

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



**“MEJORAS EN EL DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO UTILIZANDO ANÁLISIS DE RIESGO EN EL NOROESTE
DEL PERÚ”**

SECCION DE POSGRADO Y 2da. ESPECIALIZACION

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

LUIS ANTONIO DEL CASTILLO RODRÍGUEZ

**LIMA – PERÚ
2010**

DEDICATORIA

A la memoria de mi esposa Anita y de mi hijo Felipe.

A mis hijos Julia Elena, Lorena y Luis Antonio Martin.

A mi nieta Giulanita.

AGRADECIMIENTO

A mis queridos padres Luis Felipe y Julia Clara por su inmenso cariño, haberme inculcado el amor al estudio y ser un ejemplo de cualidades morales y de rectitud que siempre han sido mi guía en todos los actos de mi vida.

RESUMEN

Se propone realizar una investigación sistemática del diseño del fracturamiento hidráulico de los pozos de petróleo en el Noroeste del Perú para obtener mayores rendimientos, utilizando modernas mejoras en las capacidades del tratamiento, Diseño de Fractura Unificado (UFD) y técnicas de análisis económico, aplicando el Valor Presente Neto (NPV) y análisis de riesgo con el Método de Montecarlo, para determinar el tamaño de fractura óptimo y el programa de tratamiento.

En todas las áreas de la ingeniería, la optimización ha tomado diferentes formas. El fracturamiento hidráulico, aplicado a pozos de petróleo, ha tenido su parte. En el pasado, y antes de la consolidación del fracturamiento de alta permeabilidad (HPF) y tratamiento de fracturamiento con control de crecimiento longitudinal de fractura o tip screen out techniques (TSO por sus siglas en inglés), el fracturamiento hidráulico se vio limitado a reservorios de baja permeabilidad y fracturas no restringidas. En dichos casos, la longitud de la fractura sería una variable de optimización de diseño adecuado contra un criterio económico, es decir el Valor Actual Neto (NPV). Esto implicaba equilibrar el aumento del ingreso futuro versus el costo de ejecución. Los estudios paramétricos también son importantes, pues permiten la variación de variables de ejecución y la detección de diferencias en su diseño de los NPV respectivos. Dichas diferencias pueden ser útiles para tomar decisiones acerca de la medición de una variable o de quedarse con supuestos razonables.

El surgimiento de facturamiento de mayor permeabilidad y el concepto de Diseño de Fractura Unificado (UFD) dio lugar a dos nociones importantes. En primer lugar, no hay diferencia entre reservorios de alta y baja permeabilidad en términos de obtención de beneficios por el fracturamiento. Se deben resolver temas de apropiada ejecución. En segundo lugar, y lo más importante, es que para cualquier masa de propante que vaya a inyectarse en cualquier pozo, existe solo una geometría de fractura que puede maximizar la

producción. Esta geometría, consistente en la longitud y el ancho de fractura adecuados, puede ser determinada rápidamente (siendo la altura una variable secundaria), y si esto ocurre, puede darse como resultado un índice de productividad máximo. Todas las demás configuraciones darán como resultado valores de productividad más bajos. A esto se le conoce como optimización física.

La teoría del Unified Fracture Design establece que para una razón de permeabilidades agente de sostén/formación, hay una específica razón de longitud/ancho de agente de sostén empaquetado, que podrá producir el máximo posible de incremento de producción.

En este trabajo se combinan las dos optimizaciones: económica con la técnica operativa. Para cada masa de propante primero se optimiza la fractura físicamente, y luego aplicando el criterio de NPV, se efectúan una serie de estudios de parámetros para una variedad de reservorios y usando variables económicas aplicables se determina el tamaño de fractura óptimo. Luego se deduce cómo en la perforación y completación de pozos, a través de los tratamientos de fractura, se posibilita que ciertos reservorios en áreas maduras se tornen económicamente atractivos.

Por último, utilizando análisis de riesgo con el software Crystal Ball, se trabaja con distribución de probabilidades de longitudes de fractura y datos económicos, para obtener un Valor Presente Neto de la Inversión en el Fracturamiento, incluyendo en adición a la optimización física y económica el análisis de riesgo por incertidumbre y de esta manera tener una completa evaluación del diseño del fracturamiento.

INDICE

CAPÍTULO I: PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACION

1.1 Problemática	10
1.2 Formulación del Problema	11
1.3 Justificación de la Investigación	12
1.4 Objetivos (General y Específicos)	13

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación	15
2.2 Bases Teóricas	17
2.3 Marco Conceptual	20

CAPÍTULO III: HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis General	24
3.2 Hipótesis Específica	25
3.3 Identificación de Variables	25
3.4 Operacionalidad de las de Variables	26
3.5 Matriz de consistencia	28

CAPÍTULO IV: PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Tipo de Investigación	31
4.2 Población y muestra	32
4.3 Instrumentos de recolección de datos	33
4.4 Análisis e interpretación de la información	34
4.4.1 Optimización Física	34
4.4.2 Optimización Económica	38

CAPÍTULO V: GUÍAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

5.1 Introducción	50
5.2 Entendimiento del significado de la presión	53
5.3 El Balance de Energía	54
5.4 Diferentes Tipos de Presión	56
5.5 Presión neta	58
5.5.1 Análisis de la Presión Neta	61
5.6 Objetivos del fracturamiento hidráulico	63
5.7 Desarrollo de la Data	64

CAPÍTULO VI: DISEÑO DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

6.1	Introducción	68
6.2	Sistemas de Fluidos	69
6.2.1	Sistemas Lineales base agua	69
6.2.2	Sistemas entrelazados base agua	71
6.2.3	Sistemas base petróleo	72
6.2.4	Emulsiones	73
6.2.5	Fluidos surfactantes visco-elásticos	74
6.2.6	Requerimientos de Volumen de Fluido	75
6.2.7	Consideraciones de Diseño para los Fluidos Fracturantes	79
6.2.8	Eficiencia de Fluido	81
6.3	Programa del propante para el diseño de la fractura	82
6.4	Ancho empaquetado de la fractura	83
6.5	Selección del propante para el diseño de la fractura	84
6.5.1	Concentración del slurry	90
6.5.2	Mezclando el propante	91
6.5.3	Pérdida de fluido y eficiencia del slurry	91

CAPÍTULO VII. PROPIEDADES REOLÓGICAS

7.1	Esfuerzos in situ	95
7.2	Propiedades Reológicas	102
7.3	Dirección de la Fractura	105
7.4	Caída de Presión por Fricción durante el Bombeo	107
7.5	Efectos de la Tortuosidad y la Fricción en los Perforados.	109

CAPÍTULO VIII: MODELANDO LA GEOMETRÍA DE FRACTURA

8.1	Introducción	116
8.2	Modelos de Fractura 2-D	118
8.2.1	Radial o Penny-Shaped	118
8.2.2	Perkins y CERN – Nordgren (PKN)	120
8.2.3	Kristianovich y Zhektov – Daneshy (KZD)	123
8.2.4	Ancho de la fractura con un Fluido No-Newtoniano	125
8.3	Presión Neta Fracturante	125
8.4	Crecimiento de la altura de la fractura	129

CAPÍTULO IX PERFORACIÓN PARA EL FRACTURAMIENTO

9.1	Introducción	132
9.2	Controlando la iniciación de la fractura	133
9.3	Controlando la tortuosidad	136
9.4	Perforación para fracturamiento evitando el skin	138

CAPÍTULO X PRUEBAS DE CALIBRACIÓN.

10.1	Introducción	141
10.2	Prueba step-up	146
10.3	Pruebas step-down	148
10.4	Minifrac	151
10.4.1	Planeamiento y Ejecución	151
10.4.2	Descripción de un minifrac	157
10.4.3	Data del minifrac durante el bombeo.	158
10.4.4	Análisis de curva de declinación del Minifrac	159
10.4.5	Función G de Nolte	163
10.4.6	Ajuste de presiones	165
10.5	Análisis de un minifrac	171

CAPITULO XI INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL POZO

11.1	Introducción	173
11.2	Índice de Productividad	173
11.3	Tratamiento Apropiado del Fracturamiento Hidráulico	176
11.4	Contención de la fractura	179
11.5	El Sistema Reservorio - Pozo Fracturado	180
11.6	Número de Propante	181
11.7	Performance de Pozos para Números de Propante Bajos y Moderados < 0.1	189
11.8	Conductividad de Fractura Óptima	192
11.9	Diseño Lógico	195

CAPÍTULO XII OPTIMIZANDO LOS LÍMITES EN EL DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

12.1	Índice de Productividad Adimensional Óptimo	197
12.2	Procedimiento de Diseño	198
12.3	Ejemplos prácticos de diseño de fractura	199
12.3.1	Requerimientos de Data	200
12.3.2	Resultados de los Cálculos	202
12.4	Diseño Típico Preliminar Formación de Mediana Permeabilidad MPF 1	203
12.5	Empujando los límites en una formación de permeabilidad media	207
12.6	Empotramiento del propante	210

CAPÍTULO XIII CONTROL Y EJECUCIÓN DE CALIDAD

13.1	Introducción	214
13.2	Preparación antes del tratamiento	214
13.3	El programa de tratamiento	215
13.4	Registro de parámetros y post-tratamiento	217

CAPÍTULO XIV	ANÁLISIS DE RESULTADOS	218
--------------	------------------------	-----

CAPÍTULO XV	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	222
-------------	--------------------------------	-----

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

CAPÍTULO I: PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACION

1.1 Problemática

En el Noroeste Peruano específicamente en las cuencas Talara onshore y Tumbes offshore, las permeabilidades de las formaciones productivas son en muchos casos inferiores a 5 md, por lo que necesariamente requieren como parte de la completación del pozo, fracturamiento hidráulico, que conecte en forma directa a través de la fractura el reservorio al pozo.

El fracturamiento hidráulico evita el daño cercano al pozo, que en mayor o menor grado ocurre en la perforación y completación de pozos de petróleo, permitiendo tener una trayectoria sin influencia del daño de formación. Por tanto, cualquier equivalente efecto skin postfractura no tiene relación con el valor pretratamiento. Pero para estas formaciones de baja permeabilidad no solo elimina el daño ($s=0$), sino puede resultar en un equivalente factor skin hasta de -6 que llevaría a un rate postestimulación de 10 veces de incremento sobre el rate pretratamiento.

Dos conclusiones pueden ser dadas de lo mencionado en el párrafo anterior. Primera, el fracturamiento hidráulico es beneficioso en formaciones de baja a moderada permeabilidad, donde podría ser no suficiente la remoción del daño para un atractivo rate de flujo del pozo. Segunda, una fractura hidráulica no puede circunscribirse a la capacidad de producción natural del reservorio. Una fractura que resulta en un efecto skin equivalente de -6 es una sustantiva y efectiva mejora. En tal caso el incremento en el rate de flujo de un pozo desde un reservorio de 1-md no puede compararse con el incremento en el rate de flujo por la simple remoción del daño desde un reservorio de 20 md. Pero la racionalidad para el tratamiento no está basada solamente sobre la magnitud del incremento del rate post-tratamiento, sino básicamente en la razón o veces que este rate de flujo se incrementa.

También, se tienen algunos reservorios de buena permeabilidad y pozos desviados, que antiguamente no se los fracturaba hidráulicamente, por no considerarlos necesarios sino solo cuando el pozo estaba muy dañado o para prácticas similares al gravel pack de control de arena; o por posibles problemas técnicos de orientación de la fractura para los pozos desviados.

Asimismo, se tienen pozos antiguos que requieren refracturamiento después de una selección rigurosa, considerando las técnicas anteriormente utilizadas de baja densidad de disparos y pequeñas concentraciones de arena (propante).

Tomando en cuenta estas condiciones, es importante optimizar el diseño del fracturamiento hidráulico aplicando técnicas modernas de fracturamiento que integren los diversos aspectos tecnológicos del proceso, eliminando la idea que hay un tipo de tratamiento que se aplica a reservorios de baja permeabilidad y otro que se aplica a reservorios de alta permeabilidad y utilizando herramientas de evaluación económica, incluyendo la distribución de probabilidades de las variables, aplicando la técnica de Montecarlo, con el objeto de mejorar la productividad de los trabajos y presentarlo como un aporte complementario para el diseño y evaluación de los fracturamientos hidráulicos en el Noroeste Peruano.

1.2 Formulación del Problema

Los fracturamientos hidráulicos en pozos nuevos y refracturamientos en pozos antiguos de petróleo en el Noroeste Peruano, específicamente en las Cuencas Talara onshore y Tumbes offshore, generan una mayor productividad de los pozos tratados, la cual es susceptible de ser mejorada y cuantificada tanto técnica como económicamente para encontrar el óptimo diseño, bajo un criterio específico de números adimensionales para los aspectos técnicos y del Valor Presente Neto (NPV) y análisis de riesgo con incertidumbre para los aspectos económicos, proporcionando una visión mas realística de los resultados

que pueden ser obtenidos de un tratamiento de fractura hidráulica, especialmente cuando los parámetros de ingreso no son exactamente conocidos.

1.3 Justificación de la Investigación

Debido a la condición del país de ser importador de petróleo crudo y la calidad del crudo del Noroeste como promedio 30° API, considerando las condiciones de los reservorios de baja permeabilidad, donde los incrementos de la productividad son mayores, la necesidad de tener que efectuar fracturamientos hidráulicos en los pozos nuevos y refracturar pozos antiguos que reúnan las características adecuadas, han dado paso a un nuevo enfoque: el diseño a través de fracturamientos de alta permeabilidad (HPF) ¹, que en lo vernacular ha sido referido como “frac & pack” o variantes, expandiendo su uso a todo tipo de pozos, tal como sucede en el Noroeste del Perú.

