

ANÁLISIS DETALLADO DE LAS VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA EN LA
GEOMETRÍA DE FRACTURA PARA TRABAJOS REALIZADOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

OSCAR DARÍO ORDOÑEZ JAIMES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2010

ANÁLISIS DETALLADO DE LAS VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA EN LA
GEOMETRÍA DE FRACTURA PARA TRABAJOS REALIZADOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

OSCAR DARÍO ORDOÑEZ JAIMES

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero
químico

Director

Magister Crisóstomo Barajas Ferreira

Codirector

Ingeniero José Carlos Cárdenas Montes

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2010

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de lograr este triunfo y por ayudarme a conseguir lo que me propongo.

A mi mamita Esther quien en toda mi carrera siempre estuvo a mi lado dándome apoyo incondicional y mostrándome que la perseverancia es un factor primordial para el éxito. GRACIAS MAMITA, sin ti este triunfo no se hubiera llevado a cabo.

A mi novia Arelis quien con su apoyo en los momentos difíciles y buenos de mi vida me ayudo a crecer como profesional y como persona, siempre estuvo a mi lado dándome felicidad y enseñándome que en la vida no existen limitaciones y que la vida tiene un mejor sentido si estas al lado de la persona correcta, "WIN - WIN".

A mi hermano Willer, gracias Burris por estar ahí compartiendo conmigo a través de los años y de las dificultades.

A Diego Fernando Jaimes Muñoz, lo logre amigo.

A mi primo Edgar Jaimes y familia (Isabelita, doña Fanny, William, Edgar hijo, Gabriela) que siempre creyeron en mí, siempre tuvieron fe que este logro se podía llevar a cabo y me enseñó el valor de la unidad como familia, gracias primo por la confianza que me brindo y por ser como un verdadero hermano para mí.

A Don Álvaro Soto por que en el comienzo de mi carrera me brindo su apoyo y siempre creyó en mí.

A todos aquellos que creyeron y no en mi.

GRACIAS

EL AUTOR EXPRESA SU AGRADECIMIENTO A:

Al Grupo de Investigación en Campos Maduros Convenio UIS-ICP, por su apoyo en el desarrollo de este proyecto, por el conocimiento adquirido, la formación que se me dio y la inducción aprendida hacia la industria que me servirán para ser un mejor profesional

A la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander y a su cuerpo de profesores y profesoras por mi formación profesional.

Al Ingeniero Rubén Hernán Castro García porque siempre confió en mí a pesar de los problemas y de los obstáculos de la vida.

Al ingeniero José Carlos Cárdenas Montes, por la colaboración que me brindo en un momento difícil, gracias José.

Al ingeniero Juan Carlos Días Alvares, por su gran colaboración.

Al MSc. Crisóstomo Barajas por compartir su conocimiento y darme la oportunidad de ser mi director de proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. Marco teórico	2
1.1 Razones para fracturar.	2
1.1.1 El momento de fracturar.	3
2 Propiedades de las rocas influyentes en la forma de la fractura.	3
2.1 Orientación y forma de la fractura.	4
3 Modelos para la fractura hidráulica.	5
3.1 Modelos en dos dimensiones.	6
3.1.1 Geometría de Perkins y Kern (PKN).	8
3.1.2 Modelo de Kristianovic (KGD).	11
3.2.2 Ecuación de área de Carter.	13
3.2.3 Modificación de la ecuación del área de Carter	15
4 RESULTADOS Y ANÁLISIS.	17
4.1 Aplicacion de diseño factorial para modelo PKN en fracturas horizontales (flujo laminar).	20
4.2 Aplicacion de diseño factorial para para modelo PKN en fracturas verticales (flujo laminar).	21
4.3 Aplicacion de diseño factorial para modelo PKN en fracturas verticales (fluidos no newtonianos en regimen laminar).	22
4.3.1 Fluidos viscolasticos	23
4.3.2 Fluidos polimericos	24

4.3.3	Fluidos base aceite	26
4.4	Aplicacion de diseño factorial para la ecuación de área de Carter en fracturas de tipo vertical.	27
4.5	Aplicación de diseño factorial para modelo KGD en fracturas de tipo vertical.	28
5	CONCLUSIONES.	31
6	RECOMENDACIONES.	32
	BIBLIOGRAFÍA	33

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1	Diferencias entre los modelos en (PKN) y (KGD). 16
Tabla 2	Valores de permeabilidad. 17
Tabla 3	Efecto de las variables en la ecuación 2. 20
Tabla 4	Efecto de las variables en la ecuación 3. 22
Tabla 5	Parámetros reológicos para fluidos viscoelástico. 23
Tabla 6	Efecto de las variables en la ecuación 4. 23
Tabla 7	Parámetros reológicos con fluidos poliméricos. 24
Tabla 8	Efecto de las variables en la ecuación 4 para fluidos poliméricos. 25
Tabla 9	Parámetros reológicos para fluidos base aceite. 26
Tabla 10	Efecto de las variables en la ecuación 4 para fluidos base aceite. 26
Tabla 11	Efecto de las variables en la ecuacion numero 14 (ecuacion de area de Carter). 28
Tabla 12	Efecto de las variables en la ecuacion (6),(7),(8) modelo KGD 29
Tabla C1	Comportamiento de la arena con respecto a la bauxita. 62
Tabla E1	Datos promedio de Cupiagua. 76

Tabla E2	Datos promedio de Cusiana.	79
Tabla E3	Valores típicos de índice de consistencia y comportamiento n' y K' .	80
Tabla E4	Valores típicos de índice de consistencia y comportamiento n' y K' para viscoelásticos, XI, y fluidos base aceite.	80
Tabla F1	Aplicación de diseño factorial en la ecuación 2 para modelo PKN.	81
Tabla F2	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 3 del modelo PKN.	82
Tabla F3	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 4 para fluidos viscoelásticos en el modelo PKN.	83
Tabla F4	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 4 para fluidos poliméricos en el modelo PKN.	83
Tabla F5	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 4 para fluidos base aceite en el modelo PKN.	84
Tabla F6	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 14 para ecuación modificada de Carter.	85
Tabla F7	Aplicación de diseño factorial a la ecuación 14. para ecuación modificada de Carter .	86
Tabla F8	Aplicación de diseño factorial a la ecuación del modelo KGD	87

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1	Orientación de fractura hidráulica.	4
Figura 2	Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.	7
Figura 3	Geometría (PKN).	9
Figura 4	Geometría de fractura (KGD).	11
Figura 5	Hipótesis de Carter	14
Figura A1	Flujo radial	44
Figura A2a-b	Líneas de flujo lineal y bilineal.	44
Figura A3	Perdidas de flujo hacia la formación.	45
Figura B1	Deformación elástica en un cubo.	48
Figura B2	Tensión compresional.	49
Figura B3	Tensión versus deformación.	50
Figura B4	Deformaciones transversales.	51
Figura B5	Diagrama de esfuerzo vs deformación.	52
Figura B6	Presión litostática.	53
Figura B7	Concepto de tensión efectiva neta.	56
Figura B8	Concepto de tensión horizontal efectiva.	57
Figura C1	Función del apuntalante.	59
Figura C2	Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina.	61
Figura C3	Comportamiento de la arena respecto a la bauxita.	62
Figura C4	Distribución del material de soporte dentro de la fractura.	63
Figura D1	Formas de fractura hidráulica.	64
Figura D2	Geometría (PKN).	67
Figura D3	Geometría tipo Kristianovic.	67
Figura D4	Representación del área de Carter.	69
Figura D5	Eficiencia de la fractura con respecto a la longitud de la	69

	misma.	
Figura D6	Crecimiento de ancho de fractura con el volumen.	71
Figura D7	Crecimiento de longitud de fractura con respecto al volumen.	71
Figura D8	Modelo de Geertsma y de Klerk.	72
Figura D9	Fractura confinada.	73
Figura E1	Histograma de presión máxima para Cupiagua.	74
Figura E2	Intervalos de longitud de fractura para Cupiagua.	74
Figura E3	Intervalos de ancho de fractura para Cupiagua.	75
Figura E4	Gradiente de fractura para Cupiagua.	75
Figura E5	Intervalos de conductividad promedio para Cupiagua.	76
Figura E6	Intervalos de presión máxima de fractura para Cusiana.	77
Figura E7	Intervalos de longitud de fractura para Cusiana.	77
Figura E8	Intervalos de ancho de fractura para Cusiana.	78
Figura E9	Intervalos de gradiente de fractura para Cusiana.	78
Figura E10	Intervalos de conductividad de fractura para Cusiana.	79

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A	
A.1 Razones para fracturar	38
A.2 Incremento del régimen de producción	38
A.3 Mejor uso de la energía del reservorio	39
A.4 Pozos fracturables	40
A.5 Tiempo de rendimiento económico	41
A.6 Estudio de las condiciones de pozo	41
A.7 Coeficientes de filtrado	45
ANEXO B	
B.1 Materiales elásticos y plásticos.	48
B.2 Deformación elástica.	48
B.3 Deformaciones transversales.	51
B.4 Propiedades de las areniscas.	52
B.5 Propiedades de las rocas influyentes en la forma de fractura.	54
B. 6 Tensiones en el subsuelo.	55
B 6.1 Tensión efectiva neta.	56
B 6.2 Tensión horizontal efectiva neta.	57
ANEXO C	
C.1 Agente de sostén, propante.	59
C.2 Conductividad y permeabilidad de fractura.	63
ANEXO D	
D.1 Forma de la fractura con libre crecimiento.	64
D.2 Geometría de fractura creada.	65
D.3 Significado de la ecuación de área de Carter.	68
D.4 Otros modelos de geometría dinámica.	69

D.5	Crecimiento de la fractura en el curso de un tratamiento.	70
D.6	Factores que intervienen en la altura de la fractura.	71
ANEXO E		
E.1	Datos del yacimiento Cupiagua	74
E.2	Datos del yacimiento Cusiana.	77
E.3	Valor de parámetros reológicos para fluidos no newtonianos.	80
ANEXO F		
F.1	Aplicación de diseño factorial aplicado al modelo PKN,KGD y ecuacion de area de Carter.	81

**APÉNDICE
NOMENCLATURAS**

NOTACIÓN	SIGNIFICADO	UNIDAD USUAL
A	Área de fractura creada	pie ²
c	Coeficiente combinado de filtrado	$\frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$
C _I	Coeficiente filtrado viscosidad fluido de fractura	$\frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$
C _{II}	Coeficiente filtrado fluido del reservorio	$\frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$
C _{III}	Coeficiente filtrado revoque	$\frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$
c _p	Concentración de agente de sostén	$\frac{\text{lb}}{\text{gal}}$
D	Profundidad	pie
E	Modulo de Young	psi
E'	Modulo de Young efectivo	psi
Fe(x)	Función eficiencia de la fractura	%
h	Altura de la fractura	pie
Hb	Altura de banco	pie
K	Permeabilidad de formación	md
K'	Índice de consistencia del fluido de fractura	(Lb·seg ^{n'})/FT ²
l	Longitud (genérica)	pie
m	Pendiente de filtrado	cm ³ /√min
n'	Índice de comportamiento	adim
N _{Re}	Numero de Reynolds	adim

P	Presión	psi
Q	Caudal (genérico)	BPM
q	Caudal de producción	$\frac{\text{bbbl}}{\text{día}}$
t	Tiempo de tratamiento	Min
V	Volumen total de tratamiento	Gal
W	Ancho promedio de la fractura	Pulg
Wm	Ancho de fractura máximo	Pulg
X	Longitud de fractura	pie
x	Parámetro adimensional geometría dinámica	adim

GLOSARIO

Fluido de fractura: Fluido de aspecto gelatinoso con propiedades viscosas específicas que dependen del tiempo y las condiciones del pozo en el que es inyectado.

Formación: Conjunto de rocas con características geológicas semejantes, que contienen el crudo y/o gas de interés.

Permeabilidad: Facilidad para permitir el flujo de fluidos a través de un medio poroso interconectado o en un sistema de fracturas.

Porosidad: Propiedad de un medio que determina su capacidad de absorber líquidos o gases.

Reología: Ciencia del flujo y la deformación de la materia. Reológicamente los fluidos de fractura se comportan como no-newtonianos (no siguen un comportamiento lineal cuando se grafica el shear rate vs shear stress), pseudoplásticos (cuya viscosidad aumenta con la disminución del shear rate) y dependientes del tiempo.

Shear Rate: Velocidad relativa a la cual una placa de fluido es deslizada por otra placa, dividida por la distancia que hay entre ellas.

Shear Stress: Fuerza por unidad de área requerida para mantener un fluido en movimiento.

Tensión interfacial: Fuerza ejercida por unidad de área, en el límite de dos líquidos inmiscibles.

Viscosidad: Medida de la fricción interna de un fluido causada por el flujo como efecto de una fuerza externa. En fluidos de fractura la viscosidad es función del shear rate

RESUMEN

TITULO: "ANÁLISIS DETALLADO DE LAS VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA EN LA GEOMETRÍA DE FRACTURA PARA TRABAJOS REALIZADOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO"¹.

AUTOR: ORDOÑEZ JAIMES, Oscar Darío².

PALABRAS CLAVES: modulo de Young, presión efectiva horizontal y presión efectiva vertical, Overburden, Modelos de Geometrías de fractura, Perkins- Kern, spurt loss, permeabilidad.

Conocer el estado de esfuerzos en el yacimiento es un requisito fundamental para determinar la orientación y geometría de la fractura. En consecuencia, las propiedades elásticas y la distribución del campo de esfuerzos son fenómenos que se deben acoplar en forma directa, haciendo que la determinación de la geometría de fractura se convierta en un problema complejo y difícil de solucionar.

Generalmente, el estudio de confinamiento de fracturas hidráulicas se dirige hacia la determinación de parámetros y condiciones que limiten la altura de la fractura y controlen su dirección de propagación, todo esto repercute directamente en la cantidad de fluido recuperado junto con otros parámetros y por esto su gran importancia para la industria ya que a mayor entendimiento del comportamiento la fractura en el pozo se va a lograr una menor incertidumbre de la distribución de la misma, consiguiéndose con esto tasas de recuperación de crudo mucho mayores.

En el siguiente proyecto de grado se analizaran los modelos en dos dimensiones que predicen el comportamiento de la fractura hidráulica, de los cuales los más reconocidos y utilizados son (PKN) y (KGD), en estos modelos se aplicara un diseño factorial para ratificar la importancia de las variables más influyentes en la geometría de fractura.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química. Director MSc. Crisóstomo Barajas. Codirector: José Carlos Cárdenas Montes.

ABSTRACT

TITLE: "DETAILED ANALYSIS OF GREATER INFLUENCE VARIABLES IN THE FRACTURE'S GEOMETRY TO WORKS MADE IN HYDRAULIC FRACTURING"³.

AUTHOR: ORDOÑEZ JAIMES, oscar dario⁴

KEYWORDS: Young module, horizontal effective pressure, vertical effective pressure, overburden, models of fracture geometries Perkins- Kern, spurt loss.

The knowing of the state of efforts in the reservoir is a basic requirement to establish the fracture's orientation and geometry. Consequently, elastic properties and the distribution of the field of efforts are phenomena that should link up in a direct way, the previous, making the determination of the fracture's geometry complex and hard to solve.

The studied of hydraulic fractures is generally direct to establish parameters and the determination of some conditions, that in the fracture limit and control its height and propagation direction respectively, all of it has a direct influence in the fluid quantity recovered and some other parameters, for this, the great importance for the industry since with more understanding of fracture's behavior in the field can be achieved with less uncertainty its distribution, finding higher rates of crude recovery with that.

In the next grade project will be analyzed two models in two dimensions which predict the hydraulic fracture's behavior of which most used and recognized are (PKN) and (KGD), in these models will be applied a factorial design to ratify the importance of most influential variables in the fracture's geometry.

³ Investigation work

⁴ Physicochemical Faculty, Chemical Engineering School. Director MSc. Crisóstomo Barajas.
Codirector: José Carlos Cárdenas Montes.

INTRODUCCION

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos más utilizada en el mundo y se enfoca a resolver problemas relacionados con la baja productividad que generalmente se atribuye a daño inducido en la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento, sin embargo es muy importante nombrar aspectos que cambian drásticamente el comportamiento y resultado satisfactorio de un fracturamiento hidráulico como son la viscosidad óptima del fluido de fractura , compatibilidad del fluido fracturante con el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, las tensiones in situ , propiedades de la roca , el peso de los sedimentos denominados sobrecarga o “Overburden” , el cambio en el estado de los esfuerzos dentro de yacimiento, la variación en las propiedades geomecánicas y la pérdida de fluido, entre otros factores.

Todos estos factores son decisivos ya que aportan características fundamentales para el ancho, longitud , altura de fractura , tasa de recuperación del crudo y la distribución de la geometría de fractura, ya que experimentalmente se ha comprobado que a mayor tamaño de fractura más área de drenaje, aunque en algunos casos este tamaño es limitado por la permeabilidad del yacimiento, entonces esta serie de factores repercuten en la cantidad de crudo recuperado y por ende en la viabilidad y rentabilidad de los proyectos en los cuales se utilizan fracturamientos hidráulicos.

Como resultado de este proceso se logró reconocer los modelos más representativos en 2D que son los modelos (PKN) y (KGD), la cual miden ancho y longitud de fractura, además se utilizo un diseño de tipo factorial de las variaciones de la geometría con el cambio de las variables del pozo y del fluido de fractura empleados en el fracturamiento hidráulico.

Este proyecto de grado fue realizado por los autores en el marco del convenio UIS-ICP con el apoyo del grupo de Investigación en CAMPOS MADUROS.

1. MARCO TEÓRICO ^[1]

El fracturamiento hidráulico es el proceso de aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se producen la falla o fractura de la misma.

Después de la ruptura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del reservorio.

Este fenómeno fue observado en los primeros tratamientos de estimulación con ácido y también en pozos con inyección de agua. Hay cantidad de informes y estudios donde se analiza este tema.

Aunque inicialmente sólo fue un fenómeno notable, estos estudios introdujeron la idea de utilizarlo para estimular la producción. La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo 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.

