

**ANÁLISIS DE LOS RIESGOS GEOMECÁNICOS INHERENTES AL  
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES NATURALMENTE  
FRACTURADAS, EVALUANDO LA INTERACCIÓN EXISTENTE ENTRE  
FRACTURAS NATURALES Y FRACTURAS HIDRÁULICAS**

**PAULA ANDREA ORTIZ MULETT  
RICARDO ANDRES GARRIDO CASTAÑEDA**

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

**2017**

**ANÁLISIS DE LOS RIESGOS GEOMECÁNICOS INHERENTES AL  
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES NATURALMENTE  
FRACTURADAS, EVALUANDO LA INTERACCIÓN EXISTENTE ENTRE  
FRACTURAS NATURALES Y FRACTURAS HIDRÁULICAS**

**PAULA ANDREA ORTIZ MULETT  
RICARDO ANDRES GARRIDO CASTAÑEDA**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Ph.D. ZULY CALDERÓN CARRILLO**

**Co- director**

**Ing. ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA**

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

**2017**

## DEDICATORIA

*A Dios por encima de todas las cosas, por brindarme la salud, la sabiduría y la paciencia necesaria para culminar con esta etapa de mi vida.*

*A mis padres porque gracias a ellos es que me encuentro en donde estoy hoy en día, gracias por ese apoyo incondicional y sobre todo gracias por creer en mí como siempre lo han hecho.*

*A Paula, mi compañera de tesis, amiga y más que eso compañera de vida. Gracias por tenerme tanta paciencia, por ayudarme a mejorar cada día, por hacerme ver las cosas de una mejor manera y por estar siempre ahí cuando lo necesité.*

*A esas dos personas que hoy no se encuentran conmigo, pero que desde el cielo estoy seguro que me cuidan y celebran este triunfo en mi vida.*

*A todas aquellas personas que de una forma u otra aportaron a mi formación como profesional, a esos amigos que me deja la vida, profesores y demás personas que me ayudaron a forjar la persona que soy.*

*En general gracias a la vida por permitirme disfrutar este proceso llamado universidad y por permitirme alcanzar esos sueños que en algún momento tuve.*

**RICARDO ANDRES**

## **DEDICATORIA**

*A Dios, ¡por ti y para ti señor todos mis logros, y mi vida! y a la Virgen por escuchar mis oraciones y concederme tantas bendiciones, gracias madre.*

*A mi familia: Mi mami, mi papi y mi hermana Maria Camila, gracias por el amor y el apoyo incondicional, que sigamos cosechando logros juntos en esta familia.*

*A mi nonita Nelcy, por tanto amor, tantos consejos, y tantas velas encendidas y rosarios orados por cada una de mis peticiones.*

*A mis tíos y primos, por regalarme una linda familia en donde nos enorgullecemos y exaltamos los logros de todos como si fueran nuestros, especialmente a mi tía Ruth por tantos consejos.*

*A mis amigos, compañeros y colegas de universidad por permitirme vivir una de las mejores etapas de mi vida, ¡que buenos momentos!*

*A Ricardo, mi compañero de tesis, gracias infinitas, que la vida te regale las mejores cosas porque te lo mereces, te amo.*

**PAULA ANDREA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Principalmente a Dios y a la Virgen porque de su mano hemos logrado culminar exitosamente nuestra etapa universitaria.

A nuestras familias por el apoyo incondicional. Los amamos.

A la distinguida Universidad Industrial de Santander y su escuela de Ingeniería de Petróleos, especialmente a los profesores que hicieron parte de nuestro crecimiento profesional.

A la Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo, directora de este proyecto, por los aportes y los conocimientos brindados para la realización de este trabajo.

A la Ingeniera Anny Vanessa Zambrano Luna. Co-directora del proyecto, por la confianza depositada, la paciencia, el acompañamiento y por permitirnos la realización de este proyecto. ¡Mil gracias!

A nuestros compañeros y amigos por estar presentes siempre.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	17
1. TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CONVENCIONAL .	19
1.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	20
1.1.1. Parámetros que influyen en un Fracturamiento Hidráulico.....	22
1.1.2. Modelado de la Fractura Hidráulica Planar. ....	24
1.1.2.1. Modelo KGD (Khristianovich-Geertsma, De Klerk). ....	26
1.1.2.2. Modelo PKN (Khristianovich-Geertsma, De Klerk). ....	28
1.1.2.3. Modelo Radial.....	30
1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE SHALE .....	33
1.2.1. Desarrollo del Fracturamiento. ....	33
1.3. GEOMECÁNICA DE LOS YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES .....	38
1.3.1. Esfuerzos In-situ y módulos elásticos de la formación .....	38
1.3.1.1. Esfuerzos In situ. ....	38
1.3.1.2. Módulos Elásticos de la formación. ....	39
1.3.2. Dureza o resistencia de la roca. ....	42
1.3.3. Presión de Poro.....	43
1.4. MECANISMOS DE INTERACCIÓN FH-FN.....	47
1.4.1. Cruce directo de la FH. ....	48
1.4.2. FH detenida por la FN.....	49
1.4.3. Cruce de la FH con “offset”. ....	50
1.4.4. Dilatación de la FN debido al deslizamiento por cizalla.....	50

1.4.5.	Interconexión de fracturas naturales. ....	51
2.	REVISIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INTERACCIÓN FH-FN EXISTENTES EN LA LITERATURA.....	52
2.1.	CRITERIO DE BLANTON (1986) .....	53
2.2.	CRITERIO DE WARPINSKI & TEUFEL (1987) .....	55
2.3.	CRITERIO DE RENSHAW & POLLARD (1995).....	57
2.4.	CRITERIO EXTENDIDO DE RENSHAW & POLLARD.....	58
2.4.1	MODIFICADO R & P (2010) .....	59
2.4.2	MODIFICADO R & P (2013) .....	61
3.	RIESGOS ASOCIADOS A LA INTERACCIÓN FRACTURA HIDRÁULICA- FRACTURA NATURAL.....	63
3.1.	FORMACIÓN PREMATURA DE SCREENOUTS.....	63
3.2.	FORMACIÓN DE UNA RED COMPLEJA DE FRACTURAS.....	68
4.	METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR LOS POSIBLES RIESGOS GEOMECÁNICOS ASOCIADOS A LA INTERACCIÓN ENTRE UNA FRACTURA HIDRÁULICA Y UNA FRACTURA NATURAL MEDIANTE UNA HERRAMIENTA DE EXCEL .....	75
5.	CONCLUSIONES .....	97
6.	RECOMENDACIONES.....	98
7.	BIBLIOGRAFIA.....	99

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Perfil de producción de un pozo antes y después de aplicarse un tratamiento de fracturamiento hidráulico.....	19
Figura 2. Curva presión-tiempo de una prueba de fracturamiento hidráulico. ....	22
Figura 3. Modelo de la geometría de fractura KGD. ....	27
Figura 4. Modelo de la geometría de fractura PKN.....	29
Figura 5. Modelo de la geometría de fractura Radial. ....	31
Figura 6. Esquema básico de un fracturamiento hidráulico en una formación de <i>Shale</i> .....	34
Figura 7. Esquema de un pozo horizontal fracturado por etapas. ....	35
Figura 8. Mapa en tres dimensiones obtenido a partir de la sismicidad inducida durante un fracturamiento hidráulico en una formación de <i>shale</i> .....	37
Figura 9. Esquema de los tres esfuerzos principales compresivos actuando en una sección de roca.....	38
Figura 10. Valores de relación de Poisson en formaciones de <i>Shale</i> de Estados Unidos.....	40
Figura 11. Valores de Módulo de Young en formaciones de <i>Shale</i> de Estados Unidos.....	41
Figura 12. Geometría de fractura en formaciones de <i>shale</i> según su fragilidad....	42
Figura 13. Perfil de presión de poro típico para un yacimiento no convencional ...	44
Figura 14. Esquema comparativo del fracturamiento hidráulico en una formación de <i>Shale</i> y en un yacimiento convencional. ....	47
Figura 15. Fenómeno de cruce directo de la FH sobre la FN. ....	49
Figura 16. FH detenida por la FN.....	49
Figura 17. Propagación de la FH a través de la FN con “ <i>offset</i> ” .....	50
Figura 18. Dilatación de la fractura natural debido al deslizamiento por cizalla. ....	51

Figura 19. Ramificación de la FH en la intersección de FNs. ....	51
Figura 20. Esquema de una FH aproximándose a una FN.....	52
Figura 21. Mapa conceptual modelos para el análisis de la interacción FH-FN ....	53
Figura 22. Resultados de laboratorio que muestran el comportamiento de la interacción FH-FN.....	55
Figura 23. Propagación continua de la FH (parte superior) Vs cruce compresional a través de una FN (interfaz de fricción). ....	58
Figura 24. Esquema de un <i>Tip Screenout</i> .....	64
Figura 25. Mecanismo de dilatación por deslizamiento/cizalla en una FN .....	65
Figura 26. Experimento de <i>Hold up</i> de propante. Tasa de inyección= 12gpm, concentración de propante= 1.5 ppa y presión del sistema= 25 psi. ....	67
Figura 27. Experimento de <i>Hold up</i> de propante. Tasa de inyección= 6 gpm, concentración de propante= 3.0 ppa y presión del sistema= 10 psi. ....	68
Figura 28. Vista de planta de un campo en Barnett (USA) mostrando los pozos afectados por la interacción FH-FN. ....	70
Figura 29. Vista de planta de la red de fracturas formada un campo en Barnett (USA) mostrando los pozos afectados por la interacción FH-FN.....	71
Figura 30. Escenarios para la distribución del propante en una red compleja de fracturas. ....	72
Figura 31. Resultados de simulación para la producción de un pozo a partir de una FH principal y una red de fracturas. ....	74
Figura 32. Diagrama de flujo de la metodología para identificar la interacción entre FH-FN.....	75
Figura 33. Representación de la interacción FH-FN según Blanton, para diferentes condiciones de prueba. ....	78
Figura 34. Regiones interacción FH-FN según Warpinski & Teufel para valores diferentes de $P_n$ . ....	82

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros que influyen en un fracturamiento hidráulico. ....	23
Tabla 2. Datos requeridos para el diseño de un fracturamiento y su posible fuente. .....	24
Tabla 3. Solución de la Fractura Hidráulica para el modelo KGD.....	28
Tabla 4. Solución de la fractura hidráulica para el modelo PKN. ....	29
Tabla 5. Solución de la fractura hidráulica para el modelo radial.....	31
Tabla 6. Comparación de los parámetros a tener en cuenta durante el fracturamiento hidráulico en pozos convencionales y no convencionales. ....	45
Tabla 7. Propiedades Hidromecánicas de la muestra y la respectiva prueba con la que fueron medidas. ....	77
Tabla 8. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Blanton (1986), para un $sH_{max}-sh_{min}= 1000$ psi y $T_o=510$ psi. ....	79
Tabla 9. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Warpinski & Teufel (1987), para un $\sigma_{HMax} - \sigma_{hmin}= 5,51$ MPa, 800 psi y $\tau_o=0.7$ MPa, 101,5 psi. ....	82
Tabla 10. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Renshaw & Pollard (1995) teniendo como base a Weng et al (2012).....	87
Tabla 11. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Renshaw & Pollard (1995) teniendo como base a Zhou (2008) y Sarmadivaleh et al (2013).....	88
Tabla 12. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 1 en Zhou et al (2008).....	90
Tabla 13. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 2 en Zhou et al (2008).....	91
Tabla 14. Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 3 en Zhou et al (2008).....	92
Tabla 15. Datos de validación del criterio modificado de Renshaw Pollard (2013)	94

## LISTA DE NOMENCLATURAS

$P_w$  = Presión en el pozo, psi

$P$  = presión del fluido de fracturamiento, psi

$Q$  = Caudal de inyección, Bbl/min

$\mu$  = Viscosidad del fluido de fracturamiento, cp

$L$  = Longitud de la fractura hidráulica, ft

$h_f$  = Altura de la fractura hidráulica, ft

$w$  = Ancho de la fractura hidráulica, in

$t$  = tiempo de inyección, min

$w_o$  = Apertura máxima de la fractura hidráulica, in

$r_w$  = Radio del pozo

$R$  = Radio de la fractura circular, ft

$x$  = Distancia a lo largo de la fractura

$$f_r = \frac{r}{R}$$

$$f_{rw} = \frac{r_w}{R}$$

$$f_L = x/L$$

$$f_{LW} = rw/L$$

$\sigma_1, S_1$  = Esfuerzo principal máximo in situ, psi

$\sigma_2, S_2$  = Esfuerzo principal medio in situ, psi

$\sigma_3, S_3$  = Esfuerzo principal mínimo in situ, psi

$\sigma_{HMax}$  = Esfuerzo horizontal máximo, psi

$\sigma_{hMin}$  = Esfuerzo horizontal mínimo, psi

$\sigma_v$  = Esfuerzo vertical, psi

$E$  = Módulo de Young, psi

$G$  = Módulo de rigidez, psi

$\nu$  = Relación de Poisson

$\theta$ : Ángulo de interacción, grados.

$T_o$ = Esfuerzo tensil, psi.

$$b = \frac{1}{2\pi} \ln \left[ \frac{1 + (1 + e^{\frac{\pi}{2\mu}})^{1/2}}{1 - (1 + e^{\frac{\pi}{2\mu}})^{1/2}} \right]^2$$

$\mu_f$ : Coeficiente de fricción, psi

$\tau_o$ = Resistencia al corte, psi

$P_n$ =Presión de tratamiento, psi

$C_o$ = Cohesión de la FN, psi.

$\tau_\beta, \tau_\theta$  = Esfuerzo de cizalla combinado actuando en la FN, psi.

$\sigma_{\beta y}, \sigma_{\theta y}$ = Esfuerzo normal combinado actuando en la FN, psi.

$\sigma_T$ =Esfuerzo tangencial, psi

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DE LOS RIESGOS GEOMECÁNICOS INHERENTES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS, EVALUANDO LA INTERACCIÓN EXISTENTE ENTRE FRACTURAS NATURALES Y FRACTURAS HIDRÁULICAS\*

**AUTOR:** PAULA ANDREA ORTIZ MULETT Y RICARDO ANDRES GARRIDO CASTAÑEDA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Yacimientos de *Shale*, fracturamiento hidráulico, riesgos geomecánicos, interacción entre fracturas, fractura natural, fractura hidráulica.

**DESCRIPCIÓN:** Con el fin de obtener una técnica de extracción viable en los yacimientos de tipo no convencional como los referentes a *Shale gas* o *Shale Oil* se han implementado diferentes técnicas como la combinación de perforación direccional (pozos horizontales) y fracturamiento hidráulico, con el fin de convertir su uso en el medio más eficiente para aprovechar el potencial de este tipo de recursos a nivel mundial.

Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tener permeabilidades muy bajas que oscilan en el orden de los *micro-Darcies* ( $\mu\text{D}$ ) y los *nano-Darcies* (nD) por lo que se hace necesario crear un “camino” que permita el flujo de los fluidos hacia el pozo y por ende el aumento de la permeabilidad. Esto se logra mediante la formación de una red de fracturas, resultado de la interacción entre las fracturas hidráulicas (FHs) inducidas y las fracturas naturales (FNs) presentes en formaciones de *shale*. No obstante, es importante caracterizar y controlar la generación esta red, ya que de no ser así el diseño de fracturamiento planeado originalmente se podría ver perjudicado hasta el punto de llegar presentar éxito nulo en su aplicación.

El objetivo principal de este trabajo es identificar y analizar los posibles riesgos geomecánicos asociados a la interacción de una fractura hidráulica (FH) con una fractura natural (FN), durante operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, específicamente de *shale* con presencia de fracturas naturales. Para esto, se desarrolla una herramienta macro en Excel que condensa los modelos analíticos de interacción FH-FN que se encuentran disponibles en la literatura. La herramienta permite al usuario introducir propiedades tanto del yacimiento como de la FN, a partir de los cuales se obtendrá un comportamiento específico que estará asociado con algún posible riesgo geomecánico, que a su vez se identificará en alguna formación de *shale* a nivel mundial.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Co- director Ing. Anny Vanessa Zambrano Luna.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF GEOMECHANICAL RISKS INHERENT TO HYDRAULIC FRACTURING IN NATURALLY FRACTURED FORMATIONS, EVALUATING THE EXISTING INTERACTION BETWEEN NATURAL FRACTURES AND HYDRAULIC FRACTURES\*

**AUTHOR:** PAULA ANDREA ORTIZ MULETT Y RICARDO ANDRES GARRIDO CASTAÑEDA\*\*

**KEYWORDS:** *Shale* reservoirs, hydraulic fracturing, geomechanical risks, fracture interaction, natural fracture, hydraulic fracture.

### DESCRIPTION:

In order to achieve a successful and viable production technique in unconventional reservoirs as *Shale gas* and *Shale Oil* reservoirs, it has been applied a combination between directional perforation techniques (horizontal wellbores) and hydraulic fracturing, with the final purpose of turning it into the most efficient way to exploit this kind of resources worldwide.

Unconventional reservoirs are characterized because of their really low permeability Which oscillate around micro-Darcies ( $\mu\text{D}$ ) and nano-Darcies (nD), so it becomes necessary to build a “path” that allows the fluid flow towards the well and hence, the increase in permeability. This is achieved through the formation of a fracture network resulting from the interaction between induced hydraulic fractures and natural fractures in the *shale* formation. However, it is important to characterize and control the network; otherwise, the original fracturing design could be harmed to the point of achieving zero success in its application.

The main goal to reach with this project basically consists on identifying and analyzing the potential geomechanical risks attributed to the interaction between one hydraulic fracture and one natural fracture, when applying hydraulic fracturing treatments in unconventional *shale* reservoirs with preexisting natural fractures. It is then developed a Macro tool in Excel, which condenses the analytical FH-FN interaction models available in literature. This tool allows the user to introduce reservoir and natural fracture properties, from which it will be possible to obtain a specific behavior related to a geomechanical risk that at the same time will be identified in an international *shale* formation.

---

\* Graduation Work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Engineering of Petroleos. Director Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Co-director Ing. Anny Vanessa Zambrano Luna.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años el desarrollo de los yacimientos de *shale gas* y *shale oil*, se ha convertido en un medio de acceso a los recursos fósiles muy importante. La clave para lograr este desarrollo es estimular estos yacimientos de baja permeabilidad a través de fracturamiento hidráulico (Chong et al., 2014); Sin embargo, la presencia de fracturas naturales hace que el tratamiento sea distinto en comparación con los yacimientos convencionales, surgiendo nuevos retos y desafíos para su aplicación.

La explotación de hidrocarburos no convencionales tiene antecedentes de factibilidad en países como Canadá y Estados Unidos. Acorde a estudios realizados, Colombia tiene un alto potencial de producción en sus yacimientos no convencionales, aproximadamente 12 billones de barriles de “crudo *shale*” en la cuenca del Magdalena y 32 terapias cúbicas (tpc) de “*shale gas*” distribuidos en las cuencas del Magdalena Medio, Cordillera Oriental y Cesar-Ranchería<sup>1</sup>. Convirtiéndose en una gran oportunidad para incrementar la relación reservas/producción en el país, que se encontró en 5,5 años para crudo y 13 años para gas al 31 de diciembre del año 2015, de acuerdo con las estadísticas reportadas por la ANH.

Con el fin de aprovechar los recursos de *shale oil* y *shale gas*, es necesario realizar una estimulación por medio del fracturamiento hidráulico. Una característica particular de este tipo de yacimientos es la presencia de planos de debilidad o fracturas naturales, las cuales tienen un impacto directo en el éxito o fracaso de los tratamientos de estimulación (Criado J, 2015).

---

<sup>1</sup> CANACOL, Evaluación de recursos mundiales de “*shale oil*” y “*shale gas*”, [En línea] [Fecha de consulta: 5 de febrero del 2016]. Disponible en: [http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv\\_vii.pdf](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv_vii.pdf)

Es indispensable caracterizar la interacción entre las fracturas inducidas y las discontinuidades presentes en la formación (Himanshu, et al., 2011) ya que el desconocimiento de la naturaleza de este fenómeno y el rango de aplicación de los modelos analíticos que lo describen, limitan la predicción eficaz del comportamiento de un proceso tan complejo como el fracturamiento hidráulico en una formación naturalmente fracturada. Por tanto, es necesario conocer y aplicar los modelos de interacción entre fracturas en el diseño de una estimulación hidráulica en este tipo de formaciones, con el fin de evitar situaciones adversas tales como pérdida excesiva de fluidos hacia las fracturas naturales (*leak-off*), las cuales significarían pérdidas económicas y hasta un fracaso en las operaciones.

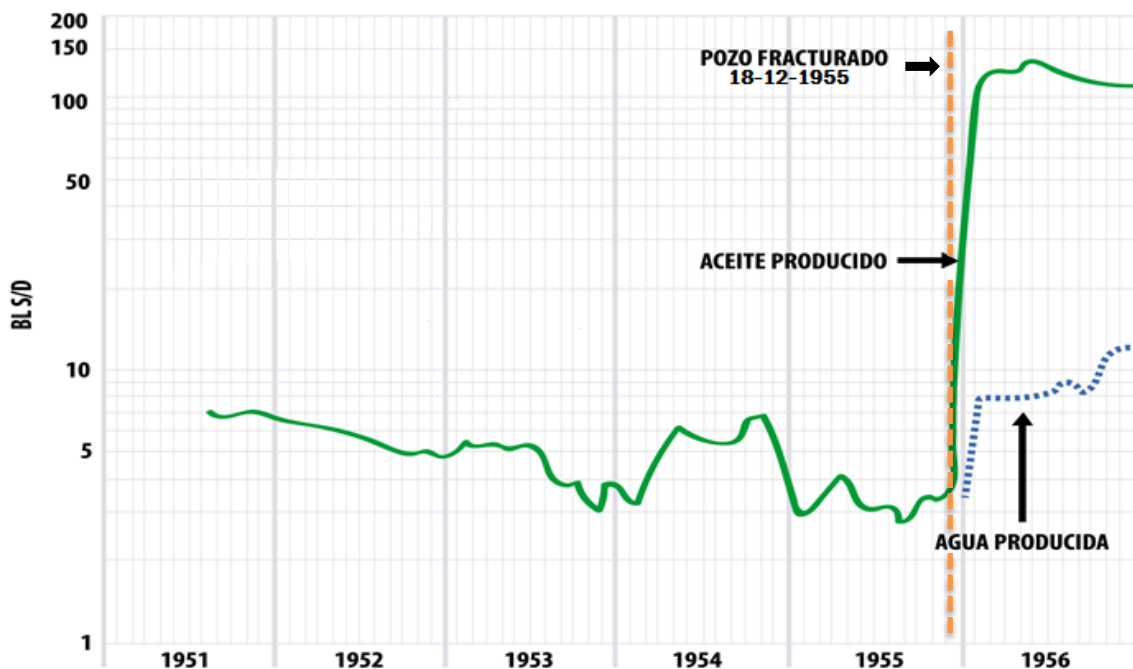
Por lo anterior, y como eje central del presente proyecto, es de vital importancia identificar y estudiar las diferentes interacciones entre FH-FN, con el fin de identificar los posibles riesgos geomecánicos presentes en un fracturamiento hidráulico en una formación de *Shale* y así evitar y prever cualquier problema de índole técnico y/o económico.

Con el fin de lograr lo anterior, en el presente proyecto se desarrolla una herramienta macro en Excel con la respectiva metodología para su aplicación, la cual permite caracterizar el comportamiento de la FH al momento de alcanzar una FN, y así tener un mayor conocimiento a la hora de realizar el respectivo diseño del fracturamiento hidráulico en formaciones naturalmente fracturadas.

## 1. TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CONVENCIONAL

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación utilizada para el mejoramiento de la producción en la industria del petróleo y el gas. El proceso consiste en crear y propagar una fractura hidráulica (FH) en la formación, mediante la inyección de un fluido presurizado. La fractura actúa como un “conducto” a través del cual los hidrocarburos almacenados en la roca fluyen hasta el pozo, incrementando las tasas de producción y extendiendo la vida del yacimiento, como se muestra en la figura 1, que representa un pozo cuya producción paso de ser 4 barriles por día (bbls/d) a 130 bbls/d gracias a la aplicación de un proceso de fracturamiento hidráulico en el año de 1955.

**Figura 1.** Perfil de producción de un pozo antes y después de aplicarse un tratamiento de fracturamiento hidráulico.



**Fuente:** Tomado y modificado de PAUL, James. Increased Secondary Recovery by Hydraulic Fracturing. In: Society of Petroleum Engineers, SPE, 1958.