Aplicando diseños de fractura mediante ecuaciones disponibles, se logran simulaciones de la geometría de fractura y con ello valores de la conductividad, concentración del propante, longitud de la fractura, etc.

Las características de los reservorios del Noroeste, con alta heterogeneidad en propiedades petrofísicas, y las técnicas de completación y estimulación en los pozos empleadas, crean diferentes áreas de drenaje, ineficientes en algunos de los casos ². Por lo cual nuevas alternativas para optimizar los fracturamientos hidráulicos están siendo implementadas.

Al encontrar a través del trabajo, un método y procedimiento mejorado para el diseño óptimo del fracturamiento hidráulico en el Noroeste del Perú, se podrá tener una herramienta para aplicar con mayor éxito considerando el riesgo, los tratamientos de estimulación de pozos y lograr una mayor productividad y rentabilidad económica de ellos, contribuyendo a disminuir el déficit de petróleo crudo para el mercado nacional.

Realizado el fracturamiento o refracturamiento, la mejor manera de verificar su resultado y justificar el trabajo, es a través de la productividad y economía del pozo. Un pozo sin daño tiene una eficiencia de flujo $EF=1$. Si el frac es exitoso la EF deberá ser unos decimales mayor que 1, 1.2 hasta 1.4. La optimización del tratamiento es hecha con límites impuestos. Estos incluyen la altura crítica de fractura, la implicada presión neta, el máximo rate de inyección permitido y el coeficiente “leakoff” ($ft/min^{1/2}$) (velocidad de pérdida de fluido).

Un indicador importante de la performance de los pozos hidráulicamente fracturados es el Índice de Productividad Adimensional J_D ³⁻⁴. Habiéndose demostrado que para una masa de propano a ser inyectada a un pozo con un área de drenaje asignada en un reservorio de una permeabilidad dada, existe una específica conductividad de fractura adimensional en la que el J_D se torna máximo, que se denomina la conductividad de fractura óptima. Una vez que la conductividad de fractura óptima es obtenida, entonces las dimensiones ideales de fractura (longitud y ancho) son de hecho determinadas y pueden ser consideradas como las metas deseables⁵⁻⁶.

1.4 Objetivos (General y Específicos)

Objetivo General de Investigación

Lograr un mayor rendimiento optimizando el tratamiento en los fracturamientos y refracturamientos hidráulicos, en el Noroeste Peruano específicamente en las Cuencas Talara onshore y Tumbes offshore, mediante la aplicación de técnicas mejoradas y softwares adecuados. El éxito de la optimización del frac estará dado por la evaluación técnico-económica del trabajo de investigación aplicado a los pozos, empleando la técnica del Análisis Nodal⁷⁻⁸, para optimizar las condiciones operativas y del NPV (Valor Presente Neto) incluyendo el Análisis de Riesgo para la evaluación económica.

El objetivo de este trabajo es demostrar cómo se puede usar el enfoque de Diseño de Fractura Unificado UFD para lograr una optimización física y económica (incluyendo riesgo), en generalmente cualquier tipo de reservorio y bajo las limitaciones más realistas que surgen a partir de su ejecución. El procedimiento de optimización presentado es consistente y sistemático, y hace uso de los parámetros de resultados que provienen de la optimización física como insumo para los criterios económicos seleccionados.

Objetivos Específicos de Investigación

1. Optimizar el diseño y los procesos para lograr la mejor geometría, extensión y conductividad de la fractura del reservorio al pozo.
2. Trabajar con los softwares actualmente utilizados, adaptándolos a mezclas y volúmenes, de los fluidos fracturantes y agentes de sostén de determinadas condiciones que mejoren las características de la fractura y con ello la productividad de los pozos.
3. Evaluación de la performance futura de los pozos fracturados y refracturados, debido al fracturamiento.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

La tecnología del fracturamiento hidráulico ha evolucionado desde su utilización inicial para las operaciones del Noroeste Peruano⁹. En 1953 se utilizaba la técnica SANDOIL TREATING (Hydraulic Fracturing method; number 6981549; author= Morales, Hugo; January, 2006, United States Patent 6981549; Formation fracturing process, number 4848467; author= Cantu et al; 166/281; July, 1989), consistente en bombear una mezcla de petróleo crudo y arena. Ambos volúmenes de fluidos y agentes de sostén eran bajos, con rangos de 200 a 400 gals. y ½ lb/gal de concentración de arena, así también típicos rates de flujo de 2 a 4 gpm.

En 1956, petróleo crudo viscoso VISOFAC (Hydraulic Fracturing process using reverse flow; United States Patent 3933205) empezó a ser usado como fluido de frac en algunos trabajos de fracturamiento, que permitió incrementar los volúmenes de tratamiento.

Desde 1957, la técnica PERFPAC (Treating wells with non-buoyant ball sealers; European Patent EPO 0116775) empezó a ser usada, que lograba fracturar por etapas usando bolas de nylon como agente divergente para previamente aislar las zonas fracturadas, así como conducir la estimulación hacia zonas no tratadas. Esta técnica fue usada en formaciones de gran espesor, evitando la necesidad de fracturas de múltiples etapas.

En 1964, el agua fue introducida como fluido fracturante (waterfrac); así también como el enlace cruzado con gels, con el objeto de reducir las pérdidas por fricción y la presión de inyección. Desde 1968, la técnica de ENTRADA LIMITADA (Downhole flow-back control for oil and gas wells by controlling fluid entry US PTO Application # 20080000637) fue usada, consistente en estimular zonas con baja densidad de baleo, para asegurar una uniforme distribución del propante y maximizar la eficiencia de la fractura. Esta técnica

demandó grandes presiones de tratamiento debido a las altas pérdidas por fricción. De 1984 a 1989, nitrógeno (espuma) fue usada en algunos trabajos de estimulación

En los 1990's los trabajos usando agua como fluido base se han intensificado, mejorando significativamente la conductividad de la fractura y consiguiendo mejores resultados. En algunos casos y cuando se tenía la presencia de calcita en la matriz, un preflujo de ácido clorhídrico es usado para facilitar la ruptura y reducir la tortuosidad.

La compañía Halliburton en Octubre del 2007, ha patentado un método efectivo de fracturamiento en pozos con múltiples intervalos a ser fracturados, (caso del Noroeste), el método se denomina comercialmente CobraMax. (Methods of Forming Packs in a plurality of perforations in a casing of a "wellbore" Inventors: Loyd E. East Jr., Tomball TX , Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, US 7,296,625 B2 Oct. 30, 2007). También otra para el fracturamiento en pozos horizontales utilizando la técnica de hidrojetting, conocido comercialmente como Surgifrac. (Limited entry multiple fracture and frac-pack placement in liner completions using liner fracturing tool; Inventors: Surjaatmadaja J.B. et al, Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, US 7,287,592 B2 Oct. 30, 2007).

Desde el 2006 tanto los trabajos de fracturamiento como los de refracturamiento en el Noroeste, se logran con un nuevo enfoque: un equipo multidisciplinario fue formado, compuesto de ingenieros de reservorios, geólogos e ingenieros de completación.

En la actualidad, los trabajos de frac en el Noroeste se efectúan usando agua con gel como fluido fracturante y arena como propante. Para inhibir el hinchamiento de las arcillas, se utiliza un agente estabilizador (Hydraulic Fracturing method employing special control technique; United States Patent 4549608) y cloruro de potasio es usado como aditivo en el fluido fracturante, así como surfactantes, agentes y rompedores gelatinosos y otros aditivos son necesarios base las características de la formación a ser tratada. (Hydraulic Fracturing

with chlorine dioxide clean up, number 4964466; author= Williams et al; 166/300; October, 1990).

Actuales herramientas como el Compensated Neutron Log a correlacionarse con el OH Resistivity para determinar cualitativamente el nivel de drenaje de los reservorios previamente estimulados. Así como el Análisis de Presión con Curvas Tipo mejorados, validando los parámetros del frac, permiten determinar posteriormente los resultados del frac y recomendar mejoras en los futuros trabajos de fracturamiento y refracturamiento.

A pesar de la madurez de los reservorios del Noroeste y la alta densidad de los pozos perforados, nuevas alternativas se investigan para continuar desarrollando estos reservorios económicamente.

2.2 Bases Teóricas

Se puede argumentar que a excepción de algunas cuantas localidades o empresas, la industria del petróleo finalmente ha alcanzado la etapa en la que el fracturamiento hidráulico ya no es considerado como una estimulación técnica exclusivamente adecuada para formaciones de baja permeabilidad. Esto tomó un par de décadas, por lo menos, luego del desarrollo del “tip screenout” (TSO) y el volumen de trabajos realizados en lugares tales como el Golfo de México y Rusia.

Lo que resulta aún mejor, es que el fracturamiento ahora se considera como parte integral de la gestión de pozos y reservorios y un pilar de la ingeniería de producción y no una elección de último recurso para pozos agotados o con una inexplicable producción baja. El fracturamiento se ha ido expandiendo continuamente hasta convertirse en la elección de completación para todo tipo de pozos, pero especialmente para pozos de gas.

La opción de desarrollar un yacimiento ya sea mediante completaciones tradicionales o a través de la aplicación de fracturamiento hidráulico ha tenido un gran impacto en la

cantidad de pozos a perforarse y en un plan de perforación in-fill de un yacimiento. Hoy en día se acepta ampliamente la enorme ventaja del fracturamiento en muchos pozos, incluso cerca de los puntos de contacto con agua o gas, considerados no recomendables para el fracturamiento. El fracturamiento de alta permeabilidad está encontrando aplicación porque ofrece una controlada extensión de la fractura y una reducción del drawdown.

Un diseño y una ejecución adecuada del fracturamiento involucra a varias disciplinas tales como ingeniería de reservorios, producción y completación, requiere una base de mecánica de rocas y dinámica de flujo, y se ve restringida por las limitaciones físicas de los materiales y equipos empleados así como por los temas operativos, y por último, pero no por ello menos importante, debe satisfacer ciertos criterios económicos.

En este ambiente multi disciplinario tan completo, no es un ejercicio trivial el determinar las condiciones “óptimas” para el diseño, la ejecución y el comportamiento post tratamiento del pozo. Queda claro que lo que representa una condición óptima desde un punto de vista, puede no ser tan favorable desde otros aspectos.

Desde la introducción del Enfoque de Diseño de Fracturamiento Unificado UFD por Economides y Valkó¹, el diseño del tratamiento de fracturamiento se ha orientado por lo general hacia la maximización de la productividad del pozo (cuantificada por un índice de productividad adimensional J_D). Otro enfoque claramente importante es la maximización de los ingresos de acuerdo a ciertos criterios económicos (por ejemplo, el Valor Actual Neto).

La idea central de la técnica UFD consiste en seleccionar la adecuada relación entre el largo y ancho de fractura apuntalada, para un volumen considerado de propante dependiendo de las propiedades del reservorio y del propante seleccionado. Economides y Valkó¹ introdujeron el concepto del Número de Propante adimensional (N_p) (que es la razón del volumen de fractura y el volumen de drenaje del reservorio, multiplicado por la razón del paquete de permeabilidad del propante y la permeabilidad del reservorio, y completamente

independiente de la geometría de fractura), y por tanto se tiene que para un valor dado de N_p hay una Conductividad de Fractura Adimensional (C_{fD}) óptima, en la cual el índice de productividad adimensional J_D se ve maximizado. La optimizada y específica conductividad de fractura adimensional específica también conduce a la geometría de fractura óptima única (ancho y longitud). ***Las fracturas anchas y cortas resultan en reservorios de alta permeabilidad mientras que las fracturas largas y angostas resultan en reservorios de baja permeabilidad.***

Un elemento esencial en la ejecución de campo es obtener las geometrías indicadas por la técnica de TSO que permite la detención del crecimiento lateral para aumentar el ancho de la fractura.

Este método ya ha sido empleado en una variedad de aplicaciones de campo reales con excelentes resultados. Más aún, en algunas áreas muy progresivas, este enfoque de diseño ha sido empleada para “incrementar límites” de las prácticas del fracturamiento hidráulico de hoy. Economides, Demarchos et al.⁴⁻¹⁰ mostraron, por ejemplo, qué tan relevantes resulta la masa del propante para la maximización del índice de productividad. Diyashev y Economides¹¹ presentaron casos de estudios de campo de casi mil tratamientos de fracturamiento en Siberia Occidental, ofreciendo una evidencia experimental muy valiosa para el enfoque UFD.

Wang et al.¹² tomaron en cuenta los ajustes requeridos para manejar limitaciones de flujo de fluido tales como acumulación de condensados de gas en la cara de la fractura, mientras que Romero et al.¹³ en su publicación dieron cuenta de otros dos tipos de impedimentos de flujo, daño en la cara de la fractura y daño en la interfase de fractura –pozo (“Choke Skin”, introducida inicialmente por Mukherjee y Economides¹⁴). Wang y Economides¹⁵ demostraron cómo el enfoque UFD puede aplicarse a pozos de gas, especialmente en reservorios de alta permeabilidad, en donde el fracturamiento es la forma

más adecuada para reducir efectos no-Darcy. Lopez-Hernandez et al.¹⁶ aplicaron la metodología para compensar los efectos no-Darcy en la fractura.