1.1 RAZONES PARA FRACTURAR ^{[2] [3]}

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son: para incrementar su producción o incrementar su inyectividad.

Entre los factores más notables en el uso de fracturamientos hidráulicos están el incremento del régimen de producción, mejoras en la recuperación final, mejora el uso de la energía del pozo, además es importante nombrar estudios de condiciones de pozo para que se pueda generar hidrocarburos con caudales interesantes, estos temas se trataran en el anexo A.

El fracturamiento hidráulico es una herramienta utilizada para realizar una adecuada administración del yacimiento, que en estos últimos tiempos ha dado resultados satisfactorios y donde un selectivo fracturamiento optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en los yacimientos de hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas.

1.1.1 EL MOMENTO DE FRACTURAR

Para obtener los mayores beneficios de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se hace necesario conocer el momento al cual se deba fracturar.

Sí se fractura un pozo que tiene tasas de producción altas será antieconómico para la compañía operadora. Hasta tanto la producción del pozo no decline por debajo de los valores aceptables, las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión realizada.

Hay que tener en cuenta, que sí el operador espera más tiempo del necesario para fracturar después de que la producción de un pozo ha declinado, mayor será el tiempo no rentable del tratamiento.

Fracturar cuando comienza el declive de la producción de un pozo tiene mayor resultado en la producción de hidrocarburos antes de llegar al límite económico.

2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS INFLUYENTES EN LA FORMA DE LA FRACTURA

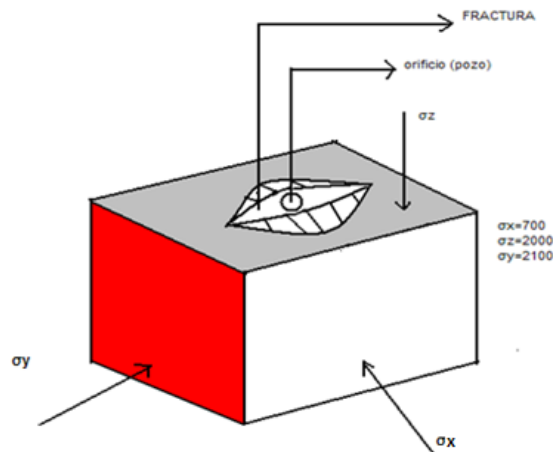
La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensión en la formación; por lo tanto, es necesario hacer un estudio y análisis de teorías de elasticidad como son: parámetros de deformación elástica, deformaciones transversales, módulos de Young y modulo de Poisson entre otras. Estas propiedades elásticas de las rocas ejercen variaciones importantes en la forma y orientación de la fractura y serán tratadas a profundidad en el **anexo B**.

2.1 ORIENTACIÓN Y FORMA DE LA FRACTURA

En innumerables experimentos de laboratorio y de campo en la cual se ha estudiado el comportamiento de la fracturas, se mencionan las condiciones más importantes de las mismas.

La fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de menor esfuerzo. Esto se ha comprobado en condiciones de pozo abierto o entubado, con perforaciones (punzados) helicoidales o alineados. (Ver la figura 1). Se puede notar que la fractura se produjo perpendicular a la dirección de la menor tensión o esfuerzo.

Figura 1 .Orientación de fractura hidráulica



Fuente: Autor

Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del hueco.

Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de Overburden.

3 MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA ^[4]

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a) Propiedades mecánicas de la roca.
- b) Propiedades del fluido fracturante.
- c) Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d) Esfuerzo de la formación.
- e) Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura. En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones (2-D) ^[5]

- Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D) ^[6]
- Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D) ^{[7] [8]}.

El esfuerzo mínimo de los tres principales esfuerzos ortogonales ^[9] de un punto en la formación productora, es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura.

Este esfuerzo mínimo se encuentra en el plano horizontal para la mayoría de los pozos petroleros (debido a la profundidad que contienen las formaciones de petróleo y gas). Una fractura se desarrolla perpendicular al mínimo esfuerzo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el mínimo esfuerzo está en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura será en el plano vertical. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

En la presente tesis se trabajara con modelos en 2 dimensiones ya que estos modelos tienen buen comportamiento frente a variaciones en las propiedades del yacimiento y por la exactitud de resultados y versatilidad en la aplicación de diseños de tipo factorial para ratificar las variables de mayor influencia en la geometría de fractura ^[10].

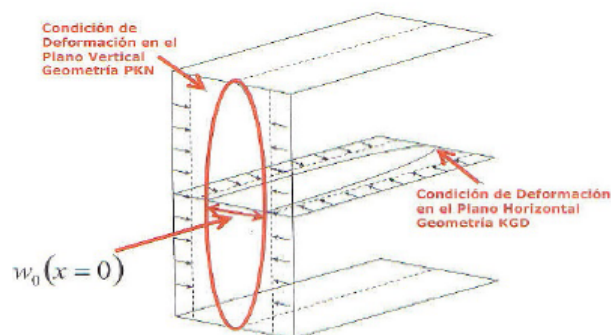
3.1 MODELOS EN DOS DIMENSIONES ^[11]

Los modelos en 2D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento desde hace muchos años. Los modelos en 2D más utilizados son los de Kristianovic y Zeltov¹² con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk²³ (1969; modelo KGD), y el modelo Perkins y Kern³¹ (1961) modificado posteriormente por Nordgren³⁰ (1972; modelo PKN). Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones,

pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturamiento. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada. Esta sería entonces la razón por la que algunos tratamientos de estimulación no dieron los resultados esperados. Los modelos en 2D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. Estos modelos y otros similares en 2D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación. Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho W , y la longitud X_f , o L de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se consideran como un paralelepípedo.

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

Figura 2. Condiciones de los planos de deformación vertical y Horizontal.



Fuente: PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

Para longitudes de fractura mucho mayor que la altura de la fractura, se tiene el modelo PKN [Perkins & Kern (1961) y Nordgren (1972)], en una apropiada aproximación, se considera que:

$$X_f \gg h_f$$

Para longitudes de fractura muchos menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo KGD [Kristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & de Klerk (1969)], que frecuentemente se conoce como el modelo KGD, donde:

$$h_f \gg X_f$$

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:

$$2X_f = h_f$$

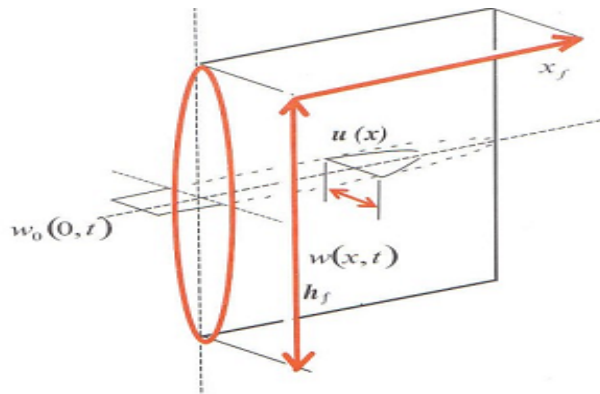
Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y longitud de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

3.1.1 GEOMETRIA DE PERKINS Y KERN (PKN) ^[12]

El modelo PKN está representado en la Figura 3. 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.

Figura 3. Geometría (PKN).



Fuente: PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

Las características más importantes de este modelo son⁵:

- 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 altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

El ancho es proporcional a la presión neta Δp (diferencia entre presión en la fractura y el esfuerzo tectónico que tiende a cerrarla), y a la altura:

$$W = \frac{2(1-\nu^2) \cdot \Delta p \cdot h}{E} \quad (1)$$

Donde h nos representa la altura de la fractura y E modulo de Young.

Las ecuaciones resultantes del análisis, modificadas para expresar el ancho promedio, W , relación de Poisson $\nu=0,15$, y unidades de campo, son:

- FRACTURAS HORIZONTALES (FLUJO LAMINAR)

$$W = 0,15 \left(\frac{Q \cdot \mu \cdot R}{E} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (2)$$

⁵ Se considera una geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.

Donde R me representa el radio de la fractura.

➤ FRACTURAS VERTICALES (FLUJO LAMINAR)

$$W=0,25\left(\frac{Q \cdot \mu \cdot L}{E}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (3)$$

➤ FRACTURAS VERTICALES (FLUIDOS NO NEWTONIANOS EN REGIMEN LAMINAR) ^[32] ⁶

$$W = 8[0,0922 (n' + 1) \left(\frac{2n'+1}{n'}\right)^{n'} (0,0935)^{n'} \frac{Q^{n'} \cdot k' \cdot L \cdot h^{(1-n')}}{E}]^{\frac{1}{(2n'+2)}} \quad (4)$$

Donde n' y K' son propiedades reológicas del fluido de fractura y L nos representa la longitud de la fractura o Xf.

Nuevamente, el comportamiento más complejo exige un parámetro más que los newtonianos: el índice de consistencia, K' y el índice de comportamiento, n'. Los fluidos dilatantes tienen n' > 1, mientras que para los pseudoplásticos es n' < 1. Los newtonianos podrían considerarse un caso particular con n' = 1 y asimilando el índice de consistencia a la viscosidad.

Nuevamente se tiene una relación entre ancho y longitud (o radio) de fractura. En este caso con el ancho como variable dependiente de la longitud. Las condiciones operativas que causan una elevada caída de fricción a lo largo de la fractura, esto es caudal de inyección elevado y fluidos viscosos, producirán grietas relativamente anchas, y a la recíproca.

Perkins y Kern²⁷ desarrollaron las siguientes hipótesis simplificadoras para derivar tales ecuaciones:

- La geometría de secciones transversales de la fractura es esencialmente elíptica.

⁶ Esta ecuación está en unidades de campo

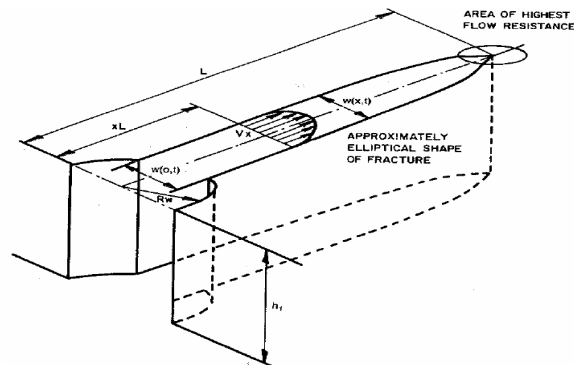
Esto significa que en el caso de fracturas verticales no hay deslizamiento entre el estrato productivo y los estratos superior e inferior que limitan el desarrollo vertical de la fractura.

- La formación es homogénea e isotrópica. Esta hipótesis es muy común en diversos modelos e implica una severa limitación puesto que las formaciones reales distan de satisfacerlas. Posiblemente las areniscas constituyen el tipo más aproximado. En otra clase de formaciones (calcáreos fisurados naturalmente, por ejemplo) la aplicación de estos modelos es cuestionables.
- El filtrado tiene poco efecto en el ancho, en consecuencia no se tiene en cuenta la pérdida de fluido.

3.1.2 EI MODELO DE KRISTIANOVIC (KGD) ^[13] ^[14]

El primer modelo de fracturamiento hidráulico elaborado por Kristianovic y Zheltov (1955), plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura de la fractura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares y puede haber deslizamiento entre los estratos de los planos horizontales que la confinan. De esta manera, la sección transversal de la fractura es rectangular y se conserva la forma elíptica para la variación del ancho según la longitud. Véase figura 4.

Figura 4. Geometría de la fractura según Kristianovic -Zheltov-Geertsma-de Klerk (KGD) ¹²



Fuente: Kristianovic -Zheltov-Geertsma-de Klerk (KGD) ²²

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.

Con esta hipótesis, la teoría de elasticidad establece para el ancho una relación similar a la usada por Perkins y Kern, pero con la longitud de fractura sustituyendo a la altura.

$$W = \frac{4(1-\nu^2) \cdot \Delta p \cdot L}{E} \quad (5)$$

Geertsman y de Klerk desarrollaron expresiones para el balance de masa y la deformación de la roca utilizando esta hipótesis, otras suposiciones simplificadoras necesarias son en parte coincidentes con las restantes de Carter y de Perkins y Kern:

- La formación es homogénea e isotrópica
- La velocidad de filtrado es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.
- El volumen de "spurt loss" V_{sp} se pierde instantáneamente a medida que crece el área de la fractura.
- El fluido de fractura es newtoniano.
- El régimen de flujo es laminar

Para fracturas cortas donde $2 \cdot x_f < h_f$, la geometría de KGD es la más apropiada y para fracturas largas donde $2 \cdot x_f > h_f$, la geometría recomendada es la de PKN.

Las expresiones resultantes, modificadas para incluir parámetros y unidades usuales (unidades de campo) y la función eficiencia de fractura, correspondientes a fracturas verticales, son:

Balance de masa:

$$L=1,462 \cdot 10^{-4} \frac{Q}{c^2 \cdot h} \left(W_m + \frac{V_{sp}}{22,742} \right) \cdot \alpha L^2 \cdot Fe(X) \quad (6)$$

Donde:

$$\alpha L = 8,357 \cdot \left[\frac{C \cdot \sqrt{V}}{W_m + \frac{V_{sp}}{22,742}} \right] \quad (7)$$

Deformación de la roca o ancho máximo de fractura:

$$W_m = 0,35 \left[\frac{(1-\nu^2) \cdot \mu \cdot Q \cdot L^2}{E \cdot h} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (8)$$

Donde C representa el coeficiente de filtrado y $Fe(X)^7$ la eficiencia de la fractura y V el volumen de fractura, su descripción se pueden describir en el anexo A.

3.2.2 ECUACION DEL AREA DE CARTER

Una de las primeras propuestas para resolver el balance de masa en la fractura, que aun hoy se utiliza con frecuencia es la ecuación de área de Carter. La idea básica es que el volumen de la fractura resultante es igual al total inyectado menos la perdida por filtrado a la formación.

La aplicación de este concepto exige establecer algunas hipótesis. Algunas de ellas son:

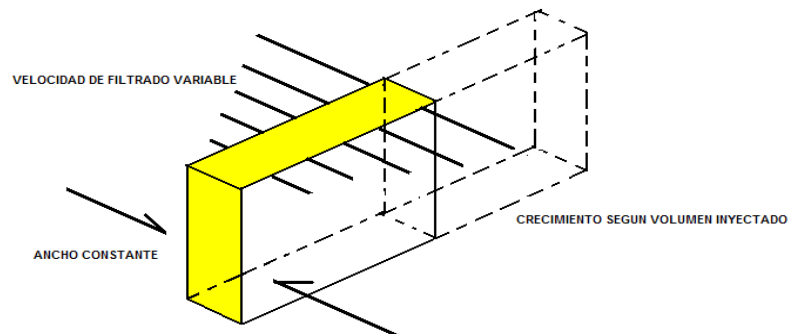
1. La fractura tiene ancho constante, o sea que su crecimiento en volumen se traduce en la expansión del área. la figura 5 muestra el caso de una fractura vertical.
2. El filtrado se produce perpendicularmente a las caras de la fractura, y su velocidad es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.

$$(v_f = \frac{c}{\sqrt{t}}) \quad (9)$$

⁷ La eficiencia de la fractura se describe según el modelo del área de Carter.

3. El tiempo en un determinado punto se cuenta a partir del instante en que la fractura alcanza a ese punto. En otras palabras, en todo momento la velocidad de filtrado es tanto mayor cuanto más cerca de la punta de la fractura sea considerada.
4. La presión dentro de la fractura es constante en toda su extensión
5. El caudal es constante durante toda la operación.

Figura 5. Hipótesis de Carter.



Fuente: ROSERO BOLAÑOS, Francisco David. Tomado y modificado de Fracturamiento hidráulico en los campos Gustavo Galindo Velasco.1999.

Resolviendo el balance de masa con estas hipótesis, se llega a una expresión que vincula el área de fractura creada A , con el ancho W , el caudal Q , el coeficiente de filtrado C y el tiempo total t :

$$A = \frac{Q \cdot W}{4\pi \cdot C^2} \left[e^{X^2} \cdot \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (10)$$

Donde:

$$X = \frac{2C\sqrt{\pi \cdot t}}{W} \quad (11)$$

Siendo X un parámetro adimensional de geometría dinámica.

Y la función error complementaria es:

$$\operatorname{erfc}(X) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^X e^{-X^2} \cdot dx \quad (12)$$

Para fracturas horizontales, el área depende del radio de la fractura $R(A=\pi R^2)$ y en caso de fracturas verticales, de la altura h y longitud L creadas ($A=2hL$).

3.2.3 MODIFICACIÓN DE LA ECUACIÓN DEL ÁREA DE CARTER ^{[15] [16]}

Para simplificar el proceso de cálculo, se ha propuesto el uso de la función eficiencia de la fractura F_e , definida como:

$$F_e(X) = \frac{1}{X^2} \left[e^{X^2} \cdot \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (13)$$

Para tener en cuenta el "spurt loss" V_{sp} , se le incluye como "corrección" del ancho ($W=W_{promedio}+V_{sp}$).

Introduciendo unidades usuales, y el volumen total inyectado, la ecuación de Carter queda finalmente:

$$A = \frac{0,01604 \cdot F_e(X) \cdot V}{W + \frac{V_{sp}}{28,97}} \quad (14)$$

Donde X:

$$X = \frac{6,56 \cdot C \cdot \sqrt{V}}{W + \frac{V_{sp}}{28,97}} \quad (15)$$

A: área de fractura (pie^2)

V: volumen (galones)

$F_e(x)$: eficiencia (%)

W: ancho (pulgadas)

C: coeficiente de filtrado ($\frac{ft}{\sqrt{\text{min}}}$)

V_{sp} : cm^3 celda estándar.

Con base en esto se puede denotar las diferencias mas notables de los modelos PKN Y KGD a continuacion en la tabla 1:

Tabla numero 1. Diferencias entre los modelos en 2D (PKN) y (KGD).

