

**ANÁLISIS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA MEDIANTE REGISTROS DE  
TEMPERATURA.**

**BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO**

|



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2010**

**ANÁLISIS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA MEDIANTE REGISTROS DE  
TEMPERATURA.**

**BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

**MsC. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ**

**Director**

**MsC. REINEL CORZO RUEDA**

**Codirector**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2010**

## DEDICATORIA

A Dios, quien me ha acompañado toda mi vida y me ha colmado de miles de bendiciones.

A mi Madre por ser el motor de mi vida y por su apoyo incondicional.

A mi Padre por sus nobles consejos.

A mis hermanos Sandra, Freddy, Rick, Marelyn y Andrés quienes siempre me han apoyado y acompañado en toda mi vida.

A mi novia por su apoyo incondicional.

A mi familia en especial a Mi Abuelita que han sido y seguirá siendo lo más importante en mi vida.

A mis amigos y compañeros.

BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO

## **Agradecimientos**

A Dios, por sus bendiciones y que siempre me ha acompañado.

A mis Padres, por darme la vida.

A mi Madre, por todos sus esfuerzos.

A mis Hermanos, por todo su apoyo.

A la Universidad Industrial de Santander, que me formo personal como profesionalmente.

Al Instituto Colombiano del Petróleo – Ecopetrol, por permitirme desarrollar el proyecto.

A los Ingenieros Reinel Corzo y Fernando Calvete por su colaboración, ayuda y recomendaciones en el desarrollo del proyecto.

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo por permitirme dar mis primeros pasos en el ámbito de la Investigación.

A mis compañeros y amigos por toda su colaboración.

BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>PAG.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>15</b>
<b>1. FUNDAMENTOS TEORICOS</b>	<b>16</b>
<b>1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.</b>	<b>16</b>
1.1.1 Definición de Fractura.	18
1.1.2 ¿Por Qué Fracturar?	20
1.1.3 Relación costo beneficio.	24
1.1.4 Criterios Mínimos de Selección de un Pozo a Fracturar.	25
1.1.5 ¿FRACTURAR O NO FRACTURAR?	26
<b>1.2 FLUIDOS Y SOPORTANTES.</b>	<b>27</b>
1.2.1 Fluido de Relleno (Pad)	27
1.2.2 Fluido con Agente de Soporte en Suspensión o Lechada.	28
1.2.3 Fluido de Limpieza.	28
1.2.4 Programa del Material Soportante.	29
1.2.5 Ancho de Fractura Creada.	30
<b>1.3 DISEÑO DEL TRATAMIENTOS DE FRACTURA HIDRÁULICA.</b>	<b>32</b>
1.3.1 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos.	33
1.3.2 Guía para la Selección del Fluido Fracturante.	36
1.3.3 Propiedades Reológicas del Fluido fracturante.	38
<b>1.4 TRATAMIENTO DE LA FRACTURA</b>	<b>40</b>
1.4.1 Selección del Material Soportante.	40
1.4.2 Diseño y Propagación de Fractura.	44
<b>2. MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA HIDRÁULICA</b>	<b>49</b>
<b>2.1 Modelos en Dos Dimensiones.</b>	<b>59</b>
<b>2.2 Modelos en Tres Dimensiones.</b>	<b>60</b>
<b>2.3 Modelo PKN.</b>	<b>61</b>
<b>2.4 Modelo KGD.</b>	<b>63</b>

<b>2.5</b>	<b>Presión Neta de Fracturamiento.</b>	<b>65</b>
<b>3.</b>	<b>TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICOS DE FRACTURA HIDRÁULICA</b>	<b>68</b>
<b>3.1</b>	<b>Técnicas Directas de Diagnóstico de Fractura Distantes del Pozo.</b>	<b>71</b>
3.1.1	Mapeo de Fractura con Inclínómetros.	71
3.1.2	Monitoreo Microsísmico.	76
<b>3.2</b>	<b>Técnicas Directas de Diagnóstico de Fractura Cerca al Pozo.</b>	<b>79</b>
3.2.1	Trazadores Radiactivos.	80
3.2.2	Registros de Temperatura.	83
3.2.3	Registro de Producción.	84
3.2.4	Registros de Imagen.	84
3.2.5	Videos de Fondo de Pozo.	86
<b>3.3</b>	<b>Técnicas Indirectas de Diagnóstico de fractura.</b>	<b>87</b>
3.3.1	Modelamiento de la Fractura.	87
3.3.2	Análisis de la Producción.	91
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA</b>	<b>92</b>
4.1	Registro de Temperatura.	92
4.2	Geometría de Fractura.	97
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>103</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>10302</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>105</b>

## TABLA DE FIGURAS

	<b>PAG.</b>
Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.	16
Figura 2. Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora	18
Figura 3. Propagación de la fractura en la formación productora.	19
Figura 4. Fractura Vertical donde se indica alto, ancho y longitud de fractura	31
Figura 5. Fluidos de fracturamiento (PAD).	34
Figura 6. Guía para la Selección de Fluido Fracturante en Pozo de Petróleo.	38
Figura 7. Esfuerzos locales y Esfuerzos Principales.	40
Figura 8. Comportamiento de la Conductividad de la Fractura al Variar la Concentración del Material Soportante.	42
Figura 9. Comportamiento de la Conductividad de la Fractura al Variar la Malla del Material Soportante par Igual Concentración.	43
Figura 10. Comportamiento de la Conductividad de la fractura al Variar los Tipos de Materiales Soportante para la Misma Concentración y Mallado.	43
Figura 11. Fuerzas que actúan en el Medio Poroso.	44
Figura 12. Eficiencia versus longitud de fractura, calculada para varias diferentes relaciones de altura al espesor de la formación.	46
Figura 13. Efecto del Leakoff vs. Eficiencia (Impacto del coeficiente de pérdida de fluido por filtrado sobre la eficiencia para diferentes longitudes de fractura)	47
Figura 14. Masa total de Soportante para un rango de concentraciones al final del tratamiento, para diferentes longitudes de fractura.	48

Figura 15. Familia Básica de Modelos de Fractura	50
Figura 16. Modelos de Fractura 2D vs P3D.	52
Figura 17. Perfil de esfuerzos.	53
Figura 18. Efecto del Esfuerzo de Cierre sobre la Curva Presión/Tiempo.	54
Figura 19. Comparación del Acople lateral y los modelos tradicionales.	55
Figura 20. Comparación de los Modelos 2D, P3D y MLF.	56
Figura 21. Comparación de las Propiedades de Fractura para Modelos PKN y KGD (1) y para Tres Modelos de Fractura (2).	58
Figura 22. Plano de Deformación Vertical y Horizontal en 2-D	60
Figura 23. Modelo PKN.	62
Figura 24. Modelo KGD.	64
Figura 25. Técnicas de diagnóstico de fractura.	69
Figura 26. Principio del Mapeo de Fractura con Tiltmeter.	72
Figura 27. Deformación en Superficie por Fracturamiento de Diferentes Orientaciones a una Profundidad de 3000 ft.	73
Figura 28. Inclinómetro.	74
Figura 29. Método Microsísmico de Monitoreo de Fracturas.	76
Figura 30. Localización de las Emisiones Acústicas.	78
Figura 31. Gulf of Mexico Mini-frac Prior to Frac Pack.	82
Figura 32. Pre- and Postfracture Temperature Surveys (Dobkins, 1981).	83
Figura 33. Imagen y Análisis de la Fractura.	85

Figura 34. Downhole Video.	86
Figura 35. Registro de Temperatura a 8 y 18 horas posteriores al Fracturamiento (fluido frio).	96
Figura 36. Registro de Temperatura con Fluido Fracturante a 150°F en superficie.	97
Figura 37. Fracturamiento Hidráulico Pozo A (7454' - 7469') MD	98
Figura 38. Presión Neta en Superficie.	98
Figura 39. Comparación de Geometrías Pozo A.	99
Figura 40. Fracturamiento Hidráulico Pozo A (7010' - 7020') MD.	100
Figura 41. Comparación de Geometrías Pozo A.	101

## LISTA DE TABLAS.

	<b>PAG.</b>
Tabla 1. Criterios Mínicos de Selección.	25
Tabla 2. Fluidos fracturantes Crosslinker	39
Tabla 3. Máximo Esfuerzo de Cierre a Resistir el Material Soportante.	41
Tabla 4. Valores Típicos Utilizados en el Fracturamiento Hidráulico.	45
Tabla 5. Capacidades y limitaciones de las técnicas de diagnóstico de fracturas hidráulicas indirectas y directas.	70
Tabla 6. Comparación Modelos 2-D.	88
Tabla 7. Simulación 2-D para un Tratamiento de 1 Capa.	89
Tabla 8. Simulación 3-D para un Tratamiento de 3 Capas.	89
Tabla 9. Simulación 3-D para un Tratamiento de 5 Capas.	90
Tabla 10. Comparación de Geometrías Pozo A.	100
Tabla 11. Comparación de Geometrías Pozo B.	102

**TÍTULO: ANÁLISIS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA MEDIANTE REGISTROS DE TEMPERATURA\*.**

**AUTOR: BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO\*\*.**

**PALABRAS CLAVES:** GEOMETRÍA DE FRACTURA, MICROSÍSMICA, INCLINÓMETROS, REGISTRO DE TEMPERATURA.

### **RESUMEN**

El tratamiento de estimulación por Fracturamiento Hidráulico es una de las técnicas más efectivas en el mundo, su objetivo principal es incrementar la productividad de los campos, mediante la creación de una fractura y en la zona de interés y de esta manera facilitar el flujo de hidrocarburos hacia la cara del pozo. La fractura puede propagarse lateral y verticalmente creando una geometría, la cual juega un papel muy importante para que el tratamiento sea exitoso. Diferentes modelos 2D y 3D de geometría se han desarrollado con el fin de ayudar a diseñar, interpretar y comprender la complejidad de las fracturas. El modelado de las fracturas constituye una parte necesaria del diseño de los tratamientos de estimulación, no obstante los modelos más complejos resultan deficientes en términos de la predicción de la realidad. Por tal motivo diversos métodos de diagnóstico de fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de la fractura han sido desarrolladas. En un esfuerzo por caracterizar mejor el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas, técnicas de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas han demostrado ser enormemente exitosas. En este trabajo se presentan los modelos y técnicas de diagnóstico de Fractura Hidráulica, posteriormente se analiza la geometría de fractura mediante el uso del registro de temperatura, con el fin de tener un acercamiento más real a la fractura creada en un tratamiento de fracturamiento Hidráulico.

---

\* Trabajo de Grado"

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete Gonzalez. Codirector: Reinel Corzo Rueda.

**TITLE: ANALYSIS OF GEOMETRY FRACTURE BY MEANS OF TEMPERATURE SURVEYS\*.**

**AUTHOR: BELLY FERNEY AVENDAÑO GALLO\*\*.**

**KEYWORDS:** GEOMETRY OF FRACTURE, MICROSEISMIC, TILTMETERS, TEMPERATURE SURVEY.

### **ABSTRACT**

The Treatment of stimulation by Hydraulic Fracturing is one of the most effective techniques in the world, its main objective is to increase the production of fields, through the creation of a fracture in the interest area and thus facilitate the hydrocarbons flow to the wellbore. The fracture can propagate laterally and vertically creating geometry, which play a very important role for successful treatment. Different models of geometry 2D and 3D have been developed to help the designing, interpreting and understanding of the complexity of the fractures. The modeling of the fracture is necessary in designing of the stimulation treatments. Thereby, various methods of hydraulic fractures diagnostic before, during and after the creation of fracture have been developed. In an effort to better characterize the behavior and the geometry of the hydraulic fractures, monitoring hydraulic fractures techniques have shown being enormously successful. This project presents the models and techniques for hydraulic fracturing diagnostic, and then the geometry of fracture is analyzed by using the temperature survey, in order to have a more realistic approach to the generated fracture by hydraulic fracturing treatments.

---

\* Work of Degree

\*\* Faculty of Physic-Chemistry Engineering's, Petroleum Engineering School. Director: Fernando Enrique Calvete Gonzalez, Co-director: Reinel Corzo Rueda.

## INTRODUCCIÓN

Desde la primera operación intencional de estimulación de un yacimiento por fracturamiento hidráulico, ejecutada a fines de la década de 1940, los ingenieros y científicos han procurado comprender la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente. Si bien el incremento de la productividad o inyectividad de un yacimiento estimulado puede implicar el éxito de un tratamiento, no necesariamente significa que los modelos de yacimiento y fracturamiento hayan pronosticado correctamente el resultado. Siempre deben considerarse las características del yacimiento a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico

Muchos de los grandes yacimientos de alta permeabilidad del mundo están acercándose al fin de sus vidas productivas. Cada vez con más frecuencia, los hidrocarburos que abastecen de combustible a las diferentes naciones y economías del mundo provendrán de yacimientos de baja permeabilidad y esas formaciones compactas requieren tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico para producir a regímenes económicos.

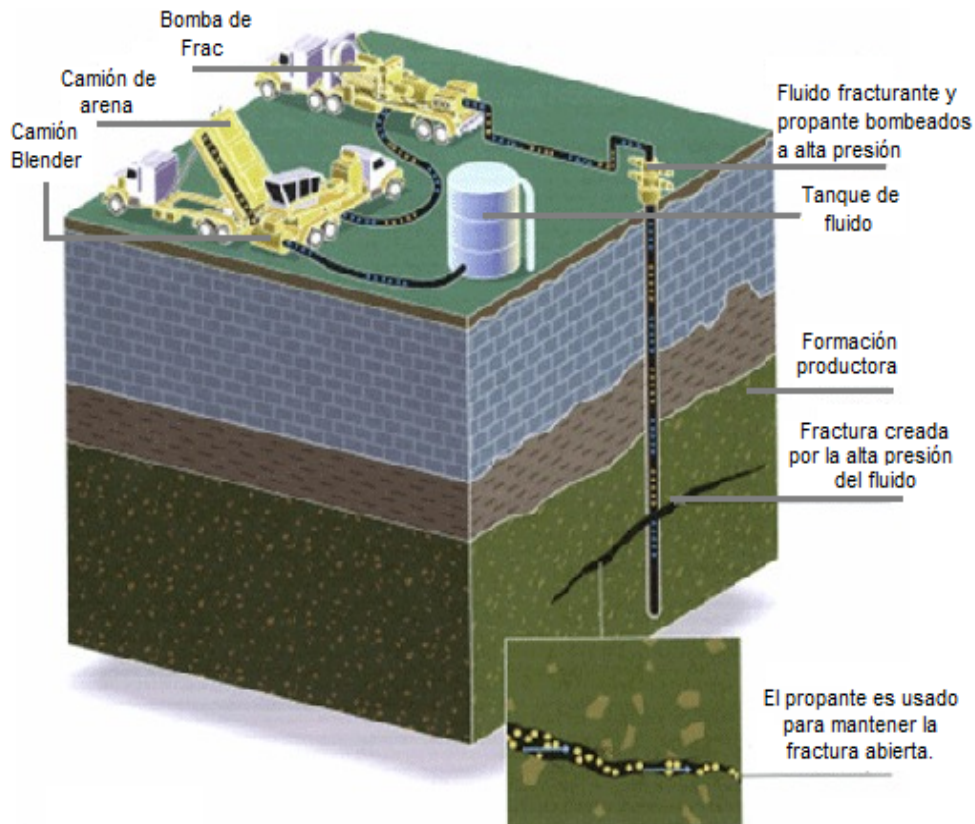
En Estados Unidos solamente, las compañías operadoras invierten al año aproximadamente 3.800 Millones de dólares en tratamientos de Fracturamiento Hidráulico. Las compañías necesitan herramientas que les ayuden a determinar el grado de éxito de las fracturas hidráulicas relacionado con la producción de los pozos y el desarrollo de los campos petroleros. Para ello es preciso que estas herramientas provean información sobre la conductividad, geometría, complejidad y orientación de las fracturas hidráulicas.

# 1. FUNDAMENTOS TEORICOS

## 1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>1</sup>.

La técnica de fracturar la formación productora se conoce en la Industria Petrolera como Fracturamiento Hidráulico Figura 1 y tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción.

Figura 1. Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: Modificado de [www.bossintl.com/blog/tag/hydraulic/](http://www.bossintl.com/blog/tag/hydraulic/)

El primer fracturamiento fue realizado en Kansas, a finales de la década del 40 y el propósito fue incrementar la producción en un pozo marginal, desde entonces los ingenieros y científicos se han preocupado por comprender la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente.

En la década del 50 realizar este tipo de tratamiento tuvo gran impacto tanto en pozos de petróleo como gas. Posteriormente, a mediados de la década de los 80 incrementa, nuevamente la aplicación del fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora, además ayudó el hecho de realizar fracturamiento hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic Fracturing) en los yacimientos. La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones con permeabilidades bajas.

Con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas (HPF, High Permeability Fracturing), con la técnica conocida como "Frac & Pack o sus variantes y el hecho de disminuir costos, han permitido considerar el tratamiento de fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

Aunque la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, sí, lo han hecho los significativos avances tecnológicos que han sido ejecutados durante más de cuatro décadas desde que se desarrolló el primer tratamiento comercial. Después de los primeros trabajos, el promedio de los tratamientos de fracturas consistían alrededor de 750 galones de fluido y de 400 libras de arena. Hoy en día, el promedio de los tratamientos está alrededor del rango de 43000 galones de fluido con 68000 libras de material de soporte, y grandes tratamientos que exceden un millón de galones de fluido y tres millones de libras de material de soporte. Esto refleja los continuos avances aportados por la industria petrolera en la teoría y en la práctica, la gran variedad de fluidos que están disponibles para todo tipo de situaciones, los equipos más refinados, los últimos adelantos en informática. Ahora se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación, equipos para el diseño que van transformando la técnica de

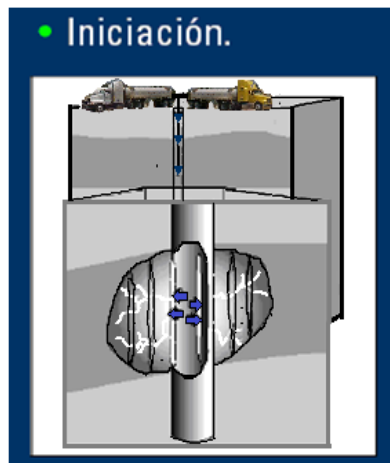
fracturamiento hidráulico, haciendo que deje de ser un arte para convertirse en una ciencia.

### 1.1.1 Definición de Fractura<sup>2</sup>.

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al esfuerzo mínimo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Figura 2.

**Figura 2. Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora**



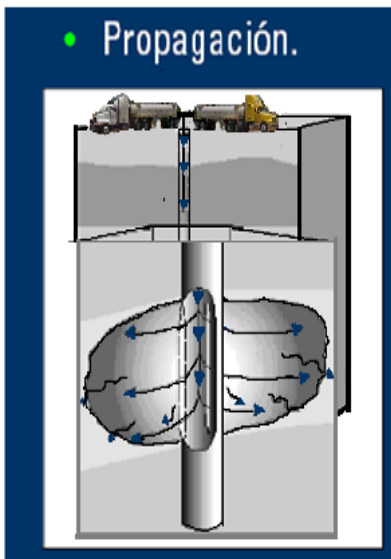
**Fuente: Modificado de BP Exploration Frac Manual**

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar en ella, como se indica en la Figura 3.

El diseño de concentración de material soportante es muy importante para obtener éxito en el fracturamiento, ya que con ello se obtendrá una excelente conductividad de los fluidos en el interior de la fractura.

**Figura 3. Propagación de la fractura en la formación productora.**



**Fuente: Modificado BP Exploration Frac Manual**

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura. Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.

### **1.1.2 ¿Por Qué Fracturar?<sup>2,3</sup>**

El factor de recobro, que es el porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento, es una de las mayores preocupaciones de la industria. En el ámbito mundial el promedio está entre el 40% y 50%; en Ecopetrol la mayor parte de los campos están en el rango de 27% y 29%.

Cada punto que se gane en el factor de recobro significan desde cientos hasta millones de barriles, dependiendo del aceite original encontrado, que valorado a precios de hoy representan ingresos importantes para cualquier compañía

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos en un alto porcentaje, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección, producción, etc., y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos, que permitan generar recomendaciones sobre cómo optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que las recomendaciones sean económicamente rentables para los inversionistas.

El fracturamiento hidráulico, adicionalmente, en campos con crudos asfálténicos es una práctica frecuente de estimulación, para remover el material orgánico que se precipita en la cara de la formación, obstruyendo el flujo de hidrocarburos al pozo productor.

Ésta se ha convertido en la técnica de estimulación y completamiento de pozos de gas y petróleo más común en Norteamérica.

A nivel de ECOPETROL se han realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos del cinco por ciento), mientras que a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados. Lo anterior ha sido debido a que no existía una cultura de fracturamiento, escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología.

Los resultados obtenidos en ese entonces, aunque lograron aumentos de producción, no tuvieron la continuidad requerida y los resultados que permitieran maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

Actualmente, se cuenta con mejores tecnologías y metodologías para realizar muy buenos trabajos de fracturamiento hidráulico convencionales y especiales que ayudan a solucionar una gama de problemas más amplios (como el problema de control de arenas). La experiencia ha demostrado que las últimas mejoras que se han tenido en los trabajos de fracturamiento hidráulico como alternativa tecnológica, han permitido lograr resultados exitosos tanto técnicos como económicos, haciendo que otros campos dirijan su atención e interés hacia esta técnica.

Una de las conclusiones es que el fracturamiento hidráulico es una excelente herramienta para maximizar la productividad de los activos petroleros. En 2005 este equipo de expertos definió el primer paquete de 25 pozos a aplicar fracturamiento hidráulico, así como otros 20 pozos infill a desarrollar en el campo Cantagallo. En 2006 este campo inició el piloto con 5 pozos. Los resultados alcanzados, producto de los trabajos de fracturamiento en este campo entre 2006 y 2007, muestran un incremento en la producción del orden de los 400 mil barriles de petróleo acumulados.

Los campos del Huila continuaron con esta metodología y se desarrollaron trabajos en 5 pozos del área de Santa Clara, Palogrande 4 y Lomalarga 2, cuyos

resultados mostraron una producción incremental de aceite de cerca de 450 barriles por día.

En los campos Llanito y Tisquirama, Ecopetrol ha tenido importantes incrementos de producción con pozos de 450 barriles por día. Es importante también mencionar que existen casos como Orito en donde los pozos han incrementado 1500 barriles por día.

Actualmente, Ecopetrol, mediante trabajos de estimulaciones y fracturamiento, ha presentado incrementos de producción de 2800 barriles por día; esto demuestra que estas tecnologías son efectivas.

A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo:

- **Sobrepaso del daño de formación.**

Al realizar la fractura hidráulica se mejora la conexión entre el pozo y el yacimiento creando un canal de alta conductividad que permita incrementar la producción (acelerar o incorporar reservas) y mejorar la economía del pozo incrementando su VPN.

- **Arenamiento.**

Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar trabajos de fracturamiento hidráulico tipo **Screenless**, cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente.

- **Aumento del régimen de producción.**

Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva, y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas; la estimulación generalmente incrementa su producción

y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

- **Mejoras en el recobro final.**

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Gracias al fracturamiento hidráulico es posible extender el tiempo antes de llegar al límite económico, lo cual permite que la recuperación final de un pozo sea incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos. La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias; es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.

- **Mejor uso de la energía del yacimiento.**

Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí existe un

bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

- **Aumento del régimen de inyección.**

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector. Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es usual inyectar a presión a la formación los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias.

### **1.1.3 Relación costo beneficio<sup>3</sup>.**

Los costos de fracturamiento oscilan entre los 180 mil y 250 mil dólares, dependiendo del campo y particularmente la movilización de equipos, materiales y volumen de trabajo.

La recuperación de la inversión se da en los primeros seis meses de producción incremental del pozo, gracias a los altos precios del crudo.

El éxito de esta técnica aplicada en Ecopetrol se basa en creación de la metodología, la cual utiliza el modelo geológico y petrofísico, se generan los modelos de producción, revisión de integridad de los pozos, selección de intervalos y pozos a estimular, así como la evaluación de pruebas fluido- fluido y fluido-roca en los laboratorios del ICP.

De los trabajos realizados en los últimos tres años se tienen resultados positivos en el 85% de los casos, gracias a la integración de la información, así como al trabajo en equipo de este grupo multidisciplinario, que luego de cada operación realizada se reúne para analizar las lecciones aprendidas y las mejores prácticas, en un ejercicio compartido que genera nuevo aprendizaje.