Wei y Economides¹⁷ presentaron las aplicaciones de la técnica UFD para pozos horizontales con múltiples fracturas tanto para reservorios de petróleo como de gas, Daal y Economides¹⁸ adaptaron luego la Técnica UFD para perforación de pozos in-fill y para pozos horizontales transversalmente multi fracturados, tomando en cuenta áreas de drenaje no cuadradas y partición en tajadas del área de drenaje a lo largo del dren horizontal, y Demarchos et al.¹⁹ presentaron un conjunto de procedimientos probados en campo para implementar en forma óptima la Técnica UFD durante la secuencia de operaciones requeridas para un tratamiento de múltiple-fracturamiento en un pozo horizontal.

2.3 Marco Conceptual

La razón del fracturamiento hidráulico es la mejora de la producción, lo que significa acelerar la producción en un drenaje depletado. La pregunta por supuesto es si esta aceleración de la producción, comparada a un pozo no fracturado y evaluada en sus valores actuales respectivos de las corrientes de ingresos (uno para pozo fracturado y otro para un pozo no- fracturado) puede equilibrarse contra los costos de tratamiento.

Además del aumento de la producción, una evaluación de la economía de un tratamiento de fracturamiento hidráulico debe tomar en cuenta muchos factores, incluyendo costos de tratamiento, reservas adicionales que pueden ser producidas antes de que el pozo alcance su límite económico y riesgos relacionados con problemas mecánicos que pueden hacer que el tratamiento no tenga éxito.

Si bien hay otros criterios para evaluar la rentabilidad o la falta de ésta, para fines de este trabajo, se usará el Valor Actual Neto como criterio para la optimización y la evaluación de si es deseable usar el tratamiento de fractura hidráulico específico.

El criterio de NPV ya ha sido seleccionado por varios investigadores para monetizar la producción incremental obtenida después de un tratamiento de fractura, pero nunca ha sido asociado a una optimización física rigurosa tal como el enfoque UFD. Sin importar qué tan sofisticado sea el modelo empleado para predecir la propagación y desempeño de la fractura, la optimización económica requiere un proceso de prueba y error para determinar el diseño de tratamiento óptimo a partir de un conjunto de diseños físicos calculados.

Por ejemplo, Britt²⁰ usó el NPV para “Mostrar un proceso por el cual la longitud de fractura óptima y la conductividad de la fractura pueden ser determinadas para pozos en reservorios de petróleo de permeabilidad moderada, en procesos de agotamiento primario y de recuperación secundaria”. Veatch²¹ presentó una visión general integral de la economía del fracturamiento y criticó los métodos de optimización del diseño. Warembourg et al.²² presentaron una descripción de un proceso de optimización de diseño, con la identificación adecuada de las variables de tratamiento críticas. Anderson y Phillips²³ usaron el concepto de NPV para calcular la cantidad adecuada de propante.

Un trabajo especialmente relevante para este estudio fue presentado por Balen et al.²⁴, quienes desarrollaron una metodología de ingeniería integral. Su procedimiento incluía:

- La determinación de parámetros de bombeo óptimos y cobertura máxima de propante para una penetración hidráulica dada;
- Vinculación de la calidad de entrega del reservorio, sistemas de producción del pozo y la geometría de fractura optimizada;
- Análisis económicos realizados para calcular el NPV para varias opciones de diseño.

La meta del diseño de cada tratamiento de fractura debe ser tratar de optimizar el tratamiento de fractura para cada uno y todos los pozos. En 1978, Holditch et al.²⁵ discutió la

optimización de ambos longitud empaquetada de la fractura y el area de drenaje (espaciamiento del pozo para reservorios de baja permeabilidad). La Fig. 3.1 ilustra el método usado para optimizar el tamaño de un tratamiento de fractura:

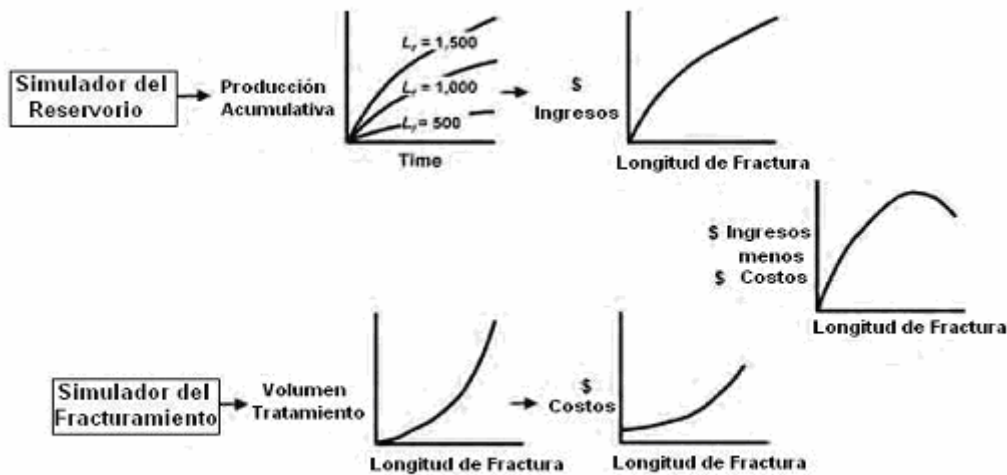


Figura 2.3-1 Proceso de optimización del tratamiento de fractura

De lo que se puede señalar lo siguiente:

- A medida que la longitud empaquetada de una fractura se incrementa, la producción acumulativa también se incrementa, y los ingresos de las ventas de hidrocarburos serán mayores.
- Cuando la longitud de la fractura es mayor, los beneficios incrementales (monto de ingresos generados por pie de longitud adicional de fractura empaquetada) decrece.
- A medida que se incrementa el volumen del tratamiento, la longitud empaquetada de fractura se incrementa.
- A medida que la longitud de fractura se incrementa, el costo incremental de cada pie de fractura (costo/pie de una adicional longitud empaquetada de fractura) se incrementa.

- Cuando el costo incremental del tratamiento es comparado con el beneficio incremental de un incremento en el volumen de tratamiento, una longitud empaquetada de fractura óptima puede ser encontrada para cada situación.

Cálculos económicos adicionales pueden ser hechos para determinar el diseño del tratamiento óptimo de fractura. Sin embargo, en todos los casos, el diseño debe considerar el efecto de la fractura sobre la recuperación y los rates de flujo, el costo del tratamiento, y los lineamientos de inversión del contratista que opera el pozo.

El carácter único de las soluciones para el problema de la optimización, ofrecidas por el enfoque UFD, lo simplifica de gran manera y hace más directos para los tratamientos de fracturamiento la ejecución de los cálculos de NPV. La generación de la geometría de fractura óptima conducirá a la productividad máxima del pozo, que es la optimización física. Pero todo esto puede hacerse dentro de una optimización económica en donde se puede maximizar el NPV y se puede seleccionar la masa de propante como parámetro crucial para el análisis de sensibilidad.

CAPÍTULO III: HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis General

Mejoras en el tratamiento de los fracturamientos y refracturamientos hidráulicos en el Noroeste Peruano, considerando la optimización física y económica (incluyendo riesgo), específicamente en las Cuencas Talara onshore y Tumbes offshore, originarían adecuadas geometrías de fractura con una mayor longitud de fractura y conductividad, así como, una mayor productividad al pozo que solo la remoción del daño y rentabilidad económica utilizando análisis de riesgo con incertidumbre.

Las principales implicancias y consecuencias que surgen de este concepto son que en la optimización física, para una masa específica de propante con permeabilidad conocida que va a inyectarse en una área de drenaje de un reservorio cuya permeabilidad también se conoce, existe sólo una conductividad de fractura adimensional en la que el Índice de Productividad Adimensional J_D se vuelve máximo. A esto se le denomina conductividad óptima. Valores mayores o menores de esta conductividad conllevan a menores J_D . El número de propante se convierte en una cantidad muy importante para el diseño de tratamientos de fractura optimizados porque antes de considerar su ejecución, proporciona las dimensiones de fractura indicadas como objetivos. Esto hace que la ejecución de la fractura sea dependiente a la mejora de la producción, lo cual es una diferencia significativa con respecto a las anteriores prácticas de la industria.

Es importante demostrar cómo el enfoque UFD puede “incrementar límites” del diseño de la fractura para una máxima producción o una mejora de la inyección. Los temas de si usar más propante de mejor permeabilidad y cómo afecta el J_D se tratarán en el trabajo. Uno de los mensajes claros es que mientras mejor sea el propante, más grande debe ser el tratamiento indicado, y no al contrario, como lo sugerían las prácticas conservadoras del pasado.

Ya se han demostrado descubrimientos similares con un conjunto grande de estudios de parámetros presentados por Economides et al.⁵⁻¹⁰, así como en un caso de estudio de campo de casi mil tratamientos de fractura en Siberia Occidental en las que Diyashev y Economides⁴ proporcionaron confirmación experimental substancial del concepto de “incrementar límites”

3.2 Hipótesis Específica

En el caso de la producción incremental post tratamiento y la influencia de la permeabilidad del reservorio, la geometría de la fractura es afectada por las condiciones de esfuerzo y propiedades de la roca. El diseño de la fractura por los ingenieros de petróleo debe por tanto tener en cuenta el estado natural del reservorio y roca y su influencia en la ejecución de la fractura en un proceso de crear el óptimo tratamiento de estimulación.

3.3 Identificación de Variables

En el diseño de un fracturamiento hidráulico diversas variables están involucradas. En especial, hay tres tipos de variables: aquellas que el diseñador puede hacer muy poco acerca de ellas, aquellas donde se puede ejercer un moderado control y otras que están bajo completo control. (Economides, et al.,²⁶ página 477, 1994).

No controlables o Independientes: incluye la profundidad del pozo, permeabilidad del reservorio, espesor del reservorio, esfuerzo horizontal mínimo, presión inicial del reservorio, y propiedades de la roca y fluidos. En adición, la presión fluyente de fondo (o su relacionada presión de cabeza) son frecuentemente dictadas por los requerimientos de producción en superficie o restricciones en el fondo del pozo tales como crecimiento de finos o conificación. Por tanto el diseño de la fractura debe enfocarse en la optimización del tratamiento considerando estas restricciones del reservorio.

Semicontrolables: donde control parcial está en las manos del diseñador, incluyen la altura de la fractura, el coeficiente de pérdida de fluido (“leakoff” coefficient), y la concentración de la mezcla del propante con el fluido fracturante (slurry) al final del trabajo.

Estas tres variables son clasificadas bajo control parcial porque ellas dependen de las características del reservorio y formación, tales como la presencia de fisuras, el contraste de esfuerzo intercapas, alta temperatura, contactos de fluidos, por lo que solamente capacidad limitada es permitida al diseñador.

Controlables o Dependientes: son entre otras las características de los fluidos fracturantes y agentes de sostén, el rate de inyección, inyección de aditivos y polímeros, tipo de baleo de la formación, densidad del baleo y grados de fase, elección del fluido que sirve de colchón de entrada, gradiente de fractura, presión de inyección, tapones y packers recuperables, capacidad mecánica de las bombas de los camiones, etc.

3.4 Operacionalidad de las de Variables¹

El término “óptimo” es entendido como la maximización del índice de productividad del pozo, dentro de las restricciones de un cierto tamaño del tratamiento. De aquí que una decisión sobre el tamaño del tratamiento debe preceder (o ir de la mano) con una optimización basada en el criterio de la optimización de la conductividad de la fractura adimensional.

Por mucho tiempo, los expertos consideraron la mitad de la longitud de la fractura como una conveniente variable para caracterizar el tamaño de la fractura creada. Este concepto emerge debido a que no fue posible independizar el cambio de la longitud de la fractura y el ancho, y **porque la longitud tiene un efecto primario sobre la productividad en formaciones de baja permeabilidad**. En un diseño de fractura unificado, donde ambas formaciones de baja y alta permeabilidad son considerados, la variable única para caracterizar el tamaño de una fractura creada, es el volumen de propante (propante) empaquetado en el horizonte productivo.

Obviamente, el volumen total de propante ubicado en el intervalo productivo es siempre menor que el volumen total de propante inyectado. Desde un punto de vista práctico, el tamaño del tratamiento significa decidir cuanto propante inyectar. La razón entre los dos

volúmenes de propano se denomina la eficiencia volumétrica del propano. **De lejos el factor más crítico para determinar la eficiencia volumétrica del propano es la razón de la altura creada de la fractura a la altura de la arena neta productiva.**

En tanto la mejora máxima obtenible de productividad es determinada por el volumen de propano empaquetado en la formación productiva, algunas condiciones adicionales deben ser satisfechas en la ruta a una fractura para que realmente se establezca esta mejora potencial. Uno de los cruciales factores es establecer un compromiso óptimo entre la longitud y el ancho (o apartarse del óptimo solamente lo necesario, si fuera requerido por restricciones operacionales). Como ya se ha señalado, la óptima conductividad de fractura adimensional es la variable que ayuda encontrar el correcto compromiso. Sin embargo, otra condición es igualmente importante. **Esta es la relacionada a la conectividad de la fractura al pozo.**

Un reservorio a una profundidad dada está bajo un estado de tensión que puede ser caracterizado por tres principales esfuerzos: Uno vertical, que en casi todos los casos de reservorios profundos (profundidades mayores que 500 metros, 1500 ft) es el más grande de los tres, y dos horizontales, uno mínimo y uno máximo. Una fractura hidráulica será normal al más pequeño de los esfuerzos, esto conduce a fracturas hidráulicas verticales en casi todas las aplicaciones de producción de petróleo. El azimuth de estas fracturas es pre-ordenada por el estado natural de los esfuerzos de la tierra. Como tal, pozos desviados horizontales que son fracturados deben ser perforados en una orientación que coincida con este azimuth. Los pozos verticales, por supuesto, naturalmente coinciden con el plano de fractura.