PKN	KGD
Altura fija y flujo en una dirección	Ancho no varía con la altura
Sin esfuerzo en plano vertical	Altura fija y flujo en una dirección
Ancho varia con la altura	Sin esfuerzos en el plano horizontal
Fracturas largas y finas	Fracturas cortas y anchas
Presión neta aumenta con el tiempo	Presión neta decrece con el tiempo

Fuente: Autor

Como se puede ver los factores más influyentes que determinan la fractura creada son:

- RESERVORIO
 - ✚ Altura de la fractura
 - ✚ Propiedades del fluido
 - ✚ Permeabilidad y porosidad
- FLUIDO DE FRACTURA
 - ✚ Coeficiente de filtrado y spurt – loss
 - ✚ Propiedades reológicas
 - ✚ Densidad
- TRATAMIENTO
 - ✚ Volumen total
 - ✚ Caudal de inyección.

4 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para el planteamiento del diseño de tipo factorial, se utilizaron los siguientes valores:

Valores comunes para módulos de Young E.

- Puede variar desde 10×10^7 psi en arenisca y hasta 2×10^5 psi, en diatomitas.

Valores comunes para módulo de Poisson ν .

- Areniscas y calizas: 0,15-0,27
- Arenas poco consolidadas: 0,28-0,45

Para valores de permeabilidad de yacimientos se trabajan en el rango de los siguientes valores para pozos de baja, moderada y alta permeabilidad.

Tabla numero 2. Valores de permeabilidad.

PERMEABILIDAD	GAS	OÍL
Baja	$K < 0,5$ md	$K < 5$ md
moderada	$0,5 < K < 5$ md	$5 < K < 50$ md
alta	$K > 5$ md	$K > 50$ md

Fuente: DORADO Y MERCADO. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander, escuela de ingeniería de petróleos.

Para el tratamiento de datos, se utilizó información de longitud de fractura y ancho de fractura de los campos Cupiagua y Cusiana⁸.

⁸ Tomado de evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. José Carlos Cárdenas Montes.

Para iniciar con el análisis, se hace necesario trabajar con una serie de histogramas que se presentan en [34], ver anexo E. Para la determinación de datos de viscosidad óptimos, diversas investigaciones se han llevado a cabo con el fin de desarrollar una relación entre las velocidades de sedimentación de los propantes y la viscosidad del fluido.

Para datos de viscosidad, se han hecho diversos estudios sobre las velocidades de sedimentación de los propantes en función de la viscosidad del fluido. A raíz de esto surgió un patrón clave sobre la viscosidad del mismo.

La viscosidad mínima del fluido para asegurar el transporte adecuado del propante es de aproximadamente 100 cp a una tasa de corte o gradiente de velocidad (shear rate) de 100 s⁻¹. hasta alcanzar los 250 cp debido a que a viscosidades mayores se pueden presentar inconvenientes operacionales.

- Radio de drenaje⁹:

Los radios de drenaje utilizados óptimamente económicos se encuentran en el intervalo de **100 a 200 pies**.

- Coeficiente de filtrado¹⁰:

Los valores de C (coeficiente de filtrado) óptimos en la cual no se afectan de manera notoria la tasa de recuperación del crudo se ubica en el intervalo de

0,10000 a 1,5 ($\frac{\text{ft}}{\text{min}^2}$)

- Caudal de inyección¹¹:

El volumen de inyección o "Q" tiene un intervalo de valores de **5 bpm** hasta los **100 bpm**.

⁹ Diseño de fracturamiento hidráulico vertical por computador.1984

¹⁰ Diseño de fracturamiento hidráulico vertical por computador.1984

¹¹ Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico.

- Índice de consistencia n' e índice de comportamiento K' : Para valores de $n' = 1$, como el caso del agua el valor de K' toma valores aproximados a 0,00002, sin embargo poseen limitaciones este tipo de fluidos en capacidad de transporte del propano y alta presión de fricción. Para valores de índice de consistencia, $n' < 1$ como es el caso de los Pseudoplásticos se puede obtener valores de índice de comportamiento K' que se describen en el anexo E.
- Para valores de Spurt loss según [12],[13],[24] se recomiendan valores entre **0.100-0,0040** [$\frac{\text{galones}}{\sqrt{\text{min}}}$], ya que en la práctica valores más altos a este intervalo repercuten notablemente en la viabilidad económica del yacimiento.
- Los tiempos de bombeo¹² en un fracturamiento hidráulico, por lo general se trabajan en un intervalo de 20 a 150 minutos, esto incluye la inyección del propano y la inyección del apuntalante.
- Volumen de fractura¹³; Los volúmenes de fractura en los cuales se pueden generar simulaciones por computador de forma cercana a la realidad se encuentran en el intervalo de **250 a 1300 ft³**.
- Altura de fracturas hidráulicas:

La altura de la fractura hidráulica puede variar considerablemente, sin embargo se opta por trabajar en el caso de fracturas verticales en el intervalo de **15 a 50 pies**,

¹² Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico.2006

¹³ Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico.2006

mientras que para fracturas horizontales se decidió trabajar para la implementación del diseño factorial un intervalo de trabajo de **1 a 10 pies**.

4.1 APLICACION DEL DISEÑO FACTORIAL AL MODELO PKN PARA FRACTURAS HORIZONTALES .

En la tabla F1 se presenta la matriz de diseño la cual hace referencia a las variables de la ecuación 2 : caudal, viscosidad, radio de fractura, modulo de Young , obtenida mediante la aplicación de un diseño factorial 2^4 .

Por medio de este se determino el comportamiento que presenta el ancho de fractura frente a variaciones de los parametros anteriormente establecidos.

De lo anterior se obtuvo la tabla numero 3.

Tabla numero 3. Efecto de las variables en la ecuacion numero 2 (fracturas horizontales en flujo laminar).

VARIABLE	Caudal	Viscosidad	Radio	Modulo de Young
	0,1182363	0,027304939	0,025234734	-0,066178798
	0,148674276	0,057742915	0,053364965	-0,083215433
	0,140607449	0,032471227	0,042439594	-0,078700297
	0,176804507	0,068668285	0,020068445	-0,098960385
	0,04446398	0,010268304	0,009489782	-0,139951118
	0,055910494	0,021714818	0,007546946	-0,175979215
	0,066489158	0,01221114	0,015959847	-0,166430866
	0,052876881	0,025823417	0,020068445	-0,209275734
	0,804063045	0,256205044	0,194172757	-1,018691846

EFFECTO PRINCIPAL	0,100507881	0,032025631	0,024271595	-0,127336481
--------------------------	-------------	-------------	-------------	--------------

Fuente : Autor .

De la anterior tabla se puede observar que el parametro que mayor efecto ejerce sobre el ancho de fractura es el modulo de Young , los valores de modulo de Young negativo indican que la fractura reduce su ancho en 0,12 unidades al pasar de modulos de Young bajos a altos en el intervalo establecido.

Como se puede apreciar la segunda variable de importancia en al ecuacion 2 del modelo PKN es el caudal. Este parametro ejerce un aumento en el ancho de fractura de 0,10 unidades cuando el fluido inyectado cambia de un caudal de 5 a 100 bpm.

4.2 APLICACION DEL DISEÑO FACTORIAL AL MODELO PKN PARA FRACTURAS VERTICALES.

Para la inclusion en la ecuacion 3 de los datos de longitud de fractura se decidio trabajar con longitudes de los campos cusiana y cupiagua ,la cual se muestran en el anexo E.

En la tabla F2 se realizaron cambios en caudal , viscosidad, longitud de fractura y modulo de young , esto con el fin de observar el comportamiento del ancho de fractura al realizar cambios en estas variables.

Con base en esto se obtuvo la tabla numero 4:

Tabla numero 4. Efectos de las variables en la ecuacion numero 3 (fracturas verticales en flujo laminar).

VARIABLE	Caudal	Viscosidad	Longitud	Modulo de Young
	0,202542249	0,046774161	0,022177514	-0,113366222
	0,254683395	0,098915307	0,027886747	-0,23974037
	0,227264467	0,052483394	0,046899731	-0,142550477
	0,285769938	0,110988865	0,05897329	-0,301457556
	0,076168101	0,017589905	0,008340083	-0,127203653
	0,095776316	0,037198121	0,010487099	-0,269002974
	0,085465146	0,019736921	0,017637127	-0,159950125
	0,107466731	0,041738507	0,022177514	-0,338253332
	1,335136345	0,42542518	0,214579103	-1,691524709
EFFECTO PRINCIPAL	0,166892043	0,053178148	0,026822388	-0,211440589

Fuente : Autor.

De lo anterior se puede observar que para fracturas de tipo vertical utilizando el modelo PKN , el modulo de Young repercute de manera mas intensa en la geometria de fractura,generando de esta forma una disminucion en el ancho de fractura de 0,21 unidades cuando el modulo de Young de la formacion cambia en magnitud de 2×10^5 a 1×10^7 psi .La segunda variable mas importante sigue siendo el caudal.

4.3 APLICACION DE DISEÑO FACTORIAL AL MODELO PKN PARA FRACTURAS VERTICALES (FLUIDOS NO NEWTONIANOS).

4.3.1 Fluidos viscoelásticos

Para la aplicación de este modelo se procedio a trabajar con parametros reologicos K' (indice de consistencia) y n' (indice de comportamiento) empleados en fluidos viscoelásticos que se muestran en la tabla numero 5:

Tabla numero 5. Parametros reologicos para fluidos viscoelasticos (fluidos no newtonianos en regimen laminar).

n'	0,3
K'	0,7

Fuente : Autor .

Para la la variacion de los parametros en la ecuacion (4), se realizaron cambios en el caudal, indice de consistencia , indice de comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y modulo de Young, la tabla que describe estos cambios esta en el anexo F3 .

Con base en esto se obtuvo la tabla numero 6:

Tabla numero 6. Efecto de las variables en la ecuacion numero 4 (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).

VARIABLE	Caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	2,46391E-06	2,13743E-06	7,0616E-07	-4,17165E-07
	1,50854E-05	5,75477E-06	4,87604E-06	-2,88053E-06
	6,6338E-06	1,47589E-05	4,3235E-06	-2,55412E-06
	4,06158E-05	3,97367E-05	2,98538E-05	-1,76362E-05
	5,48075E-10	4,75451E-10	1,57079E-10	-1,12317E-06
	3,35562E-09	1,2801E-09	1,08463E-09	-7,75549E-06
	1,47563E-09	3,28299E-09	9,61724E-10	-6,87666E-06
	9,0346E-09	8,83907E-09	6,64071E-09	-4,74834E-05
	6,48133E-05	6,24018E-05	3,97684E-05	-8,67267E-05

Efecto principal	8,10167E-06	7,80022E-06	4,97105E-06	-1,08408E-05
-------------------------	-------------	-------------	-------------	--------------

Fuente : Autor.

De la anterior tabla se puede observar que como en los casos anteriores el modulo de Young repercute de manera mas intensa en el ancho de fractura, seguido del caudal y la altura de fractura.

En este caso en la aplicación de un fluido viscoelastico, la altura de fractura y el caudal presentan un efecto similar en magnitud sobre el ancho de fractura. Ademas se observa que la variacion del intervalo de longitud de fractura establecida, genera el menor efecto sobre el ancho de fractura.

4.3.2 Fluidos polimericos

Para la aplicación de este modelo se procedio a trabajar con parametros reologicos K' (indice de consistencia) y n' (indice de comportamiento) empleados en fluidos polimericos que se muestran a continuacion en la tabla numero 7:

Tabla numero 7. Parametros reologicos para fluidos polimericos (fluidos no newtonianos en regimen laminar).

n'	0,65
K'	0,03

Fuente : Autor.

Para la la variacion de los parametros en la ecuacion 4 con fluidos polimericos, se realizaron cambios en el caudal, indice de consistencia , indice de

comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y modulo de Young, la tabla que describe estos cambios esta en el anexo F ver tabla 4 .Con base en esto se obtuvo la tabla numero 8:

Tabla numero 8 . Efecto de las variables en la ecuacion numero 4 para fluidos polimericos (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).

VARIABLE	Efecto caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	1,3990E-09	2,5436E-11	2,9330E-11	-1,5287E-11
	3,7267E-09	2,3531E-09	2,7133E-09	-1,4142E-09
	4,0830E-09	7,4234E-11	7,8128E-11	-4,0720E-11
	1,0876E-08	6,8673E-09	7,2275E-09	-3,7670E-09
	1,5694E-13	2,8533E-15	3,2901E-15	-4,4614E-11
	4,1804E-13	2,6396E-13	3,0436E-13	-4,1271E-09
	4,5801E-13	8,3272E-15	8,7639E-15	-1,1884E-10
	1,2200E-12	7,7033E-13	8,1074E-13	-1,0994E-08
	2,0087E-08	9,3211E-09	1,0049E-08	-2,0521E-08
Efecto principal	2,5109E-09	1,1651E-09	1,2562E-09	-2,5652E-09

Fuente : autor .

De la anterior tabla se puede observar que el modulo de Young repercute en el ancho de fractura para fluidos polimericos, sin embargo los valores de caudal repercuten de forma notable, tanta asi que en este caso el caudal esta muy cercano al valor del modulo de Young.

4.3.3 Fluidos base aceite

Para la aplicación de este modelo se procedio a trabajar con parametros reologicos K' (indice de consistencia) y n' (indice de comportamiento) empleados en fluidos base aceite que se muestran en la tabla numero 9:

Tabla numero 9. Parametros reologicos para fluidos base aceite (fluidos no newtonianos en regimen laminar).

n'	0,8
K'	0,05

Fuente : Autor.

Para la la variacion de los parametros en la ecuacion 4 con fluidos base aceite se realizaron cambios en el caudal, indice de consistencia , indice de comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y modulo de Young, la tabla que describe estos cambios se presentan en el anexo F5.

Con base en esto se obtuvo la tabla numero 10:

Tabla número 10. Efecto de las variables en la ecuación número 4 para fluidos base aceite (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).

VARIABLE	Caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	5,48887E-09	1,65372E-11	3,53555E-11	-1,74925E-11
	1,06775E-08	5,20522E-09	1,11284E-08	-5,5059E-09
	1,65819E-08	4,9959E-11	6,87773E-11	-3,40282E-11
	3,2257E-08	1,5725E-08	2,16482E-08	-1,07107E-08
	4,5915E-13	1,38335E-15	2,95752E-15	-5,28449E-11
	8,93189E-13	4,35422E-13	9,30906E-13	-1,66334E-08

	1,3871E-12	4,17913E-15	5,7533E-15	-1,028E-10
	2,69834E-12	1,31542E-12	1,8109E-12	-3,23571E-08
	6,50108E-08	2,09985E-08	3,28836E-08	-6,54143E-08
Efecto principal	8,12635E-09	2,62481E-09	4,11045E-09	-8,17678E-09

Fuente : Autor .

De la anterior se puede observar que la variación de los límites de los intervalos establecidos para las variables: caudal y módulo de Young generan un efecto similar sobre el ancho de fractura, sin embargo estas magnitudes son muy pequeñas y de efecto contrario sobre la variable de estudio.

4.4 APLICACION DE DISEÑO FACTORIAL PARA LA ECUACION DE AREA DE CARTER EN FRACTURAS DE TIPO VERTICAL.

Para la aplicación de un diseño factorial en la ecuación modificada de Carter se procedió a trabajar con las ecuaciones (13), (14), y (15). En estas ecuaciones se implementó un diseño factorial 2^4 , los valores de V_{sp} , volumen, ancho de fractura, coeficiente de filtrado, caudal son los establecidos inicialmente en el trabajo.

Para la variación de los parámetros en la ecuación 14 de área de Carter, se realizaron cambios en el caudal, altura de fractura, ancho de fractura y coeficiente de filtrado. La tabla que describe estos cambios está en el anexo F6 y F7. Los datos de longitud de fractura fueron encontrados despejando de $(A=2hL)$. Con base en esto se obtuvo la tabla número 11:

Tabla número 11. Efecto de las variables en la ecuación número 14 (ecuación de área de Carter)

VARIABLE	Caudal	Altura de fractura	Ancho de fractura	Coefficiente de filtrado
	32,5193794	-37,59173684	-9,755185927	-47,28615431
	9,755813819	-60,35530242	-23,12235702	-61,94505652
	19,15220831	-30,76310669	-2,926555778	-14,18584629
	5,745662492	-44,16965251	-6,936707105	-18,58351696
	17,86047718	-4,491428828	-0,153129862	-37,68409824
	5,358143154	-16,99376285	-2,060502529	-40,88320204
	15,95310451	-4,384237925	-0,045938959	-11,30522947
	4,785931354	-15,55141108	-0,618150759	-12,26496061
	111,1307202	-214,3006392	-45,61852793	-244,1380644
Efecto principal	13,89134003	-26,78757989	-5,702315992	-30,51725805

Fuente : Autor .

De la tabla anterior cabe destacar que la ecuacion de area de Carter depende en gran medida del coeficiente de filtrado, ya que este parametro presenta un gran efecto sobre la longitud de la fractura y por ende en el area de la misma. Los cambios en el intervalo establecido para el coeficiente de filtrado generan una disminucion de 30,5 unidades en la longitud de fractura , esto se debe en gran medida a que cuando este parametro aumenta la fuga del fluido hacia las paredes de la formacion se hace mas grande.

4.5 APLICACION DE DISEÑO FACTORIAL PARA MODELO KGD EN FRACTURAS DE TIPO VERTICAL.

Para la aplicacion de un diseño factorial en el modelo KGD se procedio a trabajar con las ecuaciones (6), (7), y (8). En estas ecuaciones se implemento un diseño factorial 2^4 . Para las variacion de los parametros en la ecuaciones (6), (7) y (8) del modelo KGD se realizaron cambios en el caudal, altura de fractura, viscosidad y

modulo de Young, la tabla que describe estos cambios se presentan en el anexo F8.

Para la solucion simultanea de las ecuaciones anteriormente nombradas se realizo mediante prueba y error.

Con base en esto se obtuvo la tabla numero 12:

Tabla numero 12. Efecto de las variables en la ecuacion (6),(7),(8) modelo KGD .

