

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA
FORMACIÓN MOGOLLÓN DE LOS YACIMIENTOS TÚNEL Y
BELLAVISTA – CUENCA TALARA”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

ELABORADO POR:

MIGUEL ALFREDO HARO SILVERIO

PROMOCIÓN 2011-1

LIMA - PERÚ

2015

AGRADECIMIENTO

Agradecer primeramente a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño.

A la Universidad Nacional de Ingeniería por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

También agradecer a mis profesores durante toda mi carrera profesional porque todos han aportado con un granito de arena.

A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional. A mi padre que se encuentra en el cielo pero siento que estás conmigo siempre, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí.

Para ellos: Muchas Gracias y que Dios los bendiga.

RESUMEN

El área de estudio comprende seis (06) pozos nuevos pertenecientes a los yacimientos Bellavista y Túnel del Lote I de la cuenca Talara-Perú, que se han estimulado en la formación Mogollón durante el año 2010 y el primer semestre del 2011. En el trabajo se muestran los resultados obtenidos en estos pozos luego del fracturamiento hidráulico con fluido gelificado base agua.

Los resultados se compararon con pozos vecinos estimulados anteriormente en las mismas arenas y con fluido base petróleo, comprobándose que existe una mejora considerable en la estimulación del pozo abriendo paso a que arenas no drenadas de la formación Mogollón sean estimulados con fluido base agua, adicionalmente el fracturamiento será económicamente rentable y disminuye los impactos ambientales.

Finalmente se hace una comparación entre los seis (06) pozos de estudio fracturados con gel base agua y los pozos vecinos estimulados con fluido base petróleo cuyos parámetros de fractura fueron obtenidos de programas de simulación.

INDICE

AGRADECIMIENTO	i
RESUMEN	ii
INDICE	iii
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes del Proyecto	1
1.2 Formulación del Problema	2
1.3 Justificación del Plan de Tesis	2
1.4 Objetivos del Proyecto	3
1.5 Formulación de la Hipótesis	3
CAPITULO II: AGENTE DE SOSTÉN	4
2.1 Función y Normas	4
2.2 Norma API RP 56	6
2.3 Arena de Fracturamiento	6
2.3.1 Arena de Calidad Excelente o Premium	6
2.3.2 Arena de Calidad Buena o Estándar	6
2.3.3 Arena de Calidad Sub-Estándar	7
2.4 Propiedades Físicas de la Arena	7
CAPITULO III: MODELO PARA LA FRACTURA HIDRAULICA	8
3.1 Modelos en Dos Dimensiones	9
3.2 Modelos en Tres Dimensiones	10
3.2.1 Modelo PKN	11
3.2.2 Modelo KGD	13
3.3 Presión Neta de Fracturamiento	15

CAPITULO IV: FLUIDOS Y SOPORTANTES	18
4.1 Fluido de Relleno (Pad)	18
4.2 Fluido con Agente de Soportante en Suspensión o Lechada	18
4.3 Fluido de Limpieza	19
4.4 Programa del Material Soportante	20
4.5 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos	21
4.6 Guía para la Selección del Fluido Fracturante	23
4.7 Coeficiente de pérdida de Filtrado de fluidos	24
4.8 Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante	30
CAPITULO V: LA ESTIMULACION DE POZO COMO UN MEDIO PARA AUMENTAR EL INDICE DE PRODUCTIVIDAD	32
5.1 Índice de Productividad	32
5.2 Sistema Reservorio – Pozo – Fractura	36
5.3 Número de Propante	38
5.3.1 Performance del Pozo para bajo y moderado número de propante	44
5.4 Conductividad Óptima de la Fractura	48
5.5 Lógica de Diseño	52
CAPITULO VI: DISEÑO DE TRATAMIENTOS DE FRACTURA	54
6.1 Test de Microfrac	55
6.2 Minifrac	56
6.3 Diseño de Tratamiento basado en el enfoque unificado	69
6.3.1 Tiempo de Bombeo	70
6.3.2 Schedule del Propante	73
CAPITULO VII: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	81
7.1 ¿Qué es Fracturamiento?	82

7.2 ¿Por qué Fracturar?	89
7.3 Radio efectivo de fractura	92
7.3.1 Sin Fractura	92
7.3.2 Con Fractura	92
7.4 Factor de Conductividad Adimensional (C_{fD}) y la relación r'_w/X_f	93
7.5 Sensibilidad FOI para reservorios	97
CAPITULO VIII: RUPTORES DE GEL	99
8.1 Ruptor de Gel RX-5	99
8.1.1 Propiedades Físicas	100
8.1.2 Seguridad Industrial	100
8.2 Ruptor de Gel R-5	100
8.2.1 Ventajas del R-5	101
8.2.2 Propiedades Físicas	101
8.2.3 Seguridad Industrial	101
CAPITULO IX: ÁREA DE ESTUDIO	102
9.1 Datos Generales del área de estudio	102
9.2 Ubicación	102
9.3 Estructura	103
9.4 Sedimentación	104
CAPITULO X: ESTUDIO DEL CAMPO	105
10.1 Contribuciones Técnicas y Económicas	105
10.2 Simulación de Fractura con Gel base agua y crudo	107
10.3 Fractura Convencional Usando Gel base Agua.	107
10.4 Fractura Convencional Usando Petróleo.	109
10.5 Análisis de los Pozos Estimulados con Gel Base Agua	110

10.6 Producción de crudo de los pozos en estudio	113
10.6.1 Producción en Bpd de pozos fracturado con crudo	113
10.6.2 Producción en Bpd de pozos fracturados con gel base agua	114
CAPITULO XI: ANALISIS Y RESULTADOS	115
11.1 Pozos fracturados con agua gelificada	115
11.2 Pozos fracturados con crudo	115
CAPITULO XII: ANÁLISIS DE COSTOS	116
12.1 Costos de Fracturamiento con crudo	116
12.1.1 Costos de servicios	116
12.1.2 Costos de materiales	117
12.1.3 Costos de crudo	117
12.1.4 Costo total	117
12.2 Costos de Fracturamiento con gel base agua	118
12.2.1 Costos de servicios	118
12.2.2 Costos de materiales	119
12.2.3 Costo total	120
CAPITULO XIII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121
13.1 Conclusiones	121
13.2 Recomendaciones	122
CAPITULO XIV: NOMENCLATURA	123
CAPITULO XV: BIBLIOGRAFIA	125

CAPITULO I : INTRODUCCION

1.1 Antecedentes del Proyecto

El primer fracturamiento fue realizado en Kansas, a finales de 1940 y el propósito fue incrementar la producción de un pozo marginal. En la década de 1950 realizar este tipo de tratamientos tiene gran impacto tanto en pozos de petróleo como de gas.

A finales de 1952 se popularizó el uso del método de fracturamiento hidráulico y comenzaron a desarrollarse nuevas técnicas.

Los primeros fracturamiento hidráulicos que se realizaron en el Lote I de la cuenca Talara datan del año 1955 y se realizaban con solo fluido (crudo o agua) o con fluido y bajas concentraciones de agente propante (arena).

A mediados de los 1980 se incrementa, la aplicación del fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científico de los modelos de comportamiento de la fractura en la formación productora.

Inicialmente los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de límites muy conservadores. Inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con media libra de arena por galón. Un tratamiento promedio con velocidades de 2 a 4 barriles por minuto era considerado como tal, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande.

A medida que las tasas de inyección aumentaban se experimenta con fluidos de menor viscosidad, lo que reduce los costos y da muy buenos resultados.

Los resultados demuestran que los fracturamiento con sólo fluido (Oilsqueeze) en formaciones de baja permeabilidad, como son los reservorios de la formación Mogollón (ver tabla N° 1), no han sido exitosos. Caso contrario ha sucedido con los fracturamiento con fluido y agente propante.

**Tabla Nº 1 Características de reservorio en la Formación Mogollón
Yacimientos Bellavista y Túnel – Cuenca Talara - Perú**

Porosidad	9 - 14 %
Permeabilidad	0.1 - 2 md
Saturación Agua	40 - 50 %
Relacion Pay / Gross	0.15
Factor de Recuperación	7%
Profundidad Promedio	3000 pies
Gradiente Reservorio	0.15 - 0.38 psi/ft

Fuente: Estudio de Caracterización de Reservorios de la formación Bellavista – Lote I, Año 2010

1.2 Formulación del Problema

La principal limitación de los fracturamientos con crudo son las altas presiones encontradas durante el tratamiento lo que conlleva a inyectar poca cantidad de agente propante.

En las fracturas con gel base agua no se tiene este inconveniente lo que permite crear fracturas de mayor espesor, mayor altura y mejor empaquetadas.

1.3 Justificación del Plan de Tesis

La aplicación de la fractura hidráulica no ha cambiado, pero si las técnicas, productos, materiales y equipos empleados. En la industria del petróleo se encuentra variedad de fluidos para todo tipo de situaciones: fluidos base agua, base hidrocarburos, espumas con gases, fluidos de alta y baja viscosidades, para altas y bajas temperaturas, etc. Igualmente han evolucionado los agentes de sostén, ya que ahora se disponen materiales manufacturados de alta capacidad y resistencia.

En el lote I de la cuenca Talara, por lo general los reservorios tienen características geológicas complejas tanto estructuralmente como estratigráficamente. Por ello en el proyecto de tesis, en el fracturamiento

hidráulico se utilizó un fluido gelificado base agua, optimizando parámetros de fracturamiento e incrementando la producción en la formación Mogollón de los yacimientos Túnel y Bellavista en la Cuenca Talara

Actualmente los reservorios de la formación Mogollón tienen baja energía debido al alto grado de depletación (100 años de explotación). La producción de crudo con solo baleo es difícil, por lo que será necesario fracturarlos y así crear zonas de alta conductividad.

Por lo tanto, este proyecto de tesis, permitirá conocer que parámetros en el diseño de la Fractura (longitud, espesor, cantidad de agente propante, dosificaciones) son de mayor relevancia y así generar estimulaciones más eficientes.

1.4 Objetivos del Proyecto

1.4.1 El objetivo principal del proyecto de Tesis es, optimizar el fracturamiento hidráulico en el Noroeste Peruano, tomando como horizonte la formación Mogollón de los yacimientos Túnel y Bellavista en la Cuenca Talara.

1.4.2 Disminuir costos de operación y mejorar la producción de petróleo.

1.5 Formulación de la Hipótesis

Mediante un fluido gelificado base agua se optimizará el fracturamiento hidráulico en la formación Mogollón, en los yacimientos Túnel y Bellavista en la Cuenca Talara.

CAPITULO II: AGENTES DE SOSTÉN

2.1 Función y Normas

Las Fracturas Hidráulicas se han estado usando desde los años '40 como una técnica para incrementar la producción de hidrocarburos del reservorio. Esta técnica involucra el bombeo de fluidos a caudales y presiones suficientemente altas como para quebrar o romper la formación. El propósito de crear esta fractura es el de proveer un camino permeable a través del cual los fluidos del reservorio puedan fluir más libremente.

La función de los agentes de sostén es mantener la fractura abierta luego que el fluido de fractura deja de ser inyectado. Los fluidos del reservorio van a fluir hacia la fractura desde los extremos hacia el pozo a través de los conductos generados por el *pack* de arena. Esto usualmente dará por resultado un incremento en la producción y retornos de inversión más rápidos para la operadora. Este incremento en producción ocurre porque por ejemplo la permeabilidad de la fractura (usando una arena Ottawa 20/40 @4000 psi de presión de cierre) es de 116 darcys, cuando la permeabilidad de la formación puede ser de 0.005 darcys o menor.

El principal objetivo de una operación de fractura hidráulica es introducir un agente de sostén en la fractura generada en la formación. Por lo tanto la selección del agente de sostén es una parte crítica en el diseño de la fractura. A través de los años muchos y diferentes tipos de materiales han sido usados como agentes de sostén. El primero en usarse fue arena del río Arkansas, por supuesto se utilizó tal como se lo extrajo, sin tamizar ni procesar.

A medida que se perforaron pozos más profundos (entre los ´60 y ´70), el uso efectivo de arena común llegaba a su fin, esto instó a la industria a buscar agentes de mayor resistencia, el cerámico sinterizado, o Bauxita Sinterizada.

Alrededor de 1980, continuando con el desarrollo de materiales más económicos que la bauxita y de mejor performance que la arena, se comienza a utilizar la mullita, otro óxido de aluminio. Tiene menor densidad y costo que la bauxita, y no tan inerte. Es clasificada como agente de Sostén de Resistencia Intermedia.

Otra solución fue desarrollar los agentes de sostén resinados, que aplicados sobre agentes de menor calidad, lograban mejorar bastante la mayoría de las propiedades.

Actualmente, arena, agentes resinados, bauxita y cerámicos de intermedia resistencia alcanzan para satisfacer casi todas las necesidades de agentes de sostén. Esta gran variedad, sumado a la gran diversidad de granulometrías y proveedores, motiva cierta confusión en el momento de elegir un agente.

El API ha establecido especificaciones para el control de calidad de los agentes de sostén usados en tratamientos de fractura hidráulica.

Las Normas API RP son las siguientes:

- 56 : Para arena usada en Fractura Hidráulica
- 60 : Para agentes de alta resistencia usada en Fractura Hidráulica
- 58: Para arena usada en *GravelPacking*
- 61 : Para evaluación de Conductividad de Fractura de agentes de sostén en Corto Tiempo (*Short Term Test*)

2.2 Norma API RP 56:

- Análisis de tamizado (<0.1% retenido en la superior, >90% entre nominales y < 1% en fondo)
- Esfericidad y redondez
- Solubilidad en Ácido
- Turbidez
- Resistencia al Quebrantamiento
- Conductividad y Permeabilidad

2.3 Arena de Fracturamiento

La Arena se puede dividir en tres grandes categorías:

- Calidad Excelente o Premiun (Blanca)
- Calidad Buena o Estándar (Marrón)
- Calidad Sub-estándar

2.3.1 Arena de Calidad Excelente o Premiun

El término de Premiun o excelente deriva de su resistencia a la compresión. Normalmente se habla del “tipo Ottawa” o arena “blanca”. Este tipo de arenas excede grandemente los estándares del API RP 56. Si bien se usa el término “blanca”, a veces también se hace referencia a una arena marrón dorada clara, que es de tan buena calidad como la blanca.

Los granos individuales suelen ser monocristalinos, significando esto que lo componen cristales de cuarzo individual.

Algunos ejemplos de esta arena son las llamadas Ottawa y Jordan.

2.3.2 Arena de Calidad Buena o Estándar

Este tipo de arena excede levemente o se asemejan por completo al API RP 56. Los granos individuales suelen ser policristalinos, que significa

compuestos por pequeños cristales de cuarzo unidos. Resultando entonces en mayores planos de clivaje en el mismo grano, que genera menor resistencia a la compresión.

Se la suele llamar arena “marrón” porque el color deriva de trazas de óxidos de hierro. Las más conocidas son la Hickory, a veces llamada Brady y la Bidahochi, también llamada Houck.

2.3.3 Arena de Calidad Sub-estándar

Son aquellas que fallan en algunas de las propiedades de la guía API. En general el fallo suele darse en la baja resistencia a la compresión. Esto se debe a la baja redondez y esfericidad y a la presencia de feldespatos y otros materiales frágiles.

2.4 Propiedades Físicas de la Arena

En la siguiente tabla 2.1 muestra las propiedades físicas de la arena de fracturamiento.

Tabla 2.1 Propiedades físicas de la arena

PROPERTY	UNITS	API RECOMMENDED LIMITS	Premium		Standard		Substandard	
			Jordan Sand		Hickory Sand		Aeolian Dune	
			12/20	20/40	12/20	20/40	12/20	20/40
Specific Gravity	g/cm ³	2.65 max.	2.65	2.65	2.65	2.65	2.62	2.63
Bulk Density	lb/ft ³	105 max.	98	102	100	101	97	99
Roundness	1.0 max	0.6 min.	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.6
Sphericity	1.0 max	0.6 min.	0.7	0.8	0.6	0.7	0.6	0.6
Acid Solubility (12/3 Hcl/HF)	Wt. %	2% max.	1.0	0.7	1.2	1.0	4.7	4.1
Silt and Fine Particles	FTU	250 max.	62	75	100	105	N/A	350
Crush Resistance	WT. % Fines Generated	Max Allowed 12/20 - 16% (3,000 psi)	9		14		16	
		Max Allowed 20/40 - 14% (4,000 psi)		4		9		18
Clustering	Wt. %	1% max.	0.3	0.1	0.8	0.3	0.8	0.4

Fuente: Fractura Hidráulica Empresa San Antonio Pride

CAPITULO III: MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA

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 lo siguiente:

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- Esfuerzo de la formación.
- 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)
- Modelos pseudo-tres-dimensiones (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensiones (3-D).

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca.

El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

3.1 Modelos en Dos Dimensiones

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

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

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, como una aproximación apropiada, se tienen los modelos PKN [Perkins & Kern (1961) y Nordgren (1972)].

Se considera que:

$$x_f \gg h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se han presentado los modelos KGD [Khristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & de Klerk (1969)], que frecuentemente se conocen 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.

Dónde:

$$2x_f = h_f$$

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

A continuación se presenta la figura 3.1 del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.

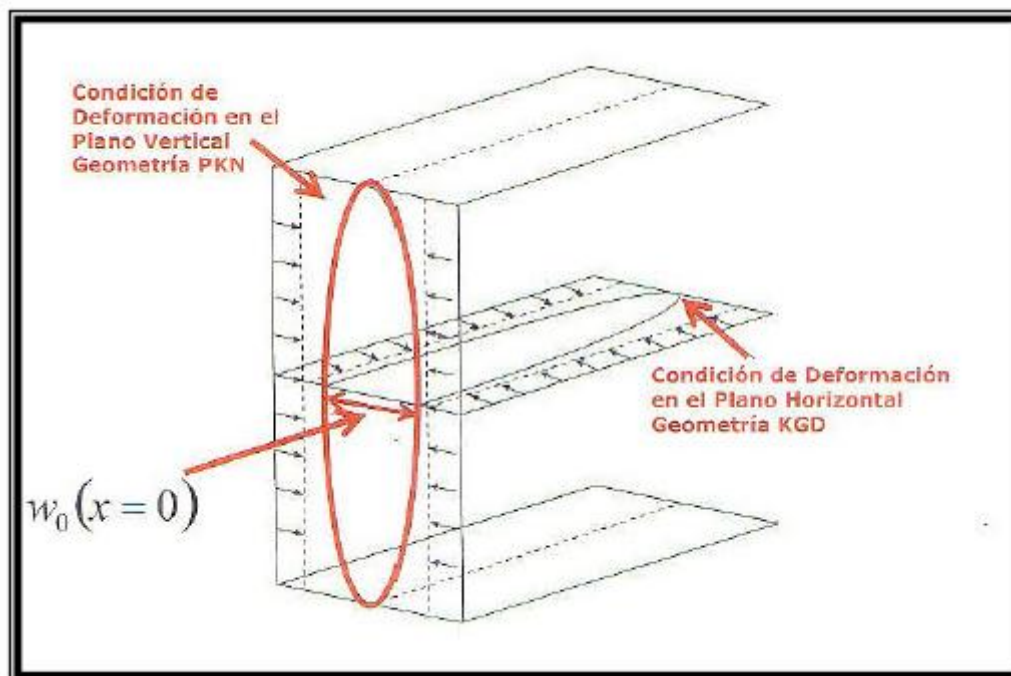


Figura 3-1 Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.

Fuente: Fundamentos de la teoría de fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza - 2004

3.2 Modelos en Tres Dimensiones

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

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

Un modelo 3-D completo es complejo porque requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado.

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

3.2.1 Modelo PKN

El modelo PKN está representado en la Figura 3.2 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.

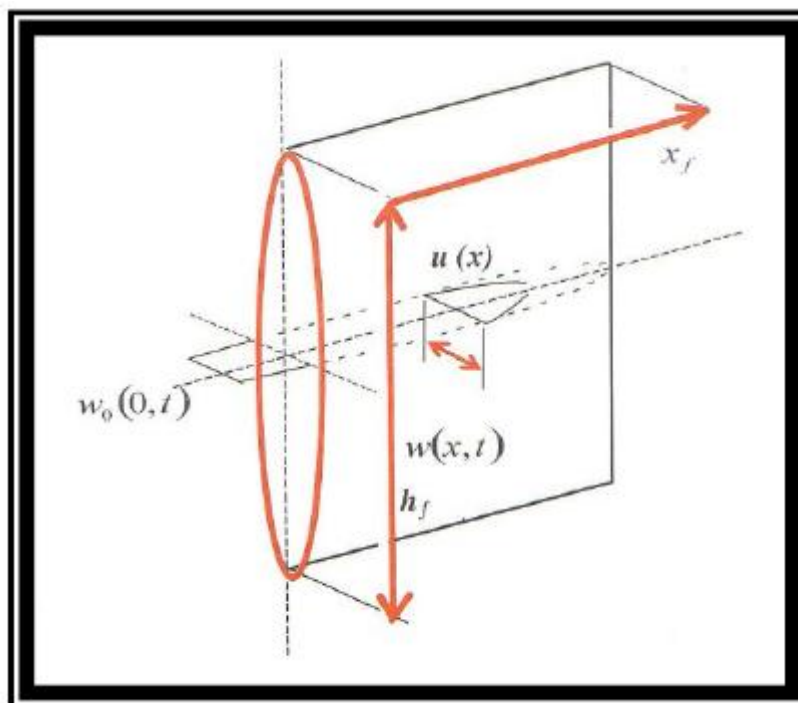


Figura 3-2 Modelo Geométrico PKN

Otras características importantes son:

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

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del módulo de Young de rocas de reservorio común puede variar desde 107psi en arenisca y profunda hasta 2×10^5 psi, en diatomitas.

Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

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, el cual es aproximadamente igual a 0.75.

En unidades de campo petrolero típico es,

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

Ec. 3.1

Dónde:

w = Ancho promedio de la fractura,

q_i = Tasa de Flujo, bpm

μ = Viscosidad del fluido fracturante, cp,

x_f = Longitud de Fractura, ft

G = Módulo de Corte o Cizalla, psi,

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

$$w_{\max} \equiv 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right)^{n'+1} \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} * \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)}$$

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

- n' = Índice de comportamiento del fluido (adimensional)
- k' = Índice de consistencia de fluido (lb.*seg^{n'}/ft²).

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el

factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4} * \gamma \right)$

3.2.2 Modelo KGD

El modelo KGD es representado en la Figura 3-3 y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg x_f$.

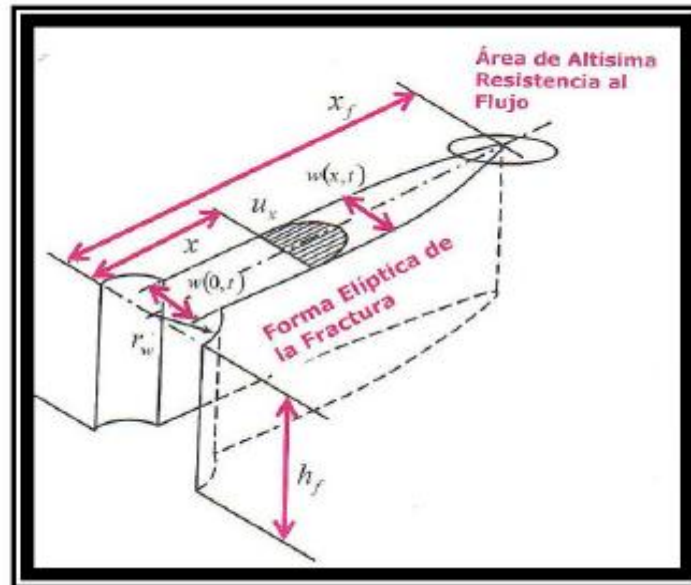


Figura 3-3 El Modelo Geométrico KGD

Fuente: Fundamentos de la teoría de fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza – 2004

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.

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con w , en pulgadas es simplemente,

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

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

$$w_w = (111)^{1/(2n+2)} * 224^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[\frac{1+2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)}$$

3.3 Presión Neta de Fracturamiento

La creación de una grieta bidimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita, d , ha sido descrita por Sneddon y Elliot. (1946).

La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como:

$$P_{net} = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_h = P_f - \sigma_{min}$$

Dónde:

- P_{net} : Presión neta.
- P_f : Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.
- σ_c : Esfuerzo de cierre de la fractura.
- σ_h : Esfuerzo horizontal menor.
- σ_{min} : Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

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

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

Donde, d es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado. Para el modelo PKN la dimensión característica d , es la altura de fractura (h_f), mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de fractura, de punta a punta, $2x_f$.

El valor de γ_c es 0.75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma_c \cdot W_{\max}$$

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

Dónde: $\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1$

η = Eficiencia del fluido fracturante

V_f = Volumen de fractura

V_i = Volumen inyectado

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

$$w A_f = q_i \cdot t$$

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

Reemplazando en la ecuación anterior y reordenando se tiene:

$$\bar{w} X_f = \frac{q_i t}{2h_f}$$

Para el caso en que η tiende a 0, se tiene:

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2X_f h_f$$

Despejando la longitud de la fractura, se tiene:

$$X_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L r_p} = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L}$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga y r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura (h/h_f).

En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio, h .

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

$$\Delta p_f = p_f - \sigma_{\min} = \frac{w_{\max} E'}{2h_f} = p_{net}$$

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

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

$$\Delta p_f \equiv 2.31 \left[\frac{G^3 q_i \mu x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4}$$

De modo que en unidades de campo, se tiene:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.0254 \left[\frac{G^3 q_i \mu x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4}$$

La presión neta en unidades de campo para el modelo KGD se expresa así:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.050 \left[\frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right]^{1/4}$$

CAPITULO IV: FLUIDOS Y SOPORTANTES

Una ejecución de fractura consiste de la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido, donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

4.1 Fluido de Relleno (*Pad*)

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

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

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

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

4.2 Fluido con Agente de soporte en Suspensión o Lechada

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

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación de la formación y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante.

El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

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

4.3 Fluido de Limpieza

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

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

$$V_i = V_f + V_L$$

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

$$A_f = 2 * X_f * h_f.$$

El producto $q_i * t_i$ (en la anterior fórmula del capítulo 3) es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (*pad*) y de la lechada con el material soportante en suspensión.

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

$$t_{pad} \equiv \frac{V_{pad}}{q_i}$$

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

4.4 Programa del Material Soportante

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

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

$$c_p(t) \equiv c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon$$

Donde:

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

C_f : Es la concentración al final del trabajo.

t_{pad} : Tiempo del fluido de relleno

t_i : *Tiempo* total del tratamiento.

La variable ε depende de la eficiencia del fluido, η , y está relacionada de la siguiente manera:

$$\varepsilon \equiv \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

4.5 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos

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

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

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

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

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

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura.

La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir, el mayor corte).

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

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

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

➤ Bactericidas o Bióxidos:

Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se prepara los geles fracturantes contiene bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento.

Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.

➤ Buffers:

Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.

➤ Estabilizadores:

El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura.

Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.

➤ Aditivos para el control de pérdidas de fluido:

Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las pérdidas de “*spurt*” (“*Spurt*” es la cantidad de fluido inicial que entra a la formación hasta generar la pared de revoque). Disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.

➤ Surfactantes:

Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida; por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.

➤ Roturadores (Breakers):

El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

4.6 Guía para la Selección del Fluido Fracturante

El fluido fracturante transmite la presión hidráulica de las bombas a la formación, crea la fractura y acarrea el material soportante dentro de ella. Los fluidos que invaden la formación son posteriormente removidos o limpiados con la producción de hidrocarburos.

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

Los fluidos fracturantes son clasificados en la siguiente categoría:

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

4.7 Coeficientes de Pérdida de Filtrado de fluidos

En un tratamiento de fractura sólo tiene valor el volumen de fluido que permanece dentro de las paredes de la fractura. El fluido que filtra dentro de la formación está perdido y por lo tanto no podemos contar con él para transportar agente de sostén o aumentar o extender la fractura.