Otra ventaja de esta técnica es la disminución de los tiempos de operación de pozos, que se traduce en ahorro en costos para Ecopetrol. A diferencia de otras compañías operadoras, Ecopetrol cuenta con los laboratorios en donde se pueden probar, diseñar y optimizar los tratamientos, que en varias oportunidades le han permitido cambiar y optimizar fluidos de fractura, modificar los tratamientos químicos y optimizar los geles de fracturamiento. Hoy trabajan en el proceso de estandarización de procesos de selección de pozos, reportes de trabajo, análisis y secuencia operativa.

#### 1.1.4 Criterios Mínimos de Selección de un Pozo a Fracturar.

En la tabla 1, se presentan algunos de los criterios mínimos para seleccionar un pozo a Fractura.

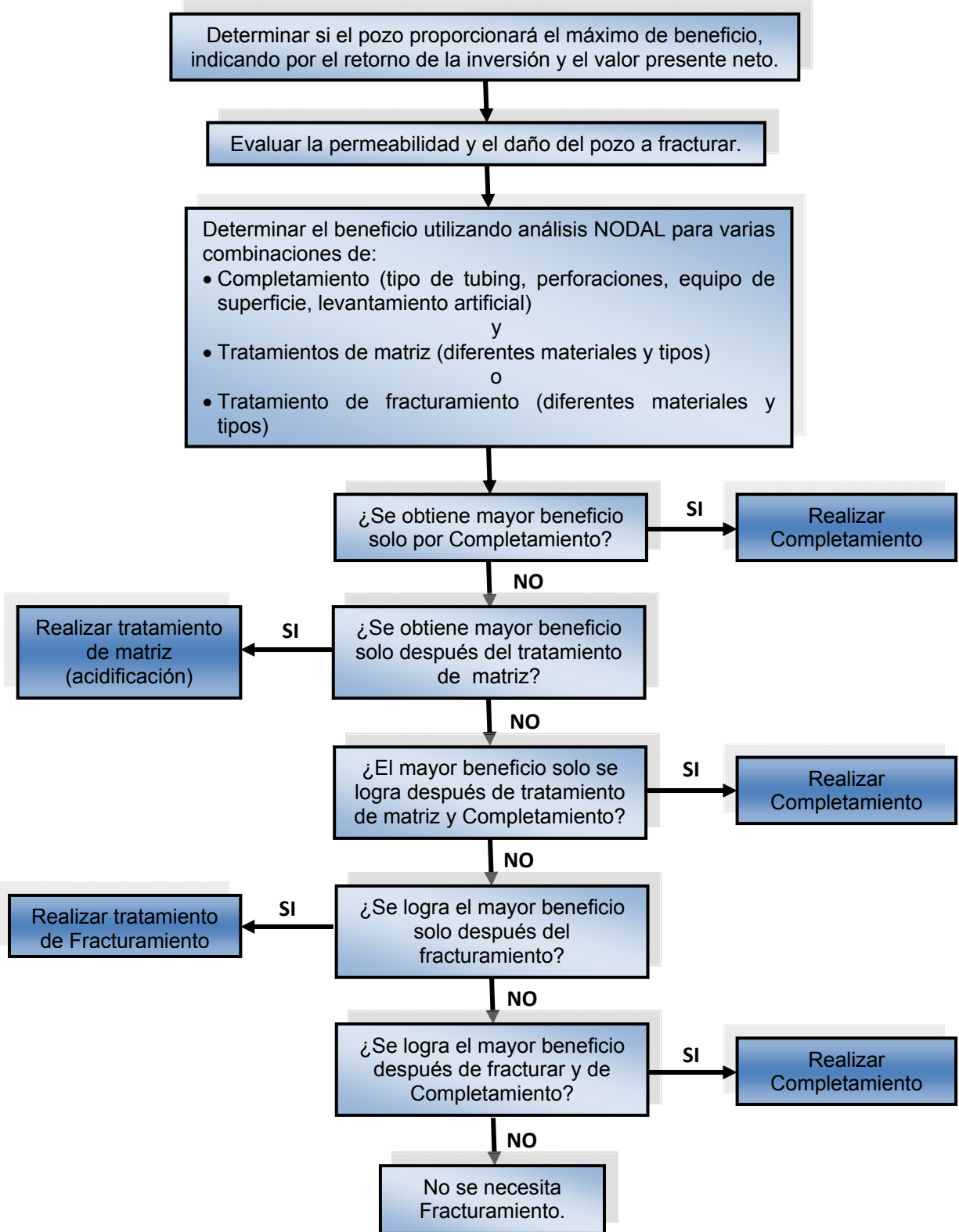
**Tabla 1. Criterios Mínimos de Selección.**

Parámetro	Yacimiento de Aceite	Yacimiento de Gas
Saturación de petróleo.	>40%	50%
Corte de agua.	<30%	<200 bbl/MMscf
Permeabilidad.	1-50 mD*	0.01-10 mD
Presión del Yacimiento.	<70% Depletado	Doble de la Presión de abandono.
Espesor Neto.	>30 ft	>30 ft.
Sistema de producción	20% spare capacity	

\* El fracturamiento puede ser aplicado a yacimiento de alta permeabilidad.

**Fuente. Oildield Schumberger Autumn 1995.**

### 1.1.5 ¿FRACTURAR O NO FRACTURAR?<sup>4</sup>



## **1.2 FLUIDOS Y SOPORTANTES<sup>5, 6, 7</sup>.**

La ejecución de un fracturamiento consiste en la inyección de varias etapas de diferentes tipos de fluido, donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

### **1.2.1 Fluido de Relleno (Pad)**

Es el fluido fracturante que no tiene material soportante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura.

Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o “leakoff”, es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (filter-cake).

El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por lo tanto, este tipo de fluido de relleno es el primero que se inyecta en el tratamiento de un fracturamiento hidráulico y actúa como un fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar la lechada con la que transportara el material soportante dentro de la fractura.

Su adecuada elección depende de un gran número de consideraciones previas a la operación, sugeridas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles, costos, etc. Un fluido de fracturamiento tiene que cumplir con las siguientes características importantes:

- Viscoso, para iniciar y propagar la fractura.
- No viscoso, para ser fácil de manejar en superficie.
- Viscoso, para transportar el material de soporte al pozo.
- No viscoso, para minimizar la fricción tubular.
- Viscoso, para llevar el material de soporte dentro de la fractura.

- Viscoso, para prevenir la decantación del material soportante hacia el fondo de la fractura.
- Viscoso, para minimizar pérdidas de fluido.
- No viscoso, para facilitar su recuperación y limpieza.

### **1.2.2 Fluido con Agente de Soporte en Suspensión o Lechada.**

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementado la concentración del mismo hasta el final del fracturamiento.

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transportar del mismo fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

La creación de la longitud de la fractura hidráulica, difiere de la longitud soportada por el material, porque éste no puede ser transportado a los puntos donde el ancho de la fractura es menor a tres veces el diámetro del soportante.

### **1.2.3 Fluido de Limpieza.**

El fluido de limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

La ecuación general de balance de materia entre el volumen de fluido total inyectado,  $V_i$ , el volumen de la fractura creada,  $V_f$ , y la fuga de líquido  $V_{l(leakoff)}$  puede ser escrito:

$$V_i \equiv V_f + V_L \quad (1)$$

El área de la fractura se multiplica por 2 para reflejar ambos lados de la fractura en donde se produce el fenómeno de filtrado y el área está expresada por:

$$A_f = 2x_f * h_f \quad (2)$$

El producto  $q_i t_i$  es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (pad) y de la lechada con el material soportante en suspensión.

Entonces, el tiempo de la parte correspondiente a la cantidad de fluido de relleno, es calculado así:

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i} \quad (3)$$

El coeficiente de filtrado  $C_L$  en el balance de materia puede ser obtenido desde una calibración al tratamiento de fractura como describe Nolte y Economides.

#### 1.2.4 Programa del Material Soportante.

La adición del material soportante tiene un punto de inicio y sus concentraciones se las realiza agregando soportante, que depende del tiempo y de la eficiencia del fluido.

Nolte (1986) demostró que basado en la ecuación de balance de materia, la adición continua del material soportante seguirá una relación expresada por:

$$C_p(t) = C_f \left( \frac{t-t_{pad}}{t_i-t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (4)$$

Donde:

$C_p(t)$  Concentración de la suspensión del material soportante en la lechada en libras por galón (ppg).

$C_f$  Es la concentración al final del trabajo (EOJ=End Of Job)

$t_{pad}$  Tiempo del fluido de relleno.

$t_i$  Tiempo total del tratamiento.

La variable  $\varepsilon$  depende de la eficiencia del fluido,  $\eta$ , y está relacionada de la siguiente manera,

$$\varepsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta} \quad (5)$$

### 1.2.5 Ancho de Fractura Creada.

La longitud, altura y ancho de la fractura creada describe la geometría de fractura que controla la producción post tratamiento de un pozo.

La conductividad de fractura o capacidad de flujo de la fractura, se puede definir como la habilidad de la fractura de permitir el paso de los fluidos provenientes de la formación, desde la cara de fractura hasta la formación.

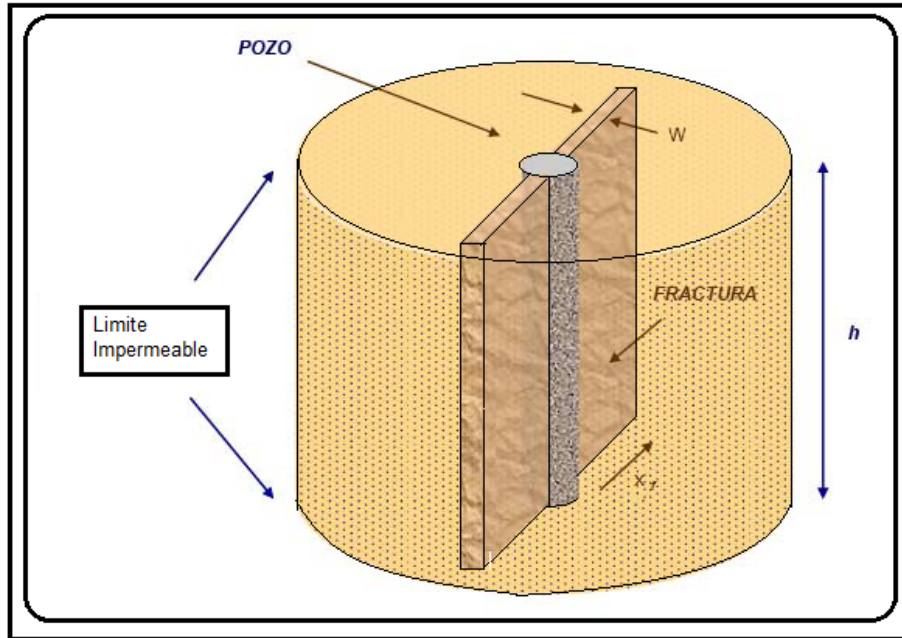
- **Conductividad de la fractura**

La conductividad de la fractura depende de dos factores, el ancho de la misma y de la permeabilidad que el agente sustentador le imprima a la fractura. El Ancho de la fractura a su vez depende del tamaño del agente sustentador, de la presión de confinamiento, de la dureza de la formación y de la resistencia a la ruptura del sustentador. La permeabilidad de la fractura se ve afectada por la porosidad de la fractura, es decir, por la relación de volumen vacío o volumen total, que a su vez depende de la concentración, angulosidad y distribución del sustentado dentro de la fractura.

Según la experiencia alcanzada en el fracturamiento hidráulico, se tiene que en la mayoría de estos trabajos, las fracturas resultantes son verticales de tipo indeformable, que penetra la formación una longitud  $x_f$ , y que además, tiene un

ancho ( $w$ ), una porosidad ( $\phi_f$ ) y una permeabilidad ( $k_f$ ) dadas por el agente soportante, un espesor ( $l$ ) y una compresibilidad ( $C_{ft}$ ). Este tipo de fractura se presenta en la figura 4.

**Figura 4. Fractura Vertical donde se indica alto, ancho y longitud de fractura**



**Fuente: Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2000.**

La conductividad de la fractura esta expresada como:

$$C = w * k_f \quad (6)$$

Donde:

$C$  : Conductividad de la fractura (adimensional).

$w$  : Ancho de la Fractura (pies)

$k_f$ : Permeabilidad de la Fractura (md)

- **Conductividad Adimensional de la fractura.**

Se define la conductividad adimensional de la fractura  $C_r$ , como la relación existente entre la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

$$C_r = \frac{wk_f}{\pi kL_f} \quad (7)$$

Sus valores oscilan en rangos de 1 a 500. Se debe notar que obtener valores altos de conductividad puede significar que se tienen capacidades de flujo de fractura altas, pero puede ser que se tenga baja permeabilidad en la formación fracturada o una longitud de fractura reducida.

### **1.3 DISEÑO DEL TRATAMIENTOS DE FRACTURA HIDRÁULICA<sup>8</sup>.**

Para el diseño de una fractura hidráulica así como también de un tratamiento de simulación de pozo se requiere seleccionar lo siguiente:

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El material soportante adecuado.

La cantidad de estos fluido y materiales; así como el modo en que se realiza la inyección de los mismos se refleja en las tasa de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están relacionados estrechamente entre si para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación geológica productora de crudo.

Un criterio apropiado para la optimización del diseño es la producción con su correspondiente impacto económico; de allí que se tenga que maximizar los beneficios, de tal manera que se pruebe una rentabilidad adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Otros criterios que se deben considerar en la selección del fluido fracturante son los siguientes:

- Transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- Evitar cualquier empaquetamiento del material soportante que cause daño en la fractura. Para ello, se debería prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de de la permeabilidad del empaquetamiento pro el ancho de la fractura.

Referente a la tasa de inyección, se puede indicar que:

- a. Altas tasas de inyección del fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fractura formaciones adyacente o al menos, tener un ineficiente desarrollo de la fractura.
- b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que interrelacionadas entre ellas, permiten obtener un diseño óptimo.

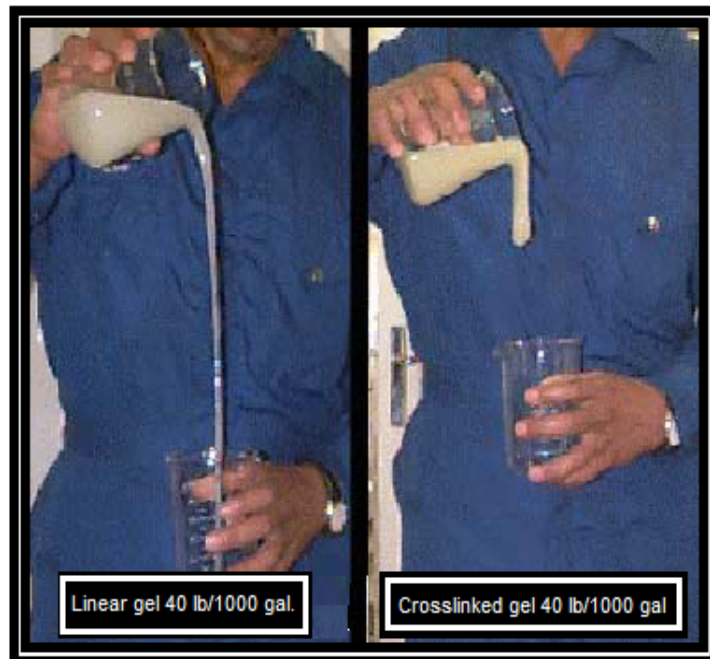
### **1.3.1 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos.**

Las principales propiedades que se deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.

4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder introducir el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Bajos costos.

**Figura 5. Fluidos de fracturamiento (PAD).**



**Fuente: Modificado de [www.slb.com](http://www.slb.com)**

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fractura, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga del polímero primordialmente.

Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el HPG (Hidroxipropil Guar) que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Las concentraciones de polímero frecuentemente está dada en libras de polímero por casa 1000 galones de fluido (lb/1000 gal) y su rango oscila entre 20 a 60 lb/1000 gal y la más común es de 40 lb/1000 gal.

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura es decir, el mayor corte.

Por ejemplo, una solución de polímero Guar a 40 lbs/1000 galones tiene una viscosidad aproximada a 50 cp a temperatura ambiente y una tasa de corte de  $170s^{-1}$ , la misma solución a 175 °F tiene una viscosidad menor a 20 cp.

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, esta situación provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías, y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

Algunos de los aditivos del fluido de fractura más comunes están listados a continuación:

- ✓ **Bactericidas o Bióxidos:** Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se preparan los geles fracturantes contiene bacterias que tiene su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.

- ✓ **Buffers:** Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.
- ✓ **Estabilizadores:** El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de la temperatura. Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.
- ✓ **Aditivos para el control de pérdidas de fluido:** Los fluidos que se utilizan tiene como rol el control de las pérdidas de “spurt”. Disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.
- ✓ **Surfactantes:** Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida, por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.
- ✓ **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

### 1.3.2 Guía para la Selección del Fluido Fracturante.

El fluido fracturante transmite la presión hidráulica de las bombas a la formación, crea la fractura y acarrea el material soportante dentro de ella.

Los fluidos que invaden la formación posteriormente removidos o limpiados con la producción de hidrocarburos.

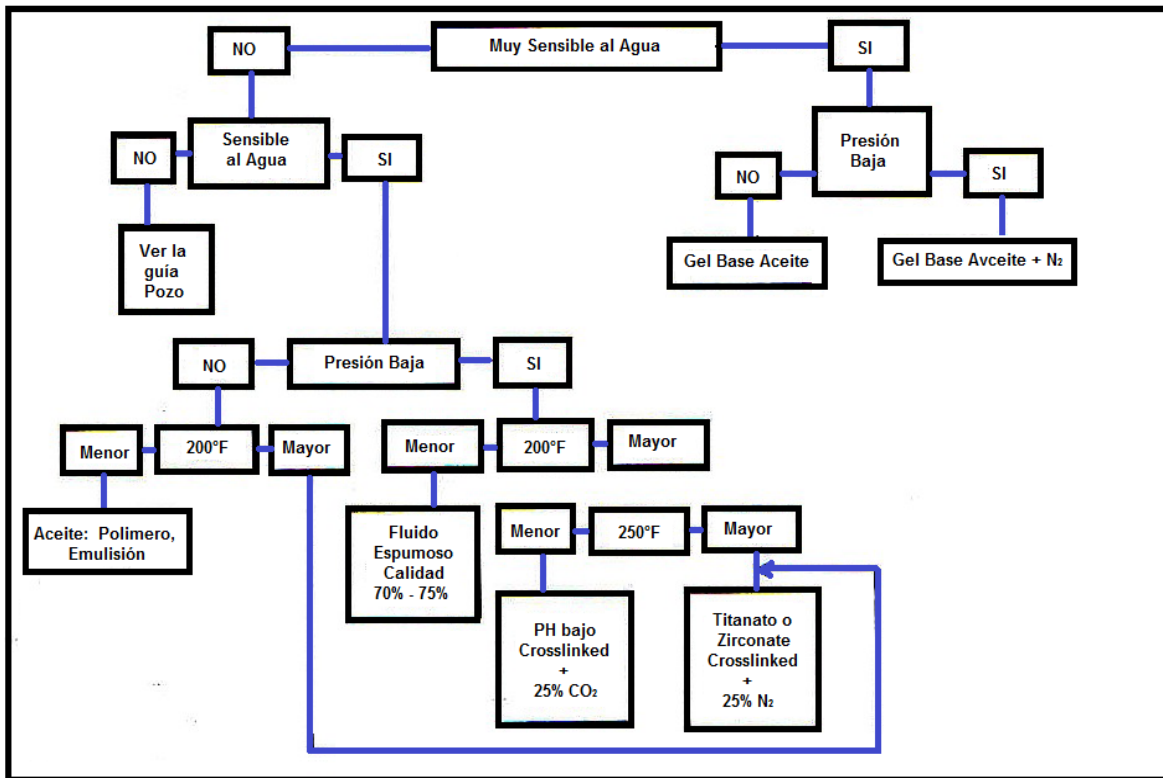
Los factores que se deben considerar para la selección del fluido fracturante incluyen la disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar y usar características de viscosidad, compatibilidad con la formación, disponibilidad de limpieza y el costo.

Los fluidos fracturantes son clasificados en la siguiente categoría:

1. **Base Agua.** Son los más utilizados en el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico.
2. **Base Aceite.** Se debe a que determinados tipos de geles requieren este tipo de base para preparar el fluido fracturante.
3. **Base Alcohol.** En fracturamiento hidráulico, el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizador de temperatura.
4. **Emulsiones.** En presencia de geles reducen las pérdidas por fricción.
5. **Base Espuma.** Es una nueva tecnología donde las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transportar el material soportante.

Economides, (1991) presentó una guía para la selección del fluido fracturante que corrientemente se aplica en la Industria Petrolera. En la figura 6 se presenta la guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo crudo.

Figura 6. Guía para la Selección de Fluido Fracturante en Pozo de Petrleo.



Fuente: Modificado de Reservoir Stimulation, Michael Economides 1991.

### 1.3.3 Propiedades Reológicas del Fluido fracturante.

La mayoría de los fluidos fracturantes son No-Newtonianos, y el modelo más comúnmente utilizado para describir el comportamiento reológico, es la Ley de Potencia que está dado por:

$$\tau \equiv K\dot{\gamma}^n \quad (8)$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte en  $\text{lb}_f / \text{pie}^2$ ,  $\dot{\gamma}$  es la tasa de corte en  $\text{segundos}^{-1}$ ,  $K$  es el índice de consistencia en  $\text{lb}_f\text{-S}^n / \text{pie}^2$  y  $n$  es el índice de comportamiento de flujo, adimensional. Un gráfico de log-log de  $t$  versus  $\dot{\gamma}$  es una línea recta, la cual será el valor de  $n$  y la intercepción en  $\dot{\gamma} = 1$  será  $K$ .

Las propiedades reológicas de los fluidos No-Newtonianos son usualmente obtenidas de pruebas de laboratorio en cilindros concéntricos y están definidos por los siguientes parámetros:

$K'$  Índice de consistencia generalizada en  $\text{lb}_f\text{-S}^n/\text{pie}^2$

$n'$  Índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional.

Las ecuaciones de equivalencia entre la información de laboratorio y la utilizada en la utilizada en la formulación es la siguiente:

$$K \equiv K' \left[ \frac{B^{2/n'}(B^{2-1})}{n'(B^{2/n'}-1)B} \right]^{-n'} \quad (9)$$

Donde  $B = r_{cup}/r_{bob}$  y  $r_{cup}$  está en el radio interno de la taza y  $r_{bob}$  es el radio de agitación.

Considerando la geometría de tubo cilíndrico (tubería) se tiene que

$$K'_{tubería} \equiv K \left( \frac{3n'+1}{4n'} \right) \quad (10)$$

**Tabla 2. Fluidos fracturantes Crosslinker**

<b>FLUIDOS FRACTURANTES</b>			
<b>Crosslinker</b>	<b>Agente Gel</b>	<b>Rango pH</b>	<b>Temperatura °F</b>
<b>B, No-Retardado</b>	Guar, HPG	8-12	70-300
<b>B, Retardado</b>	Guar, HPG	8-12	70-300
<b>Zr, Retardado</b>	Guar	7-10	150-300
<b>Zr, Retardado</b>	Guar	5-8	70-250
<b>Zr, Retardado</b>	CMHPG, HPG	9-11	200-400
<b>ZR-a, Retardado</b>	CMHPG	3-6	70-275
<b>Ti, No Retardado</b>	Guar, HPG CMHPG	7-9	100-325
<b>Ti Retardado</b>	Guar, HPG CMHPG	7-9	100-325
<b>Al, Retardado</b>	CMHPG	4-6	70-125
<b>Sb, No-Retardado</b>	Guar- HPG	3-6	60-120

a-compatible con dióxido de carbono

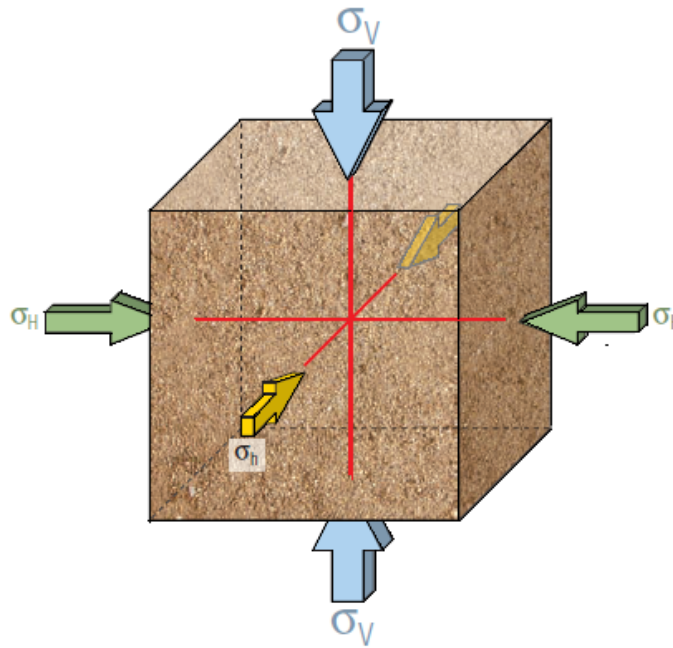
**Fuente: Hydraulic fracturing: Overview, Trends, Issues**

## 1.4 TRATAMIENTO DE LA FRACTURA.

### 1.4.1 Selección del Material Soportante<sup>9, 10</sup>.

El material soportante se opone al mínimo esfuerzo en el plano horizontal,  $S_h$ , con el objeto de mantener abierta la fractura después que ha pasado la acción de la presión neta, de allí que la resistencia del material es de una importancia crucial para el éxito de un Fracturamiento Hidráulico.