VARIABLE	Caudal	Altura de fractura	Viscosidad	Modulo de Young
	0,855247605	-0,000105965	-8,9345E-05	8,11388E-05
	19,44792227	18,5925687	-0,31459127	5,190461635
	0,540745679	-1,86E-05	-1,97E-06	0,000550757
	12,30	11,76	-7,15	-118,0664504
	6,045628101	3,64E-04	-8,8379E-05	8,21047E-05
	137,5138219	131,4685575	-2,22	3,28
	3,82	-9,45E-05	-5,47E-04	6,18E-06
	8,70E+01	83,15	-50,5428178	-74,67
	267,4973801	244,9686925	-60,2293122	-201,2117957
EFECTO PRINCIPAL	33,43717251	30,62108656	-7,52866402	-25,15147446

Fuente : Autor.

En la tabla No 12 se observa que las variables que mayor efecto ejerce sobre la longitud de la fractura en el modelo KGD son caudal , altura de la fractura y el modulo de Young respectivamente, ademas se observa que estos efectos son mayores en magnitud en comparacion con las variables mas influyentes en los otros modelos utilizados (ecuacion de area de Carter y modelo PKN).

En el modelo KGD se observa que un aumento en la viscosidad del límite inferior al límite superior del intervalo se presenta una disminución en la longitud de la fractura de 7,52 unidades, generando de esta manera una discrepancia en la predicción del efecto de esta variable predicho por modelo PKN.

CONCLUSIONES.

- Mediante el diseño factorial realizado al modelo PKN en fluidos newtonianos para fracturas horizontales y verticales, se determinó que el caudal del fluido inyectado y el módulo de Young de la formación son parámetros determinantes en el comportamiento del ancho de fractura, indicando de esta forma que estos parámetros son de gran importancia en la optimización de las operaciones de un fracturamiento hidráulico.
- En la aplicación del diseño factorial al modelo PKN en fluidos newtonianos se observó que la viscosidad del fluido inyectado ejerce poca influencia en la geometría de fractura en comparación con los efectos de las demás variables, sin embargo si se establece un intervalo de viscosidades de fluido más amplio desde la viscosidad del agua como límite inferior hasta un valor límite superior al propuesto en el trabajo, se obtendría que este parámetro es el más influyente sobre la geometría de fractura.
- En el modelo PKN para fluidos no newtonianos mediante el análisis realizado, se observó que en los fluidos viscoelásticos, poliméricos y base aceite las variables estudiadas presentan poco efecto sobre el ancho de fractura, esto muestra que la utilización de estos fluidos depende del tipo de formación y de las condiciones en la cual se encuentra el yacimiento.
- La predicción analítica de la longitud de la fractura mediante el modelo KGD demostró que el parámetro más importante sobre esta variable es el caudal frente a variaciones de los parámetros en los intervalos establecidos, mostrando ciertas discrepancias con la variable más influyente predicha en el modelo PKN.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda comparar valores de longitud de fractura de herramientas computacionales con valores generados con la ecuación o modelo de Kristianovic, ya que presentan algunas inconsistencias para diversos límites de intervalos de las variables estudiadas.
- Se recomienda simplificar el cálculo del área según Carter para evaluar la función eficiencia de fractura con la relación $n = \frac{\text{Volumen de fractura}}{\text{Volumen inyectado}}$. Ya que genera valores cercanos a los utilizados en la ecuación (13).

BIBLIOGRAFIA

- [1] PAZMIÑO URQUIZO, Jorge: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico.2005.46-66p.
- [2] Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services. 1-120p.
- [3] MEYER, B.R., and JACOT, R.H.:Pseudosteady-state analysis of finite-conductivity vertical fractures. Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition .2005. 207-230p.
- [4] DAVIS, M. ROTH, R.B. RILEY. Seeing beyond the frac: integration of hydraulic fracture mapping with multi-component 3d seismic data shemeta, , SPE 108160-MS 2007.
- [5] GU H. and SIEBRITS.Effect of formation modulus contrast on hydraulic fracture height containment. SPE 103822-MS 2006.
- [6] PONGRATZ, R., von Gijtenbeek, K., Kontarev, R. and McDaniel, B.W.: "Perforating for Fracturing – Best Practices and Case Histories," paper SPE 105064, January 2007.
- [7] HIBBELER, J. and P. Rae: Simplifying Hydraulic Fracturing-Theory and Practice, SPE 97311-MS 2005.
- [8] SANCHEZ Luis, Daniel Palomino, José Mercado, and Tomás Díaz, Petrobras Perú , Evolution of Stimulation Jobs, Block X, Talara Basin, Peru , SPE 108197-MS 2007.

[9] MCGOWEN, J.M.; J.V. Gilbert, E. Samari: Hydraulic Fracturing Down Under, SPE 106051-MS 2007.

[10] NASHAWI I.S., and A. Malallah, Predicting the Formation Fracture Gradient of Middle East Reservoirs Using Non-Parametric Optimal Transformations, SPE 92719-MS 2005.

[11] NEUMANN, L.F.; P.D. Fernandes, M.A. Rosolen, V.F. Rodrigues, J.A. Silva Neto, C.A. Pedroso, SPE, A. Mendez, D. Torres: Case Study of Multiple Hydraulic Fracture Completion in a Subsea Horizontal Well, Campos Basin, SPE 98277-MS 2006.

[12] PAZMIÑO URQUIZO, Jorge: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004. 33-47p.

[13] FISHER, et al. Integrating fracture-mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale. SPE Production and Facilities. V 20, n 2. 2005. 85-93p.

[14] J. NYGAARD, W.A. SOREM, T.J. Hall, and R.C. TOLMAN. Advanced multizone stimulation technology. S.B. KSPE 95778-MS. 2005.

[15] DENG, Y JINZHOU, Zhao; Jianchun, Guo. Research and application of multiple fracturing techniques. Tianranqi Gongye/Natural Gas Industry. v 25. 2005, 67-69p.

[16] Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services. 122-133p.

[17] CLARK, P.E. Transport of proppant in hydraulic fractures. SPE 103167-MS 2006.

[18] FREEMAN, E.R.; D.A. Anschutz, J.J. Renkes, David Milton-Taylor, qualifying proppant performance SPE 103623-MS 2006.

[19] CALVEZ Le, J.H.; R.C. Klem, L. Bennett, A. Erwemi, M. Craven, J.C. Palacio: "Real-Time Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracture Treatment: A Tool To Improve Completion and Reservoir Management" SPE 106159-MS 2007.

[20] LESHCHYSHYN, T.H., Beadall, K.K. Meier, P.E., Hagel, M.W., and Meyer, B.R.: "Using Empirically Developed Rock Tables to Predict and History Match Fracture Stimulations," paper SPE 86989, March 2004.

[21] Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.1-29p.

[22] GU H. and Eduard Siebrits: "effect of formation modulus contrast on hydraulic fracture height containment", SPE 103822-MS 2006.

[23] BARREE, R.D., Cox, S.A., GILBERT, J.V. and DOBSON, M.: Closing the Gap:Fracture Half-Length From Design, Buildup, and Production Analysis, SPE Production and Facilities, vol (20) pp 274-285, 2005

[24] EAST, L. J. ROSATO, M. Farabee, and B.W. McDaniel: New Multiple-Interval Fracture-Stimulation Technique Without Packers, IPTC 10549-MS 2005

[25] GOTTSCHLING , J.C.: Openhole vs. Cased-Hole Hydraulic Fracturing, SPE 97172-MS 2005.

[26] JORDAN, J. S.; John D. Harkrider, William L. Anthony, Thomas W. DeLong, Ray F. Martin: The Relationship Between Net Pressure Development During

Hydraulic Fracture Treatments and Productivity in Fruitland Coal Completions, SPE 84819-MS 2003.

[27] LEON V. Massaras, Synergy Technology Co., and Alexandru Dragomir and Daniel Chiriac, Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step-Down Test, SPE 106058-MS 2007.

[28] NAKHWA, A.D.; S.W. Loving, and A. Ferguson, S.N. Shah: Oriented Perforating Using Abrasive Fluids Through Coiled Tubing, 107061-MS 2007.

[29] PHILIP D. Nguyen, Jimmie D. Weaver, Richard D. Rickman, Michael W. Sanders,: Remediation of Proppant Flowback—Laboratory and Field Studies, SPE 106105-MS 2007.

[30] RAHMAN, K.; Abbas Khaksar: Applications of Geomechanical Analysis on the Success of Hydraulic Fracturing: Lesson Learned From an Australian Coalbed Methane Gas Field, SPE 106276-MS 2007 .

[31] ASKELAND, Donald r. "Ciencia e ingeniería de los materiales", tercera edición, Thompson editores, México, 1998. 65-80p.

[32] ORDUZ PÉREZ Luis Humberto. Fracturamiento hidráulico consideraciones teóricas y operacionales .Bucaramanga 2007, 15- 45 p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

[33] DE SALES BASTOS Paola Andrea, Edwin Stevens Moreno Delgado. Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un fracturamiento. Bucaramanga 2008, 7-115p. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleoos.

[34] CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A

A.1 RAZONES PARA FRACTURAR

La operación de fracturamiento hidráulico se realiza en un pozo por más o una de las siguientes razones: ^[4]

- **Desviar el flujo** para evitar el daño en las vecindades y retornar a su productividad normal.
- **Extender una ruta** de conducto en la formación y así incrementar la productividad a sus máximos niveles.
- **Alterar el flujo** de fluidos en la formación.

Esta última razón adquiere mucha trascendencia y permite que se realice una adecuada gestión en la administración de los yacimientos.

El fracturamiento hidráulico es una herramienta para realizar una adecuada administración del yacimiento, que en estos últimos tiempos ha dado resultados satisfactorios, donde un selectivo fracturamiento optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en los yacimientos de hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas.

Todas estas consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura.

A.2 INCREMENTO DEL RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN:

Asumiendo que un pozo tenga gas y petróleo para producir, y suficiente presión de reservorio para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta más rápido el retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados. A menudo responden en primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Ocasionalmente, este alto incremento de productividad puede ser mantenido, en áreas de pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aun existe adecuada presión de reservorio. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por fracturas. A medida que nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y fracturas con mayor conductividad se obtendrán mayores incrementos de producción.

Mejoras en la recuperación final:

Aquí hay dos factores en juego; uno el económico y el otro el área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación de un pozo es obviamente incrementada .si no fuera por la técnicas de estimulación de acidificación y fractura muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

Otra razón por la cual la fractura incrementa la recuperación final es que con el método de estimulación ensancha los canales de flujo. Ya que la eficiencia de drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo de la formación, permitirá que mas hidrocarburos alcancen la cima de pozo .este incremento ha sido estimado en un 5-15% del total de la recuperación primaria.

A.3 MEJOR USO DE LA ENERGÍA DEL RESERVORIO:

Una caída notable de presión de cara de la formación puede causar conificación de agua o gas en el borde del pozo, o el pozo puede taponarse por un bloqueo de gas que se desprenda cerca del borde del pozo. Disminuyendo la presión de formación permitida o deseable de producción, las fracturas pueden llegar a reducir tales problemas y resulta en un mejor empleo de la energía del reservorio.

La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura a producir en la formación, y el consiguiente resultado de caída de presión.

Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden mejor a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad, por otro lado, es la longitud antes que el ancho de las fracturas. Y donde existe un bloqueo de permeabilidad en el borde de pozo aun un pequeño tratamiento de fractura incrementara y extenderá la producción del pozo.

A.4 POZOS FRACTURABLES

Mediante la información disponible de diversas fuentes y las estimaciones de cálculos derivados de ensayos de presión, es posible trazar algunos criterios para determinar el posible efecto de un tratamiento de fracturación hidráulica en determinado pozo.

- Permeabilidad

Este es un parámetro determinante sobre todo en casos de bajos valores de permeabilidad. Aunque el pozo tenga presión apropiada y haya daño, si la permeabilidad natural es baja, también será la producción. Estos pozos son muy buenos candidatos a ser fracturados.

- Presión

Si de los ensayo de presión resulta que la presión estática es muy baja, (ejemplo por esta el reservorio depletado), un tratamiento de fracturación hidráulica solo podría incrementar temporalmente la producción, pero la misma declinaría rápidamente.

- Daño

Si se detecta existencia de daño, se puede mejorar la producción eliminando las causas de daño o bien atravesando por medio de un fracturación.

En resumidas cuantas va a ver una mejor respuesta de la fracturación hidráulica, si existe:

- Baja permeabilidad

- ✚ Alta presión
- ✚ Daño en la formación

También será útil considerar otro tipo de información, como por ejemplo, formación, espesor de la misma, información de intervenciones previas, aislación entre zonas, estado del equipo de pozo, historial de producción del pozo y la que los rodean, ubicación de los contactos gas –petróleo y agua –petróleo.

En síntesis, la clave principal para determinar cuando un pozo es o no un buen candidato a ser fracturado, es diagnosticar las razones por las que el pozo tiene baja productividad.

A.5 TIEMPO DE RENDIMIENTO ECONÓMICO

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. La experiencia ha mostrado que los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre 3 y 6 meses ó algunos en pocas semanas. El costo del tratamiento es relativamente pequeño en relación al de perforar pozos más profundos ó comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción, el periodo de rendimiento económico puede no ser la consideración primordial de la fractura.

Mientras que un tratamiento grande incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y mayor ganancia en esta carrera final.

Finalmente, conociendo la historia del yacimiento y de algunos de los pozos, se puede establecer las causas de la baja productividad.

A.6 ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DE POZO ^[31]

Para que un pozo produzca hidrocarburos a un caudal interesante, el reservorio deberá tener suficiente petróleo, y una potencialidad de movimiento adecuada;

esto es, presión en el reservorio (energía) y conductividad (permeabilidad y espesor).

A estas condiciones de producción se suma la posibilidad de que cerca del borde de pozo se haya producido una reducción de la permeabilidad, o sea, que haya daño en la formación. En resumen, las posibles causas de reducción de la producción (asumiendo en principio que la formación tiene hidrocarburos extraíbles), se deben a:

- Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo:

El daño afecta principalmente al borde del pozo, que es justamente la zona donde confluye el flujo radial de la formación. Cualquier tipo de obstrucción, por pequeña que sea, afecta tremendamente la producción. Cuando se eliminan estas obstrucciones, muchas veces se obtienen resultados espectaculares. Los medios para eliminar el daño son tratamientos químicos (ácidos, solventes, surfactantes, etc.) Pero con fracturas de relativamente pequeño volumen es posible pasar más allá del daño y canalizar la producción en flujo lineal a lo largo de la fisura de alta conductividad.

- Baja permeabilidad natural de la formación:

En estos casos, el petróleo contenido se produce a caudales relativamente bajos. Generalmente, la mejor solución para acelerar el ritmo de extracción es una fractura profunda o de gran penetración.

- Baja presión de reservorio:

Esta baja presión puede deberse a que el reservorio naturalmente no está presurizado, o bien a que ha estado tanto tiempo en producción que se ha depletado. En cualquier de estos casos, la fractura hidráulica difícilmente puede incrementar notablemente la producción.

Para conocer las condiciones del pozo y poder programar una estimulación por fracturamientos, es necesario realizar estudios especiales los cuales se destacan los ensayos de presión los cuales se utilizan en pozos nuevos o pozos donde se cierran por reparación, ensayos de recuperación de presión, los cuales se utilizan en pozos que se cierran para reparaciones y cuando se están realizando tratamientos de estimulación.

Ensayos de fluencia a caudales variables donde son utilizados en pozos que no se pueden cerrar para un buildup, cuando no se puede estabilizar la presión para un drawdown, se realiza también en pozos gasíferos.

Existen otros ensayos también aplicables fracturamientos hidráulicos como por ejemplo, los de inyectividad, de interferencia, de pulsos entre otros.

Se pueden reconocer las siguientes formas de flujo.

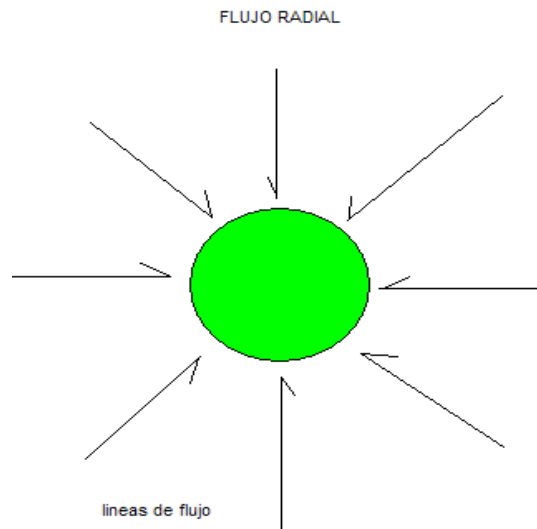
- Flujo radial

El nivel se produce a través de su porosidad natural, el flujo converge hacia el centro del pozo. (Ver figura A1)

- Flujo lineal

En pozos fracturados hidráulicamente, el flujo puede ser lineal tanto en la fractura como en la formación .Si la fractura tiene alta conductividad, el factor dominante del flujo total será el flujo desde la formación a la fractura, ya que la caída de presión en la fractura puede ser despreciada, (ver figura 2 a).

Figura A1. Flujo radial.

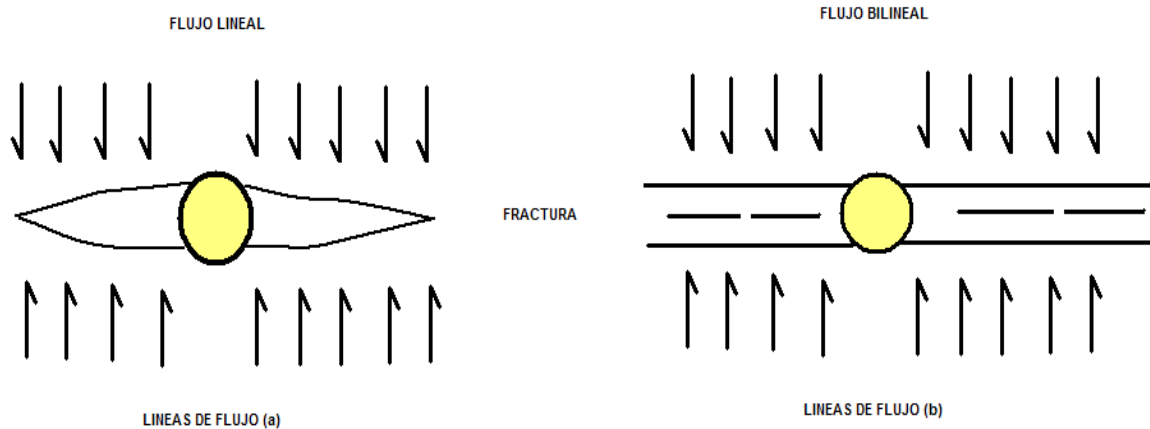


Fuente: Vakhitova, A: Analysis of Hydrofracturing Efficiency: SPE 102064-MS 2006.