La velocidad a la que un fluido de fractura en particular filtra hacia la fractura creada se define usando una combinación de tres ecuaciones que identifican los coeficientes de pérdida de fluido. Cada coeficiente es un mecanismo mediante el cual se produce el filtrado. De este modo cada mecanismo afectará

el coeficiente “C” de pérdida de filtrado total del fluido de fractura. Los mecanismos son:

- Viscosidad del fluido de fractura y permeabilidad de la formación
- Viscosidad de fluidos del reservorio y compresibilidad
- Revoque formado o tendencia a la formación de revoque del sistema de fractura

Los dos primeros involucran coeficientes que deben ser calculados utilizando datos del reservorio y reología del fluido. El primero de ellos también se podrá determinar en el laboratorio.

El tercer mecanismo está basado en una ecuación cuyas variables deben ser determinadas experimentalmente. Estará representado también por los aditivos que se incorporan para disminuir la pérdida por filtrado, determinado experimentalmente.

El efecto relativo que cada mecanismo tiene sobre el filtrado para un particular fluido de fractura está indicado por el tamaño del coeficiente. Grandes valores de estos coeficientes indican altas velocidades de filtrado y por lo tanto muy poco control de filtrado.

A pesar de que cada tipo de filtrado se calcula independientemente, los tres mecanismos conjuntamente son responsables por la pérdida por filtrado durante todo el tratamiento. Veremos cómo combinar estos tres mecanismos en una sola ecuación que nos da un coeficiente llamado C_t . Usando este coeficiente se podrá evaluar durante todo el tratamiento como disminuir el filtrado. Esto será necesario para poder determinar el volumen de fractura creado.

El primer coeficiente llamado C_f o C_v explica el control de pérdida por filtrado

debido a la viscosidad del fluido de fractura, se usa para definir la velocidad de filtrado que depende de las propiedades de las rocas del reservorio y de la viscosidad del fluido. Se reporta en ft / min y se calcula:

$$C_I = 0.0469 \frac{[K \times \Delta P \times \Phi]^{1/2}}{\mu}$$

Donde:

- C_I = Coeficiente de control de pérdida por filtrado debido a la viscosidad del fluido de fractura, ft/min^{1/2}
- K = Permeabilidad de la formación, mD
- ΔP = Presión de fractura bajo boca de pozo menos presión de reservorio, psi ó BHTP-P_F (BHP)
- Φ = Porosidad Efectiva de la formación, fraccional, Ej.:20% \Rightarrow 0.2
- μ = Viscosidad del fluido de fractura filtrado a la temperatura de fondo de pozo, cps

Ejemplo de cálculo:

- $K = 1$ mD $\mu = 100$ cps $\Phi = 20\%$
- Presión de reservorio = 3000 psi
- Presión de fractura bajo boca de pozo = 5000 psi

$$C_I = \frac{0.0469 * \{ 1 * \{5000-3000\} * 0.2 \}^{1/2}}{100}$$

$$= 0.00938$$

Esta ecuación indica que la velocidad de pérdida por filtrado varía directamente con cambios en la permeabilidad de la formación, en la porosidad y el diferencial de presión.

Significa que incrementando los valores de cualquiera de estas variables se incrementara el coeficiente calculado. Esto puede interpretarse como que el

fluido de fractura se ha hecho ineficiente y que la pérdida por filtrado ha aumentado. Incrementando la viscosidad del fluido de fractura decrecerá el valor de C_t .

Como cualquier cálculo el resultado será tan válido como los datos utilizados. Las variables porosidad y presión son propiedades que pueden ser convenientemente documentadas (un +/- 20-30%) mediante test de laboratorios y/o analizando resultados de campo.

Incrementando la porosidad y la presión un 25% incrementara el valor del coeficiente un 25% (será 0.0117). Dado que este es solo uno de los tres coeficientes de mecanismos de perdida por filtrado, cambios de la magnitud vista pueden o no ser significativos. Sin embargo, en el caso de las variables permeabilidad y viscosidad es más difícil establecer valores muy precisos. Los valores reales de viscosidad del fluido de fractura y de la permeabilidad efectiva de la roca al fluido de fractura en condiciones de reservorio suelen diferir en varios órdenes de magnitud de los tomados en laboratorio. Este es el caso donde los cambios a los que se hace referencia podrán alterar completamente el valor de C y posiblemente el diseño de tratamiento completo.

El segundo coeficiente llamado C_{II} o C_c explica el control de pérdida por filtrado debido a que el fluido de fractura tiene que desplazar el fluido existente en el reservorio.

$$C_{II} = \frac{0.0374 \times \Delta P [K \times C_t \times \Phi]^{1/2}}{\mu}$$

Donde:

- C_t = Coeficiente de compresibilidad Total de los fluidos del reservorio, psi⁻¹
- K = Permeabilidad de la formación, mD

- ΔP = Presión de fractura bajo boca de pozo menos presión de reservorio, psi
- Φ = Porosidad Efectiva de la formación, fraccional, Ej.:20% \Rightarrow 0.2
- μ = Viscosidad del fluido de formación, cps

Ejemplo de cálculo:

$$K = 1 \text{ mD} \quad \mu = 1 \text{ cps} \quad \Phi = 20 \%$$

$$\text{Presión de reservorio} = 3000 \text{ psi} \quad C_t = 1 * 10^{-5} \text{ psi}^{-1} = 0.00001 \text{ psi}$$

$$\text{Presión de fractura bajo boca de pozo} = 5000 \text{ psi}$$

$$C_{II} = \frac{0.0374 * \{5000-3000\} * \{1 * 1 * 10^{-5} * 0.2\}^{1/2}}{1}$$

$$= 0.1058$$

Debe recordarse que las variables dentro del cálculo del coeficiente son propiedades del reservorio y no del fluido de fractura. Por lo tanto este coeficiente cambiara de pozo a pozo de forma independiente del tipo de fluido a inyectarse.

El tercer coeficiente, C_{III} o C_w , representa el control de la pérdida de filtrado cuando el sistema de fractura usado forma revoque (sólido o gel) en las caras de la fractura. Este revoque en efecto bloquea algunos de los canales porales que normalmente están libres para un *leak-off*.

Se calcula usando la ecuación:

$$C_{III} = 0.0164 * \frac{m}{A}$$

El gráfico tendrá como abscisas la raíz cuadrada del tiempo y ordenadas el volumen filtrado.

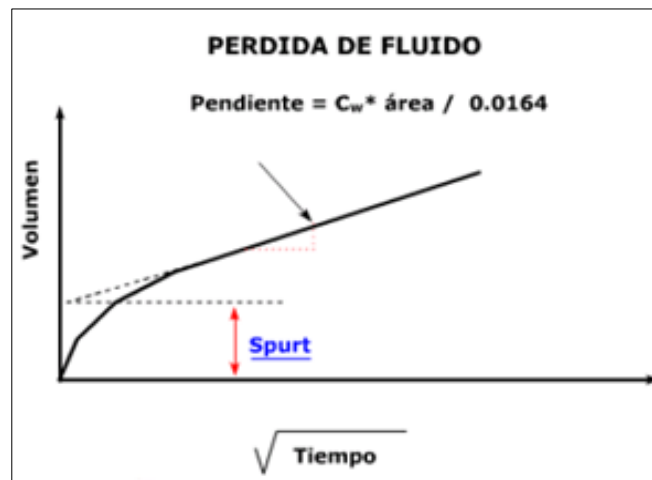


Figura 4 - 1 Volumen de la pérdida de Fluido

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Donde:

- C_{III} = Coeficiente de control de pérdida por filtrado, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$
 m = Pendiente de la curva, $\text{ml}/\text{min}^{-1}$
 A = Área de la sección del core, cm^2
 Ordenada = Ordenada al origen, ml
 Spurt Loss = Corresponde al volumen de fluido que se pierde casi instantáneamente y antes que se forme el revoque. Gal/ft^2

Un ejemplo de cálculo para este último coeficiente:

$$\text{Pendiente de la curva } (m) = 9.4 \quad A = 22.8 \text{ cm}^2$$

$$C_{III} = 0.164 * 9.4 / 22.8 = 0.00676$$

El efecto total de los tres mecanismos de pérdida por filtrado se puede obtener combinando de forma similar a las resistencias en un circuito eléctrico.

$$\frac{1}{C_T} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}}$$

$$1/C_T = 1/0.00938 + 1/0.1058 + 1/0.00676 = 168.043 \Rightarrow$$

$$C_T = 1/168.043 = 0.00595$$

Como se ve, el valor del coeficiente total se asemeja bastante a C_{III} . Esto

explica en cierta forma como se puede determinar el coeficiente más dominante. En cada caso, pequeños valores de los coeficientes denotan alta resistencia del fluido a perder filtrado.

Si todos los coeficientes de pérdida por filtrado tuvieran la misma magnitud, entonces podemos afirmar que los tres cooperan en igual medida al valor total, en este caso la pérdida total se podrá mejorar alterando el sistema de fractura. Esto podría lograrse, por ejemplo, adicionando algún aditivo para pérdida por filtrado que reduciría el valor de C_{III} .

Sin embargo, en los ejemplos anteriores se nota que el tercer coeficiente es bastante menor que los otros dos, esto es una indicación directa que el coeficiente que dominara la ecuación general es C_{III} . No importará cuanto se alteren los otros coeficientes, estos cambios afectarán poco o nada al coeficiente total.

4.8 Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante

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

$$\tau \equiv K\dot{\gamma}^n$$

Donde:

τ : Es el esfuerzo de corte en lb_f/pie^2 , es la tasa de corte en segundos⁻¹,

K : Es el índice de consistencia en $lb_f\text{-sn}/pie^2$ y

n : Es el índice de comportamiento de flujo, adimensional.

Un gráfico de logaritmo a logaritmo de t versus $\dot{\gamma}$, es una línea recta, la cual será el valor de n y la intercepción en $\dot{\gamma}=1$ será K .

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

K' índice de consistencia generalizada en $\text{lb}_f\text{-sn}/\text{pie}^2$

n' índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional

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

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

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

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

$$K'_{tuberia} \equiv K \left(\frac{3n' + 1}{4n'} \right)^{n'}$$

CAPITULO V: LA ESTIMULACIÓN DE POZOS COMO UN MEDIO PARA AUMENTAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El objetivo principal de la estimulación de pozos es incrementar la productividad de un pozo mediante la eliminación de daños en las proximidades del *wellbore* o mediante la superposición de una estructura altamente conductora sobre la formación. Técnicas de estimulación usada comúnmente incluyen fractura hidráulica, *frac y pack*, acidificación de la matriz de carbonato, y la acidificación de la fractura. Cualquiera de estas técnicas de estimulación puede ser esperado para generar un cierto aumento en el índice de productividad, lo que, a su vez, se puede utilizar ya sea para aumentar la tasa de producción o disminuir la caída de presión. No hay necesidad de explicar los beneficios de aumentar la tasa de producción. Los beneficios de la disminución de la caída de presión son menos evidentes, pero incluyen la minimización de la producción de arena y agua connata y/o desplazando el equilibrio de fases en la zona vecina al pozo para reducir la formación de condensado. Los pozos de inyección también se benefician de la estimulación de una manera similar.

Para entender cómo la estimulación aumenta la productividad, conceptos de producción y de ingeniería de yacimientos básicos se presentan a continuación.

5.1 Índice de Productividad

Al hablar de la productividad de un pozo específico, pensamos en una relación lineal entre la tasa de producción y la fuerza impulsora (caída de presión),

$$q = J\Delta p$$

Ec. 5.1

donde la proporcionalidad "constante" J es llamado el índice de productividad (PI). Durante su vida útil, un pozo está sujeto a varios cambios en las condiciones de flujo, pero las dos más importantes idealizaciones son la tasa de producción terminal constante,

$$\Delta p = \frac{\alpha_1 B q \mu}{2\pi k h} p_D$$

Ec. 5.2

y la caída de presión terminal constante,

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\alpha_1 B \mu} q_D$$

Ec. 5.3

donde k es la permeabilidad de la formación, h es el espesor productivo, β es el factor de volumen de formación, μ es la viscosidad del fluido, y α_1 es una constante de conversión (igual a 1 para un sistema coherente). O bien la tasa de producción (q) o la caída de presión (Δp), son especificados y por lo tanto utilizado para definir las variables adimensionales. Tabla 5.1 enumera algunas de las soluciones a la ecuación de difusividad radial de pozos conocidos.

Tabla 5.1 Flujo dentro de un pozo vertical sin daños

Flow Regime	Δp	$p_D (\approx 1/q_D)$
Transient (infinite acting reservoir)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right)$, where $t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$
Steady state	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e/r_w)$
Pseudo-steady state	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472r_e/r_w)$

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Debido a la naturaleza radial de flujo, la mayoría de la caída de presión se produce cerca del pozo, y cualquier daño en esta región aumenta significativamente la pérdida de presión. El impacto de los daños cerca del pozo puede ser representado por el factor skin, s , añadido a la presión adimensional en la expresión del PI:

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu(p_D + s)}$$

Ec. 5.4

El Skin es otra idealización, capturando el aspecto más importante de daño cerca del pozo: la pérdida de presión adicional causada por el daño es proporcional a la tasa de producción. Incluso con las mejores prácticas de perforación y completación, algún tipo de daño cerca del pozo está presente en la mayoría de los casos. El Skin se puede considerar como la medida de la "buena calidad" de un pozo. Otros factores mecánicos, no causados por el daño, pueden añadir a los efectos del *skin*. Estos pueden incluir malas perforaciones, penetración parcial del pozo o insuficiente equipo de completación de pozos, y así sucesivamente. Si el pozo está dañado (o su productividad es menor que el valor de referencia ideal para cualquier otra razón), el factor del *skin* es positiva.

Estimulación de pozos aumenta el índice de productividad. Es razonable ver en cualquier tipo de estimulación como una operación para reducir el factor del *skin*. Con la generalización de los valores negativos del factor de daño, incluso tales tratamientos de estimulación que no sólo eliminan el daño, pero también se superponen algunas nuevas o caminos conductivos mejorados, se puede poner en este marco. En este último caso, es más correcto hablar de factor de

pseudo-skin, lo que indica que la estimulación provoca algunos cambios estructurales en la trayectoria de flujo de fluido, así como la eliminación de daños.

El índice de productividad para un estado pseudo-estable es crucial desde el punto de vista de diseño de la fractura:

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\alpha_1 B\mu} J_D$$

Ec. 5.5

donde J_D es llamado el índice de productividad adimensional.

Para un pozo situado en el centro de un área de drenaje circular, el índice de productividad adimensional en el estado pseudo-estable se reduce a

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s}$$

Ec. 5.6

En el caso de una fractura apuntalada, hay varias maneras de incorporar el efecto de estimulación dentro del índice de productividad. Uno puede utilizar el concepto de *pseudo-skin* (ecuación 5.7).

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s_f}$$

Ec. 5.7

O el concepto equivalente de radio de pozo (ecuación 5.8).

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r'_w} \right]}$$

Ec. 5.8

o uno puede simplemente proporcionar el índice de productividad sin dimensiones en función de los parámetros de fractura,

J_D = función de la geometría de volumen de drenaje y parámetros de fractura

Las tres opciones dan exactamente los mismos resultados (si se hace en términos coherentes). La última opción es la más general y conveniente, especialmente si queremos considerar pozos fracturados en más áreas de drenaje en general (no necesariamente circular).

5.2 El Sistema Reservorio – Pozo – Fractura

Consideramos que una fractura vertical totalmente penetrada en una capa productora de espesor h , como se muestra en la Figura 5-1. Tenga en cuenta que, en realidad, el área de drenaje no es ni circular ni rectangular, sin embargo, para la mayoría de drenaje que da forma a estas geometrías son aproximaciones razonables. Usando r_e o x_e es sólo una cuestión de conveniencia.

La relación entre el área de drenaje A , el radio de drenaje r_e y la longitud del lado de drenaje, x_e , está dada por

$$A = r_e^2 \pi = x_e^2$$

Ec. 5.10

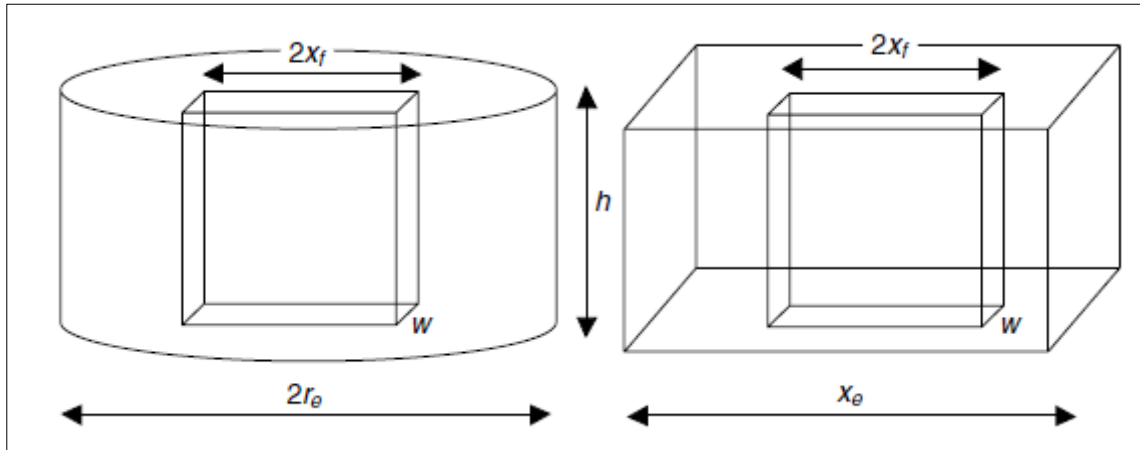


Figura 5-1 Notación para el performance de la fractura

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Para un pozo vertical que intersecta una fractura vertical rectangular que penetra completamente desde la parte inferior a la parte superior del volumen de drenaje rectangular, el performance o rendimiento se sabe que dependerá de la relación de penetración en la dirección x ,

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e}$$

Ec. 5.11

y en la conductividad de la fractura adimensional

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Ec. 5.12

donde x_f es la longitud media de la fractura, x_e es la longitud del lado del área de drenaje cuadrada, K es la permeabilidad de la formación, K_f es la permeabilidad del paquete del propante, y w es el ancho promedio empaquetado de la fractura.

5.3 Número de Propante

La clave para la formulación de un problema de optimización de técnica significativa es darse cuenta de que la penetración de la fractura y la conductividad de la fractura adimensional (a través de la anchura) están compitiendo por el mismo recurso: el volumen empaquetado. Una vez que el reservorio y propiedades del propante y la cantidad de propante son fijos, uno tiene que hacer el compromiso óptimo entre el ancho y la longitud. El volumen empaquetado disponible pone una restricción a los dos números adimensionales. Para hacer frente a la restricción fácilmente, se introduce el número de propante adimensional:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD}$$

Ec. 5.13

El número de propante o número de agente de sostén como se definió anteriormente es sólo una combinación de los otros dos parámetros adimensionales: relación de penetración y conductividad de la fractura adimensional. Sustituyendo la definición de la relación de penetración y conductividad de la fractura adimensional en la ecuación 5.13, se obtiene

$$N_{prop} = \frac{4k_f x_f w}{kx_e^2} = \frac{4k_f x_f wh}{kx_e^2 h} = \frac{2k_f}{k} \frac{V_{prop}}{V_{res}}$$

Ec. 5.14

donde N_{prop} es el número propante, sin dimensiones; K_f es la permeabilidad efectiva del paquete de propante, md; K es la permeabilidad de la formación, md; V_{prop} es el volumen empaquetado en el horizonte productivo (dos alas, incluyendo el espacio vacío entre los granos del propante), ft³; y V_{res} es el

volumen de drenaje (es decir, el área de drenaje, multiplicado por el espesor del horizonte productivo (pay thickness)), ft^3 . (Por supuesto, las demás unidades coherentes se pueden utilizar, debido a que el número de propante implica sólo la relación de las permeabilidades y la relación de volúmenes.)

Ecuación 5.14 revela claramente el significado del número de propante: es la relación ponderada de volumen de fractura empaquetada (dos alas) con el volumen del reservorio, con un factor de ponderación de dos veces el contraste de la permeabilidad del propante en la formación. Tenga en cuenta que, sólo el propante que llega a la capa productora se cuenta en el volumen de propante. Si, por ejemplo, la altura de la fractura es tres veces el espesor neto de producción, entonces, V_{prop} se puede estimar como el volumen lleno (empaquetado) de propante inyectado dividido por tres. En otras palabras, el volumen empaquetado del agente de sostén inyectado multiplicado por la eficiencia volumétrica del propante se obtiene V_{prop} usado en el cálculo del número de propante.

El número de propante adimensional, N_{prop} , es de lejos el parámetro más importante en el diseño de la fractura unificado.

La Figura 5.2 muestra J_D representado de una manera tradicional, como una función de la conductividad de la fractura adimensional, C_{fD} , con l_x como un parámetro. Gráficos similares mostrando un aumento de la productividad son comunes en la literatura publicada.

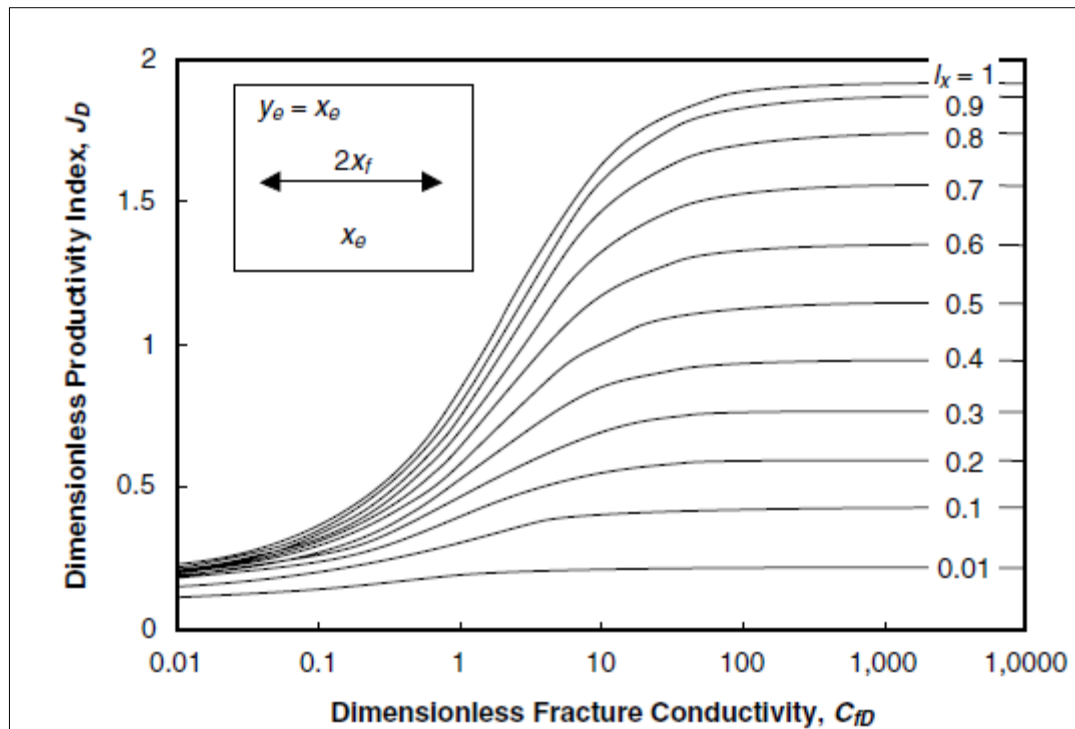


Figura 5-2 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad de la fractura adimensional, con l_x como un parámetro (representación de tipo McGuire-Sikora).

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Sin embargo, la Figura 5-2 no es muy útil en la solución de un problema de optimización que implica una cantidad fija de propante. Con este fin, en las figuras 5-3 y 5-4, se presentan los mismos resultados, pero ahora con el número de propante, N_{prop} , como parámetro. Las curvas individuales corresponden a J_D en un valor fijo del número de propante.

Como se ve en las Figuras 5-3 y 5-4, para un valor dado de N_{prop} , el máximo índice de productividad es conseguido en un valor bien definido de la conductividad de la fractura adimensional. Debido a que un número de propante dado representa una cantidad fija de propante dentro del horizonte productivo o “pay”, el mejor compromiso entre la longitud y el ancho es conseguido en la conductividad de la fractura adimensional ubicado debajo de los picos de las curvas individuales.

Uno de los principales resultados observados desde las figuras, es, que en números de propante menor que 0.1, el compromiso óptimo se produce siempre en la $C_{fD} = 1.6$. Cuando el volumen de propante empaquetado incrementa, el compromiso óptimo sucede en conductividad de fractura adimensional más grandes, simplemente porque la penetración adimensional no puede exceder a la unidad (es decir, una vez que la fractura alcanza el límite del reservorio, propante adicional es asignado sólo al ancho de la fractura). Este efecto se muestra en la Figura 5-4, como es el índice de productividad adimensional absoluto máximo alcanzable de 1.909. El máximo valor de PI, igual a $6/\pi$, es el índice de productividad correspondiente al flujo lineal perfecto en un reservorio cuadrado.

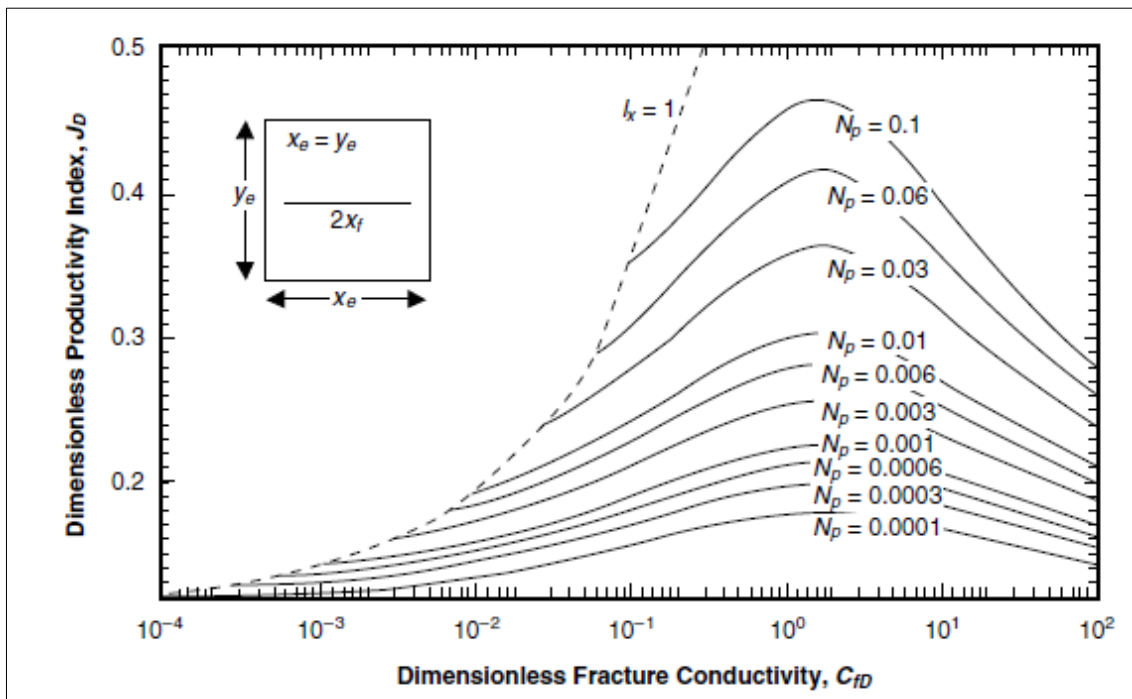


Figura 5-3 Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad de fractura adimensional, con número de propante como un parámetro (Para $N_{prop} < 0.1$)

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

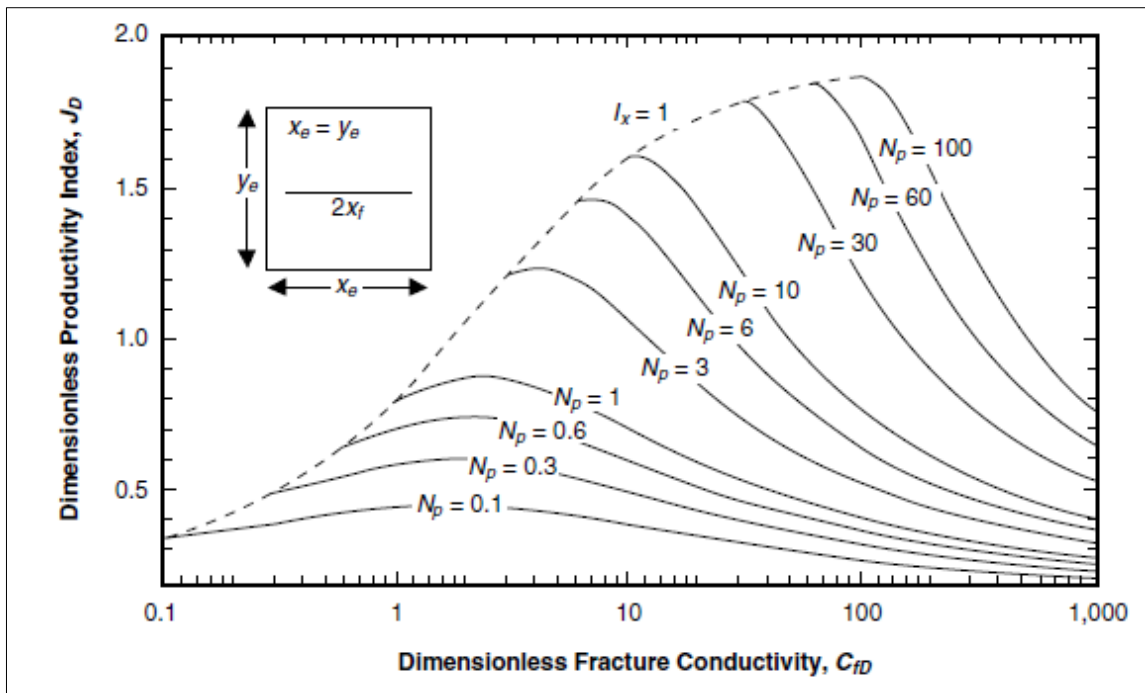


Figura 5-4: Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad de fractura adimensional, con número de propante como un parámetro (Para $N_{prop} < 0.1$)

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

En formaciones de medio y alta permeabilidad (por encima de 50 md), es prácticamente imposible de alcanzar un número de propante más grande que 0.1. Para los tratamientos de *frack* y *Pack*, típicamente los números de propantes oscilan entre 0.0001 y 0.01. Por lo tanto, en formaciones de medio y alta permeabilidad la óptima conductividad de fractura adimensional es siempre $C_{fDopt} = 1.6$.

