad total medida, ft.

La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. Como es bien sabido, el gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, este cambia a medida que el yacimiento se depleta. De cualquier modo, frecuentemente es realizada una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación, con el fin de verificar el gradiente usado para el diseño de acuerdo a la presión obtenida en la prueba.

## 1.4. PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA

La forma en la cual responde la deformación de un material ante la aplicación de una carga permite determinar qué tipo de modelo matemático se puede utilizar para simular este comportamiento, ya sea elástico lineal, no lineal, plástico, viscoso entre otros; una gran cantidad de materiales, incluidas las rocas presentan un comportamiento lineal elástico a cargas relativamente bajas, permitiendo caracterizar este comportamiento a través de la Ley de Hooke.

**1.4.1. Módulo de Young (E).** También conocido como Modulo Elástico (Y) es la propiedad más importante a tener en cuenta en el diseño de una fractura hidráulica y se define como la cantidad de esfuerzo requerido para deformar una roca en cierta proporción, ecuación 7, indica la rigidez y la dureza de la roca, caracteriza el comportamiento de un material elástico según la dirección en la cual se aplique la fuerza. Matemáticamente se define como la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal<sup>9</sup>.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (7)$$

Donde:

**E** = Módulo de Young.

**$\sigma$**  = Esfuerzo.

**$\varepsilon$**  = Deformación

---

<sup>9</sup> CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

Normalmente, para el módulo de Young se considera el mismo valor, tanto para tensión como para compresión. Su valor, en la mayoría de los casos es muy alto, del orden de los 109 Pascales; en el caso de las rocas, varía entre 1 y 100 GPa. En rocas, un módulo de Young alto, significa que la roca tiene una alta resistencia y que no se deforma con facilidad. Esto significa por ejemplo que, en un fracturamiento hidráulico, el propante tiende a enterrarse en una roca más dúctil (Modulo de Young bajo) y tiende a romperse en una roca más rígida (Modulo de Young alto), fluyendo por el canal de fractura y afectando los canales de flujo<sup>10</sup>.

**1.4.2. Relación de Poisson ( $\mu$ ).** Esta refleja la capacidad de un material de deformarse o expandirse, es un parámetro adimensional y conceptualmente es la relación entre la deformación lateral, es decir la deformación que es perpendicular al esfuerzo aplicado con la deformación longitudinal que está orientada en dirección al esfuerzo aplicado<sup>11</sup>, ecuación 8.

$$\vartheta = -\frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} \quad (8)$$

Donde:

$\vartheta$  = Relación de Poisson.

$\varepsilon_x$  = deformación lateral.

$\varepsilon_y$  = deformación longitudinal.

---

<sup>10</sup> POLLARD, D. D., FLETCHER, R. C. (2005) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

<sup>11</sup> MEANS, W. D. (1976) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

Los rangos en los que se mueve esta propiedad en rocas esta entre 0.1 para el caso de muestra de una nivel de deformabilidad muy bajo, hasta valores cercanos a 0,4 donde la roca es muy deformable, de lo cual cabe resalta que el dato más alto con sentido físico es de 0,5 y corresponde al agua.

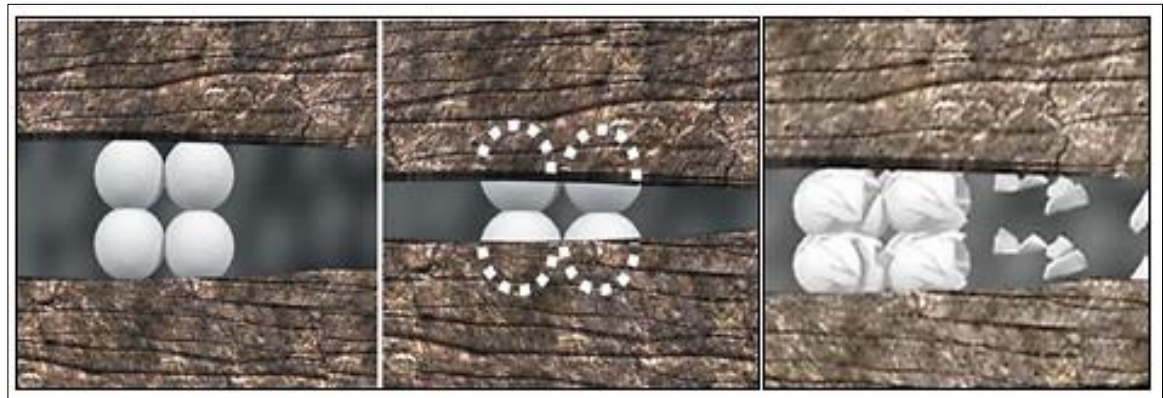
**1.4.3. Modulo elástico de Bulk.** Esta variable representa la respuesta de un material al ser sometido a una condición de carga hidrostática (tres esfuerzos ortogonales iguales), y relaciona el cambio volumétrico que experimenta una muestra a ser sometida a un cambio de esfuerzos en condición hidrostática, ecuación 9.

$$k = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (9)$$

Donde ( $\sigma$ ) y ( $\varepsilon_v$ ), representan el esfuerzo hidrostático y deformación volumétrica respectivamente.

Es importante resaltar el papel de la geomecanica en el fracturamiento hidráulico puesto que una mala selección de propante de acuerdo a las condiciones de esfuerzo a los que estarán sometidos en fondo de pozo afectan dos aspectos principalmente y pueden marcar diferencia en el éxito de un trabajo de este tipo, por otra parte la conductividad de la fractura puede verse afectada por otros fenómenos, uno de ellos es el empotramiento del propante en la ruptura del material propante por efecto de presión. A continuación se describen en detalle las principales características de estos problemas que traen consigo la pérdida de conductividad.

**Figura 4.** Aplastamiento y Empotramiento del propante



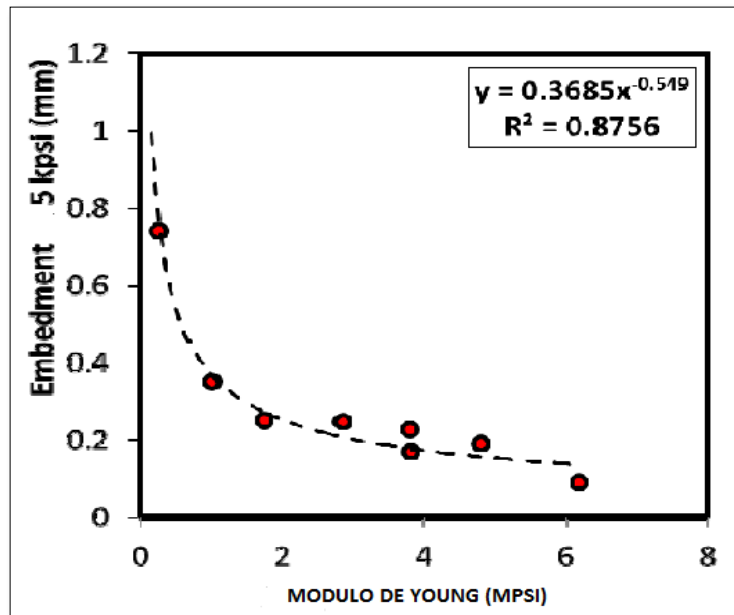
Fuente: J.M Terracina SPE J.M Turner, SPE, D. H Collins, SPE, and S.E Spillars, SPE, Hexion 2010, Proppant Selection and its Effect on the results of Fracturing treatments performed in Shale formation

El *Embedment* (empotramiento del propante) es debido a un comportamiento elástico de la roca y rígido del material apuntalante, el cual se va incrustando poco a poco en la roca hasta el punto en que la fractura puede llegar a cerrarse. El empotramiento del propante se puede ver afectado por la mayor o menor deformabilidad de la roca, la rigidez del propante, el tamaño de los granos y los esfuerzos aplicados en la fractura entre otros, al igual que el *crushing*, el empotramiento afecta la conductividad de la fractura, ya que al reducirse el ancho de fractura, el área de flujo disponible también se ve afectada.

Uno de los factores que contribuyen en mayor proporción al empotramiento del propante se debe al incremento de arcilla que contiene la formación la cual genera un incremento de la ductibilidad de esta y por ende una reducción en el módulo de

Young de la misma, mostrando como resultado un incremento del empotramiento a medida que el módulo de Young de la formación se reduce<sup>12</sup>, (Figura 5).

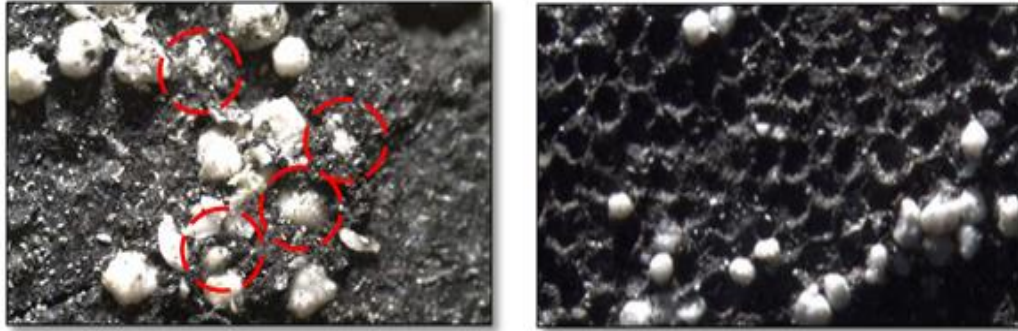
**Figura 5.** Efecto del Módulo de Young sobre la profundidad de empotramiento



Fuente: Alramahi, B, Sundberg, M.I “Proppant Embedment and Conductivity of Hydraulic Fractures in Shales”

<sup>12</sup> Alramahi, B, Sundberg, M.I “Proppant Embedment and Conductivity of Hydraulic Fractures in Shales” This paper was presented at the 46 US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Chicago, IL, USA, 24-27 June 2012

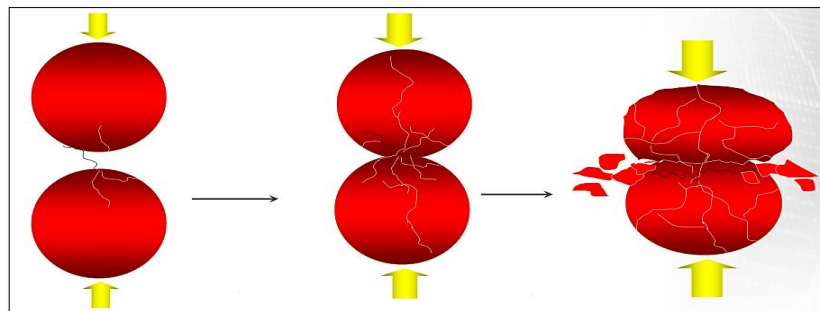
**Figura 6.** Empotramiento del propante y pérdida de conductividad



**Fuente** Terracina J.M. "Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations" SPE 135502

Por otra parte el *Crushing* es el segundo fenómeno que afecta el ancho de la fractura y contribuye a una disminución progresiva de este debido a la ruptura y degradación del propante, causada generalmente a la fuerza que ejerce la formación sobre éste, conocida como presión de cierre (tendencia normal de la formación a volver al estado en el cual se encontraba antes de fracturarse) y la variación de esfuerzos generada en el yacimiento cuando inicia la producción del pozo.