Si el azimuth del pozo no coincide con el plano de fractura, la fractura probablemente se iniciará en un plano y entonces girará, causando considerable "tortuosidad" en camino a su azimuth final- normal a la dirección del mínimo esfuerzo. Pozos verticales con fracturas verticales o pozos perfectamente horizontales perforados deliberadamente a lo largo del plano de fractura esperada resultan en el mejor alineamiento con los sistemas de fractura del pozo. Otras configuraciones pozo-fractura son sujetas a "efectos de Choke" decreciendo innecesariamente la productividad del pozo fracturado. Las perforaciones y su orientación

pueden ser también una fuente de problemas durante la ejecución de un tratamiento, incluyendo iniciaciones de fracturas múltiples y arenamientos prematuros causados por los efectos de tortuosidad.

La conductividad adimensional de la fractura en reservorios de baja permeabilidad es naturalmente alta, de manera que el impacto de los efectos de Choke del fenómeno descrito en el párrafo anterior es generalmente minimizado; para evitar la tortuosidad, se emplean frecuentemente técnicas específicas de fracturamiento, como la de empezar con concentraciones de propante muy bajas, hasta romper la tortuosidad.

La conectividad de la fractura al pozo es considerada actualmente como un punto crítico en el éxito del fracturamiento de alta permeabilidad, a menudo proponiendo el azimuth del pozo (es decir, pozos verticales perforados en forma S) o realizando pozos horizontales perforados longitudinalmente a la dirección de la fractura. La perforación está siendo revisada, y alternativas, tales como ranuras de hidro-jetting, son consideradas.

3.5 Matriz de consistencia²⁶

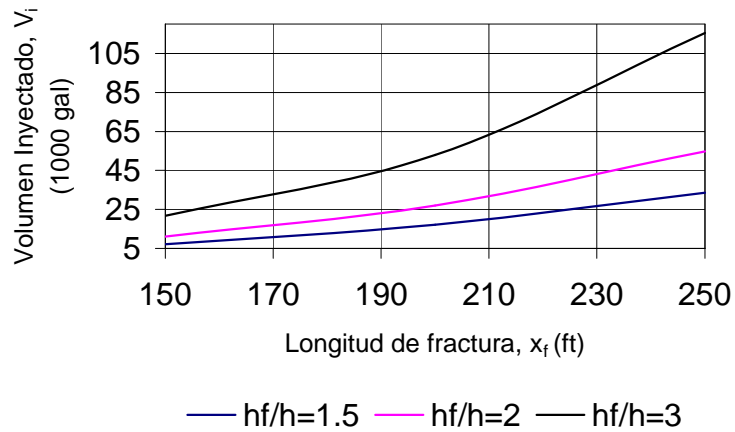
Como ya se ha señalado, la principal variable para caracterizar el tamaño de una fractura creada, es el volumen de propante empaquetado (**propped**) en el horizonte productivo. Tres variables en las que el operador puede hacer un moderado control influyen en el tamaño de una fractura creada. **Elas incluyen la altura de la fractura, el coeficiente de filtrado y la concentración de propante en el slurry al final del trabajo.**

La altura de la fractura depende del contraste de esfuerzos entre la capa objetivo y las adyacentes y es una función de la presión neta fracturante. Si el esfuerzo de contraste es grande entonces una mayor presión neta es tolerable. Lo opuesto también ocurre.

Alturas de fractura muy grandes puede conducir a mayores requerimientos de fluido total y propante. En la Figura 3.5.1 para un reservorio de permeabilidad 1 md, el volumen inyectado total para varias razones h_f/h es ploteada contra x_f . A $x_f = 200$ ft el volumen

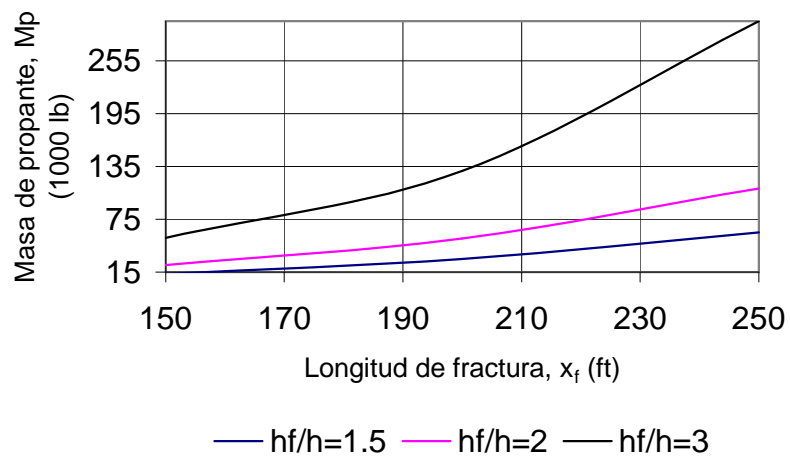
requerido para $h_f/h = 2$ son 26,961 galones de fractura, mientras que para $h_f/h = 3$ el volumen requerido son 52,769 galones. A \$0.4/galón (considerando solo fluido), esto significa un costo adicional de \$21,108.

Figura 3.5-1 Volumen de slurry requerido para diversos crecimientos de altura de la fractura

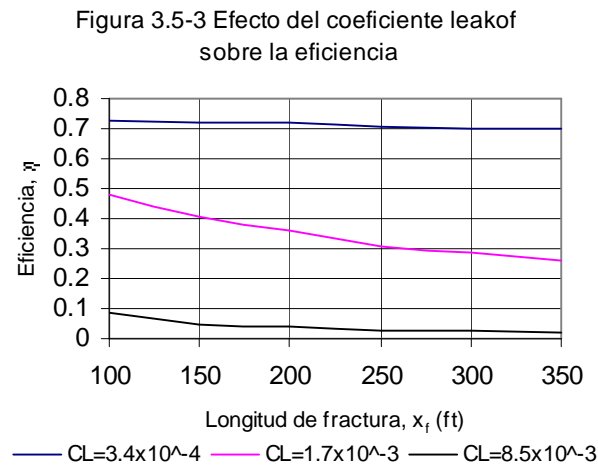


Similarmente, la masa de propante será sustancialmente mayor. Esto es mostrado en la Figura 3.5-2. Nuevamente para un reservorio de permeabilidad 1 md, $x_f = 200$ ft la masa de propante para $h_f/h = 2$ son 53,000 lb, mientras que para $h_f/h = 3$ son 130,000 lb, una diferencia de 77,000 lb que puede significar un costo adicional de \$21,500

Figura 3.5-2 Masa de propante para crecimientos de altura de la fractura



El coeficiente “leakoff” es la segunda variable donde el diseñador tiene un control parcial, que tiene un significativo impacto sobre la eficiencia, así por ejemplo para un rango de longitudes de fractura (y $h_f/h = 2$) a $x_f = 200$ pies y $C_L = 1.7 \times 10^{-3}$ ft/minuto^{0.5}, la eficiencia η sería 0.36. Sin embargo para un coeficiente “leakoff” cinco veces mayor ($C_L = 8.5 \times 10^{-3}$ ft/minuto^{0.5}), la eficiencia sería solamente 0.038. De otro lado, para un coeficiente “leakoff” cinco veces menor ($C_L = 3.4 \times 10^{-4}$ ft/minuto^{0.5}), la eficiencia sería más que 0.7. Recordando que controlando la eficiencia del fluido que es “pad”, el control del “leakoff” tiene una relación principal tanto en costos como en el paquete de propante que puede ser generado.



La tercera variable, es la concentración del propante c_f al final del trabajo, que depende de la selección del apropiado fluido fracturante y su habilidad para transportar el propante. Para un coeficiente “leakoff” dado (1.7×10^{-3} ft/minuto^{0.5}) y crecimiento de la altura de la fractura ($h_f/h = 2$), la masa de propante que puede ser ubicada en la fractura al final del trabajo, será la siguiente para diversas longitudes de fractura y c_f : A $x_f = 200$ ft y con c_f igual a 6, 8, y 10 ppg, las masas de propante serían 7×10^4 , 8.7×10^4 , y 1.00×10^5 lb, respectivamente. Los correspondientes anchos y conductividades de fractura podrían seguir la misma tendencia. En una formación de moderada a alta permeabilidad, un incremento en la conductividad de 43% ($1/0.7$) puede significar un incremento sustancial en la performance del pozo.

CAPÍTULO IV: PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Tipo de Investigación¹

La investigación no es experimental.

Es un trabajo a nivel computacional proponiendo mejoras en las técnicas operativas y en la aplicación de los softwares utilizados, bajo un esquema de rentabilidad económica.

La parte física es propuesta a través de un diseño lógico del UFD (Unified Fracture Design), donde la variable primaria de decisión es el tamaño del tratamiento, específicamente el volumen de propante empaquetado en la formación productiva. Una vez que la decisión básica sobre el tamaño de la fractura es hecha, la longitud y ancho óptimos son calculados. Estos parámetros son entonces revisados en función de las restricciones técnicas, y las dimensiones objetivo de la fractura a crearse son determinadas. Luego, un esquema de inyección preliminar para obtener las dimensiones objetivo es realizado, asegurando una ubicación uniforme del monto de propante calculado. Si la ubicación óptima del propante empaquetado no puede ser realizada por medios tradicionales, un tratamiento TSO es el indicado. Aún si el monto de propante es ya fijado, la eficiencia volumétrica del propante puede cambiar durante el proceso de diseño. Es extremadamente importante que las decisiones básicas sean hechas de una manera iterativa, pero sin ir dentro de innecesarios detalles de mecánica de fractura, reología de los fluidos, o ingeniería de reservorios.

Una simple hoja de cálculo (en Excel), basado en un diseño lógico transparente para la optimización física es una herramienta ideal para hacer decisiones de diseño preliminares y una evaluación primaria del tratamiento ejecutado.

La hoja de cálculo presentada no es necesariamente un intento como para sustituir las más sofisticadas herramientas de software, pero los rápidos cálculos que efectúan pueden proporcionar sustantivos diseños de fractura. En muchos casos, por consideraciones de

primer orden las hojas de cálculo resultan más robustas que aquellas proporcionadas por simuladores de fractura 3D de alta resolución.

Como ya se ha señalado, el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico como una estimulación del pozo depende de un gran número de variables. Frecuentemente, algunas de ellas son desconocidas. La razón principal es económica. Pruebas para medir la permeabilidad, registros para determinar la altura de la fractura, o calibración de los tratamientos de fractura para estimar el coeficiente de “leakoff” son costosos, a menudo aproximándose al costo del tratamiento en sí en ciertas ocasiones.

Para la optimización económica, se utilizan los criterios del VPN (Valor Presente Neto), que nos permite efectuar estudios paramétricos o de sensibilidad de variables escogidas, tales como la permeabilidad del reservorio, el crecimiento de la altura de la fractura y el daño residual por polímeros en el paquete de propante.

4.2 Población y muestra

Para la determinación de los Valores Presentes Netos como Función de la Masa de Propante usando el enfoque UFD en el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se ha trabajado con masas de propante que van de 25,000 a 200,000 lbm y NPV de 2 a 6 Millones de US\$ USD.

Para el análisis de riesgo con incertidumbre, se trabaja a nivel computacional, con datos de ingreso de un fracturamiento típico en el Noroeste junto con cuatro variables que son dadas como ingresos de la técnica de Monte Carlo. Ellas son la permeabilidad del reservorio, altura de fractura, coeficiente “leakoff” y daño a la fractura empaquetada. La permeabilidad fue de 1 md, la altura de fractura 240 ft, el coeficiente “leakoff” $1.7 \times 10^{-3} \text{ ft/mi}^{0.5}$, y el factor de daño 0.67. Los datos completos se muestran en la hoja de cálculo respectiva.

4.3 Instrumentos de recolección de datos

- a. Revisión de la bibliografía existente (Economides, Oligney, Valkó, Unified Fracture Design et al 2002; Department of Petroleum Engineering Heriot-Watt University Chapter 6, Hydraulic Fracturing et al 2000; Economides, Martin, Modern Fracturing, Enhancing Natural Gas Production, et al 2007; Beggs H.D. Production Optimization using Nodal Analysis, et al 1991; Oil Well Stimulation Schechter et al 1992; Economides, Petroleum Production Systems, et al, 1994
- b. Evaluación de los papers y trabajos específicamente relacionados al fracturamiento hidráulico en el Noroeste. (Aboud, R. S., et al, 2007; Demarchos, A.S., Chomatas, A.S., Economides, M.J., Mach, J.M., Wolcott, D.S: "Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design," Proc. SPE International Symposium on Formation Damage Control, 239-248. et al, 2004; Diyashev, I.R., and Economides, M.J.: "A general approach to well evaluation," (2005) Proc. SPE - European Formation Damage Conference, 279-289, et al, 2005 ; Dietrich, J.K, " J_D as a performance indicator for hydraulically fractured wells," Proc. SPE Western Regional Meeting, 201-216, et al, 2005; Diyashev, I.R., "A general approach to well evaluation," Proc. SPE - European Formation Damage Conference, 279-289, et al, 2006; Manrique, J.F. and Poe, B.D.: "Evaluation and Optimization of Low-Conductivity Fractures," paper SPE 106317, January 2007; Luis Sánchez, Daniel Palomino, José Mercado, and Tomás Díaz, Petrobras Perú , Evolution of Stimulation Jobs, Block X, Talara Basin, Peru , SPE 108197-MS 2007; Oberwinkler, C., 2003 ; Romero, D.J., Valkó, P.P. and Economides, M.J.: "Optimization of The Productivity Index and the Fracture Geometry of a Stimulated Well with Fracture Face and Choke Skins," *SPE Production and Facilities*, vol 17 pp 57-64, et al, 2006 y otros 100 papers.
- c. Revisión de los softwares utilizados. (Economides, Crystal Ball y otros).