- Flujo bilineal

Si la fractura no tiene una conductividad tan alta, su efecto en el flujo debe ser considerado (ver figura A 2 b)

Figura A 2 a y b líneas de flujo lineal y bilineal.

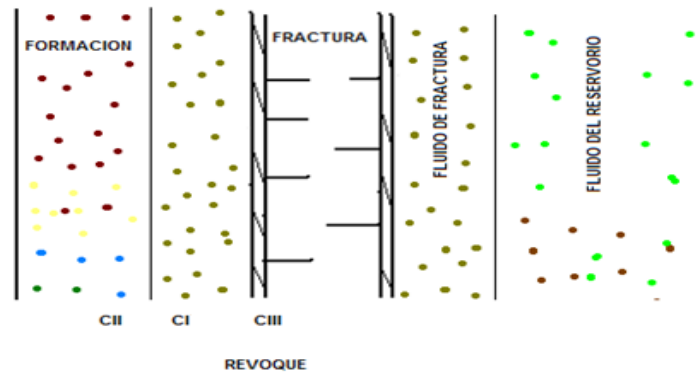


Fuente: Vakhitova, A : Analysis of Hydrofracturing Efficiency: SPE 102064-MS 2006

A.7 COEFICIENTES DE FILTRADO

Las resistencias de compresión del fluido del reservorio, la invasión de la formación por el fluido de fractura viscoso, y la eventual formación de revoque en las paredes de la fractura (con aditivos o residuos sólidos). (Ver figura A3).

Figura A3. Pérdidas de fluido hacia la formación.



Fuente : Geertsma, J. y de Klerk, F.: “A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures”; JPT Dic. 1990.

A continuación se analizan cada una de esas resistencias por separado y se describe su acción simultáneamente.

- Compresibilidad del fluido de reservorio

La velocidad de filtración V_f cuando actúa el fluido del reservorio como único factor controlante disminuye con la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_f = (CII)/(t)^{1/2} \quad (1)$$

El coeficiente del fluido del reservorio, CII depende de la diferencia de presión Δp (fractura menos reservorio), porosidad Φ , permeabilidad de la formación K, y la viscosidad μ_r y compresibilidad C_r del fluido del reservorio.

$$CII = (1,18 \cdot 10^{-3}) \cdot (\Delta p) \cdot \sqrt{(\Phi \cdot K \cdot C_r) / \mu_r} \quad (2)$$

La variación de la velocidad de filtración es similar al caso anterior

$$V_f = \frac{CI}{\sqrt{t}} \quad (3)$$

El coeficiente de viscosidad del fluido de fractura, CI considera la caída de presión, la permeabilidad y porosidad del reservorio, y naturalmente, la viscosidad del fluido de fractura, μ .

$$CI = (1,48 \cdot 10^{-3}) \cdot \sqrt{[(\Delta p \cdot \Phi \cdot K) / \mu]} \quad (4)$$

Aunque evidencia experimental muestra que las espumas tienen comportamiento distinto, el coeficiente CI depende principalmente de la permeabilidad.

- Formación de revoque en las paredes

La influencia de revoque o torta de filtrado que se forme en las caras de la fractura, se puede representar de la siguiente forma:

$$V_f = V_{sp} + m \cdot \sqrt{t} \quad (5)$$

La pérdida instantánea o pérdida a chorro, V_{sp} ("spurt loss") está asociado al corto periodo inicial en que se forma la torta de filtrado en toda la superficie filtrante.

La pendiente m se vincula con la velocidad de filtrado a través del revoque:

$$V_f = \frac{C_{III}}{\sqrt{t}} \quad (6)$$

Donde el coeficiente de revoque, C_{III} , se calcula con la pendiente m que es la pendiente de filtrado y el área de la sección filtrante, A_c :

$$C_{III} = 0,0164 * \frac{m}{A_c} \quad (7)$$

El uso de este modelo tiene dos limitaciones:

- El volumen V_{sp} corresponde a una pérdida absolutamente instantánea según la expresión matemática.
- La generalidad de los casos reales muestra que no es así; el tiempo necesario para recoger el "spurt loss" es corto pero mayor que cero.
- El ensayo en condiciones estáticas no es estrictamente representativo de las condiciones dentro de la fractura, donde el movimiento del fluido erosiona el revoque y limita su crecimiento.

A.8 ACCION DE TODAS LAS RESISTENCIAS AL FILTRADO [25]

Cada uno de los tres coeficientes de filtrado vistos en el anexo A actúa simultáneamente complementando a los demás. Para describir el coeficiente combinado C , se propuesto una analogía con conductores en serie:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \quad (8)$$

Otra alternativa con fundamentación más elaborada es [14]:

¹⁴ En circunstancias concretas es frecuente omitir uno o dos de los coeficientes de acuerdo a consideraciones sobre su peso relativo, y con el objeto de realizar estimaciones más conservadoras y de esta manera disminuir posibles errores en el tratamiento de datos.

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{2C_{II}} + \sqrt{\frac{1}{4C_{II}^2} + \frac{1}{C_I^2} + \frac{1}{C_{III}^2}} \quad (9)$$

ANEXO B

B.1 MATERIALES ELÁSTICOS Y PLÁSTICOS ^[31]

Cuando se someten a algunos esfuerzos, los materiales se deforman. Si el material recupera su forma original después de que se retira el esfuerzo se dice que la formación tiene un comportamiento elástico, si al quitar el esfuerzo deformante el material no recupera su forma original, se dice que es un material plástico.

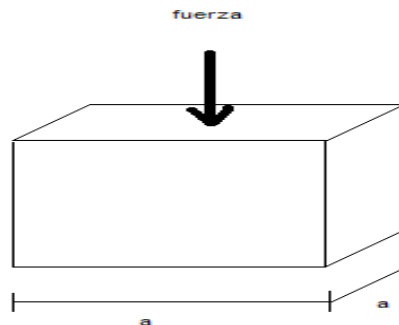
En general podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de de materiales elásticos (aunque en algunos casos particulares esto no es totalmente cierto).

Se considera válido aplicar algunos conceptos de teorías de elasticidad.

B.2 DEFORMACIÓN ELÁSTICA

Suponemos que tenemos un cubo de material elástico lo sometemos a compresión con una fuerza F como se puede observar en la figura B1.

Figura B1. Deformación elástica en un cubo.



Fuente:Askeland, Donald R. Ciencia e ingeniería de los materiales, tercera edición, Thomson editores, México, 1998. págs. 65-67.

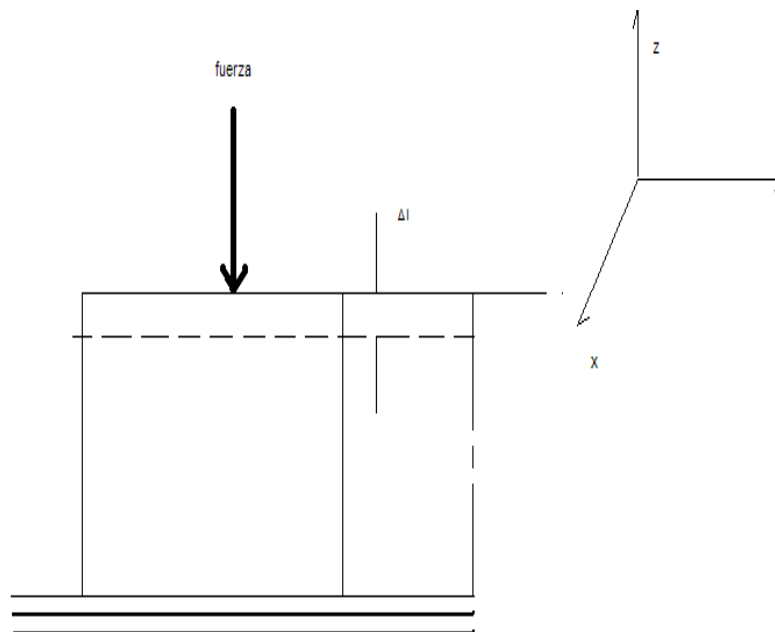
Para independizar el efecto de las variables geométricas, haremos que esta fuerza se reparta en el área de sección transversal del cubo, tenemos ahora el concepto de tensión aplicada (con unidades de presión (lbs/pulg² o Kg/cm²))

$$\sigma = F/A = F/a^2 \quad (1)^{[31]}$$

Esta fuerza F es de tipo compresional pero puede aplicarse un a F de tracción, EL Concepto de tensión aplicada σ no cambia, pero para identificar los sentidos se supone que las tensiones de compresión sean positiva $+\sigma$ y las tensiones de tracción, negativas $-\sigma$.

La aplicación de la fuerza F en compresión produce acortamiento del cubo ver figura B2.

Figura B2. Tension compresional.



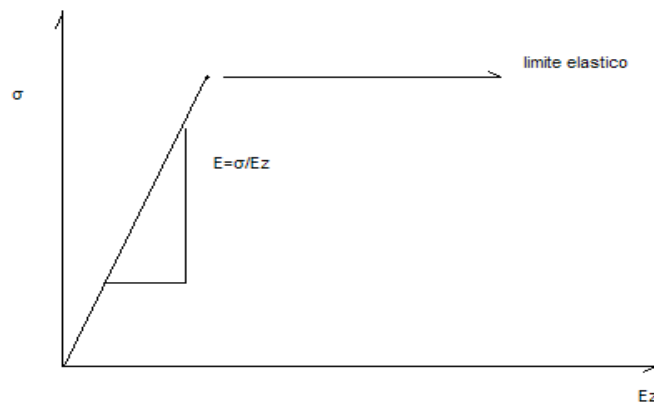
Fuente: Tomado de Askeland, Donald R. Ciencia e ingeniería de los materiales, tercera edición, Thomson editores, México, 1998. págs. 65-67.

El acortamiento producido es Δl y lo podemos relacionar al largo o dimensión original. Esta relación es la deformación unitaria (pulg/pulg o cm/cm adimensional).

Entonces la deformación se considera como: $Ez = \Delta l/l$. ya que la tensión aplicada y la deformación unitaria están relacionadas entre sí, se puede analizar esa relación con los diagramas de tensión –deformación en los cuales se aprecia que cuando se aplica una tensión σ , el material se deforma Ez inicialmente en forma proporcional y luego se produce la rotura, con esta relación podemos ver que $E = \sigma/Ez$, llamada también ley de hooke, donde E es el modulo elástico de elasticidad o de Young, y tiene unidades de σ .

Este modulo nos indica cuanto se deforma un material cuando le aplicamos cierto esfuerzo, (ver figura B3).

Figura B3. Tensión versus deformación

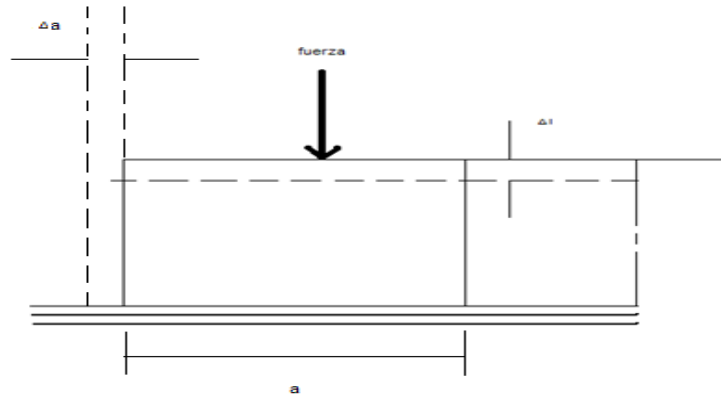


Fuente: Tomado de Askeland, Donald R. Ciencia e ingeniería de los materiales, tercera edición, Thomson editores, México, 1998. págs. 65-67.

B.3 DEFORMACIONES TRANSVERSALES ^[15]

El acortamiento longitudinal tiende a dilatar o expandir el cubo ver figura B4

Figura B4. Deformaciones transversales.



Tomado y modificado de Askeland, Donald R. Ciencia e ingeniería de los materiales, tercera edición, Thomson editores, México, 1998. págs. 65-80.

Aquí tenemos una deformación transversal Δa que relaciona el ancho del cubo, esta es:

$$E_y = \Delta a / a \quad (2)$$

La deformación transversal unitaria y la deformación axial o longitudinal unitaria son proporcionales según la siguiente relación adimensional.

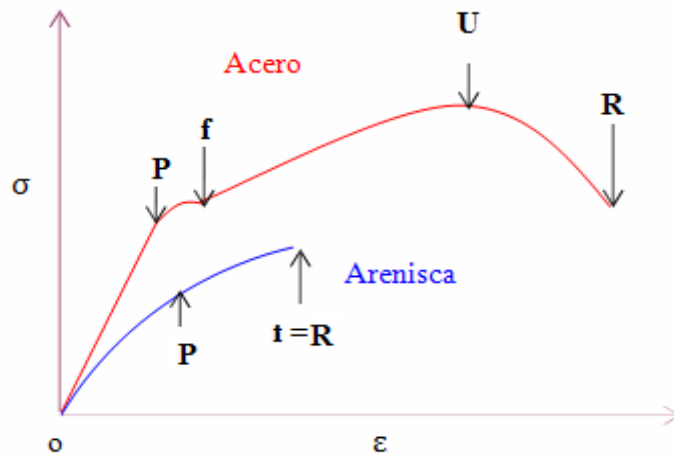
$$V = E_y / E_z \quad (3)$$

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson y nos indica cuanta deformación transversal provoca cierta deformación axial.

¹⁵ Representación del efecto de Poisson.

El esfuerzo aplicado y la deformación unitaria están relacionados entre sí, a través de diagramas de Esfuerzo Vs. Deformación obtenidos en pruebas experimentales como se muestra en la figura B5.

Figura B5. Diagrama Esfuerzo Vs. Deformación



Fuente: Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales, William Smith. Páginas 33-57.

Donde:

- P es el límite de proporcionalidad
- f es el límite de fluencia
- U es la resistencia máxima
- R es el límite de ruptura

B.4 PROPIEDADES DE LAS ARENISCAS

Como el subsuelo donde se encuentra la formación tiene ciertas propiedades elásticas, es importante nombrar algunas características que influyen en la distribución de la fractura, estas propiedades son:

- Fragilidad: Es decir que sometida a esfuerzos, pequeñas deformaciones producen la fractura o rotura del material.
- Elasticidad: la roca responde aproximadamente a un modulo de Young
- Isotropía: es decir, que las propiedades son y se transmiten uniformemente en todas las direcciones.
- Porosidad: la roca es porosa y permeable, y contiene un fluido a cierta presión.

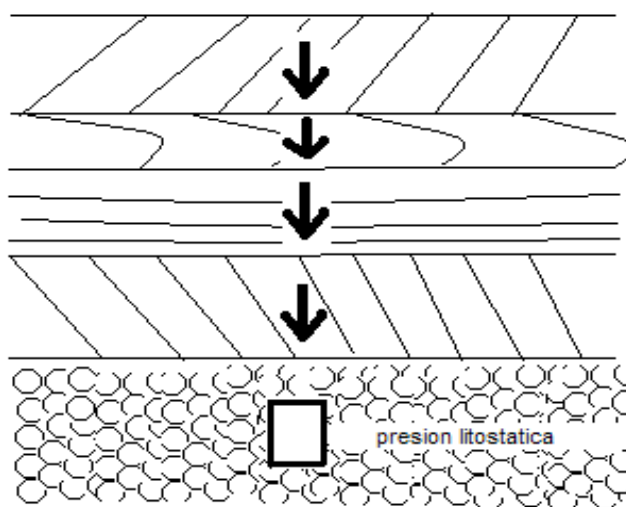
A medida que pasa el tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos.

Este descenso hace que los niveles inferiores se compacten por el peso que tienen encima.

Este peso se puede considerar transmitido como una presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se auto soporte.

En definitiva, la situación sería la de la figura B6.

Figura B6 .Presión litostática (Overburden)



Tomado y modificado de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

Conociendo la densidad aparente de los estratos suprayacentes, se puede calcular la carga o presión litostática.

En la densidad aparente de las rocas se considera el peso de la parte sólida y el peso de la parte fluida que ocupa los poros. El peso de los sedimentos se puede llamar sobrecarga u Overburden (Pob).

B.5 PROPIEDADES DE LAS ROCAS INFLUYENTES EN LA FORMA DE LA FRACTURA

Los estudios de deformación integrado con el módulo de Poisson¹⁶ la cual permite hacer una generalización de la ley de Hooke, muestra que un elemento de material en este caso nuestra roca o reservorio está sometido a tres tensiones normales perpendiculares entre sí, σ_z , σ_y , σ_x , acompañadas de tres deformaciones^[12] E_z, E_y, E_x , respectivamente.

Superponiendo los componentes de la deformación originada por la expansión lateral debida al efecto de Poisson a las deformaciones directas, obtenemos el enunciado general de la ley de Hooke:

$$E_x = \frac{1}{E}(\sigma_x - \nu \cdot (\sigma_y + \sigma_z)) \quad (4)$$

$$E_y = \frac{1}{E}(\sigma_y - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_z)) \quad (5)$$

$$E_z = \frac{1}{E}(\sigma_z - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_y)) \quad (6)$$

¹⁶El coeficiente de Poisson es una constante elástica que proporciona una medida del estrechamiento de sección de un prisma de material elástico lineal e isótropo cuando se estira longitudinalmente y se adelgaza en las direcciones perpendiculares a la de estiramiento.