En reservorios "tight gas", es posible lograr grandes números de propante adimensionales, al menos en principio. Números de propantes calculados para un área de drenaje limitado y no cuestionar la porción de propante realmente contenidas en la capa productora, puede ser tan alta como de 1 a 10. Sin embargo, en la práctica, los números de propantes mayores que 1 pueden ser difíciles de conseguir. Para los tratamientos grandes, el propante puede migrar

hacia arriba, creando una altura de fractura excesiva y no planificada, o podría penetrar lateralmente fuera del área de drenaje asignado.

La situación es más compleja para un pozo individual en un área más grande. En este caso, (hipotético) una mayor longitud de fractura tiende a aumentar el volumen de drenado del reservorio, y el número de propante disminuye. En última instancia, la fractura larga es beneficiosa, pero el número de propante alcanzable sigue siendo limitada.

En realidad, incluso tratando de conseguir los números de propantes más grandes que la unidad sería extremadamente difícil. De hecho, para un número de propante grande, la óptima C_{fD} determina un óptimo ratio de penetración cerca de la unidad. Esto puede verse fácilmente en la figura 5-5, donde se muestra el rate de penetración en el eje x. Para colocar el propante "de pared a pared" mientras se mantiene el interior del volumen de drenaje requeriría una precisión en la operación de fracturación que es prácticamente imposible de alcanzar.

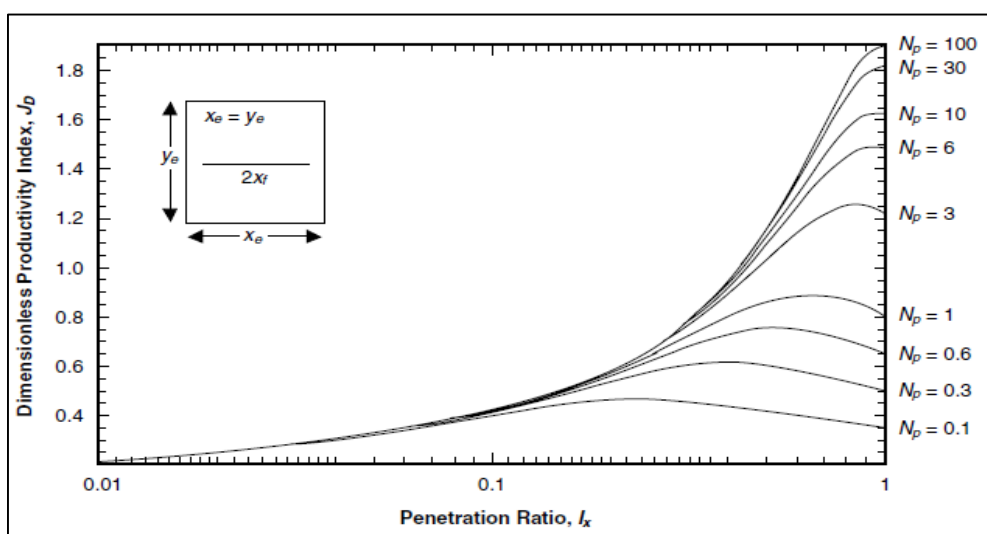


Figura 5-5 Índice de productividad adimensional como una función de rate de penetración, con número de propante como un parámetro (Para $N_{prop} < 0.1$)

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

El índice de productividad adimensional máxima posible para $N_{prop} = 1$ es más o menos $J_D = 0,9$. El índice de productividad adimensional de un pozo vertical sin daño está entre 0.12 y 0.14, dependiendo del radio asumido del pozo y el espaciamiento entre pozos.

En la definición del número de propante, k_f es la permeabilidad efectiva (o equivalente, como se denomina a veces) del paquete de propante. Este parámetro es crucial en el diseño. Simuladores de fracturas actuales suelen ofrecer un valor nominal para la permeabilidad del empaque de propante (suministrado por el fabricante del propante) y permite que sea reducido por un factor que el usuario selecciona. El valor ya reducido se debe utilizar en el cálculo del número de propante.

Hay numerosas razones por las cuales la actual permeabilidad del paquete de propante (o equivalente) será inferior al valor nominal. Las principales razones son las siguientes:

- Grandes esfuerzos de cierre aplasta el propante, reduciendo el tamaño promedio del grano, uniformidad del grano y porosidad.
- Residuos del fluido de fracturamiento reduce la permeabilidad en la fractura.

Durante el diseño de la fractura, se deberá prestar especial atención a la permeabilidad efectiva del paquete de agente de sostén y de la permeabilidad de la formación.

5.3.1 Performance del Pozo para bajo y moderado número de propante

Para bajos y moderados números de propante, nos referimos a cualquier cosa menor que 0.1. Las actividades más dinámicas de fracturamiento

(*Frac & Pack*, por ejemplo) entran en esta categoría, haciéndolo extremadamente importante desde el punto de vista del diseño.

El óptimo diseño del tratamiento para moderados números de propante se puede presentar de manera sencilla y concisa en forma analítica. En el proceso, vamos a mostrar cómo el número de propante y el índice de productividad adimensional se relacionan con algunos otros indicadores de performance populares, tales como el Cinco-Ley y Samaniego, la función *pseudo-skin* y Prats radio del pozo equivalente.

Prats (1961) introdujo el concepto de radio equivalente del pozo que resulta de un tratamiento de la fractura. También mostró que, excepto para la extensión de la fractura, todas las variables de fractura afectan el performance o rendimiento del pozo sólo a través de la cantidad combinada de conductividad de la fractura adimensional. Cuando la conductividad de la fractura adimensional es alta (por ejemplo, mayor que 100), el comportamiento es similar al de una fractura de conductividad infinita. El comportamiento de las fracturas de conductividad infinitas se estudió más tarde por Gringarten y Ramey (1974). Para caracterizar el impacto de una fractura vertical de conductividad finita sobre el performance de un pozo vertical, Cinco-Ley y Samaniego (1981) introdujeron una función *pseudo-skin* que es estrictamente una función de la conductividad de la fractura adimensional.

De acuerdo con la definición de factor de *pseudo-skin*, el índice de productividad adimensional en estado pseudo-estable se puede dar como

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s_f}$$

Ec. 5.15

Donde s_f es el *pseudo-skin*. En la notación de Prats el mismo índice de productividad esta descrito por:

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{r'_w}}$$

Ec. 5.16

Donde r'_w es el radio del pozo equivalente. Prats también utilizó el radio del pozo equivalente relativa definida por r'_w / X_f .

En el formalismo del Cinco-Ley, el índice de productividad se describe como:

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{x_f} + f}$$

Ec. 5.17

Donde f es la función *pseudo-skin* con respecto a la longitud media de la fractura.

En la Tabla 5.2 muestra las relaciones entre estas variables.

La ventaja del formalismo de Cinco-Ley y Samaniego (factor-f) es que, para un moderado (y bajas) número de propante, la cantidad f sólo depende de la conductividad de la fractura adimensional. La línea sólida en la Figura 5-

6 muestra la Cinco-Ley y Samaniego (factor-f) como una función de la conductividad de la fractura adimensional.

Tenga en cuenta que para valores grandes de C_{fD} , la expresión de factor f se aproxima a $\ln(2)$, lo que indica que la producción desde una fractura de conductividad infinita es equivalente a la producción de $\pi/2$ veces más que la producción desde la misma superficie cilíndrica dispuesta (como la pared de un enorme pozo). En los cálculos, es conveniente utilizar una expresión explícita de la forma

$$f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}, \quad \text{where } u = \ln C_{fD}$$

Ec. 5.18

Debido a que el radio del pozo relativa de Prats puede ser también expresada por el factor f (véase la Tabla 5.2), obtenemos el resultado equivalente:

$$\frac{r'_w}{x_f} = \exp\left[-\frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}\right], \quad \text{where } u = \ln C_{fD}$$

Ec. 5.19

Las simples curvas únicas representadas por las ecuaciones 5.18 y 5.19 son válidas sólo en el rango indicado en la Figura 5-6. Para valores muy grandes de C_{fD} , uno puede simplemente utilizar el valor límite para la ecuación 5.19, que es 0.5, mostrando que la fractura de conductividad infinita tiene una productividad similar a un pozo imaginario (enorme) con radio $x_i/2$.

El comportamiento de la conductividad infinita no significa que se ha seleccionado la forma óptima para colocar una determinada cantidad de agente de sostén en la formación.

Tabla 5.2 Relaciones entre varios indicadores de Performance

$f = s_f + \ln \left[\frac{x_f}{r_w} \right]$	$s_f = \ln \left[\frac{r_w}{r'_w} \right]$
$r'_w = r_w \exp[-s_f]$	$r'_w = x_f \exp[-f]$
$\frac{r'_w}{x_f} = \exp[-f]$	$\frac{r'_w}{x_f} = \frac{r_w}{x_f} \exp[-s_f]$

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

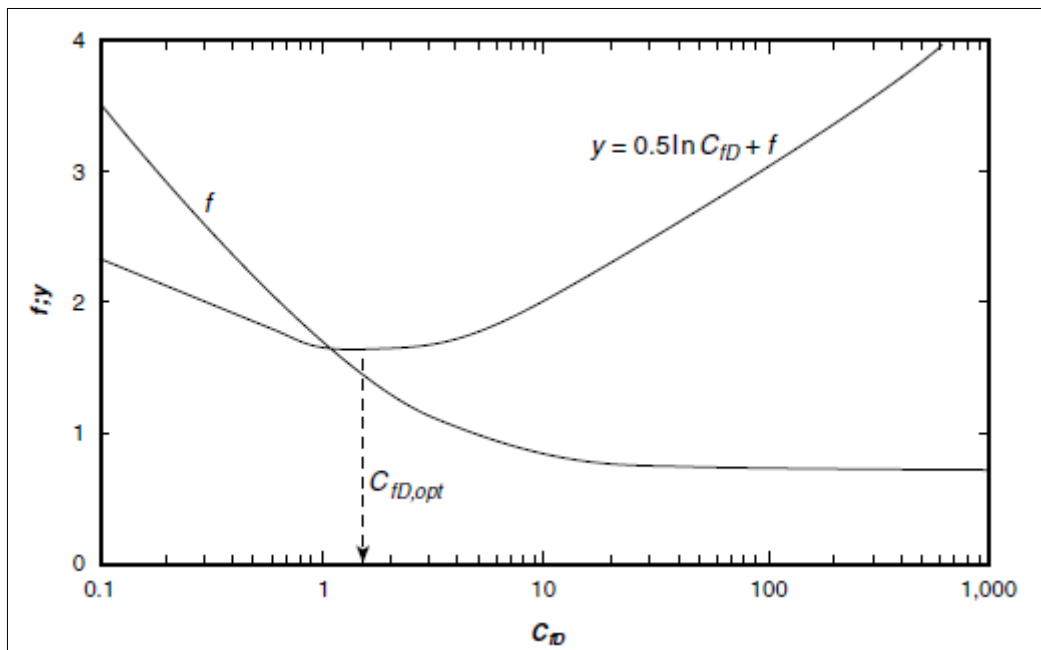


Figura 5-6: Función-y y Cinlo-Ley y Samaniego factor-f

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

5.4 Conductividad Óptima de la Fractura

En este contexto ($N_{prop} < 0,1$), un problema de optimización estrictamente físico puede ser formulado: ¿Cómo seleccionar la longitud y el ancho si el volumen de propante de una de las alas de la fractura, $V_f = w \times h \times x_f$, está dada como

una limitación, y queremos maximizar la PI en el régimen de flujo en el estado pseudo-estable. Se supone que el espesor de la formación, radio de drenaje y permeabilidad del paquete de propante son conocidos, y que la fractura está verticalmente penetrando completamente (es decir, $h_f = h$).

Seleccionando C_{fD} como la variable de decisión, la longitud es expresada como

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k} \right)^{1/2}$$

Ec. 5.21

Sustituyendo la ecuación 5.21 en 5.17, el índice de productividad adimensional se convierte en:

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 r_e + 0.5 \ln \frac{h k}{V_f k_f} + (0.5 \ln C_{fD} + f)}$$

Ec. 5.22

donde la única variable desconocida es la C_{fD} . Debido a que el radio de drenaje, espesor de la formación, las dos permeabilidades, y el volumen de propante son fijos, el PI máxima ocurre cuando la cantidad en paréntesis, alcanza un mínimo.

$$y = 0.5 \ln C_{fD} + f$$

Ec. 5.23

Dicha cantidad también se muestra en la Figura 5-6. Debido a que la expresión anterior sólo depende de C_{fD} , el óptimo, la $C_{fD,opt} = 1.6$ es una constante dada para cualquier reservorio, pozo, y el volumen de propante.

Este resultado proporciona una visión más profunda sobre el significado real de la conductividad de la fractura adimensional. El reservorio y la fractura pueden ser consideradas como un sistema de trabajo en serie. El reservorio puede alimentar más fluidos dentro de la fractura si la longitud es más grande, pero (ya que el volumen es fijo), esto significa una fractura estrecha. En una fractura estrecha, la resistencia al flujo puede ser significativa. La óptima conductividad de la fractura adimensional corresponde al mejor compromiso entre los requisitos de los dos subsistemas. Una vez que se encuentre, la óptima longitud media de fractura puede calcularse a partir de la definición de la C_{fD} como

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{1.6hk} \right)^{1/2}$$

Ec. 5.24

y, en consecuencia, el óptimo ancho empaquetado promedio de fractura debe ser

$$w = \left(\frac{1.6V_f k}{hk_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{hx_f}$$

Ec. 5.25

Observe que V_f es $V_{prop}/2$, ya que es sólo la mitad del volumen de propante empaquetado.

La implicación más importante de los resultados anteriores es que no hay ninguna diferencia teórica entre baja y alta permeabilidad de fracturación. En todos los casos, existe una fractura física óptima que debe tener un C_{fD} cerca de la unidad. En formaciones de baja permeabilidad, este requisito se traduce

en una fractura larga y estrecha; en formaciones de alta permeabilidad, una fractura corta y ancha proporciona la misma conductividad adimensional.

Si la longitud y el ancho de la fractura se seleccionan de acuerdo con el compromiso óptimo, el índice de productividad adimensional será

$$J_{D,\max} = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_{prop}}$$

Ec. 5.26

Por supuesto, las dimensiones de fractura óptimas indicadas puede que no sea técnica o económicamente viable. En formaciones de baja permeabilidad, la longitud de la fractura indicada puede ser demasiado grande, o el ancho con estrecha extrema puede significar que la permeabilidad constante del propante asumido ya no es válida. En formaciones de alta permeabilidad, el ancho grande indicado podría ser imposible crear. Para cálculos más detallados, todas las limitaciones deben tenerse en cuenta, pero, en cualquier caso, una conductividad de la fractura adimensional lejos de la óptima indica que, o bien la fractura es un "cuello de botella" relativa ($C_{fD} \ll 1.6$) o que es demasiado "corta y ancha" ($C_{fD} \gg 1.6$).

El lector no debe olvidar que los resultados de esta sección: incluyendo el gráfico del Cinco-Ley y Samaniego y su ajuste de la curva, la conductividad de la fractura adimensional óptima de 1.6, y la ecuación 5.26 son válidas sólo para los números de propantes menor que 0.1. Esto puede verse fácilmente comparando las Figuras 5-3 y 5-4. En la Figura 5-3, las curvas tienen su máximo en $C_{fD}=1.6$, y el máximo J_D corresponde a la simple ecuación 5.26. En la Figura 5.4, sin embargo, donde los números de propantes son más grandes

que 0.1, la ubicación del máximo es desplazado, y los cálculos simples basados en el factor f (Ecuación 5.18) o en el radio del pozo equivalente (Ecuación 5.19) ya no son válidos.

5.5 Lógica de Diseño

Deseamos colocar una cierta cantidad de propante o agente de sostén en el intervalo de horizonte productivo y colocarlo de tal manera que el máximo índice de productividad posible se realice. La clave para encontrar el correcto equilibrio entre la medida y la mejora de la productividad está en el número de propante. Ya que V_{prop} incluye sólo la parte que llega el propante a la zona productiva, y por lo tanto depende de la eficiencia volumétrica del propante, el número de agente de sostén no puede ser simplemente fijado durante el procedimiento de diseño.

En el diseño de la fractura unificado, se especifica la cantidad de agente de sostén indicado para la inyección y luego haga lo siguiente:

1. Asumir una eficiencia volumétrica de propante y determinar el número de propante. (Una vez que se obtienen los detalles del tratamiento, la eficiencia volumétrica asumida del propante relacionado con la altura de la fractura creada puede ser revisada y el proceso de diseño se puede repetir de manera iterativa.)
2. Utilice la Figura 5.3 o la Figura 5.4 (o más bien el diseño de hoja de cálculo) para calcular el índice de productividad máximo posible, $J_{D_{MAX}}$, y también la conductividad de la fractura adimensional óptima, $C_{fD_{opt}}$, desde el número de propante.

3. Calcular la óptima longitud media de fractura. Denotando el volumen de una ala empaquetada (en el horizonte productivo) por V_f , la óptima longitud media de fractura puede ser calculada como

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD,opt} h k} \right)^{1/2}$$

Ec. 5.27

4. Calcular el ancho promedio de la fractura apuntalado como

$$w = \left(\frac{C_{fD,opt} V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{x_f h}$$

Ec. 5.28

En las dos ecuaciones anteriores, V_f y h deben corresponderse entre sí. Si la altura total de la fractura es usada para h , que a menudo se denota por h_f , entonces el volumen de propante V_f debe ser el volumen total de propante empaquetada de un ala. Sin embargo, si el V_f seleccionado corresponde sólo a esa porción de un volumen de ala que está contenida en la capa del horizonte productivo, entonces h debe ser el espesor neto del horizonte productivo. El resultado final para la longitud y anchura óptima será la misma en ambos casos. Es una mejor práctica, sin embargo, utilizar espesor neto y el volumen neto (contenido en el horizonte productivo), ya que estas variables son también utilizadas para calcular el número de propante. Una vez que la ingeniería de yacimientos y las consideraciones económicas han dictado las dimensiones de la fractura que se creen, la siguiente cuestión es cómo lograr ese objetivo. Desde este punto, el diseño del tratamiento de la fractura puede ser visto como el ajuste de los detalles del tratamiento para lograr las dimensiones finales deseadas de fractura (tiempo de bombeo y *Schedule* del propante).

CAPITULO VI: DISEÑO DE TRATAMIENTO DE FRACTURA HIDRÁULICA

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

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El propante adecuado.

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

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

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

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

Por otro lado, la selección del propante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

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

- Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.
- Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.

El tratamiento de la fractura va mucho más allá del dimensionamiento de una fractura, tan importante como esto es para la mejora de la producción, para incluir el cálculo de un programa de bombeo que se dará cuenta de los objetivos establecidos para el tratamiento. Este capítulo también incluye la discusión de diagnóstico pre-tratamiento que a menudo se incorporan con los tratamientos de fractura para determinar parámetros que son fundamentales para el proceso de diseño y ejecución.

6.1 Test de Microfractura

La prueba de esfuerzo microfractura ("microfrac") determina la magnitud del principal mínimo esfuerzo local de una formación objetivo. Usualmente, la prueba consiste en la inyección de fluido a presión en una pequeña zona aislada, (de 4 a 15 pies, 1.2 a 4.6 m) con caudales bajos de inyección (1 a 25 gal / min, desde 0,010 hasta 0,095 m³ / min). El principal estrés mínimo in situ se puede determinar a partir de la caída de presión después de cierre o en el incremento de presión al comienzo de un ciclo de inyección. La presión de cierre de la fractura y la presión de reapertura de la fractura proporcionan buenas aproximaciones para el principal mínimo esfuerzo local.

6.2 Minifrac

La prueba más importante antes del principal tratamiento es conocido como un "minifrac", o una prueba de calibración de fractura. El minifrac es una prueba de bombeo y cierre que emplea tasas de bombeo a gran escala y relativamente grandes volúmenes de fluido, del orden de miles de galones. La información obtenida de un minifrac incluye la presión de cierre, p_c , presión neta, las condiciones de entrada (fricción en los perforados y cerca del pozo), y, posiblemente, la evidencia de la altura de la fractura. La porción de la curva de caída de presión se utiliza para obtener el coeficiente de pérdida de fluido para una geometría dada de la fractura. Figura 6-1 ilustra los lugares estratégicos en una curva típica de la presión registrada durante las actividades de calibración.

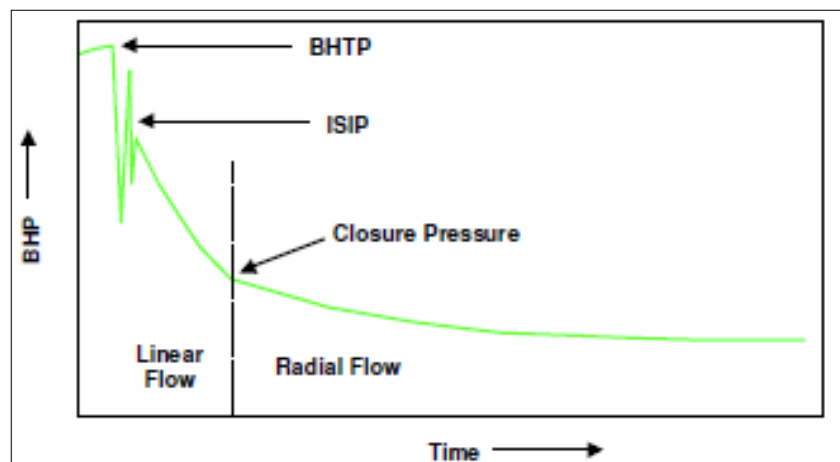


Figura 6-1: Curva Típica de Declinación de presión en un minifrac

Fuente: Fracturamiento Hidráulico. Artículo BJ Service

De la Figura 6-1 es posible describir diferentes características de la curva de declinación, aunque se debe señalar que la figura es idealizada y las curvas de declinación de la presión reales del minifrac no son realmente tan claras.

Las características que es necesario identificar incluyen:

BHTP: La real presión de tratamiento de fondo del pozo. Esta es la presión dentro del pozo que está siendo tratado, a la mitad de la sección perforada. Idealmente debe ser medida vía un medidor (*gauge*) o un *dead string*.

ISIP: La presión instantánea de cierre *shut-in*, o presión instantánea *shut-down*, o ISDP, esta es la presión de tratamiento de fondo justamente después que las bombas pararon y antes que la presión empiece a declinar.

A menudo este punto es ocultado por una nariz generada por un “anillo del tubo” cuando la presión súbitamente cae, en este caso, la curva de declinación ha sido extrapolada hacia atrás para encontrar el ISIP.

La diferencia entre el BHTP y el ISIP es debido puramente a las pérdidas de presión por fricción en el área *near-wellbore*. Entonces esta diferencia puede a menudo ser usada como una determinación cuantitativa de la tortuosidad.

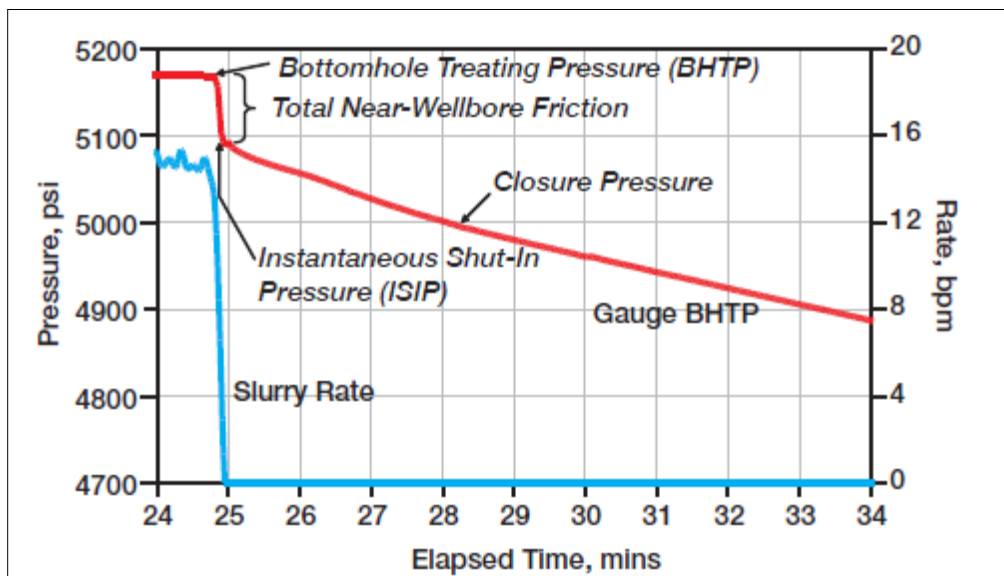


Figura 6-2 Declinación de presión en un minifrac

Fuente: *Fracturamiento Hidráulico. Artículo BJ Service*

Presión de cierre P_{cierre} : Es la presión en que la fractura se cierra y es a menudo encontrada por un cambio en la gradiente sobre la curva de declinación de la presión.

La diferencia entre el ISIP y la presión de cierre es referida como la presión neta, o P_{net} . La presión neta es una medida de cuanta energía está siendo usada para crear la fractura y por tanto es un parámetro muy importante.

Sin embargo, debe conocerse que la presión neta usualmente varía a través del tratamiento, y que este método solo captura la presión neta justamente al final del tratamiento. La presión de cierre es también una medida de los esfuerzos in-situ en la formación.

Tiempo de cierre: El tiempo de cierre es el tiempo tomado para que la fractura cierre, después que las bombas han sido paradas.

Si la geometría de la fractura es conocida (o más apropiadamente, puede ser estimada de un modelo), entonces el volumen de fluido en la fractura es también conocido.

Por tanto, si el lapso de tiempo tomado para que la fractura cierre es también conocido, el rate en que el fluido está filtrando puede ser fácilmente calculado y de aquí el coeficiente de pérdida de filtrado. Anotar que este es un proceso iterativo porque la pérdida de filtrado también juega un significativo rol en la forma del ploteo de la presión durante el bombeo.

El ajuste de presión también necesita ajustar la declinación de la presión antes de la presión de cierre y la presión respuesta durante el bombeo. A

menudo, es más fácil ajustar la declinación de la presión y luego ajustar la presión respuesta durante el bombeo.