- d. Datos de pruebas prefactura (pruebas de presión y minifrac)

4.4 Análisis e interpretación de la información

4.4.1 Optimización Física

Un estudio de parámetros para la maximización de J_D :

Se seleccionó tres permeabilidades de reservorios para los estudios de parámetros: 0.1 md, 1 md y 1.7 md. Con el fin de reflejar las diferencias en la dureza de la roca partiendo de formaciones de baja a alta permeabilidad, se asignaron tres módulos distintos de planos de tensión (E) a las tres formaciones.

Se usó una para el estudio una Arena mesh 20/40 ($k_f = 60,000$ md. Se puso un límite de 1,000 psi como limitación para la presión neta, que afecta directamente la presión de tratamiento de la superficie y puede también tener un efecto (no deseado) en el crecimiento de altura de la fractura. Sin embargo, en la práctica, este valor puede ser más elevado o más bajo dependiendo del confinamiento geológico del reservorio. Una segunda limitación física fue forzar el ancho de la fractura a por lo menos 3 veces el diámetro del propante, con el fin de evitar que el propante haga un puente y determine un involuntario colador externo. Finalmente, se empleó un tiempo de inyección de no más de 24 horas como la tercera limitación física.

En la Figura 4.4.1-1 se grafican los J_D obtenidos de los diseños que empujan los límites de las limitaciones físicas. Estos resultados se deben considerar como comparaciones objetivo, que representan el mejor desempeño que se podría lograr con los mejores materiales y técnicas de su clase conocidas a la fecha en la industria.

Desde un punto de vista estrictamente físico, la optimización del desempeño del pozo a través de la maximización del J_D es sólo cuestión de cuánto se puede “incrementar límites” de los diseños. Sin importar cuál sea la permeabilidad del reservorio, mientras más elevada sea la permeabilidad de la fractura empaquetada, mayor será el índice de productividad;

mientras más grande sea la masa de propante inyectado, el índice de productividad será también más alto

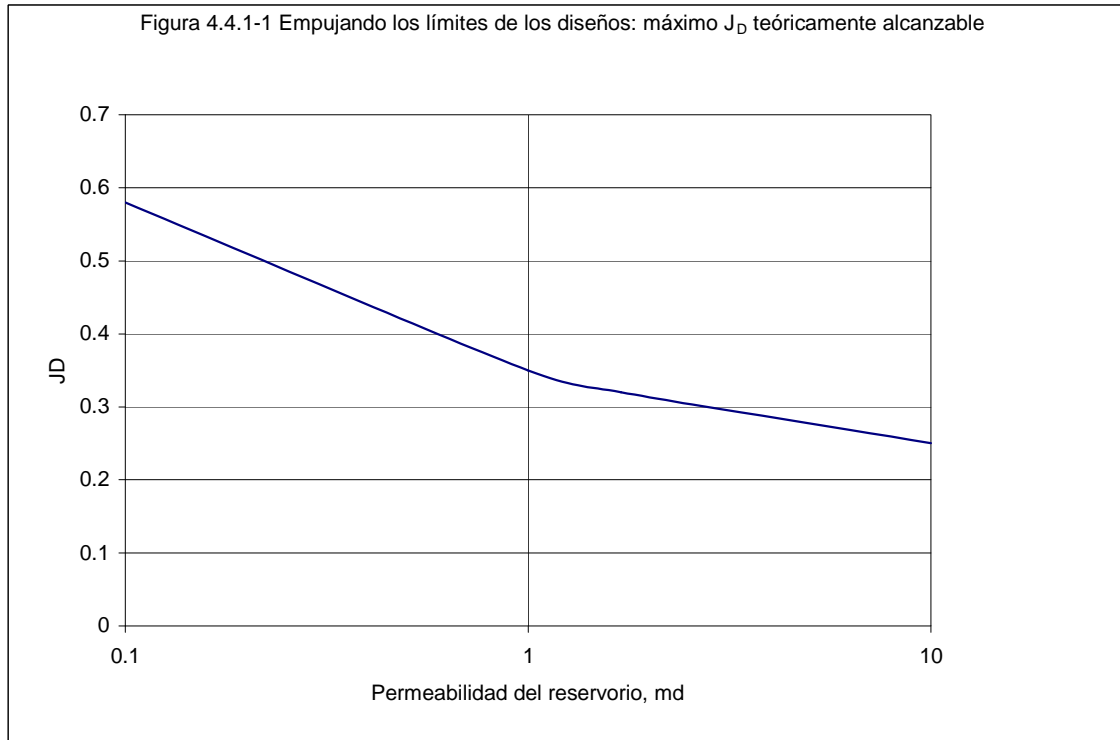


Figura 4.4.1-1: Incrementando límites de los diseños: máximo J_D teóricamente alcanzable con los materiales y limitaciones considerados.

A continuación se muestra una hoja de cálculo respecto a la optimización física incrementando límites teóricamente alcanzables hasta un factor de 1.1 al óptimo de longitud de fractura y con una razón de aspecto 2:1 ($h_f = x_f$), que significa que la altura de la fractura es aproximadamente igual a la mitad de la longitud de la fractura.

Tabla 4.4.1-1

Input		Input	
Masa de propante (dos alas), lb_m	100,000	Radio del pozo, ft	0.33
S_p gr del propante (agua=1)	2.65	Radio de drenaje del pozo, ft	745.0
Porosidad de la fractura empaquetada	0.38	Factor skin pre-tratamiento	0.0
Permeabilidad de la fractura empaquetada, md	40,000	Altura fractura, ft	240.0
Max diámetro propp, D_{pmax} , inch	0.031	Módulo plano deformación, E' (psi)	2.00E+06

Permeabilidad formación, md	1	Espesor arena productiva, ft	160
Reología, $K' (lb/ft^2) \cdot s^n$	0.0700	Reología, n'	0.45
Coefficiente Leakoff en zona permeable, $ft/min^{0.5}$	0.00170	Coef. Pérdida goteo, $Sp, gal/ft^2$	0.01000

Rate inyección slurry (dos alas, liq+ prop), bpm	22.6	Multiplicador pérdida fluido fuera del espesor neto productivo	1.20
Max posible adición conc propante, lbm/gal -liquid (ppga)	8.5		
Factor multiplicador longitud opt por	1.1		

Salidas

Óptima colocación sin restricciones

Número Propante, N_{prop}	0.1864
IP Adimensional, J_{Dopt}	0.55
Cond fractura Optima Adimensional, C_{fDopt}	1.7
Mitad longitud Optima, x_{fopt}, ft	221.4
Ancho empaquetado Optimo, $w_{opt}, inch$	0.110
Factor pseudo skin Post tratamiento, s_f	-5.15
Veces de incremento del IP	3.81

Colocación suboptima con restricciones satisfechas

Longitud Modificada

Razón de aspecto 2:1 ($h_f = x_f$)

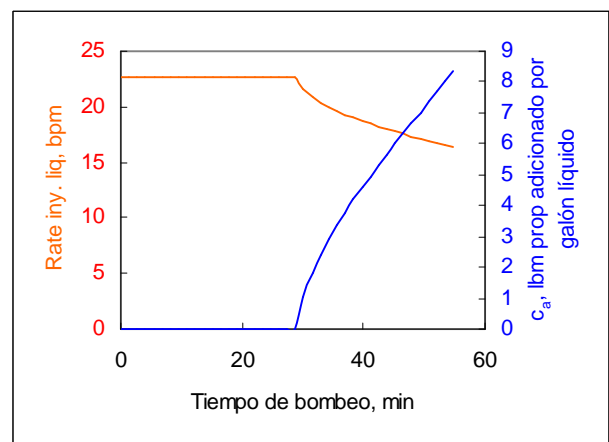
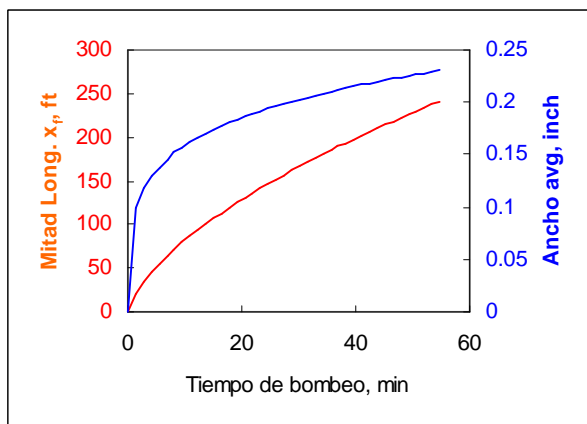
2.0

Colocación real

Detalles del tratamiento

Masa de propante (dos alas), lb_m	100,000	Eficiencia, $\eta_a, \%$	31.3
Número Propante, N_{prop}	0.1864	Tiempo Bombeo, t_e, min	54.8
IP Adimensional, J_{Dopt}	0.54	Tiempo Bombeo del Pad, t_e, min	28.7
Cond fractura Optima Adimensional, C_{fDopt}	1.4	Exponente adición concentración del propante, ϵ_{ps}	0.5228
Mitad longitud Optima, x_{fopt}, ft	243.6	Concentración Uniforme propante en el frac final, lbm/ft^3	45.9
Ancho empaquetado Optimo, $w_{opt}, inch$	0.10	Concentración Areal del propante después del cierre, lbm/ft^2	0.9
Factor pseudo skin Post tratamiento, s_f	-5.14	Concentración Max adición propante, lb por galón fluido limpio	8.5
Veces de incremento del IP	3.80	Presión neta al final del bombeo, psi	123.7

t, min	q _{liq} , bpm	liq acum. gal	c _{add} , ppga	Prop. acum lbm	x _r , ft	w _{ave} , in.	w _{ave} /Dp _{mx}	w _{dry} /w _{wet}
0.00	22.60	0	0.00	0	0.0	0.00	0	0.00
1.37	22.60	1,301	0.00	0	21.1	0.10	3	0.00
2.74	22.60	2,601	0.00	0	34.3	0.12	4	0.00
4.11	22.60	3,902	0.00	0	45.2	0.13	4	0.00
5.48	22.60	5,202	0.00	0	54.9	0.14	4	0.00
6.85	22.60	6,503	0.00	0	63.7	0.15	5	0.00
8.22	22.60	7,804	0.00	0	71.9	0.15	5	0.00
9.59	22.60	9,104	0.00	0	79.6	0.16	5	0.00
10.96	22.60	10,405	0.00	0	86.9	0.16	5	0.00
12.33	22.60	11,706	0.00	0	93.8	0.17	5	0.00
13.70	22.60	13,006	0.00	0	100.5	0.17	5	0.00
15.07	22.60	14,307	0.00	0	106.9	0.17	6	0.00
16.44	22.60	15,607	0.00	0	113.1	0.18	6	0.00
17.81	22.60	16,908	0.00	0	119.0	0.18	6	0.00
19.18	22.60	18,209	0.00	0	124.8	0.18	6	0.00
20.55	22.60	19,509	0.00	0	130.5	0.19	6	0.00
21.92	22.60	20,810	0.00	0	135.9	0.19	6	0.00
23.29	22.60	22,111	0.00	0	141.3	0.19	6	0.00
24.66	22.60	23,411	0.00	0	146.5	0.19	6	0.00
26.03	22.60	24,712	0.00	0	151.6	0.20	6	0.00
27.40	22.60	26,012	0.00	0	156.6	0.20	6	0.00
28.77	22.60	27,313	0.00	0	161.5	0.20	6	0.00
30.14	21.58	28,555	1.04	1,294	166.3	0.20	7	0.01
31.52	20.89	29,757	1.81	3,469	171.0	0.20	7	0.02
32.89	20.39	30,931	2.39	6,276	175.7	0.21	7	0.04
34.26	19.98	32,081	2.90	9,605	180.2	0.21	7	0.06
35.63	19.63	33,211	3.35	13,392	184.7	0.21	7	0.08
37.00	19.30	34,321	3.78	17,589	189.1	0.21	7	0.11
38.37	19.01	35,415	4.18	22,164	193.4	0.21	7	0.13
39.74	18.73	36,493	4.57	27,089	197.7	0.22	7	0.16
41.11	18.47	37,556	4.94	32,343	201.9	0.22	7	0.18
42.48	18.23	38,605	5.31	37,909	206.1	0.22	7	0.21
43.85	17.99	39,641	5.66	43,772	210.2	0.22	7	0.23
45.22	17.77	40,663	6.01	49,917	214.3	0.22	7	0.26
46.59	17.56	41,674	6.35	56,334	218.3	0.22	7	0.28
47.96	17.35	42,672	6.69	63,013	222.2	0.22	7	0.31
49.33	17.15	43,660	7.02	69,945	226.1	0.23	7	0.33
50.70	16.96	44,636	7.35	77,120	230.0	0.23	7	0.36
52.07	16.78	45,601	7.68	84,533	233.8	0.23	7	0.39
53.44	16.59	46,556	8.00	92,177	237.6	0.23	7	0.41
54.81	16.42	47,501	8.33	100,044	241.3	0.23	7	0.44



En este punto comienza a ser claro por qué el enfoque de UFD tiene que estar acoplado con una optimización económica. La optimización física de la fractura, para una masa de propante dada y que satisfaga las limitaciones físicas impuestas, proporciona un derrotero a seguir en el campo durante el tratamiento con el fin de maximizar el J_D . Pero esto no es suficiente para que se garantice una optimización económica. Usando el criterio de NPV, se determina la cantidad óptima de propante con la cual los ingresos provenientes de la producción mejorada menos la inversión necesaria para realizar el tratamiento de fractura se maximizan.