Figura 7. Esfuerzos locales y Esfuerzos Principales.



>Esfuerzos locales y esfuerzos principales. Los esfuerzos aplicados sobre un cubo de material, sepultado en la tierra, se designan como  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ , donde V indica la dirección vertical, H indica la dirección del mayor esfuerzo horizontal y h, la dirección del menor esfuerzo horizontal. Por razones de simplicidad, a menudo se asume que éstas son las direcciones de los esfuerzos principales, pero las direcciones principales de esfuerzo pueden ser rotadas en forma significativa con respecto a estos tres ejes. Los esfuerzos principales se indican en general como,  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$  en orden de magnitud decreciente. Cuando las direcciones de los esfuerzos principales no coinciden con las direcciones vertical y horizontal, también habrá esfuerzos de corte sobre las caras del cubo en la orientación mostrada.

**Fuente: Las rocas importan: Realidades de la Geomecánica, Oilfield Review, Invierno de 2007/2008.**

Las principales categorías de material soportante son: arena, cerámicas, y baucitas.

La arena natural es el material soportante comúnmente utilizado, especialmente en formaciones con esfuerzos bajos.

Por el contrario, las baucitas se utilizan en situaciones de altos esfuerzos en las formaciones.

Muchos de los esfuerzos inducen a la reducción de permeabilidad de un empaquetamiento del material soportante y es causado por el cruzamiento de las partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso de la empaquetadura.

En la tabla 3 se presenta el máximo esfuerzo de cierre que pueden tener los materiales soportantes de uso más frecuente en el Fracturamiento Hidráulico.

**Tabla 3. Máximo Esfuerzo de Cierre a Resistir el Material Soportante.**

<b>MATERIAL SOPORTANTE</b>	
<b>TIPO</b>	<b>ESFUEZO DE CIERRE MÁXIMO (Psi)</b>
<b>Arena</b>	5.000
<b>Cerámicos de Baja Densidad</b>	8.000
<b>Cerámicos de Alta Densidad</b>	10.000
<b>Baucita</b>	14.000
<b>Recubrimiento con resina puede incrementar el esfuerzo máximo hasta en un 30%</b>	

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

Las propiedades del material soportante que afectan los procesos del fracturamiento hidráulico incluyen:

1. Tamaños de los granos.

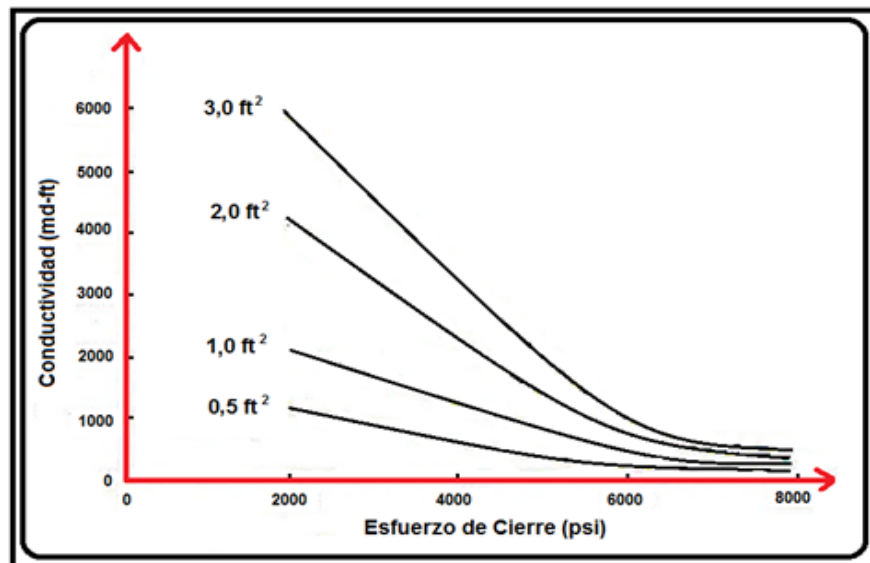
2. Distribución del tamaño de los granos.
3. Calidad (cantidad de impurezas que contenga el material soportante)
4. Redondez y esfericidad de los granos del agente soportante.
5. Densidad del material soportante.
6. Porosidad del empaquetamiento con material soportante.

Existen tres vías principales para incrementar la conductividad de una fractura:

1. Incrementar la concentración del material soportante, que es producir una mayor fractura.
2. Usar material soportante grande para obtener una mayor permeabilidad.
3. Emplear un material soportante de alta resistividad con el objeto de reducir el crecimiento de partículas e incrementar la productividad.

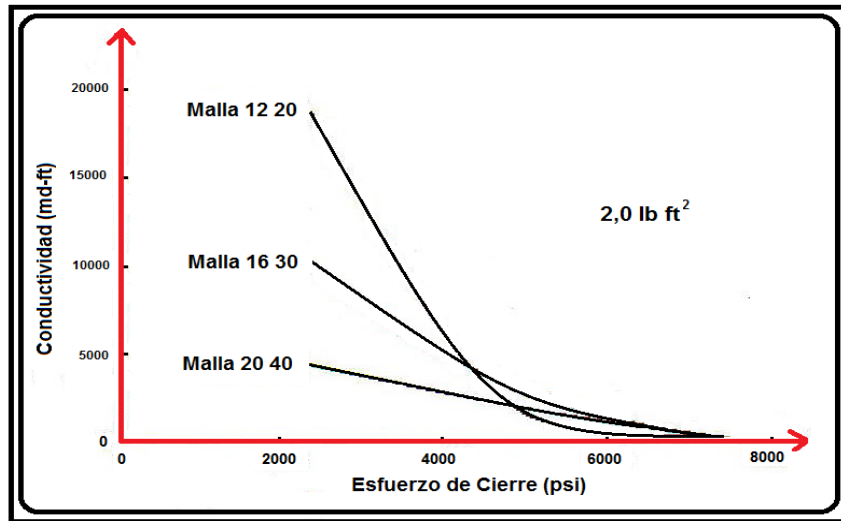
En las figura 8 y 9 se reflejan los métodos comentados anteriormente, respectivamente.

**Figura 8. Comportamiento de la Conductividad de la Fractura al Variar la Concentración del Material Soportante.**



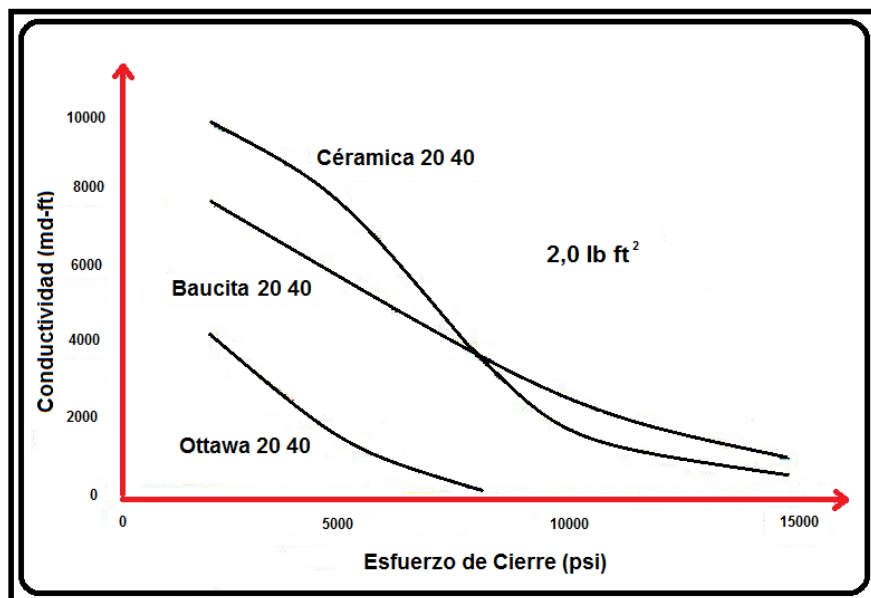
Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

**Figura 9. Comportamiento de la Conductividad de la Fractura al Variar la Malla del Material Soportante por Igual Concentración.**



Fuentes: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

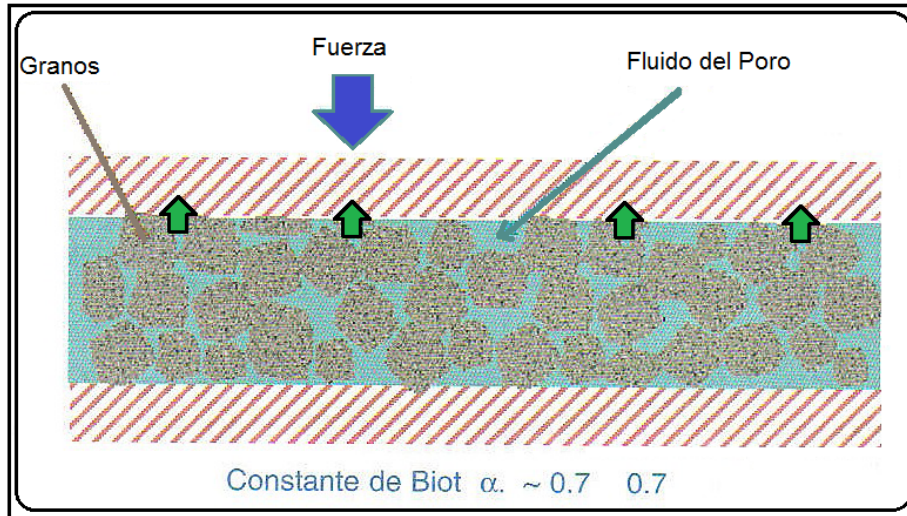
**Figura 10. Comportamiento de la Conductividad de la fractura al Variar los Tipos de Materiales Soportante para la Misma Concentración y Mallado.**



Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante y por ende la conductividad de la fractura, figura 10.

**Figura 11. Fuerzas que actúan en el Medio Poroso.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá. 2007.**

El producto de la permeabilidad con el ancho de la fractura,  $k_f * w$ , es la conductividad de la fractura, expresada en md-ft.

Como los materiales soportantes en una fractura están sujetos a altos esfuerzos, se rompen por compresión o se aplastan y la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante se reduce.

#### **1.4.2 Diseño y Propagación de Fractura<sup>11, 12</sup>**

En el proceso de diseño de una fractura hidráulica, diferentes variables se involucran. En la tabla 4 se presenta la lista de ellas y los valores más típicos que se utilizan normalmente.

**Tabla 4. Valores Típicos Utilizados en el Fracturamiento Hidráulico.**

VARIABLES DE DISEÑO	
Descripción de la Variable	Símbolo, Valor, Unidad
Profundidad	$H = 1000 \text{ ft}$
Permeabilidad del Yacimiento	$k = 0,1 \text{ md}$
Altura del Yacimiento	$h = 75 \text{ ft}$
Esfuerzo Horizontal Mínimo	$\sigma_{H,min} = 7000 \text{ psi}$
Presión Inicial del Yacimiento	$P_i = 5500 \text{ psi}$
Modulo de Young	$E = 3 * 10^6 \text{ psi}$
Razón de Poisson	$\nu = 0,25$
Porosidad del Yacimiento	$\phi = 0,1$
Factor Volumétrico de la Formación	$B_o = 1,1 \text{ bbl STB}$
Compresibilidad Total	$c_t = 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Viscosidad del Fluido del Yacimiento	$\mu = 1 \text{ cp}$
Presión de Fondo Fluyendo	$P_{wf} = 3500 \text{ psi}$
Altura de la Fractura	$h_f = 150 \text{ ft}$
Coefficiente de Leakoff	$C_L = 3 * 10^{-3} \text{ ft.min}$

**Fuente: BP Exploration, 2007.**

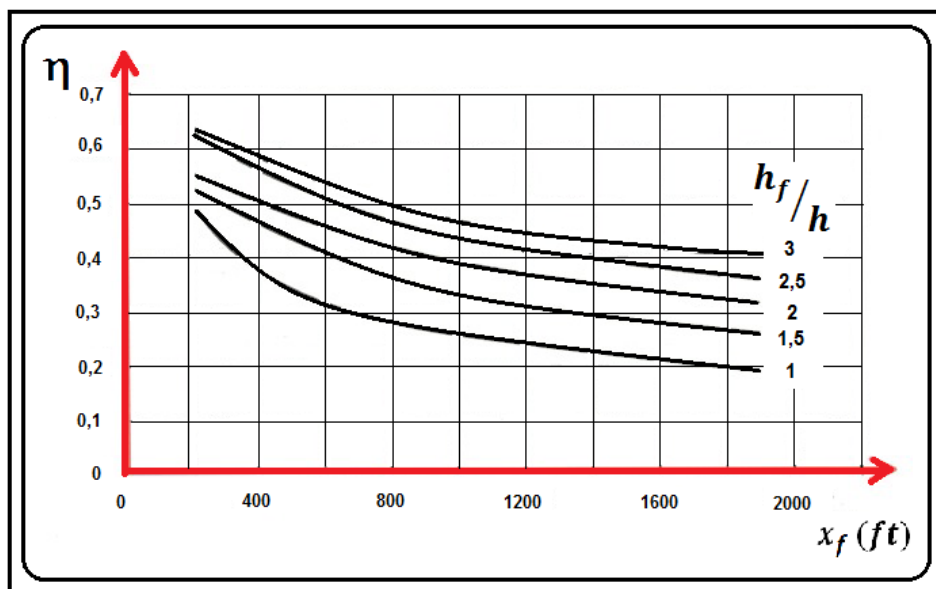
Hay tres tipos de categorías en las que se pueden clasificar las variables anteriores:

1. Aquellas en las que el diseñador puede hacer poco o nada por ellas y se las denomina Categoría 1.
2. Las variables de Categoría 2 son aquellas en donde el diseñador puede ejercer un control moderado.
3. Finalmente entre las variables circunscritas dentro de la Categoría 3, están aquellas en donde el diseñador ejerce control completo sobre ellas.

La altura de la fractura depende del contraste de esfuerzos entre el estrato objeto y los adyacentes; y están en función de la presión neta.

Si el contraste de esfuerzos es grande, entonces una mayor presión neta es tolerable. Lo contrario es verdad para un pequeño contraste de esfuerzos. Los resultados de varias relaciones  $h_f/h$  se muestran en la figura 11. En el cual se concluye que la eficiencia se incrementa si también lo hace la altura de la fractura.

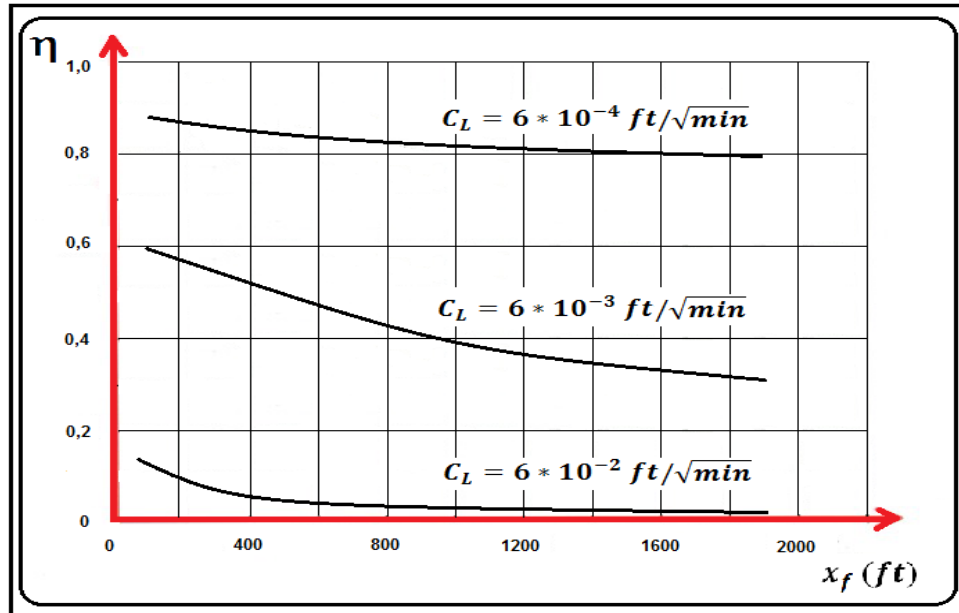
**Figura 12. Eficiencia versus longitud de fractura, calculada para varias diferentes relaciones de altura al espesor de la formación.**



**Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.**

La figura 13 muestra el impacto del coeficiente de fuga sobre la eficiencia para una variedad de longitudes.

**Figura 13. Efecto del Leakoff vs. Eficiencia (Impacto del coeficiente de pérdida de fluido por filtrado sobre la eficiencia para diferentes longitudes de fractura)**



**Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.**

En  $x_f = 1600 \text{ pies}$  y  $C_L = 6 * 10^{-3} \text{ pies}/\sqrt{\text{min}}$ , la eficiencia  $\eta$  sería de 0,34

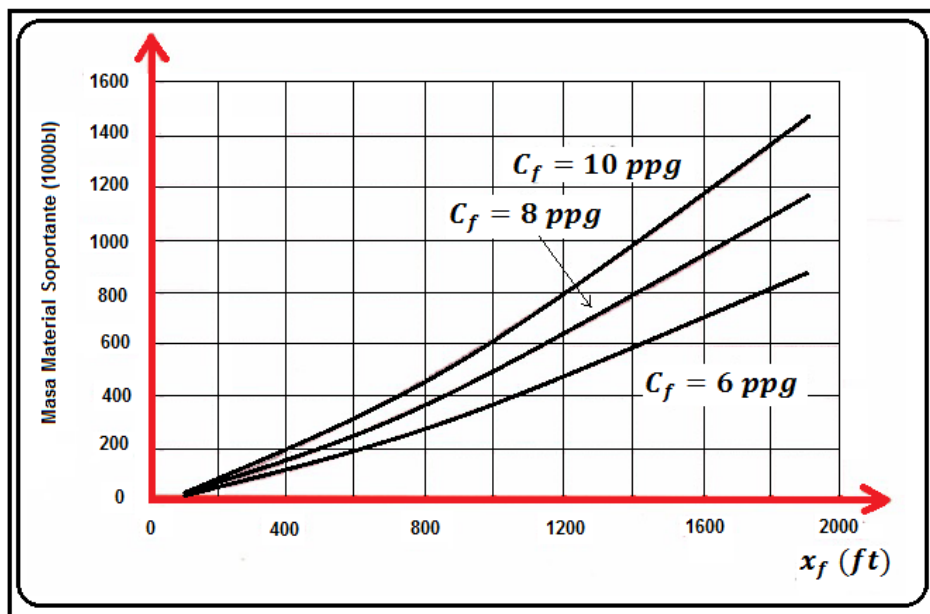
Sin embargo, para un coeficiente de fuga cinco veces mayor, la eficiencia sería solo de 0,0026. Por otro lado, para un coeficiente de fuga cinco veces más pequeño, la eficiencia sería mayor de 0,8. Recordando que la eficiencia controla la fracción de fluido que es atenuado, el control de fuga tiene una mayor importancia tanto en costos como en el empaquetamiento del material soportante que puede ser generado.

Finalmente, la concentración del material soportante al final del trabajo (EOJ), dependiendo de la selección apropiada del fluido fracturante y su disponibilidad

para transportar el material soportante, es la tercera y última variable bajo el control parcial del diseñador.

En la figura 13, para un  $C_L$  específico y relación de alturas dada, la masa de material soportante se puede determinar, ya que la gráfica considera un rango de variación de la longitud de fractura.

**Figura 14. Masa total de Soportante para un rango de concentraciones al final del tratamiento, para diferentes longitudes de fractura.**



Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

## 2. MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA HIDRÁULICA

En la década de 1950, el Fracturamiento Hidráulico era considerado como una propuesta relativamente viable. A través de 1960 y 1970, una mejor calidad en los datos y el desarrollo de modelos de mecánica de rocas más sofisticados ayudaron a mejorar en gran parte el control sobre la fractura. Hoy en día, con un costo más rentable y una alta gama de tecnología los modelos de propagación de fractura bidimensionales (2-D) abren paso a un enfoque tridimensional. El diseño del Fracturamiento Hidráulico nunca había sido tan poderoso ni considerada una herramienta flexible<sup>12</sup>.

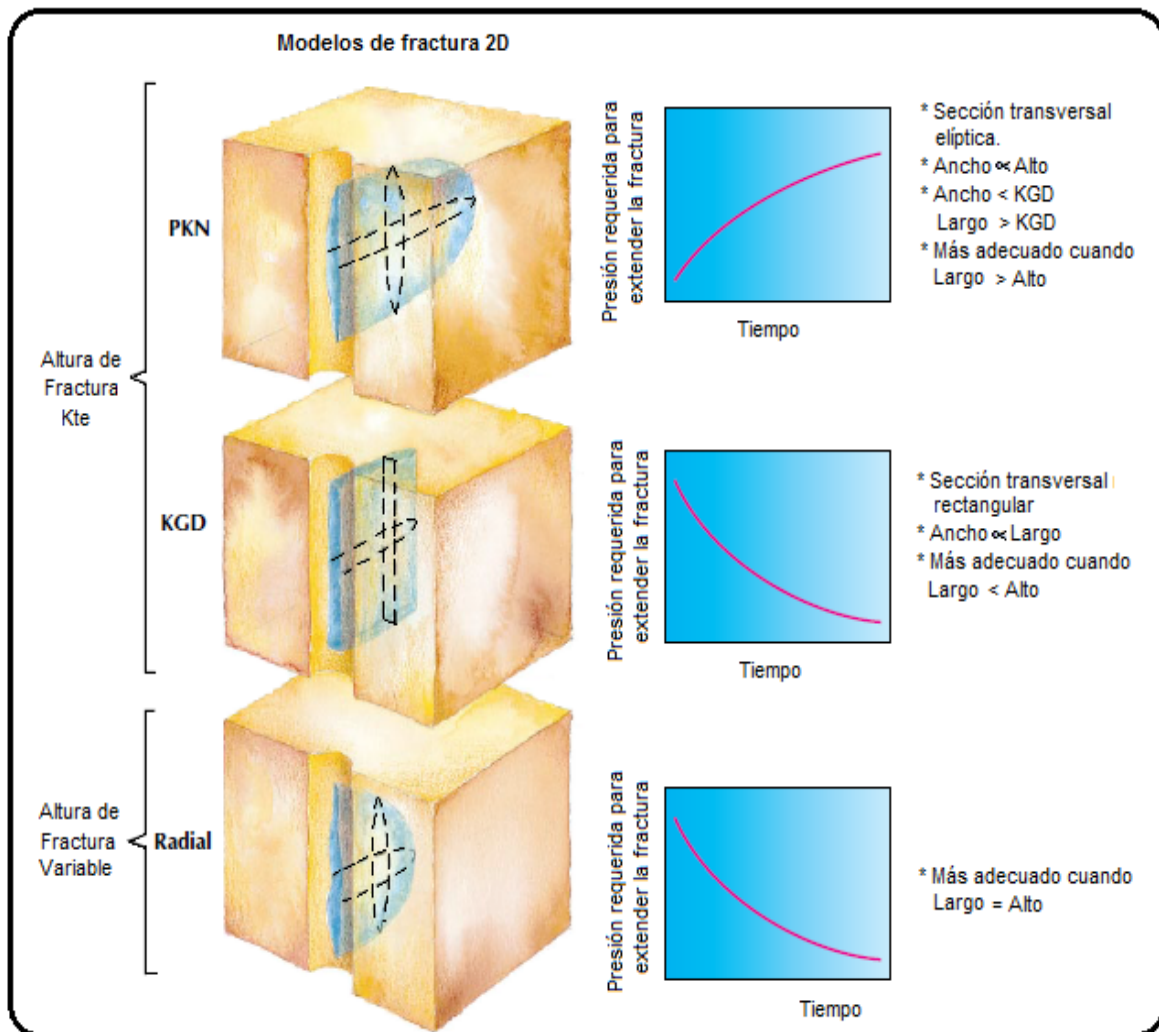
La necesidad de comprender el tratamiento de Fracturamiento hidráulico estimuló avances en la Mecánica de Rocas. Un hallazgo clave fue el Hubbert y Willis<sup>13</sup> en 1957, donde reportaron la implementación de un modelo de gelatina. Este trabajo indicaba que todas las fracturas que se crearon eran verticales; creando así mayor controversia en el tema. A pesar de esto, sólo a mediados de la década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que sólo un poco de éstas eran horizontales. Posteriormente los Ingenieros se plantearon algunas preguntas difíciles:

- ¿Hasta qué altura se crece la fractura?
- ¿Cómo se puede evitar que la fractura se extienda a las zonas de Gas o Agua?
- ¿Cómo se puede relacionar la altura de la fractura con el ancho y largo de la misma?
- ¿Cómo se puede optimizar las dimensiones de la fractura?