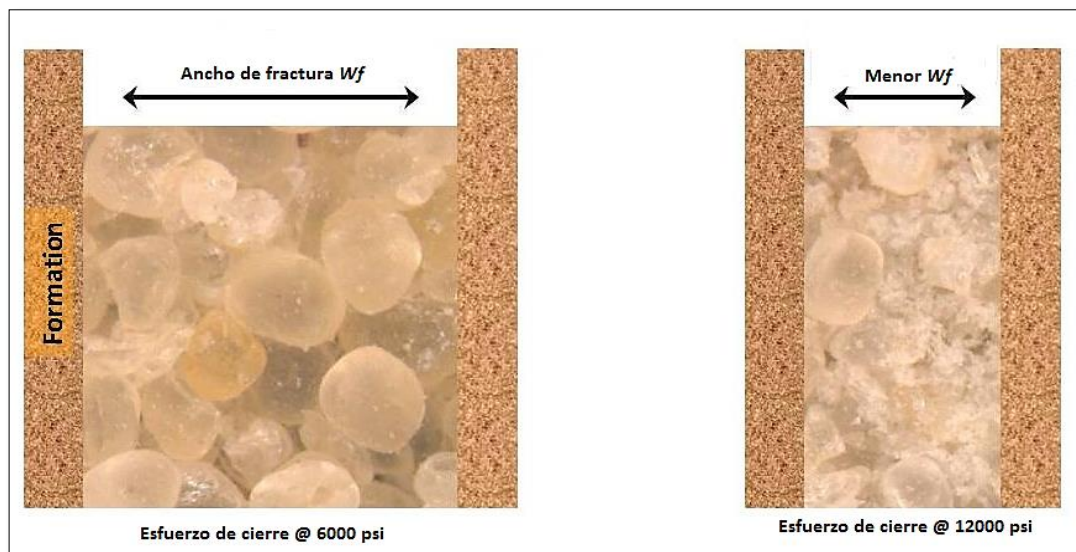
**Figura 7.** Esfuerzo de la formación sobre el propante.



Como ya se ha mencionado, el material apuntalante posee una resistencia característica dependiendo de sus propiedades, sin embargo cuando la presión en el yacimiento excede esta resistencia del propano, el material comienza a fracturarse progresivamente, conduciendo a su degradación y al desprendimiento de partículas finas.

Otro escenario a considerar es cuando la resistencia del propano es mucho mayor que la necesaria para mantener la fractura abierta, el impacto en este caso será en términos económicos, ya que el costo del propano aumenta, debido a que son necesarios un sin número de tratamientos que le confieran estas características particulares.

**Figura 8.** Disminución del ancho de fractura con mayores esfuerzos de cierre.



Fuente: [www.carboceramics.com.co](http://www.carboceramics.com.co)

## 1.5. FACTORES QUE AFECTAN DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

El desempeño de la producción en los yacimientos de *Shale* depende en gran medida de una buena conductividad en la red de fracturas presentes en el volumen de drenaje del pozo, conocido como SRV por sus siglas en inglés (Stimulated Reservoir Volume).<sup>5</sup>

La reducción de la conductividad es el resultado de una larga cadena de fenómenos que ocurren en la formación. Todos y cada uno de los parámetros relacionados con la conductividad deben ser optimizados, contemplando las circunstancias de mayor susceptibilidad. Algunos factores que afectan y conllevan en gran medida a una reducción en la conductividad se mencionan a continuación:

- Tipo de propante
- Tamaño y distribución de los granos
- Concentración del material en la fractura
- El esfuerzo efectivo sobre el propante
- Degradación bajo condiciones in-situ.

**1.5.1. Tipo de Propante**<sup>13</sup> . En la industria del petróleo se tienen varios tipos de propantes, siendo el más convencional y de mayor uso la arena natural. También se han desarrollado materiales de soporte que son más resistentes y capaces de

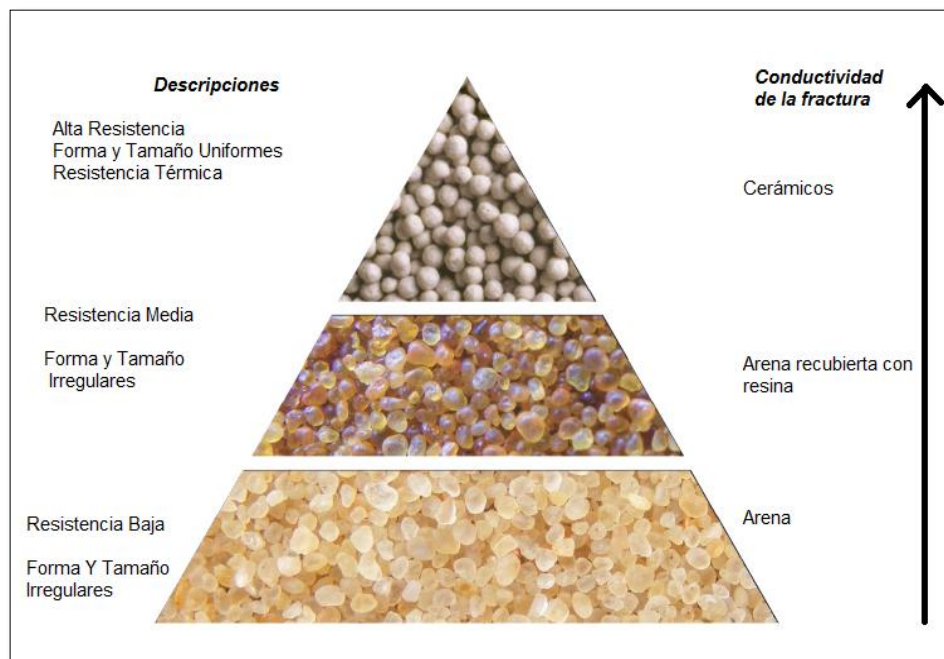
---

<sup>13</sup> ECONOMIDES, Michael (2007). Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

soportar mayores presiones de confinamiento en el fondo del pozo, son conocidos como propantes de intermedia y alta Resistencia.

Existen dos categorías de propantes que son usados actualmente, arenas naturales y cerámicos o propantes de bauxita. Las arenas son utilizadas para formaciones con presiones de cierre menores a 6000 psi, que comúnmente se presentan a profundidades inferiores de 8000 pies. Mientras que los propantes cerámicos son usados para formaciones con presiones de cierre mayores de 6000 psi, también pueden ser utilizadas en casos donde se necesite una alta permeabilidad, para optimizar la conductividad de la fractura.

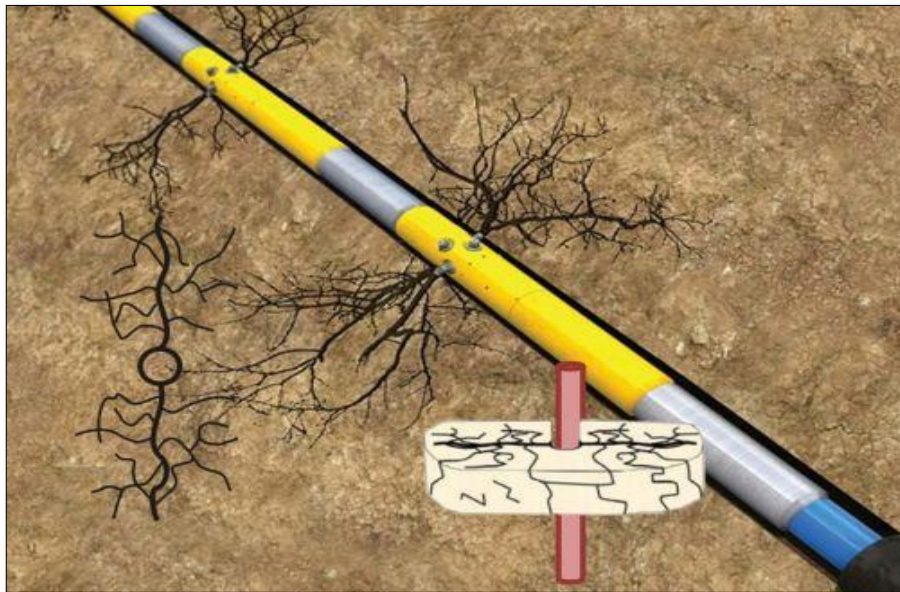
**Figura 9.** Tipos de propante



Modificado de: CARBO CERAMICS 2012, An Introduction to Proppants and Their Properties.

**1.5.2. Tamaño y distribución de los granos.** En fracturas convencionales, donde se trabaja con canales de alta conductividad, es posible utilizar granulometría de 20/40 a 12/20, en este tipo de yacimientos una malla fina como la 100 es raramente utilizada y no es considerada como agente de sostén, pero sí como reductor de filtrado. En yacimientos de shale se busca primero, generar una red de fracturas de poco ancho que se crucen en varias direcciones (figura 5) y generar una fractura principal que las conecte al pozo. Considerando que el ancho de la fractura obtenida no será de gran tamaño se necesitan primero granos muy finos (por ejemplo: malla 100) y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 40/70).