Lo señalado anteriormente hace que el UFD sea una herramienta integral para describir la mejora de un pozo desde el inicio hasta el abandono, para cualquier tipo de reservorio y bajo cualquier tipo de mecanismo de producción. Con estas capacidades, los productos generados por las proyecciones de producción pueden emplearse para determinar los cálculos de Valor Actual Neto o cualquier criterio económico preferido. Por tanto, es imperativo realizar estos cálculos económicos y determinar la información importante necesaria para la economía de producción.

4.4.2 Optimización Económica del Fracturamiento hidráulico²⁷

El método UFD permite determinar la geometría de fractura óptima que dará lugar al máximo índice de productividad de pozo ($J_{D,max}$). Se pueden correr proyecciones de producción basándose en modelos de balance de materiales analíticos acoplados con ecuaciones IPR adecuadas que reflejen la productividad del pozo a través de la optimización física de J_D derivada con el UFD, y a la vez, implementar directamente un criterio económico que evalúe la aceleración de la producción que se puede alcanzar con tratamientos de fracturamiento hidráulico contra la inversión necesaria.

El criterio seleccionado para la optimización y la evaluación del desempeño de los pozos hidráulicamente fracturados en este trabajo es el Valor Actual Neto, ampliamente reconocido y aplicado para analizar y evaluar el portafolio de inversiones (operaciones de estimulación de pozo en este caso).

El primer paso para cualquier cálculo de NPV consiste en seleccionar variables económicas y logísticas determinadas que reflejen estimados razonables (basándose en la experiencia y/o comportamiento observado en situaciones similares). En los cálculos que se muestran aquí, se considera el escenario de una provincia productora de petróleo bien desarrollada y madura (Noroeste del Perú). Se evaluará el impacto de estas variables en la rentabilidad del fracturamiento. Por lo general, las inversiones en este tipo de campo en el Perú, tienen un “factor de riesgo” moderado como resultado de una logística implementada, y esto a su vez sugeriría una tasa de descuento i del 15%

Otra característica típica de este tipo de campos es el gasto de capital promedio requerido para la perforación y completación de pozos, instalaciones, tuberías, etc. En este contexto, los costos de ejecución del fracturamiento son algo superiores cuando no son muchos, una característica clave de la industria de fracturamiento en los Estados Unidos. La corriente de retorno anual está dada por:

$$R_n = V_H \cdot \$_H \cdot (1 - f_r) \cdot (1 - f_o) \cdot (1 - f_t)$$

En donde V_H es el volumen acumulativo de hidrocarburos producidos en el año de referencia (en barriles o en Mscf), $\$_H$ es el precio unitario por el hidrocarburo producido (en \$/barriles o en \$/Mscf), f_r es la fracción de flujo de caja bruto adeudado a los gobiernos nacionales en calidad de regalías, f_o es la fracción del flujo de caja bruto que será asignado como gastos operativos y f_t es la fracción de flujo de caja bruto adeudado en impuestos en el régimen fiscal correspondiente.

La Tabla 4.4.2-1 presenta todos los parámetros económicos y sus valores seleccionados en este caso; el interés de capital de trabajo y el interés de retorno neto se reportan en forma adicional (ambos seleccionados como 100%).

Tabla 4.4.2-1

Parámetros Económicos	Noreste del Perú
Fecha de descuento	Año 0
Tasa de descuento, i	15%
Ingreso por gas producido, \$/Mscf	2 (no se aplica escala)
Ingreso por petróleo producido, \$/barril	60 (no se aplica escala)
Capex, I , \$	Ref. Tabla 4.4.2-2
Opex, f_o , \$	0.2 del ingreso anual
Regalías, f_r , \$	0.2 del ingreso anual
Impuestos, f_i , \$	0.3 del ingreso anual

La Tabla 4.4.2-2 muestra en detalle la inversión de capital para pozos fracturados hidráulicamente. Asumiendo que el fracturamiento hidráulico sea el método de completación estándar para cualquier pozo nuevo, los costos de construcción (perforación y completación) y los costos de estimulación se considerarán como gastos de capital.

Tabla 4.4.2-2: Inversión de Capital considerada para los cálculos de NPV

Gasto de Capital	Noroeste
Construcción de Pozo (perforación + completación), \$	700,000
Reacondicionamientos, \$	50,000
Mov/demov, \$	60,000
Costo de Propante(20/40 60,000 md), \$/lbm	0.28
Costo de Fluidos de fracturamiento (gel X), \$/gal	0.4

Para cálculos del NPV Tabla 4.4.2-3, se ha considerado al pozo optimizado físicamente Tabla 4.4.1-1, con los parámetros económicos señalados Tablas 4.4.2-1, 4.4.2-2 y 4.4.2-3. Se calcula el NPV sin frac, con frac, así como el NPV resultante del frac (incremental). Cabe recalcar que para el desempeño del pozo se ha tomado en cuenta que estará en el nivel físico óptimo, según se determina a través de la metodología UFD.

Claramente se nota, que sin el frac el pozo es prácticamente antieconómico. De allí la importancia que tiene el frac en la economía del pozo.

Tabla N° 4.4.2-3 NPV Pozo Optimizado criterio UFD FLUJO DE CAJA (CASH FLOW)
ECONOMIA (PERFORACION+COMPLETACION+FRACTURAMIENTO)

DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR BASE	VALOR INICIAL	TASA DECLIN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL					
					2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023						
PRODUCCION																										
Producción sin frac, BOPD		27	25.64543	0.1003	2.56E+01	2.31E+01	2.08E+01	1.87E+01	1.68E+01	1.51E+01	1.36E+01	1.22E+01	1.10E+01	9.90E+00	8.91E+00	8.01E+00	7.21E+00	6.49E+00	5.84E+00	5.25E+00	2.09.E+02	BOPD				
Producción con frac, BOPD			1.14E+02	100.3929	0.2387	1.00E+02	9.03E+01	8.13E+01	7.31E+01	6.58E+01	5.92E+01	5.32E+01	4.79E+01	4.31E+01	3.88E+01	3.49E+01	3.14E+01	2.82E+01	2.54E+01	2.28E+01	2.08E+01	8.16.E+02	BOPD			
Producción INCREMENTAL, BOPD			8.70E+01	7.47E+01		7.47E+01	6.72E+01	6.05E+01	5.44E+01	4.90E+01	4.41E+01	3.96E+01	3.57E+01	3.21E+01	2.89E+01	2.60E+01	2.34E+01	2.10E+01	1.89E+01	1.70E+01	1.53E+01	6.08E+02	BOPD			
Producción Total sin frac, BO					9.36E+03	8.42E+03	7.58E+03	6.82E+03	6.13E+03	5.52E+03	4.96E+03	4.47E+03	4.02E+03	3.61E+03	3.25E+03	2.93E+03	2.63E+03	2.37E+03	2.13E+03	1.92E+03	1.76E+03	7.61E+04	BO			
Producción Total con frac, BO					3.66E+04	3.30E+04	2.97E+04	2.67E+04	2.40E+04	2.16E+04	1.94E+04	1.75E+04	1.57E+04	1.41E+04	1.27E+04	1.15E+04	1.03E+04	9.27E+03	8.34E+03	7.50E+03	6.75E+03	2.98E+05	BO			
Producción Total INCREMENTAL, BO					2.73E+04	2.45E+04	2.21E+04	1.99E+04	1.79E+04	1.61E+04	1.45E+04	1.30E+04	1.17E+04	1.05E+04	9.48E+03	8.53E+03	7.67E+03	6.90E+03	6.21E+03	5.59E+03	5.22E+05	BO				
PRODUCCIÓN DE GAS sin frac, MSCF					1.87E+03	1.68E+03	1.52E+03	1.36E+03	1.23E+03	1.10E+03	9.93E+02	8.93E+02	8.03E+02	7.23E+02	6.50E+02	5.85E+02	5.26E+02	4.74E+02	4.26E+02	3.83E+02	1.52E+04	MSCF				
PRODUCCIÓN DE GAS con frac, MSCF					7.33E+03	6.59E+03	5.93E+03	5.34E+03	4.80E+03	4.32E+03	3.89E+03	3.50E+03	3.15E+03	2.83E+03	2.55E+03	2.29E+03	2.06E+03	1.85E+03	1.67E+03	1.50E+03	5.96E+04	MSCF				
PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS, MSCF					5.46E+03	4.91E+03	4.42E+03	3.97E+03	3.57E+03	3.22E+03	2.89E+03	2.60E+03	2.34E+03	2.11E+03	1.90E+03	1.71E+03	1.53E+03	1.38E+03	1.24E+03	1.12E+03	4.44E+04	MSCF				
INGRESOS																										
Precio Crudo Internacional	US\$/BI	60.00			60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	US\$/BI				
TOTAL INGRESOS DE PETROLEO sin frac	US\$				5.62E+05	5.05E+05	4.55E+05	4.09E+05	3.68E+05	3.31E+05	2.98E+05	2.68E+05	2.41E+05	2.17E+05	1.95E+05	1.76E+05	1.58E+05	1.42E+05	1.28E+05	1.15E+05	4.57.E+06	US\$				
TOTAL INGRESOS DE PETROLEO con frac	US\$				2.20E+06	1.98E+06	1.78E+06	1.60E+06	1.44E+06	1.30E+06	1.17E+06	1.05E+06	9.44E+05	8.49E+05	7.64E+05	6.87E+05	6.18E+05	5.56E+05	5.00E+05	4.50E+05	1.79.E+07	US\$				
TOTAL INGRESOS DE PETROLEO incremental	US\$				1.64E+06	1.47E+06	1.32E+06	1.19E+06	1.07E+06	9.65E+05	8.68E+05	7.81E+05	7.03E+05	6.32E+05	5.69E+05	5.12E+05	4.60E+05	4.14E+05	3.73E+05	3.35E+05	1.33.E+07	US\$				
Precio de Gas Natural de Realización	US\$/MSCF	2.00			2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	US\$/MSCF				
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL sin frac	US\$				3744.23	3368.54	3030.55	2726.47	2452.90	2206.77	1985.35	1786.14	1606.92	1445.69	1300.63	1170.13	1052.72	947.09	852.06	766.56	3.04.E+04	US\$				
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL con frac	US\$				14657.37	13186.67	11863.53	10673.16	9602.23	8638.76	7771.95	6992.13	6290.55	5659.36	5091.51	4580.63	4121.02	3707.52	3335.51	3000.83	1.19.E+05	US\$				
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL incremental	US\$				10913.14	9818.13	8832.99	7946.70	7149.34	6431.98	5786.60	5205.98	4683.62	4213.67	3790.88	3410.51	3068.30	2760.43	2483.45	2234.27	8.87.E+04	US\$				
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS sin frac	MUS\$				565.38	508.65	457.61	411.70	370.39	333.22	299.79	269.71	242.65	218.30	196.39	176.69	158.96	143.01	128.66	115.75	4.60.E+03	MUS\$				
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS con frac	MUS\$				2213.26	1991.19	1791.39	1611.65	1449.94	1304.45	1173.57	1055.81	949.87	854.56	768.82	691.68	622.27	559.84	503.66	453.13	1.80.E+04	MUS\$				
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS incremental	MUS\$				1647.88	1482.54	1333.78	1199.95	1079.55	971.23	873.78	786.10	707.23	636.26	572.42	514.99	463.31	416.83	375.00	337.37	1.34.E+04	MUS\$				
COSTOS OPERATIVOS																										
TOTAL sin frac	Fracción Ingr.	0.2			1.13E+02	1.02E+02	9.15E+01	8.23E+01	7.41E+01	6.66E+01	6.00E+01	5.39E+01	4.85E+01	4.37E+01	3.93E+01	3.53E+01	3.18E+01	2.86E+01	2.57E+01	2.32E+01	9.19.E+02	MUS\$				
TOTAL con frac	Fracción Ingr.	0.2			4.43E+02	3.98E+02	3.58E+02	3.22E+02	2.90E+02	2.61E+02	2.35E+02	2.11E+02	1.90E+02	1.71E+02	1.54E+02	1.38E+02	1.24E+02	1.12E+02	1.01E+02	9.06E+01	3.60.E+03	MUS\$				
TOTAL incremental	Fracción Ingr.	0.2			3.30E+02	2.97E+02	2.40E+02	2.40E+02	2.16E+02	1.94E+02	1.75E+02	1.57E+02	1.41E+02	1.27E+02	1.14E+02	1.03E+02	9.27E+01	8.34E+01	7.50E+01	6.75E+01	2.68.E+03	MUS\$				
REGALIAS																										
TOTAL sin frac	Fracción Ingr.	0.2			1.13E+02	1.02E+02	9.15E+01	8.23E+01	7.41E+01	6.66E+01	6.00E+01	5.39E+01	4.85E+01	4.37E+01	3.93E+01	3.53E+01	3.18E+01	2.86E+01	2.57E+01	2.32E+01	919	MUS\$				
TOTAL con frac	Fracción Ingr.	0.2			4.43E+02	3.98E+02	3.58E+02	3.22E+02	2.90E+02	2.61E+02	2.35E+02	2.11E+02	1.90E+02	1.71E+02	1.54E+02	1.38E+02	1.24E+02	1.12E+02	1.01E+02	9.06E+01	3599	MUS\$				
TOTAL incremental	Fracción Ingr.	0.2			3.30E+02	2.97E+02	2.67E+02	2.40E+02	2.16E+02	1.94E+02	1.75E+02	1.57E+02	1.41E+02	1.27E+02	1.14E+02	1.03E+02	9.27E+01	8.34E+01	7.50E+01	6.75E+01	2680	MUS\$				
INVERSIONES																										
Perforación de pozo	MUS\$	700			700																	700	MUS\$			
Reacondicionamientos	MUS\$	100			100																	100	MUS\$			
Abandono	MUS\$	80																				80	MUS\$			
Otros(baterias,flowlines,Bomba)	MUS\$	120																				120	MUS\$			
Fracturamiento	MUS\$	80																				80	MUS\$			
TOTAL INVERSION	MUS\$	1080			1000																	1080	MUS\$			
DEPRECIACION																										
Intangible sin frac	MUS\$		790	0.70		710																80	790	MUS\$		
Intangible con frac	MUS\$		870	0.70		790																	80	870	MUS\$	
Intangible incremental	MUS\$		80	0.70		80																		80	MUS\$	
Tangible sin frac	MUS\$		210			42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42			210	MUS\$	
Tangible con frac	MUS\$		210			42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42			210	MUS\$	
Tangible incremental	MUS\$		0	0.30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	MUS\$	
TOTAL DEPRECIACION sin frac	MUS\$				752	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42			30	950	MUS\$
TOTAL DEPRECIACION con frac	MUS\$				832	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42			30	1030	MUS\$
TOTAL DEPRECIACION incremental	MUS\$				80.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				0	80	MUS\$
FLUJO																										
Utilidad Bruta sin frac	MUS\$				-4.1E+02	2.6E+02	2.3E+02	2.1E+02	1.8E+02	2.0E+02	1.8E+02	1.6E+02	1.5E+02	1.3E+02	1.2E+02	1.1E+02	9.5E+01	8.6E+01	7.7E+01	0.0E+00	1.8E+03	MUS\$				
Utilidad Bruta con frac	MUS\$				5.0E+02	1.2E+03	1.0E+03	9.2E+02	8.3E+02	7.8E+02	7.0E+02	6.3E+02	5.7E+02	5.1E+02	4.6E+02	4.2E+02	3.7E+02	3.4E+02	3.0E+02	2.4E+02	9.8E+03	MUS\$				
Utilidad Bruta incremental	MUS\$				9.1E+02	8.9E+02	8.0E+02	7.2E+02	6.5E+02	5.8E+02	5.2E+02	4.7E+02	4.2E+02	3.8E+02	3.4E+02	3.1E+02	2.8E+02	2.5E+02	2.3E+02	2.0E+02	8.0E+03	MUS\$				
Impuesto sin frac	MUS\$		0.30		0.0E+00	7.9E+01	7.0E+01	6.2E+01	5.4E+01	6.0E+01	5.4E+01	4.9E+01	4.4E+01	3.9E+01	3.5E+01	3.2E+01	2.9E+01	2.6E+01	2.3E+01	0.0E+00	5.4E+02	MUS\$				
Impuesto con frac	MUS\$				0.0E+00	3.5E+02	3.1E+02	2.8E+02	2.5E+02	2.3E+02	2.1E+02	1.9E+02	1.7E+02	1.5E+02	1.4E+02	1.2E+02	1.1E+02	1.0E+02	1.0E+02	9.1E+01	2.9E+03	MUS\$				
Impuesto incremental	MUS\$				0.0E+00	2.7E+02	2.4E+02	2.2E+02	1.9E+02	1.7E+02	1.6E+02	1.4E+02	1.3E+02	1.1E+02	1.0E+02											