La técnica de fracturamiento hidráulico fue implementada por primera vez a nivel mundial hace más de 100 años -en el año de 1903-. Sin embargo, de acuerdo con Clegg y Lake (2007) el primer fracturamiento comercialmente viable se realizó en 1947, en un pozo de gas operado por Panamerican Petroleum Corp. en el campo Hugoton, en Estados Unidos. Inicialmente, la técnica fue utilizada como tratamiento de recobro secundario en pozos perforados en yacimientos con permeabilidades moderadas a altas. No obstante, con el tiempo se implementó en yacimientos con bajas permeabilidades como método de recuperación primaria. De ahí que, hoy día este procedimiento sea ampliamente utilizado, ya que los yacimientos convencionales con permeabilidades altas son difíciles de encontrar; razón por la cual la industria de los hidrocarburos se ha volcado hacia la explotación de yacimientos no convencionales como: *Shale* gas, arenas apretadas, mantos de carbono, entre otros, los cuales poseen permeabilidades con valores que pueden alcanzar los nD. (Paul, 1958).

## **1.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES**

En un fracturamiento típico, un fluido viscoso llamado “*pad*” es bombeado a una tasa constante hacia el pozo. Así, la presión en la formación aumentará hasta un punto en el que se iniciará la fractura (presión de iniciación de la FH). Una vez alcanzado este punto, pasará un tiempo hasta que la presión en el pozo tome su máximo valor o presión de *breakdown*, instante en que la fractura empezará a propagarse en la roca.

El primer volumen de fluido inyectado (*pad*) se encarga crear la fractura y controlar la filtración o *leak-off* del fluido de fracturamiento hacia la formación. Posteriormente, otro fluido llamado “*slurry*” conduce el propante hasta la fractura

generada, manteniendo así su conductividad y evitando que las paredes de esta se cierren completamente una vez la presión caiga (Veatch et al., 1989).

Una curva típica de presión contra tiempo correspondiente a una prueba de fracturamiento se muestra en la Figura 2. Como se expone en la figura, después de alcanzar la presión de iniciación de la fractura (FIP), esta cae hasta la presión de propagación (FPP) que se observa como una porción estable de la curva en la gráfica. La FPP es mayor que el esfuerzo horizontal mínimo y menor que la FIP.

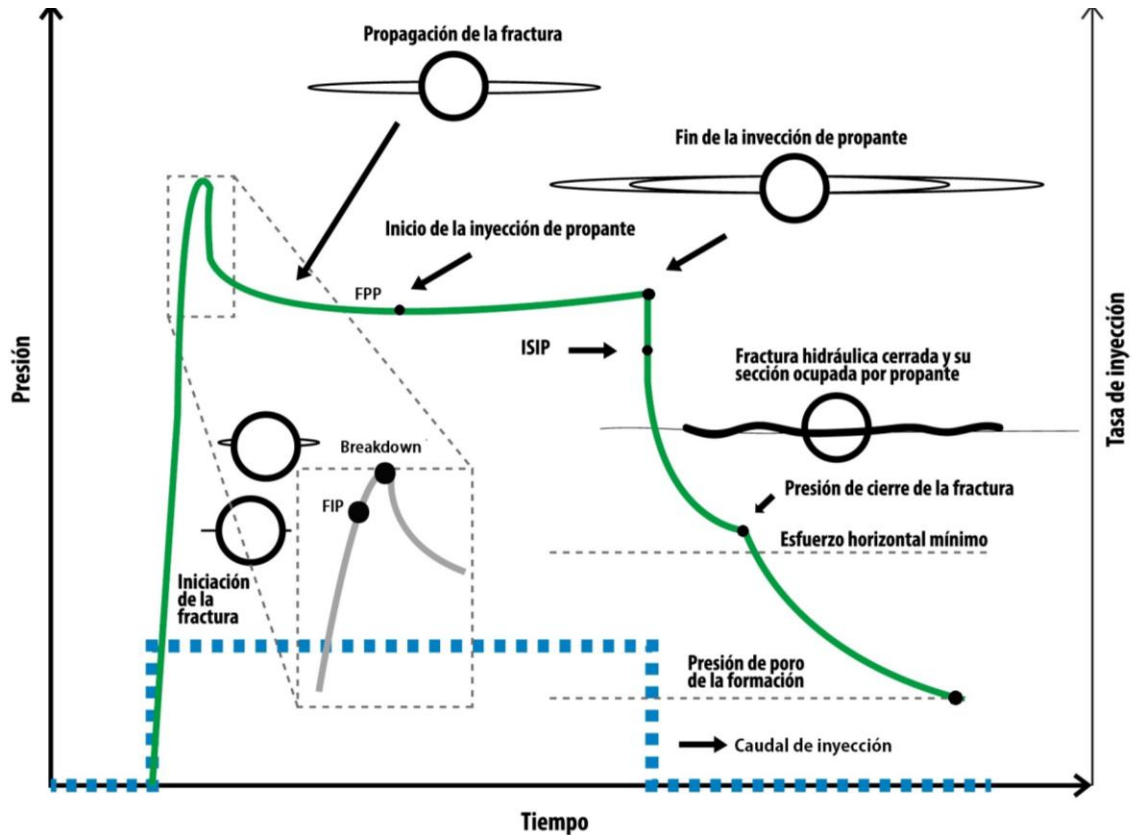
De acuerdo con Yew (2015), después del alcanzar la presión de *breakdown*, la fractura se propagará desde el pozo en dirección perpendicular al esfuerzo de menor resistencia, hasta alcanzar su máxima longitud para las condiciones que se tengan. Una vez detenido el bombeo de fluido hacia la formación, la presión cae rápidamente de la FPP a la ISIP (presión de cierre instantánea), sin embargo, el fluido continuará filtrándose de la superficie de la fractura a la formación, y así el ancho de la misma disminuirá. Eventualmente el fluido dentro de la fractura alcanza un equilibrio con el esfuerzo mínimo in-situ, y en este punto sus paredes se cierran, alcanzando el valor de presión de cierre de la fractura.

En caso que se presente alguna imperfección alrededor de la cara del pozo y la FH se empiece a propagar en una dirección diferente, eventualmente esta se reorientará hacia la dirección de preferencia. Sin embargo, la propagación de la FH se puede ver alterada ante la aparición de alguna interface o plano de discontinuidad, como lo son las fracturas naturales (FNs) presentes en yacimientos no convencionales de *Shale* o Lutitas. Más adelante en esta sección se presentarán los diferentes escenarios que surgen ante una interacción FH-FN y los criterios que los describen<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012.

**Figura 2.** Curva presión-tiempo de una prueba de fracturamiento hidráulico.



**Fuente:** Tomado de y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012.

**1.1.1. Parámetros que influyen en un Fracturamiento Hidráulico.** El objetivo de un trabajo de fracturamiento hidráulico es diseñar y ejecutar un tratamiento de fractura que alcance unas características deseadas, que permitan maximizar la tasa de producción de los pozos y las reservas en los yacimientos (Clegg et al., 2007). Para alcanzar este objetivo, se deben tener en cuenta diversos parámetros que se pueden clasificar principalmente en tres categorías: (a) parámetros que no se pueden controlar, (b) parámetros que se podrían controlar y (c) parámetros que se pueden controlar, algunos de los cuales se resumen en la tabla 1.

Los datos que se pueden controlar son parámetros de completamiento del pozo y datos de inyección del fluido de fracturamiento. Los datos que se deben medir son: esfuerzos *in situ*, permeabilidad, porosidad, profundidad y módulos de la formación, espesor neto de las capas, presión y espesor del yacimiento, entre otros.

**Tabla 1.** Parámetros que influyen en un fracturamiento hidráulico.

Parámetros que no se pueden controlar	Parámetros que se podrían controlar	Parámetros que se pueden controlar
Perfil de esfuerzos Temperatura Rigidez de la formación	Longitud de la fractura Ancho de la fractura Altura de la fractura Permeabilidad	Tasa de bombeo Viscosidad del fluido fracturante <i>Leak-off</i> o filtrado

**Fuente:** CALDERÓN, Zuly. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. Primera edición. Colombia: Ediciones Universidad Industrial de Santander, 2014.

Según Clegg y Lake (2007) los datos críticos para el diseño de una FH en orden de importancia son: perfil de esfuerzos *in situ*, permeabilidad de la formación, caracterización de pérdida de fluidos, volumen total de fluido bombeado, tipo y cantidad de propante, volumen del *Pad*, viscosidad del fluido fracturante, caudal de inyección y módulos de la formación. No obstante, las características de las capas de roca que se encuentran por encima y por debajo de la zona de interés también son relevantes ya que afectan el crecimiento y la contención de la FH en la formación.

Estos datos pueden obtenerse a partir de diversas fuentes; tales como: archivos de perforación y completamiento, registros corridos en hueco abierto, análisis de núcleos, pruebas de pozo y datos de producción, etc. La tabla 2 ilustra los

parámetros típicos requeridos en el diseño de un de fracturamiento y las posibles fuentes para su adquisición.

**1.1.2. Modelado de la Fractura Hidráulica Planar.** La necesidad de entender el proceso de fracturamiento hidráulico, estimuló la aparición de avances en el estudio de la mecánica de rocas. Un importante hallazgo fue realizado por Hubbert y Willis en 1957, al demostrar que las fracturas son normalmente verticales, y no horizontales. Debido a que la fractura es un plano de separación de la roca, esta se abrirá en la dirección de menor resistencia. Los yacimientos de hidrocarburos se encuentran generalmente ubicados a profundidades en donde el esfuerzo de *overburden* o vertical es el de mayor magnitud, entonces, la dirección del esfuerzo mínimo estará en el plano horizontal, favoreciendo así la formación de fracturas verticales (Brady et al., 1992).

**Tabla 2.** Datos requeridos para el diseño de un fracturamiento y su posible fuente.

Parámetro y unidad	Fuente
Permeabilidad de la formación, md	Núcleos, pruebas de pozo, correlaciones, datos de producción
Porosidad de la formación, %	Núcleos, registros
Presión del yacimiento, psi	Pruebas de pozo, datos de la región
Módulos elásticos de la formación, psi	Núcleos, registros, correlaciones
Compresibilidad de la formación, psi	Núcleos, registros, correlaciones
Relación de Poisson	Núcleos, registros, correlaciones
Profundidad de la formación	Registros, datos de perforación
Esfuerzos in-situ, psi	Pruebas de pozo, registros, correlaciones
Tenacidad de la fractura, $\text{psi}\cdot\sqrt{\text{in}}$	Registros, núcleos
Espesor neto de la formación, ft	Registros, núcleos

Espesor bruto de la formación, ft	Registros, núcleos, datos de perforación
Litología de la formación	Núcleos, datos de perforación, registros, datos de geología
Fluidos de fracturamiento	Información de la compañía de servicios
Propante	Información de la compañía de servicios

**Fuente:** Tomado y modificado de CLEGG, Joe Dunn y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering. Volumen IV. SPE. 2007, 327p

Con el fin de tener mayor control sobre el crecimiento de las fracturas, surgieron preguntas como: ¿Qué tanto crece la fractura?, ¿cómo prevenir que la fractura alcance zonas de gas y acuíferos?, ¿Cómo está relacionada la altura de la fractura con su ancho y largo? ¿Cómo optimizar las dimensiones de la fractura? De manera que la predicción de la altura, longitud y ancho de la fractura bajo diferentes condiciones de caudal, tiempo de inyección y fluido de fracturamiento, se convirtió en una tarea importante en la mecánica de rocas.

Existen en la literatura una serie de modelos que permiten predecir de la geometría de la FH: modelos en dos dimensiones (2-D) que incluyen a Perkins & Kern (1961), Geertsma & de Klerk (1969), Nordgren (1972) y Daneshy (1973). Modelos pseudo-tridimensionales (P3D), y modelos tridimensionales (3D). Clifton (1989) proporciona una explicación detallada del uso de la teoría de propagación 3D con el fin de derivar ecuaciones para programar modelos P3D y 3D; la clave para el éxito en la aplicación de estos modelos es tener un conjunto completo y preciso de datos que describan las capas de la formación a fracturar y las capas de roca por encima y por debajo de la zona de interés. Básicamente, la diferencia entre los modelos 2D y los modelos P3D/3D consiste en que los modelos 2D asumen un valor constante y conocido para la altura de la FH, mientras que en los

modelos P3D y 3D la altura, longitud y el ancho pueden variar independientemente.

Los modelos en dos dimensiones fueron los primeros intentos de la industria para modelar matemáticamente el proceso de propagación de las FHs y están disponibles en la literatura hace aproximadamente 30 años, sin embargo, en la actualidad continúan siendo considerados como buenas aproximaciones en cuanto al comportamiento real de la FH.

Los tres modelos básicos en dos dimensiones disponibles en la literatura son conocidos como: KGD (Modelo de Khristianovich-Geertsma, De Klerk), PKN (Perkins, Kern, Nordgren) y Radial<sup>3</sup>.

*1.1.2.1. Modelo KGD (Khristianovich-Geertsma, De Klerk).* En este modelo, la altura de la fractura es fija y el ancho es proporcional a su longitud (figura 3). Asume un ancho constante respecto a la altura, y el deslizamiento en los límites de la formación. Los autores del modelo hicieron algunas suposiciones tales como:

- Los planos de deformación se establecen en la dirección horizontal, es decir que, todas las secciones transversales horizontales son equivalentes e independientes y todas las secciones son idénticas.
- El problema es definido totalmente con la teoría lineal-elástica.
- La altura de la FH se considera constante y su tamaño es mucho mayor que su longitud.

---

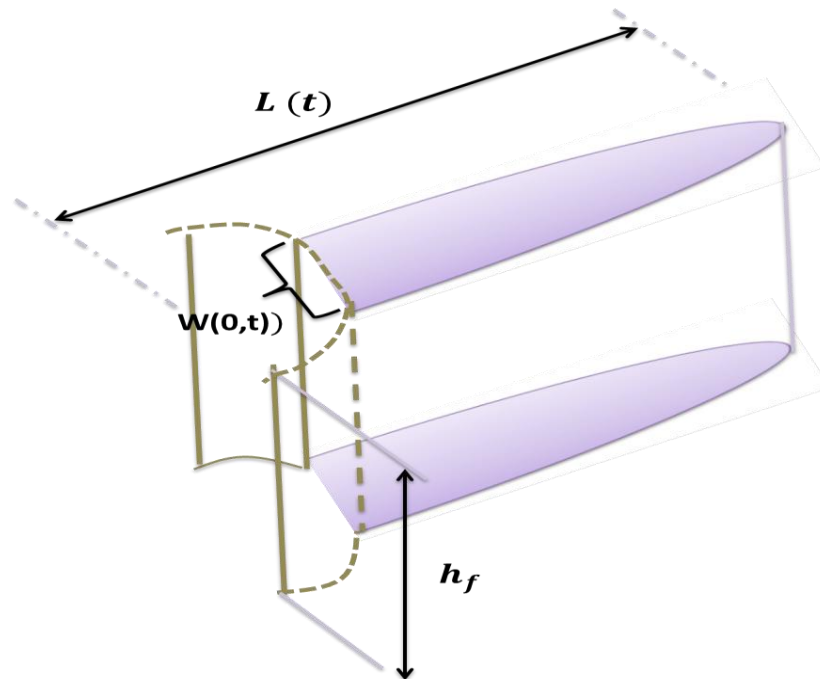
<sup>3</sup> YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015

- El ancho de la FH a cualquier distancia desde el pozo, es independiente de la posición vertical; es decir que la forma de la sección transversal es rectangular y el ancho  $w(x,t)$  permanece constante.
- La caída de presión, en la dirección de propagación de la fractura, se debe a la resistencia al flujo en un canal de flujo angosto y rectangular.

Las expresiones matemáticas que describen la FH en el modelo KGD, considerando un fluido newtoniano, en una sección rectangular, se resume en la tabla 3.

De acuerdo con las ecuaciones presentadas en la tabla 3, es importante notar que, el ancho de la fractura aumenta proporcionalmente con el término  $t^{1/3}$ , y que la presión del pozo disminuye cuando aumenta la longitud de la fractura, además esta presión se aproxima al valor de  $\sigma_{min}$  para valores altos de  $L$  (Calderón, 2014).

**Figura 3.** Modelo de la geometría de fractura KGD.



**Fuente:** Tomado y modificado de YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015

**Tabla 3.** Solución de la Fractura Hidráulica para el modelo KGD.

Parámetro a calcular	
Caída de presión (psi)	$P_w - P = \frac{12Q\mu L}{h_f} \int_{f_{Lw}}^{f_L} \frac{df_L}{w^3}$
Longitud de la fractura (ft)	$L = 0.48 \left[ \frac{8GQ^3}{(1-\nu)\mu} \right]^{1/6} t^{2/3}$
Apertura máxima de la fractura (in)	$w_o = 1,32 \left[ \frac{8(1-\nu)Q^3}{G} \right]^{1/16} t^{1/3}$
Presión en el pozo, psi	$P_w = \sigma_{min} + 0,96 \left[ \frac{2G^3Q\mu}{(1-\nu)^3L^2} \right]^{1/4}$

**Fuente:** Tomado de YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015.

**Donde:**

Q= caudal de inyección, Bbl/min

G=  $\frac{E}{2(1+\nu)}$ , módulo de rigidez de la roca, psi

E= módulo de Young, psi

$\mu$ = Viscosidad de fluido de fracturamiento, cp

$\nu$ = relación de poisson

t= tiempo de inyección, min

L= longitud de la fractura, ft

$w_o$ = apertura máxima de la fractura, in

$P_w$ = presión del pozo, psi

$h_f$  = Altura de la fractura, ft

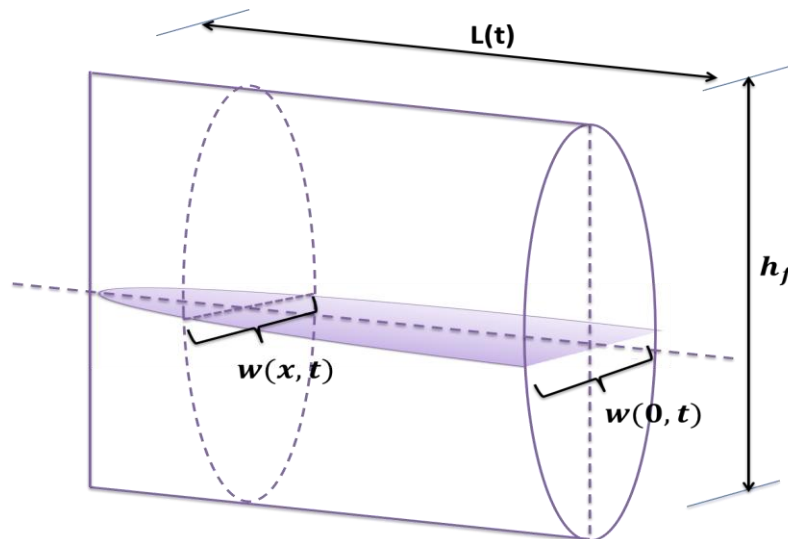
1.1.2.2. *Modelo PKN (Khrstianovich-Geertsma, De Klerk).* En este modelo, la altura de la fractura se asume constante. Sin embargo, no hay deslizamiento entre los límites de la formación, y el ancho es proporcional a la altura de la fractura.

A continuación, se mencionan algunas de las principales suposiciones del modelo PKN, ilustradas esquemáticamente en la figura 4.

- La altura de la fractura vertical permanece constante y es independiente de la distancia a la cara del pozo ( $x$ ).
- La sección transversal de la fractura es de forma elíptica.
- La presión neta en la punta de la fractura es igual a cero.
- La caída de presión en la dirección de propagación de la fractura, se debe a la resistencia al flujo en un canal de flujo angosto y de forma elíptica.

Las ecuaciones que describen la FH en el modelo PKN, considerando que no hay fluido de *leak-off*, se describen en la tabla 4. (Calderón, 2014).

**Figura 4.** Modelo de la geometría de fractura PKN.



**Fuente:** Tomado de YEW, Ching. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015.

**Tabla 4.** Solución de la fractura hidráulica para el modelo PKN.

Parámetro a calcular	Ecuación
Caída de presión (psi)	$\frac{dP}{dx} = \frac{64Q\mu}{\pi h_f w^3}$

<b>Longitud de la fractura (ft)</b>	$L = 0.68 \left[ \frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h_f^4} \right]^{1/5} t^{4/5}$
<b>Apertura máxima de la fractura (in)</b>	$w_o = 2,5 \left[ \frac{(1-\nu)Q^2\mu}{Gh_f} \right]^{q/5} t^{1/5}$
<b>Presión en el pozo (psi)</b>	$P_w = 2,5 \left[ \frac{G^4Q^2\mu}{(1-\nu)^4h_f^6} \right]^{1/5} t^{1/5}$

**Fuente:** Tomado de YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015.

**Donde:**

Q= caudal de inyección, Bbl/min

$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ , módulo de rigidez de la roca, psi

E= módulo de Young, psi

$\mu$ = Viscosidad del fluido de fracturamiento, cp

$\nu$ = relación de poisson

t= tiempo de inyección, min

hf= alto de la fractura, ft

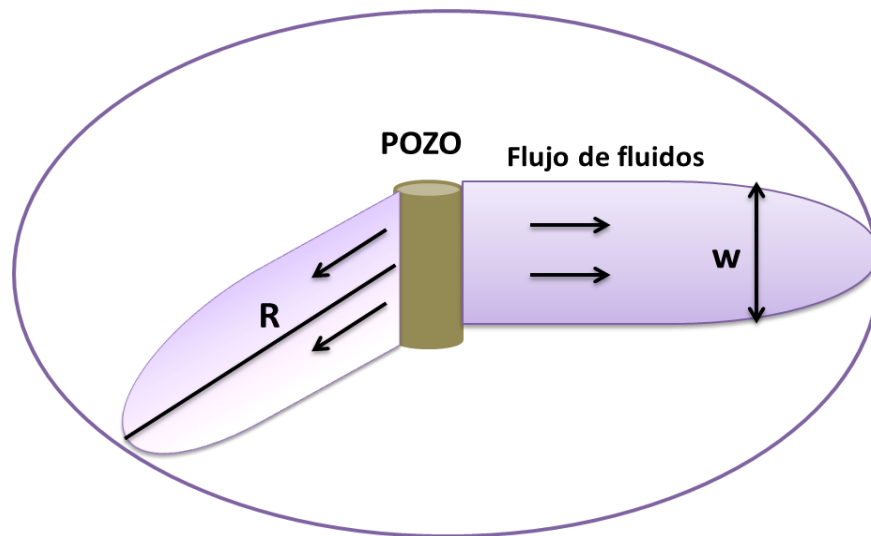
L= longitud de la fractura, ft

w<sub>o</sub>= apertura máxima de la fractura, in

P<sub>w</sub>= presión del pozo, psi

1.1.2.3. *Modelo Radial.* Este modelo fue resuelto por Geertsma y De Klerk (1969) y es también conocido como modelo en forma de centavo, en donde se considera que la presión del fluido permanece constante (figura 5). Es aplicable en yacimientos homogéneos, cuando no hay barreras que limitan el crecimiento en altura de la fractura o cuando se crea una fractura horizontal, y cuando la distribución del esfuerzo mínimo in-situ es uniforme (Calderón, 2014).

**Figura 5.** Modelo de la geometría de fractura Radial.



**Fuente:** Tomado y modificado de YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015.

Las expresiones que describen la FH en el modelo radial, considerando que la altura de la fractura permanece constante se resume en la tabla 5 a continuación:

**Tabla 5.** Solución de la fractura hidráulica para el modelo radial.

Parámetro a calcular	Ecuación
Caída de presión (psi)	$P_w - P = \frac{6Q\mu}{\pi} \int_{f_{rw}}^{f_r} \frac{df_r}{f_r w^3}$
Radio de la fractura (ft)	$R = 0.548 \left[ \frac{GQ^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9}$
Apertura máxima de la fractura (in)	$w_o = 21 \left[ \frac{Q^3 \mu^2}{G^2} \right]^{1/9} t^{1/9}$
Presión en el pozo (psi)	$P_w = \sigma_{min} - \frac{5}{4\pi} \frac{Gw_o}{R} \ln \frac{r_w}{R}$

**Fuente:** Tomado de YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015.

**Donde:**

Q= caudal de inyección, Bbl/min

$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ , módulo de rigidez de la roca, psi

E= módulo de Young, psi

$\mu$ = coeficiente de fricción

$\nu$ = relación de poisson

t= tiempo de inyección, min

R= Radio de la fractura circular, ft

$w_0$ = apertura máxima de la fractura, ft

$P_w$ = presión del pozo

De acuerdo a lo anterior, los modelos PKN y KGD asumen que la altura de la FH permanece constante, la propagación se da en un plano vertical y que el plano de deformación es vertical para PKN y horizontal para KGD. Además, ambos consideran que la presión neta en la punta de la FH es igual a cero. Sin embargo, esta última consideración es una simplificación teniendo en cuenta que se requiere un valor de presión neta para vencer la resistencia en la punta de la FH y que esta se propague.