**Figura 10.** Red de fracturas en yacimientos no convencionales



Fuente: optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque, Oilfield Review

**1.5.3. Concentración del propante.** Este parámetro es un factor determinante en el comportamiento de la fractura, pues define de manera directa el número de capas que conforman el empaquetamiento del propante. Es ideal conocer con anticipación la concentración adecuada, considerando que a partir de esta se podría calcular y obtener un máximo de ancho empaquetado; de esta manera la conductividad de la fractura puede optimizarse, a mayor concentración se obtendrán anchos de fractura mayores y por consiguiente mayor capacidad de flujo. Sin embargo no se debe exceder en este parámetro, pues en lo posible se debe evitar la sobresaturación y bloqueo en la cara de la fractura, además una mayor concentración requiere altas cantidades de material propante y por ende un aumento de los costos del tratamiento. Se ha reportado que “la concentración de propante manejada en tratamientos de fracturamiento hidráulico debe ser  $2 \text{ lb/ft}^2$ ”,<sup>14</sup> sin embargo este valor es raramente alcanzado, difícilmente puede lograrse una concentración de  $1 \text{ lb/ft}^2$ . “En yacimientos de shale se han usado concentraciones del orden de  $0.3 - 0.5 \text{ lb/ft}^2$ .”<sup>15</sup>

La gráfica 1 muestra el efecto de la concentración areal sobre la conductividad de la fractura, en ella se comparan las curvas base de conductividad para una arena (Brady sand) de malla 30/50 a diferentes concentraciones.

**1.5.4. Esfuerzo efectivo sobre el propante.** Es el esfuerzo que el propante tendrá que soportar para mantener la fractura abierta. Este esfuerzo se incrementa cuando la presión de poro es reducida. Cuando existen grandes caídas de presión el

---

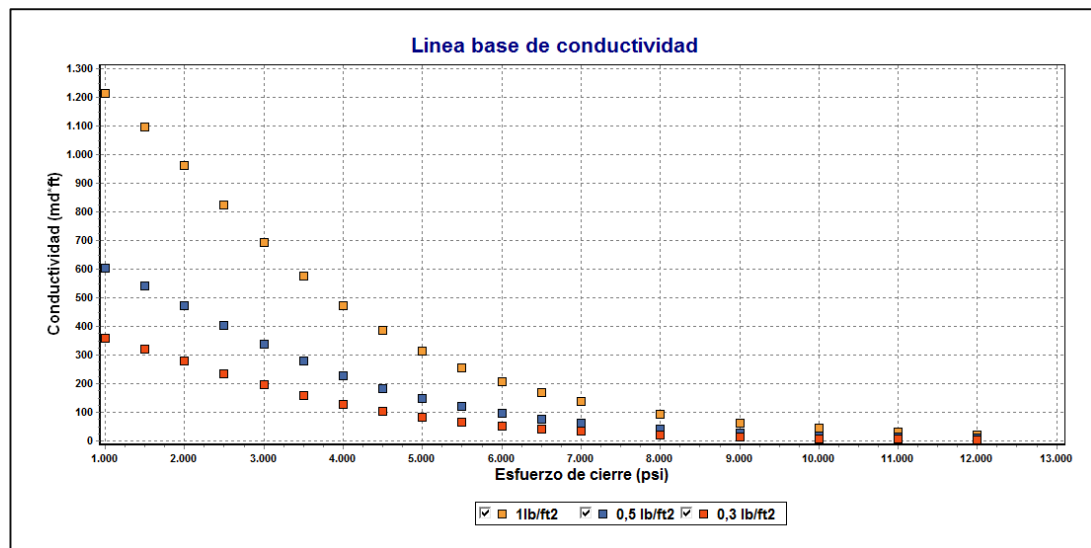
<sup>14</sup>SALDUNGARAY. Pedro “Hydraulic Fracture Optimization in Unconventional Reservoirs” SPE 151128, presentation at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 23–25 January 2012.

<sup>15</sup> BULOVA M.N, Cheremisin Jr “Evaluation of the Proppant-Pack Permeability in Fiber-Assisted Hydraulic Fracturing Treatments for Low-Permeability Formations” SPE 100556, presented at the 2006 SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 15–17 May 2006.

material que se encuentra cercano a la cara del pozo está sometido a un mayor esfuerzo que el que está a lo largo de la fractura, esto se debe a que la caída de presión es más rápida en la cara del pozo por efectos de la producción. El esfuerzo efectivo puede ser calculado a partir de la siguiente expresión, ecuación 10:

$$\text{Esfuerzo Efectivo} = (\text{Presion de cierre}) - (\text{Esfuerzo In. Situ}) \quad (10)$$

**Gráfica 1.** Efecto de la concentración áreal del apuntalante en la conductividad de la fractura.



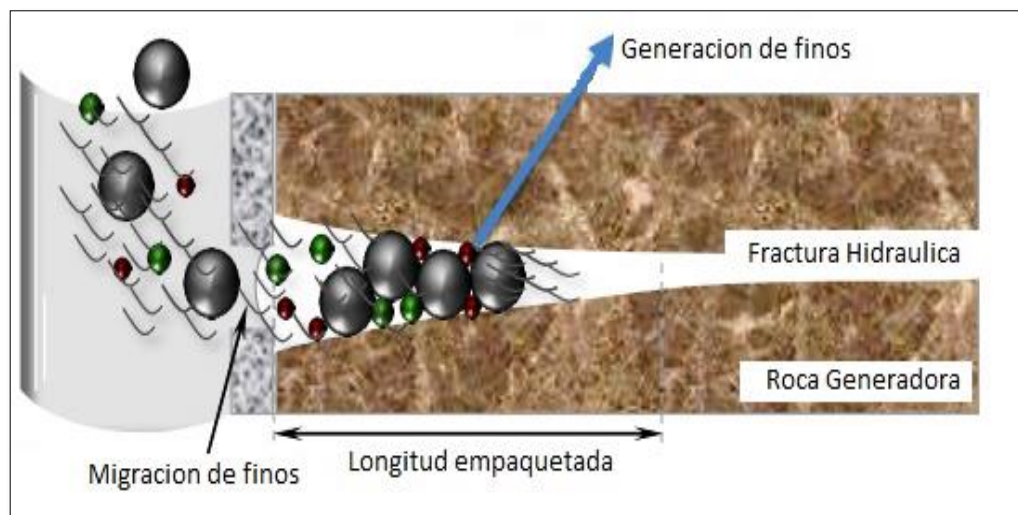
Fuente: Stim – Lab Predict- K , Versión 13.1

**1.5.5. Degradación bajo condiciones in-situ.** Durante la producción, el material apuntalante y la formación coexisten en un ambiente rico en minerales, bajo altas presiones y altas temperaturas lo cual es propicio para el inicio de la diagénesis de dicho material, resultando así en la formación de depósitos que pueden llenar los espacios porosos del empaque del propante y reducir la conductividad de la fractura, este proceso es conocido como un proceso geológico el cual ocurre dentro de la fractura creada.

## 2. PROPIEDADES Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROPANTE EN YACIMIENTOS DE SHALE

Con el fin de evitar el cierre de la fractura se implementó la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado con material granular de manera que actúe como agente de sostén de las paredes. Este material llamado propante es un material natural o artificial, utilizado para mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se producen (Figura 11), conservando a concentraciones apropiadas la conductividad de la misma según las características mecánicas del yacimiento.

**Figura 11.** Fractura apuntalada



Fuente: BOGDAN, Andrey. Simulation SIG Workshop. SDR, Noviembre 2013

El material apuntalante varía su composición desde simple cuarzo hasta materiales cerámicos de alta resistencia, clasificados por su forma, tamaño, entre otras características. Estos materiales se mezclan en superficie con los fluidos de fracturamiento para luego ser depositados en la fractura abierta mediante la lechada. La principal función de este material es mantener la conductividad de la fractura durante la vida productiva del pozo, por ende debe ser lo suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre de la fractura tanto al final del tratamiento, como durante la producción, pues es en ese momento donde se experimenta cambios a los esfuerzos de la formación y presión fluyente.

Una elección inadecuada del material de sostén puede conducir al fracaso de la operación o en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas del proyecto; de ahí la importancia de conocer sus propiedades físicas y composición para una adecuada selección.

## **2.1. PROPIEDADES FISICAS DEL PROPANTE**

Las propiedades del propantes que afectan el éxito de un fracturamiento hidráulico incluyen: tamaño, distribución del tamaño del grano, calidad (% de impurezas), redondez y esfericidad, densidad del propante y la porosidad de la fractura empaquetada entre otras, en la tabla se muestran las propiedades físicas de algunos propantes.

**Tabla 2.** Propiedades físicas del material apuntalante

PORPIEIDADES FISICAS	EconoProp	Sinterball	Bagder
Solubilidad en acido	1,7	6,2	0,52
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	1,6005	2,086	1,704
Maximo esfuerzo (Psi)	11259,8	15688,8	8027,8
Diametro (in)	0,0204	0,01903	0,01747
Porosidad (%)	0,3923	0,4184	0,3542
Redondez	0,9	0,85	0,8
Gravedad especifica	2,683	3,687	2,64
Esféricidad	0,9	0,86	0,75

**2.1.1. Densidad bulk<sup>16</sup>** Representa la densidad aparente del material, y se calcula como la relación matemática entre la masa de material propante que ocupa un volumen de 100. El valor de densidad *bulk* para algunos materiales cerámicos es menor que para propantes convencionales, lo cual permite que todos los propantes ultralivianos proporcionen una reducción en cantidad de masa.