Con esto se puede concluir que las tensiones pueden ser longitudinales y sus deformaciones se miden con el modulo de Young¹⁷ E o transversales cuya deformación se puede medir con el modulo de Poisson v.

Otro de los factores que se deben tener en cuenta a la hora de fracturar y que repercuten en su geometría de fractura son las tensiones en el subsuelo, estos se trataran a continuación.

B.6 TENSIONES EN EL SUBSUELO ^[18] ^[19]

En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando en distintas épocas, la secuencia de formación de las mismas es como sigue:

- Deposición y acumulación de granos
- Enterramiento por deposición de nuevo material encima
- Cementación de granos con material más fino depositado simultáneamente.

En estas condiciones la arena disgregada se transforma en arenisca solida.

Por otra parte al aumentar el enterramiento de los estratos se produce una presión litostatica denominada Overburden (Pob).

El valor del Pob es:

$$Pob = [(1-\Phi) \cdot \rho_R + \Phi \rho_F] \cdot D \quad (7)$$

También es

$$Pob = Sv \text{ (sobrecarga vertical)}$$

Donde:

- Sv=Pob= presión de sobrecarga u Oberburden.
- Φ =porosidad.
- ρ_R =densidad de la roca seca (promedio).

¹⁷ Se denomina módulo de elasticidad a la razón entre el incremento de esfuerzo y el cambio correspondiente a la deformación unitaria. Si el esfuerzo es una tensión o una compresión, el módulo se denomina módulo de Young

- ρ_F =densidad de los fluidos contenidos.
- D =profundidad.

Esta tensión que se da por la carga de sedimentos es de gran importancia para la tensión efectiva neta como se muestra a continuación.

B.6.1 TENSIÓN EFECTIVA NETA ^[20]

Se representa de la siguiente manera:

$$\sigma = S - P_p \quad (8)$$

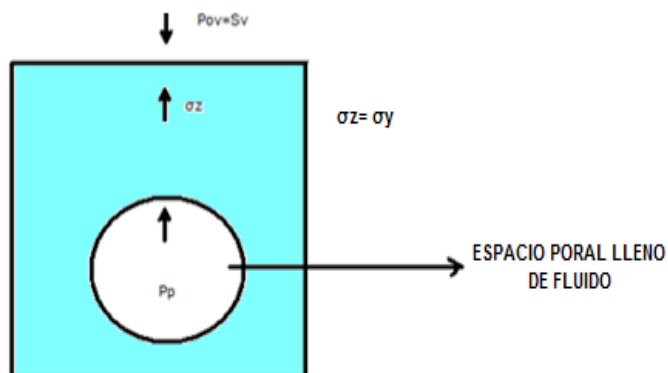
Si la formación está saturada con fluidos a presión, estos contribuyen a soportar la sobrecarga o el Overburden debido a la incompresibilidad de los fluidos.

En otras palabras, al peso del Overburden reaccionan la presión de fluidos y una tensión generada de la roca denominada tensión efectiva, (ver figura B7).

Donde:

- $\sigma_v = \sigma_z = P_{ob} - P_p$.
- σ_z = tensión efectiva neta vertical
- P_{ob} =Overburden
- P_p =presión del poro de la roca.

Figura B7. Concepto de tensión efectiva neta.



Tomado y modificado de manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.pag 13-32.

Se debe recordar que la presión poral es una presión hidráulica y la tensión σ_z es una tensión mecánica desarrollada de la parte sólida de la roca.

Sin embargo cabe denotar que la tensión vertical produce una tensión horizontal denominada σ_h y cuya representación matemática se puede escribir de la siguiente forma:

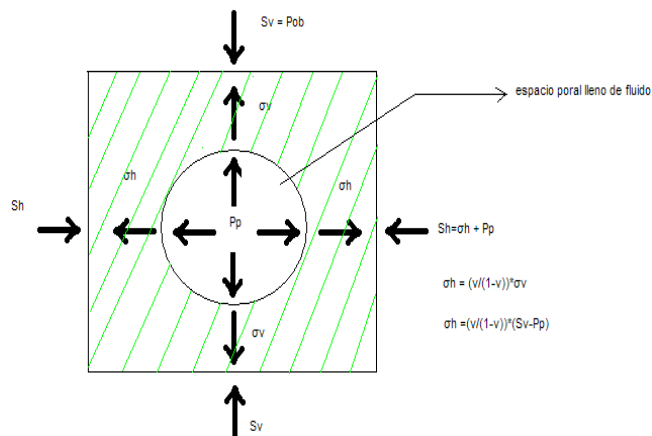
$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_v \quad (9)$$

Al término $\frac{\nu}{1-\nu}$ se le llama módulo de Poisson efectivo e indica que la tensión horizontal σ_h es originada por la tensión vertical σ_v .

B.6.2 TENSIÓN HORIZONTAL EFECTIVA NETA [21]

Si se supone que $\sigma_h = \sigma_x = \sigma_y$, con $\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_v$, donde $\sigma_v = P_{ob} - P_p$, entonces se tiene que $\sigma_h = \sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (P_{ob} - P_p)$. en forma similar al criterio aplicado en sentido vertical, la tensión efectiva neta se suma a la presión poral para equilibrar el esfuerzo horizontal de los sedimentos adyacentes (ver figura B8).

Figura B8. Concepto de tensión horizontal efectiva



Fuente: Tomado y modificado manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.pag 13-32.

Con base en este diagrama se puede observar que $Sh = \sigma_h + P_p$ donde:

- Sh = tensión o esfuerzo horizontal tectónico (de los sedimentos adyacentes)
- σ_h = tensión efectiva neta desarrollada en la roca por la sobrecarga.
- P_p = presión poral

Entonces las tensiones horizontales debidas a la sobrecarga, dependerán de:

- Propiedades de la roca (ν) coeficiente de Poisson
- Sedimentos suprayacentes (P_{ob})
- Presión poral o presión de reservorio.

B.7 PRESION DE EXTENSION DE FRACTURA

Cuando se superan las tensiones concentradas en el borde de pozo se producen o inicia la fractura. Para expandirla, será suficiente aplicar la presión que supere las tensiones in-situ de la formación; esto es:

$$P_{ef} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (P_{ob} - P_p) + P_p \quad (10)$$

Este cambio en la presión es notable en operaciones en que se cuida de no elevar demasiado el caudal.

Si la fractura fuera horizontal, la presión de extensión de fractura sería:

$$P_{ef} = P_{ob} \quad (11)$$

Gradiente de fractura:

Conocida la presión necesaria para extender la fractura, es posible relacionarla con la profundidad de la formación en forma de gradiente de fractura.

$$G_f = \frac{P_{ef}}{D} \quad (12)$$

Donde: G_f = gradiente de fractura

P_{ef} = presión de extensión de fractura

D = profundidad

Como se puede observar en las ecuaciones previas, la presión necesaria para fracturar depende de la profundidad, propiedades de la roca, y de la presión del

reservorio. Hay bibliografía que certifica esta relación, como ejemplo mirar tabla 1 de anexo E ^[21] ^[22].

ANEXO C

C.1 AGENTE DE SOSTEN, APUNTALANTE, PROPANTE ^[7].

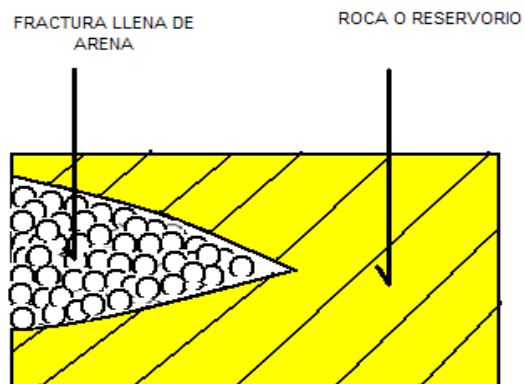
Los apuntalantes tienen importancia en el éxito de un fracturamiento hidráulico (fase dos del fracturamiento hidráulico) ya que es el material de soporte el que determina la productividad del pozo tratado.

El agente de sostén actúa como una columna evitando el cierre pero permitiendo el paso de los fluidos debido a su porosidad y permeabilidad, además provee un adecuado canal de flujo a los fluidos que se producen.

(Ver figura C1).

Pruebas mal realizadas en cuanto a selección pueden llevar a elecciones inadecuadas del agente de sostén llevando consigo pérdidas irremediables en el pozo o por lo general la tasa de recuperación no es la estimada ni la más rentable.

Figura C1. Función del apuntalante.



Fuente: Tomado y modificado Bj services; manual de fracturamiento hidráulico. Pag 1-96

Al analizar las variables de de mayor influencia en la geometría de fractura hidráulico es necesario enfatizar en la selección y pruebas de compatibilidad del

agente de sostén de con el reservorio ^[10], para esto hay que conocer las propiedades físicas y composición del apuntalante, esto se hace con controles previos de laboratorio que por lo general se basan en especificaciones de la norma API RP- 56, a continuación se darán los aspectos de mayor importancia en cuanto a la utilización del agente de sostén y su respectiva consecuencia en la geometría y conducción de los fluidos del yacimiento.

Con el correr de los años, a medida que se iban perforando pozos cada vez más profundos se ha tenido que desarrollar productos más resistentes que fueran capaces de soportar las altas presiones a que está sometido el crudo en el pozo.

En los últimos años se ha trabajado con agentes de sostén de muy buena calidad condiciones rigurosas de trabajo.

Algunos de estos productos son:

- Arena
- Cascara de nuez
- Esferas de vidrio
- Arenas recubiertas de resinas
- Bauxita
- Cerámicos
- Cerámicos recubiertos con resinas

Actualmente la cascara de nuez está descartada en los procesos de fracturamiento debido a su costo y bajo rendimiento.

Además la cascara de nuez es maleable o deformable dando paso a incrustaciones en el yacimiento.

Los agentes de sostén se pueden clasificar de la siguiente manera.

- **Agentes de sostén de resistencia intermedia:**

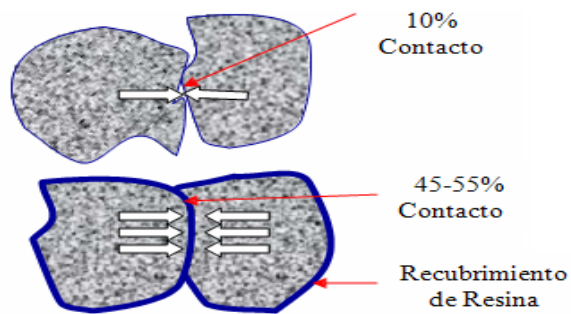
Las arenas recubiertas en resinas cubren el espacio entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia. Por este motivo, se les denomina “resistencia intermedia”.

Las recubiertas de resinas de curado completo cumplen este requerimiento, las de curado parcial poseen menos resistencia inicial pero una vez ubicadas en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo de esta manera un medio poroso fijo y compacto.

Esta estructura es útil cuando se pretende fracturar pozos gasíferos o donde se produce una excesiva devolución de arena luego de fracturar.

Este fenómeno de adherencia se esquematiza a continuación ver figura C2:

Figura C2. Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial



Fuente :Qualifying proppant performance, Freeman, E.R.; D.A. Anschutz, J.J. Renkes, David Milton-Taylor, SPE 103623-MS 2006

- **Agente de sostén de alta resistencia**

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos. Presentan el inconveniente en comparación con la arena y otros agentes de sostén.

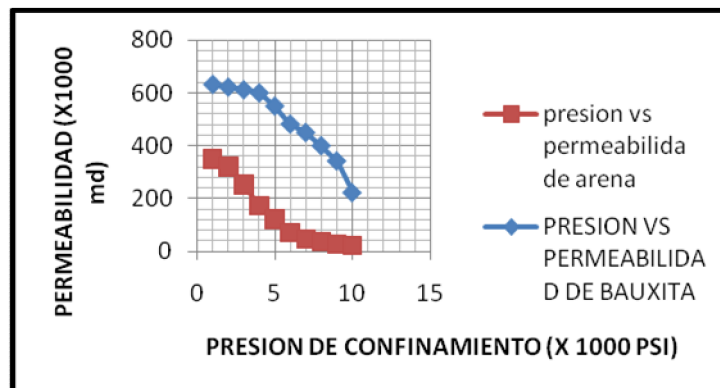
De acuerdo a su resistencia a la compresión, los agentes de sostén actualmente en uso, se recomienda para las siguientes presiones de cierre:

Tabla C1. Comportamiento de la arena con respecto a la bauxita sintetizada para distintas presiones de confinamiento

TIPO DE AGENTE DE SOSTEN	PRESION DE CONFINAMIENTO(PSI)
ARENA	HASTA 5000
ARENAS RECUBIERTAS DE RESINAS	HASTA 8000
BAUXITAS	HASTA 15000
CERAMICAS	HASTA 15000

Fuente: Autor

FIGURA C3: Comportamiento de la arena respecto a la bauxita



Fuente: Tomado y modificado de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services. Para la realización de los análisis de un agente de sostén se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones basadas en la norma API RP-56.

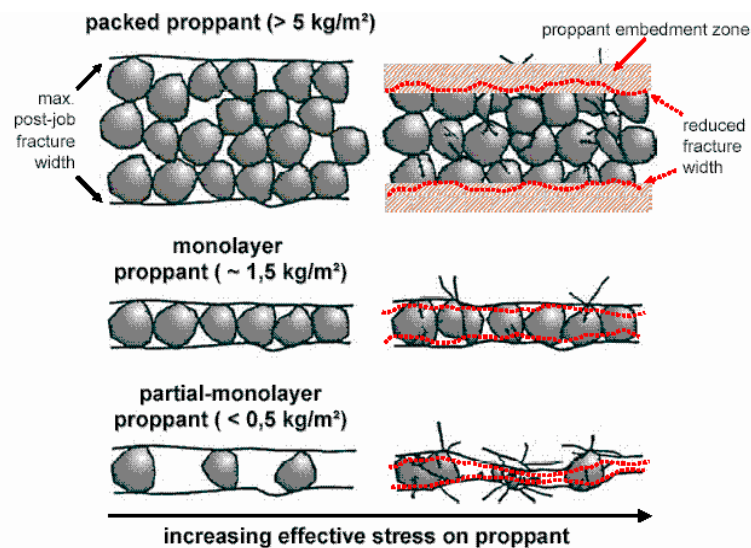
C.2 CONDUCTIVIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA

La capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento al pozo se llama “capacidad de flujo de fractura” (ó también conductividad de fractura) y se expresa generalmente como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho medio de la fractura, md-ft. Es de suma importancia para el éxito de una operación porque de ella depende en parte el índice de productividad obtenido (IP). La capacidad de flujo de una fractura empaquetada depende de las características del material de soporte (granulometría y concentración) para las mismas condiciones de operación.

De acuerdo a la concentración del material de soporte en la fractura se puede obtener una permeabilidad de fractura empaquetada que depende de cómo es la distribución del material soporte: monocapa parcial, monocapa ó multicapa.

En la figura C4 Se esquematizan estas tres situaciones. La concentración superficial de los materiales de soporte dentro la fractura se expresa en lb/ft^2 ó lb/1000ft^2 .

Figura C4. Distribución del material de soporte dentro la fractura



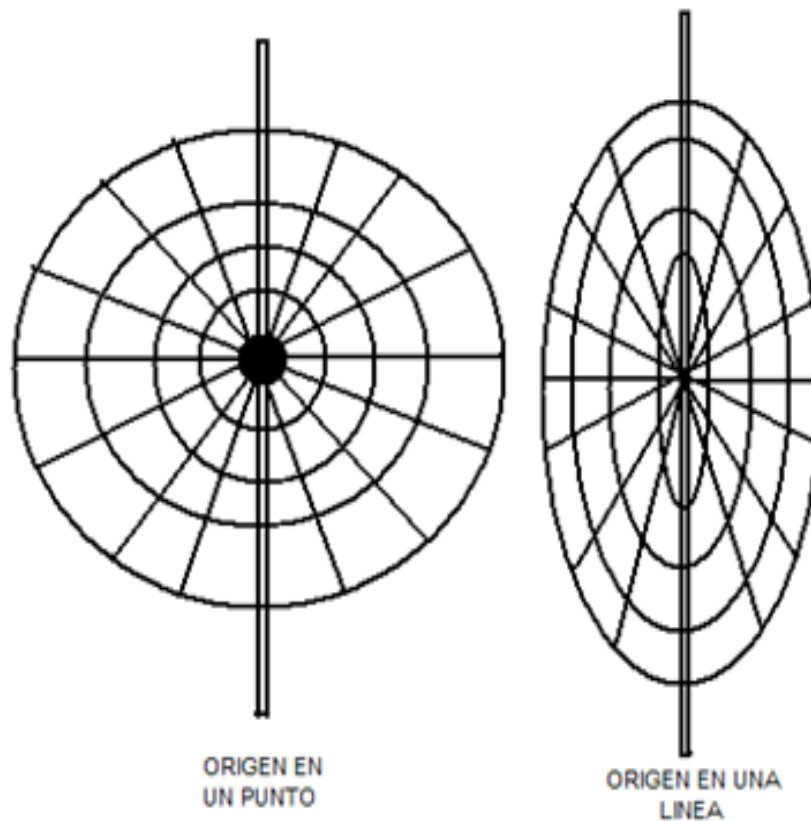
Fuente: Babcock, Prokop and Kehle: “Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures”. Drilling and Production Practices, API 1965.

ANEXO D

D.1 FORMA DE LA FRACTURA CON LIBRE CRECIMIENTO

Se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente puede ser circular o elíptica, el primer caso (circular) se produce cuando el ingreso del fluidos de fractura es a través de un punto, y el segundo caso (elíptica) se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea, (ver figura D1).

Figura D1. Formas de fractura hidráulica



Fuente: Tomado y modificado de fracturamiento hidráulico en los campos Gustavo Galindo Velasco, francisco David rosero bolaño.1999.

Con respecto a la extensión en sentido vertical, puede ocurrir que haya otros niveles con propiedades distintas. En estos casos puede haber contención vertical de la fractura.