Hay varios métodos diferentes para ayudar a escoger la presión de cierre, ya que a menudo es muy difícil de determinar el cambio en la gradiente sobre la curva de declinación de la presión.

Adicionalmente, se puede tener más de una presión de cierre, si fracturas múltiples están cerrando. Finalmente, los efectos de tortuosidad pueden enmascarar la presión de cierre, ya que hay evidencia que sugiere que la tortuosidad puede, en algunos casos, cerrar la fractura antes que la parte principal.

Un método para determinar la presión de cierre de la fractura es realizar un ploteo del BHTP contra la raíz cuadrada del tiempo. Debido a que la pérdida de fluido a través de la cara de la fractura es dependiente de la raíz cuadrada del tiempo, en teoría cuando la data de presión es ploteada contra \sqrt{t} , allí se debería tener una línea recta mientras la fractura está abierta y una curva después que esta ha sido cerrada.

Esto trabaja bien para pérdida de fluido independiente de la presión. Sin embargo, cuando la pérdida de fluido es dependiente de la presión, el rate de pérdida de fluido decrece cuando la presión declina, haciendo la relación mucho más compleja.

En razón que encontrar el cierre de fractura es todo acerca de encontrar el punto sobre la curva de declinación donde las gradientes cambian, hace sensible plotear la gradiente (o derivada) en sí mismas al mismo tiempo.

A menudo, es más fácil reconocer el cambio en la gradiente desde el ploteo de la derivada que desde la declinación en sí misma. La Figura 6.3 muestra la

declinación de la presión de la Figura 6.2 sobre un ploteo de la raíz cuadrada del tiempo, completado con la derivada e identificación de la presión de cierre.

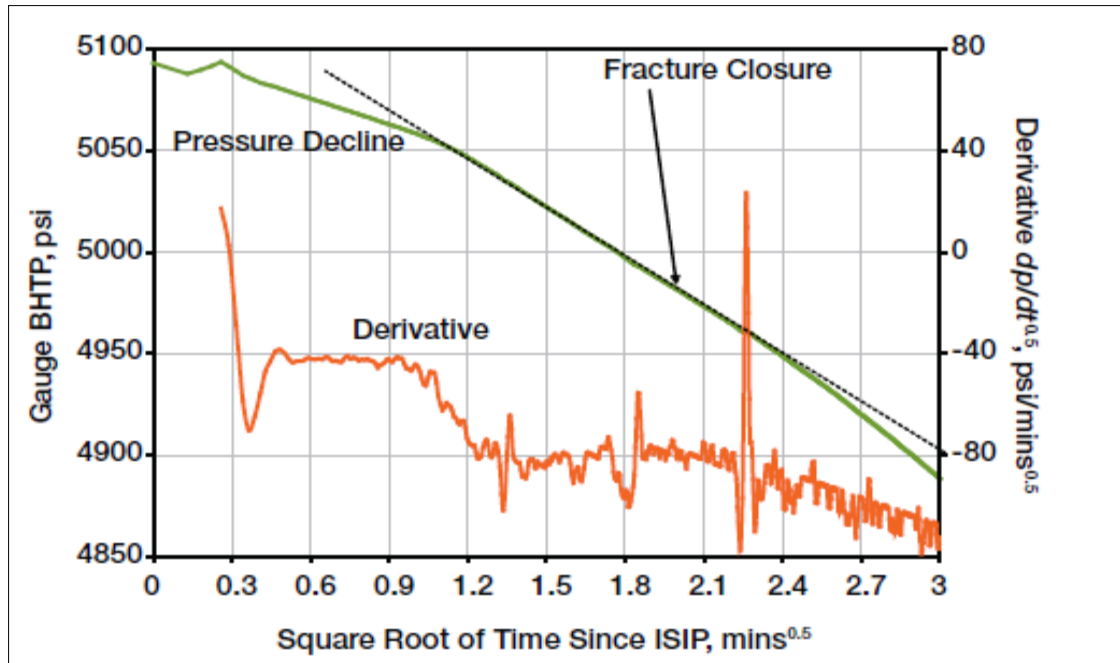


Fig. 6.3 Determinación del cierre de fractura de un ploteo desde el ISIP de la declinación de presión y la derivada contra la raíz cuadrada del tiempo

Fuente: Fracturamiento Hidráulico. Artículo BJ Service

Un diseño de minifrac debe ser desarrollado junto con el diseño inicial del tratamiento. El objetivo de diseño para el minifrac es ser lo más representativa posible del tratamiento principal. Para lograr este objetivo, suficiente geometría debe ser creada para reflejar la geometría de la fractura del tratamiento principal y obtener una presión de cierre observable a partir de la curva de caída de presión. El minifrac más representativo tendría una velocidad de inyección y el volumen de líquido igual al tratamiento principal, pero esto a menudo no es práctico. En realidad, varios criterios de diseño en conflicto deben ser balanceados, incluyendo el volumen minifrac, geometría de la fractura creada, el daño a la formación, un tiempo de cierre razonable, el costo de los materiales y de personal.

Cierre de la fractura se determina típicamente a partir de uno o más construcciones de la curva de declinación de la presión teniendo en consideración ningún conocimiento previo disponible (por ejemplo, la obtenida de pruebas microfrac). Algunas de los plots más populares utilizados para identificar la presión de cierre de fractura son:

- $P_{\text{SHUT-IN}}$ vs. t
- $P_{\text{SHUT-IN}}$ Vs. \sqrt{t}
- $P_{\text{SHUT-IN}}$ Vs. función g (y variaciones)
- $\text{Log}(P_{\text{ISIP}} - P_{\text{SHUT-IN}})$

El origen y el uso de estas diversas plots a veces son más intuitivos que teórico, que puede conducir a resultados falsos. Las bases teóricas y limitaciones del análisis de declinación de la presión deben ser entendidas en el contexto de las aplicaciones individuales. Una complicación adicional es que los efectos de la temperatura y la compresibilidad pueden ocasionar variaciones en la presión.

El concepto original de análisis de declinación de la presión es basado en la observación de que el rate de declinación de presión durante el proceso de cierre contiene información útil sobre la intensidad del proceso de pérdida de fluido (Nolte, 1979, Soliman y Daneshy, 1991). Esto está en contraste con el período de bombeo, cuando la presión se ve afectada por muchos otros factores.

Si asumimos que el área de la fractura ha evolucionado con un exponente constante “ α ” y permanece constante después se detenerse las bombas, en el tiempo ($t_e + \Delta t$) el volumen de la fractura está dada por:

$$V_{t_e + \Delta t} = V_i - 2A_e S_p - 2A_e g(\Delta t_D, \alpha) C_L \sqrt{t_e}$$

Ec. 6.1

Donde el tiempo delta sin dimensiones es definido como

$$\Delta t_D = \Delta t / t_e$$

Ec. 6.2

y la función de dos variables $g(\Delta t_D, \alpha)$ se puede obtener por integración. Su forma general está dada por (Valkó y Economides, 1995):

$$g(\Delta t_D, \alpha) = \frac{4\alpha\sqrt{\Delta t_D} + 2\sqrt{1+\Delta t_D} \times F\left[\frac{1}{2}, \alpha; 1+\alpha; (1+\Delta t_D)^{-1}\right]}{1+2\alpha}$$

Ec. 6.3

La función $F[a, b; c; z]$ es la "función hipergeométrica", disponible en forma de tablas o algoritmos computacionales. Para fines de cálculo (por ejemplo, la hoja de cálculo Excel MF incluido para el análisis minifrac), las aproximaciones de función-g dada en la Tabla 6.1 son útiles.

Dividiendo la ecuación 6.2 por el área, el ancho de la fractura en el tiempo Δt después de finalizar el bombeo está dada por:

$$\bar{w}_{t_e+\Delta t} = \frac{V_i}{A_e} - 2S_p - 2C_L\sqrt{t_e}g(\Delta t_D, \alpha)$$

Ec. 6.4

Por lo tanto, la variación en el tiempo del ancho está determinada por la función $g(\Delta t_D, \alpha)$, la duración del periodo de inyección, y el coeficiente de pérdida de fluido, pero no se ve afectada por el área de la fractura.

La disminución del ancho promedio no puede ser observado directamente, pero la presión neta durante el cierre ya es directamente proporcional al ancho promedio según

$$P_{net} = S_f \bar{w}$$

Ec. 6.5

debido a que la formación está descrito por la teoría de la elasticidad lineal. El coeficiente de S_f es la rigidez de la fractura, expresada en Pa/m (psi/ft). Su inversa, $1/S_f$ es llamado el cumplimiento de la fractura.

Para las geometrías básicas de fractura, las expresiones de la rigidez de fractura se dan en la Tabla 6.2.

Tabla 6.1 Aproximación de la Función-g para varios exponentes α

$$g\left(d, \frac{4}{5}\right) = \frac{1.41495 + 79.4125 d + 632.457 d^2 + 1293.07 d^3 + 763.19 d^4 + 94.0367 d^5}{1. + 54.8534 d^2 + 383.11 d^3 + 540.342 d^4 + 167.741 d^5 + 6.49129 d^6}$$

$$g\left(d, \frac{2}{3}\right) = \frac{1.47835 + 81.9445 d + 635.354 d^2 + 1251.53 d^3 + 717.71 d^4 + 86.843 d^5}{1. + 54.2865 d + 372.4 d^2 + 512.374 d^3 + 156.031 d^4 + 5.95955 d^5 - 0.0696905 d^6}$$

$$g\left(d, \frac{8}{9}\right) = \frac{1.37689 + 77.8604 d + 630.24 d^2 + 1317.36 d^3 + 790.7 d^4 + 98.4497 d^5}{1. + 55.1925 d + 389.537 d^2 + 557.22 d^3 + 174.89 d^4 + 6.8188 d^5 - 0.0808317 d^6}$$

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Tabla 6.2 Constante de Proporcionalidad S_f y α sugerido para geometría de fracturas básica

	PKN	KGD	Radial
S_f	$\frac{2E'}{\pi h_f}$	$\frac{E'}{\pi x_f}$	$\frac{3\pi E'}{16R_f}$
α	4/5	2/3	8/9

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

La combinación de las ecuaciones 6.4 y 6.5 se obtiene lo siguiente (Nolte, 1979):

$$p = \left(p_c + \frac{S_f V_i}{A_e} - 2S_f S_p \right) - \left(2S_f C_L \sqrt{t_e} \right) \times g(\Delta t_D, \alpha)$$

Ec. 6.6

La ecuación 6.6 muestra que la caída de presión en el período de cierre seguirá una tendencia línea recta,

$$p = b_N - m_N \times g(\Delta t_D, \alpha)$$

Ec. 6.7

si plotamos contra la función-g (es decir, el tiempo transformado, Del Castillo, 1987). Los valores de función-g deben ser generados con el exponente α considerados válidos para el modelo dado. La pendiente de la línea recta, m_N , está relacionado con el coeficiente de pérdida de fluido desconocido por

$$C_L = \frac{-m_N}{2\sqrt{t_e} S_f}$$

Ec. 6.8

Sustituyendo la expresión relevante para la rigidez de la fractura, el coeficiente de pérdida de fluido puede calcularse como se indica en la Tabla 6.3. Esta tabla muestra que el coeficiente de pérdida de fluido estimado para la geometría PKN no depende de cantidades desconocidas porque el tiempo de bombeo, la altura de la fractura, y el módulo de tensión normal se supone que se conocen. Para las otras dos geometrías consideradas, el procedimiento da como resultado una estimación del coeficiente de pérdida de fluido que es fuertemente dependiente de la extensión de fractura (X_f o R_f).

De la ecuación 6.6 vemos que el efecto de la pérdida de *spurt* (chorro) se concentra en la intersección de la línea recta con el eje $g = 0$:

$$S_p = \frac{V_i}{2A_e} - \frac{b_N - p_C}{2S_f}$$

Ec. 6.9

Tabla 6.3 Coeficiente de Pérdida de fluido y Extensión de Fractura sin Spurt para varias geometrías de fractura

	PKN	KGD	Radial
Leakoff coefficient, C_L	$\frac{\pi h_f}{4\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$	$\frac{\pi x_f}{2\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$	$\frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$
Fracture Extent	$x_f = \frac{2E'V_i}{\pi h_f^2 (b_N - p_C)}$	$x_f = \sqrt{\frac{E'V_i}{\pi h_f (b_N - p_C)}}$	$R_f = 3\sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - p_C)}}$

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Según lo sugerido por Shlyapobersky (1987), la ecuación 6.9 puede ser usado para obtener la extensión de fractura desconocido si asumimos que no hay pérdida de *spurt*. La segunda fila de la Tabla 6.3 muestra la extensión de fractura estimada para los tres modelos básicos. Tenga en cuenta que la asunción de la pérdida sin *spurt* resulta en una longitud de fractura estimada para la geometría PKN, pero este valor no es utilizado para obtener el coeficiente de pérdida de fluido. Para los modelos KGD y radiales, la extensión de la fractura se calcula primero y luego se usa para interpretar la pendiente (es decir, para determinar C_L). Una vez que la extensión de la fractura y el coeficiente de pérdida de fluido se conocen, el ancho perdido en el final de bombeo se puede obtener fácilmente de:

$$w_{Le} = 2g_0(\alpha) C_L \sqrt{t_e} \quad \text{Ec. 6.10}$$

El ancho de la fractura para los 2 modelos rectangulares es:

$$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - w_{Le} \quad \text{Ec. 6.11}$$

Y para el modelo radial es:

$$\bar{w}_e = \frac{V_i}{R_f^2 \pi / 2} - w_{Le}$$

Ec. 6.12

A menudo la eficiencia de fluido es también determinado:

$$\eta_e = \frac{\bar{w}_e}{\bar{w}_e + w_{Le}}$$

Ec. 6.13

Se observa que la extensión de la fractura y la eficiencia son variables de estado, lo que quiere decir que van a tener diferentes valores en el minifrac y el tratamiento principal. Sólo el coeficiente de pérdida de fluido es un parámetro de modelo que puede ser transferida desde el minifrac al tratamiento principal, pero aun así es necesaria cierta cautela en su interpretación. El mayor coeficiente de pérdida de fluido determinado a partir del método anterior es "aparente" con respecto al área de fractura. Si tenemos información sobre la altura permeable, h_p , e indica que sólo una parte del área de fractura cae dentro de la capa permeable, el coeficiente de pérdida de fluido aparente debe ser convertido en un valor "verdadero" que corresponde a sólo el área permeable. Esto se hace simplemente dividiendo el valor aparente por r_p (véase la Ecuación 6.14).

Para las geometrías PKN y KGD, la relación de permeable a la altura de la fractura es,

$$r_p = \frac{h_p}{h_f}$$

Ec. 6.14

Mientras para el modelo radial está dado por,

$$r_p = \frac{2}{\pi} [x(1-x^2)^{0.5} + \arcsin(x)] \quad \text{where } x = \frac{h_p}{2R_f}$$

Ec. 6.15

Mientras esto es adecuado para muchos tratamientos de baja permeabilidad, el procedimiento descrito podría ser engañoso para los reservorios de alta permeabilidad. La interpretación de minifrac convencional determina un solo coeficiente de pérdidas efectivo de fluido, que generalmente sobreestima ligeramente la pérdida de fluidos cuando se extrapola con el volumen total de trabajo. (Ver Figura 6-4)

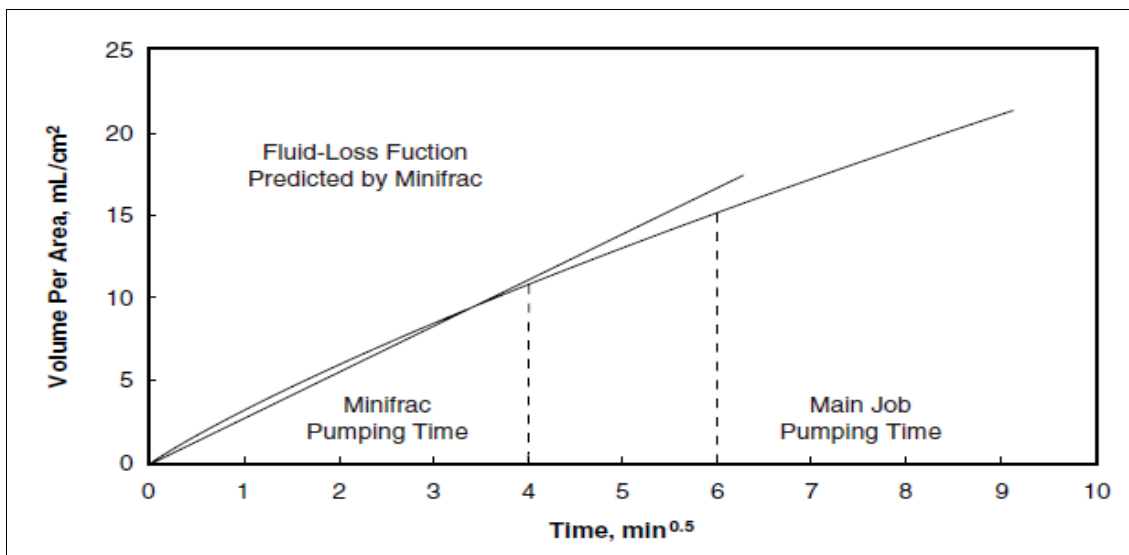


Figura 6-4 Pérdida de fluido extrapolado con volumen total de trabajo, de baja permeabilidad.

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Esta sobreestimación proporciona típicamente un factor adicional de seguridad en formaciones de baja permeabilidad para evitar un arenamiento. Sin embargo, esta misma técnica aplicada en alta permeabilidad, o cuando la presión diferencial entre la fractura y la formación es alta, puede sobreestimar significativamente la pérdida de fluido para fluidos de pared de revoque (Figura 6-5, Düsterhöft, 1995).

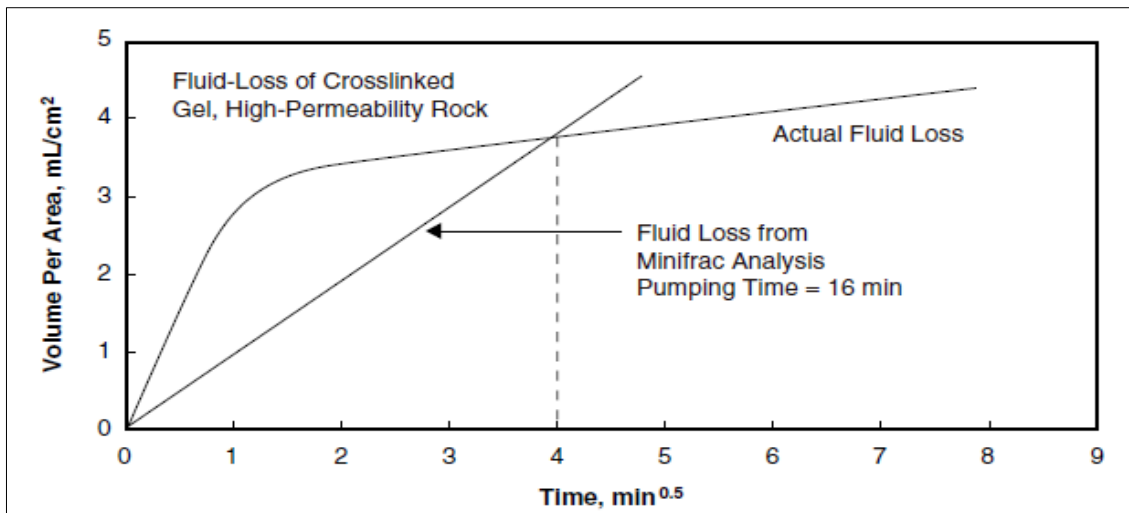


Figura 6-5 Sobreestimación de la pérdida de fluido extrapolado con el volumen total de trabajo, de alta permeabilidad.

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

La sobreestimación de la pérdida de fluido puede ser altamente perjudicial cuando el objetivo es lograr un arenamiento cuidadosamente cronometrada. En este caso, modelando tanto la pérdida de *spurt* y el combinado coeficiente de pérdida de fluido mediante el desarrollo de una presión neta *matchado* o emparejado en un simulador 3D es una alternativa al análisis de caída clásica. Este enfoque se ilustra en la Figura 6-6

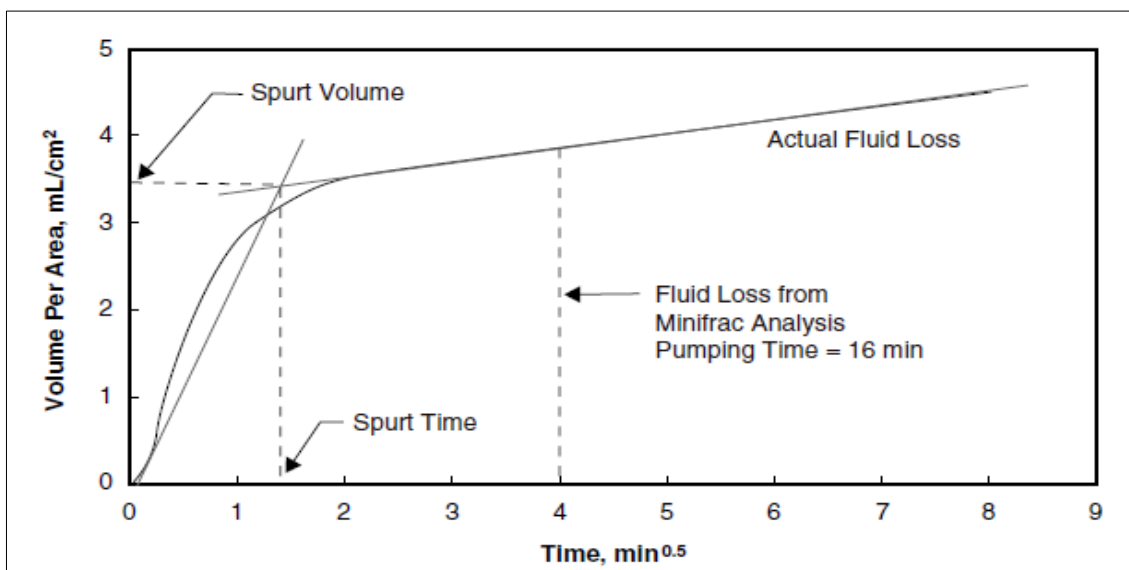


Figura 6-6 Pérdida de fluido estimado basada en una presión neta *matchado* o emparejado en un simulador 3D (Fuente: Dusterhot, 1995).

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Tenga en cuenta que la incorporación de más de un parámetro de pérdida de fluido (y otras variables ajustables) aumenta los grados de libertad.

Si bien un mejor *matchado* o emparejado de la presión observada puede generalmente ser logrado, la solución a menudo se convierte en no-única (es decir, otros valores de los mismos parámetros pueden proporcionar un ajuste similar).

6.3 Diseño de tratamiento basado en el enfoque unificado

En el capítulo anterior se delineó una cierta lógica de diseño: para una determinada cantidad de agente de sostén llegado a la capa productora, podemos determinar la longitud y ancho óptimo. Uno de los principales resultados fue que para los bajos o moderados números de propante (volúmenes relativamente bajos de propante y/o formación de moderada a alta permeabilidad), el compromiso óptimo se produce a $C_{fD} = 1.6$.

Cuando la permeabilidad de la formación está por encima de 50 md, es prácticamente imposible de alcanzar un número de propante más grande que 0,1. Números de propantes típicos para HPF (*High Permeability Formations*) van desde 0,0001 hasta 0,01. Por lo tanto, para las formaciones de permeabilidad moderada y alta, la conductividad óptima fractura adimensional es siempre $C_{fDopt} = 1,6$.

En "tight gas" es posible lograr grandes números de propante adimensionales, al menos en principio. Si asumimos un área de drenaje limitado y no cuestionamos si el agente de sostén en realidad llega a la capa productora, un número de propante adimensional igual a 1 o incluso 5 se puede calcular. Sin embargo, los números de propantes mayores que uno no son probables en la práctica.

Cuando el volumen empaquetado en la fractura se hace muy grande, el compromiso óptimo sucede en conductividades de fractura adimensionales más grandes, simplemente porque el ratio de penetración de fractura no puede exceder de la unidad (es decir, longitud de la fractura queda limitada por la separación de pozos o límites del reservorio).

Un tema crucial en el diseño es la altura de la fractura asumida. La relación de la altura de la fractura para el espesor del "pay" determina la eficiencia volumétrica del propante. El número de propante real depende en esa parte del propante que se coloca en el pay. Es calculado como el volumen de propante inyectado multiplicado por la eficiencia volumétrica del propante. Por lo tanto, estrictamente hablando, una longitud objetivo óptimo sólo puede obtenerse si la altura de la fractura es ya conocida. En lo que sigue, asumimos que la altura de la fractura es conocida.

6.3.1 Tiempo de Bombeo

Armado con una longitud objetivo y suponiendo que h_f , E' , q_i , μ , C_L , y S_p son conocidos, podemos diseñar un tratamiento de fractura. El primer problema es determinar el tiempo de bombeo, t_e , utilizando la combinación de una ecuación de anchura y de balance de materiales. La primera parte de un típico diseño de procedimiento se muestra en la Tabla 6.4. Observe que la velocidad de inyección, q_i , se refiere a la lechada (gel + arena) inyectado en una de las alas.

Las técnicas utilizadas para refinar K_L se delinean en las Tablas 6.5 a 6.7. Si la altura permeable, h_P , es menor que la altura de la fractura, es conveniente utilizar exactamente el mismo método, pero con pérdida de fluido "aparente" y coeficientes de pérdida de *spurt*. El coeficiente de

pérdida de fluido aparente es el "verdadero" coeficiente de pérdida de fluido (el valor con respecto a la capa permeable) multiplicado por el factor de r_p , definido como la relación permeable en la superficie de la fractura (ver las figuras 6-7 y 6-8).

Tabla 6.4 Determinación del tiempo de bombeo

<p>1. Calculate the wellbore width at the end of pumping from the PKN (or any other) width equation: $w_{w,0} = 3.27 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{1/4}$ (or rather the non-Newtonian form shown later)</p>
<p>2. Convert wellbore width into average width: $\bar{w}_e = 0.628 w_{w,0}$</p>
<p>3. Assume an opening time distribution factor, $K_L = 1.5$ (techniques to refine this value are described below)</p>
<p>4. Solve the following equation for t_e:</p> $\frac{q_i t}{h_f x_f} - 2K_L C_L \sqrt{t} - (\bar{w}_e + 2S_p) = 0 \quad (\text{Quadratic Equation for } x = \sqrt{t})$ <p>Selecting \sqrt{t} as the new unknown, a simple quadratic equation must be solved:</p> $at + b\sqrt{t} + c = 0 \quad \text{where}$ $a = \frac{q_i}{h_f x_f}; \quad b = -2K_L C_L; \quad c = -(\bar{w}_e + 2S_p)$
<p>5. Calculate injected volume: $V_i = q_i t_e$, and fluid efficiency: $\eta_e = \frac{h_f x_f \bar{w}_e}{V_i}$</p>

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Tabla 6.5 refinamiento de K_L usando ecuación de Carter II

<p>Calculate an improved estimate of K_L from:</p> $K_L = -\frac{S_p}{C_L \sqrt{t_e}} - \frac{\bar{w}_e}{2C_L \sqrt{t_e}} + \frac{\bar{w}_e}{2\eta_e C_L \sqrt{t_e}},$ <p>where $\eta_e = \frac{\bar{w}_e (\bar{w}_e + 2S_p)}{4\pi C_L^2 t_e} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$ and $\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t_e}}{\bar{w}_e + 2S_p}$.</p> <p>If K_L is near enough to the previous guess, stop; otherwise, iterate by repeating the material balance calculation using the new estimate of K_L.</p>

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Tabla 6.6 Refinamiento de K_L por interpolación lineal de acuerdo a Nolte

Estimate the next K_L from

$$K_L = 1.33\eta_e + 1.57(1 - \eta_e),$$

where $\eta_e = \frac{\bar{w}_e x_f h_f}{it_e}$.

If K_L is near enough to the previous guess, stop; otherwise, iterate by repeating the material balance calculation using the new estimate of K_L .