**Tabla 3.** Densidad *Bulk* para propantes convencionales y ultralivianos

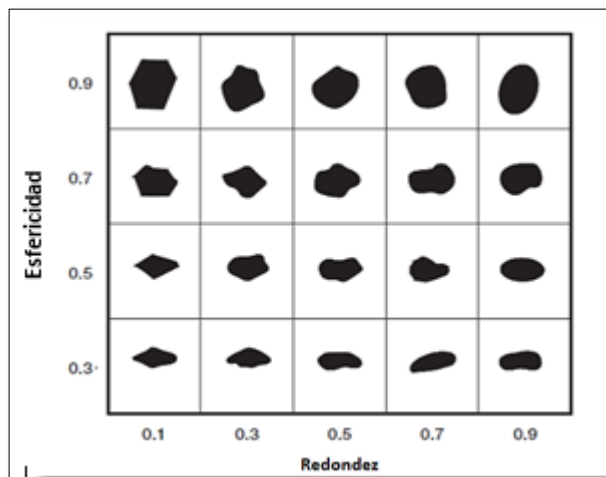
Propante	Densidad Bulk (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad Bulk (lb/ft <sup>3</sup> )
Arena	1.65	103
Bauxita	2.00	124,85
RCS	1.53	95,51
LWC	1.57	98
ISP	1.88	117,36
Carbolita	1.57	98
ULWP-1.25	0.74	46,19
ULWP-1.75	1.25	78
ULWP-1.50	0.87	54,31
ULWP-1.08	0.66	41,2

**Fuente** Revista Fuentes: El Reventón Energético vol. 11 N 1 de 2013 “Implementación de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos”

<sup>16</sup> SERRANO, Daniela. PINEDA, Cesar. CORZO, Reinel. CASTILL, Darío , Revista Fuentes: El Reventón Energético vol. 11 N 1 de 2013”Implementacion de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos”

**2.1.2. Esfericidad y redondez.** Se debe evaluar qué tanto se aproxima la partícula de propante a una esfera (esfericidad) y tener una medida relativa de la forma de las esquinas y curvaturas de la partícula (redondez). La esfericidad y redondez son características muy importantes en el momento de analizar la efectividad de los propantes en operaciones de fracturamiento hidráulico. Si se tienen valores altos, el paquete de propante que soportará la fractura tendrá mayor facilidad para que los fluidos se desplacen desde el yacimiento hasta la cara del pozo pues tienen más espacio en el canal creado para poder fluir. Por el contrario, si las partículas son angulares, se hará más tortuoso el camino que deben seguir los fluidos del yacimiento para llegar a la cara de pozo. Se han desarrollado numerosos métodos para determinar la forma y la identidad geométrica de los granos de arena<sup>17</sup>. Algunos son tediosos y complicados, y otros consisten esencialmente en la comparación visual con tablas patrones como se muestra en la figura 12.

**Figura 12.** Diagrama de Krumbien/Sloss



**Fuente** Norma API RP 56

<sup>17</sup> Mei Yang, Cadre Proppants, Xicai Liu, Di Jiao. Corelab, Michael J. Economides. Hydraulic Fracture Desing Flaws- Proppant Selection. University of Houston. SPE 165328. 2013

**2.1.3. Gravedad Específica.** Es la medición de la densidad absoluta de la partícula de apuntalante con relación al agua. Los bajos valores de gravedad específica inciden en la cantidad de masa necesaria para llenar la fractura hidráulica creada; si se tiene una cantidad de masa de propante convencional para llenar un volumen determinado de fractura, ésta también puede ser llenada por material ultraliviano utilizando menor cantidad de masa que la que se usa convencionalmente.

**Figura 13.** Gravedad específica para diferentes tipos de propantes

	ULWP's	Convencionales	
	ULWP-1.25 GE=1.25	Arena GE=2.65	
	ULWP-1.08 GE=1.08	Bauxita GE=3.55	
	ULWP-1.50 GE=1.50	RCS GE=2.55	
	ULWP-1.75 GE=1.75	LWC GE=2.71	
	ULWP-2.02 GE=2.02	ISP GE=3.27	
	Monoprop GE=1.08	Carbolita GE=2.714	

**Fuente** Revista Fuentes: El Reventón Energético “Implementación de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos.

**2.1.4. Resistencia a la ruptura<sup>18</sup>.** En algunos momentos de la vida productiva del pozo el propano es sometido a altos esfuerzos de compresión produciendo así la ruptura de los granos, generando partículas de menor tamaño y forma indefinida. El grado de ruptura depende del esfuerzo aplicado, la geometría del grano, la concentración superficial, la granulometría y de la dureza de las superficies de apoyo. El API recomienda que los límites máximos para arena son:

Para tamaño de malla 12/20 – 16 % a 3000 psi

Para tamaño de malla 20/40 – 14 % a 4000 psi

El API recomienda que los límites máximos para propanos de alta resistencia (cerámicos) son:

Para tamaño de malla 12/20 -25 % a 7500 psi

Para tamaño de malla 16/20 -25% a 10000 psi

Para tamaño de malla 20/40 -10% a 12500 psi

Para tamaño de malla 40/70 - 8% a 15000 psi

**2.1.5. Solubilidad en ácido.** El ensayo de solubilidad es particularmente útil para determinar la proporción de materiales indeseables como feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, etc., que se encuentran en arenas y que son atacados por los ácidos. Normalmente se realizan estos ensayos con ácido clorhídrico y mezclas de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico. Los valores de solubilidad en los materiales de soporte son importantes desde el punto de vista de la calidad del mismo. En algunos

---

<sup>18</sup> CASTAÑEDA, Omar. LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADOS A POZOS DE ACEITE PESADO, Universidad Nacional Autónoma De México

casos, se aplican tratamientos de estimulaciones ácidas a pozos previamente fracturados, por lo cual es importante conocer el grado de alteración provocado por el ácido sobre el manto de arena en la fractura. La norma especifica una solubilidad máxima del 3% en peso para las condiciones indicadas.

**2.1.6. Turbidez**<sup>14</sup>. La prueba de turbidez se basa en la observación de la falta de transparencia de un líquido, debido a la presencia de partículas de propante en suspensión. Se deben obtener valores inferiores a 250 NTU (Unidades Nefelométricas de Turbidez), valor máximo establecido por la norma para materiales de soporte de fracturas hidráulicas.

## **2.2. PROPANTES UTILIZADOS EN YACIMIENTOS DE SHALE**<sup>19</sup>

Los yacimientos de gas no convencionales son complejos y con baja permeabilidad de matriz lo cual trae consigo altas tasas de declinación de la producción inicial y pequeñas áreas de drenaje por pozo, dificultando el aprovechamiento de los recursos. Para este tipo de yacimientos se han desarrollado nuevos materiales con características alentadoras para ser incorporados en condiciones operacionales cada vez más exigentes. A continuación se mencionan los materiales de sostén que se emplean actualmente en este tipo de yacimientos.

---

<sup>19</sup> Terracina J.M., SPE, Turner J.M., SPE, Collins D.H, SPE, and Spillars S.E, SPE “Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations “SPE 135502 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010.

**UFS:** (Arena sin recubrimiento) es un material frágil, que posee mayor capacidad de flujo cuando se disminuye su diámetro. Se usa extensivamente debido a su alta disponibilidad en el mercado y a su bajo costo, comparado con los otros tipos de material de soporte. La Arena cumple la mayoría de las especificaciones, es fuerte, el costo es efectivo, está disponible, y tiende al flujo de retorno o al empotramiento.

**CRCS:** (Arena recubierta con resina Curada) las arenas recubiertas con resinas son propantes de costo intermedio, tiene una gran dureza, resiste el aplastamiento bajo grandes cargas de compresión, y sigue estando en el lugar porque tiene gran fuerza cohesiva, debe ser una consideración primaria en muchos tratamientos de fracturamiento. Esta resina se cura a lo largo de cada uno de los granos de la arena. Cuando estos granos son cubiertos con cantidades propias de resina esta confiere una dureza substancial a los granos de la arena.

Estos materiales son más resistentes y de mejores propiedades y pretenden ser una clase de material con características intermedias entre la arena común y los agentes de alta resistencia.

**LWC:** (cerámicos livianos) estos materiales están compuestos por Mullita, que es un aluminio-silicato de gran dureza. Mas sin embargo estos no alcanzan a ser tan resistentes como la Bauxita, su proceso de fabricación le proporciona un alto grado de esfericidad, lo cual se traduce en una buena conductividad, comparada con las arenas. Estos materiales son utilizados, convencionalmente, en formaciones con presiones de cierre entre 6000 y 10000 psi.

**Tabla 4.** Principales agentes de sostén utilizados en yacimientos no convencionales.

Principales tipos y tamaños de propantes empleados en algunos yacimientos no convencionales		
Formacion	Tipo de propante	# Malla
Fayetteville	Arena Arena / resina	40/70
Haynesville	Arena Arena / resina Ceramicos livianos	40/70 40/80
Baken	Arena Arena / resina Ceramicos livianos	20/40 30/50