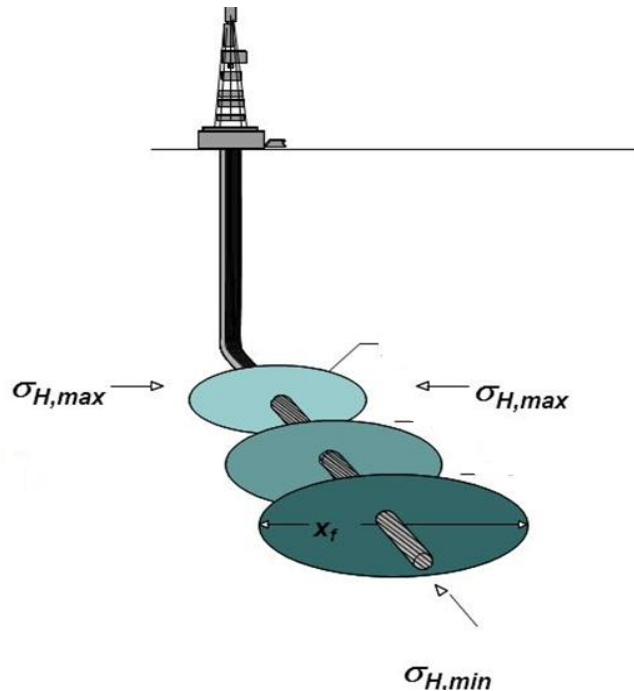
La aplicabilidad de los modelos 2D ha sido motivo de debate, donde generalmente se acepta que el modelo PKN es más apropiado cuando la relación Longitud/altura de la FH es mucho mayor a uno; mientras que el modelo KGD es más apropiado cuando la relación señalada anteriormente, es pequeña (menor a uno). Esto quiere decir que, el modelo PKN es el más usado en el modelado de FHs convencionales, en donde la fractura es más larga, en comparación con su altura. No obstante, cuando la FH es relativamente corta comparada con su altura, el modelo KGD dará una mejor aproximación (Calderón, 2014).

## 1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN FORMACIONES DE *SHALE*

Las formaciones de shale poseen permeabilidades del orden de los nano Darcies, y a su vez, valores de porosidad bajos (<15%). Estas características son consecuencia del hecho de que no hubo migración de hidrocarburos hacia una trampa, por lo tanto, se encuentran almacenados en la misma roca en donde se originaron (roca madre). Estas formaciones se encuentran a profundidades cercanas a los 6000 ft o más, y son relativamente delgadas. Por ejemplo, la formación de *shale* de Marcellus ubicada en Estados Unidos tiene un espesor de 50 ft- 200 ft, dependiendo de su ubicación (Clark et al., 2013).

**1.2.1. Desarrollo del Fracturamiento.** La extracción eficiente de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, requiere de la perforación horizontal para acceder al mismo. Los pozos son perforados en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ) con el fin de que las FHs creadas sean transversales, como se muestra en la figura 6.

**Figura 6.** Esquema básico de un fracturamiento hidráulico en una formación de *Shale*.



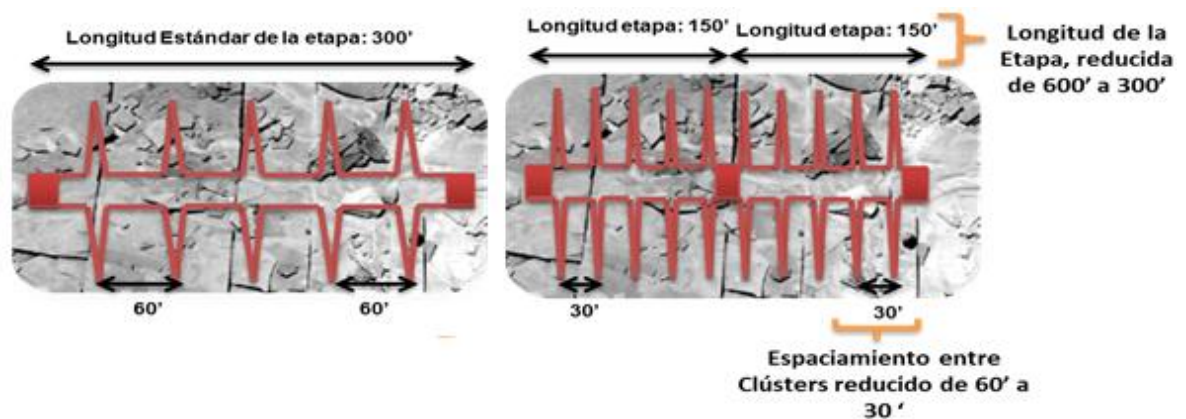
**Fuente:** Tomado y modificado de LECAMPION, Brice y DESROCHES, Jean. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore. In: Journal of the Mechanics and Physics of Solids, May 2015, 236p.

Generalmente las formaciones de *shale* se encuentran a altas profundidades (8000 ft – 10.000 ft) en donde los esfuerzos debidos a la roca suprayacente ( $\sigma_v$ ) son mayores que los esfuerzos horizontales. Por tanto, la FH generada será vertical y su azimut dependerá de la dirección de los esfuerzos horizontales (Gidley et al., 1989). Las fracturas creadas se ramifican repetida y jerárquicamente, formando redes secundarias y terciarias de grietas.

Los pozos miden varios kilómetros de largo (7.000 ft a 10.000 ft) y cada uno de ellos se separa en diferentes etapas de fracturamiento que a su vez miden aproximadamente 250 ft de largo.

Estas etapas se subdividen en *clusters* de perforación, que están separados entre sí por una distancia de alrededor de 15 metros. Los *clusters* son una serie de agujeros perforados que establecen la conexión directa entre la formación y el pozo (Figura 7). Las perforaciones se realizan mediante cargas huecas disparadas con una pistola de perforación. Una vez perforado el pozo se da inicio al proceso de fracturamiento.

**Figura 7.** Esquema de un pozo horizontal fracturado por etapas.



**Fuente:** Tomado y modificado de OILPRO. Can Refracs Bring New Life to the Haynesville? [En línea] [Fecha de consulta: 10 de Julio del 2016]. Disponible en <<http://oilpro.com/post/10858/can-refracs-bring-new-life-to-haynesville>>

El proceso de fracturamiento se lleva a cabo por etapas, siendo la primera etapa la más alejada del talón del pozo. Tras fracturar cada etapa, estas se aíslan mediante un empacador (*packer*), que cumple la función de mantener la presión aplicada desde superficie, confinada al siguiente tramo que será estimulado.

El proceso de fracturamiento suele tomar varios días, y su éxito radica en que la presión aplicada tenga un perfil constante en todos los puntos y una leve caída en el frente de las fracturas; esto requiere un aumento de presión lento y sostenido, controlando el ritmo de bombeo y las pérdidas de fluido o *leak-off* hacia la formación (Criado, 2015).

Como se explicó en la sección anterior, inicialmente se inyecta solamente el fluido fracturante llamado *Pad* hacia la formación con el fin de que la FH se forme y se propague. En el caso de un fracturamiento en una formación convencional, una vez la FH alcanza su máxima longitud, el siguiente fluido de fracturamiento (*Slurry*) es bombeado a la formación para conducir el propano y evitar que las fracturas se cierren. Sin embargo, al realizar operaciones de fracturamiento en yacimientos no convencionales como *Shale* o Lutitas, la presencia de planos de debilidad, como lo son las fracturas naturales (FN) afecta la propagación de la FH, ya que existen diferentes mecanismos de interacción FH-FN, que serán desarrollados más adelante en esta sección.

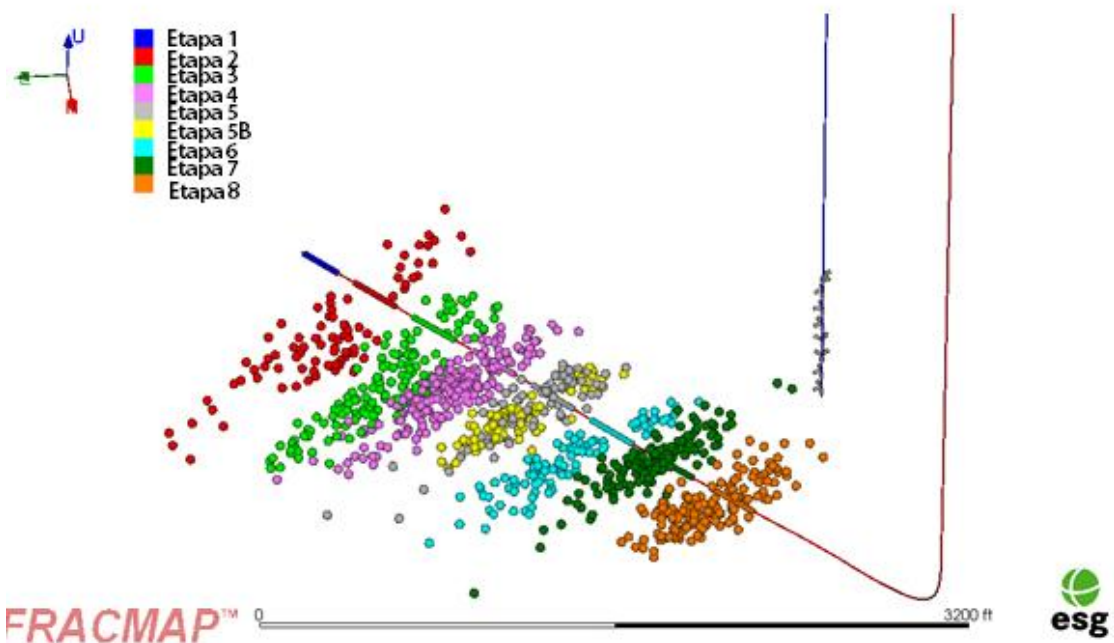
Anteriormente, los operadores no contaban con información a pequeña escala de las fracturas presentes en el yacimiento (FN), ni podían predecir sus propiedades conductivas; sin embargo, hoy en día es común hacer uso de la microsísmica para determinar parámetros como: longitud, alto, ancho, conectividad y complejidad a partir de la interpretación de mapas microsísmicos (figura 8); y a su vez esta técnica es usada para modificar diseños de completamiento en pozos, con el fin de que se acomoden a la influencia de estas estructuras geológicas (Walker et al., 1998).

Las primeras interpretaciones de mapas microsísmicos encontraron que la estimulación por fracturamiento hidráulico y la disminución de la producción estaban influenciados por la presencia de fracturas naturales y fallas (Phillips et al., 1998; Urbancic et al., 2002), además, esta herramienta mostró que el fracturamiento hidráulico en yacimientos de *shale* tendría como resultado la formación de redes de fracturas irregulares.

La optimización del tratamiento es vital para el desarrollo económico y sostenible del yacimiento, y para minimizar los impactos ambientales potenciales. La

microsísmica proporciona una estimación en tiempo real del fracturamiento y los cambios en las propiedades de la roca que afectan la conductividad del fluido, proporcionando información crítica para la optimización del fracturamiento y el desarrollo del pozo.

**Figura 8.** Mapa en tres dimensiones obtenido a partir de la sismicidad inducida durante un fracturamiento hidráulico en una formación de *shale*.



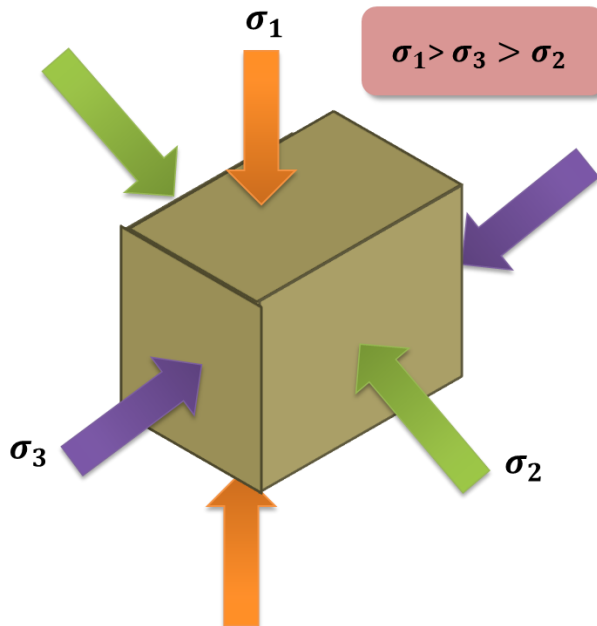
**Fuente:** Tomado y modificado de COLABORADORES DE ESG SOLUTIONS. “Ubicación de Eventos Microsísmicos” [en línea]. En: esg Solutions, 2017 [fecha de consulta: 14 de abril del 2017]. Disponible en < <https://www.esgsolutions.com/es/recursos-tecnicos/base-de-conocimientos-microsismicos/ubicacion-de-eventos-microsismicos>>.

### 1.3. GEOMECÁNICA DE LOS YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

#### 1.3.1. Esfuerzos In-situ y módulos elásticos de la formación

1.3.1.1. *Esfuerzos In situ*. Las formaciones que almacenan los hidrocarburos se encuentran confinadas y bajo la acción de un estado de esfuerzos particular. La Figura 9 ilustra el estado de esfuerzos local para un elemento de formación ubicado a una profundidad específica<sup>4</sup>.

**Figura 9.** Esquema de los tres esfuerzos principales compresivos actuando en una sección de roca.



**Fuente:** Tomado y modificado de: AADNOY, Bernt y LOOYEH, Reza. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. First Edition. USA: Elsevier. 2010.

<sup>4</sup> ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production System. Third edition. USA: Prentice hall. 2013 p. 423-427.

De acuerdo con Economides et al (2013), Estos esfuerzos se dividen en tres esfuerzos principales  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  y  $\sigma_3$ . En la figura 3,  $\sigma_1$  es el esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ),  $\sigma_2$  es el esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_{hmin}$ ) y  $\sigma_3$  es el esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_{Hmax}$ ). Estos esfuerzos son compresivos, anisotrópicos y heterogéneos, lo que significa que su dirección y magnitud son diferentes y varían entre sí.

La magnitud y dirección de los esfuerzos principales son fundamentales, ya que controlan la presión requerida para la creación y propagación la FH, su forma y extensión vertical, su dirección de propagación, y los esfuerzos que tratarán de romper o enterrar el propante durante la producción.

Como se ha dicho anteriormente, los tres esfuerzos principales que pueden identificarse en una formación son:  $\sigma_v$ ,  $\sigma_{Hmax}$  y  $\sigma_{hmin}$ , y la propagación de la FH se dará en la dirección perpendicular al más pequeño de estos tres esfuerzos. Por tanto, en yacimientos convencionales la FH podrá ser vertical u horizontal dependiendo de la profundidad y el estado de esfuerzos. Mientras que, en yacimientos no convencionales, ubicados a altas profundidades, la FH inducida tenderá a ser siempre vertical.

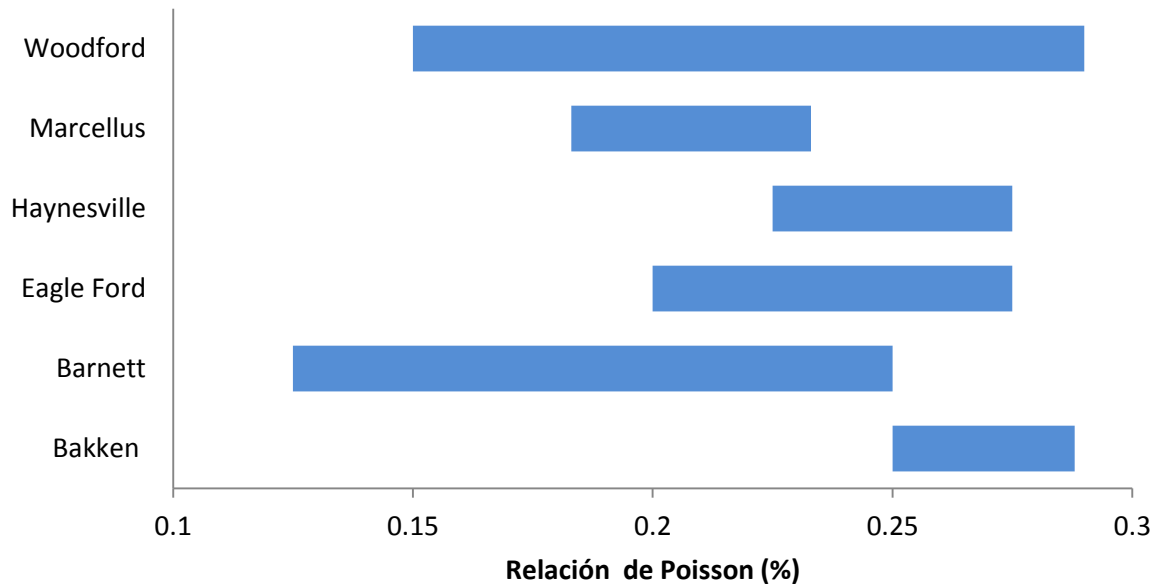
*1.3.1.2. Módulos Elásticos de la formación.* Además de los esfuerzos in-situ, los módulos elásticos de la roca (Relación de Poisson y módulo de Young) son importantes en el diseño de un fracturamiento hidráulico.

La relación de Poisson ( $\nu$ ) está definida por Calderón (2014) como el cociente entre la deformación lateral (deformación perpendicular al esfuerzo aplicado) y la deformación longitudinal (deformación en la dirección del esfuerzo aplicado) en una muestra sometida a una prueba uniaxial. Es un parámetro primordial para determinar el esfuerzo de cierre y los esfuerzos de deformación de la roca, al representar una característica de expansión de la misma. Los valores típicos de

relación de Poisson para algunas formaciones de shale en Estados se muestran en la figura 10.

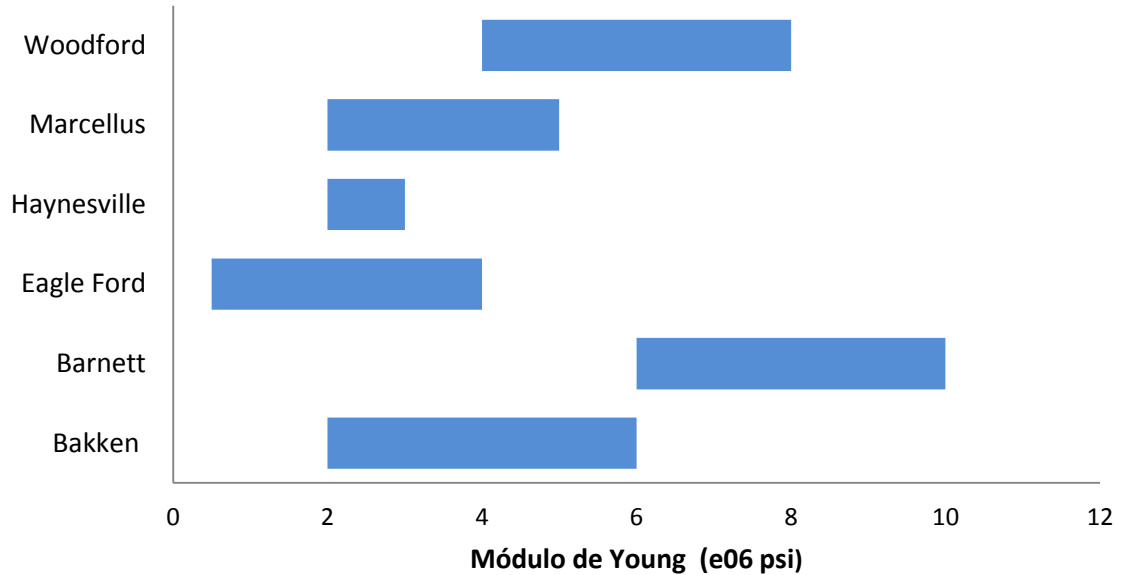
Por otra parte, el módulo de elasticidad de Young (E) es la medida de la rigidez de un material elástico, y representa la razón entre esfuerzo y deformación ( $E=\sigma/\varepsilon$ ). Las rocas con un bajo módulo de Young tienden a ser dúctiles, mientras que valores altos de módulo de Young representan rocas frágiles, favoreciendo así al fracturamiento hidráulico. Este parámetro tiene una influencia directa en la geometría de la fractura inducida, porque a partir de su magnitud es posible obtener características de la geometría de la fractura tales como longitud y ancho. La figura 11 muestra los valores típicos de módulo de Young para algunas formaciones de *Shale* en Estados Unidos.

**Figura 10.** Valores de relación de Poisson en formaciones de *Shale* de Estados Unidos



**Fuente:** Tomado y modificado de ZHANG, Rui; NING, Zhengfu; YANG, Feng; ZHAO, Huawei. Evaluation of petrophysical and Mechanical features for Shale gasReservoirs in South Sichuan Basin, China. In: Society of Petroleum, 2015.

**Figura 11.** Valores de Módulo de Young en formaciones de *Shale* de Estados Unidos



**Fuente:** Tomado y modificado de ZHANG, Rui; NING, Zhengfu; YANG, Feng; ZHAO, Huawei. Evaluation of petrophysical and Mechanical features for Shale gas Reservoirs in South Sichuan Basin, China. In: Society of Petroleum, 2015.

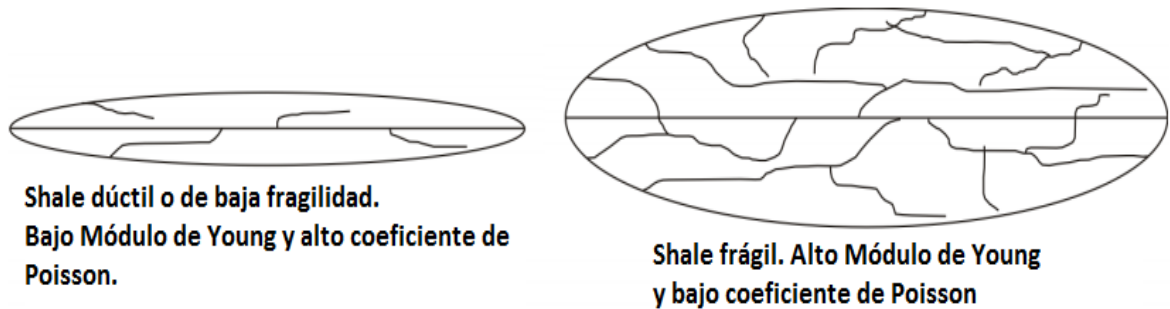
A partir del módulo de Young ( $E$ ) y la relación de Poisson ( $\nu$ ), se puede calcular el “*Brittleness*” de una formación. Este parámetro indica que tan dúctil o frágil es la formación y por ende que tan “fracturable” es la misma. Para el cálculo del *Brittleness* se emplea la ecuación de Rickman et al. (2008) de la siguiente forma:

$$Brittleness = \frac{1}{2} \left( \frac{E^{(0,8-\nu)} - 1}{8-1} + \frac{\nu - 0,4}{0,15 - 0,4} \right) \quad (1)$$

Para valores bajos de coeficiente de Poisson y altos de Módulo de Young, el valor del *Brittleness* aumenta (Rickman et al., 2008). Un *shale* dúctil no es un buen yacimiento ya que la formación tenderá a cerrar cualquier fractura ya sea hidráulica o natural, mientras que un *shale* frágil tiene más probabilidad de

responder bien a tratamientos de fracturamiento hidráulico. En la figura 12 se puede observar la influencia del *Brittleness* en la geometría de fractura obtenida en un fracturamiento hidráulico.

**Figura 12.** Geometría de fractura en formaciones de *shale* según su fragilidad



**Fuente:** JARIPATKE, Omkar, CHONG, King Kwee, GRIESER, William Vincent, & PASSMAN, Andrea. A Completions Roadmap to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2010. doi:10.2118/130369-MS

**1.3.2. Dureza o resistencia de la roca.** De acuerdo con Holditch et al (2016), Los parámetros clave para determinar la dureza de la roca son la resistencia compresiva no confinada (UCS), la resistencia tensil ( $T_o$ ), la cohesión ( $C_o$ ) y el coeficiente de fricción interna ( $\Phi$ ). Estos parámetros se miden a través de núcleos, pero pueden ser también estimados a partir de registros y correlaciones empíricas.

El UCS es el máximo valor de resistencia de un material cuando se aplica una compresión uniaxial con una presión de confinamiento igual a cero en un núcleo cilíndrico. La resistencia tensil ( $T_o$ ) es la resistencia máxima del material cuando se aplica un esfuerzo de tensión. Generalmente al alcanzar este valor, el material falla completamente, por último, la cohesión y el coeficiente de fricción interna se

pueden estimar ajustando el UCS al criterio de falla de Mohr-Coulomb, o algún otro criterio<sup>5</sup>.