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Tabla 6.7 K_L desde el Metodo α

Assume a power law exponent α (Table 6-2) and calculate $K_L = g_0(\alpha)$ using equations in Table 7-1. Use the obtained K_L instead of 1.5 in the material balance. (Note that this is not an iterative process.)

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

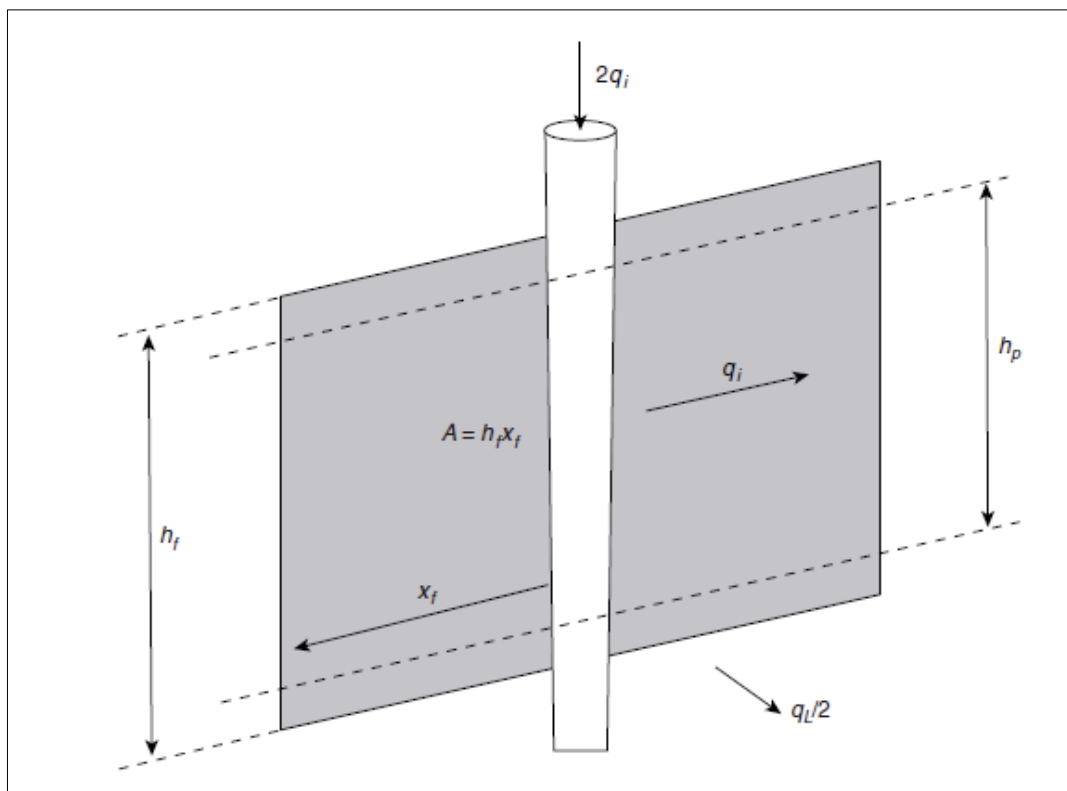


Figura 6-7 Relación permeable en la superficie del área total para geometría KHG y PKN

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

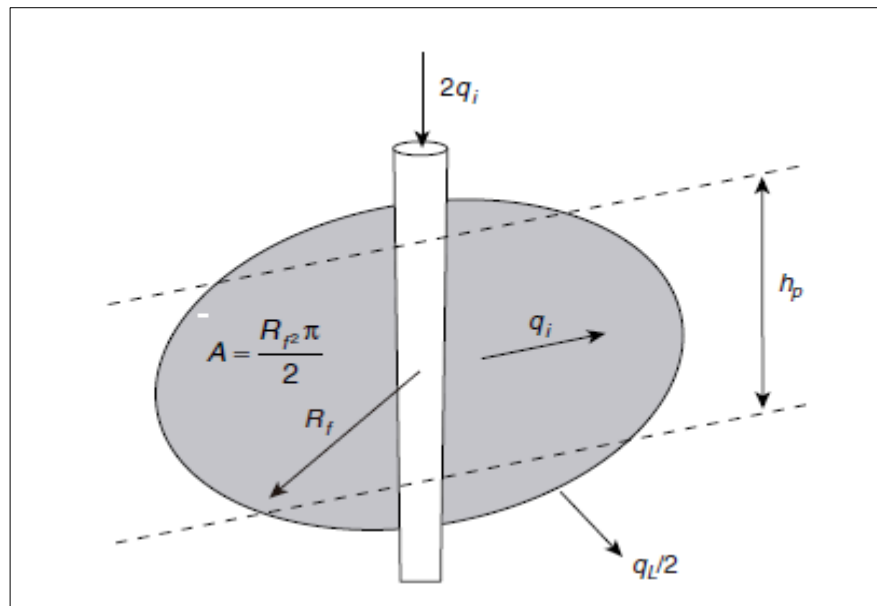


Figura 6-8 Relación permeable en la superficie del área total para geometría radial

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

6.3.2 Schedule del Propante

Dado el tiempo total de bombeo y el volumen de lechada (gel + arena), un schedule paso a paso de bombeo (más específicamente, un Schedule del propante) es aún necesario para producir el diseño de la geometría de la fractura empaquetada.

Fluido inyectado al principio del trabajo y sin agente de sostén se llama el "*pad*". Se inicia y se abre la fractura. Típicamente, de 30 a 60 por ciento del fluido bombeado durante un tratamiento filtra dentro de la formación durante el bombeo; el *pad* proporciona gran parte de este fluido extra necesaria. El *pad* también genera longitud de la fractura y ancho suficiente para permitir la colocación del propante. Demasiado bajo volumen de *pad* genera puente prematuro de propante (premature bridging) y longitudes de fractura más cortos que los deseados. Exceso del volumen *pad* genera alto crecimiento vertical de la fractura y excesivo longitud de la fractura creada. Para un volumen de lechada fijo, *pad* excesivo puede dar lugar a una

longitud final empaquetada que es considerablemente más corto que la longitud de la fractura creada (deseada). Incluso si la pérdida de fluido fuera cero, un volumen mínimo de *pad* sería requerido para abrir suficiente ancho de la fractura para admitir el propante. Generalmente un ancho de la fractura igual a tres veces el diámetro del agente de sostén es considerado necesario para evitar puentes (*bridging*).

Después que el *pad* especificado es bombeado, la concentración de agente de sostén de la lechada inyectada es incrementada paso a paso hasta llegar a un valor máximo al final del tratamiento.

La figura 6-7 ilustra conceptualmente la distribución del agente de sostén en la fractura después de la primera etapa de transporte de agente de sostén. La mayoría de la pérdida de fluido ocurre en el *pad*, cerca de la punta de la fractura. Sin embargo, algo de pérdida de fluido ocurre a lo largo de la fractura, y de hecho, la pérdida de fluido actúa para deshidratar las etapas cargados de propantes. La figura 6-8 muestra la concentración de la etapa inicial del propante, escalando desde 1 a 3 lbm de propante por galón de fluido (ppg) conforme el tratamiento avanza. Las etapas posteriores se bombean a concentraciones de propantes iniciales más altas debido a que sufren menos pérdida de fluido (es decir, menor tiempo de exposición y reducidas rates de pérdida de fluido cerca del pozo).

Figura 6-9 completa la secuencia ideal en el que el *pad* está depletado en el extremo justo cuando finaliza el bombeo y la primera etapa de propante se ha concentrado hasta un valor final diseñado de 5 PPG. La segunda etapa de propante ha sufrido menos la deshidratación, pero también se ha concentrado en el mismo valor final. Si se realiza correctamente, la

totalidad de la fractura es llenada con una concentración de propante uniforme al final del tratamiento.

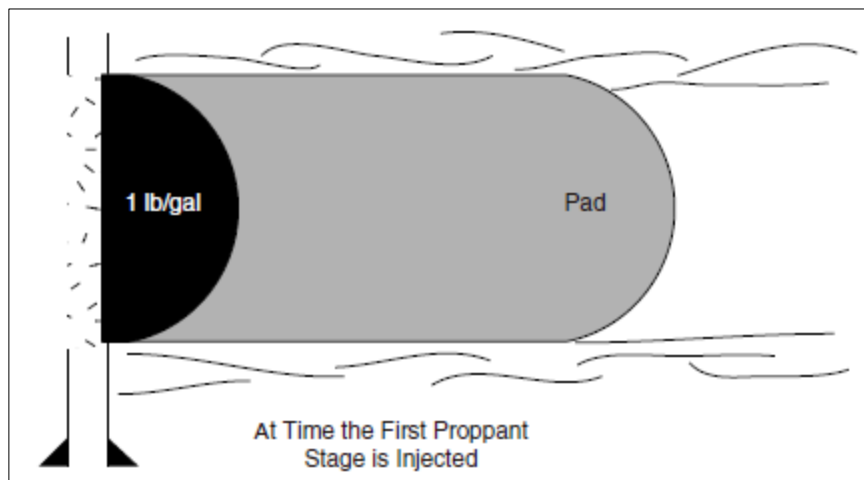


Figura 6-7 Iniciando la distribución del proppante durante el bombeo

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

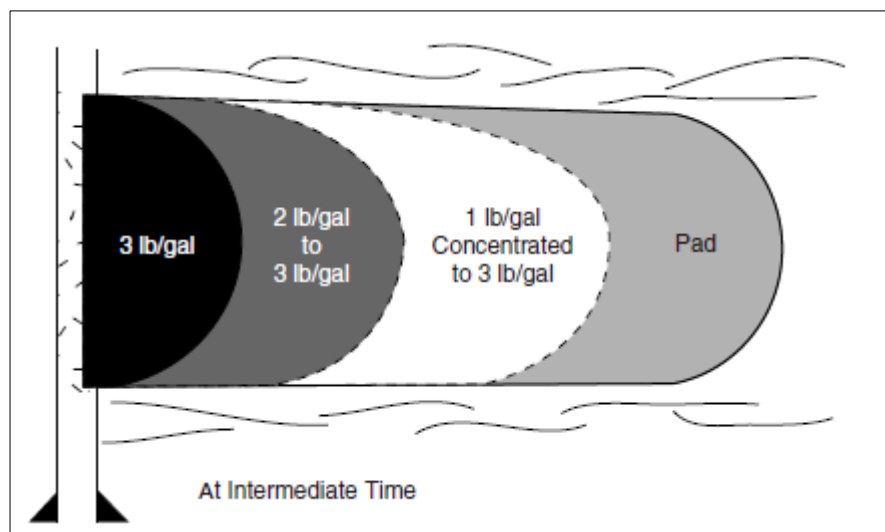


Figura 6-8 Evolución de la distribución de la lechada durante el bombeo

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

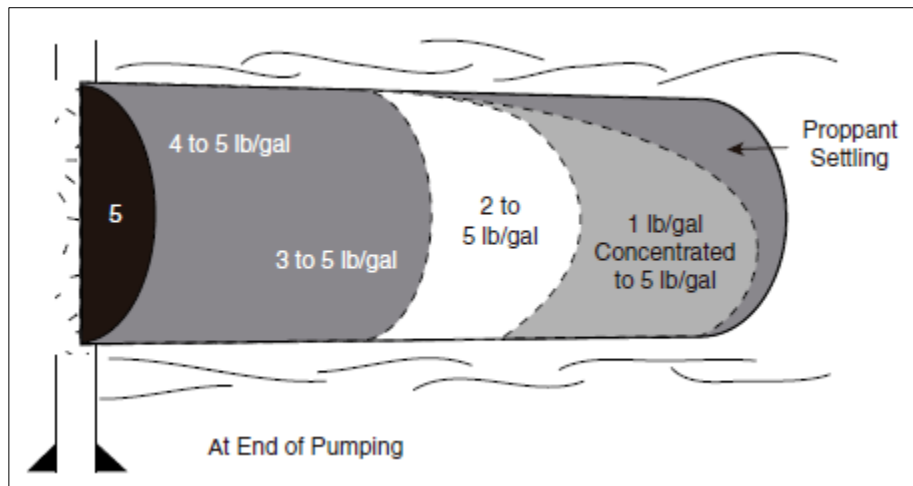


Figura 6-9 Concentración del propano dentro de la lechada al final del bombeo

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – Unified Fracture Design

Si se producen puentes de propano en la fractura antes de tiempo durante el bombeo, una situación conocida como "screen-out" ocurrirá y la presión de tratamiento aumentará rápidamente hasta el límite técnico de los equipos. En este caso, el bombeo debe cesar de inmediato (tanto para la seguridad del personal en el lugar y para evitar daños en el equipo), truncando con eficacia el tratamiento antes de que el volumen de propano completo se haya colocado. Haciendo las cosas peores, la cadena de tratamiento es a menudo dejado lleno de arena, que a su vez requiere de tiempo de equipo y gastos incrementales para limpiar.

Mientras que los métodos más sofisticados están disponibles para calcular el *schedule* del propano, la técnica de diseño simple dada en la Tabla 6.8 usando balance de materia y una forma funcional prescrito (por ejemplo, la ley de potencia, Nolte 1986) es satisfactoria.

Tabla 6.8 Schedule del Propante

<p>1. Calculate the exponent of the proppant concentration curve:</p> $\epsilon = \frac{1 - \eta_e}{1 + \eta_e}$
<p>2. Calculate the pad volume and the time needed to pump it:</p> $V_{pad} = \epsilon V_i \quad t_{pad} = \epsilon t_e$
<p>3. The required proppant concentration (mass per unit of injected slurry volume) curve is given by the following:</p> $c = c_e \left(\frac{t - t_{pad}}{t_e - t_{pad}} \right)^\epsilon,$ <p>where c_e is the maximum end-of-job proppant concentration in the injected slurry.</p>
<p>4. Convert the proppant concentration from <i>mass per unit of injected slurry volume</i> into <i>mass added per unit volume of base fluid</i> (or “neat” fluid), denoted by c_a, and usually expressed in ppga (pounds added per gallon added of neat fluid).</p>

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Un parámetro adicional se debe especificar: C_e , la concentración máxima de propante en la lechada inyectada al final de bombeo.

Las capacidades físicas del equipo de fracturación siendo utilizado proporciona un límite a la concentración máxima de propante, pero rara vez se debe este ser especificado como el valor para C_e . Idealmente, el Schedule de propante debe ser diseñado para generar una concentración de propante uniforme en la fractura al final del bombeo, con el valor de la concentración igual a C_e . Por lo tanto, la concentración de propante, C_e , al final de bombeo debe ser determinada a partir de balance de materiales:

$$M = \eta_e c_e V_i$$

Ec. 6.16

Donde V_i es el volumen de lechada inyectada en un ala, η_e es la eficiencia de fluido (o más exactamente, la eficiencia de lechada), y M es la masa de agente de sostén inyectado (una de las alas).

Según Nolte (1986), el Schedule esta derivado del requerimiento de que (1) toda la longitud creado debe ser empaquetada; (2) al final del bombeo, la distribución de agente de sostén en la fractura debe ser uniforme; y (3) el Schedule del propante debe ser de la forma de una ley de potencia retardada con el exponente, ϵ , y la fracción del pad en igualdad de condiciones (Tabla 6.8). Cálculos de programación de propante más complejo intenta explicar el movimiento del agente de sostén tanto en las direcciones lateral y vertical; variaciones de la viscosidad de la lechada con el tiempo y la ubicación (debido a la temperatura, velocidad de cizallamiento y los cambios en el contenido de sólidos); requerimientos de ancho para el movimiento libre de agente de sostén; y otros fenómenos (Babcock et al. 1967, Daneshy 1974, Shah 1982).

Tenga en cuenta que en el programa anterior la velocidad de inyección q_i se refiere a la lechada (fluido no limpio) inyectada en una de las alas. La masa de propante obtenida M también se refiere a una de las alas.

Continuando con nuestro ejemplo anterior, supongamos que la longitud de la fractura objetivo (152,4 m o 500 ft) se obtuvo del requerimiento de colocar óptimamente de propante en cada ala, $M = 8.760 \text{ kg}$ (19.400 lb_m).

Utilizando la ecuación 6.16, obtenemos que $C_e = 875 \text{ kg/m}^3$ (7.3 lb_m / gal).

Tenga en cuenta que esto todavía se expresa en masa por volumen de lechada. Esto significa que el 12,5 lb_m de propante se debe agregar a un galón de fluido de fracturación puro (es decir, la concentración de propante agregado es 12.5 ppga). La conversión de masa/volumen de lechada a masa/volumen de fluido puro

$$c_a = \frac{c}{1 - \frac{c}{\rho_p}}$$

Ec. 6.17

Donde ρ_p es la densidad del material del propante.

En nuestro ejemplo, la eficiencia de fluido es 19,3 por ciento, por lo que el exponente de concentración del propante y la fracción de volumen del *pad* es $\varepsilon = 0.677$. Por lo tanto, el tiempo de inyección del *pad* es 27.8 min, y después del *pad*, la concentración de propante de la lechada debe ser elevada de forma continua de acuerdo con el *schedule*:

$$c = 875 \left(\frac{t-1666}{795} \right)^{0.677}$$

Donde C está en Kg/m³ y t está en segundos, o

$$c = 7.3 \left(\frac{t-27.8}{13.3} \right)^{0.677}$$

Donde C está en lb_m/gal de volumen de lechada y t está en minutos. La curva de propante obtenido se muestra en la Figura 6-10

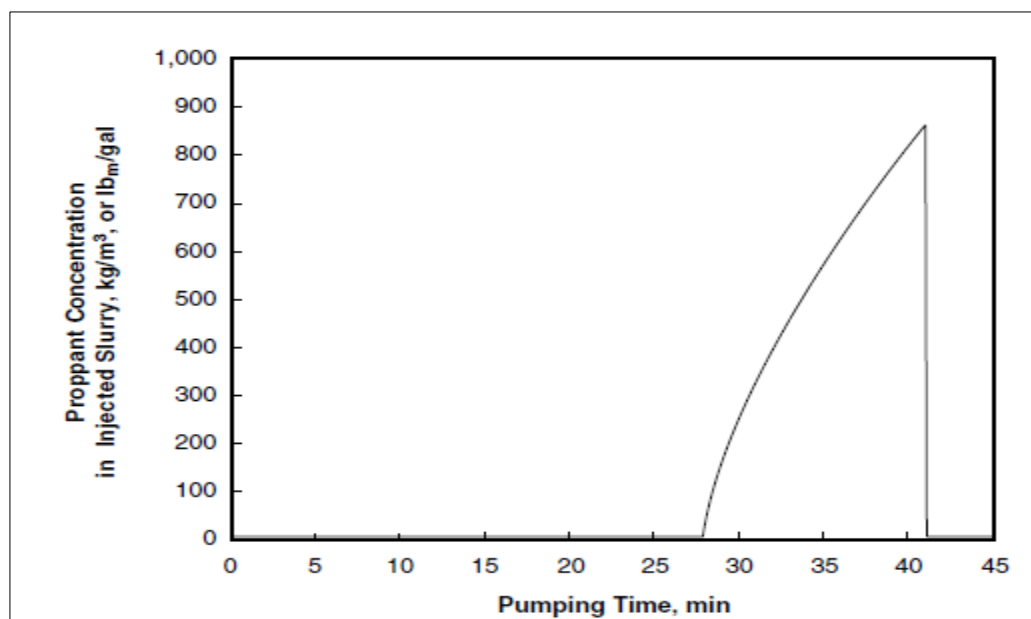


Fig. 6.10 Evolución de la distribución del propante durante el bombeo

Fuente: Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó – *Unified Fracture Design*

Al final del bombeo, la concentración de agente de sostén es igual a C_e por todas partes en la fractura. Por lo tanto, la masa de agente de sostén colocado en una de las alas es $M = V_e \times C_e = \eta_e \times V_i \times C_e$, o en nuestro caso, $M = 8760 \text{ kg}$ (19.400 lb_m). El ancho promedio empaquetado después del cierre se puede determinar si se conoce la porosidad del lecho del propante. Suponiendo $\phi_p = 0,3$, el volumen empaquetado $V_p = M / [(1 - \phi_p)\rho_p]$, o en nuestro caso, 6.0 m^3 . El ancho promedio empaquetado $w_p = V_p / (x_f \times h_f)$, es decir, 2 mm ($0,078 \text{ pulg.}$).

Una revisión rápida de la conductividad de la fractura adimensional, sustituyendo el ancho empaquetado, muestra que $C_{fD} = (60 \times 10^{-12} \times 0,002) / (5 \times 10^{-16} \times 152) = 1.6$, como debe ser para un tratamiento con un número de propante relativamente bajo.

En el ejemplo anterior, se asumió que la longitud objetiva óptima y la anchura se pueden realizar sin ningún problema. Por supuesto, es posible que ciertas limitaciones físicas o técnicas (por ejemplo, la concentración máxima posible de propante en la lechada) no permitan la colocación óptima.

CAPITULO VII: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es el proceso de aplicar presión hidráulica en una roca reservorio hasta que se produce la falla o fractura de la misma.

Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla, luego es rellenado con un agente sostén generando un medio de alta conductividad, tal como lo muestra la Figura 7-1.

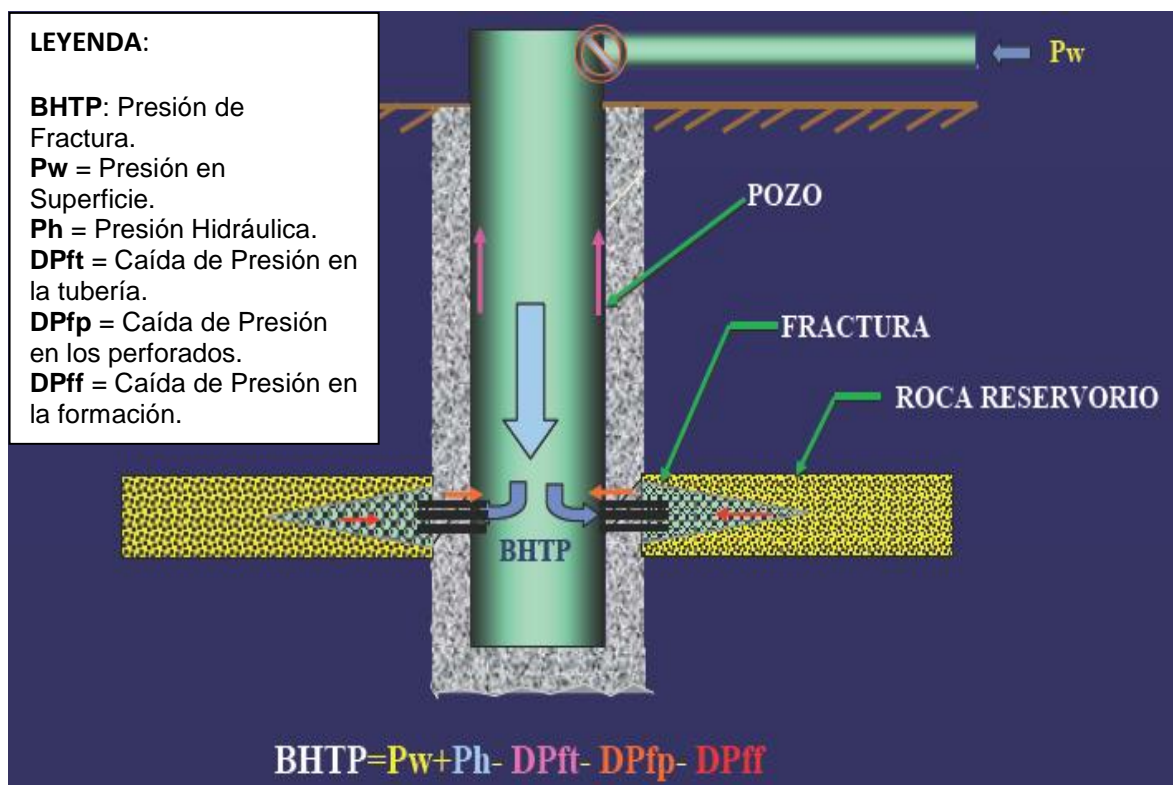


Figura 7-1 Esquema General del Fracturamiento Hidráulico

Fuente: *Fracturamiento Hidráulico. Artículo BJ Service*

En la Figura 7-1 se observa que el Fracturamiento Hidráulico crea un camino conductivo dentro del reservorio a una profundidad variable. No incrementa la permeabilidad de la matriz (no remedia la permeabilidad cerca del pozo), solo genera un canal de alta conductividad.

Mayor área del reservorio es contactada y el perfil del flujo cambia de radial a bi-lineal o pseudo-radial (el nuevo radio efectivo del pozo es función de la longitud y conductividad de la fractura), esto se detallará más adelante.

7.1 ¿Qué es Fracturamiento?

Si el líquido es bombeado a un pozo más rápido que el fluido pueda escaparse dentro de la formación, inevitablemente, la presión aumenta, y en algún momento algo se rompe. Debido a que la roca es generalmente más débil que el acero, lo que rompe es por lo general la formación, dando como resultado la división del pozo a lo largo de su eje como resultado de tensiones circunferenciales de tracción generadas por la presión interna. El trabajo en campo de este proceso se describe en la Figura 7-2.

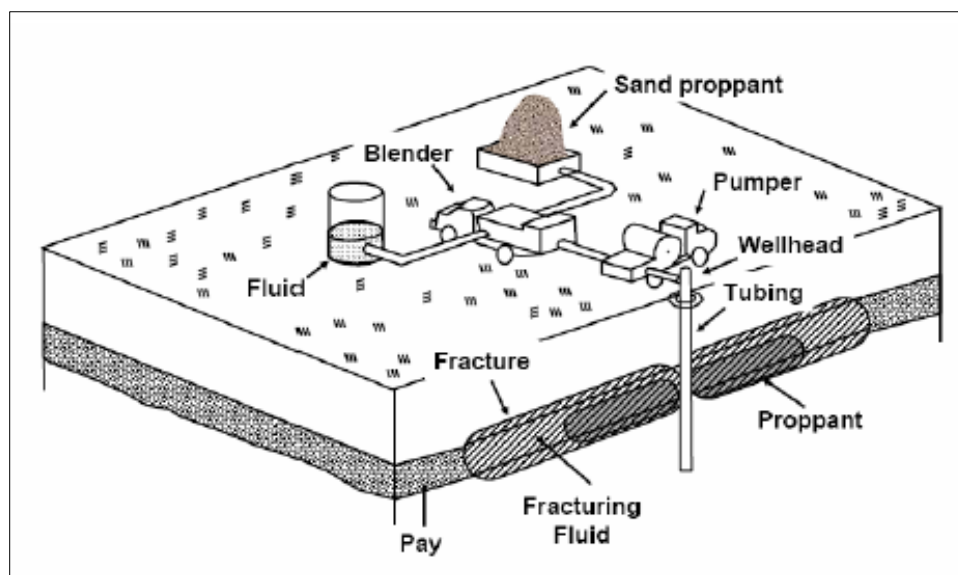


Figura 7-2 Esquema general de la operación de Fracturamiento

Fuente: Michael Economides – Nolte - Reservoir Stimulation

Debido a que la mayoría de los pozos son verticales y el estrés más pequeño es el esfuerzo horizontal mínimo, los resultados de la división inicial (o ruptura) se generan en un plano vertical.

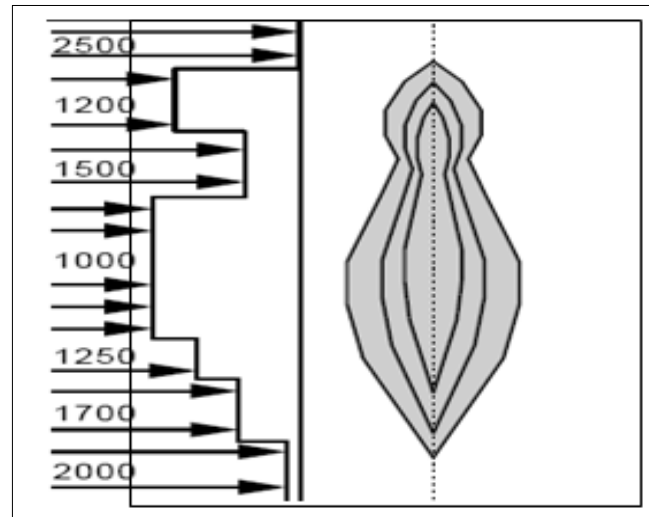


Figura 7-3 Patrón de esfuerzos dentro de un pozo

Fuente: Fracturamiento Hidráulico. Artículo BJ Service

En la Figura 7-3 se observa cómo se distribuyen los esfuerzos horizontalmente. La regla usada comúnmente en operaciones, es que a partir de 2000 pies de profundidad se crean fracturas verticales pues los esfuerzos horizontales son menores que los verticales.