D.2. GEOMETRIA DE LA FRACTURA CREADA ^[24]

La forma y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas (mientras se bombea) es un problema complejo. Intervienen factores de diversa naturaleza: propiedades mecánicas de la formación, propiedades del fluido de tratamiento, y parámetros hidráulicos de la operación. Estos varían notablemente en una operación ^[18].

Como forma de acercarse con criterios técnicos a esa realidad compleja, es preciso elaborar modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso de la fractura hidráulica, resulta difícil evaluar la fidelidad con que esos modelos describen la realidad por carecer de medios para hacer comparaciones directas.

Las suposiciones y simplificaciones implícitas en los modelos de cálculo disponibles limitan su aplicación más o menos confiables a areniscas. El solo hecho de presumir propiedades mecánicas y petrofísicas homogéneas (incluyendo isotropía) restringe la aplicación a formaciones naturalmente fracturadas o fisuradas.

En fracturas verticales, se considera en principio que la altura es constante. La grieta se extiende rápidamente hasta encontrar estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés.

En las fracturas horizontales, la geometría se describe con solo dos parámetros: ancho y radio de penetración. Para el cálculo de ambos pares de valores desconocidos se necesitan dos tipos de relaciones.

¹⁸ Aquí radica la importancia de un buen análisis sobre la información del yacimiento y de todos los esfuerzos a que la formación está expuesta.

Por un lado se plantea un balance de masa que consiste en igualar la cantidad de tratamiento inyectado en la fractura (fluido pad más agente de sostén) a la cantidad que queda en el interior de la misma, más el fluido perdido por las caras hacia la formación.

Se obtienen así una relación entre dimensiones de fractura (ancho, longitud y altura), propiedades del fluido (filtrado), y parámetros de la operación (volumen y caudal).

Por otro lado, se vinculan el ancho de la fractura creada con la presión desarrollada en el interior de la fractura.

Esta segunda relación incluye propiedades elásticas de la roca, dimensiones, parámetros de la operación, propiedades reológicas del fluido (fricción con las paredes).

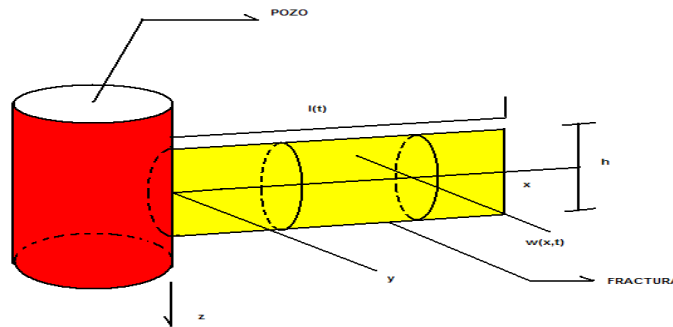
Todos los valores involucrados son conocidos o estimados de antemano a excepción de las dimensiones de la fractura. La altura se fija "a priori", de modo que restan dos incógnitas: ancho y longitud, con dos ecuaciones.

Diversos conceptos formulados por Perkins y Kern dicen que no hay deslizamientos en planos que confinan la altura de la fractura.

El ancho de la fractura varía elípticamente con la altura, la geometría resultante se describe en la figura D2.

El mismo concepto es utilizado por Nordgren.

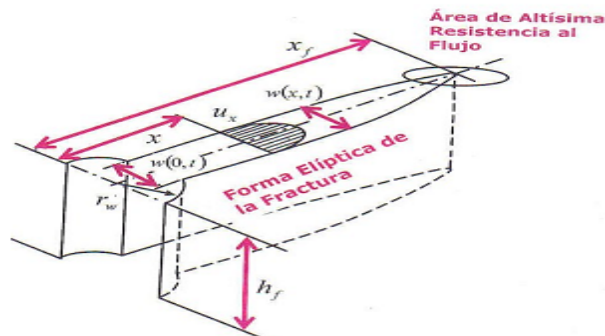
Figura D2. Geometría de fractura tipo Perkins y Kern (PKN) [19]



Fuente: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge pazmiño Urquizo 2004

Un segundo concepto originalmente propuesto por Kristianovic, plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares, y hay deslizamientos entre estratos en los planos horizontales que confinan la fractura. La figura D3 describe la geometría propuesta por Geertsman y de Klerk aplicando la idea de Kristianovic.

Figura [20] D3 .Geometría de fractura tipo Kristianovic



Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge Pazmiño Urquizo 2004

¹⁹ 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 cercano a 0,75 en unidades de campo.

²⁰ Este **modelo KGD** no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

La selección de uno u otro tipo de modelo tiene importancia. Con el tipo Kristianovic (Geertsman y de Klerk) por ejemplo se predicen fracturas más cortas y anchas que con el tipo de Perkins y de Kern.

Esto se traduce en diferencias notables en las estimaciones de incrementos de productividad, condiciones operativas (arenamientos), etc.

Un examen de las principales hipótesis y resultados de estos modelos, ofrece una comprensión más profunda de los mecanismos involucrados en un tratamiento y la incidencia relativa de los diversos factores que juegan en el diseño y la operación.

D.3 SIGNIFICADO DE LA ECUACION DE CARTER

Para determinadas condiciones de tratamiento la ecuación de Carter representa la variación de la longitud (o radio) de fractura en función del ancho.

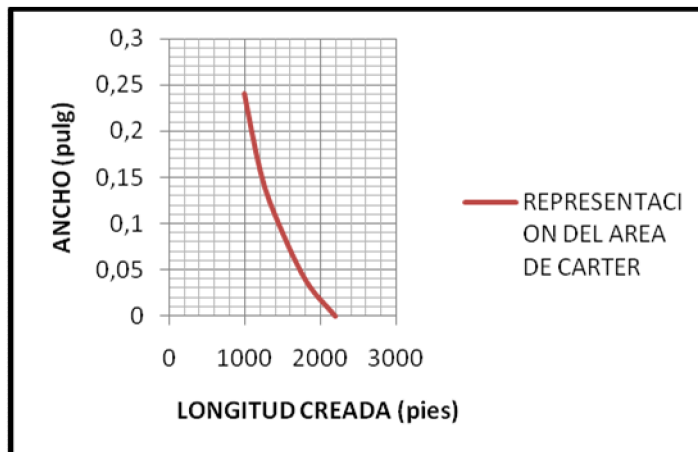
La curva de la figura D4 ilustra esa relación para una situación particular.

La forma de la curva expresa claramente que el balance de volumen impone que el crecimiento de una dimensión (longitud) se realiza a expensas de la disminución de la otra dimensión (ancho).

Para completar la definición de la geometría es preciso contar con una segunda relación entre altura (o radio) y ancho.

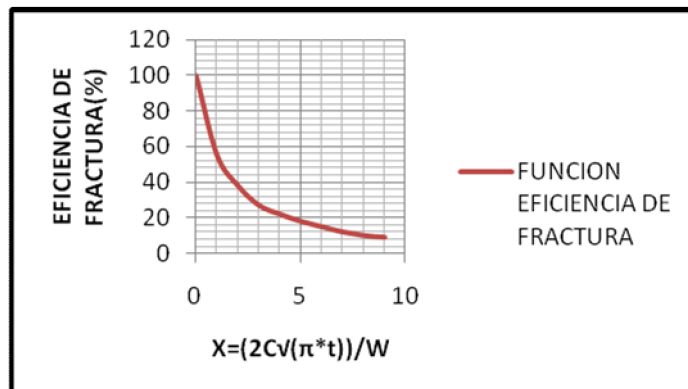
Esta nueva relación se obtiene vinculando la presión desarrollada con las dimensiones de la fractura según las propiedades mecánicas de las rocas.

Figura D4. Representación Ecuación del área de Carter (fractura vertical).



Fuente: Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

Figura²⁸ D5 .Eficiencia de la fractura con respecto a la longitud de la misma.



Fuente: Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

D.4 OTROS MODELOS DE GEOMETRÍA DINAMICA

Se han propuesto y se utilizan variantes de los dos tipos de modelo hasta ahora mencionados, con el objeto de simplificar los cálculos, o bien reducir las hipótesis básicas de modo de obtener estimaciones más confiables. Las ideas fundamentales son idénticas, lo que se traduce en similar incidencia de los diversos factores. Se pueden citar como ejemplo la geometría de Nordgren (tipo Perkins y Kern) y el modelo de Daneshy (tipo Kristianovic).

El esfuerzo principal de los últimos años ha sido destinado al desarrollo de modelos tridimensionales, o aquellas que consideran a la altura de una fractura vertical como parámetro que varía durante el tratamiento.

El uso de estos modelos exige un abundante caudal de información adicional (laboratorio, perfiles, microfracturas).

D.5 CRECIMIENTO DE LA FRACTURA EN EL CURSO DE UN TRATAMIENTO

La aplicación de cualquiera de los modelos antes descritos con volúmenes totales crecientes permite determinar cómo aumentan las dimensiones de la fractura en el curso de un tratamiento. La figura D7 muestra que el ancho creado crece muy rápido al comienzo de la operación. El ensanchamiento se frena poco a poco en el curso de la operación.

El desarrollo longitudinal es comparable, pero con una velocidad menos variable que en el caso del ancho. La forma exacta de las curvas depende de la situación en particular y el modelo usado para el cálculo, ver figura D8.

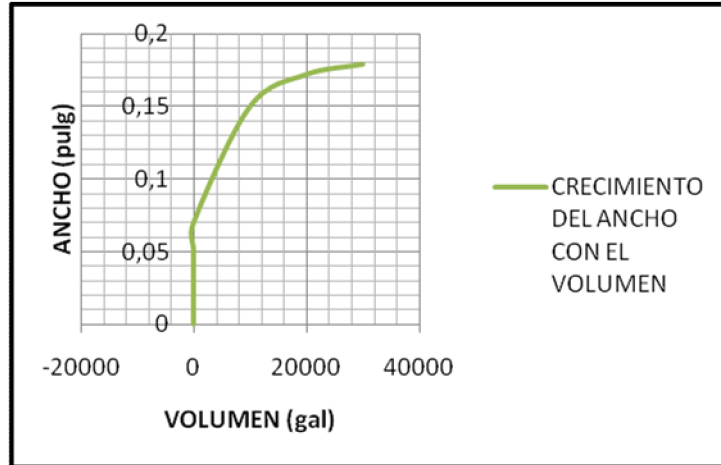
Resulta de utilidad en el diseño de una operación el conocimiento de esta variación de dimensiones de la grieta, para esto tanto el ancho como la longitud siguen aproximadamente una ley de potencias.

$$L = a \cdot V^b \quad (1)$$

$$W = c \cdot V^d \quad (2)$$

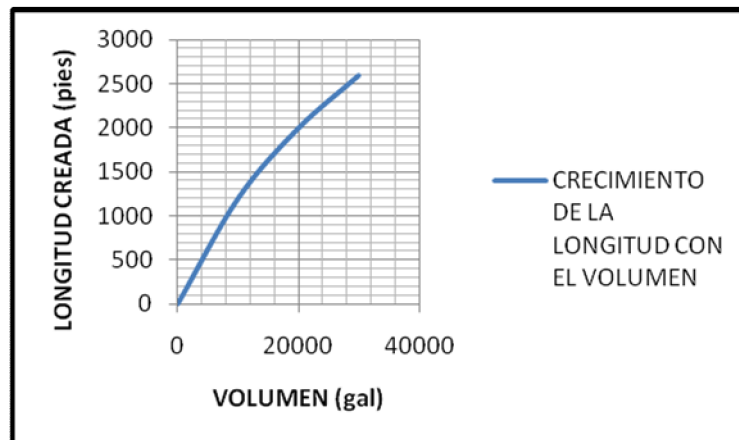
De esta forma, basta con resolver el correspondiente sistema para solo dos volúmenes. Así, las constantes a, b, c y d se pueden calcular y se tiene descrito el crecimiento de la fractura para cualquier otro volumen.

Figura D6. Crecimiento del ancho de fractura con el volumen.



Fuente: Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

Figura D7 .Crecimiento de la longitud de fractura con respecto al volumen.



Fuente: Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

D.6 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA ALTURA DE LA FRACTURA^[2]

- Crecimiento de la fractura

Se he demostrado y probado que una fractura producida hidráulicamente en un roca se desarrollara tendiendo una forma circular o bien una forma elíptica. Se producirá un crecimiento radial; es decir, que habrá una cierta relación entre la dimensión horizontal y la dimensión vertical.

El crecimiento vertical estará afectado por varios factores de manera que, generalmente, estará limitado.

Como parámetro de la geometría de fractura la altura de la misma tiene una gran importancia, tanto en el diseño de la operación como en los resultados producidos.

- Factores limitantes (Espesor de barreras)

Aparentemente este aspecto tiene gran importancia y se refiere a que una roca será capaz de contener la fractura cuanto más espesor tenga.

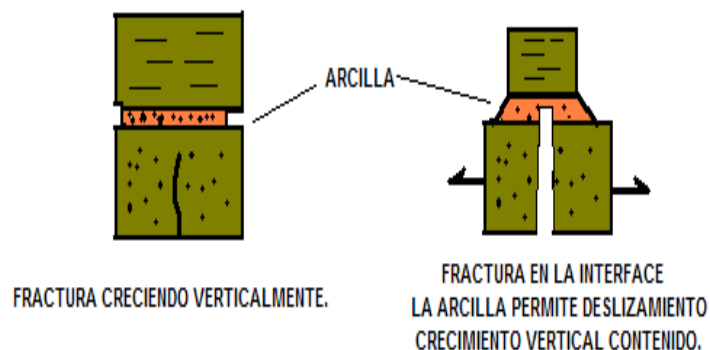
- Separación inter – estratos – ductibilidad

Es poco probable que a las profundidades de interés se produzcan deslizamientos de capas sobre la interface.

Un caso más probable pero de funcionamiento similar tenemos cuando hay una película o pequeño espesor de arcilla dúctil.

Cuando la fractura llega a ese punto, la energía de la misma es absorbida por la deformación de la roca y por qué se posibilita el deslizamiento (modelo de Klerk y de Geerstman). (Ver figura D9).

Figura D8. Modelo de Geertsma y de Klerk

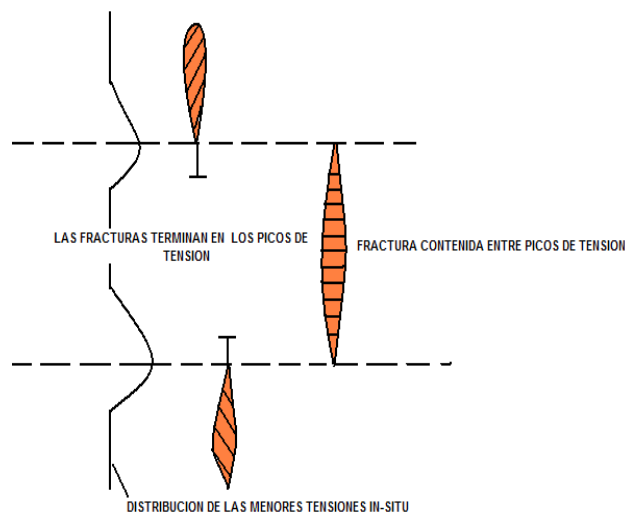


Fuente: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

- Variaciones de tensiones in – situ ^[21]

Es un factor de primera importancia. Para cierta distribución de tensiones, mientras la presión dentro de la fractura no supere las tensiones in –situ de las capas adyacentes, la fractura quedara confinada, (ver figura D10).

Figura D9. Fractura confinada



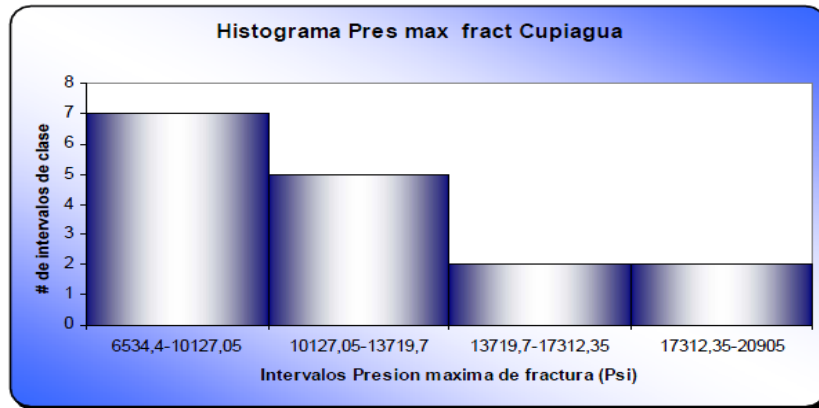
Fuente: Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services

²¹ La determinación de las **tensiones in-situ en rocas** se basa en la medición de la variación de las tensiones del macizo, la cual se materializa dentro de perforaciones cuando se lo hace en profundidad, mientras que las mediciones superficiales se realizan en hendiduras efectuadas a tal fin.

Anexo E.