Debido a que los yacimientos no convencionales contienen formaciones anisotrópicas, la dureza o resistencia de la roca dependerá de la orientación de la carga aplicada con relación al plano de estratificación. Generalmente, las durezas medidas de forma paralela y perpendicular a los planos de estratificación son mayores que las medidas en orientaciones intermedias. Esto es importante, ya que muchos yacimientos no convencionales son entonces perforados en direcciones que no intersectan los planos de estratificación perpendicular o paralelamente.

**1.3.3. Presión de Poro.** Hace referencia a la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento. La presión será normal cuando sea igual a la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. De lo contrario se habla de una “subpresión” cuando la presión está por debajo de la hidrostática.

La sobrepresión puede ser causada por el enterramiento rápido de sedimentos y fluidos, mientras que la subpresión puede ser resultado de la depleción.

Siguiendo a Gong & Rodríguez (2016), la presión de poro en yacimientos convencionales puede predecirse comúnmente a través de 3 métodos: sísmica, cálculos de petrofísica y modelamiento de bases. Sin embargo, la predicción de la presión de poro en yacimientos de *shale* se ve obstaculizada por la falta de valores de presión “verdaderos” dentro de las formaciones. Debido a las permeabilidades extremadamente bajas ( $\mu\text{D-nD}$ ), las mediciones directas de

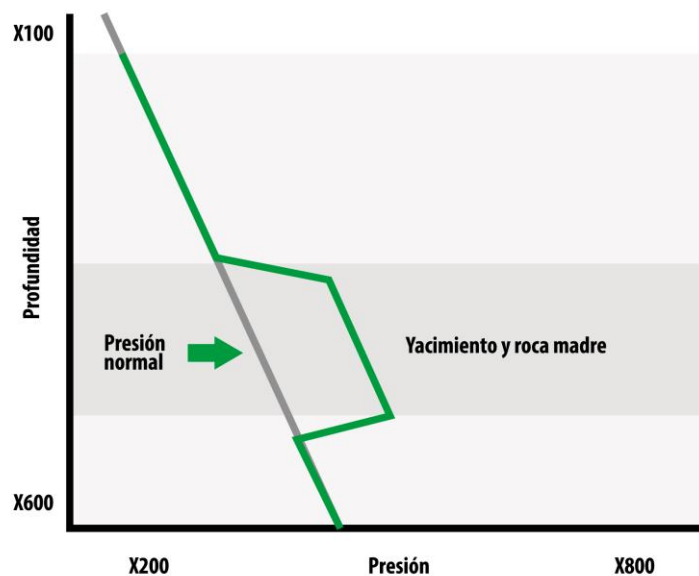
---

<sup>5</sup> HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development. First Edition. USA: ELSEVIER. 2016.

presión de poro con herramientas de *wireline* no se pueden realizar. Generalmente, los datos de presión de poro para este tipo de recursos se deducen, entonces, a partir del peso del lodo de perforación, eventos de perforación, presión de cierre instantánea (ISIP) durante la etapa del *pad*, interpretaciones de pruebas diagnósticas de inyección, entre otros.

En yacimientos no convencionales la presión de poro tiene un impacto directo en el estado de esfuerzos, y durante la perforación puede causar patadas o “*kicks*” desde formaciones permeables, además es un parámetro difícil de cuantificar ya que sus métodos incluyen la creación de diagramas históricos del proceso de enterramiento de los sedimentos y columnas estratigráficas (Holditch, 2016). La Figura 13 muestra un perfil de presión de poro típico para una formación de *shale*:

**Figura 13.** Perfil de presión de poro típico para un yacimiento no convencional



**Fuente:** HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development. First Edition. USA: Elsevier, 2016.

A continuación, se presenta la tabla 6 y la figura 14 en donde se comparan algunos de los parámetros a tener en cuenta durante un proceso de fracturamiento

hidráulico en yacimientos convencionales y en yacimientos no convencionales (con presencia de FNs).

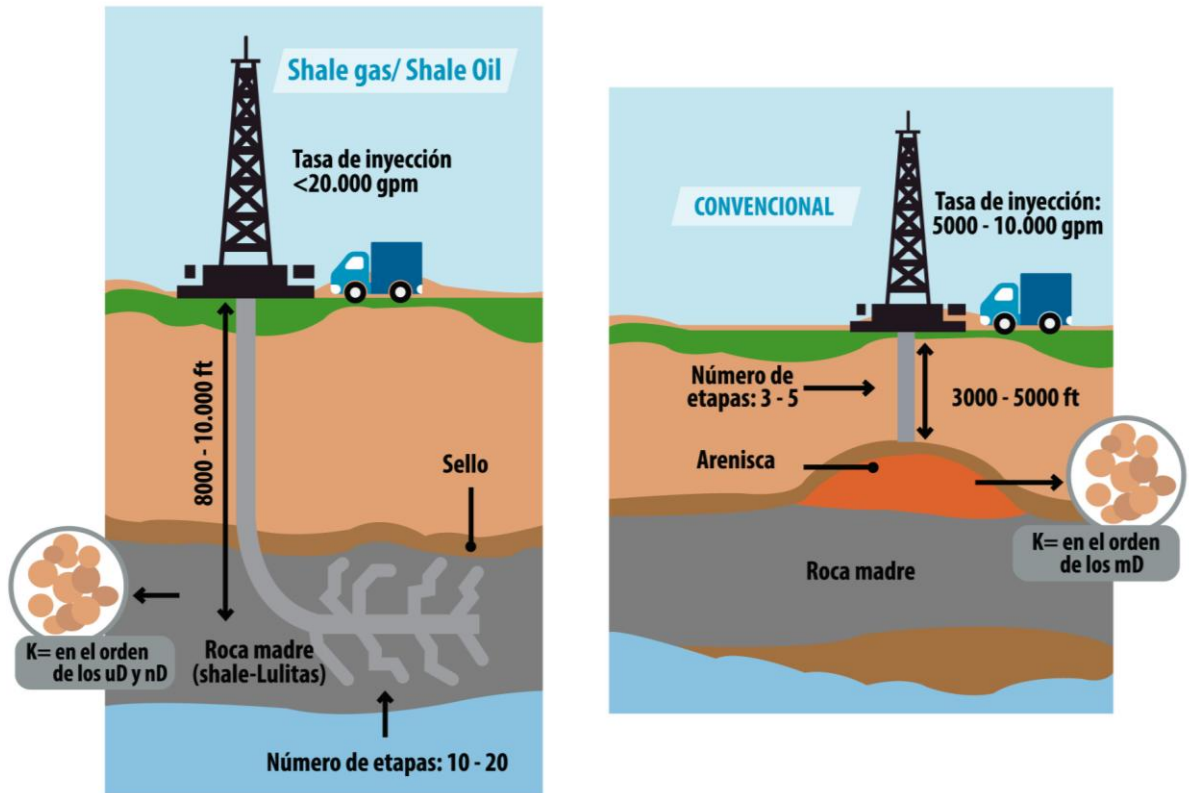
**Tabla 6.** Comparación de los parámetros a tener en cuenta durante el fracturamiento hidráulico en pozos convencionales y no convencionales.

PARÁMETRO	YACIMIENTO CONVENCIONAL	YACIMIENTO NO CONVENCIONAL
Valor de permeabilidad SCHNEIDER, F (2014)	En el orden de los mD ( $\times 10^{-3}$ ) y los Darcies.	En el orden de los $\mu$ D ( $\times 10^{-6}$ ) y nD ( $\times 10^{-12}$ )
Relación de Poisson CALDERON, Z (2014)	0.28	0.14
Módulo de Young CANOBA, A. C y FRAGA, R. H (2004)	$0.7-11.33 \times 10^6$ psi	$1.4-4.9 \times 10^6$ psi
Tipos de pozo	Verticales o desviados	Horizontal
Presiones*	Alrededor de los 5000 psi	Alrededor de los 15.000 psi
Número de etapas Pearson, M (2014)	3-5	10-20
Tasas de inyección GALLEGOS J, T. y VARELA A, T. (2015)	5.000-10.000 gpm	>20.000 gpm (altas con el fin de formar una red de fracturas)

<b>Cantidad de fluido inyectado GALLEGOS J, T. y VARELA A, T. (2015)</b>	20.000-80.00 galones	2-5 millones de galones
<b>Cantidad de propante HARTENERGY, (2016)</b>	20.000-1.000.000 lbs	Hasta 500.000 lb/etapa (aprox. $10 \times 10^6$ lbs)
<b>Geometría de la Fractura</b>	Fractura planar	Depende de la interacción FN-FH (planar-no planar)
<b>Inestabilidad del pozo *</b>	Dominado por falla mecánica	Dominado por efectos físico-Químicos
<b>Comportamiento de la roca *</b>	Elástica a elastoplástica	Inelástica
<b>Características mecánicas de la roca *</b>	Más frágil	Más dúctil
<b>Propiedades de la roca *</b>	Isotrópicas- anisotrópicas	Generalmente transversalmente Isotrópicas
<b>Estimación de la Presión de Poro *</b>	Medición	Predicción
<b><i>Leak-off</i> Dahi-Taleghani, (2009)</b>	Depende de la permeabilidad de la formación, presión de tratamiento y parámetros del fluido	No depende de la permeabilidad de la formación. Puede llegar a ser 50 veces mayor que en un Yacimiento convencional

**Fuente:** (\*) Tomado de Soroush, H. 2013

**Figura 14.** Esquema comparativo del fracturamiento hidráulico en una formación de *Shale* y en un yacimiento convencional.



#### 1.4. MECANISMOS DE INTERACCIÓN FH-FN

Existen evidencias (microsísmica) que sugieren que la creación de complejas redes de fracturas durante tratamientos de fracturamiento suele ser común en yacimientos no convencionales. La complejidad de la red está influenciada por las FN existentes y los esfuerzos in-situ de la formación (Holditch et al., 2016).

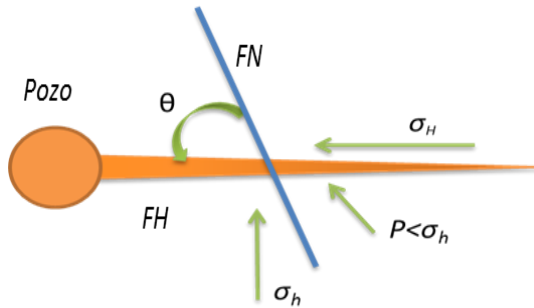
La interacción entre una FH y una FN podría causar pérdida de fluido de fracturamiento hacia la FN, dilatación de la FN, o incluso la ramificación o alteración del camino de la FH, originando así una compleja red. La creación de

esta red resultaría en un aumento del volumen de roca estimulado (SRV), que es el volumen de roca directamente afectado por la estimulación.

La interacción FH-FN depende de los esfuerzos in-situ, las propiedades mecánicas de la roca, propiedades de la FN y de los parámetros del fracturamiento hidráulico, incluyendo propiedades del fluido de fracturamiento y su caudal de inyección. A continuación, se presentan algunos de los escenarios de la interacción FH-FN:

**1.4.1. Cruce directo de la FH.** Según Weng (2014), este escenario sucede cuando la FN posee una unión mecánica muy fuerte o está sometida a un gran esfuerzo normal. La concentración de esfuerzo tensil en la punta de la FH será transmitida rápidamente a través de la interface de la FN, haciendo que la roca falle en tensión y permitiendo que la FH se propague a través de la FN sin cambiar su dirección. Así, la FH se propagará a través de la formación como una fractura planar. La FN permanecerá cerrada si la presión del fluido es menor que el esfuerzo de cierre que está actuando sobre ella, en este caso, la FH cruzará la FN sin cambio de dirección y su propagación continuará siendo planar. Sin embargo, si la presión del fluido en algún momento excede el esfuerzo de cierre, esta se abrirá en tensión y entrará a formar parte de una red de fracturas no planares (Figura 15).

**Figura 15.** Fenómeno de cruce directo de la FH sobre la FN.

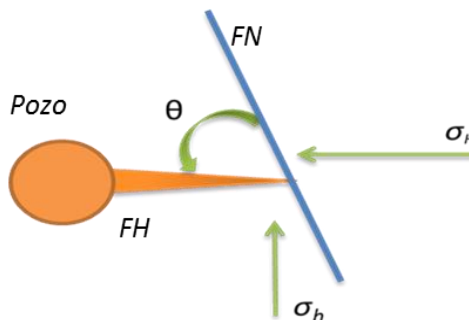


**Fuente:** Tomado y modificado de: VECINO, Iván Arturo. Metodología para Identificar los Factores Geomecánicos y Geológicos Influyentes en Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico en Pozos de un Campo Colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

**1.4.2. FH detenida por la FN.** Ocurre cuando la FN es más débil que la matriz de la roca y la condición de esfuerzos es tal, que la interface falla en cizalla y se desliza. Como consecuencia, el esfuerzo tensil en la punta de la FH no se alcanza a transmitir al lado opuesto de la FN para que la roca falle en tensión.

Si la presión en la FH continúa creciendo, puede llegar a exceder el esfuerzo de cierre que actúa sobre la FN haciendo que esta se abra en tensión y se vuelva parte de la red fracturas hidráulicas, (Weng, 2014) (Figura 16).

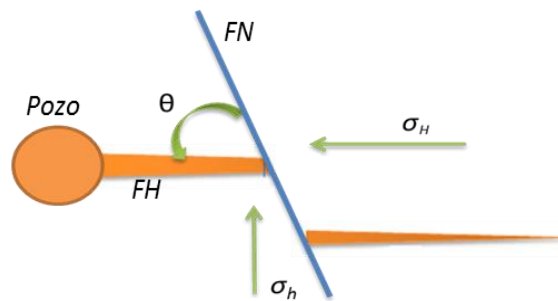
**Figura 16.** FH detenida por la FN



**Fuente:** Tomado y modificado de WENG, Xiaowei. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. In: Journal of Unconventional Oil and Gas, septiembre 2014. 116-117p.

**1.4.3. Cruce de la FH con “offset”.** Es frecuentemente observado en laboratorio y en estudios de campo que cuando la FH cruza la FN, lo hace con un pequeño “offset” o desplazamiento de su camino original (Figura 17). Este desplazamiento en la propagación de la FH está en el orden de unas pocas pulgadas y se da debido a una separación local en la interface de la FN y a desplazamientos por cizalla en el punto de intersección de las dos fracturas, los cuales desplazan la concentración de esfuerzos desde este punto hacia la región de deslizamiento (Weng, 2014).

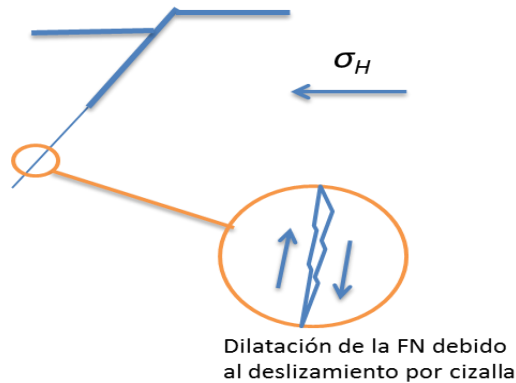
**Figura 17.** Propagación de la FH a través de la FN con “offset”



**Fuente:** Tomado y modificado de WENG, Xiaowei. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. In: Journal of Unconventional Oil and Gas, septiembre 2014. 116-117p.

**1.4.4. Dilatación de la FN debido al deslizamiento por cizalla.** Si la presión ejercida por el fluido sobre la FN se mantiene por debajo de su esfuerzo de cierre, la fractura no se separará en tensión. Sin embargo, puede llegar a fallar por cizalla. Este deslizamiento por cizalla provoca la dilatación de la FN, y aumenta la permeabilidad de la misma, por lo que podría aumentar potencialmente la producción. El fenómeno de deslizamiento por cizalla depende del esfuerzo normal y el esfuerzo de cizalla actuando en la FN, que a su vez dependen de los esfuerzos principales in situ, el ángulo de la FN respecto a los esfuerzos in-situ, la presión del fluido y por último las propiedades de fricción interfacial de la FN. (Holditch et al., 2016) (Figura 18).

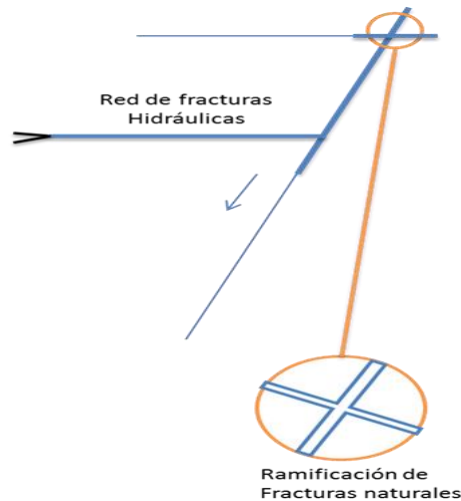
**Figura 18.** Dilatación de la fractura natural debido al deslizamiento por cizalla.



**Fuente:** Tomado y modificado de WENG, Xiaowei. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. In: Journal of Unconventional Oil and Gas, septiembre 2014. 116-117p.

**1.4.5. Interconexión de fracturas naturales.** Una vez la presión del fluido excede el esfuerzo de cierre de la FN, esta se abre en tensión y se vuelve parte de la red de fracturas hidráulicas. Si la FN intersecta otra FN, cuando el fluido alcance el punto de intersección la FH se puede ramificar de nuevo, siempre y cuando la presión de esta exceda el esfuerzo de cierre (Weng, 2014) (Figura 19).

**Figura 19.** Ramificación de la FH en la intersección de FNs.

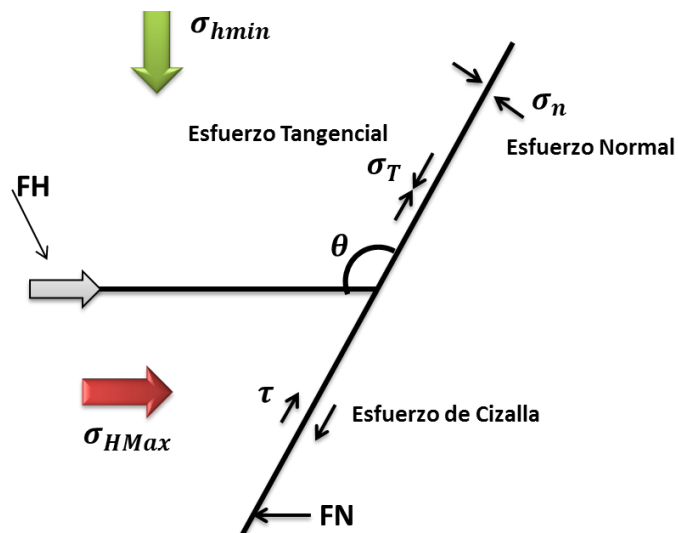


**Fuente:** Tomado y modificado de WENG, Xiaowei. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. In: Journal of Unconventional Oil and Gas, septiembre 2014. 116-117p.

## 2. REVISIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INTERACCIÓN FH-FN EXISTENTES EN LA LITERATURA

La figura 20 ilustra una FH interceptando una FN. En esta figura,  $\theta$  es el ángulo de aproximación,  $\sigma_{Hmax}$  y  $\sigma_{hmin}$  son el esfuerzo horizontal máximo y mínimo, y  $\tau$  y  $\sigma_n$  son los esfuerzos de cizalla y normal actuando en el plano de la FN.

**Figura 20.** Esquema de una FH aproximándose a una FN.

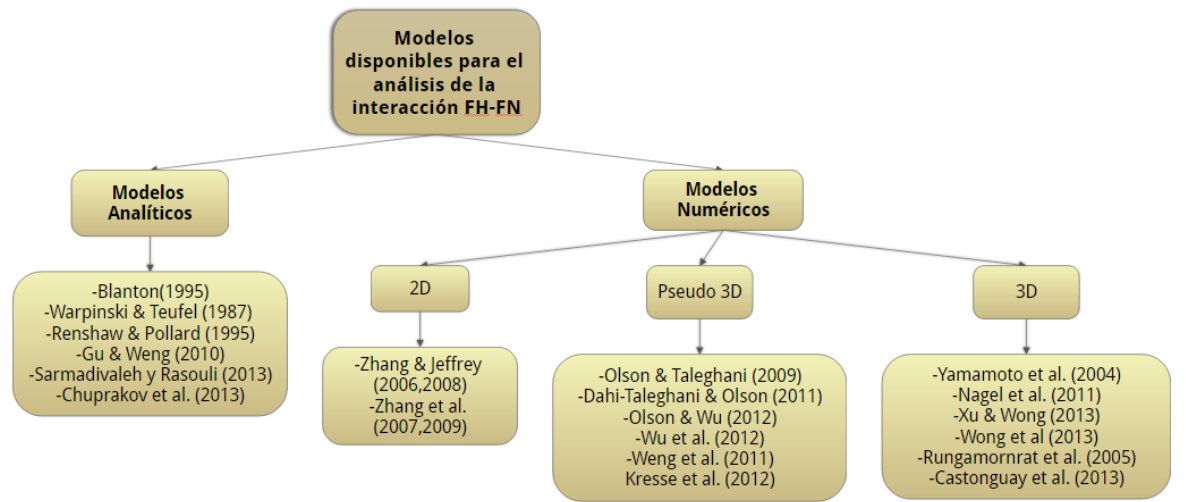


**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012, 28p.

Muchas soluciones analíticas y numéricas han sido propuestas con el fin de predecir la interacción FH-FN (Figura 21). El criterio propuesto por Blanton (1982; 1986) y Warpinski y Teufel (1987) se basa en el diferencial de esfuerzos ( $S_1 - S_3$ ) y el ángulo de aproximación  $\theta$ . Renshaw y Pollard (1995) consideraron el cruce de la FH a través de una interface friccional con un ángulo de  $90^\circ$  respecto a esta. Este último fue modificado por Gu y Weng (2010) quienes expandieron y

generalizaron el modelo para que funcionara para ángulos cualquier ángulo de aproximación. Ninguno de estos modelos considera la cohesión y adhesión de la FN.

**Figura 21.** Mapa conceptual modelos para el análisis de la interacción FH-FN



## 2.1. CRITERIO DE BLANTON (1986)<sup>6</sup>

Este modelo fue propuesto por Thomas Blanton, 1986, y provee las bases para seleccionar tratamientos de fracturamiento que crucen y conecten las fracturas naturales existentes en las formaciones, con el pozo, es decir con las fracturas hidráulicas inducidas.

El modelo se desarrolló con base en experimentos de laboratorio diseñados a escala, en donde los parámetros a variar fueron el diferencial de esfuerzos ( $\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin}$ ), y el ángulo entre la fractura ya existente y el esfuerzo horizontal máximo ( $\theta$ ), más conocido como ángulo de aproximación.

4. BLANTON, Thomas. Propagation of Hydraulically and Dynamically Induced Fractures in Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers, SPE production and operation, Mayo 1986, 616p.

Para el desarrollo del modelo, el diferencial de esfuerzos fue variado desde 100 a 1600 psi con un esfuerzo mínimo de 600 psi en cada prueba y los ángulos de aproximación fueron de 30°-60° y 90°.

Los resultados de las pruebas mostraron dos tipos de interacción FH-FN, consistiendo en la apertura o cruce de la FN. Los siguientes comportamientos fueron observados:

- Para un ángulo de 30°, se observó la apertura de la FN hasta un diferencial de esfuerzos de 1600 psi. Para valores mayores, se observó deslizamiento de la FN.
- Para un ángulo de 60°, se observó cruce de la FN con un diferencial de esfuerzos mayor o igual a 600 psi, mientras que para un valor de 300 psi se observó la apertura de la FN.
- Para un ángulo de 90°, se observó el cruce de la FN para todos los diferenciales de esfuerzo.