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 ancho de la fractura en la boca de pozo depende de la distribución de los esfuerzos horizontales.

La ruptura y el crecimiento de la fractura temprana exponen nueva área de formación para el fluido inyectado, y por lo tanto la tasa de fugas de fluido dentro de la formación comienza a aumentar. Sin embargo, si la velocidad de bombeo se mantiene a una tasa mayor que la tasa de pérdida de fluido, entonces, la fractura recientemente creada debe continuar para propagar y hacer crecer (Ver Figura 7-4). Este crecimiento sigue abriendo más área de formación. Sin embargo, a pesar de la fractura hidráulica aumenta

enormemente el área de flujo de la formación durante el bombeo, una vez parado el bombeo, la fractura se cerrará y la nueva área de formación no estará disponible para la producción. Para evitar esto, se deben tomar medidas para mantener el canal conductor. Esto normalmente implica la adición de un agente de sostén o propante al fluido hidráulico para ser transportado en la fractura. Cuando el bombeo se detiene, el agente sostén se mantiene en su lugar para mantener la fractura abierta y mantener una trayectoria de flujo conductivo para incrementar el área de flujo de formación durante la producción.

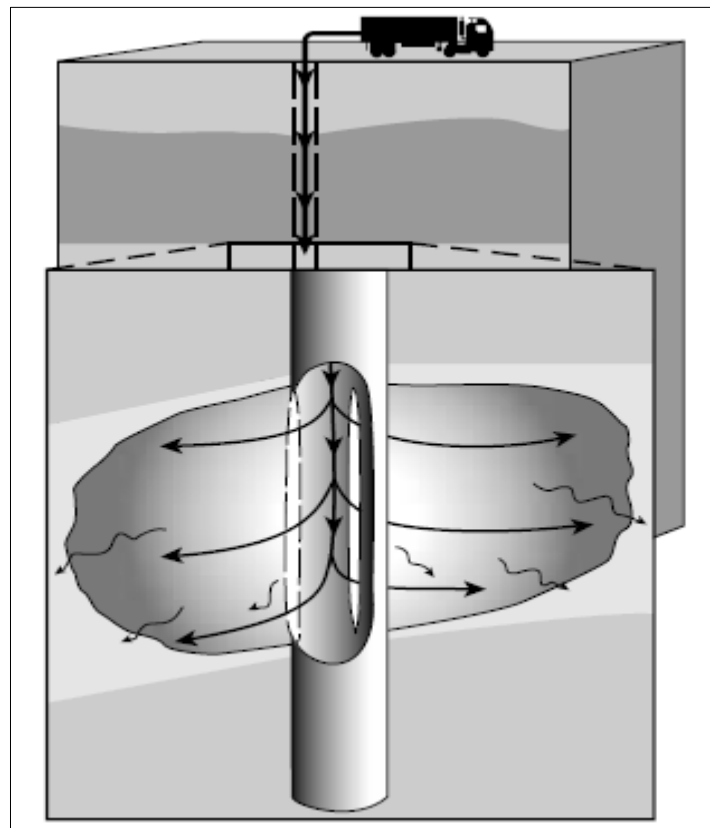


Figura 7-4 Vista en sección transversal de una propagación de la Fractura

Fuente: Michael Economides – Nolte - Reservoir Stimulation

Tras la ruptura, la tasa de propagación de la fractura y la tasa de flujo de fluido dentro de la fractura se vuelven importantes. Están dominados por el

comportamiento de pérdida de fluido. Como introducida por Carter (1957), la tasa de pérdida de fluido q_L de una fractura se puede expresar como

$$q_L \approx \frac{2C_L A}{\sqrt{t - \tau}}$$

Ec. 7.1

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluido, A es un elemento de área de fractura (es decir, área de flujo incrementado), t es el tiempo medido desde el comienzo de bombeo, y τ es el tiempo cuando se crea cada elemento de área pequeña de una fractura o descubierto. Como consecuencia directa de esta relación, la mayor tasa de pérdida de fluido está siempre en la punta de la fractura. Área de la fractura recientemente creada existe en ese punto ($t - \tau = 0$ en el denominador) haciendo q_L instantáneamente infinita.

Inicialmente, la penetración de fractura es limitada, y por lo tanto la pérdida de fluido es alta cerca del pozo. Por esa razón, la primera parte de un tratamiento de la fractura hidráulica se compone de sólo fluido (sin agente de sostén); esto se denomina "*pad*". El propósito del *pad* es romper la cercanía del pozo e iniciar la fractura. Además, el *pad* proporciona fluido para producir la penetración y el ancho suficiente para permitir que las etapas de fluidos cargados de propante entren más tarde a la fractura y evitar así la alta pérdida de fluidos cerca de la punta de la fractura. Después del *pad*, etapas cargados de propante se bombean para transportar agente de apuntalamiento dentro de la fractura.

Sin embargo, debido que la pérdida de fluido a la formación sigue produciendo, incluso cerca del pozo, el primer propante es añadido al fluido a bajas concentraciones. La lechada cargada de propante entra en la fractura en el pozo y fluye hacia la punta de la fractura (Figura 7-5). En este punto, dos

fenómenos comienzan. En primer lugar, debido a la alta pérdida de fluido en la punta de la fractura, la lechada fluye a través de la fractura más rápido que la propagación de la punta, y la lechada cargada de propante eventualmente sobrepasa la punta de la fractura.

Luego, debido a la pérdida de fluido, las etapas de lechada cargados de propante pierden fluido (pero no propante) a la formación.

Por lo tanto, la concentración de agente de sostén (es decir, la fracción de volumen de agente de sostén sólido) aumenta a medida que las etapas de lechada se deshidratan.

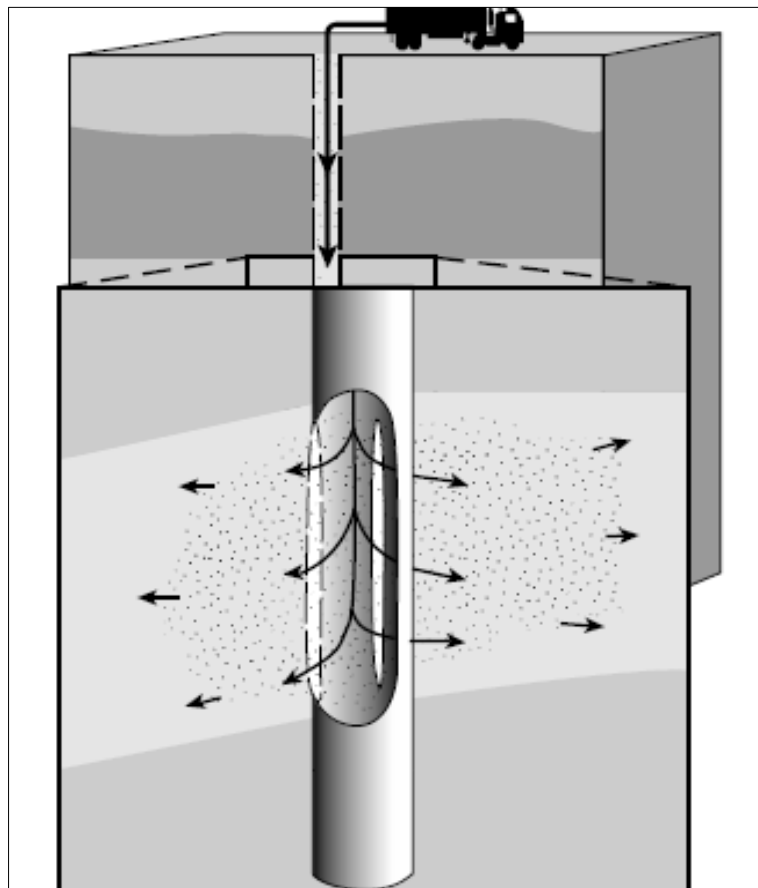


Figura 7-5 Introduciendo propante dentro de la Fractura

Fuente: Michael Economides – Nolte - Reservoir Stimulation

Las etapas deben terminar en el lugar correcto, en el momento adecuado, con la concentración final de agente de sostén correcto. El *pad* debe estar completamente perdido en la formación, y la primera etapa de agente de

sostén debe estar justo en la punta de la fractura (que debe estar en la longitud de diseño).

Dado que las etapas de lechada de propante se mueven por la fractura, se deshidratan y se concentran. Etapas de lechada bombeado más adelante en el tratamiento son bombeados a una concentración superior. Estas etapas no están en la fractura por mucho tiempo antes de la finalización del tratamiento (es decir, antes del apagado) y por lo tanto están expuestos a la menor pérdida de fluido y menor deshidratación. Idealmente, la primera etapa de agente de sostén bombeado llega a la punta de la fractura concentrándose luego, así como el último fluido pad se pierde en la formación.

Mientras tanto, la concentración de la lechada que se bombea se incrementa de forma constante a la misma concentración de diseño final.

Al final del tratamiento, la totalidad de la fractura es llenada con la concentración de lechada de diseño. Consideraciones de diseño para la concentración final se vieron en el capítulo anterior.

La descripción precedente podría denominarse un diseño "normal", donde toda la fractura es llenada con un uniforme, pre-seleccionado, concentración de agente de sostén de diseño, al finalizar el tratamiento. Si el bombeo continúa más allá de ese punto, habría poca extensión de fractura adicional, ya que el pad está 100% agotada. Bombeo continuo obliga a la fractura a convertirse más ancho (y obliga a aumentar a la presión) debido a que el aumento del volumen simplemente actúa como si estuviera inflando un globo.

A la conclusión del tratamiento, la etapa final de "flush" se bombea. Este segmento de un tratamiento consiste en un único volumen de fluido de pozo y está destinado a barrer el pozo, dejarlo limpio de agente de sostén (Figura 7-6).

El pozo está generalmente cerrado a continuación durante algún tiempo para permitir que el fluido filtre de tal manera que la fractura se cierre y esfuere el paquete de agente de sostén.

El cierre también permite que la temperatura (y químicas rompedores añadidos al fluido mientras bombeo) reduzca la viscosidad del fluido de fracturación.

Idealmente, este proceso deja una fractura con propante llena, con una longitud de la fractura productiva (o la mitad de longitud x_f), altura de fractura empaquetada y ancho de la fractura empaquetada (que determina la conductividad de fractura k_{fw}).

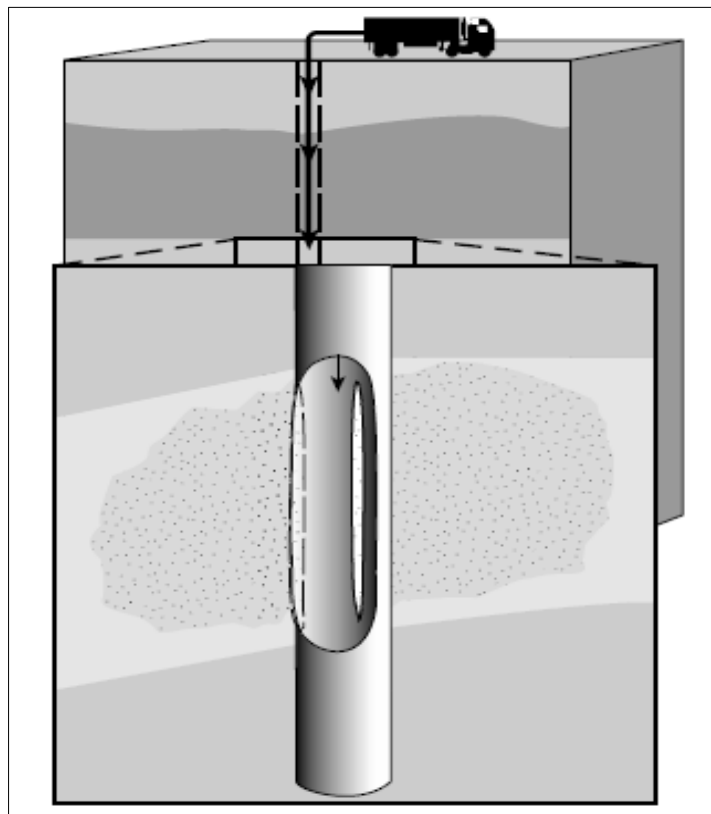


Figura 7-6 Lavado del pozo para dejar una fractura empaquetada

Fuente: Michael Economides – Nolte - Reservoir Stimulation

7.2 ¿Por qué Fracturar?

Operaciones de fractura hidráulica pueden realizarse a un pozo para uno (o más) de tres razones:

- **Para By-pasear el daño cerca del pozo y volver un pozo a su productividad "natural":** Este daño puede ocurrir a partir de varias fuentes, incluyendo el daño inducido por la perforación, incompatibilidad química entre los fluidos de perforación y la formación, etc. El daño también puede ser debido a los procesos de reservorio natural, tales como cambios de saturación resultantes de baja presión del reservorio cerca de un pozo, finos de formación, o la deposición de incrustaciones. Cualquiera que sea la causa, el resultado es indeseable.

Tratamientos de la matriz se utilizan generalmente para eliminar el daño químico, restaurando un pozo a su productividad natural. En algunos casos, los procedimientos químicos pueden no ser eficaces o apropiados, y operaciones de fractura hidráulica se utilizan para by-pasear el daño. Esto se consigue generando una ruta de alta conductividad a través de la región dañada para restablecer el contacto del pozo con la roca sin daños.

- **Para extender una trayectoria conductiva profundo en una formación y por lo tanto aumentar la productividad más allá del nivel natural:** A diferencia de los procedimientos de estimulación de la matriz, las operaciones de fracturación hidráulica se puede extender un canal profundo conductivo en el reservorio y en realidad estimular la productividad más allá del nivel natural.

Todas las prácticas de explotación del reservorio están sujetas a la ley de Darcy:

$$q \approx \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} \left(\frac{A}{h} \right),$$

Ec. 7.2

Donde el importantísimo rate de producción q se relaciona con la permeabilidad de la formación k , espesor del “pay” h , la viscosidad del fluido del reservorio μ , la caída de presión D_p y el área de flujo de la formación A . Explotación del reservorio gira en torno a la manipulación de esta ecuación. Por ejemplo, la caída de presión se puede aumentar mediante el uso de levantamiento artificial para reducir la presión de flujo de fondo de pozo, la inyección de agua para aumentar o mantener la presión del reservorio. Para otros casos, la combustión in-situ o inyección de vapor se utiliza para reducir la viscosidad del fluido del reservorio y por lo tanto aumentar la productividad.

Para la fracturación, según lo representado en la Figura 7-7, con el incremento del área de flujo en la formación dada, el rate de producción también aumenta (Estrictamente hablando, la forma de flujo es alterado).

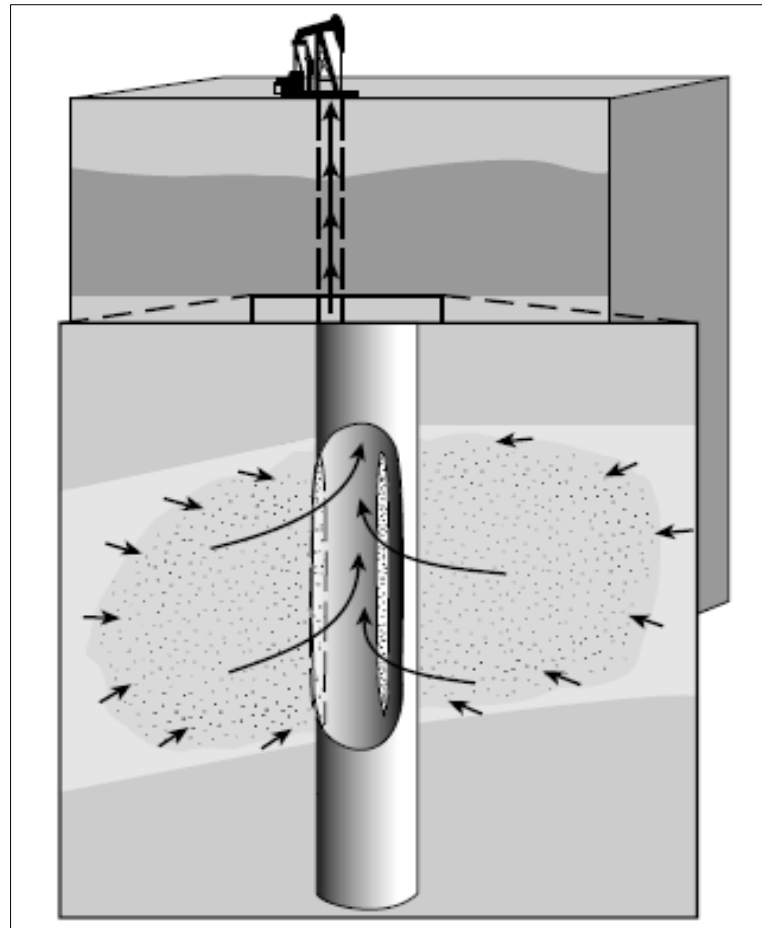


Figura 7-7 Incremento de área de flujo resultante de una fractura

Fuente: Michael Economides – Nolte - Reservoir Stimulation

Este es el uso clásico de fracturación, para aumentar la tasa de producción mediante by-paseo de daños a la formación cerca del pozo o mediante el aumento de la exposición del área de formación y estimulando así el rendimiento.

El diseño debe optimizar el retorno económico sobre la base del aumento de la productividad y costo del tratamiento.

- **Para alterar el flujo de fluido en la formación:** Junto con la mejora de la productividad del pozo, fracturas también proporcionan una herramienta poderosa para la alteración del flujo de la formación. En combinación con las otras partes del desarrollo del campo, la fractura se

convierte en una herramienta de gestión de reservorio. Por ejemplo, la creación de largas fracturas en la roca apretada ($k < 0,1 \text{ md}$) permite el desarrollo del campo con menos pozos. Sin embargo, aún menos pozos son requeridos si el azimut de la fractura es conocido y los pozos se encuentra adecuadamente.

7.3 Radio efectivo de Fractura (r_w')

7.3.1 Sin Fractura

Si el pozo produce en forma natural, o radial, entonces:

$$\text{Área de Flujo} = \text{Área del pozo} = 2 \pi r_w h$$

En la siguiente figura 7-8, se muestra el área de flujo sin fractura.

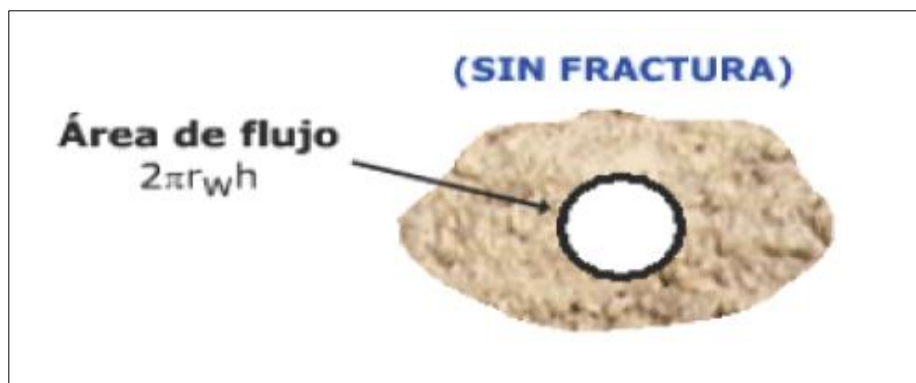


Figura 7-8 El radio efectivo sin fractura

Fuente: *Teoría de Fracturamiento Hidráulico – San Antonio Internacional*

7.3.2 Con Fractura

Un pozo fracturado, el área de flujo será las dos alas de la fractura, entonces:

- 1 ala = 2caras,
- 1 cara = longitud (X_f) * Altura (h).
- Área de flujo = $(4 X_f) * (h)$

El radio efectivo de fractura, es el área equivalente de flujo, va tener la misma fórmula que en el caso de un pozo que produce de manera radial:

- Área equivalente. de flujo = $2 \pi r_w' h = 4(X_f)(h)$
- $r_w' = 2X_f / \pi$

En la siguiente figura 7-9 se muestra el radio efectivo con fractura.

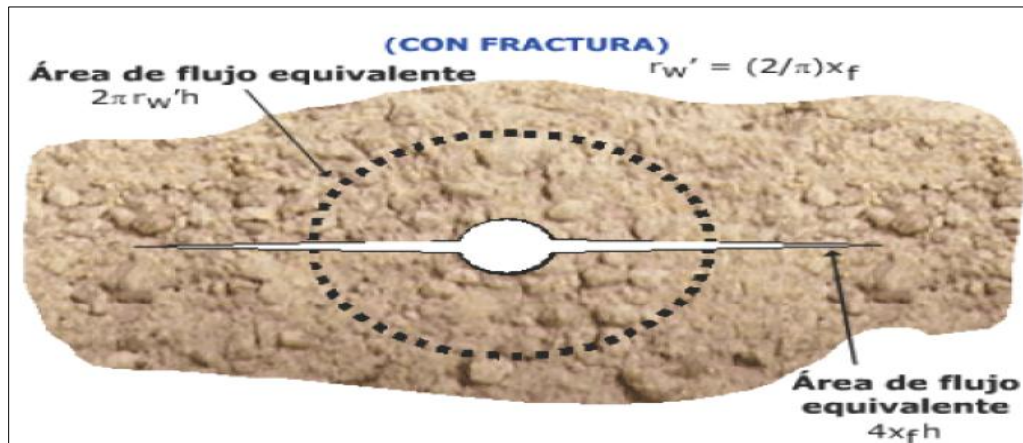


Figura 7-9 El radio efectivo con fractura

Fuente: Teoría de Fracturamiento Hidráulico – San Antonio Internacional

7.4 Factor de Conductividad Adimensional (C_{FD}) y la relación r_w'/X_f

Históricamente, el énfasis en la fractura de reservorios de baja permeabilidad estaba en la longitud de la fractura productiva X_f . Para los reservorios de alta permeabilidad, la conductividad K_{fw} es igual o más importante, y los dos son balanceados con la permeabilidad de la formación k . Este balance crítico fue discutido por primera vez por Prats (1961), más de 10 años después de la introducción de la fractura, con el importante concepto de conductividad de la fractura adimensional C_{FD} .

$$C_{FD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Ec. 7.3

Esta conductividad adimensional es la relación de la capacidad de la fractura para llevar flujo dividida por la capacidad de la formación para alimentar a la fractura. En general, estas dos características de producción deben estar en equilibrio. De hecho, para un volumen fijo de agente de sostén, la producción máxima se alcanza para un valor de la C_{ID} entre 1 y 2, como se discutieron en los capítulos anteriores.

Por ejemplo, un reservorio de 50' de espesor con 20 md y extensión del área de 40 acres ($r_e = 660'$ parcialmente agotado) tiene una longitud media de fractura de 50'. Para lograr $F_{cd} = 2$, se necesita un k_{fW} de 2000 md-ft. Si esta misma zona tiene una permeabilidad de 100 md, el K_{fW} requerida sería de 10,000 md-pie para producir la misma F_{cd} de 2.

Prats también introdujo otro concepto fundamental, la idea de radio efectiva del pozo r'_w . Como se muestra en la figura 7-10, un simple equilibrio de áreas de flujo entre un pozo y una fractura da el valor equivalente de r'_w para una fractura empaquetada (solamente relación cualitativa):

$$r'_w \approx \frac{2}{\pi} x_f.$$

Ec. 7.4

Sin embargo, esta simple equivalencia de área de flujo ignora el campo de presión de poros alterada alrededor de una fractura lineal y también asume conductividad infinita. Prats representó correctamente para la distribución de la presión alrededor de una fractura y proporcionó una relación general entre la conductividad adimensional y r'_w para condiciones de estado estable. La relación muestra que para las fracturas de conductividad infinita, el límite superior sobre r'_w es ligeramente menor que desde el equilibrio de área de flujo en la ecuación. 7.4. Para k_{fW} infinita, Prats encontró:

$$r'_w = 0.5x_f.$$

Ec. 7.5

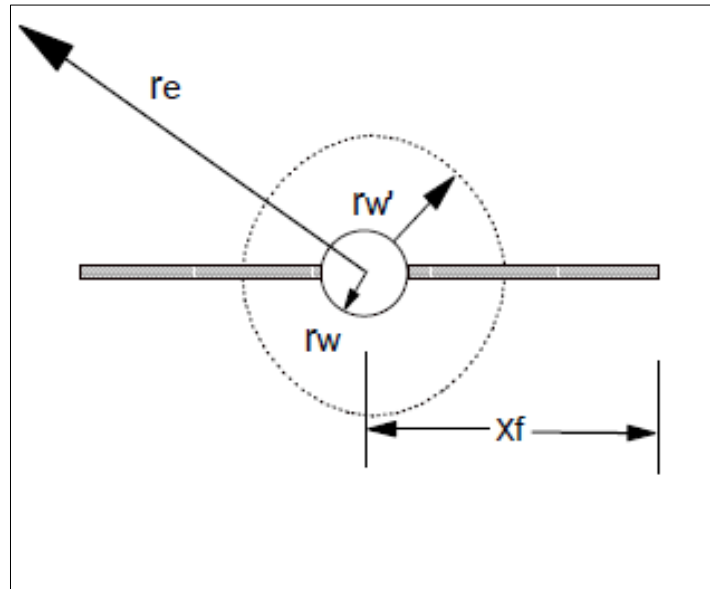


Figura 7-10 Radio Equivalente del Pozo r'_w

Fuente: Frac Tips – NSI Technologies, Tulsa/Houston, 1-918-496-2071

Cinco-Ley (1978) más tarde integró esto en una descripción completa de la respuesta del reservorio, incluyendo flujo transitorio. Para el flujo pseudoradial, Cinco-Ley expresó r'_w como una función de la longitud y C_{fD} (Figura 7-11).

El gráfico de la figura 7-11 (equivalente a Prats) puede ser utilizado (cuando el flujo pseudoradial es apropiado) como una poderosa herramienta de ingeniería de yacimientos para evaluar los posibles beneficios de la productividad postfractura de la fractura empaquetada. Por ejemplo, los pliegues de aumento o "Fold of Increase" (FOI) para el flujo en estado estacionario se pueden definir como el incremento de la productividad postfractura de un pozo en comparación con la productividad de prefractura. "Folds of Increase - FOI se relaciona con el "Índice de Productividad" - PI en una proporción de fractura

frente a la completación natural. El FOI es calculado mediante los caudales de flujo antes y después de un tratamiento de estimulación de fractura ($FOI = Q_f / Q_{nat}$).

FOI se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$FOI = \frac{\ln(r_e / r_w) + s}{\ln(r_e / r_w')},$$

Ec. 7.6

Donde r_e es el drenaje del pozo o radio del reservorio, r_w es el radio normal del pozo, y s es algún efecto de daño previo a la fractura como resultado del daño del pozo, la acumulación de incrustaciones, etc. Un efecto de daño equivalente s_f resultante de una fractura es:

$$s_f = -\ln(r_w' / r_w)$$

Ec. 7.7

Para su uso en modelos de reservorio u otros cálculos de productividad.