La principal tarea de la mecánica de rocas fue entonces predecir la altura, longitud y ancho de la fractura para una tasa de inyección determinada. Se necesitó de la elaboración de un modelo que predijera como se propaga la fractura en la roca.

Hoy en día existen modelos en Dos Dimensiones (2D), Pseudo Tres Dimensiones (P3D) y totalmente de Tres Dimensiones (3D). La diferencia básica entre los modelos 2D y P3D/3D es que en los modelos 2D, la altura de la fractura es fija o igual para toda la longitud (es decir una forma semicircular), mientras que en los modelos P3D y 3D, la altura, longitud y ancho de la fractura puede variar con cierta independencia. Los modelos 2D han sido usados por cerca de 30 años y los 3D por 10 años.

**Figura 15. Familia Básica de Modelos de Fractura**



Fuente: Modificado de Fracutre Treatment Desing, Oilfield Review.

El avance de la tecnología ha desarrollado modelos P3D más prácticos para el diseño del proceso. Los modelos 3D tienen un uso limitado debido a su largo tiempo de simulación pero son el camino hacia el futuro<sup>14</sup>.

La mayoría de los modelos 2D se basan en tres modelos comunes: El modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN), el modelo Khristianovic-Geertsma-de Klerk (KGD) y el modelo Radial. Los modelos PKN y KGD asumen el alto de la fractura constante a lo largo de la fractura, el alto de la fractura suele ser tomado por los límites litológicos. La longitud y ancho de fractura son calculados a partir del alto de la fractura (que puede ser calculada datos de registros acústicos combinados con el modelo mecánico de la fractura y propiedades elásticas), el modulo de Young, la viscosidad, la tasa y tiempo de inyección y el leakoff. En el modelo radial, la longitud y el alto de fractura son iguales y pueden variar conjuntamente y el ancho de fractura también puede variar.

El modelo 3D tiene un enfoque más realista porque el alto de la fractura no es determinado por los límites litológicos, sino por la variación vertical en la magnitud del esfuerzo principal mínimo que a menudo pero no siempre sigue la unidad litológica (cuanto mayor sea el contraste vertical en el esfuerzo principal mínimo mayor será la contención de la altura<sup>15</sup>).

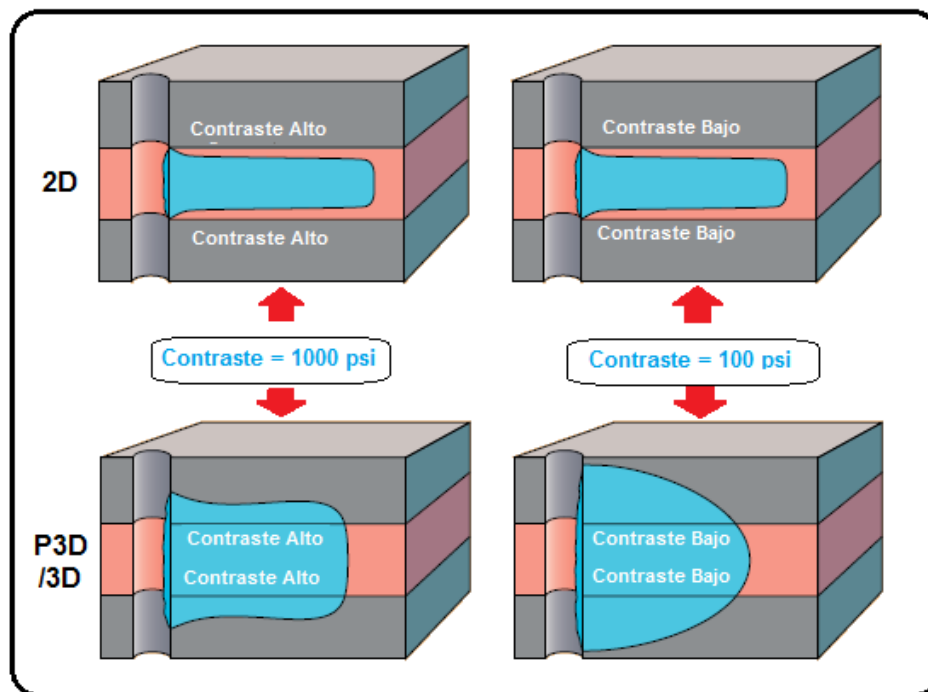
El surgimiento de los modelos 3D no ha opacado los modelos 2D. Los modelos de dos dimensiones trabajan en lugares que:

- La fractura se desarrolla en una formación de esfuerzos y propiedades mecánicas homogéneas de manera que la altura de la fractura es pequeña en comparación con el espesor de la formación. El modelo radial también es apropiado en este contexto.
- El contraste de esfuerzos es alto, entre la zona de interés y las formaciones adyacentes y estos contrastes siguen los límites litológicos. El modelo PKN KGD asumen la altura constante y son apropiados para estas configuraciones.

Cuando ninguna de estas condiciones se cumple, el uso de los modelos 2D requiere una estimación de la altura de la fractura, basada en el conocimiento y experiencia del Ingeniero. Una de las consecuencias de subestimar la altura de la fractura es que está pueda extenderse a las zona de gas o al acuífero. Si la fractura es más corta de lo previsto, puede que no sea tan productiva como se pensaba.

Los modelos 2D evolucionaron a los modelos P3D. Cuando las condiciones con ideales para un modelo 2D, conociendo el contraste de esfuerzos los modelos P3D pueden predecir con mayor exactitud la altura de la fractura que los modelos 2D. La ventaja del modelo P3D es que no requiere estimar la altura de fractura, pero requiere de entrada la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo de la zona que se va a fracturar y de las zonas adyacentes. Los valores de los esfuerzos pueden ser calculados de un registro de propiedades mecánicas, una medida indirecta<sup>16</sup>.

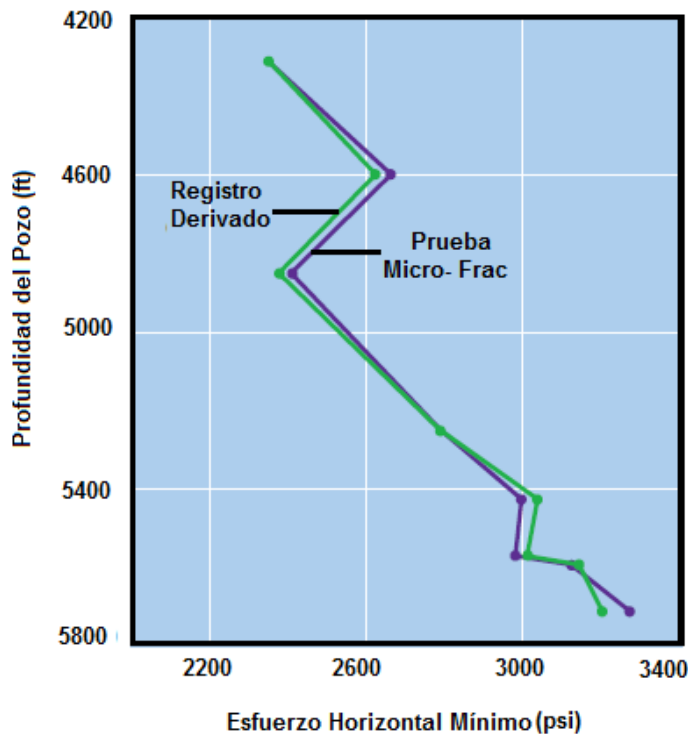
**Figura 16. Modelos de Fractura 2D vs P3D.**



**Fuente: Modificado de Progress in Fracture Treatment Desing.**

A pequeña escala, la mejor medida directa del esfuerzo es con varios Micro-Frac<sup>17</sup>, en el cual pequeñas fracturas son creadas en varios lugares del pozo. Usualmente el fluido fracturante es agua con propante (ver figura 17). A escala de yacimiento determinar el esfuerzo y la pérdida de fluidos se logra mediante una calibración del tratamiento, en el que se crea una fractura sin propante de 1/3 de la longitud de la fractura real. El análisis ingenieril de la curva de declinación de la presión versus el tiempo después de que la roca ha sido fracturada (ver figura 18). Encontrar el esfuerzo de cierre de la fractura, que es igual al esfuerzo horizontal mínimo requiere una interpretación de la pendiente de la curva, esta interpretación se encuentra abierta a la ambigüedad. La desventaja del modelo Macro-Frac es su alto costo y la insensibilidad para variar el esfuerzo pozo por pozo en todo el campo. Estimar el leakoff es también complicado cuando crece en zonas o capas impermeables, donde el leakoff no es proporcional al área de fractura.

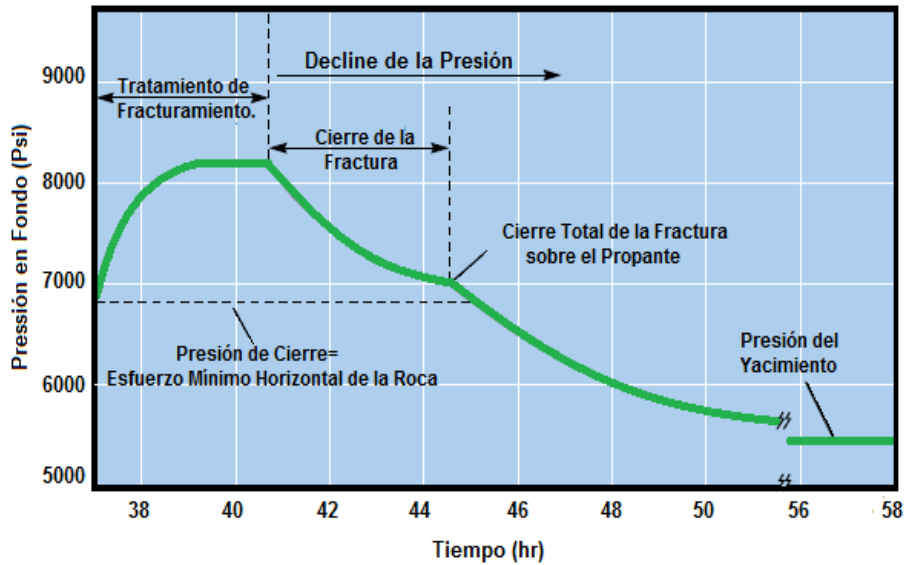
**Figura 17. Perfil de esfuerzos.**



Perfil de esfuerzo medido por Micro-Frac y el derivado de los datos del wireline. La mayoría de las correlaciones entre el registro derivado y el esfuerzo medido muestran una mayor desviación que el ejemplo.

**Fuente: Modificado de Cracking Rock, Oilfield Review, October 1992.**

**Figura 18. Efecto del Esfuerzo de Cierre sobre la Curva Presión/Tiempo.**



**Fuente: Modificado de Craking Rock, Oilfield Review, October 1992.**

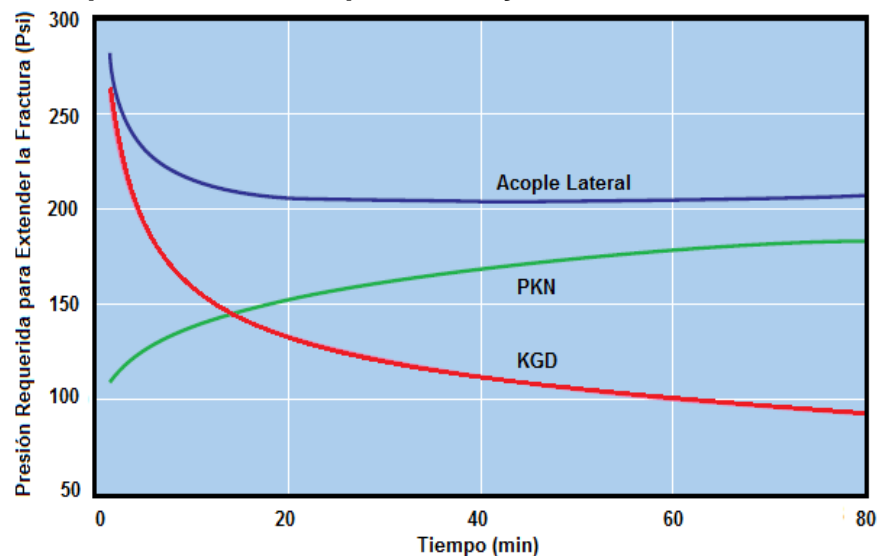
El modelo P3D asume una representación simplificada del flujo de fluidos en la fractura. Esta suposición se hace especialmente para acortar el tiempo de cómputo, pero puede dar lugar a una estimación inexacta de la altura de fractura. Esto se debe a que distribución de la presión en la fractura, que controla el crecimiento de la altura de la fractura se genera por el flujo de fluidos.

Aunque este problema parece simple de resolver, se requiere un salto al modelo de geometría de fractura 3D. Los simuladores 3D son difíciles de usar, estos requieren datos precisos del contraste de esfuerzos, y por lo tanto no son ampliamente utilizados, pero la teoría permite una aproximación más cercana a la fractura real. Las 2 principales diferencias entre los modelos P3D y 3D están en la forma en que manejar el flujo de fluido y el cálculo de presión a lo largo de la fractura. Los modelos de geometría 3D utilizan un modelo totalmente 2D de flujo de fluido, mientras que los modelos P3D utilizan una aproximación al flujo de fluidos. En un modelo 3D la presión en cualquier punto es utilizada para calcular el ancho de fractura en cualquier punto. El ancho es calculado generalmente usando

la “presión integral” a lo largo de la longitud total de la fractura y el alto de la fractura. En el modelo P3D, la relación presión/ancho se simplifica, para mejorar la eficiencia, por lo general se teniendo en cuenta únicamente la forma de la partícula, o se pasa por alto la variación de la presión a lo largo de la fractura.

En algunas compañías los modelos 3D no son utilizados frecuentemente por la falta de datos de entrada adecuados. Son usados para poder entender las fracturas en campos particulares, donde la contención de la fractura es mínima; los modelos 3D han sido utilizados para ayudar a interpretar los Micro-Fracs y generar modelos rutinarios simples de diseño de fractura. Estos modelos simples son refinados mediante la evaluación Post-Tratamiento. La ventaja del la presión integral del modelo 3D ha sido introducida en los modelos PKN y P3D utilizando un modelo de acople lateral. Esta es una manera de introducir la elasticidad 3D en los modelos que no la incluyen. Matemáticamente el acople lateral proporciona nuevamente una aproximación de la presión integral a lo largo de la fractura. El tiempo de computo de un modelo 3D duplica o triplica el de los modelos PKN y P3D pero reporta una mejor estimativo de la atura y presión de fractura durante el tratamiento<sup>18</sup> (ver figura 19).

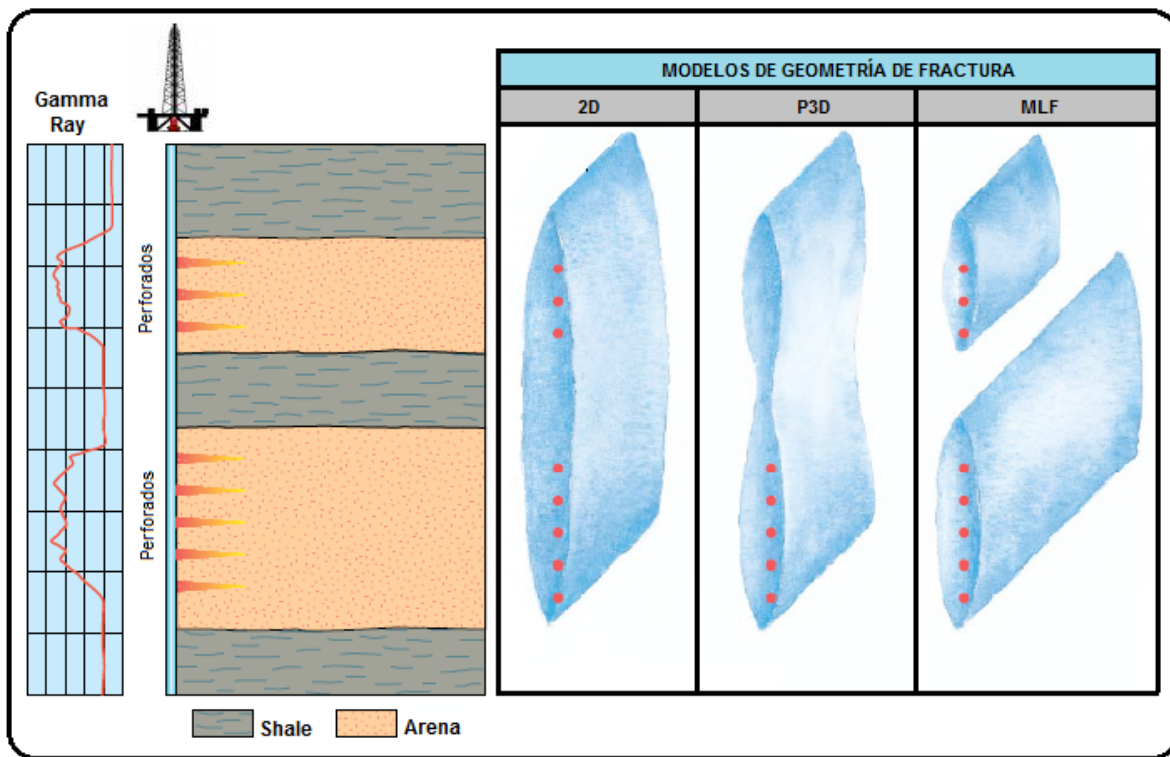
**Figura 19. Comparación del Acople lateral y los modelos tradicionales.**



**Fuente: Diseño del fracturamiento Hidráulico. Michael Economides 2002.**

Una tercera etapa de evolución de los modelos, son los modelos de fractura en varias etapas (Multilayer Fracture – MLF). En si el modelo MLF es una revisión del modelo PKN que permite describir la geometría de más de una fractura en una o varias zonas y permite posteriormente realizar una planificación adecuada del programa de bombeo (ver figura 20). El modelo de multicapas fue necesario en yacimientos donde los métodos convencionales presentaban diversas limitaciones. Con frecuencia se presentan casos donde el esfuerzo de las zonas impermeables (barreras) evita que la fractura uniera varias zonas o en otras ocasiones los espesores variaban<sup>19</sup>.

**Figura 20. Comparación de los Modelos 2D, P3D y MLF.**



**Fuente: Diseño del Fracturamiento en Múltiples Zonas, Economides 2002.**

El modelo MLF índice si es necesario realizar un único tratamiento e realizarlo en varias etapas, para lograr una optima geometría de fractura en múltiples zonas. Si es necesario realizar el tratamiento por etapas el simulador MLF puede ser

utilizado para determinar el número de etapas requeridas para desarrollar el fracturamiento. También es útil en la limitada planificación de las perforaciones, el número de perforaciones varía según cada etapa, dependiendo del espesor de la zona y del estado de esfuerzos, para así poder obtener una geometría óptima.

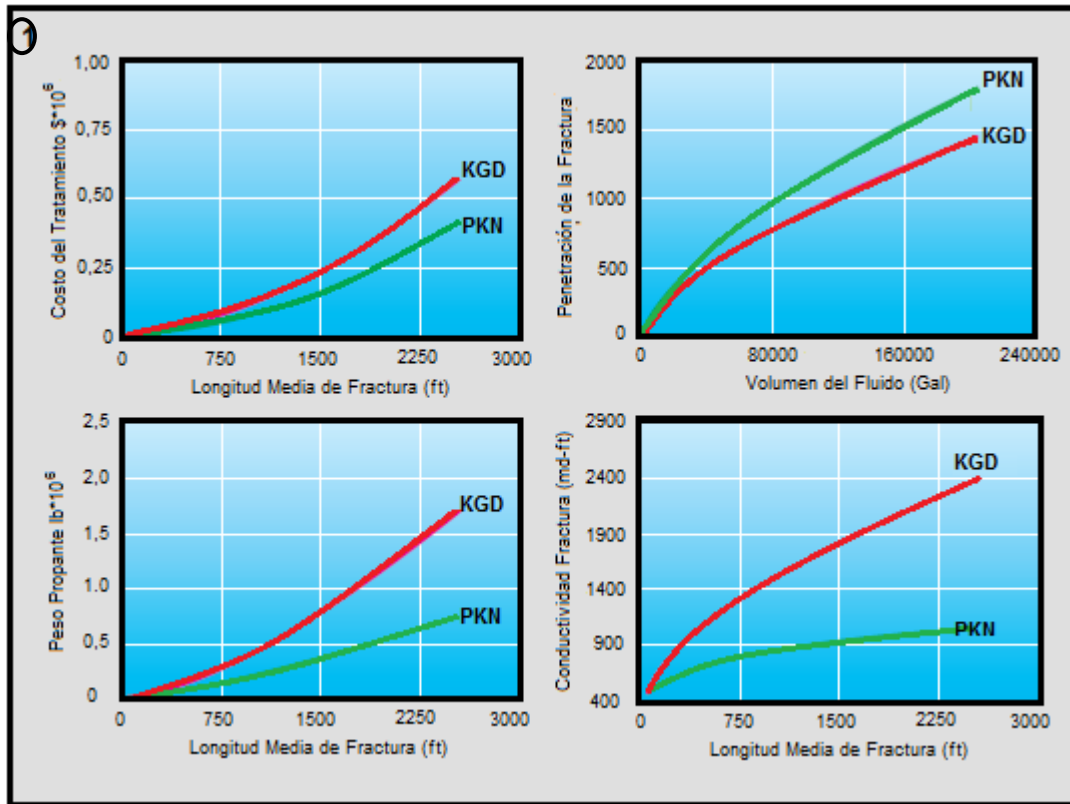
Los datos de entrada de una modelo MFL son similares a lo de los modelos P3D: perfil de esfuerzos, módulos de Young y leakoff para cada formación. El modelo difiere en la descripción de las múltiples capas de fractura existentes y cuantifica el fluido por cada etapa durante el bombeo en función del fluido de fractura y las propiedades de la formación.

Con la llegada de los modelos MLF, el ingeniero puede escoger entre cinco tipos generales de modelos de propagación de fractura. Seleccionar el modelo correcto es decisivo para el tratamiento. Incluso, leves diferencias entre el modelo y la fractura real pueden reflejar diferencias drásticas en el peso y concentración del propante requerido y en el volumen del pad (Ver figura 21).

Por lo general los modelos PKN, KGD y Radial, son escogidos mediante una cadena de deducciones empíricas. El ingeniero se encarga de estimar la forma de la fractura; si la longitud es mayor que la altura, el modelo indicado es PKN; si la longitud es menor que la altura de la fractura, el modelo indicado es KGD. Esta estimación se fundamenta en el espesor de la arena a fracturar, la cercanía a una zona de agua, gas u otras fracturas y la estimación del contraste de esfuerzos, entre la formación de interés y las formaciones adyacentes, usualmente shales. Estimar el contraste de esfuerzos a menudo valido cuando el pozo tiene arenas y shales limpios.

La estimación se convierte tediosa en shales que presentan sedimentos, que pueden tener una magnitud de esfuerzo similar a la arena, y la contención de la altura de la fractura es deficiente. Una vez más la mejor forma de medida que se puede obtener de los esfuerzos en del Microfrac.