El producto de la investigación fue el siguiente criterio, que relaciona el diferencial de esfuerzos, y el ángulo de aproximación de la FH con respecto a la FN:

$$(\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin})(\cos 2\theta - b \sin 2\theta) < -T_o \quad (2)$$

El valor de b se calcula teniendo el factor de fricción de la FN  $\mu_f$  de la siguiente forma:

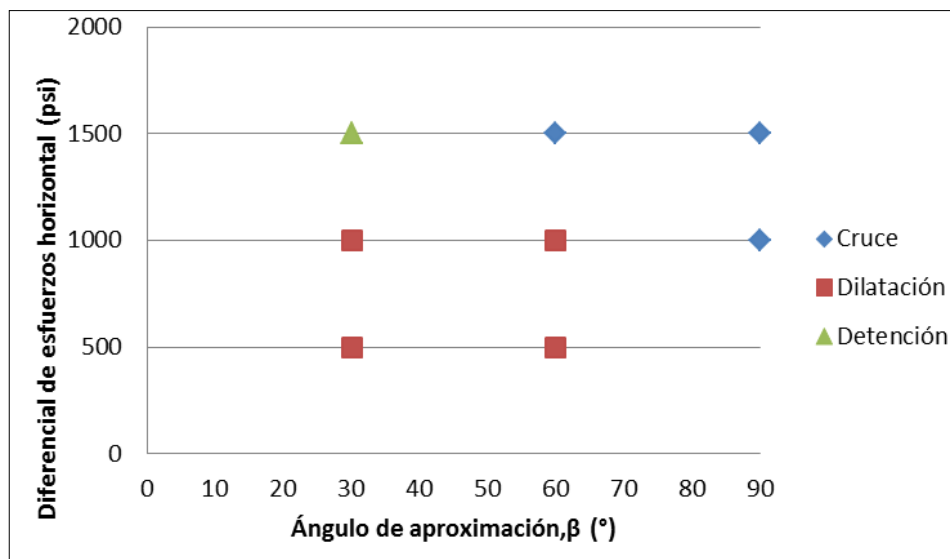
$$b = \frac{1}{2\pi} \ln \left[ \frac{1 + (1 + e^{\frac{\pi}{2\mu_f}})^{0,5}}{1 - (1 + e^{\frac{\pi}{2\mu_f}})^{0,5}} \right]^2 \quad (3)$$

Si la desigualdad (6) se cumple, la FH cruza la FN, mientras que, si ocurre lo contrario, la propagación de la FH se verá afectada, deteniéndose en la unión de las dos fracturas.

## 2.2. CRITERIO DE WARPINSKI & TEUFEL (1987)<sup>7</sup>

Warpinski y Teufel (1987), llevaron a cabo una serie de experimentos de laboratorio a partir de los que derivaron un criterio de interacción que permite predecir si la FH causa deslizamiento por cizalla en la FN haciendo que su propagación se detenga, o si la FH dilata la FN dando lugar a un excesivo filtrado o *leak-off*. Los comportamientos mencionados anteriormente son función del diferencial de esfuerzos horizontal y el ángulo con el que se aproxima la FH a la FN (Figura 22).

**Figura 22.** Resultados de laboratorio que muestran el comportamiento de la interacción FH-FN



**Fuente:** Tomado y modificado de WARPINSKI, Norman; TEUFEL, Lawrence. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. In: Society of Petroleum Engineers, SPE-13224-PA. 1987. 214p.

<sup>7</sup> WARPINSKI, Norman; TEUFEL, Lawrence. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. En: Society of Petroleum Engineers, SPE-13224-PA. 1987. 209–220p.

Los resultados obtenidos dependieron de parámetros como: la permeabilidad de la FN, propiedades friccionales, esfuerzos in-situ, el espaciamiento y la orientación de la FN respecto al campo de esfuerzos, la presión de tratamiento y la viscosidad del fluido de fracturamiento.

A continuación, se muestran dos correlaciones que permiten determinar las condiciones bajo las cuales la FN se dilatará o sufrirá deslizamiento, afectando así el crecimiento de la FH.

La condición para que se produzca deslizamiento en la FN es:

$$\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin} \geq \frac{2\tau_0 - 2P_n\mu_f}{\sin 2\theta + \mu_f \cos 2\theta - \mu_f} \quad (4)$$

Para la ecuación 4, existirá un  $\theta$  para el cual el lado derecho de la expresión se empezará a hacer negativa. A partir de este valor de  $\theta$ , la FH siempre cruzará la FN ya que el esfuerzo normal actuando en la FN será lo suficientemente grande para prevenir el deslizamiento de la FN.

La condición para que la FN se dilate es:

$$\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin} < \frac{2P_n}{(1 - \cos 2\theta)} \quad (5)$$

En el caso que la condición de deslizamiento no se cumpla, la FH cruzará la FN.

### 2.3. CRITERIO DE RENSRAW & POLLARD (1995)<sup>8</sup>

Renshaw y Pollard (1995), se introducen un mecanismo de cruce de FN denominado *Cruce compresivo*, que ocurrirá si la magnitud del esfuerzo normal actuando en la FN (interfaz de fricción) es suficiente para prevenir el deslizamiento a lo largo de la misma, en el momento en que el esfuerzo en la punta de la FH es suficiente para iniciar una fractura en el lado opuesto de la FN. Se asume que la FN no tiene cohesión obedeciendo la ley de fricción lineal.

Además, el cruce compresional ocurre por la reiniciación de la FH en el lado opuesto de la FN, y no por la propagación continua de la FH a través de la FN (Figura 23).

Las propiedades en ambos lados de la FN son lineales-elásticas, homogéneas e isotrópicas. Así, los esfuerzos cerca a la punta de la FH pueden determinarse usando los resultados de la mecánica de fractura elástica y lineal.

Este criterio de interacción FH-FN es aplicable únicamente para ángulos de aproximación iguales a 90° y está expresado como:

$$\frac{-\sigma_{HMax}}{T_o - \sigma_{hMin}} > \frac{0.35 + \frac{0.35}{\mu_f}}{1.06} \quad (6)$$

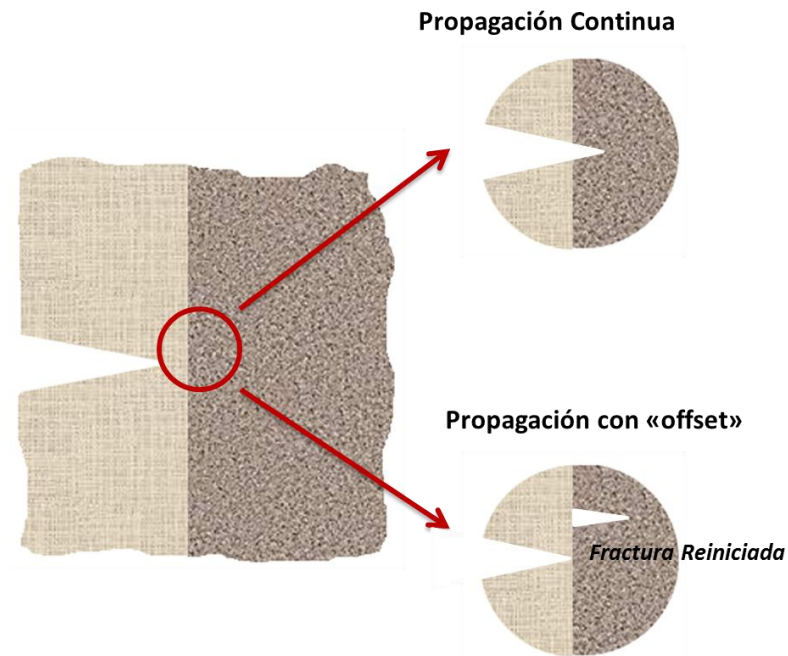
R&P asume que el cruce no se presentará cuando ocurra deslizamiento, en contraste con algunos resultados experimentales que muestran que el cruce podría ocurrir luego del deslizamiento y la penetración del fluido en la FN. Esto

---

<sup>8</sup> RENSRAW, Carl; POLLARD, David. An Experimentally Verified Criterion for Propagation Across Unbounded Frictional Interfaces in Brittle, Linear Elastic Materials. En International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Volume 32, Issue 3. 1995. 237-249.

indica que el criterio subestima la resistencia requerida para que la FH cruce la FN.

**Figura 23.** Propagación continua de la FH (parte superior) Vs cruce compresional a través de una FN (interfaz de fricción).



**Fuente:** Tomado y modificado de: RENSHAW, Carl; POLLARD, David. An Experimentally Verified Criterion for Propagation Across Unbounded Frictional Interfaces in Brittle, Linear Elastic Materials. In: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Volume 32, Issue 3. 1995.239p.

#### 2.4. CRITERIO EXTENDIDO DE RENSHAW & POLLARD<sup>9</sup>

Gu y Weng (2010) y Sarmadivaleh y Rasouli (2013) extendieron el criterio de Renshaw & Pollard (1995) con el fin de aplicarlo en el análisis de interacción FH-FN para ángulos diferentes de 90° y FNs con cohesión (resistencia al corte), características que no son tenidas en cuenta en el criterio original. Para efectos de simplicidad se hará referencia los criterios establecidos por Gu y Weng (2010) y

<sup>9</sup> GU, H. y WENG, X. Criterion for Fractures Crossing Frictional Interfaces at Non-orthogonal Angles. En: American Rock Mechanics Association, ARMA 10-198. 2010.

Sarmadivaleh y Rasouli (2013) como R & P (2010) y R & P (2013) respectivamente.

El criterio R & P (2010) no está expresado como una ecuación explícita, sin embargo, los comportamientos de cruce, o no cruce se pueden determinar mediante la solución de una ecuación cuadrática y algunas expresiones más sencillas. Para este criterio se encontró que al tener ángulos pequeños de interacción es probable que ocurra deslizamiento en la FN, minimizándola posibilidad de cruce de la FH.

Por el contrario, R & P (2013) consta de expresiones analíticas que se pueden aplicar directamente para analizar los comportamientos de cruce/no cruce. Sarmadivaleh y Rasouli modificaron la condición de deslizamiento en la FN añadiendo un coeficiente de fricción aparente  $\mu''_f$  con el fin de tener en cuenta la cohesión de la FN que fue despreciada por Renshaw y Pollard (1995).

#### **2.4.1 MODIFICADO R & P (2010)**

Generalmente, las FNs no se encuentran alineadas con los esfuerzos principales in-situ de la formación, por tanto, el ángulo de interacción entre las fracturas podrá adquirir valores diferentes a 90°. El ángulo de interacción tiene un efecto significativo en el cruce de la FN, por tanto, se hizo necesario extender el criterio original (Sarmadivaleh, 2014).

El criterio fue extendido por Gu & Weng (2010) así obteniendo la siguiente expresión:

$$|\tau_{\theta}| < C_o - \mu_f \sigma_{\theta y} \quad (7)$$

$\tau_\beta$  y  $\sigma_{\beta y}$  corresponden a los esfuerzos de cizalla y normal, respectivamente, actuando en la FN. Estos dependen del estado de esfuerzos actuando en la punta de la FH (a) y el estado de esfuerzos remoto (b):

- $\sigma_{\theta y} = \sigma_{tip,\theta y}(a) + \sigma_{r,\theta y}(b)$  (8)

$$\sigma_{\theta y} = K + K \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \cos 2\theta - K \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{3\theta}{2} \sin 2\theta + \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \quad (9)$$

- $\tau_\theta = \tau_{tip,\theta}(a) + \tau_{r,\theta}(b)$  (10)

$$\tau_\theta = K \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \sin 2\theta + K \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{3\theta}{2} \cos 2\theta - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \sin 2\theta \quad (11)$$

El valor de K mencionado anteriormente puede calcularse mediante una la siguiente ecuación cuadrática desarrollada por Gu y Weng (2010):

$$\cos^2 \frac{\theta}{2} K^2 + 2 \left[ \left( \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \right) \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} - T \right] K + \left[ T^2 - \left( \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \right)^2 \right] = 0 \quad (12)$$

En donde  $T = T_o - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2}$  (13)

Si se cumple la condición planteada (ec.7), la interacción entre la FH y la FN resultará en un cruce de la primera sobre la interface de la segunda. En caso de no cumplirse, ocurrirá un deslizamiento por cizalla en la interface de la FN y la FH se detendrá por causa de este fenómeno.

Gu et al. (2012) validaron el criterio R & P (2010) a partir de una serie de experimentos de laboratorio en donde se inyectaron fluidos en bloques bajo condiciones de esfuerzo triaxial, encontrando consistencia con las predicciones arrojadas por el criterio.

## 2.4.2 MODIFICADO R & P (2013)

Sarmadivaleh y Rasouli (2013) derivaron una serie de expresiones con el fin de analizar la interacción FH-FN para ángulos diferentes de 90 y FNs con cohesión. El criterio generalizado se escribe como:

$$\frac{-\sigma_n}{T_o - \sigma_T} > \frac{\left(1 - \text{seno}\frac{\theta}{2} \text{seno}\frac{3\theta}{2}\right) + \frac{1}{\mu''_f \cos\frac{\theta}{2}} \left( \left| \text{seno}\frac{\theta}{2} \cos\frac{\theta}{2} \cos\frac{3\theta}{2} + \alpha \right| \right)}{\left(1 + \text{seno}\frac{\theta}{2} \text{seno}\frac{3\theta}{2}\right)} \quad (14)$$

$\sigma_n$  y  $\sigma_T$  son el esfuerzo normal y tangencial, respectivamente, actuando en la FN como resultado de la transformación del campo de esfuerzos ( $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ ), y  $\tau$  es el esfuerzo de corte actuando también en la interface. Estos esfuerzos se pueden calcular según Jaeger et al. (2007) de la siguiente forma:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_{HMax} + \sigma_{hmin}}{2} + \frac{\sigma_{HMax} - \sigma_{hmin}}{2} \cos(\pi - 2\theta) \quad (15)$$

$$\sigma_T = \frac{\sigma_{HMax} + \sigma_{hmin}}{2} - \frac{\sigma_{HMax} - \sigma_{hmin}}{2} \cos(\pi - 2\theta) \quad (16)$$

$$\tau = -\frac{\sigma_{HMax} - \sigma_{hmin}}{2} \text{seno}(\pi - 2\theta) \quad (17)$$

El término  $\alpha$  que aparece en la ecuación 14 puede ser calculado a partir de los esfuerzos de corte y tangencial actuando en la FN, el esfuerzo tensil de la roca, y el ángulo de interacción así:

$$\alpha = \frac{\frac{\tau}{T_o - \sigma_T}}{\left(\cos\frac{\theta}{2} \left(1 + \text{seno}\frac{\theta}{2} \text{seno}\frac{3\theta}{2}\right)\right)} \quad (18)$$

El criterio introduce el término  $\mu''_f$ , que hace referencia al coeficiente de fricción total. Este término corresponde a la suma del coeficiente fricción de la FN más el coeficiente de fricción aparente ( $\mu'_f$ ) atribuido a la Cohesión (resistencia al corte).  $\mu'_f$  puede calcularse a partir de la siguiente expresión:

$$\mu'_f = \frac{\frac{\tau_0}{\sigma_n}}{\left( \frac{1 - \operatorname{seno}\frac{\theta}{2}\operatorname{seno}\frac{3\theta}{2}}{\left(1 - \operatorname{seno}\frac{\theta}{2}\operatorname{seno}\frac{3\theta}{2}\right) + \frac{1}{\mu_f \cos\frac{\theta}{2}} \left| \operatorname{seno}\frac{\theta}{2} \cos\frac{\theta}{2} \cos\frac{3\theta}{2} + \alpha \right|} - 1 \right)} \quad (19)$$

En la expresión anterior,  $\tau_0$  corresponde a la resistencia al corte o a la cohesión de la FN.

Si el criterio establecido en la ecuación 14 se cumple, la FH cruzará la FN y continuará su propagación. De lo contrario, la FN sufrirá deslizamiento por cizalla y la FH se detendrá en la intersección.

Finalmente, Zhou et al. (2008) publicó los resultados de pruebas realizadas en laboratorio y los comparó con los resultados obtenidos a partir de R & P (2013) encontrando consistencia en la mayoría de los casos.

### **3. RIESGOS ASOCIADOS A LA INTERACCIÓN FRACTURA HIDRÁULICA-FRACTURA NATURAL**

Durante una operación de fracturamiento hidráulico en formaciones con presencia de FNs, se busca que la FH inducida intercepte la mayor cantidad de FNs, de tal forma que las active (bien sea en tensión o por cizalla) con el fin de aumentar su permeabilidad y por ende la productividad del yacimiento.

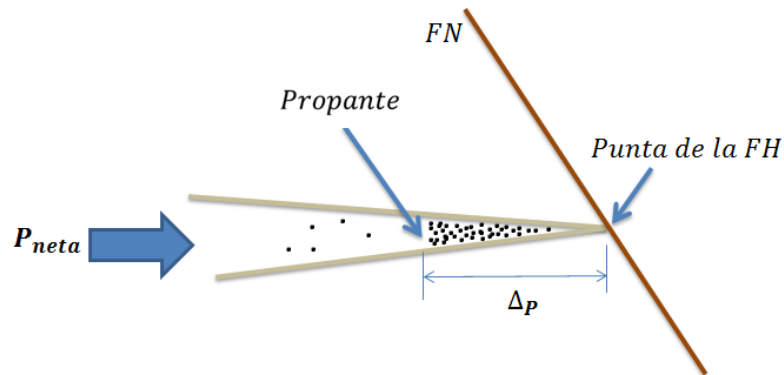
Sin embargo, en cuanto a la interacción FH-FN se pueden presentar otros escenarios que pueden resultar nocivos para el diseño de fracturamiento original, acarreando algunos problemas que se discutirán a continuación:

#### **3.1. FORMACIÓN PREMATURA DE SCREENOUTS**

El término *screenout* hace referencia a una condición que ocurre cuando el propano transportado por el fluido de fracturamiento crea una región restringida al flujo, que casusa un rápido aumento en la presión de inyección (Figura 24).

La aparición prematura de *screenouts* tiene efectos perjudiciales en las operaciones de bombeo y los procedimientos de aislamiento de zonas durante la ejecución de trabajos de fracturamiento y en la productividad del pozo después de la aplicación de los mismos, (Tamagawa y Watanabe ,2016)

**Figura 24.** Esquema de un *Tip Screenout*



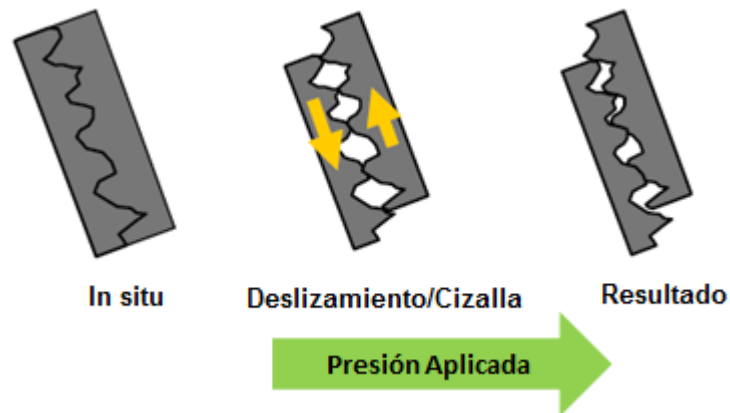
**Fuente:** Tomado y modificado de VECINO, Iván Arturo. Metodología para Identificar los Factores Geomecánicos y Geológicos Influyentes en Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico en Pozos de un Campo Colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

Una de las causas de la aparición de *screenouts* prematuros en operaciones de fracturamiento hidráulico en formaciones no convencionales con muy bajas permeabilidades de matriz (i.e formaciones de *shale*) es la deshidratación del fluido de fracturamiento debido a un excesivo filtrado o *leak-off* de fluido fracturante hacia las FNs debido a que la transmisibilidad del fluido es mayor hacia estas que hacia la matriz de la formación.

De acuerdo con Warpinski (1991), las FNs con superficies rugosas y mineralización mínima son sensibles a los esfuerzos efectivos actuando sobre ellas. Para una condición de yacimiento “virgen” en donde la presión de la FN es igual a la presión inicial del yacimiento, el esfuerzo normal efectivo es alto y los canales formados por las superficies de la fractura son altamente deformados, o están cerrados, dando lugar a bajas permeabilidades en la FN. A medida que la presión de poro en la FN se incrementa debido a la presencia de *leak-off*, el esfuerzo normal efectivo actuando sobre ella se reducirá, incrementando así la conductividad de la misma.

Además de la reducción del esfuerzo normal efectivo ( $\sigma_n$ ) que conduce a un aumento en la permeabilidad de la FN, una presión de poro elevada también puede hacer que las superficies de la FN se deslicen (si la FN no está alineada con la dirección de los esfuerzos principales). Cuando el esfuerzo normal efectivo se reduce y el esfuerzo de cizalla actuando en la FN se mantiene constante, este podría alcanzar el valor crítico descrito por la Ley de fricción de Coulomb, dando como resultado el deslizamiento en la FN. A menos que el esfuerzo normal sea extremadamente alto, el deslizamiento por corte o cizalla conlleva a un incremento en la permeabilidad de la FN debido a la rugosidad de las superficies y el reordenamiento de los granos, este fenómeno se conoce como dilatación inducida por cizallamiento (figura 25) y contribuye a un exceso de *leak-off* de fluido de fracturamiento hacia las FNs.

**Figura 25.** Mecanismo de dilatación por deslizamiento/cizalla en una FN



**Fuente:** Tomado y modificado de CHIPPERFIELD, Simon, WONG, Jay Ron, WARNER, David., CIPOLLA, Craig, MAYERHOFER, Michael, LOLON, Elyezer, & WARPINSKI, Norman. Shear Dilation Diagnostics: A New Approach for Evaluating Tight Gas Stimulation Treatments. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2007.

Barree y Conway (2001) realizaron una serie de experimentos de laboratorio diseñados para estudiar el transporte y distribución de propante en una FH con presencia de *leak-off* a través de fisuras discretas (FNs). Los resultados mostraron

un evidente “*Hold up*” o disminución de la movilidad del propano debido a la pérdida del agente de suspensión, haciendo que los granos se acumularan en las paredes de las fracturas hasta llenar completamente su ancho (figuras 26 y 27). Las gráficas 26 y 27 muestran los resultados experimentales para dos de los casos en estudio. La línea azul clara corresponde a la tasa de *leak-off* medida (galones por minuto) hacia la FN simulada. La eficiencia del fluido de fracturamiento está representada por la línea azul oscura (EFF) y se define como:

$$\frac{\text{tasa de entrada} - \text{tasa de filtrado}}{\text{tasa de entrada}} \quad (20)$$

Los puntos marrones en las figuras representan la masa total de propano acumulada en la fractura debido a la filtración. Para efectos de comparación, la línea roja corresponde a la masa de propano originalmente suspendida en el volumen de fluido que se ha filtrado.

Más de 25 experimentos fueron llevados a cabo variando las tasas de inyección desde 6 hasta 22 gpm, la concentración de propano de 1.5 a 6 ppa y la presión del sistema de 10 a 100 psi. En casi todos los casos la masa de propano acumulada fue aproximadamente igual a la masa de propano suspendida en el fluido filtrado hacia la FN, provocando así la aparición temprana de *screenouts*. Esto que evidencia que un excesivo *leak-off* y por consiguiente una dilatación de la FN afectan de forma negativa el diseño original de un fracturamiento hidráulico.

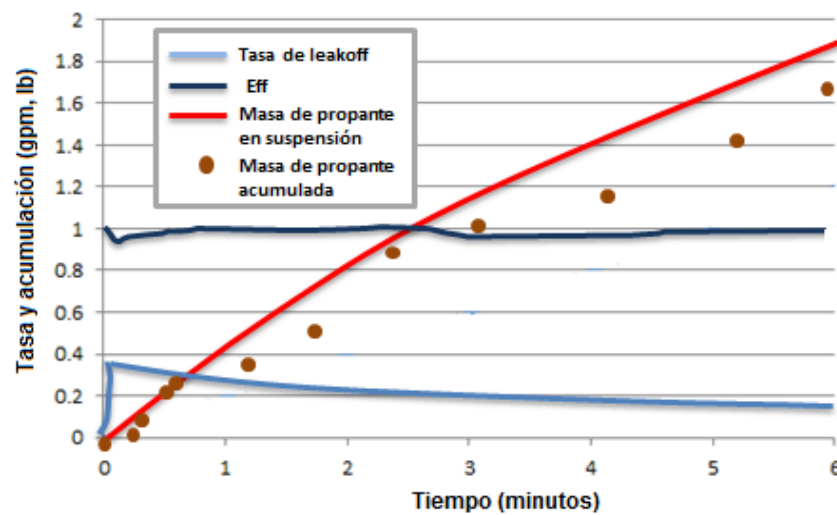
La aparición temprana de *screenouts* debido a la activación de FNs ha sido documentada en diferentes formaciones en donde se han realizado operaciones de fracturamiento hidráulico. Uno de estos casos fue registrado en el campo South Arne ubicado en el sector Danés del Mar del Norte (Cipolla et al., 2008).

A diferencia de otros yacimientos en el Mar del Norte en los cuales los problemas resultantes en los fracturamientos son la tortuosidad de la fractura y la formación

de fracturas múltiples en la cara del pozo, el yacimiento de South Arne también mostró la activación de FNs, excesivo *leak-off* y por último la incapacidad para ubicar el propante según el diseño original.