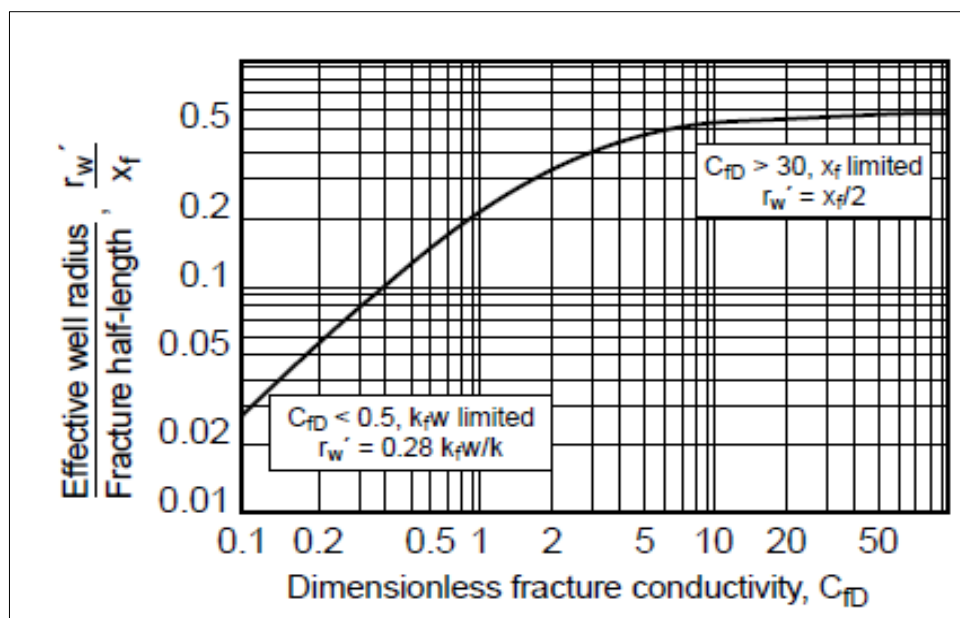


Figura 7-11 Radio equivalente del pozo como una función de la conductividad de fractura adimensional y longitud de la fractura.

Fuente: *Frac Tips* – NSI Technologies, Tulsa/Houston, 1-918-496-2071

Varios métodos han sido desarrollados para calcular r'_w . Uno de los métodos para calcular el "diámetro del pozo equivalente" de C_{fD} es mediante el uso de la figura 7-11 desarrollado por el Cinco-Ley. La relación descrita en la Figura 7-11 es el corazón de todo fracturamiento, incluso en las formaciones de permeabilidad más bajas. Cuando F_{cd} es menor que 0.5, $r'_w = 0,28 \times k_f w / k$, por lo que la longitud no importa y el uso de más o mejor agente de sostén es requerido. A la inversa, cuando F_{cd} es mayor 20, $r'_w = x_f/2$, la fractura está actuando como una fractura de conductividad infinita y el uso de mejores agentes de sostén (más fuertes) sería una pérdida de dinero. Utilizando el ejemplo anterior 20 md, para $F_{cd} = 2$, r'_w/x_f es igual a 0.3. El X_f de 50' x 0.3 produce r'_w de 15'. $FOI = \ln(660 / 0,5) / \ln(660/15)$ (suponiendo que $s = 0$) o un FOI de 1.90, casi el doble de la producción.

7.5 Sensibilidad FOI para Reservorios

Uno de los métodos para la determinación rápida de la óptima longitud media de fractura y la conductividad es ejecutando sensibilidad FOI como se ve en la Figura 7-12. Esto no le da la mejor solución económica, pero la mejor solución de producción. Tenga en cuenta los aumentos de FOI con longitud y conductividad. Por lo tanto, no hay una solución única que produce un rendimiento óptimo. Pero lo que es evidente es una longitud de 40 a 60 pies con 5-8 libras/pies cuadrados (9,000- 14.000 md-pies) parece dar los mejores resultados con FOI entre 1.6 a 1.8.

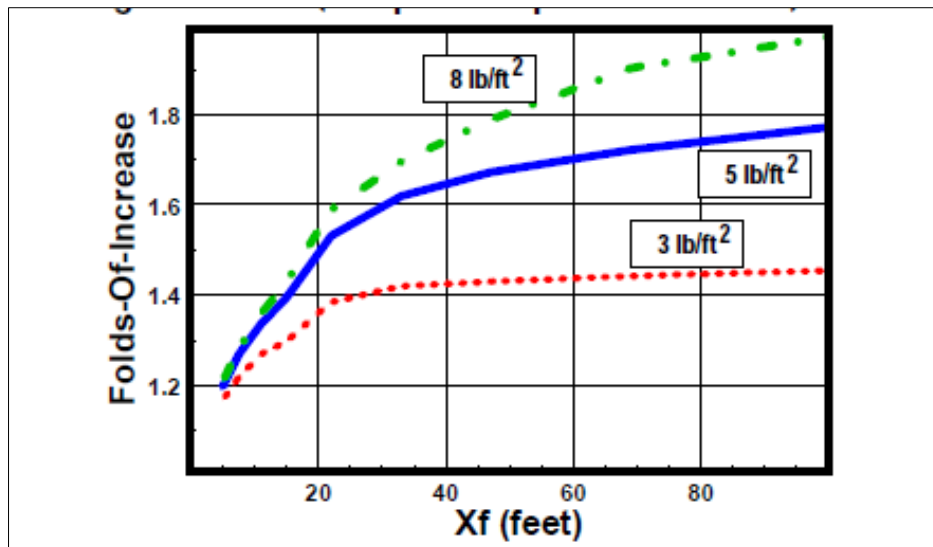


Figura 7-12 FOI (comparado con el pre-frac Skin = 0) vs x_f

Fuente: *Frac Tips* – NSI Technologies, Tulsa/Houston, 1-918-496-2071

CAPITULO VIII: RUPTORES DE GEL

En los fluidos base agua el tipo de ruptor más utilizado es a base de oxidantes. En este caso se muestra el efecto de la cantidad del persulfato de amonio (AP) agregado al gel en función de la temperatura y su influencia en la permeabilidad retenida del empaque.

Una observación importante es que a baja temperatura, mismo con altas concentraciones de ruptor, es difícil conseguir romper el gel.

A temperaturas más altas, como 160 o 180°F (71 o 82°C), utilizando altas concentraciones de ruptor se recuperó toda la permeabilidad en laboratorio.

Pero si utilizaba tal cantidad de ruptor en el campo, el gel se rompería completamente antes de llegar al fondo de la fractura. Entonces habrá que utilizar otro tipo de ruptor, o este ruptor junto con ruptor encapsulado. Generalmente las compañías muestran en sus manuales resultados demasiados optimistas para sus fluidos.

Se debe cuidar de cómo son realizados los ensayos en laboratorios.

8.1 Ruptor de Gel RX-5

RX-5 es un catalizador de la reacción de degradación oxidativa de sistemas de geles base agua. Actúa acelerando la reacción de oxidación iniciada por los oxidantes tipos persulfatos.

Cuando la temperatura de formación es muy baja (menor de 45°C) es necesario el agregado de este producto en combinación con R-5 para lograr la completa ruptura del sistema de gel crosslinkado.

Las concentraciones habituales de uso van del 0.5 a 2 gal/Mgal de gel. (Siempre usado con R-5 en forma conjunta).

8.1.1 Propiedades Físicas

- Aspecto : Líquido cristalino amarillento.
- PH : 9 a 11
- Vida Media : 12 meses

8.1.2 Seguridad Industrial

Se recomienda almacenar en un lugar cerrado y fresco. Lejos de llama o fuentes de calentamiento.

Para su manipuleo se recomienda el uso de guantes de goma, mascarilla química con cartucho verde R54A.

En caso de contacto con piel, ojos o ropa, lavar con agua por 15 minutos y quitarse la ropa.

Los materiales usados de este Gel R-5 requieren de manejo y precauciones de seguridad especiales.

8.2 Ruptor de Gel R-5

El Gel R-5 es un ruptor de tipo oxidante, que actúa liberando radicales libres que atacan los polímeros constituyentes de geles base agua; esta reacción se incrementa con la temperatura.

El Gel R-5 acelera la ruptura de gel, produciendo su completa degradación, lo que contribuye a dejar un menor contenido de residuos insolubles.

Actúa eficazmente a temperaturas que oscilan entre los 49° y los 93°C y en un rango de PH entre 3 y 9.

La concentración (usada en función del tiempo de ruptura deseada) es normalmente de 0.5 a 4 lb/1000 galones de gel base cuando se requieren tiempos de ruptura extremadamente cortos.

8.2.1 Ventajas del R-5

La utilización de ruptores oxidantes mejora la limpieza del residuo de fractura del paquete de arena

8.2.2 Propiedades Físicas

Estado/Aspecto : Sólido cristalino blanco, levemente amarillento

Gravedad Específica : 1.98

8.2.3 Seguridad Industrial

Se recomienda almacenar en un lugar cerrado, fresco, evitando golpes.

Para su manipuleo se recomienda el uso de guantes de goma, respirador 3M 8247 y antiparras.

En caso de contacto con los ojos o ropa, lavar con agua por 15 minutos y remover la ropa.

CAPITULO IX: ÁREA DE ESTUDIO

9.1 Datos Generales del área de estudio

El primero pozo perforado en el lote I fue en el año 1922 por la compañía International Petroleum Company. Actualmente dicho lote cuenta con 724 pozos, de los cuales 47 pozos fueron perforados por la Empresa Graña y Montero Petrolera desde que adquirió el lote en el año 1992.

Su producción diaria del lote I es de aproximadamente 1600 BPD. Las formaciones que han probado ser productoras de petróleo son Mesa, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón y Pariñas.

9.2 Ubicación

El Lote I se encuentra ubicado en la Costa Noroeste del Perú en los alrededores de la ciudad de Talara, limitando al Sur con el Lote VII, al Norte con el Lote VI, ambos lotes operados por la Compañía Sapet, al este con el Lote IV operado por la Compañía Interoil y al Oeste con el lote Z-2B operado por la Compañía Savia. Su extensión total es de 6,943.25 hectáreas.

En la siguiente figura 9.1 se muestra la ubicación del Lote I, de círculo azul.

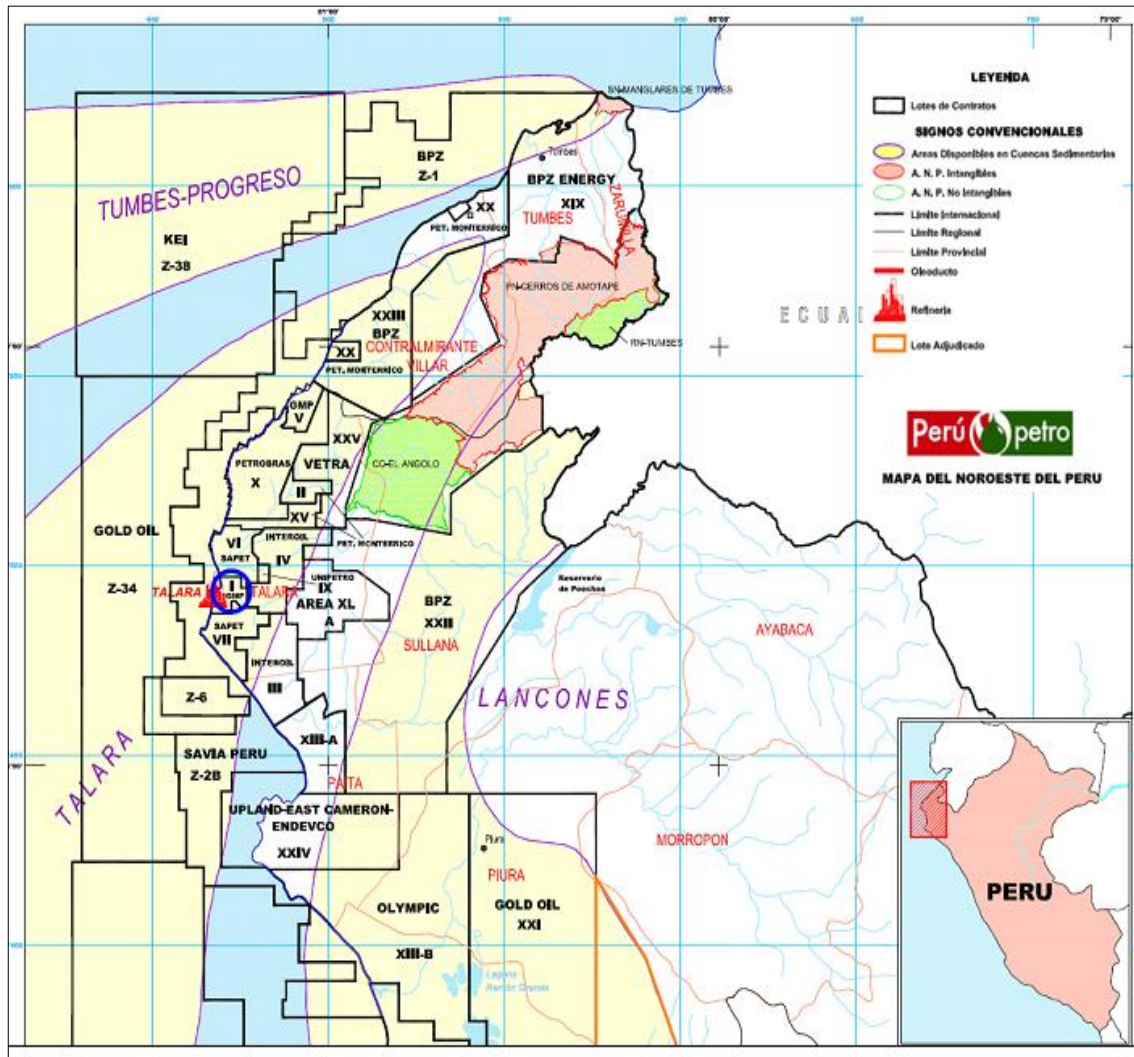


Figura 9-1 Ubicación del Lote I en el Noroeste Peruano

Fuente: Mapa del Noroeste del Perú – PETROPERU 2010

9.3 Estructura

Regionalmente, el Lote – I se encuentra ubicado en el flanco Norte del Levantamiento La Brea- Negritos. El rasgo estructural predominante en el Lote es el fallamiento normal en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectaron a las rocas del Cretáceo y Terciario. El rumbo de los estratos es aproximadamente Norte – Sur y el buzamiento varía de 10 a 20 grados hacia el Este.

Existen dos sistemas principales de fallamiento uno Norte – Sur y otro Oeste – Este. El sistema Norte – Sur, fallas Milla Seis, Calzada y Rinconada, es el principal y controla la estructura en esta parte de la cuenca, delimitando los principales reservorios, los cuales se ubican en la parte alta de los bloques, buzamiento arriba contra las fallas de este sistema.

9.4 Sedimentación

El Terciario en la Cuenca Talara ha sido caracterizado por una marcada subsidencia, presentando en su sección varios ciclos deposicionales que están relacionados con periodos de transgresiones y regresiones de los mares terciarios que fueron interrumpidos por periodos de fallamiento y de erosión intensa a moderada evidenciados por discordancias en la columna geológica.

Información de geología de superficie y de subsuelo indican que la secuencia sedimentaria del Terciario está constituida por areniscas, lutitas y conglomerados que fueron depositados en ambientes que varían de marino somero a profundo, asociado con turbiditas al fluvio deltaico y continentales.

El origen de los sedimentos proviene principalmente de la parte Noreste de la cuenca. Una de las características más importantes de los sedimentos terciarios es el incremento de potencia hacia el Oeste de la Cuenca, decreciendo en espesor hacia la parte Este, frente a la cadena de los Cerros de Amotape que marca el límite Este de la mayoría de las formaciones terciarias de la Cuenca.

CAPITULO X: ESTUDIO DEL CAMPO

El área comprende los yacimientos Bellavista y Túnel del Lote I, tal como se muestra en la figura 10-1. Los pozos analizados son veinte y cuatro (24), de los cuales seis (06) son pozos nuevos perforados durante el 2010 y el primer semestre del 2011.

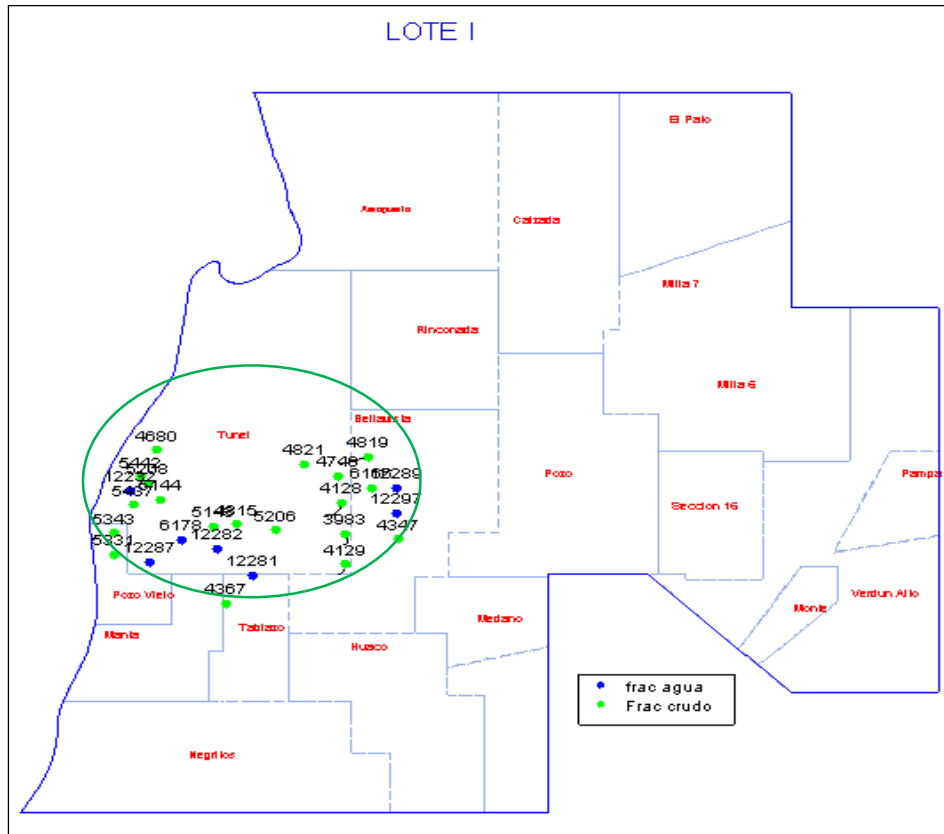


Figura 10-1 Área de estudio (círculo verde)

Fuente: Software FOM – Graña y Montero Petrolera

10.1 Contribuciones Técnicas

Se analizó seis (06) pozos nuevos de los yacimientos Túnel y Bellavista completados en la formación Mogollón, así como también sus respectivos pozos vecinos. Se observó claramente que el setenta por ciento (70%) de los pozos estimulados con fluido base agua tiene una producción acumulada de petróleo, durante los primeros seis meses, mayor a los pozos estimulados con

crudo (ver tabla N° 10.1). También se observó que la producción inicial de petróleo luego de la estimulación con agua es mayor que el caudal de petróleo luego de la estimulación con crudo.

Por último se observa que los parámetros de fracturamiento como ancho y altura son optimizados, es decir se obtienen un mayor ancho y altura en los fracturamientos con fluidos base agua que con fluido petróleo.

Cabe resaltar que los parámetros de fracturamiento para los pozos antiguos fueron obtenidos de una simulación con un software muy conocido y utilizado en la industria petrolera.

A continuación en la Tabla N° 10.1 se muestran los resultados para los pozos nuevos analizados: 12232, 12287, 12297, 12281, 12282 y 12289; como también de los pozos vecinos a cada uno.

Tabla N° 10.1: Resultados del tratamiento con fluido gel base agua y crudo en el área de estudio

PARÁMETROS DE FRACTURAMIENTO Y ACUMULACIÓN DE PETRÓLEO EN LOS 6 PRIMEROS MESES DESPUES DE FRACTURA													
	POZO	FORMACIÓN	FLUIDO DE FRACTURA	Oil	Water	GOR	ACUMULADO DE OIL (BBL)	ESPESOR NETO (FT)	W, pulg (Ancho)	Xf empaquetado, ft	Hf, Altura empaquetada (Ft)	CA (Lb/ft ²)	FCD
	12232	SC-MOG	AGUA GELIFICADA	95	0	1,379	6,997	438	0.29	150	170	0.66	9.6
Vecinos al 12232	5437	SC-MOG	CRUDO	30	0	1,000	1,334	35	0.15	296	114	0.14	1.1
	4680	SC-MOG	CRUDO	39	7	2,143	4,982	82					
	12287	MOG	AGUA GELIFICADA	82	0	-	1,747	149	0.4	151	237.9	0.92	11
Vecinos al 12287	5331	MOG	CRUDO	146	59	968	1,306	164					
	6178	MOG	AGUA GELIFICADA	28	0	4,224	2,448	37					
	5343	MOG	CRUDO	150	0	678	10,941	42	0.13	323	512	0.1	1
	12297	MOG	AGUA GELIFICADA	54	0	2,140	8,728	205	0.39	135	268.9	0.72	5.9
Vecinos al 12297	4347	SC-MOG	CRUDO	166	8	2,026	12,756	140	0.04	810	49	0.08	1
	3983	MOG	CRUDO	63	0	-	5,329	113					
	4128	MOG	CRUDO	14	0	-	2,143	20					
	12281	MOG	AGUA GELIFICADA	139	0	700	11,403	73	0.39	270	158.2	0.71	2.9
Vecinos al 12281	4367	MOG	CRUDO	29	3	6,000	3,117	95					
	5206	SC-MOG	CRUDO	5	6	-	1,869	79					
	4129	MOG	CRUDO	116	0	340	10,959	106	0.058	545	792	0.04	1
	12282	MOG	AGUA GELIFICADA	360	64	690	14,327	67	0.13	194	254.9	0.57	6.139
Vecinos al 12282	6178	MOG	AGUA GELIFICADA	28	0	4,224	2,448	37					
	5143	SC-MOG	CRUDO	187	0	641	12,812	376	0.11	1000	187	0.07	1
	4815	MOG	CRUDO	131	0	569	10,731	243					
	12289	MOG	AGUA GELIFICADA	365	0	930	23,898	47	0.17	226	245.3	0.448	2.03
Vecinos al 12289	6166	SC-MOG	CRUDO	159	0	316	8,034	89	0.15	234	57	0.09	1
	4819	MOG	CRUDO	87	0	1,039	7,300	274					
	4746	SC-MOG	CRUDO	83	0	692	8,751	171					
	4821	MOG	CRUDO	87	0	1,655	8,030	NR					

Fuente: Elaboración Propia – Base de datos de GMP

10.2 Simulación de Fractura con Gel base agua y crudo

Se realizó una simulación de fractura en un software conocido de la industria para comparar, usando las mismas cantidades y dosificaciones (ver tabla 10.2), la geometría de fractura que se obtiene con gel base agua, versus el crudo para el pozo 12232 en el intervalo 2253'-2347' de la formación Mogollón.

Los resultados obtenidos muestran que usando gel base agua se obtienen fracturas mejor empaquetadas y con mejor distribución del agente propante, de mayor conductividad y espesor.

En longitud de fractura los resultados son parecidos. Hay que agregar además, que los requerimientos de presión son mucho menor usando gel base agua que crudo, evitando el riesgo de posible arenamiento prematuro.

Luego de este análisis queda demostrado los buenos resultados obtenidos con gel base agua que se muestran en la Tabla N° 10.1.

Tabla N° 10.2: Schedule usado para simular fractura con gel base agua y crudo

Etapa	Vol (Bbl)	caudal (bpm)	Prop. Conc (ppg)	Libras Propante	Tipo propante
1	64	22.00	0.00	-	Pad
2	238	22.00	1.00	10,000	Brady16/30
3	167	22.00	2.00	14,000	Brady16/30
4	79	22.00	3.00	10,000	Brady16/30
6	45	22.00	0.00	-	Desplazamiento

Fuente: Elaboración propia

10.3 Fractura Convencional Usando Gel base Agua.

Los resultados obtenidos usando Gel base agua son:

- SA-GELMAX-BC #25

- Arena Blanca 16/30 : 349 Sx (340 Sx en Formación).
- Presión de fractura : 1410 psi;
- Caudal Q : 22 bpm;
- PAD : 12%.
- Gradiente de Fractura Encontrada: Gr: 0.89 psi/ft (Estimada 0.68 psi/ft).
- Longitud de Fractura Empaquetad, L_{pf} : 224 ft (2253-2347 ft)
- Espesor Promedio w_{avg} : 0.4 in;
- Concentración Áreal, C_a : 0.76 lb/ft²;
- F_{CD} : 17.2;
- Conductividad : 1830-2900 mD-ft.
- Mínimo Estrés encontrado : CS: 0.62 psi/ft @ 2298 ft.
- S_f : -5.592;
- $R_w(ft)$: 0.375.

Parámetros encontrados en el Matching:

- $P_{reservorio}$: 700 psi;
- Viscosidad : 2.36 cp;
- Porosidad : 10%;
- C_o : $5.0 E^{-05}$ psi⁻¹; K: 4.3 md.

En la figura 10-2 se muestra la geometría de fractura creada.

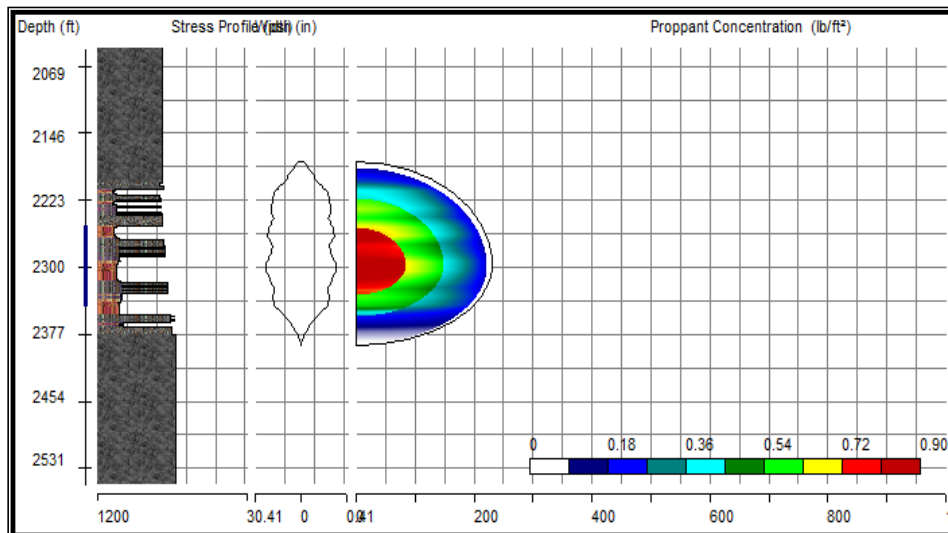


Figura Nº 10.2: Fractura generada usando Gel base agua

Fuente: Software de Fracturamiento FracPro

10.4 Fractura Convencional Usando Petróleo.

Los resultados obtenidos usando fluido petróleo son:

- SA OIL (Crudo Surfactado),
- Arena Blanca 16/30 : 349 Sx (340 Sx en Fm);
- Presión de fractura : 1410 psi;
- Caudal Q : 22 bpm;
- PAD : 12%.
- Gradiente de Fractura Encontrada G_f : 0.89 psi/ft (Estimada 0.68 psi/ft).
- Longitud de Fractura Empaquetad, L_{pf} : 253 ft (2253-2347 ft);
- Espesor Promedio w_{avg} : 0.31 in;
- Concentración Áreal, C_a : 0.388 lb/ft²
- F_{CD} : 5.9
- Conductividad : 830-1880 mD-ft.
- Mínimo Estrés encontrado C_s : 0.62 psi/ft @ 2298 ft.

- S_f : -5.464
- $R_w(\text{ft})$: 0.375.

Parámetros encontrados en el Matching:

- $P_{\text{reservorio}}$: 700 psi;
- Viscosidad : 2.36 Cp;
- Porosidad : 10%;
- Compresibilidad del petróleo C_o : $5.0 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
- Permeabilidad K : 4.3 md.