**Fuente** Terracina J.M. "Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations" SPE 135502

### 2.3. EVALUACION Y SELECCIÓN DEL PROPANTE

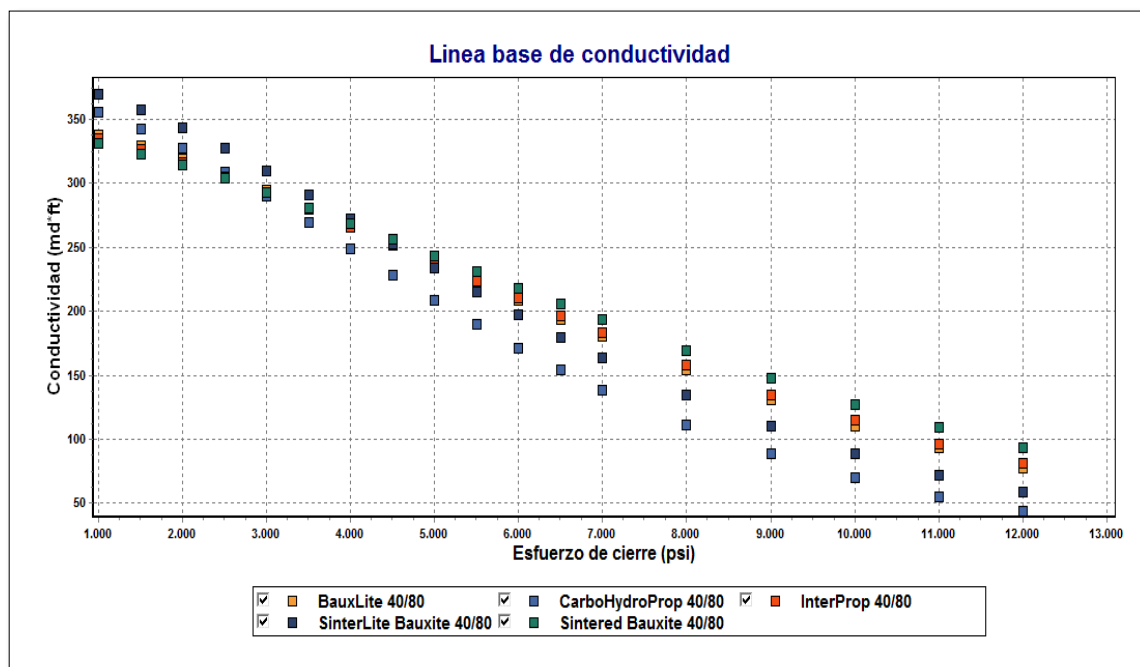
Es preciso resaltar que el propante se ve afectado por esfuerzos de cierre demasiado grandes causando deterioro en la integridad física, lo que trae consigo un efecto negativo para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio. Además, el agente de sostén debe proporcionar un contraste necesario con la permeabilidad de la formación para asegurar el incremento de la producción post fractura. Para la evaluación del material se hace una comparación entre los propantes más comerciales y utilizados en el tratamiento de fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales a partir del rango de ancho de fractura reportados (ancho de fractura promedio 0,2 in), en base a esto se seleccionaron los propantes con mallas de 40/80, 40/70, 30/50, Se incluyen tablas de propiedades y dráficas de conductividad evaluadas a una temperatura de 150°F, un valor de módulo de Young de  $6 \times 10^6$  psi y una concentración areal de 0.5 lb/ ft<sup>2</sup>.

- Propantes – Malla 40/80

**Tabla 5.** Propiedades físicas de propantes malla 40/80

Malla 40/80					
Nombre	Tipo	Diametro(in)	Porosidad	Gravedad.esp	Esfuerzo(psi)
CarboHydro.Prop	Ceramico	0,012	0,404	2,59	8000,0
InterProp	Ceramic. Medium	0,012	0,397	3,19	15028,2
SinterLite Bauxite	Ceramico	0,012	0,427	3,33	12000,0
Sintered Bauxite	Ceramico	0,012	0,401	2,63	16959,9
BauxLite	Ceramico	0,013	0,412	2,91	13675,1

**Grafica 2.** Línea base de conductividad para propantes de malla 40/80



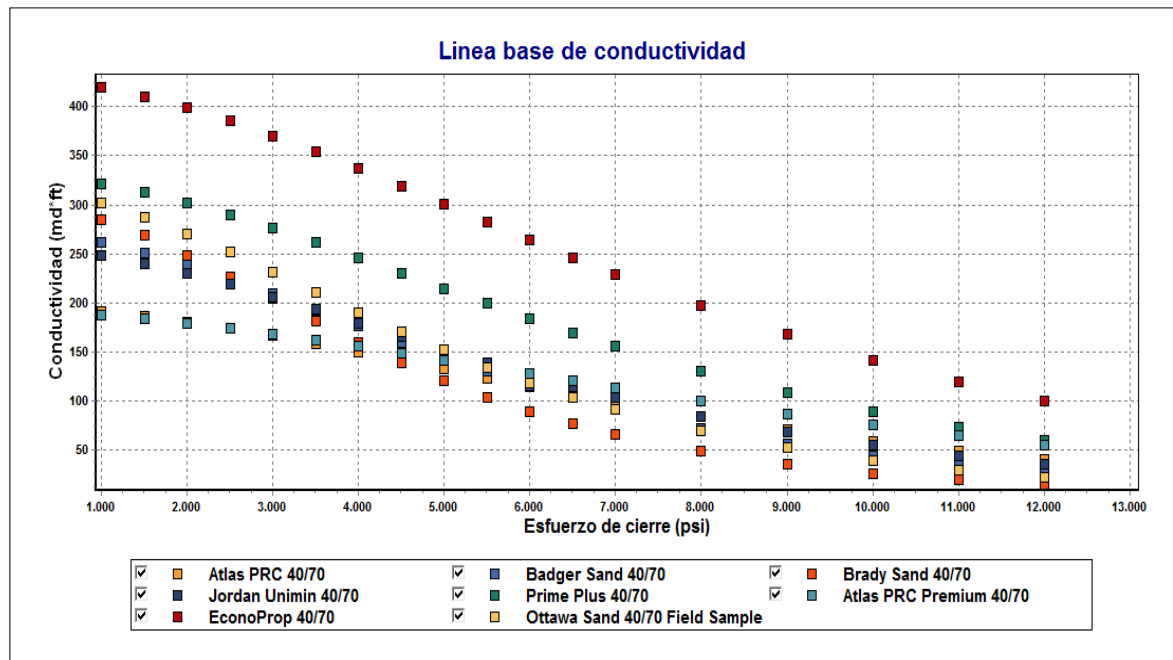
Fuente: Stim- Lab Predict- K , Versión 13.1

- Propantes – Malla 40/70

**Tabla 6.** Propiedades físicas de propantes malla 40/70

Malla 40/70					
Nombre	Tipo	Diametro(in)	Porosidad	Gravedad.esp	Esfuerzo(psi)
Badger Sand	Arena	0,010	0,357	2,63	8000,0
Brady Sand	Arena	0,012	0,390	2,62	6800,0
Carbo. Prop	Ceramico	0,013	0,430	3,28	14000,0
Jordan Unimin	Arena	0,011	0,355	2,63	8200,0
Prime Plus	Arena	0,013	0,359	2,58	8000,0
Atlas PRC	Arena precurada	0,013	0,318	2,52	12761,8
EconoProp	Ceramico	0,012	0,408	2,70	13255,9
Ottawa Sand	Arena	0,012	0,370	2,63	9123,4

**Grafica 3.** Línea base de conductividad para propantes de malla 40/70



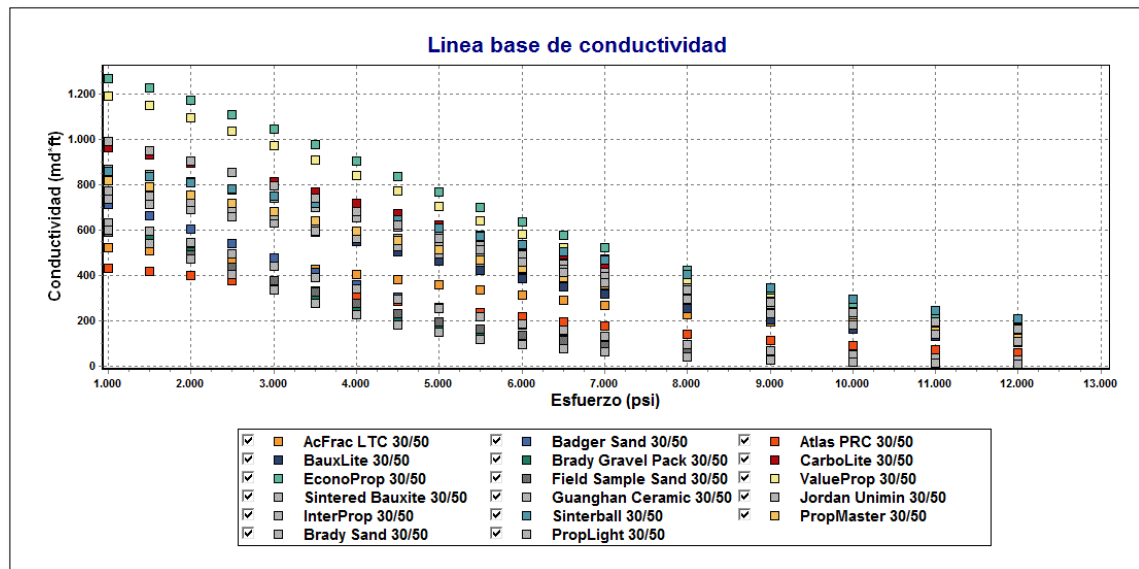
Fuente: Stim – Lab Predict- K , Versión 13.1

- Propantes – Malla 30/50

**Tabla 7.** Propiedades físicas de los propantes - Malla 30/50

Malla 30/50					
Nombre	Tipo	Diametro(in)	Porosidad	Gravedad.esp	Esfuerzo(psi)
AcFrac LTC	Arena precurada	0,020	0,336	2,61	14031,4
Bauxite	Ceramico	0,018	0,399	2,87	11160,7
Carbolite	Ceramico	0,020	0,400	-	13007,7
Inter Prop	Ceramico	0,019	0,405	3,23	14492,4
PropMaster	Ceramico	0,017	0,415	3,21	12236,7
ValuveProp	Ceramico	0,020	0,383	2,60	10688,3
Atlas PRC	Arena precurada	0,020	0,320	2,55	11597,7
Brady Gravel Pack	Arena	0,016	0,373	2,64	6822,6
EconoProp	Ceramico	0,020	0,392	2,68	11259,8
Sinderball	Ceramico	0,019	0,418	3,69	15688,8
Badger Sand	Arena	0,017	0,354	2,64	8027,8
Brady Sand	Arena	0,017	0,381	2,64	6339,7
Guandhan Ceramic	Ceramico	0,194	0,417	3,25	13158,1
PropLight	Ceramico	0,018	0,434	2,84	10510,4
Sintered Bauxite	Ceramico	0,018	0,417	3,62	13879,3

**Grafica 4.** Línea base de conductividad para propantes de malla 30/50



Fuente: Stim-Lab Predict- K , Versión 13.1

El propósito de este trabajo se relaciona directamente con el impacto ocasionado por los cambios de conductividad en la fractura como consecuencia de la ruptura del material de soporte sobre la productividad del pozo, por consiguiente es importante tener algunas consideraciones en cuanto a las propiedades que más influencia tienen sobre este parámetro, para en lo posible alargar el tiempo de vida útil del propante.