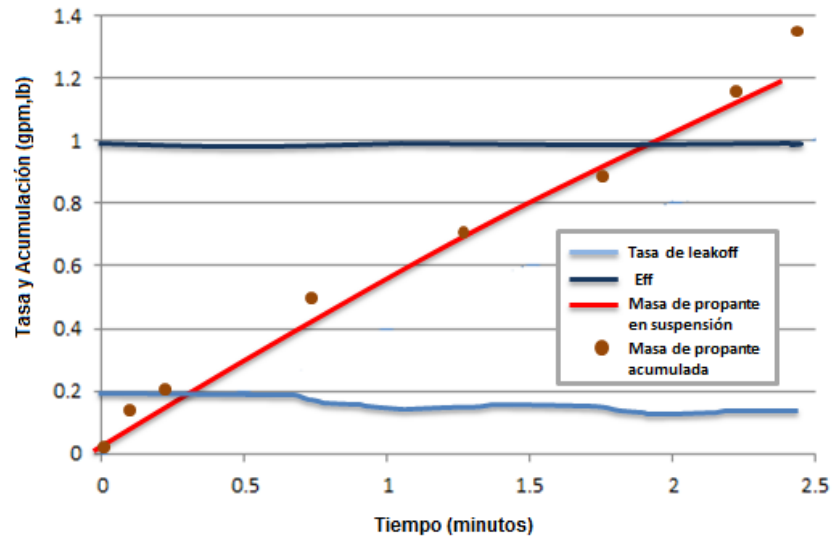
Los primeros cuatro tratamientos de fracturamiento realizados en el campo de South Arne fallaron debido a la aparición temprana de *screenouts*, ubicando menos del 15% del volumen de propante original en el diseño.

**Figura 26.** Experimento de *Hold up* de propante. Tasa de inyección= 12gpm, concentración de propante= 1.5 ppa y presión del sistema= 25 psi.



**Fuente:** Tomado y modificado de BARREE, R. D., & CONWAY, M. W. Proppant Holdup, Bridging, and Screenout Behavior in Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2001.

**Figura 27.** Experimento de *Hold up* de propante. Tasa de inyección= 6 gpm, concentración de propante= 3.0 ppa y presión del sistema= 10 psi.



**Fuente:** BARREE, R. D., & CONWAY, M. W. Proppant Holdup, Bridging, and Screenout Behavior in Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2001.

### 3.2. FORMACIÓN DE UNA RED COMPLEJA DE FRACTURAS

Como se vio en la primera sección, entre los mecanismos de interacción FH-FN se pueden encontrar la propagación de la FH a través de la FN y la interconexión entre FNs. Cualquiera de estos dos escenarios podría resultar en la formación de una red de fracturas complejas que de no ser controlada conllevaría a situaciones tales como la conexión entre pozos adyacentes, una reducción en la longitud de la FH esperada y la baja conductividad en la red de fracturas creada debido a la pobre distribución del propante en la misma, (Weng, 2014).

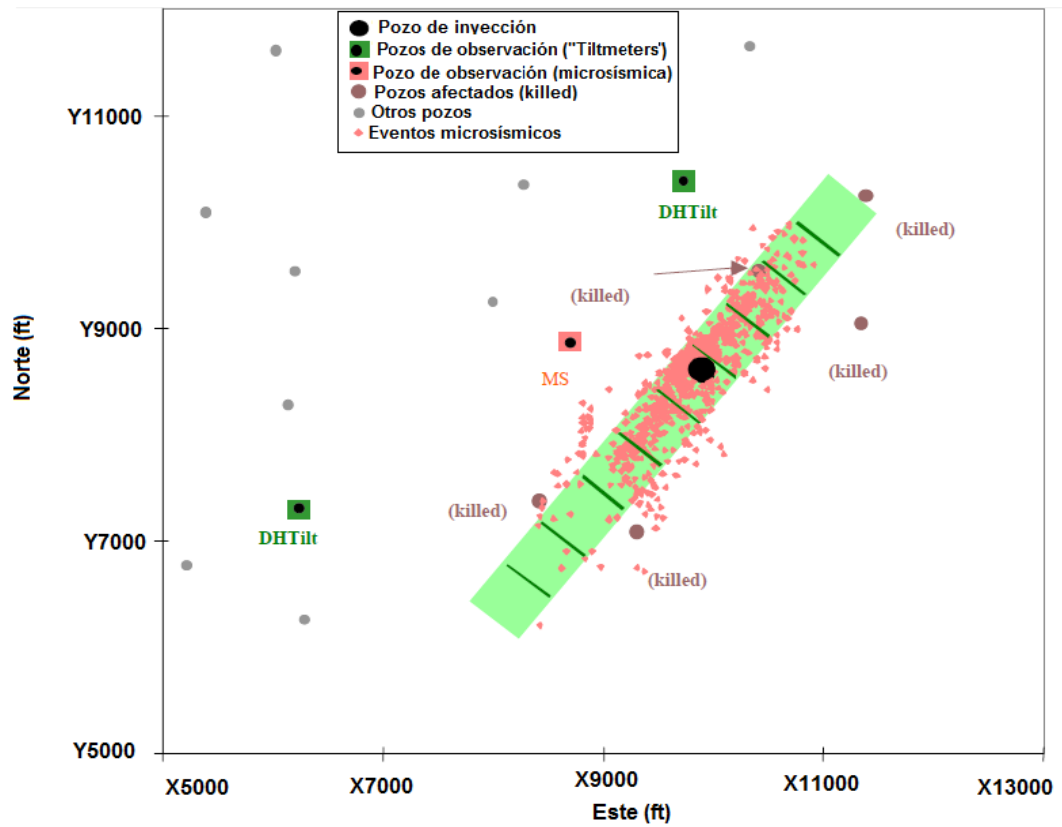
Una FH propagándose a través de una FN alcanzará la punta de ésta y entonces buscará el camino para continuar creciendo, alineándose con la dirección de preferencia (perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo). Así, la FN entrará a formar parte de la red de FHs, y la FH seguirá su camino con la probabilidad de intersectar otras FNs que también sean añadidas a esta red.

A su vez, Weng (2014) afirma que una FN que se active cuando el esfuerzo de cierre  $\sigma_n$  sea superado por la presión del fluido de fracturamiento, se abrirá en tensión y se volverá parte de la red de FH. Si esta FN intersecta otra FN, cuando el frente de fluido alcance el punto de intersección, la FH se podrá ramificar de nuevo siempre y cuando la presión supere el esfuerzo normal actuando sobre la FN.

Un caso en el *Shale* de Barnett presentado por Fisher et al. (2002), en donde se llevó a cabo un proceso de fracturamiento hidráulico, mostró la formación de una red de FHs compleja a partir de un pozo. Esto se evidenció en la disminución de la producción en los pozos adyacentes y además se registró la aparición de fluido de fracturamiento en los mismos. Diferentes métodos fueron utilizados para determinar la longitud de la fractura primaria (FH), orientación de las FNs y el volumen de fluido almacenado en las FNs después del tratamiento, entre ellos: inclinómetros de superficie y fondo, y microsísmica. El rectángulo verde sombreado en la (figura 29) representa la longitud y orientación de la FH principal, mientras que las líneas verdes indican el volumen de fluido ubicado en las FNs, cada línea representa el 5% del volumen total de “*slurry*” o fluido fracturante (i.e. 45% en la dirección NW de esta FH). Los eventos microsísmicos están representados por los puntos naranjas y el ancho de la red de fracturas es de 900 ft.

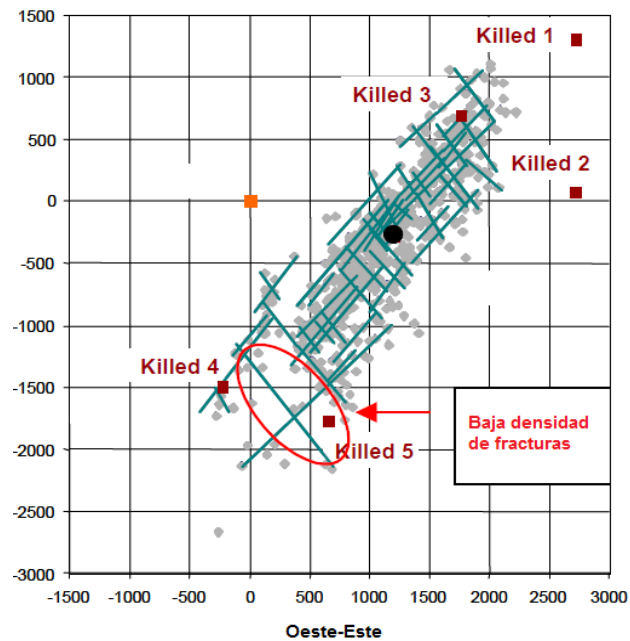
Durante el proceso de fracturamiento hidráulico aplicado en el pozo representado por el círculo negro en la siguiente gráfica, la producción en pozos etiquetados en las figuras como “*killed*” resultó afectada debido a la interacción FH-FN y a la resultante red de fracturas compleja formada (figura 29).

**Figura 28.** Vista de planta de un campo en Barnett (USA) mostrando los pozos afectados por la interacción FH-FN.



**Fuente:** FISHER, M. K., WRIGHT, C. A., DAVIDSON, B. M., GOODWIN, A. K., FIELDER, E. O., BUCKLER, W. S., & STEINSBERGER, N. P. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2002.

**Figura 29.** Vista de planta de la red de fracturas formada un campo en Barnett (USA) mostrando los pozos afectados por la interacción FH-FN.

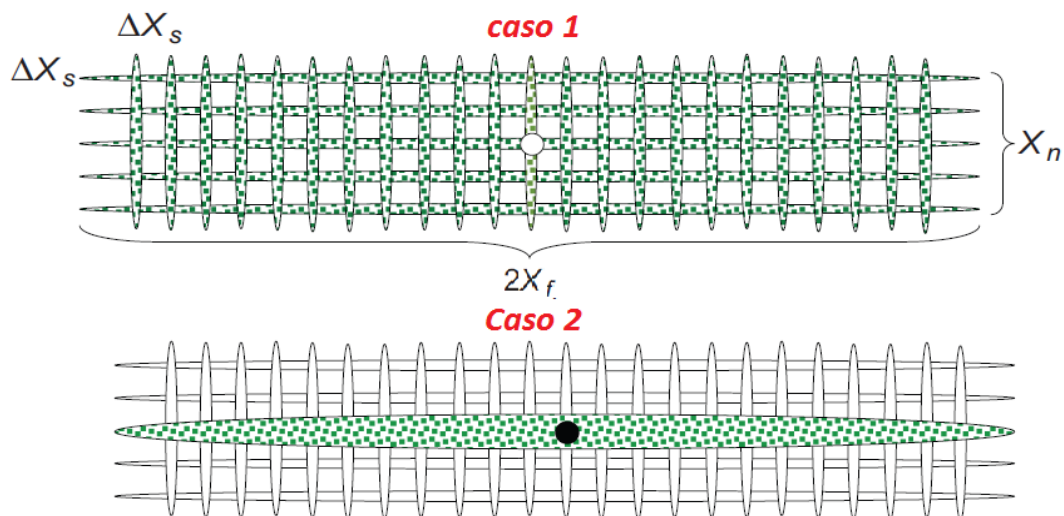


**Fuente:** FISHER, M. K., WRIGHT, C. A., DAVIDSON, B. M., GOODWIN, A. K., FIELDER, E. O., BUCKLER, W. S., & STEINSBERGER, N. P. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2002.

En el análisis de otro caso en Barnett, Cipolla et al. (2010) mostró que la longitud calculada a partir de un modelo de fractura planar fue mucho mayor que la longitud real de la FH obtenida a partir de datos de microsísmica. En su estudio, (Cipolla. 2010) se realizaron simulaciones en las que se observó que para alcanzar la longitud predicha por el modelo de fractura planar, la eficiencia del fluido debía ser muy baja (<10%). Sin embargo, un bajo valor de eficiencia no coincidió con el comportamiento de declinación de presión durante el *shut-in* en esta formación de *shale*. En contraste, una explicación a la longitud real alcanzada por el fracturamiento fue la formación de una red compleja de fracturas que almacenó una gran cantidad de fluido y aun así mantuvo una alta efectividad de fluido debido a una baja tasa de *leak-off*.

Otro efecto de la formación de una red compleja de fracturas es la dificultad para predecir distribución y ubicación del propano en la red, lo que podría resultar en bajas conductividades de fractura y por ende bajas tasas de producción. Sin embargo, con el fin de realizar un acercamiento a este asunto, se asumen dos escenarios base para la distribución en propano en la red de fracturas (figura 30): (caso 1) el propano se distribuye uniformemente en todo el sistema de fracturas, (caso 2) el propano se concentra en una fractura primaria (FH) que está conectada a la red de fracturas sin agente de sostén (Cipolla, 2010).

**Figura 30.** Escenarios para la distribución del propano en una red compleja de fracturas.



**Fuente:** CIPOLLA, Craig Modeling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. September 1, 2009.

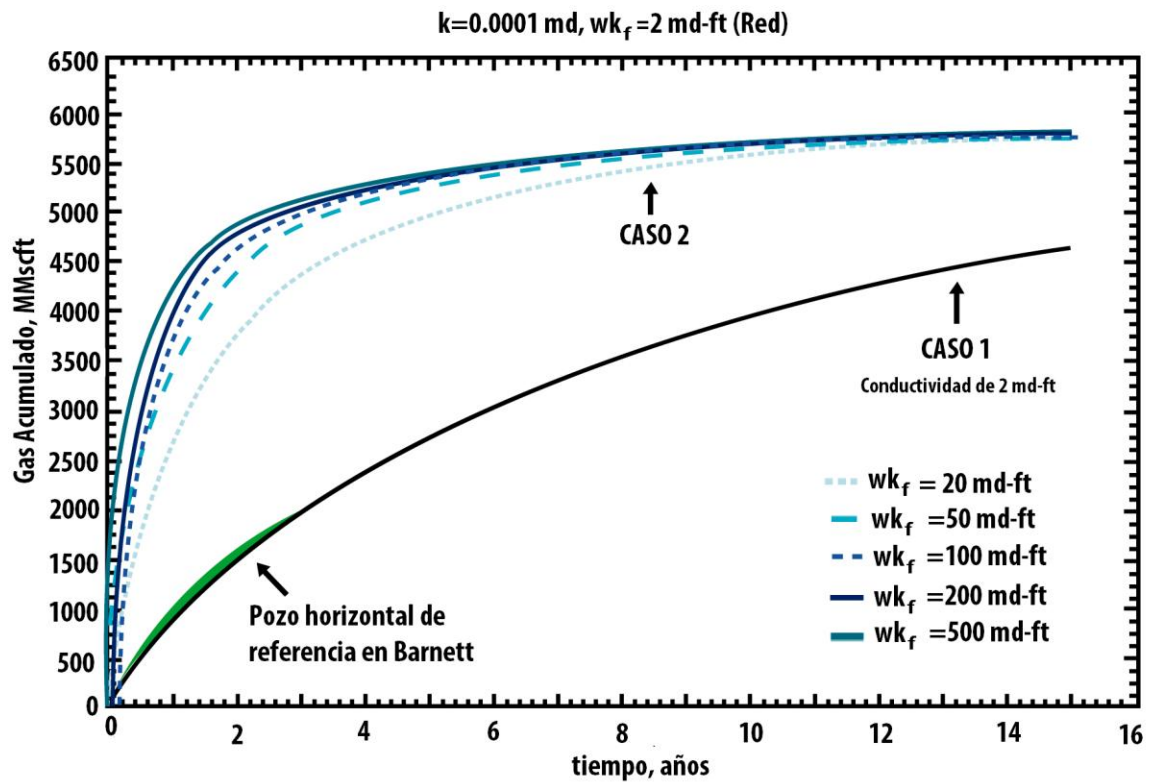
Para el caso 1, la concentración de propano será insuficiente para alterar la conductividad de toda la red de fracturas. En otras palabras, la cantidad de propano bombeada será insuficiente para “apuntalar” completamente una red extremadamente larga de fracturas, entonces, las fracturas se comportarán como si el agente propano no estuviera presente. En caso de que el propano se concentre en la FH principal (caso 2), la concentración será significativamente

mayor garantizando una mayor conductividad en la misma y una mejor conexión entre la red de fracturas el pozo, lo que podría mejorar significativamente la productividad. Sin embargo, en este caso no habrá propante en la red de fracturas.

En cualquiera de los dos casos, la productividad del pozo en yacimientos no convencionales estará dominada por la formación de red de fracturas sin “apuntalar” o parcialmente “apuntaladas”. Por lo tanto, es importante entender la conductividad de este tipo de fracturas.

Cipolla (2009) realizó una serie de simulaciones para evaluar el efecto de la distribución del propante en la red de fracturas, en la conductividad resultante. Los datos para realizar la simulación se obtuvieron de la formación de *shale* de Barnett, sin embargo, los resultados en general se ajustan al comportamiento de formaciones de *shale*. En el estudio se compararon las conductividades resultantes para diferentes casos propuestos. La figura 31 muestra los resultados obtenidos para una simulación que muestra el gas producido durante 15 años a partir de una red de fracturas con una FH principal altamente conductiva, y se hace la comparación con el caso en el que la producción se da a partir de una red de fracturas de conductividad uniforme 2 miliDarcies-pie (md-ft). Además, indica que la recuperación de gas se acelera significativamente incluso para una FH primaria conductiva con una permeabilidad tan baja de 20 md-ft, mientras que fracturas incipales con conductividades mayores a 100 md-ft proporcionan poco beneficio adicional en la producción. Los perfiles de producción para el caso 1 y el caso 2 son diferentes. Para el caso 1 la producción aumenta gradualmente con el tiempo, mientras que para el caso 2, la producción aumenta rápidamente hasta alcanzar un punto a partir del cual el incremento será más lento, por ende, la mayoría de las veces se prefiere tener una FH principal altamente conductiva conectada a FNs menos conductivas, que una red de fracturas de conductividad uniforme.

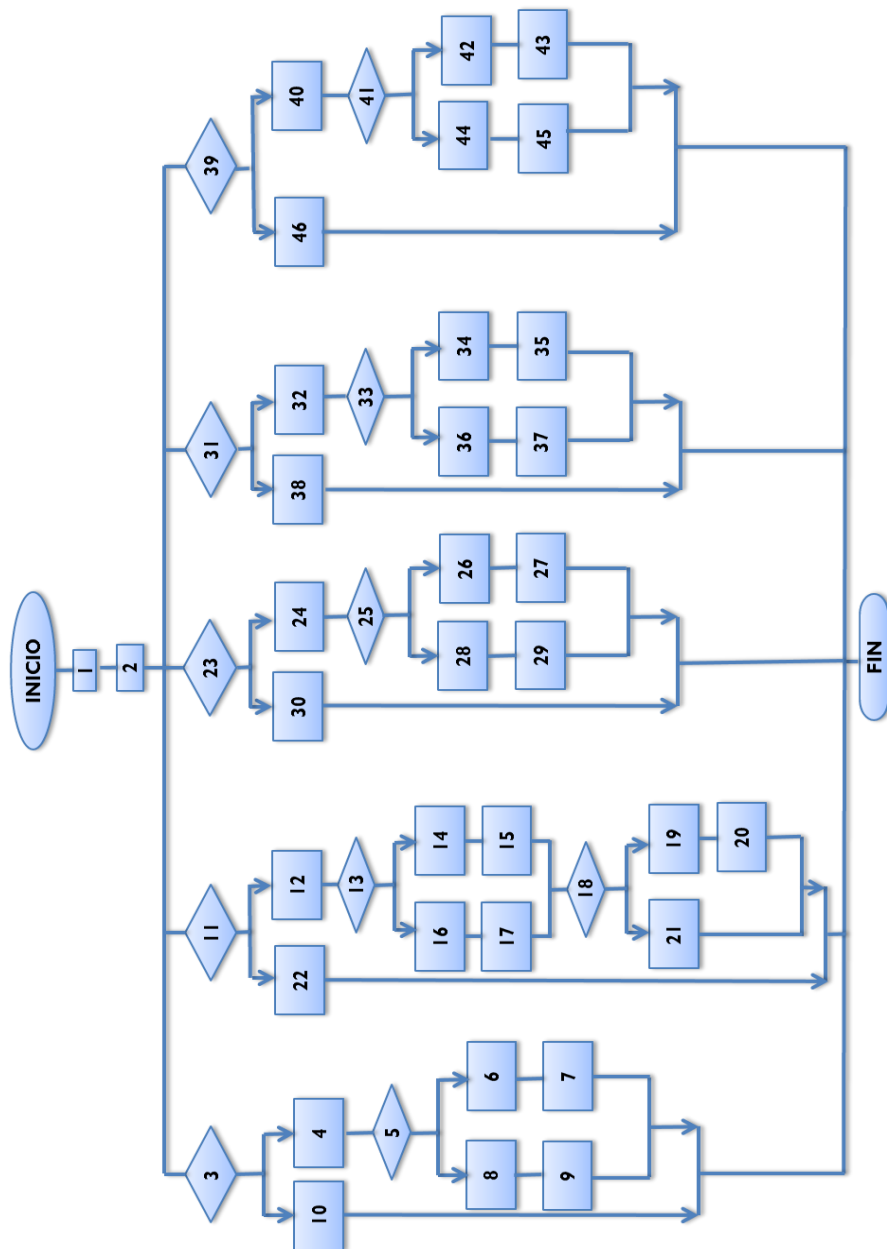
**Figura 31.** Resultados de simulación para la producción de un pozo a partir de una FH principal y una red de fracturas.



**Fuente:** CIPOLLA, Craig Modeling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. September 1, 2009.

#### 4. METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR LOS POSIBLES RIESGOS GEOMECÁNICOS ASOCIADOS A LA INTERACCIÓN ENTRE UNA FRACTURA HIDRÁULICA Y UNA FRACTURA NATURAL MEDIANTE UNA HERRAMIENTA DE EXCEL

**Figura 32.** Diagrama de flujo de la metodología para identificar la interacción entre FH-FN



Ya definidos algunos de los posibles riesgos geomecánicos que pueden estar presentes en un fracturamiento hidráulico, así como los modelos y criterios de interacción que mejor se ajustan a los yacimientos naturalmente fracturados, se hace necesario desarrollar una metodología que permite identificar dichos riesgos según el resultado arrojado por la herramienta de Excel desarrollada.

1. Identifique los datos disponibles para realizar el análisis de la interacción FH-FN.
2. Escoja un criterio para analizar la interacción FH-FN.
3. ¿Cuenta con los datos de entrada para aplicar el criterio de Blanton? Coeficiente de fricción de la FN ( $\mu_f$ ), Resistencia tensil de la roca ( $T_o$ ), diferencial de esfuerzos ( $s_{Hmax} - s_{hmin}$ ), y ángulo de interacción entre las fracturas ( $\theta$ ).
4. Ingrese los valores correspondientes para cada uno de los datos, en las unidades especificadas.
5. ¿Se cumple la condición establecida por el criterio de Blanton?

$$(s_{Hmax} - s_{hmin})(\cos 2\theta - b \sin 2\theta) < -T_o \quad (21)$$

Nota: el valor de b, es calculado a partir del valor de  $\mu_f$  ingresado

6. A partir de los resultados arrojados por la herramienta, se establece que al cumplirse la condición, la FH cruzará la FN y continuará su propagación. Sarmadivaleh (2012), llevó a cabo una serie de pruebas de laboratorio que permiten validar la herramienta de Excel desarrollada, para el criterio de

interacción de Blanton. En su investigación se encuentran detalles acerca del equipo utilizado y la preparación de la muestra (Tabla 7).