NPV como Función de la Masa de Propante

Este ejercicio busca usando el enfoque UFD proporcionar una lógica para diseñar un fracturamiento y estimar futuros desempeños del pozo. Queda claro que la solución para $J_{D,max}$ y la conductividad de fractura óptima resultante, indican que hay un par de valores de longitud de fractura x_f y ancho w de fractura, que proporcionan el nivel óptimo.

También se tiene que, virtualmente, no hay límites para las ventajas que se pueden alcanzar inyectando cantidades más y más grandes de propante y el modelo proporcionaría un valor cada vez mayor de $J_{D,max}$.

El modelo UFD puede ser “vinculado” con limitaciones físicas que impidan la inyección de un tratamiento más grande (tales como presión neta máxima permitida). La economía de producción proporciona un nivel adicional de limitaciones. Por lo tanto, surge la pregunta. Dentro del rango de masa de propante que se puede inyectar físicamente y que puede ser usada por el modelo UFD, ¿hay algún valor específico en el que el NPV del pozo fracturado pueda maximizarse? A continuación se presenta una aplicación para el reservorio de petróleo saturado en el Noroeste cuyos parámetros principales aparecen en la Tabla 4.4.2-4.

Tabla 4.4.2-4: Valores de Variable del Diseño Principal

Variable	Variable
Masa de propante para (dos alas), lbm	Variable
Gravedad S_p de material de propante	2.65
Porosidad del empaque del propante	0.38
Permeabilidad del empaque del propante, md	40,000
Espesor permeable (“leakoff”), ft	160
Permeabilidad del reservorio, md	1
Porosidad del Reservorio (ϕ)	0.2
Radio del pozo, ft	0.33
Área de drenaje del pozo, acres	40
Altura de la Fractura, ft	240
Presión del reservorio, psi	2,100
Módulo de Young (E), psi	2×10^6
Razón de Poisson, (ν)	0.25
Presión de flujo de fondo del pozo, psi	1,500
Presión de abandono, psi	500
Temperatura del Reservorio, °F	125

El balance de materiales general puede ser simplificado si se asume como en la mayoría de los casos del Noroeste, que los reservorios no tienen inicialmente una capa de gas, pero rápidamente pasan debajo de la presión de burbuja, después que la producción comienza. Este modo de recuperación es la de gas en solución, y los métodos de cálculo para el pronóstico de la producción futura es conocida como el método de Tarner.

$$\Delta N_{pi \rightarrow i+1} = \frac{1 - N_{pi}(\phi_n)_{av} - G_{pi}(\phi_g)_{av}}{(\phi_n)_{av} + R_{av}(\phi_g)_{av}}$$

$$\phi_n = \frac{\beta_o - R_s \beta_g}{(\beta_o - \beta_{oi}) + (R_{si} - R_s) \beta_g}$$

$$\phi_n = \frac{\beta_g}{(\beta_o - \beta_{oi}) + (R_{si} - R_s) \beta_g}$$

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{\beta_o}{\beta_{oi}} (1 - S_w)$$

En donde β_{oi} y β_o son factores de volumen de formación de petróleo (inicial y actual, respectivamente) en bbl res /STB, β_g es el de volumen de formación del gas en bbl res /SCF, R_{si} y R_s son el gas en solución (inicial y actual, respectivamente), N_{pi} es la producción acumulada de petróleo en STB en el paso i , N es el petróleo inicial in situ en STB, S_o y S_w son saturación de petróleo y agua, respectivamente, ΔN_p es el paso de Producción Acumulada considerado en la discretización de la depletación.

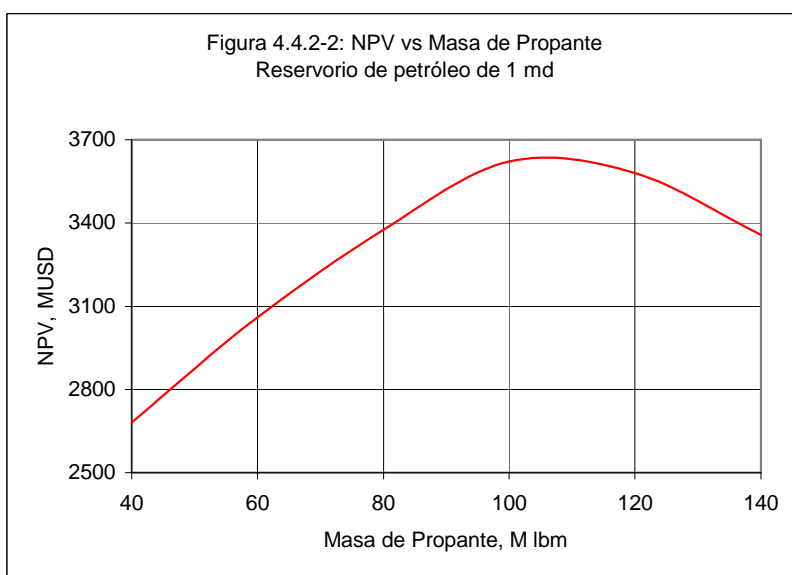
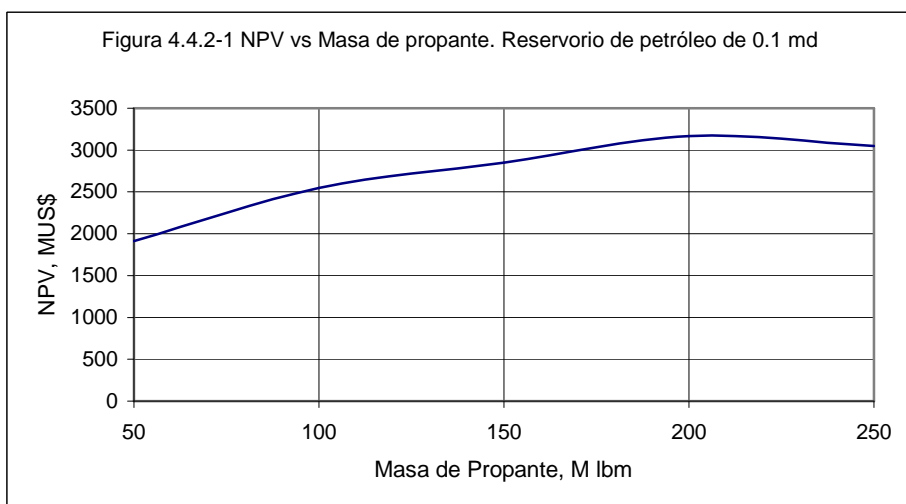
Acoplando el balance de materiales con una expresión adecuada de pozo saturado IPR, se puede desarrollar una proyección del desempeño de un pozo versus tiempo.

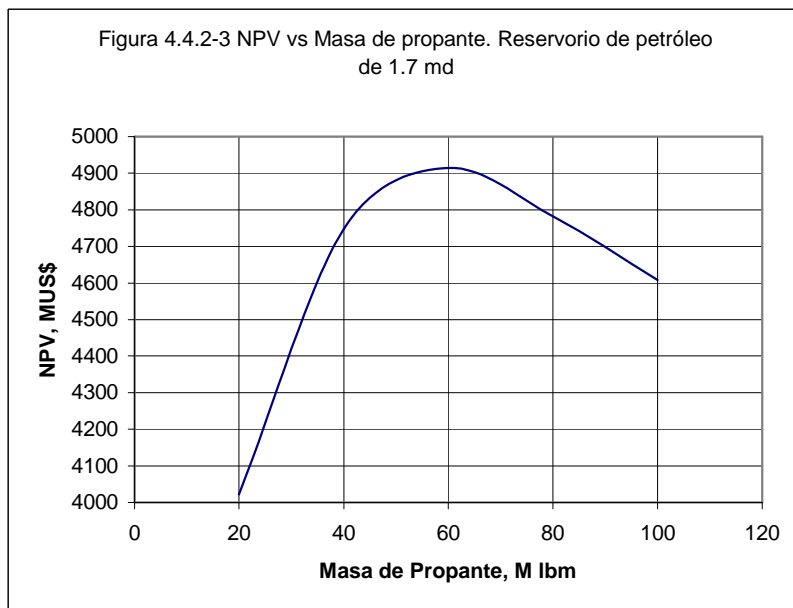
$$q_o = \frac{k_o h \bar{p} (1 - 0.2(p_{wf} / \bar{p}) - 0.8(p_{wf} / \bar{p})^2)}{254.2 \beta_o \mu_o [\ln(0.472 r_e / r_w) + s]}$$

Se ha obtenido un conjunto de proyecciones de pozos para un pozo único vertical fracturado, para una amplia variedad de masa de propante considerada (25,000 a 250,000 lbm) y para los valores de 0.1, 1 y 1.7 md de permeabilidad de reservorio.

Las Figuras 4.4.2-1, 4.4.2-2 y 4.4.2-3 muestran los resultados de los cálculos de NPV. Estos resultados no sólo confirman la adecuación del procedimiento presentado para la

identificación de la masa de propante más rentable (es decir, para el reservorio de 0.1 md el NPV tiene su pico a aproximadamente 200,000 lbm, para el reservorio de 1 md NPV tiene su pico en aproximadamente 100,000 lbm mientras que para el reservorio de 1.7 md NPV tiene su pico en aproximadamente 70,000 lbm), pero también proporciona pruebas de que la economía corrobora que uno de los bien sabidos principios del fracturamiento hidráulico: fracturas más grandes de largo mucho mayor se aplican para reservorios de baja permeabilidad y fracturas relativamente más pequeñas (pero con anchos mayores) se aplican para reservorios de mayor permeabilidad.