**Tabla 8.** Propiedades físicas de propantes utilizados en yacimientos de *shale*

Propiedades Físicas	Sintered Bauxite	EconoProp	
# Malla	40/80	40/70	30/50
Material	Ceramico	Ceramico	Ceramico
Solubilidad en acido	4,3	1,7	1,7
Densidad Bulk (g/cc)	Alta	Baja	Baja
Esfuerzo maximo (psi)	16959	13255	11259
Diametro medio(in)	0,012	0,012	0,02
Porosidad	0,40	0,40	0,39
Redondez	0,60	0,76	0,90
Gravedad especifica	3,40	2,70	2,60
Esfericidad	0,70	0,85	0,90
Turbidez	0,00	50,0	50,0

Partiendo de lo anterior es preciso comparar y resaltar de forma general los beneficios que puede brindar una adecuada selección para cada uno de los tratamientos, pues para cada formación hay un tratamiento con diferentes parámetros de diseño. Para evitar el rápido trituramiento del propante se deben tener algunas consideraciones:

En primer lugar no es tan recomendado el uso propantes de gran diámetro, ya que puede contribuir eficazmente a obtener altas conductividades pero esto solo sucede

a bajos esfuerzos de cierre, ya que cuanto mayor sea el tamaño de grano, mayor es su susceptibilidad al *Crushing* a grandes profundidades, por lo que para este tipo de yacimientos generalmente utilizan propantes de malla 30/50 y 40/70. A pesar de que el agente de sostén de menor diámetro confiere una baja conductividad inicial, la conductividad media de la vida útil del pozo es mayor que la obtenida con agentes de sostén de gran diámetro que normalmente tienen una rápida caída de la producción.

La densidad es otro parámetro que influye en un posible aplaste del propante y depende directamente del tipo de material, por consiguiente existen propantes más resistentes con una mayor densidad es decir, son materiales más duros y menos propensos a sufrir aplastamiento a grandes profundidades, evitando así que se generen los finos afectan de forma negativa la conductividad de la fractura, recordemos que “Tan solo un 5% de finos pueden reducir la capacidad de flujo hasta en un 60%” en la fractura.

### 3. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Simular el comportamiento de un yacimiento de *shale* gas requiere de algunas consideraciones especiales, debido a que éstos se definen como un sistema de doble porosidad (matriz- fractura o red de fracturas). El sistema de porosidad primaria (matriz) en estos yacimientos está compuesto de poros muy finos, que se caracterizan por su baja permeabilidad, en este sentido es importante destacar que la gran mayoría del gas almacenado en la matriz se encuentra adsorbido en la superficie de estos microporos (la adsorción es el mecanismo de almacenamiento más importante en los shale) y es transportado a través de la matriz por medio de un proceso de difusión. Por otra parte, el sistema de porosidad secundaria del *Shale* está compuesto por las fracturas naturales asociadas a este tipo de yacimientos, donde el gas permanece como gas libre y por ende existe un flujo darcy desde la fracturas naturales hacia el pozo.<sup>5</sup>

Por medio de la isoterma de *Langmuir* es posible entender los fenómenos asociados a la producción de un yacimiento de *shale* gas, ésta describe el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre como función de la presión, en otras palabras es posible determinar la cantidad de gas que puede ser desorbido por la roca a medida que el yacimiento se depleta.

Es extremadamente complicado modelar con precisión un tratamiento de fracturamiento hidráulico en yacimientos de *shale*, debido a la complejidad del crecimiento de la fractura hidráulica, una mala comprensión del proceso de

tratamiento y a la falta de información de calidad del yacimiento.<sup>20</sup> La simulación es el método preferido para predecir y evaluar el desempeño de los pozos en estos yacimientos. En este trabajo, se utiliza el simulador CMG (IMEX 2014) para crear un modelo que permitiera incluir las fracturas hidráulicas y el flujo de gas de manera correcta.

Para representar el sistema dual característico de los yacimientos de Shale se empleó un modelo de doble permeabilidad (DK), aplicando un refinamiento aumentado en forma logarítmica y localizado en la zona estimulada LS-LR, que permitió observar los cambios de presión en las cercanías del pozo y representar de mejor manera la zona estimulada (necesaria para la producción en este tipo de yacimientos), obteniendo como resultado un modelo LS-LR-DK por sus siglas en inglés (*Local Space, Local Refinement, Dual Permeability*). Por medio de este sistema es posible modelar explícitamente la fractura hidráulica; la matriz en este caso esta descrita por una serie de sub-celdas que aumentan su tamaño de manera logarítmica mientras se alejan de la fractura.

El modelo LS-LR-DK permite simular de manera precisa y eficiente la producción de gas por medio de fracturas hidráulicas a través de un pozo horizontal en un yacimiento de shale gas, de manera general se puede evidenciar la caída de presión entre la matriz y la fractura, permitiendo el flujo simultáneo matriz- matriz, fractura- fractura y el intercambio matriz- Fractura.

---

<sup>20</sup> Wei Yu & Kamy Sepehrnoori, Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs, SPE 165377. Presented at Joint Technical Conference held in Monterey, California, USA 2013.

Para el desarrollo de este trabajo se construyó un modelo basado en la información proporcionada por el artículo: *Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs* (SPE 165377) para la formación Barnett, éste fue evaluado para un tiempo de producción de 30 años.

### 3.1. DIMENSIONES Y CONDICIONES DEL GRID

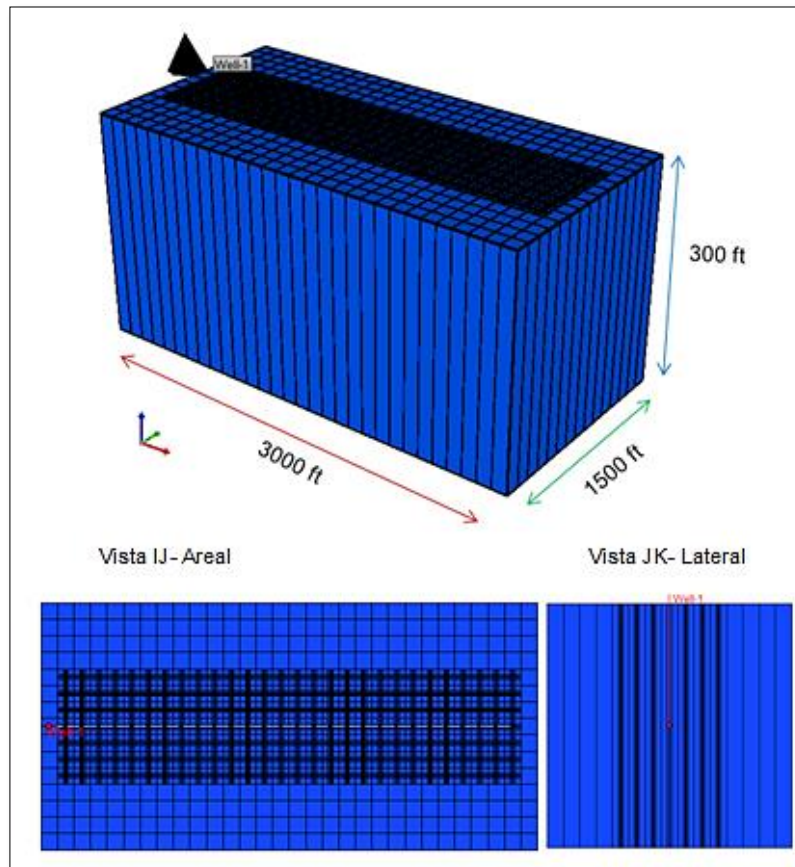
El volumen del yacimiento modelado se representa mediante las siguientes dimensiones: 3000 x 1500 x 300 (ft). Un total de 28 fracturas fueron incluidas, suponiendo que se encuentran igualmente espaciadas (100 ft) y tienen la misma longitud (350 ft).

**Tabla 9.** Dimensiones del Yacimiento

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Número de Celdas del Yacimiento	2522
Dimensiones del Yacimiento [ft]	3000 x 1500 x 300
Numero de Celdas	30 x 15 x 1
Dimensiones de la Celda [ft]	100 x 100 x 300
Dimensiones del SVR [ft]	2800 x 700 x 300
Red de Fracturas	28 x 7 x 1

El pozo horizontal se encuentra ubicado en el centro del Grid en dirección  $j$ . Posee 28 perforaciones con 100 [ft] de distancia entre sí, para una longitud total del pozo de 2800 [ft]; en cada una de estas perforaciones se desarrolla una fractura hidráulica, de esta manera, como se mencionó anteriormente se genera una red de fracturas a lo largo de la zona estimulada (SRV). La figura 14 muestra la localización del pozo en un plano XY – JK y las fracturas hidráulicas desarrolladas.

**Figura 14.** Dimensiones del Yacimiento y Condiciones del Grid



Fuente: Computer Modelling Group LTD, CMG - IMEX 2014

Algunas propiedades y características del yacimiento usadas para la construcción del modelo se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 10.** Descripción y características del Yacimiento

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Profundidad [ft]	5463
Presión inicial del yacimiento [psi]	2950
Presión de cierre [psi]	3879
Gradiente de Presión de cierre [psi/ft]	0.71
Presión de fondo, BHP [psi]	1000
Temperatura de yacimiento [°F]	150

### 3.2. PROPIEDADES DE LA ROCA Y DEL FLUIDO

Las propiedades petrofísicas de la roca, información PVT y datos relacionados con el comportamiento de flujo de fluidos (tablas de permeabilidad relativa) asociados al planteamiento del modelo se muestran en las tablas a continuación. El módulo de Young de la formación oscila en un rango de  $6 \times 10^6$  a  $10 \times 10^6$  psi.