Figura 21. Comparación de las Propiedades de Fractura para Modelos PKN y KGD (1) y para Tres Modelos de Fractura (2).



Z

②	KGD	Perkins-Kern	Nordgren
Volumen de Pad, bbl	750	1350	1650
Volumen de Fluido Cargado-Propante, bbl	1250	650	350
Concetración Promedio de Arena, lbm/gal	3	2,5	3,5
Cantidad Total de Arena, lbm	157500	68350	51000
Viscosidad Despúes del Pad, cp	36	36	36
Longitud de la Fractura Creada, ft	698	804	845
Longitud Efectiva de Fractura, ft	486	240	185
Ancho de la fractura creada, in	0,22	0,17	0,16
Ancho Efectivo de Fractura, in	0,20	0,16	0,16
Altura Efectiva de la Fractura, ft	98	94	85
Conductividad Promedio, darcy-ft	7,1	6,5	6,5

Fuente: Modificado de Monitoreo y divergencia de los tratamientos de Fracturamiento Hidráulico, Oilfield Review, Volumen 21.

## 2.1 Modelos en Dos Dimensiones.

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho  $w$ , y la longitud  $x_f$ , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo **PKN**<sup>20</sup> [Perkins & KERN (1961) y Nordgren (1972)] es una apropiada aproximación.

Se considera que:

$$x_f \gg h_f \quad (11)$$

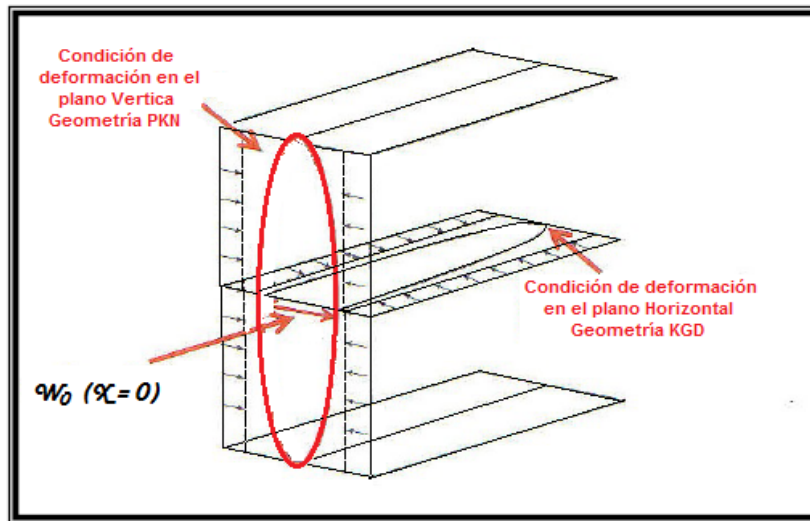
- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como **modelo radial**. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2x_f = h_f \quad (12)$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

A continuación se presenta una gráfica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.

**Figura 22. Plano de Deformación Vertical y Horizontal en 2-D**



**Fuente: Modificado Geometría y Modelos de Propagación de Fractura.**

## **2.2 Modelos en Tres Dimensiones.**

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Un modelo 3-D completo es complejo porque requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este texto. Su uso se inscribe en el ámbito científico, básicamente.

En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

### 2.3 Modelo PKN<sup>21</sup>.

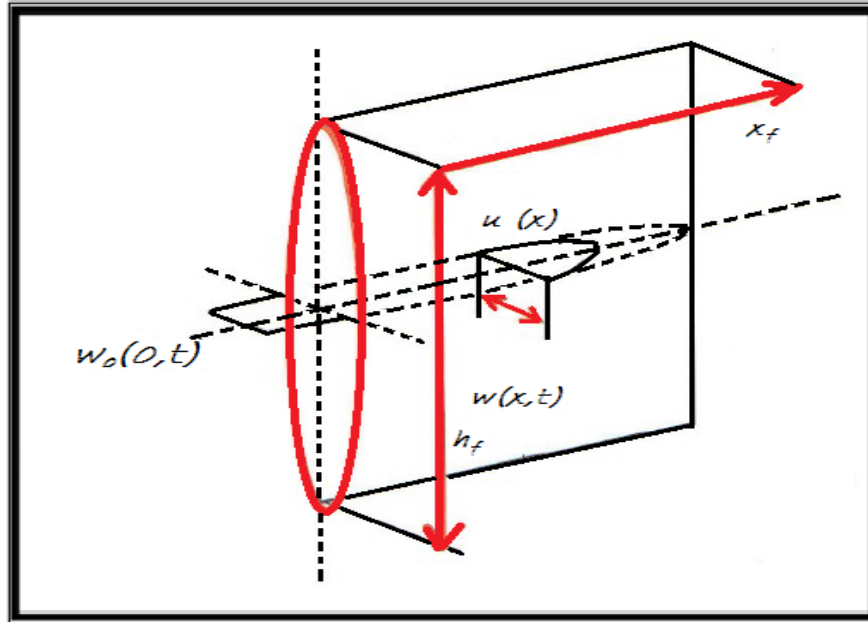
El modelo PKN está representado en la Figura 22. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros).
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del **módulo de Young** de rocas de reservorio común puede variar desde  $10^7$  psi en arenisca hasta  $2 \times 10^5$  psi, en diatomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

Figura 23. Modelo PKN.



Fuente: Modificado de Geometría y Modelos de Propagación de Fractura, Jorge Urquiza 2004.

La geometría elíptica del modelo **PKN** conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico  $\gamma$ , el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo petrolero típico es,

$$\bar{w} \equiv 0,3 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (13)$$

Donde,

$\bar{w}$  Ancho promedio de la Fractura, (in).

$q_i$  Tasa de flujo, (bpm).

$\mu$  Viscosidad del fluido fracturante, (cp).

$x_f$  Longitud de fractura, (ft).

$G$  Modulo de Corte o Cizalla, (psi).

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido no Newtoniano, se expresa en las siguientes unidades de campo:

$$w_{max} = 12 \left[ \left( \frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left( \frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left( \frac{0,9775}{144} \right) \left( \frac{5,61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} * \left( \frac{q_i k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (14)$$

Donde  $w_{max}$ , es el ancho máximo de la fractura, (in), las variables  $n'$  y  $k'$  son propiedades reológicas de un fluido del fracturante:

$n'$ = Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

$k'$ = Índice de consistencia de fluido (lb.\*seg<sup>n'</sup>/ft<sup>2</sup>).

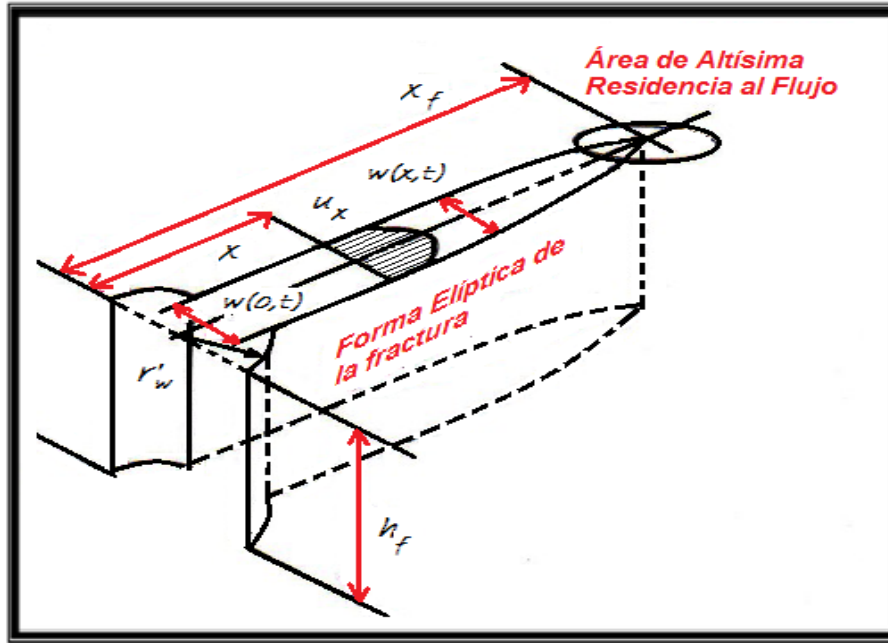
El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico  $\left( \frac{\pi}{4} \gamma \right)$ .

## 2.4 Modelo KGD.

El modelo KGD es representado en la Figura 23 y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde  $h_f \gg X_f$ .

Así, este **modelo KGD** no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Figura 24. Modelo KGD.



Fuente: Modificado de Geometría y Modelos de Propagación de Fractura, Jorge Urquiza 2004.

El ancho promedio de la fractura del modelo **KGD** en unidades de campo, con  $\bar{w}$  , en pulgadas es simplemente,

$$\bar{w} \equiv 2,53 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \quad (15)$$

Para la utilización del modelo KGD con fluido NO-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

$$w_w = 111^{1/(2n+2)} * 2,24^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[ \frac{1 + 2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left( \frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)} \quad (16)$$

## 2.5 Presión Neta de Fracturamiento<sup>22</sup>.

La creación de una grieta bidimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita,  $d$ , ha sido descrita por Sneddon y Elliot. (1946). La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como:

$$P_{net} = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_h = P_f - \sigma_{min} \quad (17)$$

Donde,

$P_{net}$	Presión Neta
$P_f$	Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.
$\sigma_c$	Esfuerzo de cierre de la fractura.
$\sigma_h$	Esfuerzo horizontal menor.
$\sigma_{min}$	Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$w_{max} = \frac{2 \cdot P_{net} \cdot d}{E'} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})d}{E'} \quad (18)$$

Donde,  $d$  es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado. Para el modelo PKN la dimensión característica  $d$ , es la altura de la fractura ( $h_f$ ), mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de la fractura, de punta a punta  $2x$ . El valor de  $\gamma_c$  es 0,75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma_c \cdot w_{max}. \quad (19)$$

Nolte & Economides han demostrado que para una operación de fracturamiento con una eficiencia del fluido fracturante tendiente a la unidad, se tiene:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1 \quad (20)$$

Donde,

$\eta$  Eficiencia de fluido fracturante.

$V_f$  Volumen de Fractura.

$V_i$  Volumen Inyectado.

Entonces, de un balance de materia sin considerar el fenómeno de filtrado, el volumen de la fractura  $V_f$  será igual al volumen de fluido inyectado  $V_i$ , y por lo tanto:

$$\bar{w}A_f = q_i t \quad (21)$$

Donde  $A_f$  es el área de fractura e igual a  $2x_f h_f$ .

$$\bar{w}x_f = \frac{q_i t}{2h_f} \quad (22)$$

Para el caso en que  $n \rightarrow 0$

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2x_f h_f \quad (23)$$

Despejando la longitud de la fractura, se tiene:

$$x_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L r_p} = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad (24)$$

Donde  $C_L$  es el coeficiente de fuga y  $r_p$  es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura  $\left(\frac{h}{h_f}\right)$ . En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto del reservorio,  $h$ .

De la relación de ruptura de Sneddon, la presión neta de fracturamiento está dada por:

$$\Delta P_f = P_f - \sigma_{min} = \frac{w_{max} E'}{2h_f} = P_{net} \quad (25)$$

Finalmente, hay también expresiones aproximadas y fáciles de utilizar para la presión neta de fractura pero los modelos PKN y KDG utilizando en fluido de fractura Newtoniano.

La presión neta para el modelo PKN, en unidades coherentes, es:

$$\Delta P_f \equiv 2,31 \left[ \frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (26)$$

De modos que en unidades de campo:

$$\Delta P_f (psi) \equiv 0,0254 \left[ \frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (27)$$

La presión neta en unidades de campo para el modelo KGD es:

$$\Delta P_f (psi) \equiv 0,05 \left[ \frac{G^3 q_i u}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right]^{1/4} \quad (28)$$

### 3. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

El proceso de Fracturamiento Hidráulico ha tenido siempre una imagen de caja negra. Esto se debe en gran parte a un inadecuado conocimiento de la geometría de fractura hidráulica, ya que estas fracturas se desarrollan cada vez a mayores profundidades, y en parte las fracturas hidráulicas han demostrado ser más complejas de lo que inicialmente se pensaba. Mientras los tratamientos de fracturamiento se continúen diseñando mediante el uso de tecnologías de punta, estimar la geometría de fractura con los modelos existentes será más difícil. Numerosas técnicas de diagnóstico de fractura se han desarrollado para poder llenar este vacío, mejorando la comprensión del comportamiento de la fractura.

El objetivo principal de las técnicas de diagnóstico de fractura es ayudar a los ingenieros a optimizar y desarrollar la producción del campo<sup>23</sup>. Esto puede incluir la optimización individual de los tratamientos para obtener un diseño más económico y lograr el mejor intervalo de cobertura (alto y largo de fractura), u optimizar el desarrollo de un campo en términos de ubicación y espaciamiento de los pozos. Los diagnósticos de fractura pueden ser propicios en diversos escenarios de estimulación (fractura de estimulación para pozos infill, de desarrollo y fracturas creadas para la inyección de vapor o agua).

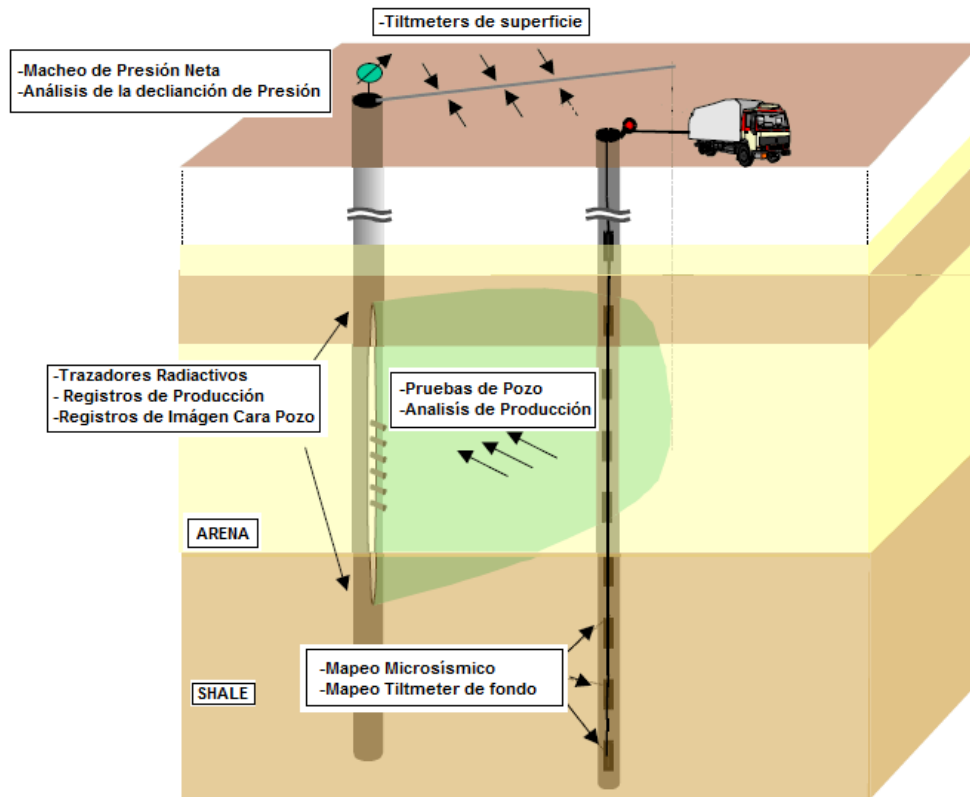
Al ejecutar las operaciones de fracturamiento en uno de estos escenarios, varias preguntas se pueden responder durante los procesos de diseño y evaluación de los diagnósticos de fractura, entre ellas<sup>24</sup>:

- ✓ ¿La fractura cubrirá la zona de interés?
- ✓ ¿La fractura crecerá fuera de la zona?
- ✓ ¿Las fracturas se confinarán en la zona?
- ✓ ¿Cuántas etapas serán necesarias?
- ✓ ¿Qué tipo de tratamiento es el óptimo?
- ✓ ¿Qué propante es el óptimo?
- ✓ ¿Cuál es la azimuth de la fractura y el buzamiento?

- ✓ ¿En qué dirección se debe perforar el pozo HZ?
- ✓ ¿Cuál es la óptima ubicación del pozo?

Numerosas técnicas de diagnóstico de fractura se encuentran disponibles en la actualidad (ver figura 25), incluidas técnicas que reportan imágenes del desarrollo de la fractura en tiempo real, dimensiones y orientación de la fractura; se encuentra también herramientas que proporcionan una medición local de la fractura en el pozo y asimismo métodos de diagnóstico indirectos de bajo costo (dependiente del modelo). Comercialmente existen tres principales grupos de técnicas de diagnóstico de fractura, cada una con su conjunto de capacidades y limitaciones. Un breve resumen de la teoría, limitaciones y de los parámetros que miden es presentado en la tabla 5.

**Figura 25. Técnicas de diagnóstico de fractura.**



**Fuente: Modificado de C.L. Cipolla & C.A. Wright. Estado del arte en diagnósticos de fracturamiento hidráulico. 2000.**

**Tabla 5. Capacidades y limitaciones de las técnicas de diagnóstico de fracturas hidráulicas indirectas y directas.**

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales  <input checked="" type="checkbox"/> Determina <input type="checkbox"/> Puede determinar <input type="checkbox"/> No puede determinar	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azmut	Echado	Volumen	Conductivi
Pozo de observación, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> <li>No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas</li> <li>La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azimut de la fractura <math>\pm 3^\circ</math> a una profundidad de 3,000 pies y <math>\pm 10^\circ</math> a una profundidad de 10,000 pies)</li> </ul>								
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación.</li> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura</li> </ul>								
	Mapeo Microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales.</li> <li>Depende de la corrección del modelo de velocidad.</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura.</li> </ul>								
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Medición en el volumen de la región vecina al pozo.</li> <li>Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas.</li> </ul>								
	Registros de Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>La conductividad térmica de diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados del registro de temperatura.</li> <li>Se debe correr dentro de las 24 horas realizada la operación.</li> <li>Provee solo un extremo de la fractura si el pozo y la fractura no se encuentra alineadas.</li> </ul>								
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado</li> </ul>								
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sólo se corre en hueco abierto</li> <li>Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo</li> </ul>								
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado.</li> <li>Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto.</li> </ul>								
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento</li> <li>Requiere "calibración" con observaciones directa</li> </ul>								
	Pruebas de pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento</li> </ul>								
	Análisis de producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento.</li> </ul>								

**Fuente: Modification de Barre RD, Fisher MK y Woodroof RA. A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies". SPE 77442. 2002.**

### **3.1 Técnicas Directas de Diagnóstico de Fractura Distantes del Pozo.**

Este grupo se compone relativamente de dos nuevos tipos de diagnóstico de fractura: El mapeo de fractura con inclinómetros (superficie y de fondo) y el mapeo de fractura con Microsísmica. Dos de Estas técnicas de diagnóstico se realizan desde un pozo de observación ubicado en las cercanías del pozo al que se realizará el tratamiento y proporcionarán información del desarrollo de la fractura.

#### **3.1.1 Mapeo de Fractura con Inclinómetros.**

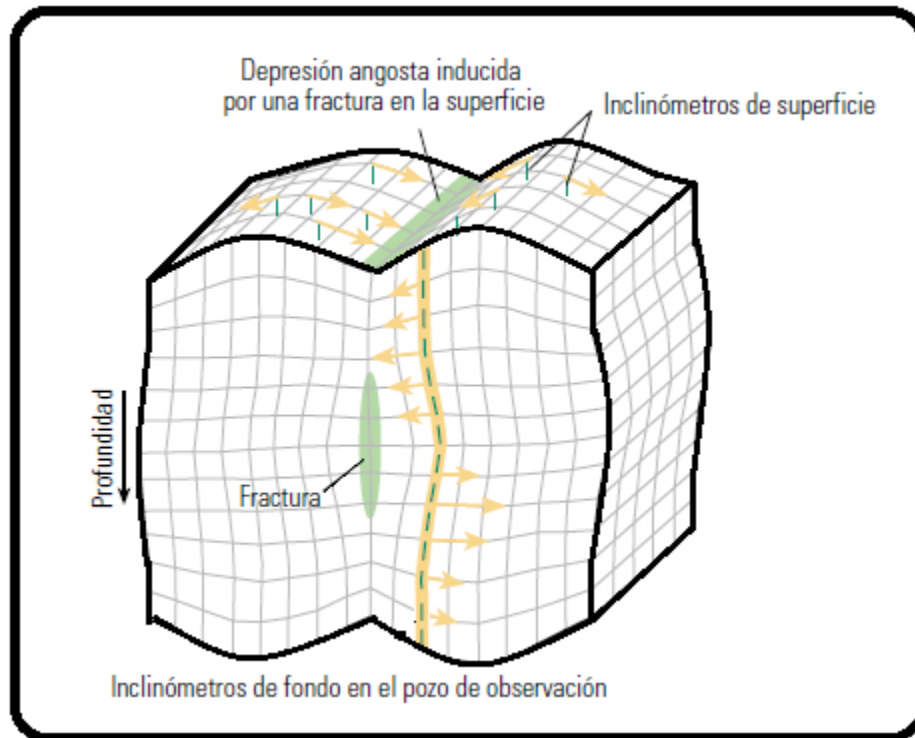
Generar una fractura hidráulica, por definición, implica romper la roca y desplazar el frente de fractura para crear la fractura deseada, causando una perturbación en el medio. El principal objetivo del mapeo de fractura con Inclinómetros es simplemente inferir la geometría de la Fractura Hidráulica mediante la medición de la deformación del terreno inducida por la fractura<sup>25</sup>. La deformación inducida en el terreno se irradia en todas las direcciones y puede se medida mediante un arreglo de Inclinómetros, tanto en fondo de pozo (en un pozo de observación) como en superficie (pozo fracturado). La figura 26 es un diagrama esquemático de la deformación inducida por una fractura vertical en fondo de pozo y en superficie. Como se puede observar, medir la deformación del terreno en superficie con un arreglo en dos dimensiones da una visión muy diferente de la deformación registrada en fondo de pozo con un arreglo en una sola dimensión (pozo de observación).

- **Mapeo de Fractura con Inclinómetros de Superficie.**

El mapeo de fractura con Inclinómetros de superficie es la única tecnología en la industria del petróleo y gas que proporciona una medida directa de la orientación (azimut y buzamiento) volumen, complejidad y una ubicación aproximada de la

fractura. Los inclinómetros de superficie han sido utilizados para realizar mapeos de fractura por más de 30 años.

**Figura 26. Principio del Mapeo de Fractura con Tiltmeter.**



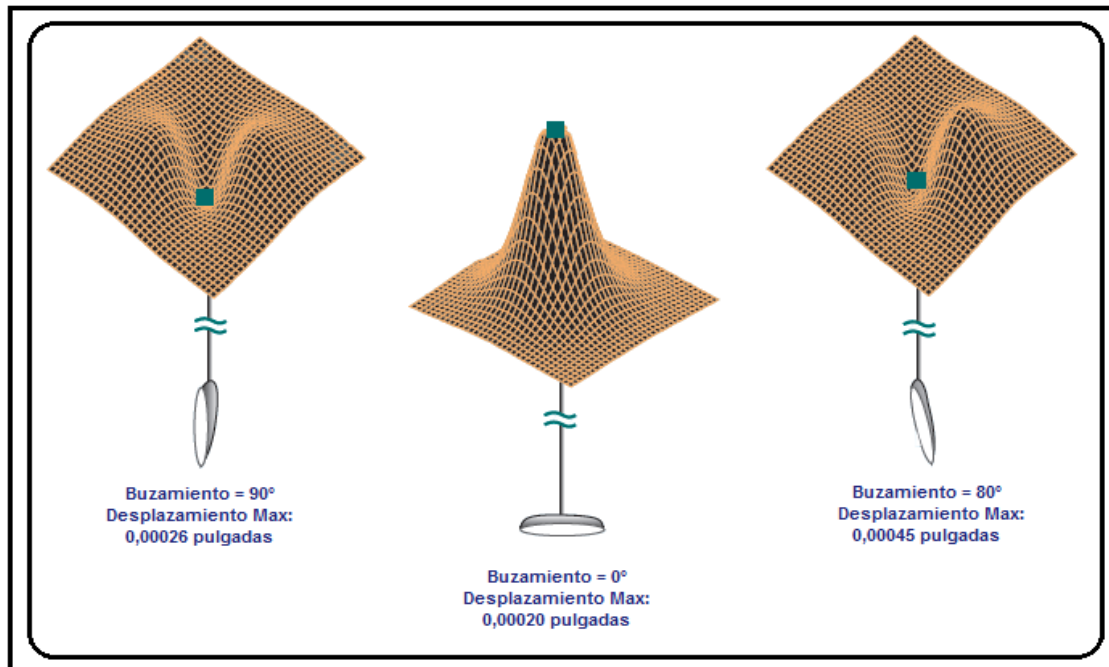
**Fuente: Modificado de Downhole Tiltmeter Fracture Mapping, SPE 49193.**

En superficie, las magnitudes de deformación inducidas son muy pequeñas, del orden de diez milésimas de pulgada, que son imposibles de medir. Afortunadamente, medir el grado de desplazamiento del terreno o la inclinación del campo, es mucho más fácil. La deformación inducida del terreno a la superficie es primordialmente función de la azimuth, el buzamiento, la profundidad media y el volumen total de la fractura (ver figura 27).