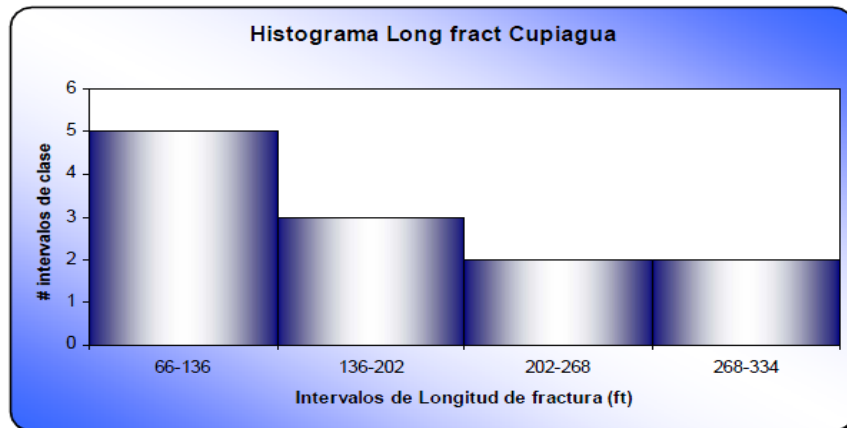
E.1 DATOS DEL YACIMIENTO CUIAGUA

Figura E1. Histograma de presión máxima para Cupiagua



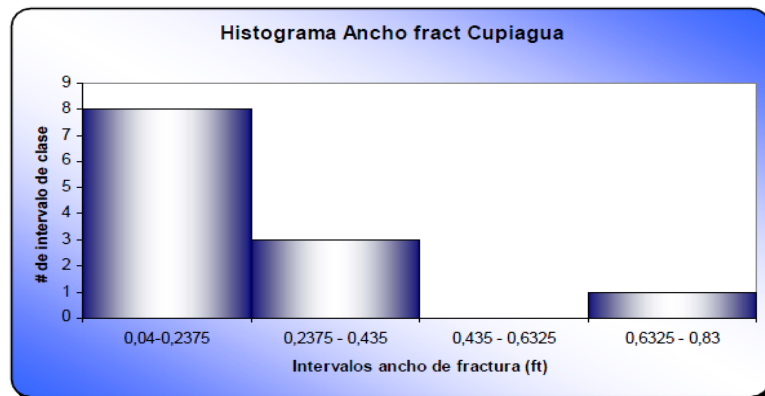
Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E2. Intervalos de longitud de fractura para Cupiagua.



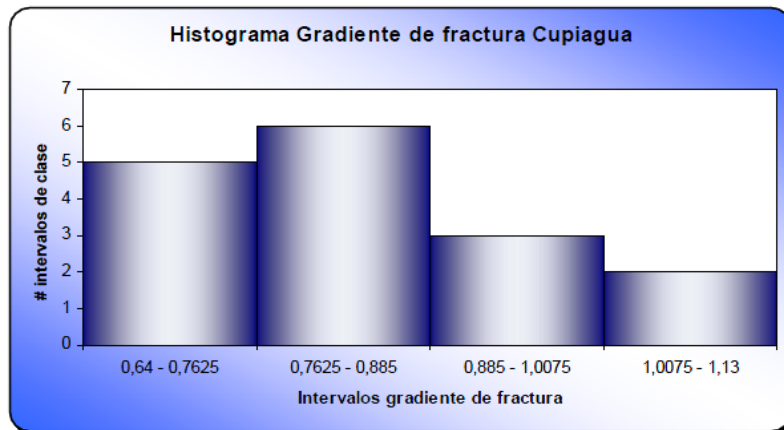
Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E3. Intervalos de ancho de fractura para Cupiagua



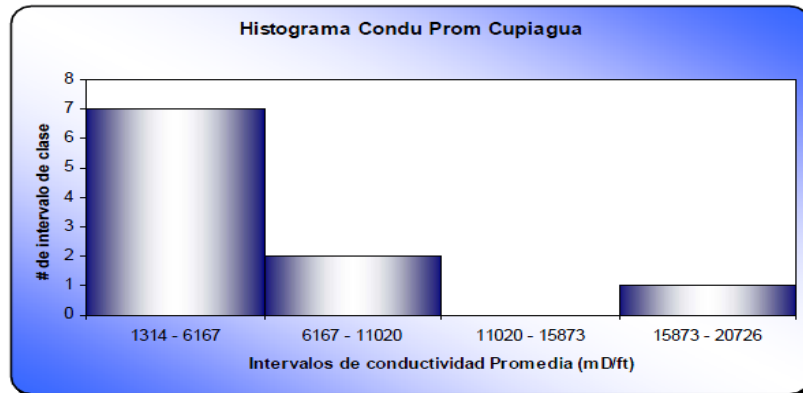
Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E4 .intervalos de gradiente de fractura para Cupiagua



Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E5 .Intervalos de conductividad promedio de fractura para Cupiagua.



Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos

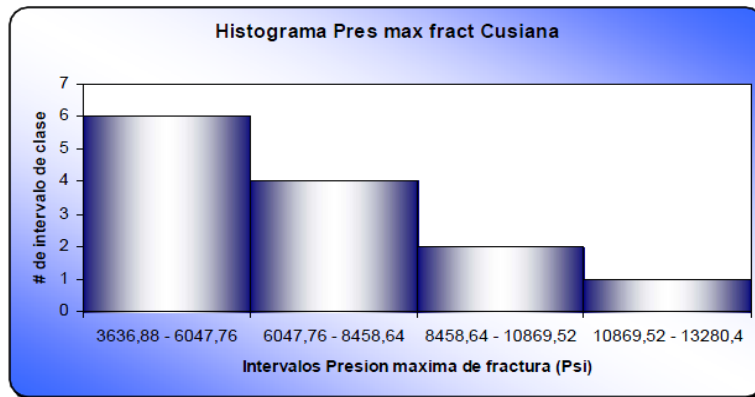
Tabla E1. Datos promedio de Cupiagua

Cupiagua	Media Aritmética
<i>Profundidad (Ft)</i>	15448,8
<i>Permeabilidad (md)</i>	6,3
<i>Presión máxima de fractura (PSI)</i>	11551,7
<i>Longitud de fractura (Ft)</i>	176,9
<i>Ancho de fractura (Ft)</i>	0,25
<i>Gradiente de fractura</i>	0,85
<i>Conductividad promedio</i>	5037,2

Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos

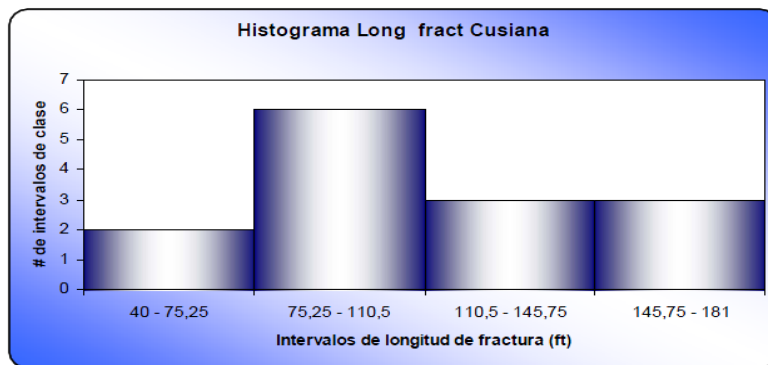
E.2 DATOS DE LOS YACIMIENTOS CUSIANA

Figura E6.intervalos de presión máxima de fractura para Cusiana



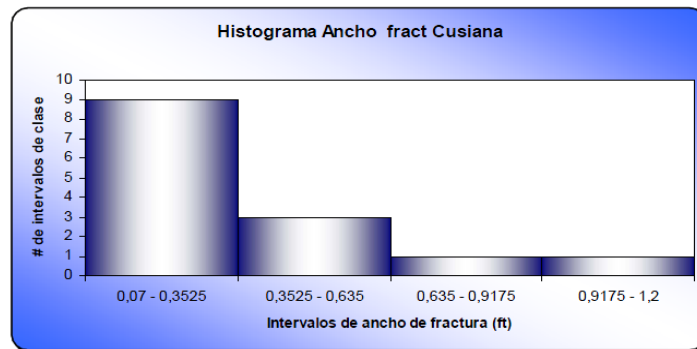
Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E7.intervalos de longitud de fractura para Cusiana



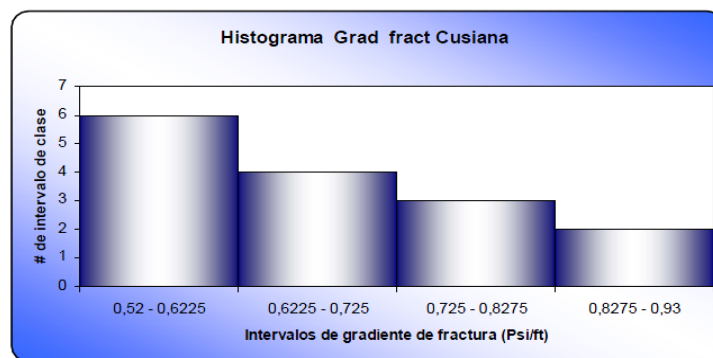
Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E8.intervalos de ancho de fractura para Cusiana



Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

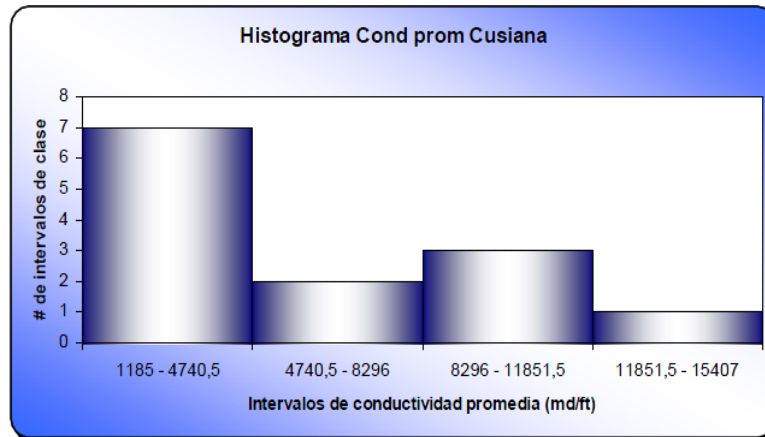
Figura E9.intervalos de gradiente de fractura para Cusiana.



Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en

los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura E10.intervalos de conductividad de fractura para Cusiana



Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p.Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

Tabla numero E2. Datos promedio de Cusiana.

Cusiana	Media Aritmética
<i>Profundidad (ft)</i>	14560,5
<i>Permeabilidad (md)</i>	70
<i>Presión máxima de fractura (Psi)</i>	6432,6
<i>Longitud de fractura (ft)</i>	111,6
<i>Ancho de fractura (ft)</i>	0,38
<i>Gradiente de fractura (Psi/ft)</i>	0,69
<i>Conductividad promedio (md/ft)</i>	5552,2

Fuente: CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

E.3 VALOR DE PARÁMETROS REOLOGICOS PARA FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Tabla E3 .Valores tipicos de indice de consistencia e indice de comportamiento.

n´ (índice de comportamiento)	K´ (índice de consistencia de flujo)	Viscosidad aparente [Cps]
0,4	0,0875	458
0,6	0,0418	458
0,8	0,0300	458

Fuente : autor

Tabla E4 .Valores tipicos de indice de consistencia e indice de comportamiento para viscoelasticos, XL, y fluidos base aceite .

Para fluidos viscoelasticos	Fluidos polimericos XL	Fluidos base Oil
------------------------------------	-------------------------------	-------------------------

$n' > 0,1$ a 0,5	$n' > 0,5$ a 0,8	$n' > 0,5$ a 0,9
$K' > 0,1$ a 1,0	$K' > 0,001$ a 0,1	$K' > 0,001$ a 0,1

Fuente : autor

ANEXO F

F.1 APLICACIÓN DE DISEÑO FACTORIAL APLICADO AL MODELO PKN , KGD Y ECUACION DE AREA DE CARTER

Tabla F1. Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 2 del modelo PKN.

Q (bpm)	viscosidad (Cp)	Radio (Ft)	Modulo de Young (psi)	Ancho (W) (Ft)
5	100	100	200000	0,106066017
100	100	100	200000	0,224302317
5	250	100	200000	0,133370956
100	250	100	200000	0,282045232
5	100	200	200000	0,126134462
100	100	200	200000	0,266741912
5	250	200	200000	0,15860569
100	250	200	200000	0,335410197
5	100	100	1000000	0,039887219
100	100	100	1000000	0,084351199
5	250	100	1000000	0,050155523

100	250	100	10000000	0,106066017
5	250	200	10000000	0,059645305
100	250	200	10000000	0,126134462
5	100	200	10000000	0,047434165
100	100	200	10000000	0,100311046

Fuente : Autor

Tabla F2 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 3 de modelo PKN.

Q (bpm)	Viscosidad (Cp)	Longitud (Ft)	Modulo de Young (Psi)	Ancho (W) (Ft)
5	100	111,6	200000	0,181694198
100	100	111,6	200000	0,384236448
5	250	111,6	200000	0,228468359
100	250	111,6	200000	0,483151754
5	100	176,9	200000	0,203871712
100	100	176,9	200000	0,431136179
5	250	176,9	200000	0,256355106
100	250	176,9	200000	0,542125044
5	100	111,6	10000000	0,068327976
100	100	111,6	10000000	0,144496077
5	250	111,6	10000000	0,085917882
100	250	111,6	10000000	0,181694198
5	100	176,9	10000000	0,076668059
100	100	176,9	10000000	0,162133205
5	250	176,9	10000000	0,09640498
100	250	176,9	10000000	0,203871712

Fuente : Autor

Tabla F3 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 4 para fluidos viscoelásticos, modelo PKN

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Modulo de Young (Psi)	ancho (W) (ft)
5	15	111,6	200000	4,17258E-07
100	15	111,6	200000	2,88117E-06
5	50	111,6	200000	2,55468E-06
100	50	111,6	200000	1,76401E-05
5	15	176,9	200000	1,12342E-06
100	15	176,9	200000	7,75721E-06
5	50	176,9	200000	6,87819E-06
100	50	176,9	200000	4,7494E-05
5	15	111,6	1000000	9,28152E-11
100	15	111,6	1000000	6,4089E-10
5	50	111,6	1000000	5,68266E-10
100	50	111,6	1000000	3,92388E-09
5	15	176,9	1000000	2,49894E-10
100	15	176,9	1000000	1,72552E-09
5	50	176,9	1000000	1,52999E-09
100	50	176,9	1000000	1,05646E-08

Fuente: autor

Tabla F4 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 4 con fluidos polimericos, modelo PKN.

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Modulo de Young (Psi)	Ancho (W) (Ft)
5	15	111,6	200000	1,5289E-11

100	15	111,6	200000	1,4143E-09
5	50	111,6	200000	4,0725E-11
100	50	111,6	200000	3,7674E-09
5	15	176,9	200000	4,4619E-11
100	15	176,9	200000	4,1276E-09
5	50	176,9	200000	1,1885E-10
100	50	176,9	200000	1,0995E-08
5	15	111,6	10000000	1,7150E-15
100	15	111,6	10000000	1,5865E-13
5	50	111,6	10000000	4,5683E-15
100	50	111,6	10000000	4,2261E-13
5	15	176,9	10000000	5,0051E-15
100	15	176,9	10000000	4,6301E-13
5	50	176,9	10000000	1,3332E-14
100	50	176,9	10000000	1,2333E-12

Fuente : Autor

Tabla F5 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion numero 4 con fluidos base aceite, modelo PKN.

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Modulo de Young (Psi)	Ancho (W) (ft)
5	15	111,6	200000	1,03245E-11
100	15	111,6	200000	3,24972E-09
5	50	111,6	200000	1,84014E-11
100	50	111,6	200000	5,792E-09
5	15	176,9	200000	3,11904E-11
100	15	176,9	200000	9,81746E-09
5	50	176,9	200000	5,55909E-11

100	50	176,9	200000	1,74977E-08
5	15	111,6	10000000	8,63656E-16
100	50	111,6	10000000	4,84507E-13
5	15	111,6	10000000	8,63656E-16
100	50	111,6	10000000	4,84507E-13
5	15	176,9	10000000	2,60912E-15
100	50	176,9	10000000	1,4637E-12
5	15	176,9	10000000	2,60912E-15
100	50	176,9	10000000	1,4637E-12

Fuente : autor

Tabla F6 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 14 (ecuacion modifiicada de Carter).

Q (gpm)	Altura de la fractura (ft)	Ancho (W) in	Coefficiente de filtrado (ft/min^{^(1/2)})	X adimensional
210	15	3,00120048	0,1	1,147720582
4200	15	3,00120048	0,1	0,256638124
210	50	3,00120048	0,1	1,147720582
4200	50	3,00120048	0,1	0,256638124
210	15	4,321728691	0,1	0,797168178
4200	15	4,321728691	0,1	0,178252224
210	50	4,321728691	0,1	0,797168178
4200	50	4,321728691	0,1	0,178252224
210	15	3,00120048	1,5	17,21580872
4200	15	3,00120048	1,5	3,849571859
210	50	3,00120048	1,5	17,21580872
4200	50	3,00120048	1,5	3,849571859

210	15	4,321728691	1,5	11,95752267
4200	15	4,321728691	1,5	2,673783353
210	50	4,321728691	1,5	11,95752267
4200	50	4,321728691	1,5	2,673783353

Fuente : Autor

Tabla F7 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion 14 (ecuacion modificada de Carter) .

Fe (x)	Área de Carter (ft²)	Longitud de fractura ft
0,520334472	1611,074436	53,7024812
0,835421479	2586,655818	86,2218606
0,520334472	1611,074436	16,11074436
0,835421479	2586,655818	25,86655818
0,613065129	1318,418858	43,94729528
0,880238592	1892,985108	63,09950358
0,613065129	1318,418858	13,18418858
0,880238592	1892,985108	18,92985108
0,062169121	192,4898069	6,416326897
0,235222987	728,3041223	24,27680408
0,062169121	192,4898069	1,924898069
0,235222987	728,3041223	7,283041223
0,08737165	187,8959111	6,263197036
0,309917589	666,4890465	22,21630155
0,08737165	187,8959111	1,878959111
0,309917589	666,4890465	6,664890465

Fuente : Autor

Tabla F8 . Aplicación de diseño factorial a la ecuacion del modelo KGD .

Q (gpm)	altura de la fractura (ft)	viscosidad (Cp)	Modulo de Young (Psi)	Longitud (Ft)
210	15	100	200000	0,000112707
4200	15	100	200000	0,855360312
210	50	100	200000	6,7422E-06
4200	50	100	200000	19,44792901
210	15	250	200000	2,33627E-05
4200	15	250	200000	0,540769042
210	50	250	200000	4,77E-06
4200	50	250	200000	12,30
210	15	100	1000000	0,000193846
4200	15	100	1000000	6,045821947
210	50	100	1000000	0,000557499
4200	50	100	1000000	137,5143794
210	15	250	1000000	0,000105467
4200	15	250	1000000	3,82
210	50	250	1000000	1,10E-05
4200	50	250	1000000	86,97156165

Fuente : autor