**Tabla 11.** Propiedades del yacimiento

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Porosidad de la Matriz [fracción]	0.06
Permeabilidad de la Matriz [md]	0.00015
Porosidad efectiva Fractura [fracción]	8.3E-004
Permeabilidad efectiva Fractura [md]	1.0375E-006
Conductividad de la Fractura [md* ft]	1

**Tabla 12.** Propiedades PVT - Datos Permeabilidad Relativa

Presión [psi]	Eg	Viscosidad del Gas [cp]
14.696	480.875	0.0126081
347.05	117.299	0.012918
679.403	236.808	0.0133923
1011.76	362.621	0.0139964
1344.11	493.208	0.0147238
1676.46	626.172	0.0155663
2008.82	758.528	0.0165094
2341.17	887.263	0.0175313
2673.52	1009.92	0.0186073
3005.88	1124.91	0.0197131
3338.23	1231.49	0.0208282
3670.59	1329.6	0.0219365
4002.94	1419.57	0.0230268
4335.29	1501.98	0.0240913
4667.65	1577.49	0.0251254
5000	1646.79	0.0261266

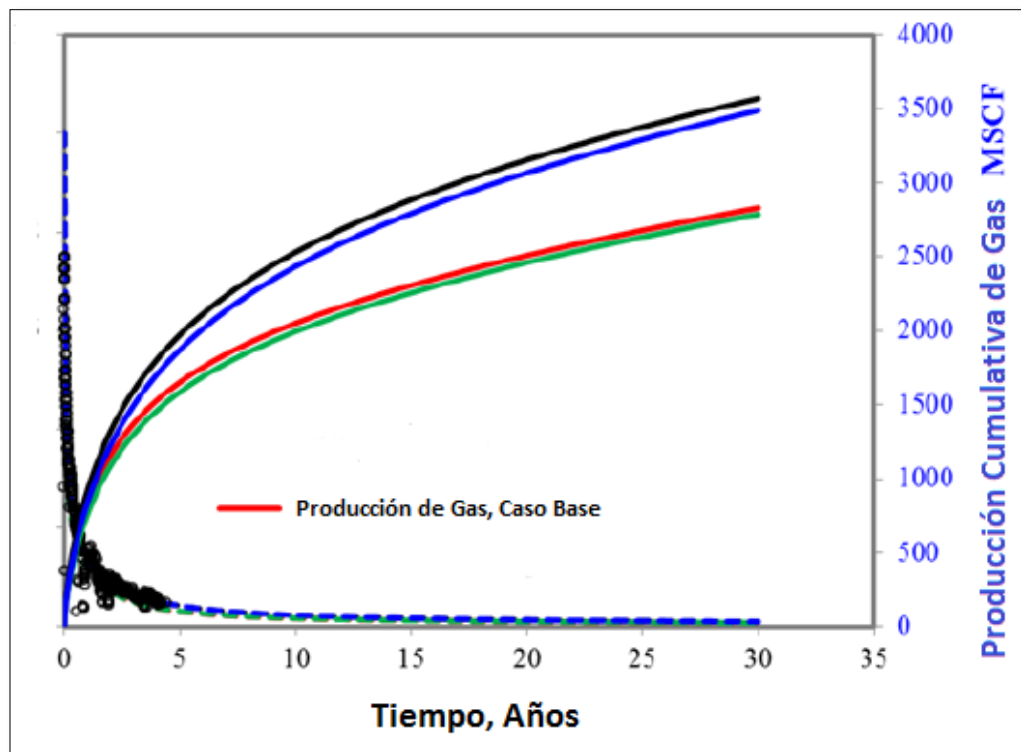
Sw	Sg	Krw
0.3	0.3	0
0.55	0.305	0
0.8	0.31	0
0.8125	0.334375	0.00390625
0.825	0.35875	0.015625
0.8375	0.383125	0.0351562
0.85	0.4075	0.0625
0.8625	0.431875	0.0976563
0.875	0.45625	0.140625
0.8875	0.480625	0.191406
0.9	0.505	0.25
0.9125	0.529375	0.316406
0.925	0.55375	0.390625
0.9375	0.578125	0.472656
0.95	0.6025	0.5625
0.9625	0.626875	0.660156
0.975	0.65125	0.765625
0.9875	0.675625	0.878906
1	0.7	1

Se considera adicionalmente un valor de compresibilidad del agua  $C_w = 3.16 \times 10^{-6}$   $\text{psi}^{-1}$ , Factor volumétrico de formación  $B_w = 1.01944$   $\text{Bbl/STB}$ , densidad del agua  $61.6381$   $\text{lb/ft}^3$ ; la saturación inicial de gas es  $0.7$  y este presenta una gravedad específica de  $0.6$ .

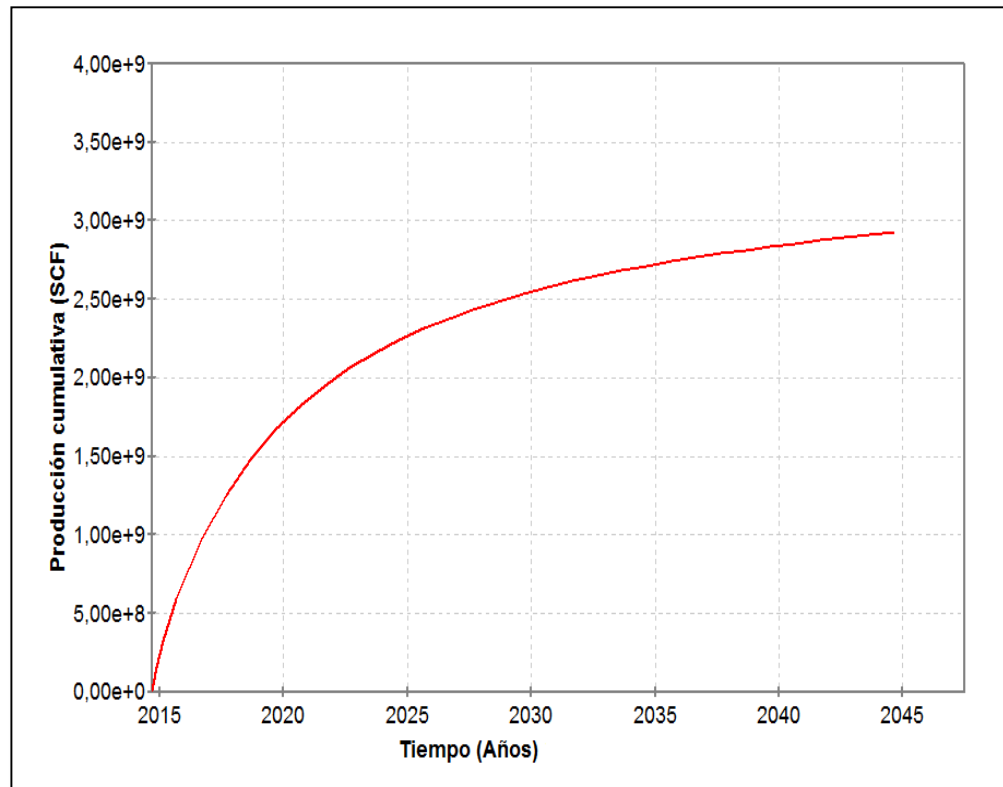
Los datos de referencia (Initialization Settings) usados fueron 2950 psi a una profundidad de 5493 ft y se estableció el contacto agua petróleo a una profundidad de 10000 ft.

### 3.3. INICIALIZACIÓN DEL MODELO

**Figura 15.** Validación del Modelo



Fuente: Wei Yu & Kamy Sepehrnoori, Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs, SPE 165377. Presented at Joint Technical Conference held in Monterey, California, USA 2013.



Fuente: CMG, Computer Modelling Group LTD, IMEX 2014

Finalmente se construyó un modelo de un yacimiento de Shale gas que contiene un pozo horizontal, por medio del cual se realiza una estimulación que permite su desarrollo; se hace necesario incluir un refinamiento local para modelar con mayor precisión el SVR. El refinamiento resulta ser una herramienta bastante útil pues éste establece los parámetros asociados a la fractura que comúnmente son evaluados en busca de la optimización del proceso.

Todos los datos presentados con anterioridad permitieron obtener el caso base de simulación, se incluye una comparación gráfica que valida el modelo obtenido respecto al presentado en el paper.

#### 4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

En este capítulo se implementará un estudio a través del modelo de simulación construido que permitirá evaluar el efecto ocasionado por la pérdida de conductividad de la fractura hidráulica asociada al *Crushing* del material propante en la producción del pozo.

El capítulo dos expone los tipos y tamaños de Propantes usados con mayor frecuencia en formaciones de shale y se plantea algunos criterios que facilitan una selección adecuada de éste, adicionalmente incluye una comparación de las curvas base de conductividad obtenidas a condiciones estáticas en el Software *PredictK Stim-Lab* para los tamaños 30/50, 40/70 y 40/80 que contemplan los propantes presentes en su base de datos.

De acuerdo a la fuentes consultadas el ancho fractura obtenido en formaciones de shale es aproximadamente 0.2 in (0,0166 ft), teniendo en cuenta que la conductividad inicial planteada para el caso base es de 1 md-ft, que por efectos de convergencia asociados al modelo de simulación se estableció mediante la relación  $0.8 \text{ ft} * 1.25 \text{ md}$ ; es necesario hacer uso de un factor de corrección que provea una aproximación a valores obtenidos en casos experimentales. Los valores de conductividad reportados oscilan en el orden de cientos md-ft, contemplando un ancho de fractura de 0.0166 ft, el factor de corrección empleado fue  $K= 40.000$ , de este modo la conductividad inicial obtenida será 664 md-ft.

Los datos de conductividad que proveen las curvas base son llevados a valores consecuentes en el modelo mediante la relación, 664:1 (md-ft). En la tabla se muestran los valores de conductividad de los propantes que fueron seleccionados teniendo en cuenta el valor del esfuerzo de cierre y la relación planteada; propantes tipo arena son una alternativa viable.