La deformación inducida por la fractura en el terreno es casi totalmente independiente de las propiedades mecánicas del yacimiento y del estado de esfuerzos In-Situ. Por ejemplo, el desarrollo de una fractura vertical Norte-Sur de

un tamaño determinado producirá el mismo patrón de deformación, si la fractura es creada en una dolomita, un carbonato o una arenisca<sup>26</sup>.

**Figura 27. Deformación en Superficie por Fracturamiento de Diferentes Orientaciones a una Profundidad de 3000 ft.**



**Fuente: Modificado de Surface Tilt Fracture Mapping, SPE 39919.**

La principal limitación del mapeo de fractura con inclinómetros de superficie es que algunos detalles importantes, como las dimensiones particulares de la fractura, no se pueden determinar a profundidades mucho mayores que las dimensiones de la fractura creada. Esto se debe a que en grandes profundidades no solo la inclinación inducida en superficie se hace más pequeña sino que también hay un desenfoque de la fuente de fractura.

El mapeo de superficie implica medir la inclinación inducida por la fractura en muchos puntos por encima de la fractura hidráulica y luego resolver el problema geofísico para determinar los parámetros de la fractura que deben haber sido

creados, esto con el fin de observar la deformación producida en el terreno. Si bien el concepto es simple, las magnitudes de la deformación inducida son muy pequeñas y requieren métodos altamente sensibles. Un tratamiento típico de fracturamiento hidráulico a una profundidad de 7000 pies da como resultado inclinaciones en superficie de tan solo 10 nano-radianes o cerca de 10 partes por billón. Estas diminutas inclinaciones son medidas con Inclínómetros de alta sensibilidad, que actúan con el mismo principio del nivel de un carpintero. Los inclinómetros son cilindros de metal aproximadamente de 30 pulgadas de largo y 2 pulgadas de diámetro (ver figura 28), que miden su propia inclinación sobre dos ejes ortogonales. Dado que el instrumento se inclina, la burbuja de gas contenida dentro un recipiente de vidrio lleno de un líquido conductor se mueve para mantener la alineación con el vector de gravedad local. La precisión electrónica de la herramienta detecta los cambios de resistencia de los electrodos ubicados sobre el sensor de cristal que son causados por el movimiento de la burbuja de gas. La última generación de inclinómetros de alta resolución pueden detectar inclinaciones menores a un nano-radian<sup>27</sup>.

**Figura 28. Inclínómetro.**



**Fuente: Modificado de [www.llnl.gov/str/SHunter.html](http://www.llnl.gov/str/SHunter.html).**

- **Mapeo de Fractura con Inclínómetros de Fondo de Pozo.**

Los inclinómetros de fondo de pozo son dispositivos de medición extremadamente precisos, que usa un sensor de burbuja sofisticado, como el nivel de un carpintero para detectar cambios en la posición del sensor. La sensibilidad normalmente de estos sensores es del orden de nano-radianes ( $10^{-9}$  radianes), equivalente a 0,2 pulgadas de un intervalo de desplazamiento de 3000 millas. Es una medida de la posición angular, lo que equivale al gradiente ortogonal de desplazamiento en la dirección del desplazamiento, y proporciona toda la información necesaria para determinar cómo se deforma en respuesta a algún proceso en este caso el fracturamiento hidráulico.

Los inclinómetros de fondo de pozo solo miden la inclinación a lo largo de un solo eje, y una medida completa de la inclinación (magnitud y Angulo) requiere de dos sensores ortogonales. La dirección de referencia para los inclinómetros es determinada por la gravedad, normalmente hacia abajo. Estos sensores se pueden utilizar tanto en fondo como en superficie, para medir los movimientos de la tierra que son inducidos por algún proceso de deformación, como el fracturamiento hidráulico. La aplicación de esta tecnología es realmente reciente<sup>28</sup>. La ventaja de los inclinómetros de fondo es que estos sensores están mucho más cerca del proceso, de modo que las señales son mucho más fuertes y más incógnitas del proceso se pueden solucionar. Aún así el pozo de observación requiere inclinómetros de alta sensibilidad (por ejemplo de 10 nano-radianes) a menos que el pozo de observación este muy cerca del proceso o las deformaciones sean muy grades.

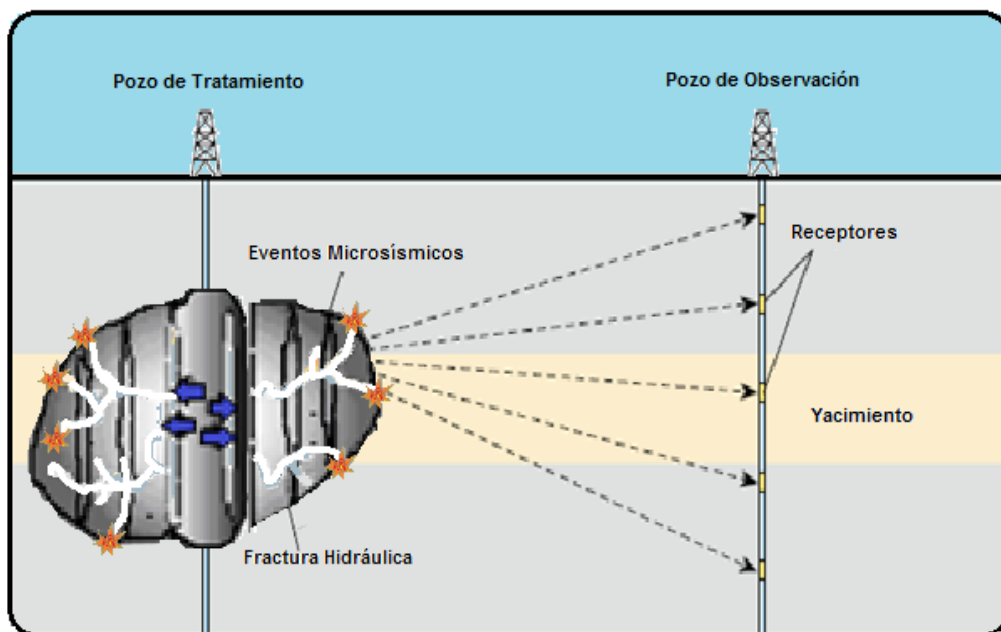
El fracturamiento hidráulico produce una señal de inclinación bien definida que puede ser interpretada utilizando un modelo apropiado, para deducir los parámetros de la geometría de fractura. Para aplicaciones en fondo de pozo, o un modelo desarticulado o un modelo de fisura dan los mismos resultados cuando la posición del monitoreo es mayor que una de las dimensiones características de la fractura hidráulica (usualmente la altura). Los modelos de desarticulación catalogados rigurosamente por Okada<sup>29</sup> y son normalmente utilizados para el

análisis de los inclinómetros debido a su versatilidad, pero también se utilizan para las fracturas elipsoidales 3D de Green y Sneddon<sup>30</sup> y son más exactas para monitorear la fractura cuando se posicionan cerca a la fractura hidráulica.

### 3.1.2 Monitoreo Microsísmico.

El monitoreo Microsísmico es la detección y ubicación de los microsismos de la tierra que son inducidos por los procesos de inyección o producción en el fondo del pozo, en este caso por el tratamiento de fracturamiento hidráulico<sup>31</sup> (ver figura 29).

Figura 29. Método Microsísmico de Monitoreo de Fracturas.



Fuente: Modificado de *The Source for Characterization Hydraulic Fracturing*, *Oilfield Review* 2005.

Las formaciones que se encuentran alrededor de la fractura experimentan aumentos significantes de los esfuerzos y grandes cambios en la presión de poro

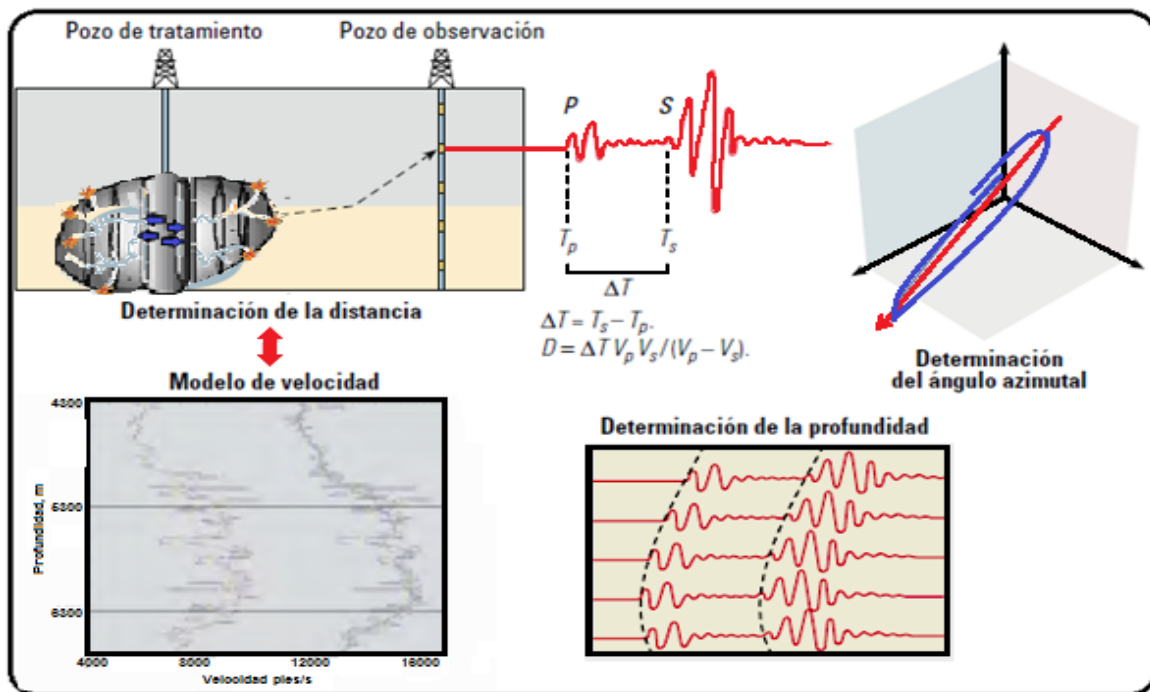
durante el tratamiento de fracturamiento. Estos dos cambios afectan directamente la estabilidad de los planos de debilidad adyacentes a la fractura hidráulica, produciendo un desplazamiento por cizalladura (o esfuerzo de corte). Estos movimientos de cizalladura emiten ondas compresionales como ondas de corte, que pueden ser detectadas por geófonos. La localización de la fuente de estas ondas en el espacio y en el tiempo permite a los ingenieros y científicos construir, durante el fracturamiento, un mapa de la fractura creada mediante la representación gráfica de la localización de las emisiones acústicas (EAs) con el tiempo. No obstante, también puede generar EAs lejos del extremo de la fractura, donde existe pérdida del fluido en la matriz o donde los cambios de esfuerzos producen desplazamiento por cizalladura en las fracturas naturales.

Para registrar las ondas compresionales y las ondas de corte, se ubican geófonos de componentes múltiples, por ejemplo, de tres componentes, en un pozo de observación a fin de determinar la ubicación de los eventos microsísmicos. La distancia existente hasta el evento puede calcularse mediante la medición de la diferencia en los tiempos de arribo entre las ondas compresionales (P) y las ondas de corte o secundarias (S). Además, el análisis de hodogramas que examinan el movimiento de las partículas de las ondas P, puede determinar el ángulo acimutal formado con respecto al evento. La profundidad del evento es restringida mediante el uso de los retardos de los tiempos de arribo de las ondas P y S entre los receptores detectados en el pozo de observación. Esta técnica de localización requiere entre otras cosas un modelo de velocidad preciso a partir del cual calcular las posiciones de los eventos, un ambiente con bajo nivel de ruido, geófonos altamente sensibles para registrar los eventos microsísmicos, y un conocimiento de la ubicación y orientación exactas de los receptores, es complejo y desafiante.

En la figura 30 podemos encontrar la localización de las emisiones acústicas. La distancia (D) existente hasta el evento se puede obtener mediante la medición de la diferencia ( $\Delta T$ ) entre el tiempo de arribo de la onda compresional o primaria (P) y el tiempo de arribo de la onda de corte o secundaria (S),  $T_p$  y  $T_s$ , respectivamente (extremo superior izquierdo). El valor D depende en gran medida

del modelo de velocidad (extremo inferior izquierdo), usualmente descrito por las velocidades de las ondas P y S,  $V_p$  y  $V_s$ , respectivamente, de cada capa del modelo. La segunda coordenada, es decir el azimut existente hasta el evento Microsísmico, se determina examinando el movimiento de las partículas de las ondas P, utilizando hodogramas (extremo superior derecho). La profundidad del evento Microsísmico, la tercera coordenada, se obtiene examinando los retardos de los arribos de las ondas P y S entre los receptores, o curvatura, en el pozo de observación (extremo inferior derecho).

**Figura 30. Localización de las Emisiones Acústicas.**



**Fuente: Modificado de The Source for Characterization Hydraulic Fracturing, Oilfield Review 2005.**

La calidad de la caracterización de las fractura hidráulicas está directamente relacionada con la calidad del modelo de velocidad, sobre la que se basa la interpretación. Los modelos de velocidad inicialmente se construyeron utilizando registros sínicos de pozo, que describen los cambios de velocidad vertical que se

producen en los pozos. No obstante, el tiempo que requiere una emisión acústica para ir desde la fuente, cerca de la fractura hidráulica, hasta el receptor y la dirección desde la cual ingresa en el receptor se ven afectados por la geología entre los pozos. Las mediciones sísmicas de pozos, tales como los perfiles sísmicos verticales (VSP) proveen información de la velocidad detallada en torno al pozo de observación. Los levantamientos VSP ayudan a relacionar el dominio del tiempo con el dominio de la profundidad y por lo tanto contribuyen a calibrar el modelo de velocidad.

El tipo de fluido de yacimiento también puede impactar la actividad microsísmica. Los factores asociados con los fluidos pueden reducir los cambios de esfuerzos y de presión de poro que tiene lugar en la formación durante el fracturamiento. El hecho de tener gas en la formación en lugar de líquido menos compresible reduce el área de actividad microsísmica. En consecuencia, hay quienes en la industria consideran que los yacimientos de gas producen una banda de eventos microsísmicos más estrecha, que define con mayor claridad la geometría de fractura<sup>32</sup>.

### **3.2 Técnicas Directas de Diagnóstico de Fractura Cerca al Pozo.**

Estas técnicas generalmente son utilizadas para determinadas aplicaciones y se ponen en funcionamiento dentro del pozo de tratamiento después de fracturar para registrar una propiedad física como la temperatura o la radiactividad en la región cercana al pozo.

La principal limitación de estas técnicas de medición es que solo pueden detectar lo que ocurre con la fractura cerca del pozo, no proporcionan información sobre la fractura a más de 1 o 2 pies de profundidad desde la cara del pozo. Si la fractura y el pozo no se encuentran alineados, esta medición sólo proporcionará una porción reducida de la altura de la fractura. Una de las principales aplicaciones de las

técnicas directas de diagnóstico cerca al pozo es identificar la entrada del propante o la producción de fluido en cada zona o en múltiples zonas.

### **3.2.1 Trazadores Radiactivos.**

En general los trazadores radiactivos o radio-trazadores son sustancias radiactivas que se incorporan al sistema en estudio, y proporcionan información sobre su comportamiento, la que se obtiene mediante la detección y el análisis de la radiación emitida. Así, los trazadores radiactivos se usan eficientemente para monitorear el curso de muchos procesos industriales si interrumpir la producción, ya que se comportan como verdaderos espías, introduciéndose en el sistema de forma prácticamente desapercibida (debido a su utilización en pequeñas cantidades), brindando luego información acerca del mismo a un observador.

Históricamente los trazadores radiactivos y los registros de rayos gamma espectral han sido empleados para determinar en grado de desarrollo de la altura de las fracturas verticales<sup>33</sup>.

A fin de verificar el tratamiento realizado y optimizar el procedimiento, es necesario determinar el alto de la fractura realizada y el espacio ocupado por el apuntalador. Para ello, los trazadores radiactivos son una herramienta de gran utilidad; son fácilmente detectados mediante perfilaje de rayos gamma (registro de rayos gamma espectral), lográndose discriminar distintos tipos de nucleídos. Con el uso de más de un nucleído, se puede obtener el alto de la fractura y determinar si la cavidad generada fue totalmente rellena por el agente de sostén.

En el tratamiento de fracturamiento hidráulico, el nucleído debe integrar un material que tenga las mismas propiedades que el fluido de fractura o material apuntalador y no debe desprenderse o lavarse durante el proceso, pues puede contaminar los elementos utilizados y dar falsa lectura de la señal radiactiva. En la mayoría de fracturamiento se le incorporan compuestos químicos a una parte de la arena (material soportante) que al ser tratados en un reactor nuclear se tornan radiactivos (nucleído radiactivo), emitiendo partículas y fotones (rayos gamma). El nucleído radiactivo se incorpora a la totalidad de granos de arena, conformando

las arenas marcadas. Esta incorporación se efectúa de tal forma que impida su desprendimiento. A esta característica se le llama de bajo lavado, y es fundamental en el momento de la aplicación. Gracias a ello no hay contaminación por liberación del material radiactivo y el perfilaje del pozo es efectuado en forma precisa y sin contaminar los elementos utilizados.

Las principales ventajas de los trazadores radiactivos son:

- Alta sensibilidad de detección
- La gran diversificación de los radioisótopos hace factible que casi siempre se pueda encontrar al menos uno que sea el adecuado para la investigación a realizar.
- Pueden ser utilizados para el marcaje físico o químico.
- Posibilidades de detección “in situ” sin necesidad de llevar a cabo el muestreo
- Independencia de su detección de condiciones imperantes como la temperatura, presión, etc.
- En ocasiones es la única vía para diferenciar el comportamiento de un elemento en diferentes fases o estados químicos.

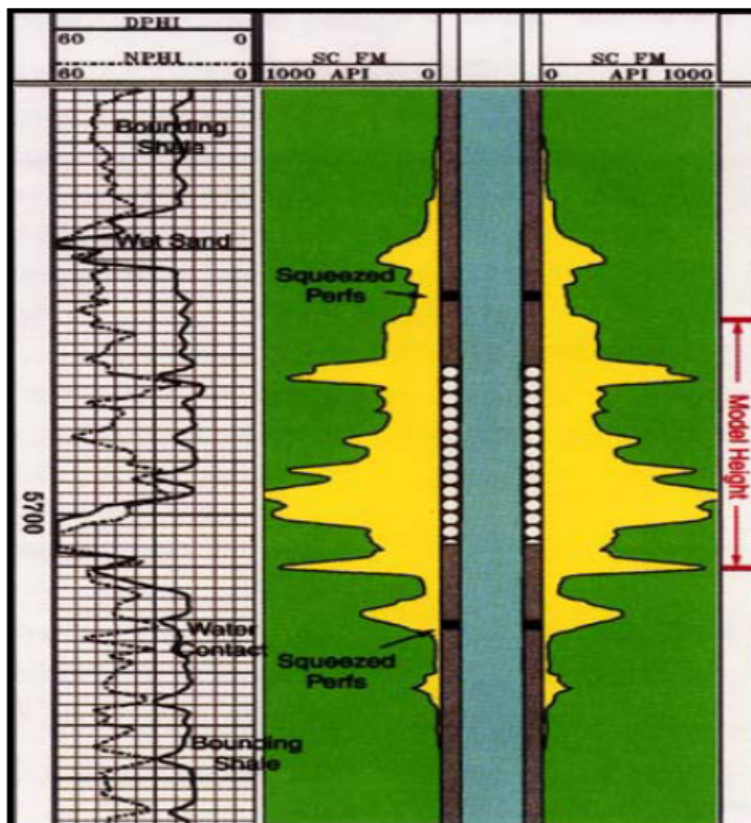
Las desventajas más significativas son:

- La principal, sin duda alguna, la relacionada con la propia presencia de la radiactividad y por los efectos y riesgos que conlleva su manipulación, si no se extreman los cuidados exigidos por las normas de seguridad y de protección radiológica.
- Los efectos radiacionales que pueden introducir cambios en los sistemas biológicos, alterando los resultados de las experiencias.
- La formación de radiocoloides que pueden llevar a la adsorción y pérdidas en ocasiones completas del radiotrazador.

En la figura 31, se presenta un caso histórico del uso de los trazadores radiactivos, en el que se realizó un Frac-Packed en un pozo offshore del golfo de México, que contenía arenas poco consolidadas. El intervalo de interés presentaba un contacto

en la parte inferior con un acuífero y en la parte superior con arenas húmedas, junto con una cementación marginal a través de toda la zona, lo que condujo a la compañía operadora a realizar un Mini-Frac con trazador. En el Mini-Frac se utilizó en mismo fluido que se utilizaría en el Frac- Pack, Borate Xlink Gel. La imagen del GR espectral en la figura, reveló que el fluido del Mini-Frac sobrepasó la altura de la fractura modelada, irrumpiendo posiblemente en los intervalos adyacentes (arena húmeda y acuífero). Se determinó de esta forma que era necesario utilizar un fluido de baja viscosidad para evitar el fracturamiento de las zonas productoras de agua. Como resultado directo de la imagen el plan de fracturamiento fue modificado y ejecutado. Finalmente la zona produjo por más de seis meses libre de arena ya agua<sup>33</sup>.

**Figura 31. Gulf of Mexico Mini-frac Prior to Frac Pack.**

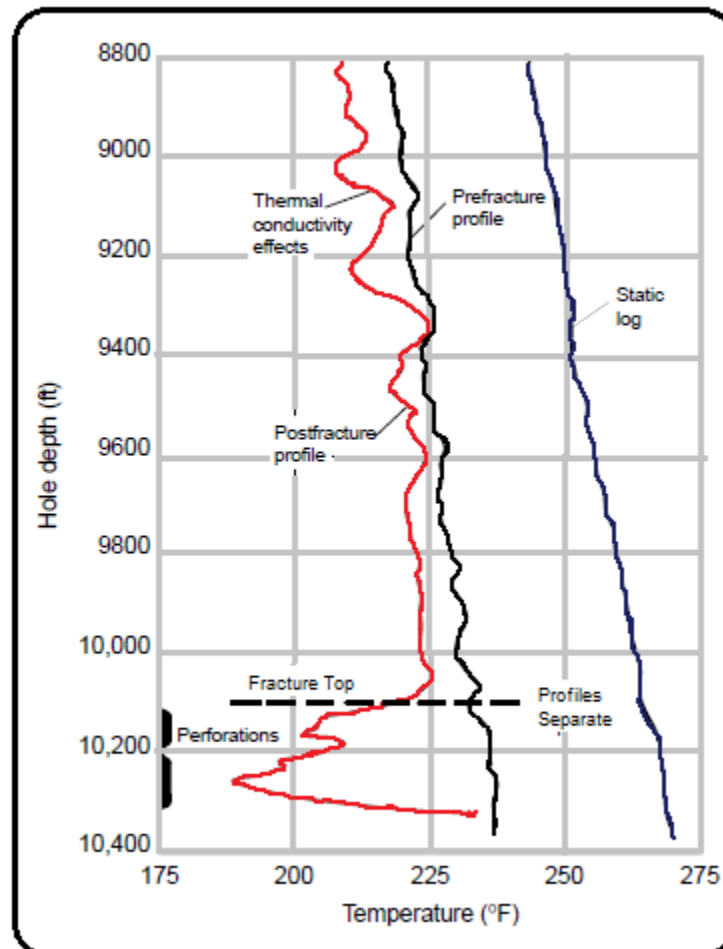


Fuente: A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies, SPE 7742.