**Tabla 7.** Propiedades Hidromecánicas de la muestra y la respectiva prueba con la que fueron medidas.

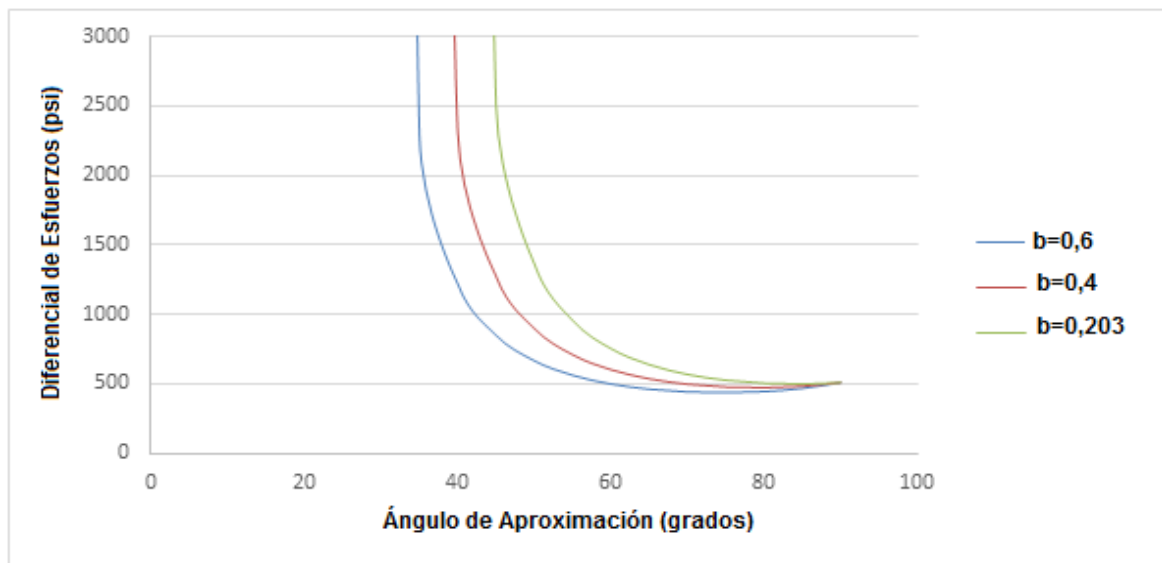
Propiedades Hidromecánicas	Valor		Prueba Utilizada
Resistencia a la compresión no confinada, UCS psi (MPa)	11,530 +- 750 (79.5)		Prueba de compresión no confinada
Relación de Poisson, $\nu$	0,197 +- 0,02		Prueba de compresión no confinada
Módulo de Young, E (GPa)	4,018*10 <sup>6</sup> +- 2*10 <sup>5</sup> (27,74)		Prueba de compresión no confinada
Coefficiente de fricción interna $\phi$ (°)	44.3		Círculo de Mohr, Prueba confinada
Cohesión, $C_o$ psi (MPa)	2524 (17.3)		Círculo de Mohr, Prueba confinada
Resistencia Tensil $T_o$ psi, (MPa)	510 +- 200 (3.5)		Brazilian tensile test
Tenacidad de la fracturas $K_{IC}$ psi*in <sup>0.5</sup> (MPa*m <sup>0.5</sup> )	710 +- 200 (0.78)		CSB
Resistencia a la Cizalla de la FN $\tau_o$ psi, (MPa)	Cemento	290 (2)	Pruebas de cizalladura suministrada por el fabricante
	Pegamento marrón	*70 (0,5)	
	Pegamento negro	*145 (1)	
	Pegamento	*3370 (26)	

	blanco	
Coeficiente de fricción	0,698 +- 0,006	Prueba de corte directo
Porosidad $\phi$ , %	14,7 +- 1	Doble celda de Boyle
Permeabilidad, K mD	0,018 +- 0,005	Transiet gas flood

**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012. 61p

El criterio está representado gráficamente en la figura 33 para los valores registrados en la tabla 7 ( $b=0,203$ ). Además, se observan otras dos curvas para las que varía  $\mu_f$ , arrojando valores de  $b$  iguales a 0,4 y 0,6. El área a la derecha de las líneas corresponde a un comportamiento de cruce, mientras que el área en el lado izquierdo de las mismas indica que la FN se abrirá, y la FH se detendrá.

**Figura 33.** Representación de la interacción FH-FN según Blanton, para diferentes condiciones de prueba.



**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012, 73p.

- Para el caso en el que  $b=0,203$  y el diferencial de esfuerzos es de 1000 psi, se evalúan ángulos ( $\theta$ ) de  $30^\circ$ ,  $60^\circ$ , y  $90^\circ$ . La herramienta arroja para estas condiciones que la FH cruza la FN para  $\theta=60^\circ$  y  $90^\circ$  (tabla 8), confirmando así lo establecido por Sarmadivaleh, 2012.
- Se observa que para valores mayores de  $b$  (mayor  $\mu_f$ ), la probabilidad de que la FH cruce la FN aumenta, ya que la región a la derecha de las líneas se hace más grande.

**Tabla 8.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Blanton (1986), para un  $sH_{max}-sh_{min}= 1000$  psi y  $T_o=510$  psi.

$\theta^\circ$	$\mu_f$	$b$	Fig. 33	Resultados de la Herramienta Macro en Excel
20	0.698	0,203	La FN se abre	La FN se abre
30	0.698	0,203	La FN se abre	La FN se abre
60	0.698	0,203	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN
80	0.698	0,203	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN
90	0.698	0,203	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN
20	0.698	0,203	La FN se abre	La FN se abre
30	1.9	0.4	La FN se abre	La FN se abre
60	1.9	0.4	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN
80	1.9	0.4	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN
90	1.9	0.4	La FH cruza la FN	La FH cruza la FN

#### 7. Efectos del cruce de la FH sobre la FN.

Este escenario es el más favorable en tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que la FH al cruzar la FN sin cambio de dirección seguirá propagándose de forma planar siguiendo el diseño de fracturamiento originalmente planteado. Además, en el momento que la presión de inyección supere el esfuerzo normal

actuando sobre la FN, o se supere el valor crítico para el esfuerzo de cizalla, la FN se dilatará y se volverá conductiva.

8. Si la condición establecida por el criterio no se cumple, la FH abrirá la FN y se detendrá su propagación.

Partiendo de las pruebas realizadas por Sarmadivaleh, 2012, se tienen las siguientes consideraciones:

- Para el caso en el que  $b=0,203$  y el diferencial de esfuerzos es de 1000 psi, se evalúan ángulos ( $\theta$ ) de  $30^\circ$ ,  $60^\circ$ , y  $90^\circ$ . La herramienta de Excel predice para los anteriores datos que la FH abrirá la FN para  $\theta=30^\circ$  (tabla 8), ajustándose a los resultados obtenidos por Sarmadivaleh, 2012.
- Se observa que para los 3 casos planteados en la figura 23, al evaluar un  $\theta=30^\circ$  para cualquier diferencial de esfuerzos, el único comportamiento posible mostrado por la herramienta de Excel es el de la apertura de la FN.
- Con la disminución del término  $b$  (disminución de  $\mu_f$ ), la probabilidad de que la FN se abra al interactuar con la FH aumenta, ya que el área a la izquierda de las líneas se hace más grande.

9. Efectos de la interrupción del crecimiento de la FH, y la apertura de la FN, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Posible ocurrencia de *screenouts* prematuros.
- Altos valores de presiones netas.
- Reducción de la longitud de la FH esperada.
- Baja conductividad de la red de fracturas debido a la pobre distribución del propante.

10. Vuelva a 2 y verifique el siguiente criterio.

11. ¿Cuenta con los datos de entrada para aplicar el criterio de Warpinski & Teufel? Coeficiente de fricción de la FN ( $\mu_f$ ), Resistencia al corte ( $\tau_o$ ), diferencial de esfuerzos ( $\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin}$ ), presión de tratamiento ( $P_n$ ) y ángulo de interacción entre las fracturas ( $\theta$ ).

12. Ingrese los valores correspondientes para cada uno de los datos, en las unidades especificadas.

13. ¿Se cumple la condición para que se produzca deslizamiento por cizalla en la FN establecida por el criterio de Warpinski & Teufel?

$$\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin} \geq \frac{2\tau_o - 2P_n\mu_f}{\sin 2\theta + \mu_f \cos 2\theta - \mu_f} \quad (22)$$

14. Los resultados de la herramienta establecen que, al cumplirse la condición de deslizamiento, la FH no cruzará la FN, y su propagación se detendrá. La herramienta de Excel encuentra su validación de igual forma teniendo como base el estudio realizado por Sarmadivaleh (2102) para diferentes casos (tabla 9).

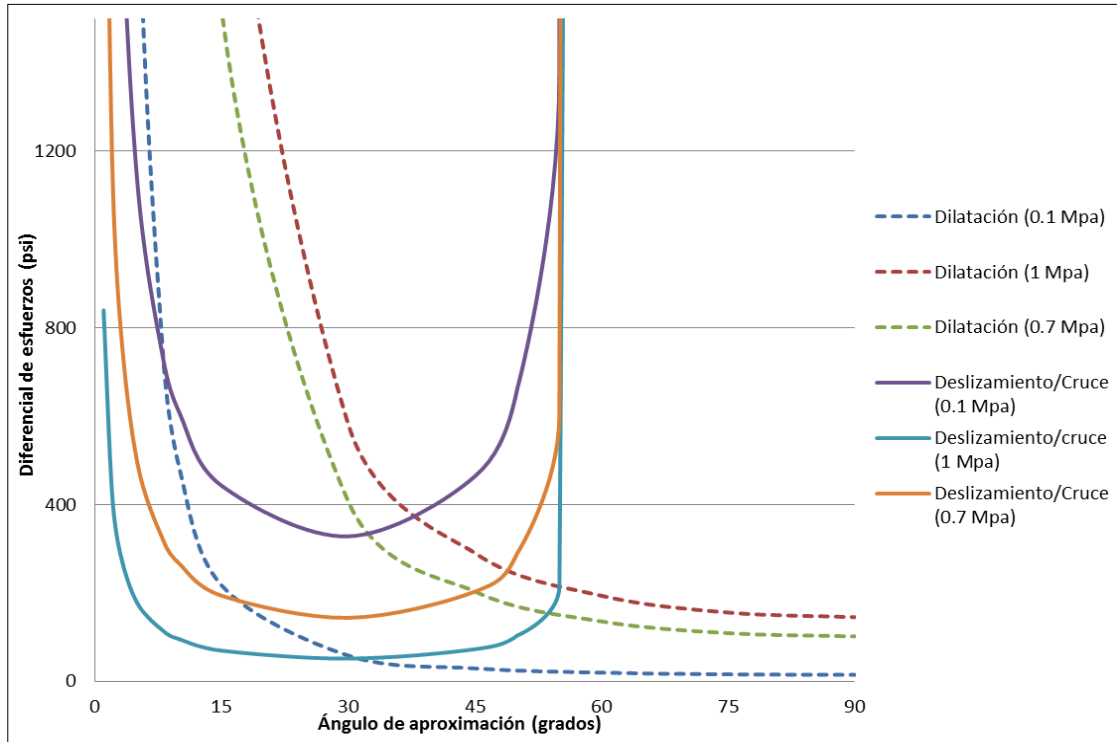
El criterio fue graficado para tres valores de presión de tratamiento (figura 34): 0,1 MPa (14,5 psi), 0,7 MPa (101,5 psi) y 1,0 MPa (145,03 psi); coeficiente de fricción de 0,6 y una resistencia al corte de 0,7 MPa (101,5 psi).

Las líneas sólidas corresponden al comportamiento de cruce/deslizamiento, mientras que las líneas punteadas representan el comportamiento de apertura de la FN. El área por encima de las líneas sólidas representa la región con alta probabilidad de que la FH se detenga por el deslizamiento de la FN.

- Para un diferencial de esfuerzos de 800 psi y valores de  $\theta = 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ$ , la herramienta muestra que la FH se detendrá para cualquier valor de  $P_n$ , excepto para el caso con ángulo de  $60^\circ$ , corroborando los comportamientos encontrados por Sarmadivaleh (2102).

- Se observa que para mayores valores de  $P_n$ , la probabilidad de que la condición para deslizamiento se cumpla y la FH se detenga, es mayor ya que el área por encima de las líneas sólidas se hace más grande.

**Figura 34.** Regiones interacción FH-FN según Warpinski & Teufel para valores diferentes de  $P_n$ .



**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012, 32p

**Tabla 9.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Warpinski & Teufel (1987), para un  $\sigma_{HMax} - \sigma_{hmin} = 5,51$  MPa, 800 psi y  $\tau_o = 0.7$  MPa, 101,5 psi.

$\theta^\circ$	$P_n$ (MPa,psi)	Ecuación Criterio	Resultado Herramienta Macro en Excel
15	0.1 , 14.5	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada

15	0.7 , 101.5	Deslizamiento y apertura de la FN	La FN sufre deslizamiento por cizalla y se abre en tensión
15	1 , 145.03	Deslizamiento y apertura de la FN	La FN sufre deslizamiento por cizalla y se abre en tensión
30	0.1 , 14.5	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
30	0.7 , 101.5	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
30	1 , 145.03	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
45	0.1 , 14.5	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
45	0.7 , 101.5	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
45	1 , 145.03	Deslizamiento de la FN mientras permanece cerrada	La FN sufre deslizamiento por cizalla y permanece cerrada
60	0.1 , 14.5	Cruce de la FH mientras la FN permanece cerrada	La FH cruza la FN mientras la FN permanece cerrada
60	0.7 , 101.5	Cruce de la FH mientras la FN permanece cerrada	La FH cruza la FN mientras la FN permanece cerrada
60	1 , 145.03	Cruce de la FH mientras la FN permanece cerrada	La FH cruza la FN mientras la FN permanece cerrada

15. Efectos de la interrupción del crecimiento de la FH como consecuencia del deslizamiento por cizalla de la FN, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Posible ocurrencia de *screenouts* prematuros.
- Altos valores de presiones netas.

- Reducción de la longitud de la FH esperada.

16. Si la condición para que ocurra deslizamiento no se cumple, la FH cruzará la FN y continuará su propagación.

En la figura 34 se encuentran representados diferentes casos que permiten validar la herramienta. El comportamiento de apertura de la FN está representado por las líneas punteadas. A partir de la gráfica se tienen las siguientes consideraciones:

- Para un diferencial de esfuerzos de 800 psi y valores de  $\theta = 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$ , la herramienta señala que la FH cruzará la FN únicamente para  $\theta = 60^\circ$  y cualquier valor de  $P_n$ .
- Con la disminución del valor de  $P_n$ , la probabilidad de que la FH cruce la FN aumenta, ya que el área por debajo de las líneas sólidas se hace más grande.
- Existe un  $\theta$  que hará que el denominador de la parte derecha de la ecuación 22 (condición para deslizamiento) se haga cero. Para ángulos mayores a este valor, no ocurrirá deslizamiento por cizalla ya que el esfuerzo normal actuando en la FN es lo suficientemente grande para prevenir este comportamiento. Para los casos en la figura 34 este valor será  $\theta = 55^\circ$ , esta afirmación se puede comprobar mediante la macro programada en Excel.

17. Efectos del cruce de la FH sobre la FN.

Este escenario es el más favorable en tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que la FH al cruzar la FN sin cambio de dirección seguirá propagándose de forma planar siguiendo el diseño de fracturamiento originalmente planteado. Además, en el momento que la presión de inyección supere el esfuerzo normal actuando sobre la FN, o se supere el valor crítico para el esfuerzo de cizalla, la FN se dilatará y se volverá conductiva.

18. ¿Se cumple la condición para que se produzca apertura o dilatación de la FN establecida por el criterio de Warpinski y Teufel?

$$\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin} < \frac{2P_n}{(1-\cos 2\theta)} \quad (23)$$

19. En caso de que se cumpla la condición establecida, la FN se dilatará. Este comportamiento se encuentra representado en la figura 24, a través de líneas punteadas para tres valores diferentes de  $P_n$ . A partir de la gráfica se tienen las siguientes consideraciones:

- El área por debajo de las líneas corresponde a la región en donde la FN se abrirá.
- Con el incremento de la presión de tratamiento, la probabilidad de que la FN se abra aumenta, ya que el área por debajo de las líneas se hace más grande.
- Para un diferencial de esfuerzos de 800 psi, valores de  $\theta = 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$ , y  $P_n = 0,7$  MPa (101,5 psi). La herramienta de Excel indica que la FN solo se abrirá para el caso de  $\theta = 15^\circ$  (tabla 9), de lo contrario permanecerá cerrada, confirmando así los resultados obtenidos por Sarmadivaleh, 2012.

20. Efectos de la apertura o dilatación de la FN, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Formación de fracturas múltiples
- Posible formación de red de fracturas compleja
- Posible conexión entre pozos adyacentes

21. Si la condición establecida para que la FN se abra no se cumple, esta permanecerá cerrada y no se verá afectada por la FH. Este comportamiento se encuentra representado en la figura 34, mediante líneas punteadas para tres valores diferentes de  $P_n$ . A partir de la gráfica se tienen las siguientes consideraciones:

- El área por encima de las líneas corresponde a la región en donde la FN no se verá afectada y permanecerá cerrada.
- Con la disminución de  $P_n$ , la probabilidad de que la FN no se vea afectada por la FH aumenta, ya que el área por encima de las líneas punteadas se hace más grande.
- Para un diferencial de esfuerzos de 800 psi, valores de  $\theta = 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$ , y  $P_n = 0,7 \text{ MPa} (101,5 \text{ psi})$ . La macro de Excel muestra como resultado que la FN permanece cerrada para todos los casos, excepto para  $\theta = 15^\circ$ .

22. Vuelva a 2 y verifique el siguiente criterio.

23. ¿Cuenta con los datos de entrada para aplicar el criterio de Renshaw & Pollard? Coeficiente de fricción de la FN ( $\mu_f$ ), Esfuerzo tensil de la formación ( $T_o$ ), Esfuerzo horizontal máximo y mínimo ( $\sigma_{HMax}, \sigma_{hMin}$ ).

NOTA: El criterio sólo es aplicable cuando el ángulo de interacción es de  $90^\circ$  (cruce compresivo ortogonal).

24. Ingrese los valores correspondientes para cada uno de los datos, en las unidades especificadas.

25. ¿Se cumple la condición establecida por el criterio de Renshaw y Pollard?

$$\frac{-\sigma_{HMax}}{T_o - \sigma_{hMin}} > \frac{0.35 + \frac{0.35}{\mu_f}}{1.06} \quad (24)$$

26. Los autores del criterio establecen que si la condición en la ecuación 24 se cumple, ocurrirá un “cruce compresivo” de la FH sobre la FN, que en realidad está definido por los autores como la reiniciación de la FH en el lado opuesto de la FN.

Parte de los experimentos de laboratorio que realizaron (Weng et al 2012) permiten validar en la herramienta macro el modelo de Renshaw y Pollard. En

la tabla 10 se presentan las condiciones para la validación y sus respectivos resultados, teniendo en cuenta solo ángulos de 90 grados. Los ensayos se llevaron a cabo en arenisca Colton, cuya resistencia tensil fue de 588 psi (determinado mediante Brazilian test). Se realizó un corte para representar una interface (FN) en la muestra, y su coeficiente de fricción medido fue de 0,615. Además, la cohesión de la interface se encontró cercana a cero. Una descripción más detallada para cada una de las pruebas puede encontrarse en Weng et al (2012).

**Tabla 10.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Renshaw & Pollard (1995) teniendo como base a Weng et al (2012).

$\theta^\circ$	Esfuerzo Horizontal máximo (psi) $\sigma_{Hmax}$	Esfuerzo Horizontal mínimo (psi) $\sigma_{hmin}$	Weng et al (2012)	Resultado de la Herramienta Macro en Excel
90	2000	1000	Cruza	La FH cruza la FN
90	1100	1000	No cruza	La FH se detiene por el deslizamiento de la FN

**Fuente:** Tomado y modificado de WENG, Xiaowei; KRESSE, Olga; COHEN, Charles; WU, Ruiting; GU, Hongren. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation. In: SPE Journal, Society of Petroleum Engineers, 2012.

Por otro lado, los resultados arrojados por la herramienta también pueden ser validados (tabla 11) por medio del estudio realizado por Sarmadivaleh y Rasouli (2013) quienes compararon los resultados obtenidos a partir del criterio con los datos de laboratorio obtenidos por (Zhou et al., 2008) analizando la interacción FH-FN para ángulos de interacción ortogonales y diferentes coeficientes de fricción. Se encontró que los resultados fueron consistentes en la mayoría de los casos. Los resultados de la comparación están consignados en la tabla 11.

**Tabla 11.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio de Renshaw & Pollard (1995) teniendo como base a Zhou (2008) y Sarmadivaleh et al (2013).

$\theta$	$\sigma_v$ (Mpa)	$\sigma_{HMax}$ (Mpa)	$\sigma_{hmin}$ (Mpa)	$\mu_f$	Zhou (2008)	Sarmadiv aleh et al (2013)	Resultado de la Herramienta Macro en Excel
90	-20	-10	-5	0,89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-10	-3	0,89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-8	-3	0,38	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-8	-5	0,38	Cruza	No cruza	La FH se detiene
90	-20	-13	-3	1,21	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-13	-3	1,21	FN Dilatada	Cruza	La FH cruza la FN

**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012.

27. Efectos de la reiniciación de la FH en el lado opuesto de la FN.

Este escenario es el más favorable en tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que la FH al cruzar la FN sin cambio de dirección seguirá propagándose de forma planar siguiendo el diseño de fracturamiento originalmente planteado. Además, en el momento que la presión de inyección supere el esfuerzo normal actuando sobre la FN, o se supere el valor crítico para el esfuerzo de cizalla, la FN se dilatará y se volverá conductiva.

28. Si la condición establecida por el criterio no se cumple, la FN sufrirá deslizamiento por cizalla y el crecimiento de la FH se verá interrumpido.

29. Efectos del deslizamiento de la FN y la detención de la propagación de la FH, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Posible ocurrencia de *screenouts* prematuros.
- Altos valores de presiones netas.
- Reducción de la longitud de la FH esperada.
- Baja conductividad de la red de fracturas debido a la pobre distribución del propante.

30. Vuelva a 2 y verifique el siguiente criterio.

31. ¿Cuenta con los datos de entrada para aplicar el criterio de Renshaw & Pollard modificado-eRP (2010)? Coeficiente de fricción de la FN ( $\mu_f$ ), Cohesión de la FN ( $C_o$ ), Esfuerzo tensil de la formación ( $T_o$ ), Esfuerzo horizontal máximo y mínimo ( $\sigma_{HMax}, \sigma_{hMin}$ ), ángulo de interacción ( $\theta$ ).

32. Ingrese los valores correspondientes para cada uno de los datos, en las unidades especificadas

33. ¿Se cumple la condición establecida por el criterio eRP?

$$|\tau_\theta| < C_o - \mu_f \sigma_{\theta y} \quad (25)$$

34. El criterio eRP establece que, si la condición establecida se cumple, la FH se reiniciará en el lado opuesto de la FN.

Gu y Weng (2010), realizaron modificaciones al criterio establecido por Renshaw y Pollard ampliando su rango de aplicabilidad para valores de  $\theta \neq 90^\circ$ .

Zhou et al. (2008) llevaron a cabo experimentos de laboratorio en la Universidad del Petróleo en China, con el fin de estudiar la propagación de fracturas en bloques de cemento con presencia de “pre fracturas” (representando las FNs).

Este estudio permite validar el modelo eRP y a su vez permite validar la herramienta de Excel desarrollada en este proyecto.

Las FNs fueron creadas introduciendo tres tipos diferentes de papel en los bloques de cemento: papel de arroz, papel para impresora y papel de envolver, sus coeficientes de fricción respectivamente son: 0.38, 0.89 y 1.21. Además, la cohesión de las FNs fue medida obteniendo un valor de 3.2 MPa y la resistencia tensil de los bloques de cemento fue de 3 MPa.

Las tablas 12, 13 y 14 muestran la comparación entre los resultados de la herramienta macro en Excel y los resultados experimentales. Los resultados experimentales que se refieren a “FN dilatada” y “FH detenida” corresponden al resultado arrojado por la herramienta igual a “No cruce de la FH”.

Para los casos con FNs tipo 1 y 2 (papel de arroz y papel de impresora), los resultados de laboratorio se ajustan al criterio en su mayoría. Sin embargo, existen más discrepancias en los resultados obtenidos para las FNs tipo 3, Gu et al (2012) explican en su artículo las posibles causas de esta situación.

**Tabla 12.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 1 en Zhou et al (2008).

FNs Tipo 1: Papel de arroz				
Ángulo de Interacción	$\sigma_{Hmax}$ , psi	$\sigma_{hmin}$ , psi	Resultados Experimentales	Resultados de la Herramienta Macro en Excel
90	-8	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
90	-8	-5	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-10	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-8	-3	FN dilatada	Cruce de la FH

30	-10	-3	FH detenida	No cruce
30	-8	-3	FH dilatada	No cruce

**Fuente:** Tomado y modificado de GU, Hongren, WENG, Xiaowei, LUND, Jeffrey., MACK, Mark, GANGULY, Utpal, & SUAREZ-RIVERA, Roberto. Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Nonorthogonal Angles: A Criterion and Its Validation. Society of Petroleum Engineers. February 1, 2012. doi:10.2118/139984-PA

**Tabla 13.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 2 en Zhou et al (2008).

FNs Tipo 2: Papel de Impresora				
Ángulo de Interacción	$\sigma_{Hmax}$ , psi	$\sigma_{hmin}$ , psi	Resultados Experimentales	Resultados de la Herramienta Macro en Excel
90	-10	-5	Cruce de la FH	Cruce de la FH
90	-10	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-10	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-13	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-8	-5	FN dilatada	Cruce de la FH
30	-10	-5	FN dilatada	No cruce
30	-8	-5	FN dilatada	No cruce
30	-13	-3	FH detenida	No cruce

**Fuente:** Tomado y modificado de GU, Hongren, WENG, Xiaowei, LUND, Jeffrey., MACK, Mark, GANGULY, Utpal, & SUAREZ-RIVERA, Roberto. Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Nonorthogonal Angles: A Criterion and Its Validation. Society of Petroleum Engineers. February 1, 2012. doi:10.2118/139984-PA

**Tabla 14.** Validación de la Herramienta Macro en Excel para el criterio eRP (2010) teniendo como base las FNs tipo 3 en Zhou et al (2008).