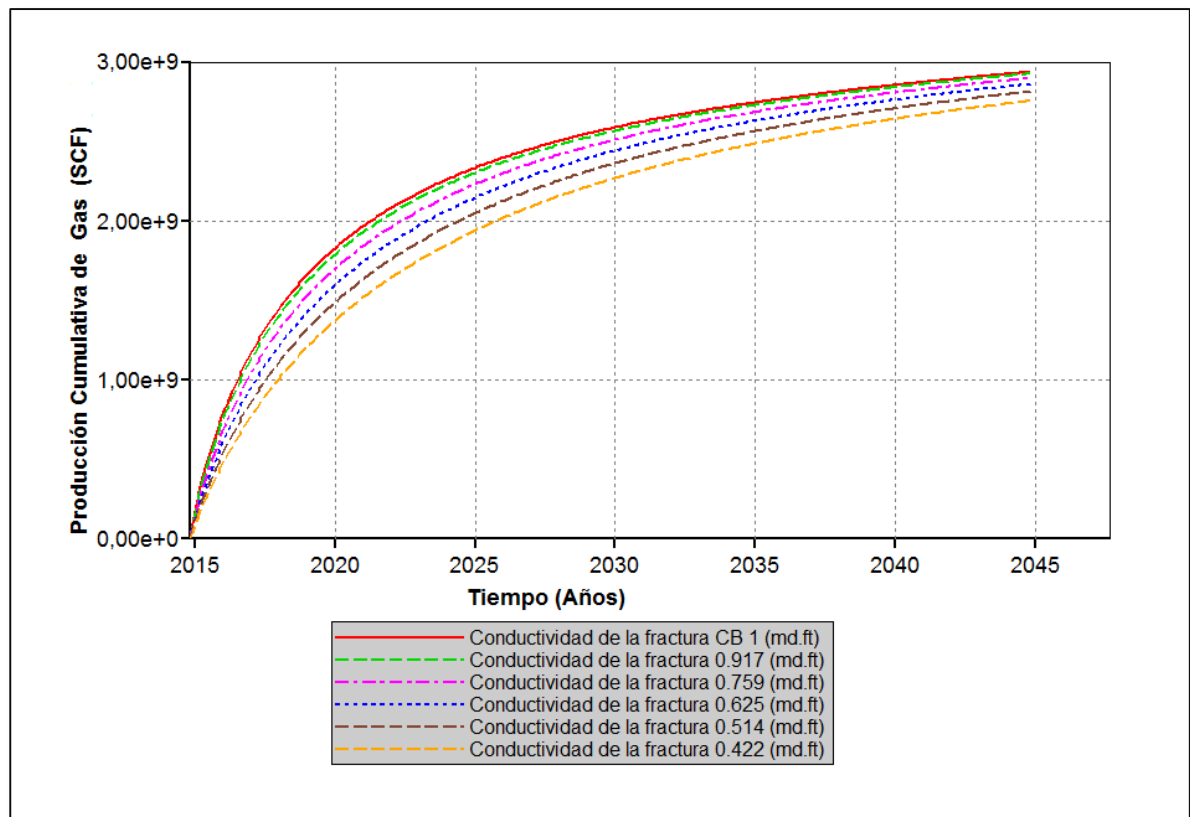
**Tabla 13.** Selección del Material Propante

NOMBRE	TIPO	CONDUCTIVIDAD (md.ft)				
		4000	4500	5000	5500	6000
Esfuerzo	(psi)	4000	4500	5000	5500	6000
Badger Sand 30/50	Arena	609	504	415	341	280
Prime plus 40/70	Arena	246	230	214	199	184

Badger Sand 30/50					
Esfuerzo (psi)	4000	4500	5000	5500	6000
Conductividad (md-ft)	0,917	0,759	0,625	0,514	0,422
Permeabilidad (md)	1,146	0,949	0,781	0,642	0,527

El propante *Badger Sand 30/50* finalmente es elegido para llevar a cabo la evaluación de impacto ocasionado en la productividad del yacimiento debido a la reducción de la conductividad de la fractura en el modelo de simulación, teniendo en cuenta que provee una mayor conductividad a diferentes esfuerzos. Los valores equivalentes de conductividad - permeabilidad usados en modelo también son mostrados en la tabla.

**Figura 16.** Impacto en la Productividad ocasionado por la reducción de la conductividad de la fractura.



Fuente: Computer Modelling Group LTD, CMG - IMEX 2014

La figura 16 provee una comparación en base en la producción acumulativa de gas con respecto a los valores de conductividad (inferiores a 1 /664 md-ft) obtenidos a través del programa *Predict-K* para el propante seleccionado.

La reducción en la conductividad de la fractura hidráulica es el resultado de un aumento en la presión de cierre sobre el paquete de apuntalante a lo largo de la vida productiva del pozo, en este sentido es inminente el aplaste continuo de las

partículas del propante. Por medio de este estudio se pudo verificar que el efecto que este fenómeno ocasiona sobre productividad del yacimiento es determinante, tan solo una pérdida de un 8,28% en la conductividad representa una disminución del 0,37 % (11 Mscf) de gas producido en el tiempo evaluado, en la tabla se pueden observar los resultados obtenidos en base a la interpretación gráfica.

**Tabla 14.** Impacto en la Productividad ocasionado por la reducción de la conductividad de la fractura.

	Conductividad (md-ft)	% Conductividad reducida	Producción acumulativa (MSCF)	% Productividad Perdida	Delta Qg (MSCF)
<b>CB</b>	1	-	2939	-	0
<b>C1</b>	0,917	8,28	2928	0,37	11
<b>C2</b>	0,759	24,10	2901	1,29	38
<b>C3</b>	0,625	37,50	2861	2,65	78
<b>C4</b>	0,514	48,64	2815	4,22	124
<b>C6</b>	0,422	57,83	2759	6,12	180

Es importante tener en cuenta que dado el valor de Módulo de Young de la formación estudiada,  $6 \times 10^6 - 10 \times 10^6$  psi, el fenómeno que puede asociarse con mayor probabilidad a los efectos causados por la reducción en la conductividad de la fractura en este caso es el *Crushing*.

## 5. CONCLUSIONES

En el diseño de un tratamiento de estimulación hidráulica todas las consideraciones y decisiones deben apuntar a la optimización y mantenimiento de los parámetros asociados a la fractura, especialmente la conductividad, que se encuentra íntimamente ligada a las propiedades del material propante seleccionado.

Consideraciones especiales deben ser tenidas en cuenta en el diseño del empaque del apuntalante para yacimientos de shale gas, propiedades como el tipo y tamaño de propante son determinantes. Se pudo establecer que en estos casos se hace necesario el uso de propantes de mayor resistencia, cerámicos y ultralivianos, con tamaños de partícula inferiores a 0.05 in, 30/50 40/70 y 40/80.

Es posible obtener la curva base de conductividad para un determinado propante haciendo uso de herramientas Software o mediante pruebas de laboratorio, sin embargo estos valores frecuentemente son evaluados a condiciones estáticas, por lo tanto desprecian efectos relacionados con el flujo de fluidos y esfuerzos in situ.

El uso de una malla con refinamiento local en el modelo de simulación permite caracterizar detalladamente el volumen del yacimiento estimulado SVR, sensibilizar fácilmente las variables relacionadas con el diseño de la fractura, “entre ellas la conductividad”; además puede representarse de manera correcta la caída de presión matriz - fractura y simular de eficientemente la producción de gas.

Las condiciones de esfuerzo a las que estará sometido el propante en el fondo del pozo influyen directamente en diseño del fracturamiento y puede marcar la diferencia en el éxito de un trabajo de estimulación. El *Embedment* y *Crushing* del apuntalante se presentan a altas tensiones efectivas, trayendo consigo la generación de finos y por ende una reducción en la conductividad efectiva de la fractura.

Fenómenos como el *Embedment* y *Crushing* del propante guardan relación directa con las propiedades elásticas de la roca, formaciones con un valor alto de módulo de Young y bajas relaciones de Poisson presentan un comportamiento rígido, en este caso el propante se ve sometido a altos esfuerzos y sufre ruptura; por el contrario en formaciones dúctiles (con alto contenido de arcilla), el fenómeno presente es el *Embedment*.

En este trabajo se pudo establecer el efecto ocasionado por la degradación o empotramiento del propante en la productividad del yacimiento, considerando una disminución de la conductividad inicial del modelo, que se evidencia y evalúa mediante el análisis de las curvas de producción acumulativa de gas para cada escenario. Teniendo en cuenta el comportamiento rígido de la formación en estudio es posible atribuir los efectos causados por la reducción en la conductividad de la fractura al *Crushing* del propante; de la misma manera se comprobó que tan solo una reducción de un 8% en la conductividad representa una disminución de 0,37 % (11 Mscf) en la producción de gas.

## 6. RECOMENDACIONES

Un modelo de simulación como el planteado en el presente trabajo puede ser construido incluyendo consideraciones acerca de pérdidas de conductividad ocasionadas por parámetros como flujo bifásico o el factor de flujo no *Darcy*.

Por otra parte la integración de un modelo geomecánico sería de gran utilidad para establecer de manera directa la relación de cambio de la conductividad con respecto a esfuerzos en el yacimiento.

También puede recomendarse la posibilidad de evaluar el efecto sobre la conductividad causado por el uso de un empaque híbrido (diferentes tamaños de propante).

Resultados más acertados pueden obtenerse al realizar un estudio de este tipo basado en pruebas experimentales, siguiendo los lineamientos de la norma ISO 13503-2 para establecer los efectos ocasionados por el *Crushing* del propante simulando la producción real en el yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

ALRAMAHI, B, Sundberg, M.I “Proppant Embedment and Conductivity of Hydraulic Fractures in Shales” This paper was presented at the 46 US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Chicago, IL, USA, 24-27 June 2012.

ÁLVAREZ L. Blanca, Fracturamiento Hídráulico Multietapas, Universidad Nacional Autónoma de México.

CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

CÁRDENAS MONTES, José Carlos. Desarrollo de un modelo analítico para predecir la geometría de fractura y el flujo de fluidos en operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos viscoelásticos. Trabajo de grado- Maestría en ingeniería de hidrocarburos, Universidad industrial de Santander, 2011.

------. Efecto del pressure dependent permeability sobre los pronósticos de producción en el modelamiento numérico de shale plays. Acipet 2013.

ECONOMIDES, Michael (2007). Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production.

J.M TERRACINA SPE J.M Turner, SPE, D. H Collins, SPE, and S.E Spillars, SPE, Hexion 2010, Proppant Selection and its Effect on the results of Fracturing treatments preformed in Shale formation.

MEANS, W. D. (1976) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

POLLARD, D. D., FLETCHER, R. C. (2005) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

SERRANO, Daniela. PINEDA, Cesar. CORZO, Reinel. CASTILL, Darío, Revista Fuentes: El Reventón Energético vol. 11 N 1 de 2013”Implementacion de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos”.

MEI YANG, Cadre Proppants, Xicai Liu, Di Jiao. Corelab, Michael J. Economides. Hydraulic Fracture Desing Flaws- Proppant Selection. University of Houston. SPE 165328. 2013.