### 3.2.2 Registros de Temperatura.

Los registros de temperatura son útiles para estimar la altura de la fractura del pozo, debido al cambio de temperatura (enfriamiento) que resulta de la inyección de fluidos en el fracturamiento. Éste análisis se realiza mediante la comparación de dos perfiles de temperatura (ver figura 32), uno tomado antes de realizar el tratamiento y otro tomado dentro de las 24 horas después del fracturamiento. (Ver capítulo 4).

Figura 32. Pre- and Postfracture Temperature Surveys (Dobkins, 1981).



Fuente: Post-Treatment Evaluation and Fractured Well Performance, Michael J. Economides.

### **3.2.3 Registro de Producción<sup>34</sup>.**

Se basa principalmente en el ruido que se genera al migrar un fluido de la formación al pozo e identifica los puntos de entrada del líquido.

Una herramienta muy común es el Spinner Survey, el cual utiliza unas pequeñas hélices que actúan por el movimiento del fluido, y relacionan el número de vueltas de la hélice con la cantidad de flujo que fluye por el instrumento para obtener un registro de producción.

El Spinner Survey se combina con múltiples sensores como el medidor de flujo, temperatura, presión densidad de flujo, capacitancia y rayos gamma, para obtener una evaluación completa de la cantidad y tipo de fluido que se produce en el pozo de cada conjunto de perforados abiertos. Estos métodos solo pueden ser utilizados en hueco abierto, como una herramienta de diagnóstico de fractura, para determinar la altura de la fractura en el pozo. En pozos completados identifican los perforados que fueron fracturados y producen posteriormente y puede ser importante en completamientos múltiples ya que identifican que intervalos fueron tratados.

### **3.2.4 Registros de Imagen.**

El registro de imagen sólo puede ser utilizado en hueco abierto (open hole). Éste registro suministra imágenes de la orientación de las fracturas, tanto naturales como inducidas a lo largo de los 360° de la cara del pozo (ver Figura 33).

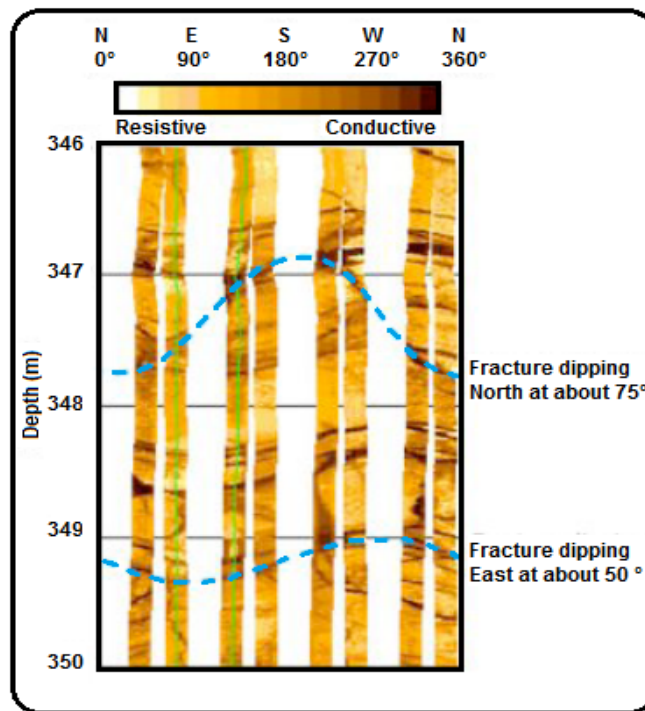
La interpretación de los registros de imagen puede suministrar la dirección del esfuerzo máximo (azimut de la fractura).

Tipos de herramientas de registro<sup>35</sup>:

- Resistividad Eléctrica: - FMS (Formation MicroScanner),  
- FMI (Formation MicroImager),

- RAB (Resistivity-At-Bit), etc
- Ultrasónicos:
  - UBI (Ultrasonic Borehole Imager),
  - BHTV (BoreHole TeleViewer), etc.
- Video

**Figura 33. Imagen y Análisis de la Fractura.**



**Fuente: Modificado de Well Logging Principles and Applications.**

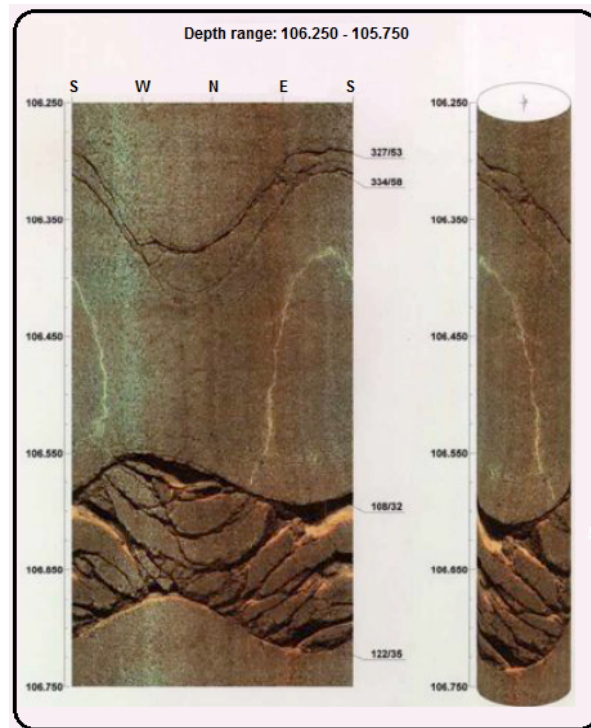
Entre estas herramientas el de mayor uso industrial es el BHTV. Esta herramienta emite pulsos sonoros de alta frecuencia y capta y registra la reflexión de la pared del Pozo. La herramienta escanea alrededor del pozo, mientras se mueve a lo largo del eje del pozo. Si hay una fractura, no se refleja ninguna señal, de esta forma, el alto y ancho de fractura pueden ser detectados. La principal ventaja de esta herramienta es su facilidad para ser corrida, debido a compatibilidad en operación con otras herramientas de registro estándar. Además la señal de pulso

de alta frecuencia es perturbada por los fluidos del pozo, ya sea agua, aceite, gas o lodo de perforación. La principal desventaja es que la herramienta por lo general no alcanza su pleno potencial, ya es difícil mantener la herramienta centrada en el pozo, lo que es crucial para el éxito de la operación.

### 3.2.5 Videos de Fondo de Pozo.

El video de fondo de pozo es una técnica visual que utiliza un lente óptico para reflejar las paredes del pozo (ver figura34). Si las condiciones en el pozo se cumplen los requisitos para la aplicación de esta herramienta, sería la mejor técnica para el alto, ancho, dirección y azimut de la fractura. El mayor problema con esta técnica es que el fluido del pozo no siempre es limpio y transparente.

**Figura 34. Downhole Video.**



**Fuente: Well Logging Principles and Applications.**

Esté método se utiliza sobre todo en pozos completados (cased hole) y proporciona información acerca de las zonas o perforados que contribuyen a la producción.

### **3.3 Técnicas Indirectas de Diagnóstico de fractura.**

Estas técnicas son ampliamente utilizadas, debido a que los datos requeridos para el análisis están fácilmente disponibles. Ellas pueden proporcionar estimativos de las dimensiones, longitud efectiva y conductividad de la fractura, basándose en mediciones indirectas, como la respuesta de la presión durante el tratamiento o la presión y caudal durante la producción (post-tratamiento). Entre estas técnicas se encuentran: el análisis de la presión neta (modelado de la fractura), pruebas de transiente de presión (well testing), y el análisis de datos de producción. Al realizar suposiciones sobre los procesos físicos que están involucrados, se observó que la presión neta puede ser acoplada “matched” usando los modelos de fractura, proporcionando así un estimativo de las dimensiones, conductividad y longitud efectiva de la fractura.

Las principales limitaciones de estas técnicas indirectas es que no suelen tener solución única y por lo tanto requieren, calibración con observaciones directas. Sin embargo, las técnicas indirectas a menudo proporcionan un buen estimativo de las dimensiones de la fractura y una excelente herramienta de diagnóstico para identificar problemas en el tratamiento.

#### **3.3.1 Modelamiento de la Fractura.**

El modelamiento de la fractura es una técnica de estimación de la geometría de la fractura Pre-tratamiento y se refiere a los simuladores, los cuales se basan en los diferentes modelos de propagación. Dependiendo del modelo de propagación

seleccionado, se puede llegar a obtener diferentes resultados para el mismo problema.

Geertsma and Haafkens<sup>36</sup> (1979) compararon los cálculos de cuatro diferentes modelos de diseño de fractura 2-D. Los cuatro modelos utilizaron los mismos datos de entrada, los resultados del se presentan en la tabla 6. Se puede observa de esta comparación que la longitud efectiva de la fractura varía enormemente, de 185 ft a 486 ft. También el ancho efectivo de la fractura varía mucho, de 0,16 in a 0,31 in.

**Tabla 6. Comparación Modelos 2-D.**

Parameter	KGD	PKN	Daneshy	Nordgren
Pad volume (bbl)	750	1.350	320	1.650
2Proppant slurry (bbl)	1.250	650	1.680	350
Sand concentration (lbm/gal)	3	2,5	2,5	3,5
Total amount of sand (lbm )	157.500	68,000	176.000	51.000
Viscosity after pad (cp)	36	36	36	36
Created frac length (ft)	698	804	670	845
Effective frac length (ft)	486	240	453	185
Created frac width (in)	0,22	0,17	0,43	0,16
Effective frac width (in)	0,20	0,16	0,31	0,16
Effective frac height (ft)	98	94	97	85
Avg frac conductivity (Darcy-ft)	7,1	6,5	9,8	6,5

**Fuente: Modificado de “A comparison of theories for predicting width and extent of vertical and hydraulically induced fractures, 1979”.**

Para 1990, tanto los simuladores 2-D y 3D han sido ampliamente utilizados en la realización de diseños de tratamientos de fracturamiento hidráulico y predicción de geometría de fractura. En 1994 Warpinki<sup>37</sup> y otros autores publicaron un estudio que comparaba estos simuladores. El Gas Research Institute Staged Field

Experiment No. 3 fue usado como ejemplo de prueba. En total, 34 simuladores (utilizados por las principales operadoras, compañías de servicios) fueron probados para fluido Newtonianos, No Newtonianos, para tratamientos de una capa, 3 capas, 5 capas. Las tablas 7–8-9 presentan los resultados estadísticos de los principales parámetros calculados para tratamientos de 1, 3 y 5 capas.

**Tabla 7. Simulación 2-D para un Tratamiento de 1 Capa.**

Parámetro de la Fractura	Max	Min	Media	Desviación Estándar	Numero de Simulaciones
Longitud (ft)	4.629	1.808	3.048	897	14
Altura (ft)	204	170	173,7	10,4	14
Ancho en el pozo (in)	1,24	0,54	0,86	0,20	13
Ancho promedio (in)	0,97	0,28	0,58	0,22	14
Presión Neta del pozo (Psi)	1.986	61,8	988	815	12

**Fuente: Modificado de Comparison Study of Hydraulic Fracturing Models, Warpinski et al., 1994.**

**Tabla 8. Simulación 3-D para un Tratamiento de 3 Capas.**

Parámetro de la Fractura	Max	Min	Media	Desviación Estándar	Numero de Simulaciones
Longitud (ft)	3.289	902	2.433	922	8
Altura (ft)	596	337	409	86,9	8
Ancho en el pozo (in)	1,1	0,65	0,82	0,18	8
Ancho promedio (in)	0,66	0,21	0,36	0,15	8
Presión Neta del pozo (Psi)	1.433	1.005	1.189	160	8

**Fuente: Modificado de Comparison Study of Hydraulic Fracturing Models, Warpinski et al., 1994.**

**Tabla 9. Simulación 3-D para un Tratamiento de 5 Capas.**

<b>Parámetro de la Fractura</b>	<b>Max</b>	<b>Min</b>	<b>Media</b>	<b>Desviación Estándar</b>	<b>Numero de Simulaciones</b>
Longitud (ft)	3.124	1.042	2.164	770	11
Altura (ft)	602	330	443	89,5	11
Ancho en el pozo (in)	1,18	0,49	0,82	0,21	11
Ancho promedio (in)	0,66	0,25	0,42	0,15	7
Presión Neta del pozo (Psi)	1.358	766	1.066	186,3	11

**Fuente: Modificado de Comparison Study of Hydraulic Fracturing Models, Warpinski et al., 1994.**

De estas comparaciones es claro que los simuladores de fracturamiento hidráulica predicen geometrías con grandes desviaciones. Tomando como ejemplo la longitud de la fractura, la predicción máxima es 3 veces la predicción mínima, y la desviación estándar es más del 30% que la media. Otros parámetros tienen características similares en la distribución.

Dada la amplia gama de predicciones, es difícil para un ingeniero de petróleo tomar decisiones adecuadas en la gerencia de yacimientos. Por lo tanto, las predicciones solo de los simuladores de fracturamiento únicamente se pueden utilizar como referencia a una posible realidad. Es necesario utilizar otros medios físicos para realizar una adecuada interpretación de la geometría.

Los simuladores son también utilizados para analizar la geometría de la fractura, haciendo un matching de la presión histórica del tratamiento. Pero el matching solo suministra información limitada que no son suficientes para obtener una única solución. Este tipo de análisis debe ser combinado con los resultados de otros métodos, como el monitoreo en tiempo real o los registros post-tratamiento.

### **3.3.2 Análisis de la Producción.**

El análisis de la producción Post-Frac del pozo, se realiza a través del uso de un simulador o de las curvas tipo y es otra herramienta de diagnóstico indirecta que puede ser aplicada. El principal problema de esta técnica cuando se toma sola, es que la longitud de la fractura corresponde únicamente a la longitud efectiva de la zona y no a la longitud creada realmente. Además el análisis de la producción no proporciona información detallada del crecimiento de la altura de la fractura. En la mayoría de los casos la producción de la longitud efectiva de la fractura creada será menor o mucho menor que la producción simulada. Esta diferencia ha sido a raíz de muchas suposiciones incorrectas de la geometría de fractura que han sido utilizadas para calibrar los modelos de forma incorrecta.

## 4. ANÁLISIS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA

### 4.1 Registro de Temperatura.

Diferentes métodos han sido utilizados para localizar las zonas fracturadas, entre los que se encuentra el registro de temperatura. El registro de temperatura ha sido utilizado por varios años para estimar la altura de la fractura creada por el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Puesto que la temperatura del fluido fracturante se transmite al pozo ya sea a través del flujo en el medio poroso de la formación o de la fractura, está será substancialmente constante durante la operación de fracturamiento, ningún cambio significativo de temperatura ocurrirá entre los puntos de inyección del casing hasta que el bombeo haya culminado. Aunque el pozo comience a alcanzar el equilibrio de presión en el momento en que la inyección se detiene, el flujo de fluidos será pequeño, por lo que el efecto de transferencia de calor por convección será insignificante, por tal motivo la transferencia de calor ocurrirá por conducción. La temperatura frente a la zona donde fue creada la fractura se disipa por conducción lineal. Usando las analogías de flujo de fluidos lineal y radial, se puede observar que el calor es conducido radialmente fuera del pozo mucho más rápido que linealmente. Así la temperatura frente a la zona fracturada durante el tratamiento aumentará o decaerá a una tasa menor que la zona no fracturada y una diferencia en la temperatura del pozo será creada.

Ya que los cambios definidos de temperatura pueden ser obtenidos después del Fracturamiento con fluidos calientes o fríos, el problema en sí, es si estos cambios de temperatura podrían ser interpretados con certeza para localizar donde la formación fue fracturada. Cuando un fluido caliente o frío fluye dentro del pozo, la región alrededor de esta se calienta o se enfría por conducción radial. Cuando el fluido de fractura ha pasado los perforados, este fluye al revestimiento, posteriormente fractura la formación (invadiendo y cambiando la temperatura de las rocas adyacentes a la cara del pozo). Una vez que la inyección cesa, la

temperatura almacenada por la roca es gradualmente disipada por conducción a la roca.

El gradiente de temperatura y la temperatura de fondo pueden ser determinados usando la aproximación de Ramey<sup>38</sup>, que tiene en cuenta la tasa y tiempo de inyección, la temperatura del fluido inyectado como se presente a continuación:

$$T_1(z, t) = aZ + b - aA + (T_0 + aA - b)e^{-Z/A} \quad (39)$$

Donde:

La constante A esta definida por:  $A = \frac{W * c * f(t)}{2\pi k}$  (40)

a = Gradiente geotermal.

b = Temperatura geotermal de superficie, °F.

c = Calor específico del fluido a presión constante  $(Btu/lb - °F)$ .

$f(t)$  = Transiente de calor por conducción en función del tiempo para la tierra, adimensional.

k = Conductividad térmica de la tierra  $(Btu/lb - ft - °F)$ .

$T_0$  = Temperatura del fluido inyectado en superficie °F.

W = Tasa de Inyección del fluido  $(lb/dia)$ .

Z = Profundidad (ft).

Del análisis de de la ecuación, realizado por Ramey se puede evidenciar que el gradiente de temperatura y la temperatura en los perforados se establecen después de un corto período de inyección (10 a 15 minutos) a una tasa de 2 barriles por minuto o más. Por lo tanto la temperatura del fluido de fractura introducido puede suponerse constante durante todo el período de inyección.

El fluido de fractura que entra por los perforados y fluye a la formación enfría o calienta la región alrededor del pozo por conducción radial. Dado que la temperatura del fluido es razonablemente constante, no habrá ningún cambio de temperatura apreciable del fluido que fluye a lo largo del revestimiento hasta el tiempo final de la inyección.

El área entre las curvas de temperatura (Pre-frac y Post-frac) es proporcional al tiempo de inyección del fluido fracturante. Para un determinado tratamiento de fracturamiento, el volumen de fluido que entra al intervalo a una profundidad particular, puede ser aproximado si la tasa de inyección fue razonablemente constante durante el tratamiento. Los límites de una fractura vertical son determinados a partir de la evaluación de un registro de temperatura, estos límites en algunas oportunidades son reconocidos por cambios bruscos o graduales de temperatura.

A continuación se enumera una serie de pautas para controlar los problemas típicos que se producen cuando se hace uso del registro de temperatura para evaluar la fractura. En algunos casos esta estimación no es un completo examen de la fractura, sin embargo el registro de temperatura realmente abarca las principales consideraciones necesarias para obtener buenos resultados.

1. El perfil de temperatura base debe ser corrido antes del fracturamiento en pozos donde se sospecha anomalías en la temperatura.
2. Para obtener un óptimo cambio de temperatura después del fracturamiento, el registro se debe correr poco después de que este ha culminado. Aunque según reportes, el registro de temperatura se ha obtenido 32 horas posteriores al Tratamiento. Correr el registro lo más pronto posible detalla al máximo la fractura.
3. La temperatura del fluido de fractura requiere garantizar cambios adecuados de temperatura en la zona de fractura, estos cambios dependen de muchas variables, sin embargo este es requisito básico para lograr la diferencia de temperatura entre el fluido y la formación. Así para una determinar temperatura de la formación y de operación de fracturamiento, la

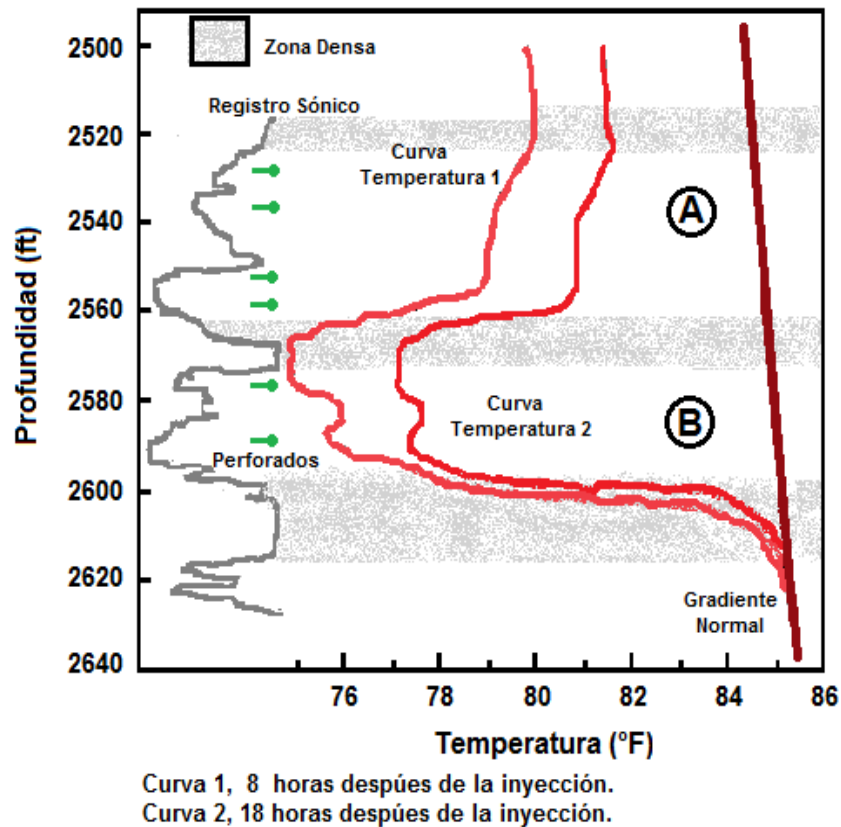
temperatura necesaria en superficie puede ser calculada para lograr un determinado cambio temperatura entre el fluido y la formación (ecuación 39). Obviamente la velocidad de inyección juega un papel importante en la selección de la temperatura necesaria del fluido en superficie. Una alta tasa de inyección, disminuirá las pérdidas de temperatura cuando el fluido es inyectado en el pozo.

4. Se requieren equipos que puedan obtener los mejores resultados en el continuo proceso de registrar la temperatura en superficie y que además de graficar continuamente la temperatura vs la profundidad, permita chequear los resultados inusuales y garantice una buena correlación de profundidad.

El desarrollo de esta técnica de diagnóstico se produjo para determinar que porción del yacimiento es estimulado realmente por el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Varios casos de estudio se han analizado en la literatura, en los que se encuentran algunos pozos ubicados en Estados Unidos, estos pozos han sido fracturados con fluidos de alta o baja temperatura (calientes o fríos), y el cambio de temperatura ha sido reportado utilizando la herramienta de registros de temperatura, esta herramienta ha sido corrida varias horas después de culminar el tratamiento. Los pozos fueron cerrados (shut-in) después del Fracturamiento y se tuvo máximo cuidado en que no ocurriera contraflujo mientras se corría el registro.

En la figura 35 se presentan los resultados para un pozo fracturado y evaluado en la zona B, el empaque superior se ubico a 2750 ft. Esta zona fue fracturada con 4200 galones de salmuera gelificada a una tasa de 2 barriles por minuto. Dos registros de temperatura se corrieron a 8 y 18 horas después que el trabajo de fracturamiento fue completado. Los principales cambios de temperatura ocurre a 2560 y 2600 ft de profundidad, que se interpreta en el sentido que la barrera entre la zona A y B no contuvo exitosamente el tratamiento.

Figura 35. Registro de Temperatura a 8 y 18 horas posteriores al Fracturamiento (fluido frío).

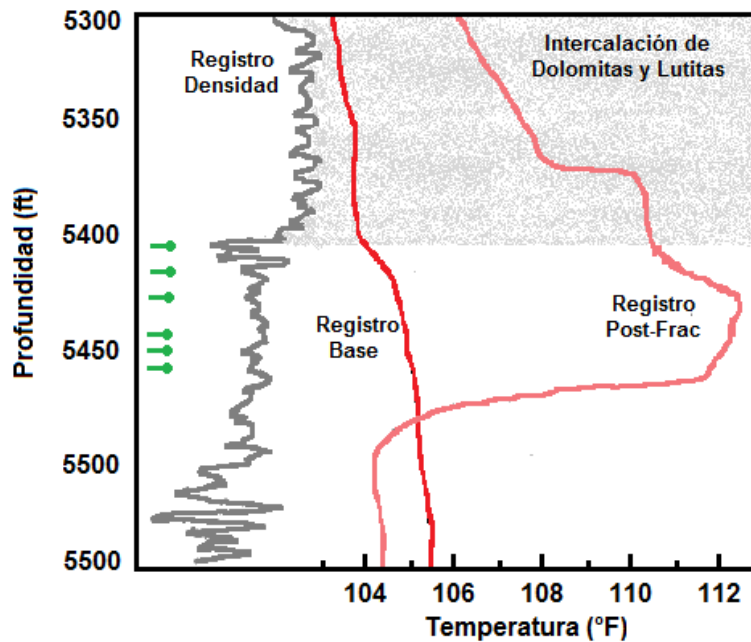


Fuente: Modificado de Evaluación del Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.