FNs Tipo 3: Papel de envolver				
Ángulo de Interacción	$\sigma_{Hmax}$ , psi	$\sigma_{hmin}$ , psi	Resultados Experimentales	Resultados de la Herramienta Macro en Excel
90	-8	-3	FN dilatada	Cruce de la FH
90	-13	-3	Cruce de la FH	Cruce de la FH
60	-13	-3	FN dilatada	Cruce de la FH
60	-10	-3	FN dilatada	Cruce de la FH
30	-13	-3	FN dilatada	No cruce
30	-8	-3	FH dilatada	No cruce

**Fuente:** Tomado y modificado de GU, Hongren, WENG, Xiaowei, LUND, Jeffrey., MACK, Mark, GANGULY, Utpal, & SUAREZ-RIVERA, Roberto. Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Nonorthogonal Angles: A Criterion and Its Validation. Society of Petroleum Engineers. February 1, 2012. doi:10.2118/139984-PA

- El comportamiento de cruce es muy sensible al ángulo de interacción ( $\theta$ ), y se hace más difícil cuando el ángulo se aleja de los 90°.

### 35. Efectos del cruce, o reiniciación de la FH en el lado opuesto de la FN.

Este escenario es el más favorable en tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que la FH al cruzar la FN sin cambio de dirección seguirá propagándose de forma planar siguiendo el diseño de fracturamiento originalmente planteado. Además, en el momento que la presión de inyección supere el esfuerzo normal actuando sobre la FN, o se supere el valor crítico para el esfuerzo de cizalla, la FN se dilatará y se volverá conductiva.

### 36. Si la condición establecida por el criterio no se cumple, la FN sufrirá deslizamiento por cizalla y el crecimiento de la FH se verá interrumpido.

- El cruce de la FH sobre la FN se hace más difícil cuando el ángulo de interacción se aleja de los 90°, como se puede observar de las tablas 9 a la 10.

37. Efectos del deslizamiento de la FN y la detención de la propagación de la FH, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Posible ocurrencia de *screenouts* prematuros.
- Altos valores de presiones netas.
- Reducción de la longitud de la FH esperada.
- Baja conductividad de la red de fracturas debido a la pobre distribución del propante

38. Vuelva a 2 y verifique otro criterio.

39. ¿Cuenta con los datos de entrada para aplicar el criterio de Renshaw & Pollard modificado-eRP (2013)? Coeficiente de fricción de la FN ( $\mu_f$ ), Resistencia al corte de la FN ( $\tau_o$ ), Esfuerzo tensil de la formación ( $T_o$ ), Esfuerzo horizontal máximo y mínimo ( $\sigma_{HMax}, \sigma_{hMin}$ ), ángulo de interacción ( $\theta$ ).

40. Ingrese los valores correspondientes para cada uno de los datos, en las unidades especificadas

41. ¿Se cumple la condición establecida por el criterio eRP (2013)?

$$\frac{-\sigma_n}{T_o - \sigma_T} > \frac{\left(1 - \text{seno}\frac{\theta}{2} \text{seno}\frac{3\theta}{2}\right) + \frac{1}{\mu_f \cos\frac{\theta}{2}} \left(\left|\text{seno}\frac{\theta}{2} \cos\frac{\theta}{2} \cos\frac{3\theta}{2} + \alpha\right|\right)}{\left(1 + \text{seno}\frac{\theta}{2} \text{seno}\frac{3\theta}{2}\right)} \quad (26)$$

42. El criterio extendido de Renshaw y Pollard (2013) establece que, si se cumple la anterior condición, la FH cruzará la FN y continuará su propagación.

Con el fin de verificar la aplicabilidad de este modelo, Sarmadivaleh y Rasouli (2013) compararon los resultados obtenidos a partir del criterio con los datos de laboratorio obtenidos por (Zhou et al., 2008) en donde se analizó la interacción entre dos fracturas para diferentes ángulos y diferentes coeficientes de fricción. Se encontró que los resultados fueron consistentes en la mayoría de los casos. Los resultados de la comparación están consignados en la tabla 9, en donde los resultados que fueron diferentes se encuentran en negrilla.

Para el caso de la validación de este criterio en la herramienta macro de Excel, se puede verificar que los comportamientos obtenidos a partir de la herramienta para cada uno de los casos en la tabla 13 coinciden con el resultado consignado en la casilla “R & P (2013) de la misma tabla.

**Tabla 15.** Datos de validación del criterio modificado de Renshaw Pollard (2013)

$\theta$ °	$\sigma_v$ (MPa)	$\sigma_{Hmax}$ (MPa)	$\sigma_{hmin}$ (MPa)	$\tau_o$ (MPa)	$\mu_f$	R&P (2013)	Zhou (2008)	Herramienta Macro Excel
90	-20	-10	-5	0	0.89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-10	-3	0	0.89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
60	-20	-10	-3	0	0.89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
60	-20	-13	-3	0	0.89	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
60	-20	-8	-5	0	0.89	<b>Cruza</b>	<b>FN Dilatada</b>	La FH cruza la FN
30	-20	-10	-5	0	0.89	No cruza	FN Dilatada	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
30	-20	-8	-5	0	0.89	No cruza	FN Dilatada	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
30	-20	-13	-3	0	0.89	No	FH	La FH se detiene

						cruza	detenida	por deslizamiento en la FN
90	-20	-8	-3	0	0.38	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
90	-20	-8	-5	0	0.38	<b>No cruza</b>	<b>Cruza</b>	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
60	-20	-10	-3	0	0.38	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
60	-20	-8	-3	0	0.38	<b>Cruza</b>	<b>FH Dilatada</b>	La FH cruza la FN
30	-20	-10	-3	0	0.38	No cruza	FH Detenida	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
30	-20	-8	-3	0	0.38	No cruza	FN Dilatada	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
90	-20	-8	-3	0	1.21	<b>Cruza</b>	<b>FN Dilatada</b>	La FH cruza la FN
90	-20	-13	-3	0	1.21	Cruza	Cruza	La FH cruza la FN
60	-20	-13	-3	0	1.21	<b>Cruza</b>	<b>FN Dilatada</b>	La FH cruza la FN
60	-20	-10	-3	0	1.21	<b>Cruza</b>	<b>FN Dilatada</b>	La FH cruza la FN
30	-20	-13	-3	0	1.21	No cruza	FN Dilatada	La FH se detiene por deslizamiento en la FN
30	-20	-8	-3	0	1.21	No cruza	FN Dilatada	La FH se detiene por deslizamiento en la FN

**Fuente:** Tomado y modificado de SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012.

La resistencia tensil para todos los casos en la tabla 13 fue de 2.5 MPa.

43. Efectos del cruce, o reiniciación de la FH en el lado opuesto de la FN.

Este escenario es el más favorable en tratamientos de fracturamiento hidráulico, ya que la FH al cruzar la FN sin cambio de dirección seguirá propagándose de forma planar siguiendo el diseño de fracturamiento originalmente planteado. Además, en el momento que la presión de inyección supere el esfuerzo normal actuando sobre la FN, o se supere el valor crítico para el esfuerzo de cizalla, la FN se dilatará y se volverá conductiva.

44. Si la condición establecida por el criterio de Renshaw y Pollard (2013) no se cumple, la propagación de la FH se verá afectada por el deslizamiento en la FN.

45. Efectos del deslizamiento de la FN y la detención de la propagación de la FH, enumerados en el capítulo 3.

- Alto *leak-off* del fluido base de fractura debido a la apertura de la FN.
- Posible ocurrencia de *screenouts* prematuros.
- Altos valores de presiones netas.
- Reducción de la longitud de la FH esperada.
- Baja conductividad de la red de fracturas debido a la pobre distribución del propante

46. Vuelva a 2 y evalúe otro criterio.

47. FIN

## 5. CONCLUSIONES

1. Se desarrolló una herramienta Macro en Excel que permite analizar la interacción entre una Fractura hidráulica y una fractura natural, en la cual los posibles escenarios se limitan en todos los criterios al cruce de la FH sobre la FN, y a la detención de la propagación de la FH por la activación de la FN.
2. Se planteó una metodología que tiene como objetivo principal identificar los riesgos geomecánicos asociados a la interacción FH-FN. Además, la metodología presenta una validación para cada uno de los criterios de interacción, en base a datos obtenidos de la literatura.
3. De acuerdo con los resultados arrojados por a herramienta, se concluye que a altos diferenciales de esfuerzo ( $\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin}$ ) y a grandes ángulos de aproximación ( $\theta$ ), es más probable que la fractura hidráulica cruce la fractura natural, favoreciendo las operaciones de fracturamiento hidráulico.
4. Los parámetros de mayor influencia en la interacción FH-FN son: El ángulo de interacción e entre las fracturas ( $\theta$ ), parámetros de la formación tales como diferencial de esfuerzos ( $\sigma_{HMax} - \sigma_{hMin}$ ) y resistencia tensil de la roca ( $T_o$ ), y parámetros de la interface (FN) tales como el coeficiente de fricción ( $\mu_f$ ), cohesión ( $C_o$ ) y resistencia al corte ( $\tau_o$ ).

## 6. RECOMENDACIONES

- Para futuros trabajos se recomienda estudiar la interacción entre una FH y más de una FN, con el fin de predecir de manera más exacta el comportamiento de la FH en el yacimiento de shale.
- Identificar las posibles soluciones aplicables ante la aparición de problemas geomecánicos asociados a la interacción FH-FN.
- Se recomienda trabajar el modelo analítico OpenT, desarrollado por Chuprakov et al (2014), ya que es el único modelo analítico disponible en la literatura que considera parámetros de inyección tales como presión y caudal, sin limitar la interacción meramente a parámetros de la roca y de la FN.
- Realizar simulaciones numéricas que permitan describir el efecto de las FNs en la geometría de la FH.

## 7. BIBLIOGRAFIA

AADNOY, Bernt y LOOYEH, Reza. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. First Edition. USA: Elsevier. 2010.

BARREE, R. D., & CONWAY, M. W. Proppant Holdup, Bridging, and *Screenout* Behavior in Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2001. Doi: 10.2118/67298-MS.

BLANTON, Thomas. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. In: SPE/DOE unconventional as recovery symposium. 1982. 559-562p.

BLANTON, Thomas. Propagation of Hydraulically and Dynamically Induced Fractures in Naturally Fractured Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers, SPE production and operation, Mayo 1986.

BRADY, Barry; ELBEL, Jack; MACK, Mark; MORALES, Hugo; NOLTE, Ken; POE, Bobby. Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design. In: Oilfield Review, October 1992. 8-13p.

CALDERÓN, Zuly. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. Primera edición. Colombia: Ediciones Universidad Industrial de Santander, 2014.

CANACOL, Evaluación de recursos mundiales de "*shale oil*" y "*shale gas*", [En línea] [Fecha de consulta: 5 de febrero del 2016]. <[http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv\\_vii.pdf](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv_vii.pdf)>

CANOBA, Carlos y FRAGA, Héctor. Propiedades elásticas de las rocas. Argentina. Universidad Nacional del Rosario. Departamento de Ciencias Geológicas. Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura, 2004.

CASTONGUAY, Stephen, MEAR, Mark, DEAN, Rick., SCHMIDT, Joseph. Prediction of the growth of multiple interacting hydraulic fractures in three dimensions. In: Paper SPE 166259, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 30 –October 2, 2013.

CHIPPERFIELD, Simon, WONG, Jay Ron, WARNER, David., CIPOLLA, Craig, MAYERHOFER, Michael, LOLON, Elyezer, & WARPINSKI, Norman. Shear Dilation Diagnostics: A New Approach for Evaluating Tight Gas Stimulation Treatments. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2007. doi:10.2118/106289-MS.

CHUPRAKOV, D.; MELCHAEVA, O.; PRIOUL, R. Injection-Sensitive Mechanics of Hydraulic Fracture Interaction with Discontinuities. In: Rock Mechanics and Rock Engineering, volumen 47, Issue 5, September 2014.

CIPOLLA, Craig. Modeling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. September 1, 2009.

CIPOLLA, Craig, WARPINSKI, Norman, & MAYERHOFER, Michael. Hydraulic Fracture Complexity: Diagnosis, Remediation, And Exploitation. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2008. doi:10.2118/115771-MS.

CLARK, Corrie; BURNHAM, Andrew; HARTO, Christopher; HORNER, Robert. Hydraulic Fracturing and *Shale gas* Production: Technology, impacts, and regulations. In: U.S Department of Energy, April del 2013, 1p.

CLEGG, Joe Dunn y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering. Volumen IV. SPE. 2007.

CLIFTON, R. J. Three-Dimensional Fracture-Propagation Models: Recent Advances in Hydraulic Fracturing. In: Monograph Series, SPE. 1989.

CRIADO, Javier. Estudio de las tecnologías para la recuperación de *Shale* gas. Trabajo de grado Ingeniero superior de Minas y Energía. Madrid. Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de energía y combustibles. Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía, 2015.

COLABORADORES DE ESG SOLUTIONS. “Ubicación de Eventos Microsísmicos” [en línea]. En: esg Solutions, 2017 [fecha de consulta: 14 de abril del 2017]. Disponible en < <https://www.esgsolutions.com/es/recursos-tecnicos/base-de-conocimientos-microsismicos/ubicacion-de-eventos-microsismicos>>.

COLABORADORES DE PETROWIKI. “Fracture propagation models” [en línea]. En: PetroWiki, 2016 [fecha de consulta: 10 de Julio del 2016]. Disponible en <[http://petrowiki.org/Fracture\\_propagation\\_models](http://petrowiki.org/Fracture_propagation_models)>

DAHI-TALEGHANI, Arash., OLSON, Jon Edward. Numerical modeling of multistranded-hydraulic-fracture propagation: accounting for the interaction between induced and natural fractures. In: SPE Journal, 2011.

DAHI-TALEGHANI, Arash. Analysis of hydraulic fracture propagation in fracture propagation in fractures reservoir: an improved model for the interaction between induced and natural fractures. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Universidad de Texas-Austin, 2009.

DANESHY, Abbas Ali. On the Design of Vertical Hydraulic Fractures. In: JPT, 1973.

ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production System. Third edition. USA: Prentice hall. 2013.

FAIRHURST, Charles. Fractures and Fracturing - Hydraulic fracturing in Jointed Rock, Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, Dr. Rob Jeffrey (Ed.), In Tech, 2013. DOI: 10.5772/56366. Available from: <http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/fractures-and-fracturing-hydraulic-fracturing-in-jointed-rock>

FISHER, M. K., WRIGHT, C. A., DAVIDSON, B. M., GOODWIN, A. K., FIELDER, E. O., BUCKLER, W. S., & STEINSBERGER, N. P. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett *Shale*. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2002. doi:10.2118/77441-MS.

GALLEGOS, Tanya y VARELA, Brian. Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010—Data Analysis and Comparison to the Literature. In: U.S Geological Survey, USGS, 2015.

GEERTSMA, J. & DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. In: JPT, 1969.

GIDLEY, J.L.; HOLDITCH, S.A.; NIERODE, D.E. et al. Fracture Azimuth and Geometry Determination. In: Richardson, Texas: Monograph Series SPE, 1989, 341p.

GU, Hongren, WENG, X., LUND, Jeffrey., MACK, Mark, GANGULY, Utpal, & SUAREZ-RIVERA, Roberto. Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Nonorthogonal Angles: A Criterion and Its Validation. Society of Petroleum Engineers. February 1, 2012. doi:10.2118/139984-PA

HARTENERGY. Energy industry Publisher. [En línea], [citado en 13 de junio de 2016] <<http://www.epmag.com/proppant-volumes-exceed-9-million-pounds-lateral-818541#p=full>>

HILLS, D.A.; P.A. KELLY, D.N, DAI; A.M, KORSUNSKY. Solution of crack problems. The distributed dislocation technique. *Solid Mechanics and its Applications*. First edition. 1996

HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development. First Edition. USA: Elsevier, 2016.

HUBBERT, King. & WILLIS, David. Mechanics of Hydraulic Fracturing. In: Society of Petroleum Engineers, SPE-686-G. 1957. 154p.

JARIPATKE, Omkar, CHONG, King Kwee, GRIESER, William Vincent, & PASSMAN, Andrea. A Completions Roadmap to *Shale*-Play Development: A Review of Successful Approaches toward *Shale*-Play Stimulation in the Last Two Decades. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2010. doi:10.2118/130369-MS

KRESSE, Olga; WENG, Xiaowei; CHUPRAKOV, Dimitry; PRIOUL, Romain, COHEN, Charles. Effect of Flow Rate and Viscosity on Complex Fracture Development. In: International Society for Rock Mechanics, May 2013.

KRESSE, Olga; WENG, Xiaowei; WU, Ruiting; GU, Hongren. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations. In: American Rock Society Association, 2012.

LECAMPION, Brice y DESROCHES, Jean. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore. In: Journal of the Mechanics and Physics of Solids, May 2015, 236p.

LEGUILLON, Dominique. Strength or toughness? A criterion for crack onset at a notch. In: European Journal of Mechanics A/Solids 21, September 2001.

NAGEL, Neal Borden; GIL, Ivan; SANCHEZ-NAGEL, Marisela; DAMJANAC, Branko; Simulating hydraulic fracturing in real fractured rocks—overcoming the limits of Pseudo3D models. In: SPE hydraulic fracturing technology conference, Society of Petroleum Engineers, 2011.

NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. In: SPE, 1972.

OILPRO. Can Refracs Bring New Life to the Haynesville? [En línea][Fecha de consulta: 10 de Julio del 2016]. Disponible en <<http://oilpro.com/post/10858/can-refracs-bring-new-life-to-haynesville>>

OLSON, Jon Edward; DAHI-TALEGHANI, Arasg. Modeling simultaneous growth of multiple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures. In: SPE hydraulic fracturing technology conference, Society of Petroleum Engineers, 2009.

OLSON, Jon Edward; WU, Ruiting. Sequential vs. simultaneous multizone fracturing in horizontal wells: insights from a non-planar, multfrac numerical model. In: SPE hydraulic fracturing technology conference, Society of Petroleum Engineers, 2012.

PAUL, James. Increased Secondary Recovery by Hydraulic Fracturing. In: Society of Petroleum Engineers, SPE, 1958.

PEARSON, Mark. Hydraulic Fracturing of Horizontal wells: Realizing the Paradigm Shift that has been 30 years in Development. In: SPE Distinguished Lecturer Program, 2014.

PERKINS, T. K., & KERN, L. R. Widths of Hydraulic Fractures. In: JPT, 1961.

PHILLIPS, W.S.; RUTLEDGE, J.T.; FAIRBANKS, T.D.; GARDNER, T.L.; MILLER, M.E. Reservoir fracture mapping using microearthquakes: two Oilfield case studies. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 36651, 1998.

RENSHAW, Carl; POLLARD, David. An Experimentally Verified Criterion for Propagation Across Unbounded Frictional Interfaces in Brittle, Linear Elastic Materials. In: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Volume 32, Issue 3. 1995. 237-249p.

RICKMAN, Rick, MULLEN, Michael, PETRE, James Erik, GRIESER, William Vincent, & KUNDERT, Donald. A Practical Use of *Shale* Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All *Shale* Plays Are Not Clones of the Barnett *Shale*. In: Society of Petroleum Engineers. January 1, 2008. doi:10.2118/115258-MS.

RUNGAMORNROT, Jaroon, WHEELER, Mary Fanett. MEAR, Mark. A numerical technique for simulating nonplanar evolution of hydraulic fractures. In: Paper SPE 96968, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 9–12, 2005.

SARMADIVALEH, Mohammad. Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing. Trabajo de grado Doctor en filosofía. Perth. Universidad de Curtin. Facultad de Ciencia e Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2012.

SARMADIVALEH, Mohammad; RASOULI, Vamegh. Modified Reinshaw and Pollard Criteria for a Non-Orthogonal Cohesive Natural Interface Intersected by an Induced Fracture. In: Rock Mech Rock Eng., 2013.

SHEN, B.; STEPHANSSON, Ove. Modification of the G-criterion for crack propagation subjected to compression. In: Engineering Fracture Mechanics, Vol 47, 1994.

SHEN, B.; STEPHANSSON, Ove. Numerical-Analysis of Mixed Mode-I and Mode-II Fracture Propagation. In: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, December 1993.

URBANCIC, Ted; MAXWELL, Shawn; ZINNO, Richard. Assessing the effectiveness of hydraulic fractures with microseismicity. In: Expanded Abstracts: SEG Annual Meeting, Salt Lake City, Utah, USA. 2002.

VEATCH, R.W., MOSCHOVIDIS, Z.A., and FAST, C.R. An overview of hydraulic fracturing. In: Gidley, Holditch, Nierode, Veatch, editors. Recent advances in hydraulic fracturing. Monograph, V. 12, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1989.

VECINO, Iván Arturo. Metodología para Identificar los Factores Geomecánicos y Geológicos Influyentes en Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico en Pozos de un Campo Colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

WALKER, Ray; ZINNO, Shawn; GIBSON, J.B.; URBANCIC, Ted; RUTLEDGE, Jim. Cotton Valley Hydraulic Fracture Imaging Project-Imaging Methodology and Implications. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 49194. 1998.

WARPINSKI, Norman. Hydraulic Fracturing in Tight, Fissured Media. In: Society of Petroleum Engineers, SPE-20154. 1991.146-209p.

WARPINSKI, Norman. Fluid *leak-off* in nature fissures. In: Economides, Nolte (Eds.), Reservoir Stimulation, 2000, pp. 9–23, sidebar 9D.

WARPINSKI, Norman; MAYERHOFER, M.J.; VINCENT, M.C.; CIPOLLA, C. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. In: Society of Petroleum Engineers, SPE-114173-MS. 2008. 237–255p.

WARPINSKI, Norman; TEUFEL, Lawrence. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. In: Society of Petroleum Engineers, SPE-13224-PA. 1987. 209–220p.

WENG, Xiaowei; KRESSE, Olga; COHEN, Charles; WU, Ruiting; GU, Hongren. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation. In: SPE Journal, Society of Petroleum Engineers, 2012.

WENG, Xiaowei. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. In: Journal of Unconventional Oil and Gas, Septiembre 2014. 116-117p.

WONG, Sau-Wai, GEILIKMAN, Mikhail, XU, Guanshui, Interaction of multiple hydraulic fractures in horizontal wells. In: Paper SPE 163982, SPE Middle East

Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, Oman, January 28–30, 2013.

WU, Ruiting; KRESSE, Olga; WENG, Xiaowei; COHEN, Charles; GU, Hongren. Modeling of interaction of hydraulic fractures in complex fracture networks. In: SPE hydraulic fracturing technology conference, Society of Petroleum Engineers, 2012.

XU, Guanshui; WONG, Sau-Wai. Interaction of multiple non-planar hydraulic fractures in horizontal wells. In: Paper SPE 17043, International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 26–28, 2013.

YAMAMOTO, Koji; SHIMAMOTO, Tatsuo; SUKEMURA, Shunishi. Multiple fracture propagation model for a three-dimensional hydraulic fracturing simulator. In: Int. J. Geomechanics, 2004, 46–57p.

YEW, Ching. Mechanics of hydraulic fracturing. Second Edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2015

ZHANG, Xi; JEFFREY, Robert. The role of friction and secondary flaws on deflection and re-initiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures. In: Geophys J Int., 2006, 166(3):1454–1465.

ZHANG, Xi; JEFFREY, Robert. Reinitiation or termination of fluid-driven fractures at frictional bedding interfaces. In: J Geophys Res-Sol, 2008.

ZHANG, Xi; JEFFREY, Robert; THIERCELIN, M. Deflection and propagation of fluid-driven fractures at frictional bedding interfaces: a numerical investigation. In: J Struct Geol., 2009, 29(3):396–410.

ZHANG, Xi; JEFFREY, Robert; THIERCELIN, M. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries. In: J Geophys Res, 2009, 114(B12406):1–16.

ZHANG, Rui; NING, Zhengfu; YANG, Feng; ZHAO, Huawei. Evaluation of petrophysical and Mechanical features for *Shale gas* Reservoirs in South Sichuan Basin, China. In: Society of Petroleum, 2015.

ZHOU, Jian; CHEN, Mian; YAN, Jin; ZHANG, Guang-ning. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs. In: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 45, Issue 7, October 2008, Pages 1143-1152.