En la Figura N° 10.3, se muestra la fractura usando Gel petróleo

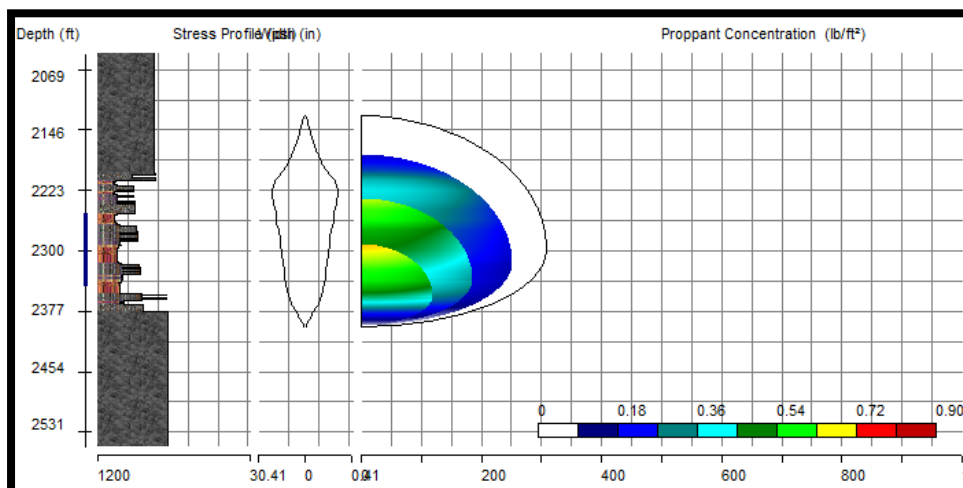


Fig. 10.3: Fractura generada usando crudo

Fuente: Software de Fracturamiento FracPro

10.5 Análisis de los Pozos Estimulados con Gel Base Agua

Se recolectó la información de la geometría de fractura para cinco (05) pozos estimulados con gel base agua. Los resultados se muestran en la tabla N° 10.3. Adicionalmente se agregó gráficos de un fracturamiento real del Pozo 12289, demostrando los valores de fracturamiento puestos en la tabla 10.3 y

finalmente se agregó la gráfica y datos de la simulación para el pozo vecino 6166.

Tabla N° 10.3: Resultados reales obtenidos durante la fractura para los pozos estimulados con gel base agua

Pozo	Tope (ft)	Base (ft)	Altura neta (ft)	Porosidad (%)	Lf (ft)	Wag (pulg)	Conductividad Fractura (md-ft)	Concentración Areal (lb/ft ²)	FCD	Volumen agua usada (bbl)	Libras de arena Usada	Tipo estimulación	Petróleo acumulado en los primeros 06 Meses (Bbl)
12289	4318	4456	47	11	226	0.17	37	0.448	2.0	1,159	122,000	Convencional	23,898
12281	4290	4498	73	11	278	0.39	109	0.733	3.1	1,661	128,800	Perfpac	11,403
12282	3109	3223	67	14	194	0.07	13	0.570	6.1	1,141	81,400	Convencional	14,327
12297	4283	4543	205	13	137	0.40	54	0.726	6.0	1,639	158,800	Perfpac	8,728
12287	2509	2822	149	13	150	0.38	57	0.920	11.1	1,678	132,000	Perfpac	1,747

Fuente: Elaboración propia


No Título del Manual: Manual de Operaciones					
Nombre del Procedimiento: Informe Final de Estimulación					
Nº del Procedimiento: 03-06-977					
Fecha Emisión: 25-May-10	Nº de Revisión: 00	Preparado por: ING	Aprobado por: JA/MB	Nº de Serie Nivel 2	Página: 2 de 14
<p>Comments: Pozo 12289 DISEÑO DE FRACTURA: por Csg 5 1/2", SA-GELMAX-BC #25; Arena Blanca Imp. 20/40: 1220 Sx (1200 Sx en Fm); Q: 20 bpm; Pw: 1127 psi; PAD: 19% Gf: 0.63 (Estim 0.82 psi/ft) Lpf: 226 ft (4280-4530 ft); wag: 0.165 in; Ca: 0.448 lb/ft²; FCD: 2.024; S: -5.451; Conductividad: 280-1101 mD-ft Min CS: 0.50 psi/ft @ 4381 ft. Del Análisis de SDRT: Se encontró Fricción en los Punzados de 128 psi; y Tortuosidad de 166 psi. Eficiencia de Tiros de 26% (20 tiros admitidos de 78) Parámetros encontrados: Presery: 420 psi; Viscosidad: 1.1 Cp; Porosidad: 11%; Cf: 6.60e-05 psi-1; K: 1.0 mD</p>					

Figura 10-4: Parámetros obtenidos luego del Fracturamiento Hidráulico en campo del pozo 12289

Fuente: Informe de Estimulación MAT 12289 BE - 1ETP (Mogollón)

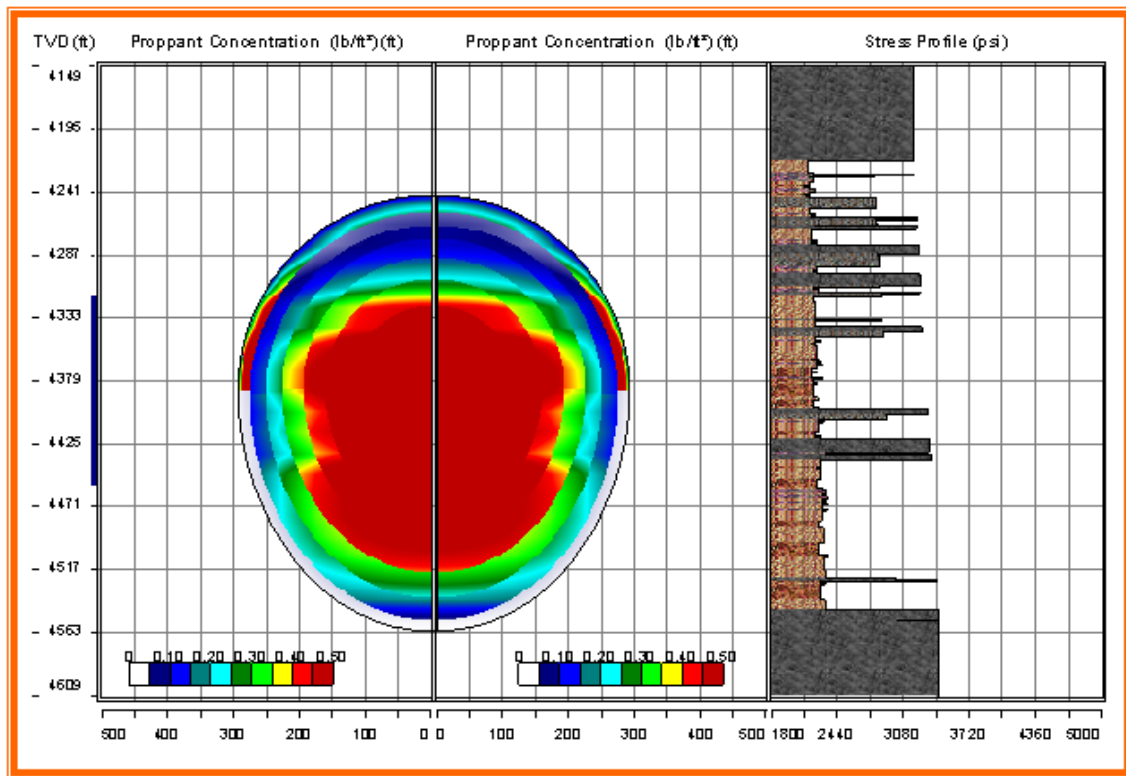


Figura 10-5 Concentración de Propante al final del Fracturamiento Hidráulico con agua gelificada del pozo 12289

Fuente: Informe de Estimulación MAT 12289 BE - 1ETP(Mogollón 4318-4456 ft)

Well Name: 6166
Well Location: BELLAVISTA
Formation Name: BELLAVISTA
Comments:
DISEÑO DE FRACTURA:
por Csg 5 1/2"; CRUDO 35 API; Arena Blanca Imp. 20/40; Sx (205 Sx en Fm); Q: 26 bpm; Pw: 2200 psi;
PAD:19%, Hf: 57 ft.
Gf: 0.70 (Estim. 0.82 psi/ft)
Lpf: 234 ft (4018-4243 ft); wavg: 0.15 in; Ca:0.09 lb/ft ² ; FCD: 1, Conductividad: 80 - 250 mD-ft.

Figura 10-6 Parámetros obtenidos luego de la simulación de Fracturamiento con crudo del pozo 6166

Fuente: Software de Fraturamiento FracPro

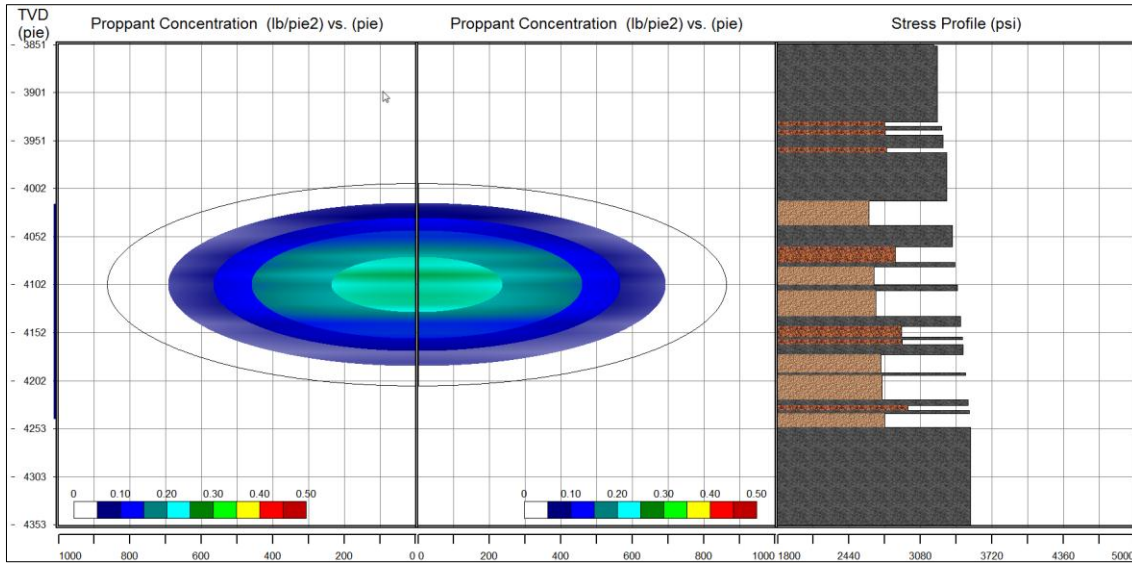


Figura 10-7 Concentración de Propante al final de la simulación del Fracturamiento Hidráulico del pozo 6166

Fuente: Software de Fraturamiento FracPro

10.6 Producción de Crudo de los Pozos en estudio

Los siguientes pozos muestra la producción de petróleo diaria al culminar cada mes durante los 6 primeros meses luego de ser fracturado con crudo o gel base agua.

10.6.1 Producción en Bpd de Pozos fracturados con Crudo.

	5437		5343		4347		4129		5143		6166	Promedio Frac Crudo
	bpd		bpd		bpd		bpd		bpd		bpd	bpd
31/03/1971	5.355	31/07/1968	93.419	31/03/1956	63.645	28/02/1955	55.29	31/01/1963	55	30/04/1981	11.6667	47.395
30/04/1971	10.93	31/08/1968	95.355	30/04/1956	89.3	31/03/1955	78.1	28/02/1963	130.2	31/05/1981	69.2258	78.848
31/05/1971	5.419	30/09/1968	63.467	31/05/1956	76.903	30/04/1955	59.77	31/03/1963	29	30/06/1981	43.9333	46.415
30/06/1971	7.6	31/10/1968	45.258	30/06/1956	71.8	31/05/1955	57.35	30/04/1963	66.37	31/07/1981	41.0645	48.241
31/07/1971	9.548	30/11/1968	55.867	31/07/1956	63.032	30/06/1955	57.6	31/05/1963	57.61	31/08/1981	7.48387	41.857
31/08/1971	6	31/12/1968	52.871	31/08/1956	60.387	31/07/1955	51.1	30/06/1963	51.47	30/09/1981	33.3	42.520

Figura 10-8 Producción de los pozos antiguos fracturados con crudo

Fuente: Elaboración Propia

10.6.2 Producción en Bpd de Pozos fracturados con gel base agua

	12232		12289		12281		12282		12297		12287	Promedio Frac Agua
	bpd		bpd		bpd		bpd		bpd		bpd	bpd
31/10/2010	3.968	31/05/2010	13.903	31/08/2010	58.419	31/01/2011	172	31/10/2010	15.68	28/02/2011	43.3214	51.220
30/11/2010	6.167	30/06/2010	248.97	30/09/2010	110.73	28/02/2011	76.46	30/11/2010	53.87	31/03/2011	7.87097	84.011
31/12/2010	6.839	31/07/2010	140.58	31/10/2010	78.903	31/03/2011	65.06	31/12/2010	52.84	30/04/2011	2.9	57.854
31/01/2011	6.645	31/08/2010	117.13	30/11/2010	66.567	30/04/2011	60.17	31/01/2011	49.1	31/05/2011	2.93548	50.423
28/02/2011	6.214	30/09/2010	102.9	31/12/2010	50.871	31/05/2011	50.74	28/02/2011	39.46	30/06/2011	3.73333	42.321
31/03/2011	8.29	31/10/2010	85.806	31/01/2011	40.419	30/06/2011	48.6	31/03/2011	38.42	31/07/2011	6.03226	37.928

Figura 10-9 Producción de los pozos nuevos fracturados con gel base agua

Fuente: *Elaboración Propia*

A continuación se muestra la gráfica de producción tanto para pozos antiguos fracturados con crudo, como para pozos nuevos fracturados con gel base agua. Observando que los pozos fracturados con gel base agua tiene una mayor estabilidad que con los pozos fracturados con crudo. En la gráfica se interpreta observando la línea de color naranja (Producción promedio de los pozos fracturados con gel base agua) por encima de la línea roja (Producción promedio de los pozos fracturados con crudo)

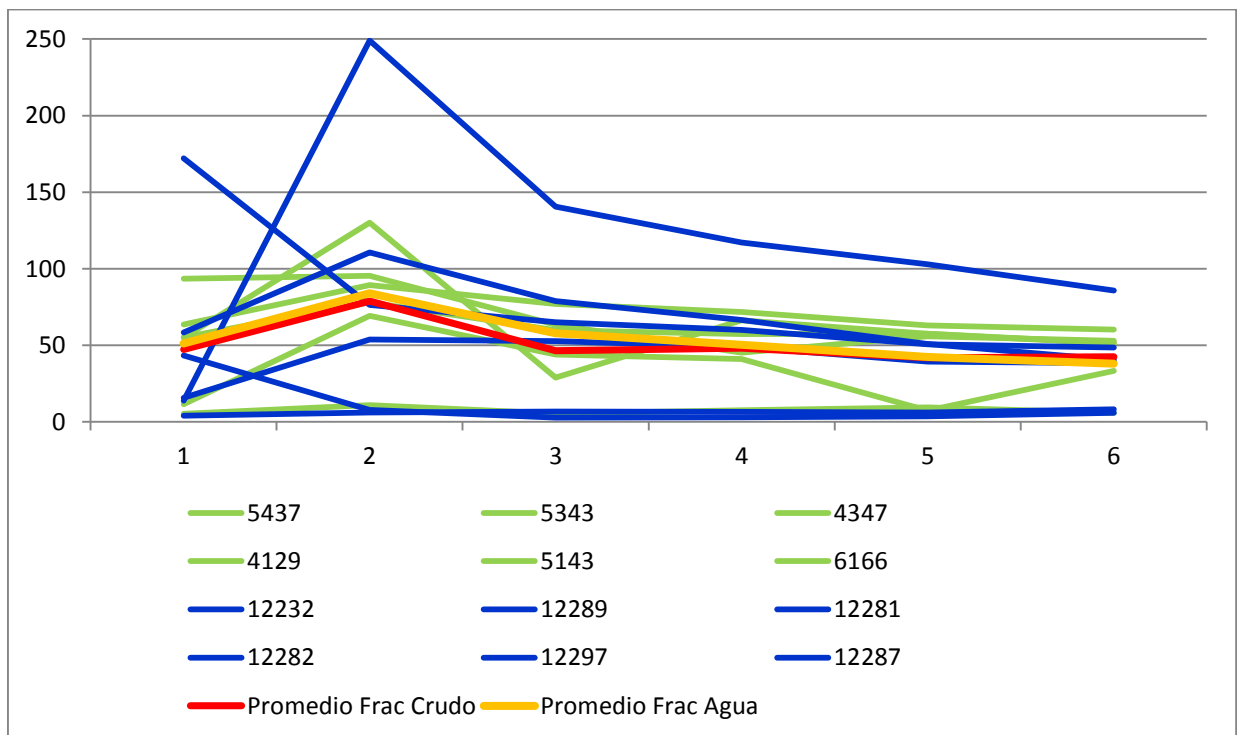


Figura 10-10 Gráfica de Producciones de pozos nuevos y antiguos

Fuente: *Elaboración Propia*

CAPITULO XI: ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para los pozos en estudio se generó dos tablas donde indican los parámetros que se obtuvieron después de fracturar, así como la relación Producción Acumulada con Espesor neto, es decir, la producción de crudo por cada pie de espesor. Finalmente, se obtuvo un promedio para comparar los valores obtenidos con los diferentes tipos de fluido usado para la fractura.

11.1 Pozos fracturados con agua gelificada

	Prod Acumulada/h _{neto} petrolifero	L _f , ft	w _f , pulg	C _A , lbs/pulg ²	F _{CD}
12232	16.0	150	0.29	0.66	9.6
12287	11.7	151	0.4	0.92	11
12297	42.6	135	0.39	0.72	5.9
12281	156.2	270	0.39	0.71	2.9
12282	213.8	194	0.13	0.57	6.139
12289	508.5	226	0.17	0.448	2.03

PROMEDIO	158.1	187.7	0.3	0.7	6.3
-----------------	--------------	--------------	------------	------------	------------

11.2 Pozos fracturados con crudo

	Prod Acumulada/h _{neto} petrolifero	L _f , ft	w _f , pulg	C _A , lbs/pulg ²	F _{CD}
5437	38.1	296	0.15	0.14	1.10
5343	260.5	323	0.13	0.1	1.00
4347	91.1	810	0.04	0.08	1.00
4129	103.4	545	0.058	0.04	1.00
5143	34.1	1000	0.11	0.07	1.00
6166	90.3	234	0.15	0.09	1.00

PROMEDIO	102.9	534.7	0.1	0.1	1.0
-----------------	--------------	--------------	------------	------------	------------

VARIACION (%)	54%	-65%	177%	675%	516%
----------------------	------------	-------------	-------------	-------------	-------------

CAPITULO XII: ANALISIS DE COSTOS

12.1 Costos de Fracturamiento con crudo.

12.1.1 Costos de Servicios

SERVICIOS							
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
			2	60	KM	2.92	350.40
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			2	60	KM	2.92	350.40
			1	60	KM	2.92	175.20
		2	2	60	KM	1.20	288.00
				1,202	HHP	6.50	7,813.00
		0.5		22,386	GAL	0.18	2,014.74
				1	C	1,650.00	1,650.00
				2	C	720.00	1,440.00
		0		0	Gal	0.15	0.00
				200	ft3	2.50	500.00
		10	X	60	Ton/Km	0.65	390.00
				0	C	520.00	0.00
				1	C	1,830.00	1,830.00
				0	C	710.00	0.00
				0	C	200.00	0.00
		0	X	6	C	320.00	0.00
					SUB TOTAL US\$		17,502.54
					DESCUENTO	35%	6,125.89
				1300	BLS	1.43	1,859.00
					TOTAL US\$		13,235.65

12.1.2 Costos de Materiales

MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
	Arena 20/40 (Blanca) Importada			200	SXS	27.500	5,500.00
SUB TOTAL US\$							5,500.00
DESCUENTO						5%	275.00
TOTAL US\$							5,225.00

12.1.3 Costo del Crudo

VOLUMEN CRUDO				22,386.0 GAL			
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
	NE-409, SURFACTANTE	1.50		33.58	Gal	52.50	1,762.95
	CRUDO CAMPO 35 API	1		533	Barriles	60.00	31,980.00
SUB TOTAL US\$							33,742.95
DESCUENTO						25%	8,435.74
TOTAL US\$							25,307.21

12.1.4 Costo Total:

El costo total es los costos de todos los servicios más los costos de los materiales utilizados en el fracturamiento mas el costo del crudo.

\$ 13,235.65

\$ 5,225.00

\$ 25,307.21

Total: \$ 43,767.86

12.2 Costos de Fracturamiento con gel base agua

12.2.1 Costos de servicios

SERVICIOS							
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
			2	60	KM	2.92	350.40
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			1	60	KM	2.92	175.20
			2	60	KM	2.92	350.40
			1	60	KM	2.92	175.20
		2	2	60	KM	1.20	288.00
				557	HHP	6.50	3,620.50
		0.5		27,300	GAL	0.18	2,457.00
				1	C	1,650.00	1,650.00
				2	C	720.00	1,440.00
		0.75		21,000	Gal	0.15	2,362.50
				400	ft3	2.50	1,000.00
		19	X	60	Ton/Km	0.65	741.00
				0	C	520.00	0.00
				1	C	1,830.00	1,830.00
				0	C	710.00	0.00
				0	C	200.00	0.00
		0	X	6	C	320.00	0.00
				SUB TOTAL US\$			16,965.80
					DESCUENTO	35%	5,938.03
				1300	BLS	1.43	1,859.00
				TOTAL US\$			12,886.77

12.2.2 Costos de Materiales

MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
	Arena 20/40 (Blanca)Importada			400	SXS	27.500	11,000.00
				SUB TOTAL US\$			11,000.00
				DESCUENTO		5%	550.00
				TOTAL US\$			10,450.00
VOLUMEN SALMUERA				6,300.0	GAL		
VOLUMEN GELIFICADO				21,000.0	GAL		
VOLUMEN CROSSLINKEADO				21,000.0	GAL		
ITEM	DESCRIPCION			CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
	WGA-15, GELIFICANTE			25.0	Lb	6.30	3,307.50
	BUFFER F, REGULADOR DE pH			0.50	Lb	2.95	0.00
	ACIDO FUMARICO			1.00	Lb	4.25	0.00
	R 28-62, CROSSLINKER			2.00	Gal	51.30	2,154.60
	R-5, RUPTOR			2.83	Lb	5.55	329.84
	RX-5, CATALIZADOR			0.13	Gal	61.85	168.85
	FRAC BAT, BACTERICIDA			0.20	Gal	47.85	261.26
	NE-409, SURFACTANTE			1.50	Gal	52.50	2,149.88
	CLAY STAB 3, INHIBIDOR DE ARCILLAS			0.50	Gal	39.20	411.60
	KCL, ESTABILIZADOR DE ARCILLAS			2.00	Lb	1.00	4,554.00
	SA-21 (INHIBIDOR DE ARCILLAS)			0.0%	Gal	21.85	0.00
				SUB TOTAL US\$			13,337.53
				DESCUENTO		25%	3,334.38
				TOTAL US\$			10,003.15

12.2.3 Costo Total

El costo total es los costos de todos los servicios más los costos de los materiales utilizados en el fracturamiento.

\$ 12,886.77

\$ 10,450.00

\$ 10,003.15

Total: \$ 33,339.92

CAPITULO XIII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13.1 CONCLUSIONES

1. Se comprueba que en los pozos fracturados con agua gelificada su rendimiento productivo por arena neta petrolífera es mayor en un 54% con respecto a los pozos fracturados con crudo. Esto indica, que el factor de recobro ha aumentado significativamente.
2. La longitud de fractura para los pozos estimulados con crudo ha sido en promedio de 535 ft y de los pozos estimulados con agua ha sido de 188 ft. Esto se debe a que se logra mayores longitudes cuando un fluido es menos viscoso (viscosidad crudo en superficie 4 cp, viscosidad del gel 1200 cp en superficie).
3. En el ancho de fractura, se observa que los pozos fracturados con agua tienen en promedio un ancho de 0.3 pulg mucho mayor al 0.1 pulg obtenido con crudo.
4. La concentración áreal del propante en la fractura empaquetada en los pozos fracturados con agua es mayor en un 675% con respecto a los pozos fracturados con crudo. Esto quiere decir que existe mayor propante para resistir el esfuerzo de cierre a medida que el reservorio se depleta.
5. La conductividad de la fractura adimensional (F_{CD}) en conducir el fluido desde el reservorio hacia la boca de pozo es mayor en un 516% con respecto a los pozos fracturados con crudo. Esto implica que existirá mayores caudales iniciales, tal como se evidencia en el promedio de los caudales iniciales de la tabla 10.1

6. Dados los resultados de producción, en general podemos decir que no se evidencia daño a la formación por el uso del agua en el fracturamiento hidráulico.
7. La producción en los pozos fracturados con agua gelificada es más estable que la producción de los pozos fracturados con crudo.

13.2 RECOMENDACIONES

1. Según la teoría de Prats, para lograr una fractura eficiente en reservorios de baja permeabilidad, como es el Mogollón, se tiene que lograr un C_{fD} mayor a 10. como se comprueba, en los pozos estimulados con agua el C_{fD} en promedio es 6. esto implica que tendríamos que aumentar bien el ancho de fractura o un propante de mayor conductividad. Para lograr una mayor ancho se tendría que bombear más arena de altas dosificaciones (por encima de 3 lbs/galón). Para tener propantes de mayor conductividad se puede usar arena sintética o resinada. Todo ello dependerá de la evaluación económica que sea positiva.
2. Dado que los pozos perforados analizados en la presente tesis estaban a un espaciamiento de 20 acres (526 ft) con respecto a los pozos vecinos productores, se recomienda obtener fracturas con longitudes en promedio de 200 ft, tal como se ha demostrado en la presente tesis.
3. Usar crudo como fluido de fractura, implica un costo asociado adicional por la producción diferida que puede tener el campo.
4. Dado los buenos resultados del fracturamiento con agua, se recomienda sustituir el crudo por agua gelificada que implica menor impacto ambiental por contaminación y menor gasto dado el mayor costo del crudo.

CAPITULO XIV: NOMENCLATURA

A = Área de drenaje

A_f = Área de la fractura en (ambos lados de la cara de la fractura)

BHTP = Presión real de tratamiento de fondo del pozo

C_{fD} = Factor de Conductividad Adimensional

C_{fDopt} = Conductividad de la fractura adimensional óptima

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

C_f = C_e = Es la concentración al final del trabajo.

CA = Concentración areal, lbs/pulg²

C_L = Coeficiente de pérdida por filtrado del fluido ft/min^{1/2}

G = Módulo de corte o cizalla, psi

h_f = Altura de la fractura

h = Espesor productivo

I_x = Relación de penetración

ISIP = Presión instantánea de cierre *Shut-in*

J = Índice de productividad

J_D = Índice de productividad adimensional

k' = Índice de consistencia del fluido (lb*segⁿ/ft²)

K = Permeabilidad de la formación, mD

K_f = Permeabilidad de la fractura

M = Masa del propante inyectado en una de las alas

n' = Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

η_e = Eficiencia del fluido o de la lechada

N_{prop} = Número de propante

σ_h = Esfuerzo horizontal menor

σ_{min} = Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales

σ_c = Esfuerzo de cierre de la fractura

Φ = Porosidad efectiva de la formación

P_{net} = Presión neta

P_f = Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura

Δp = Caída de presión

q = Tasa de producción

q_L = Tasa de pérdida de fluido

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio de pozo

r'_w = Radio del pozo equivalente

r_p = Relación de altura permeable para la altura de la fractura

s = Factor Skin, daño cerca del pozo

s_f = Pseudo Skin o Skin equivalente

S_f = Coeficiente de rigidez de la fractura, (psi/ft)

t_{pad} = Tiempo del fluido de relleno

t_i = Tiempo total del tratamiento.

τ = Es el esfuerzo de corte en lb_f/pie^2 , es la tasa de corte en segundos⁻¹,

μ = Viscosidad del fluido fracturante, cp

V_{prop} = Volumen empaquetado en el *pay*

V_{res} = Volumen de drenaje

V_i = Volumen del fluido total inyectado

V_f = Volumen de la fractura creada

V_{pad} = Volumen del fluido de relleno o *pad*

\bar{w} = Ancho promedio de la fractura

W_{max} = Ancho máximo de la fractura (in)

X_f = Longitud de fractura, ft

Y_c = 0.75 para modelo PKN y 1 para modelo KGD

CAPITULO XV: BIBLIOGRAFIA

- Dozier, G., Houston, Texas. EUA.
- Economides, M., Oligney, R, Peter Valkó, Unified Fracture Design, Texas.
- Economides, M., Nolte, Reservoir Stimulation
- Estimulación Hidráulica, Optimización de la Fractura, Compañía San Antonio.
- Fracturamiento Hidráulico, Compañía BJ Services.
- Henry D., Lopez H., (2004); Optimum Fracture Treatment Desing, Texas
- Pazmiño Urquizo, J. (2004), Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico
- Tarek Ahmed, (2001), Reservoir Engineering Handbook_II, Houston, Texas.