La figura 36 muestra los resultados obtenidos en un pozo fracturado con 20.000 galones de aceite caliente refinado, a una tasa promedio de 7,5 barriles por minuto, la operación se llevó a cabo a través de 6 perforados entre 5400 y 5470 ft de profundidad. El gradiente de fractura del pozo fue de 0,92 psi/ft. La fractura vertical fue creada a partir de 5380 hasta 5470 ft, con aproximadamente  $\frac{2}{3}$  del total de la fractura en la zona de interés. La fractura se extendió 25 ft por encima de la zona de interés en una zona de intercalaciones de lutitas y dolomitas, y se extendió 10 ft por debajo de los perforados. La parte inferior de la curva de temperatura tomada después del fracturamiento regresa por debajo del gradiente

normal del registro base, esto se debió a que el registro base fue tomado poco tiempo después de cementar el pozo.

**Figura 36. Registro de Temperatura con Fluido Fracturante a 150°F en superficie.**



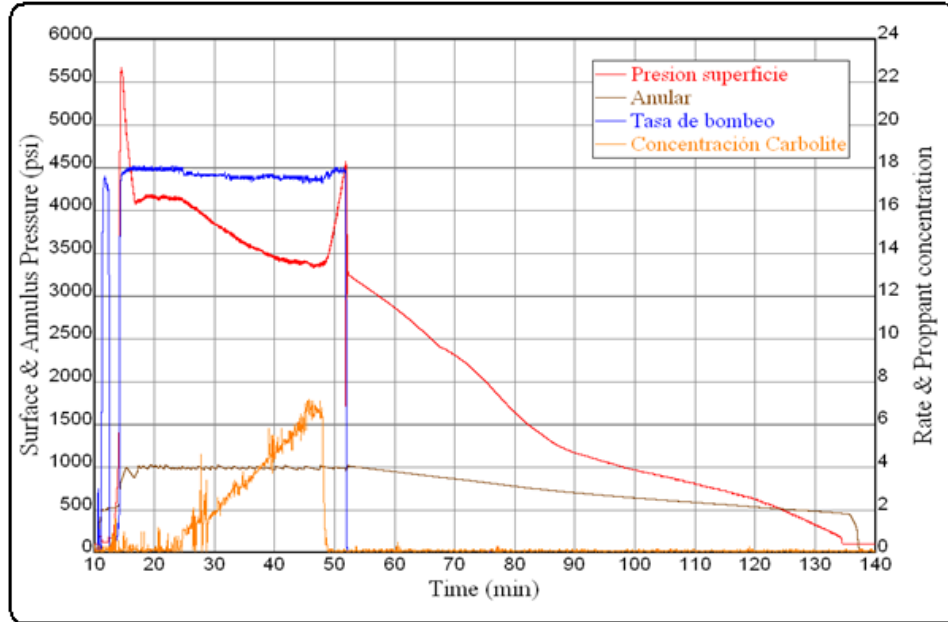
Fuente: Modificado de Journal Of Petroleum Technology.

## 4.2 Geometría de Fractura.

### 4.2.1 Pozo A

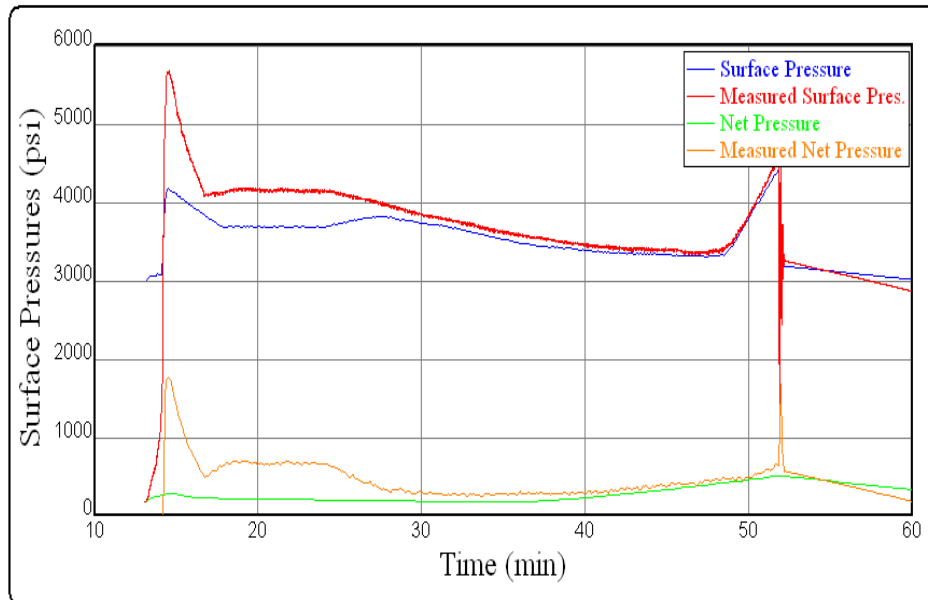
El pozo A fue fracturado con 29.820 galones de fluido fracturante, y se inyectaron 56.576 libras de material soportante, alcanzando una presión promedio en superficie de 4.160 psi, el tratamiento duró aproximadamente 52 minutos, como se observa en las figuras 37 y 38.

**Figura 37. Fracturamiento Hidráulico Pozo A (7454' - 7469') MD**



**Fuente: Reporte de Fracturamiento Pozo A.**

**Figura 38. Presión Neta en Superficie.**

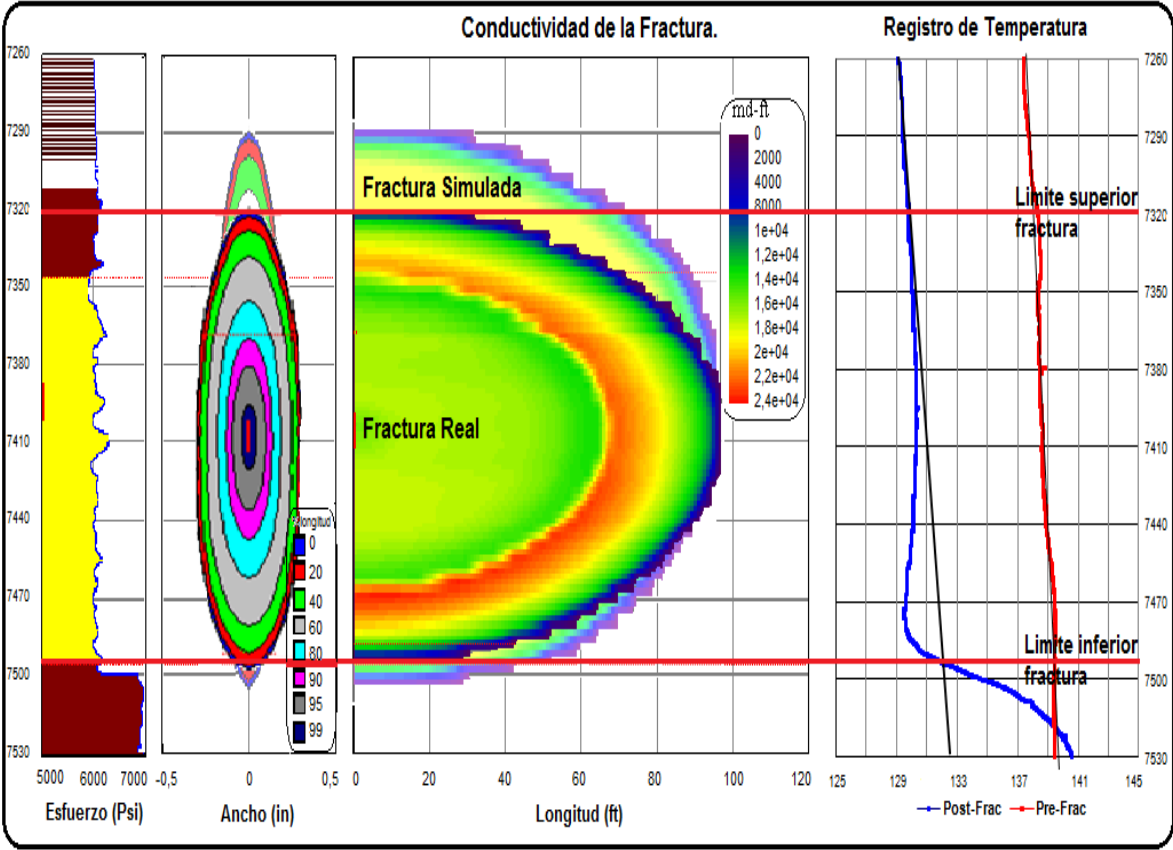


**Fuente: Reporte de Fracturamiento Pozo A.**

Dos registros de temperatura fueron tomados, el primero antes de realizar el tratamiento (registro base) y el segundo pocas horas después de finalizado el Fracturamiento, esto con el fin de obtener una medida directa de la altura de la fractura.

En la figura 39 y en la tabla 10, se pueden observar la comparación entre la geometría reportada por el simulador de fractura y la desarrollada mediante el registro de temperatura.

**Figura 39. Comparación de Geometrías Pozo A.**



**Fuente: Modificado por el Autor del Reporte de Fracturamiento y de los registros de Temperatura.**

**Tabla 10. Comparación de Geometrías Pozo A.**

Fractura	Simulador	Registro de Temperatura
Altura (ft)	210	170
Longitud (ft)*	97	97
Ancho (in)	0,15	0,25**

\* Longitud Media de la fractura.

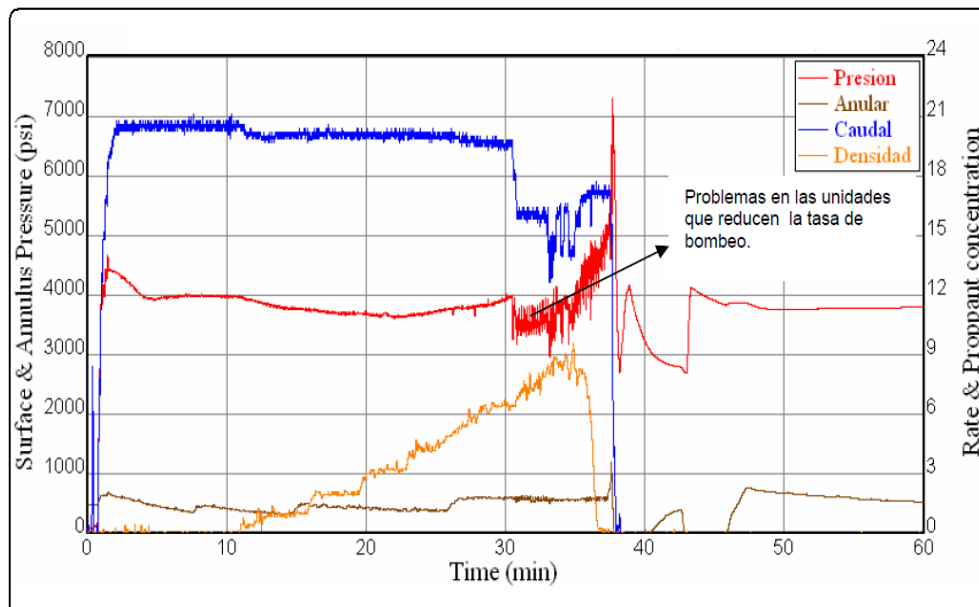
\*\* Ancho determinado mediante el modelo PKN

**Fuente: El Autor**

#### 4.2.2 Pozo B.

El pozo B fue fracturado con 34.020 galones de fluido fracturante y se inyectaron 64.922 libras de material soportante, la presión promedio en superficie fue de 3,780 psi, el tiempo de la operación fue de aproximadamente 37 minutos, como se observa en la figura 37.

**Figura 40. Fracturamiento Hidráulico Pozo A (7010' - 7020') MD.**

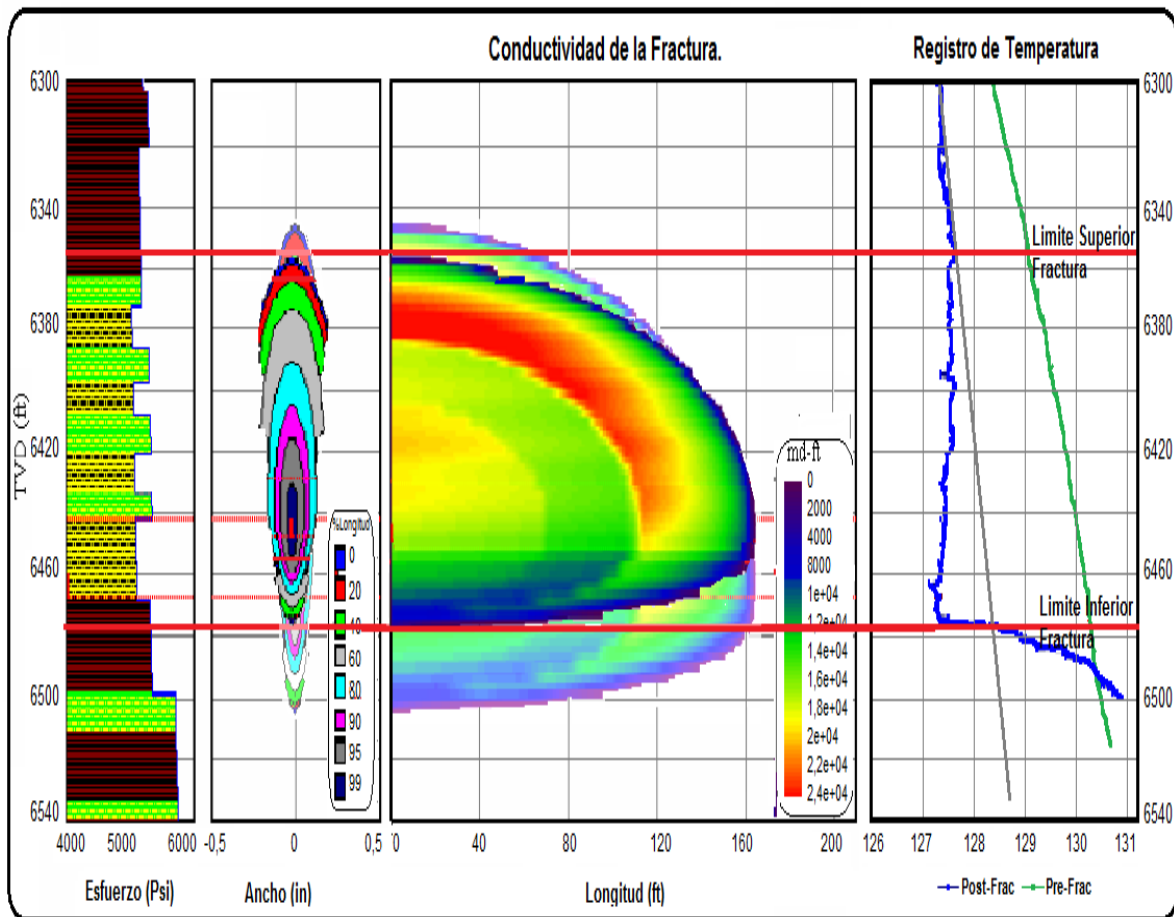


**Fuente: Reporte de Fracturamiento Pozo B.**

Dos registros de temperatura fueron tomados, el primero antes de realizar el tratamiento (registro base) y el segundo pocas horas después de finalizado el Fracturamiento, esto con el fin de obtener una medida directa de la altura de la fractura.

En la Figura 41 y en la tabla 11 y se pueden observar la comparación entre la geometría reportada por el simulador de fractura y la desarrollada mediante el registro de temperatura.

**Figura 41. Comparación de Geometrías Pozo A.**



**Fuente: Modificado por el Autor del Reporte de Fracturamiento y de los registros de Temperatura.**

**Tabla 11. Comparación de Geometrías Pozo B.**

<b>Fractura</b>	<b>Simulador</b>	<b>Registro de Temperatura</b>
<b>Altura (ft)</b>	<b>145</b>	<b>130</b>
<b>Longitud (ft)*</b>	<b>164</b>	<b>164</b>
<b>Ancho (in)</b>	<b>0,19</b>	<b>0,23**</b>

\* Longitud Media de la fractura.

\*\* Ancho determinado mediante el modelo PKN

**Fuente: El Autor**

Como se puede observar existe una diferencia marcada entre el alto de fractura reportado por el simulador y el registro de temperatura para los pozos A y B, 40 y 15 pies respectivamente. Esta variación de altura se debe a que el simulador ajusta su modelo mediante la presión neta reportada en superficie y no en fondo, además la presión no es un indicador confiable del crecimiento de la fractura hidráulica. Por lo tanto el registro de temperatura reporta una medida directa del alto de la fractura desarrollada durante el tratamiento. El ancho de fractura para estos dos pozos fue determinado mediante las ecuaciones del modelo PKN.

## CONCLUSIONES

- El fracturamiento hidráulico es una de las mejores técnicas de estimulación de pozos en el mundo, sin embargo los simuladores de fractura no predicen el comportamiento real de la fractura, puesto que no acoplan directamente la deformación geomecánica de la roca y el flujo de fluidos.
- Si bien, rutinariamente se utilizan métodos indirectos de respuestas de pozos como el modelado de fracturas utilizando análisis de la presión neta, pruebas de pozos y análisis de datos de producción para inferir la geometría y productividad de las fracturas hidráulicas, ahora es factible obtener mediciones de la respuesta de la formación al Fracturamiento para cuantificar la geometría, complejidad y orientación de las fracturas
- Las compañías necesitan herramientas que les ayuden a determinar el grado de éxito de las fractura hidráulicas relacionado con la producción de los pozos y el desarrollo de los campos petroleros. Para ello es preciso que estas herramientas provean información sobre la conductividad, geometría, complejidad y orientación de las fracturas hidráulicas.
- Las técnicas de diagnóstico de fractura son herramientas útiles y eficientes, que ayudan a optimizar y desarrollar la producción del campo, esto puede incluir la optimización individual de los tratamientos para obtener un diseño más económico y lograr el mejor intervalo de cobertura, u optimizar el desarrollo de un campo en términos de ubicación y espaciamiento de los pozos.
- Un modelamiento exitoso de la geometría de fractura hidráulica requiere el uso de alguna técnica de diagnóstico de fractura, que permita tener una medida directa de una de sus dimensiones.

- Los registros de temperatura son herramienta versátiles que permite tener una medida directa de la atura de la fractura desarrollada durante el tratamiento.
- Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permiten a los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos. Si bien los métodos sísmicos de caracterización de fracturas hidráulicas existen desde hace varios años, los nuevos equipos y técnicas de procesamiento sísmico hacen que este tipo de monitoreo sea hoy más efectivo que en el pasado.

## RECOMENDACIONES

- Implementar en el tratamiento de Fracturamiento Hidráulico un software que acople el flujo de fluidos y la deformación geomecánica con el fin de obtener un mayor acercamiento a la fractura real.
- Realizar un estudio de factibilidad económica de la técnica de microsísmica aplicada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.
- Desarrollar un proyecto de investigación que analice y compare la geometría de fractura reportada por los diferentes simuladores comerciales y la desarrollada mediante el proceso de Microsísmica.
- La mejor recomendación que se puede tomar para obtener éxito en el diseño de un tratamiento de estimulación es no economizar en las pruebas que conduzcan a la optimización del diseño.

## 5. REFERENCIAS

1. BARREE RD, FISHER MK. Y WOODROOF RA, "A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies," SPE 77442, 2002.
2. URQUIZO J. P, "Fundamentos de la Teoría Del Fracturamiento Hidráulico",2004
3. TOVAR AGUIRRE L. "Fracturamiento Hidráulico Comprueba Efectividad en Campos de Ecopetrol", 2008.
4. Oilfield Review, "Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design", 1992
5. American Petroleum Institute, "Norma API RP 39", Second Edition, January 1983; "Recommended Practices and Standard Procedures for the Evaluation of Hydraulic Fracturing Fluids".
6. GARDNER, D.G. and EIKEERS, "The Effect of Shear and Proppant on the Viscosity of Crosslinked Fracturing Fluids", SPE 14437. Sep. 1985.
7. NSI, TECNOLOGIES. INC, "Material Selection Proppant"
8. ECONOMIDES M, OLIGNEY R, VALKO P, "Unified Fracture Design", 2002.
9. NSI, TECNOLOGIES. INC, "Fracture Treatment Design".
10. HUBBERT M. K. WILLIS D. G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing", 1987.
11. ECONOMIDES M, "Treatment Diagnostic Tests For Hpf".
12. WATERS A., "History of Hydraulic Fracturing," SPE, 1982.
13. HUBBERT, M. K. and WILLIS, D. G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans., AIME (1957).
14. CLIFTON RJ: "Three-Dimensional Fracture-Propagation Models," 1989.
15. EEKELEN HAM V, "Hydraulic Fracture Geometry: Fracture Containment in Layered Formations", SPE 9261, 1980.
16. NACEUR K, BEN, "Modeling of Hydraulic Fractures", Economides II, (1989).
17. SARDA JP, DETIENNE JL, LASSUS-DESSUS J, "Recommendations for Micro-fracturing Implementations and the Interpretation of Micro- and Pre-Fracturing", 1992.

18. MARTINS JP, BARTEL PA, COLLINS PJ, "Small Highly Conductive Hydraulic Fractures Near Reservoir Fluid Contacts: Application to Prudhoe Bay", SPE 24856, 1992.
19. ELBEL JL, PIGGOTT AR AND MACK MG, "Numerical Modeling of Multilayer Fracture Treatments", SPE 23982, 1991.
20. MEYER, B.R., MEYER AND ASSOCS. INC., "Design Formulae for 2-D and 3-D Vertical Hydraulic Fractures", SPE 15240, 1986
21. CLEARY, MICHAEL P, Simtech Consulting Services Ltd, Massachusetts Inst. of Technology, "Three-Dimensional Simulation of Hydraulic Fracturing", AIME, 1984.
22. Advanced Stimulation Technology Description, "Real Data (Net Pressure) Fracture Analysis".
23. CIPOLLA C. L. & WRIGHT C. A, "Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? and How?", SPE 59735, Pinnacle Technologies, 2000.
24. CIPOLLA C. L. & WRIGHT C. A, "Hydraulic Fracture Diagnostics", SPE 64434, Pinnacle Technologies, 2000.
25. WRIGHT, C. A.: "Tiltmeter Fracture Mapping: From the Surface and Now Downhole", 1998.
26. WRIGHT, C.A., DAVIS, E.J., MINNER, W.A., WARD, J.F., WEIJERS, L., SCHELL, E.J. AND HUNTER, S.P.: "Surface Tiltmeter Fracture Mapping Reaches New Depths – 10,000 Feet and Beyond", SPE 39919, 1998.
27. PINNACLE, "Surface Tilt Fracture Mapping", 2007.
28. WARPINSKI, N.R., STEINFORT, T.D., BRANAGAN, P.T. AND WILMER, R.H.: "Apparatus and Method for Monitoring Underground Fracturing", Patent 5,934,373, 1999.
29. OKADA, Y.: "Internal Deformation Due to Shear and Tensile Faults in a Half-Space", 1992.
30. GREEN, A. E., AND I. N. SNEDDON: "The distribution of stress in the neighbourhood of a flat elliptic crack in an elastic solid", 1950.

31. ALBRIGHT, J.N. AND PEARSON, C.F., "Acoustic Emissions as a Tool for Hydraulic Fracture Location: Experience at the Fenton Hill Hot Dy Rock Sites," 1982.
32. BROWN E, THOMAS R Y MILNE A: "The Challenge of Completing and Stimulating Horizontal Wells," Oilfield Review, 1990.
33. ANDERSON J. A, PEARSON C. M, "Determination of Fracture Height by Spectral Gamma Log", SPE 15430, 1986.
34. BARREE R.D, FISHER M.K, WOODROOF R.A., SPE, "A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies", SPE 77442, 2002.
35. Well Logging Principles and Applications: Borehole Image Analysis, 2008.
36. GEERTSMA, J. AND HAAFKENS, R., "A comparison of theories for predicting width and extent of vertical and hydraulically induced fractures", Trans. ASME, 101, 8-19. 1979.
37. WARPINSKI, N.R., MOSCHOVIDIS, Z.A., PARKER, C.D. AND ABOUSAYED, I.S., "Comparison study of hydraulic fracturing models, Test case: GRI Staged Field. Experiment No. 3," SPE Production and Facilities, 1994.
38. RAMEY, H. J., JR. "Wellbore Heat Transmission", *Jour. Pet. Tech.* (April, 1962) 427.