Por último se empleará la Técnica de Montecarlo, utilizando el software Crystal Ball para el Diseño del Fracturamiento con Incertidumbre

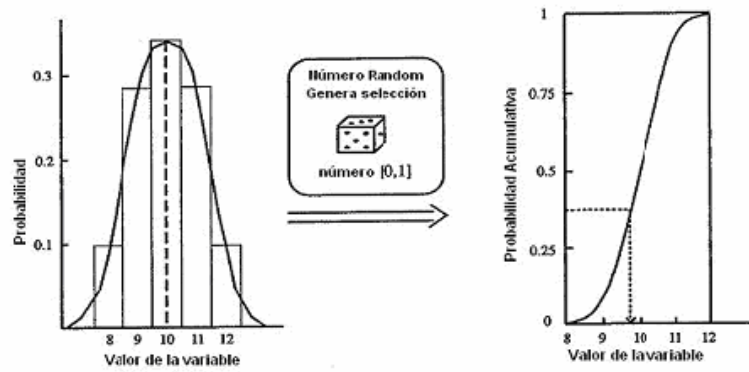
Frecuentemente, hay incertidumbre en un gran número de variables que afectan el diseño de la fractura. Esas incertidumbres tienen algunas razones. Para la optimización del tratamiento, muchas de las variables deben ser medidas y pueden tener grandes variaciones dentro del mismo campo (es decir, esfuerzos in situ, porosidades, permeabilidades). Otras tienen diferentes valores en cada pozo del mismo campo (es decir, espesor del reservorio, presión del reservorio, propiedades de la roca); y, finalmente, ciertas variables pueden cambiar durante la ejecución del trabajo en una manera impredecible (es decir, propiedades del fluido fracturante, concentraciones del propante en el slurry).

La técnica de Montecarlo ha sido aplicada por Haid y Economides (1991) para considerar el diseño de una fractura en un campo normal y empleando incertidumbres. Las variables son dadas en rangos con distribución de probabilidades. Cada variable es asignada a un valor completamente al azar, dentro del rango impuesto, basado sobre la distribución dada.

La Figura 4.4.2-4 muestra a la metodología de Montecarlo para la entrada y la asignación de un valor para la variable dentro de cada corrida del diseño. La probabilidad y la magnitud de la variable son mostradas sobre la derecha. Un generador de número

random obtiene un número entre cero y uno, y este número asigna un valor a la variable del gráfico de probabilidad acumulativa mostrada sobre la derecha.²⁶

Figura 4.4.2-4



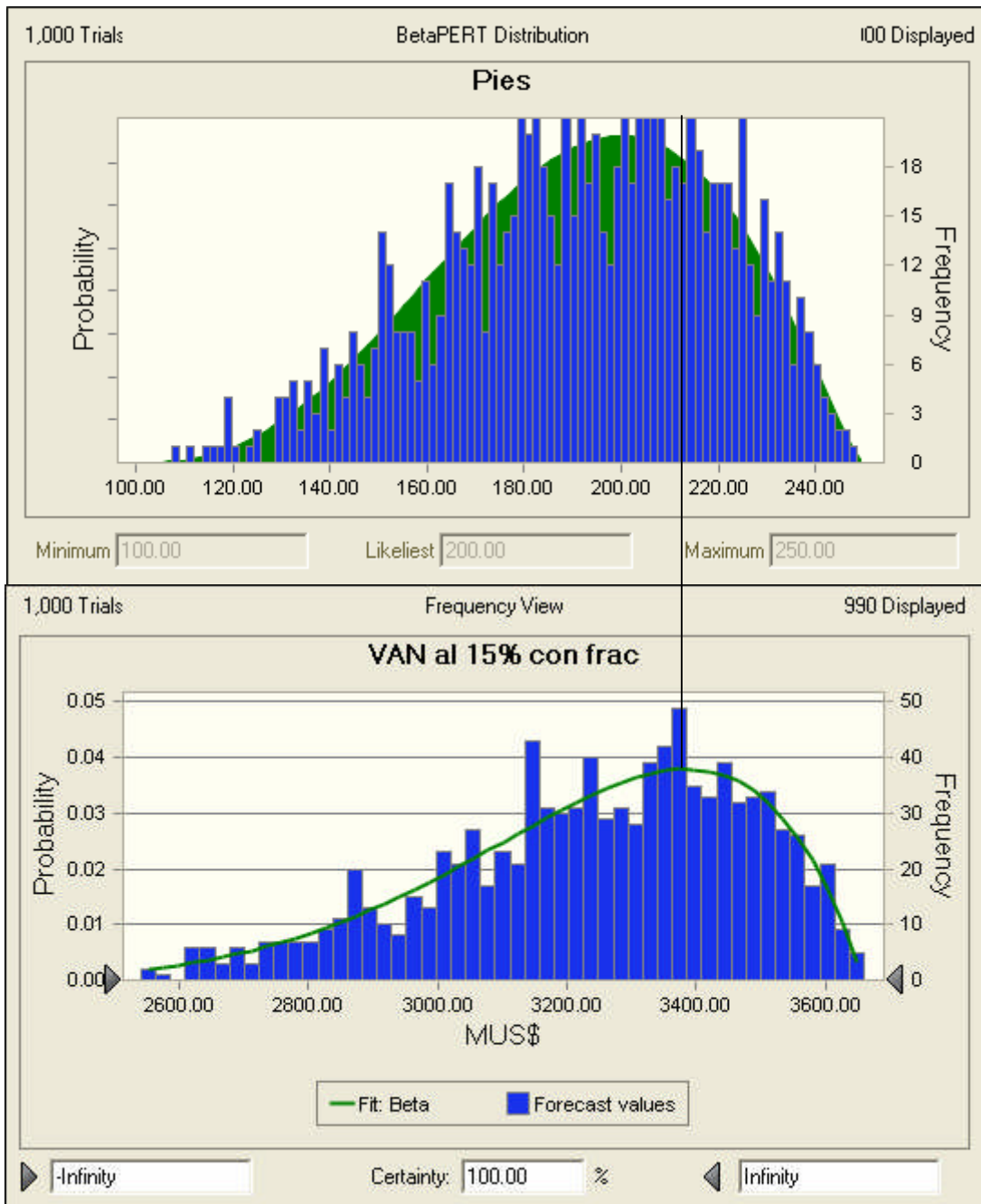
El concepto de la técnica de Montecarlo. Las variables son dadas en términos de distribución de probabilidades que ocurran. Los valores son seleccionados al azar.

Todos los cálculos son hechos varias veces, y cada vez la variable está dando otro valor por la asignación al azar (dentro del rango ya definido). Esto lleva a un resultado que incluye valores de ingreso, un rango de valores, y una curva de frecuencia. Utilizando el software Crystal Ball estableciendo una distribución de probabilidades Beta Pert para la longitud de fractura y con el ejemplo al que se le ha efectuado la optimización física, se tiene los siguientes valores para NPV vs Longitud de Fractura. Tabla 4.4.2-5.

Tabla 4.4-2-5 Pozo Optimizado criterio UFD con Análisis de Riesgo FLUJO DE CAJA (CASH FLOW)

ECONOMIA (PERFORACION+COMPLETACIÓN+FRACTURAMIENTO)

DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR BASE	VALOR INICIAL	TASA DECLIN	0 2008	1 2009	2 2010	3 2011	4 2012	5 2013	6 2014	7 2015	8 2016	9 2017	10 2018	11 2019	12 2020	13 2021	14 2022	15 2023	TOTAL				
PRODUCCION																									
Producción sin frac, BOPD		27	25.64543	0.1003	2.56E+01	2.31E+01	2.08E+01	1.87E+01	1.68E+01	1.51E+01	1.36E+01	1.22E+01	1.10E+01	9.90E+00	8.91E+00	8.01E+00	7.21E+00	6.49E+00	5.84E+00	5.25E+00	2.09.E+02	BOPD			
Longitud de fractura xf	Pies																								
UJo=	Razón increm.	3.568177042																							
Producción con frac, BOPD		9.63E+01	90.23157	0.1268	9.02E+01	8.12E+01	7.30E+01	6.57E+01	5.91E+01	5.32E+01	4.78E+01	4.30E+01	3.87E+01	3.48E+01	3.13E+01	2.82E+01	2.54E+01	2.28E+01	2.05E+01	1.85E+01	7.34.E+02	BOPD			
Producción INCREMENTAL, BOPD		6.93E+01	6.48E+01		6.46E+01	5.81E+01	5.23E+01	4.70E+01	4.23E+01	3.81E+01	3.42E+01	3.08E+01	2.77E+01	2.49E+01	2.24E+01	2.02E+01	1.82E+01	1.63E+01	1.47E+01	1.32E+01	5.25E+02	BOPD			
Producción Total sin frac, BO					9.36E+03	8.42E+03	7.58E+03	6.82E+03	6.13E+03	5.52E+03	4.96E+03	4.47E+03	4.02E+03	3.61E+03	3.25E+03	2.93E+03	2.63E+03	2.37E+03	2.13E+03	1.92E+03	7.61E+04	BO			
Producción Total con frac, BO					3.29E+04	2.96E+04	2.67E+04	2.40E+04	2.16E+04	1.94E+04	1.75E+04	1.57E+04	1.41E+04	1.27E+04	1.14E+04	1.03E+04	9.26E+03	8.33E+03	7.49E+03	6.74E+03	2.68E+05	BO			
Producción Total INCREMENTAL, BO					2.36E+04	2.12E+04	1.91E+04	1.72E+04	1.54E+04	1.39E+04	1.25E+04	1.12E+04	1.01E+04	9.10E+03	8.19E+03	7.37E+03	6.63E+03	5.96E+03	5.36E+03	4.83E+03	1.92E+05	BO			
PRODUCCIÓN DE GAS sin frac, MSCF					1.87E+03	1.68E+03	1.52E+03	1.36E+03	1.23E+03	1.10E+03	9.93E+02	8.93E+02	8.03E+02	7.23E+02	6.50E+02	5.85E+02	5.26E+02	4.74E+02	4.26E+02	3.83E+02	1.52E+04	MSCF			
PRODUCCIÓN DE GAS con frac, MSCF					6.59E+03	5.93E+03	5.33E+03	4.80E+03	4.32E+03	3.88E+03	3.49E+03	3.14E+03	2.83E+03	2.54E+03	2.29E+03	2.06E+03	1.85E+03	1.67E+03	1.50E+03	1.35E+03	5.36E+04	MSCF			
PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS, MSCF					4.71E+03	4.24E+03	3.82E+03	3.43E+03	3.09E+03	2.78E+03	2.50E+03	2.25E+03	2.02E+03	1.82E+03	1.64E+03	1.47E+03	1.33E+03	1.19E+03	1.07E+03	9.65E+02	3.83E+04	MSCF			
INGRESOS																									
Precio Crudo Internacional	US\$/BI	60.00			60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	US\$/BI			
TOTAL INGRESOS DE PETRÓLEO sin frac	US\$				5.62E+05	5.05E+05	4.55E+05	4.09E+05	3.68E+05	3.31E+05	2.98E+05	2.68E+05	2.41E+05	2.17E+05	1.95E+05	1.76E+05	1.58E+05	1.42E+05	1.28E+05	1.15E+05	4.57.E+06	US\$			
TOTAL INGRESOS DE PETRÓLEO con frac	US\$				1.98E+06	1.78E+06	1.60E+06	1.44E+06	1.29E+06	1.16E+06	1.05E+06	9.43E+05	8.48E+05	7.63E+05	6.86E+05	6.18E+05	5.56E+05	5.00E+05	4.50E+05	4.05E+05	1.61.E+07	US\$			
TOTAL INGRESOS DE PETRÓLEO incremental	US\$				1.41E+06	1.27E+06	1.14E+06	1.03E+06	9.27E+05	8.34E+05	7.50E+05	6.75E+05	6.07E+05	5.46E+05	4.91E+05	4.42E+05	3.98E+05	3.58E+05	3.22E+05	2.90E+05	1.15.E+07	US\$			
Precio de Gas Natural de Realización	US\$/MSCF	2.00			2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	US\$/MSCF			
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL sin frac	US\$				3744.23	3368.54	3030.55	2726.47	2452.90	2206.77	1985.35	1786.14	1606.92	1445.69	1300.63	1170.13	1052.72	947.09	852.06	766.56	3.04.E+04	US\$			
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL con frac	US\$				13173.81	11851.97	10662.76	9592.87	8630.33	7764.38	6985.31	6284.41	5653.84	5086.54	4576.17	4117.00	3703.91	3332.26	2997.91	2697.10	1.07.E+05	US\$			
TOTAL INGRESOS DE GAS NATURAL incremental	US\$				9429.58	8483.43	7632.21	6866.40	6177.44	5557.60	4999.96	4498.27	4046.92	3640.86	3275.54	2948.87	2651.19	2385.17	2145.85	1930.54	7.67.E+04	US\$			
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS sin frac	MUS\$				565.38	508.65	457.61	411.70	370.39	333.22	299.79	269.71	242.85	218.30	196.39	176.69	158.96	143.01	128.66	115.75	4.60.E+03	MUS\$			
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS con frac	MUS\$				1989.25	1789.65	1610.08	1448.52	1303.18	1172.42	1054.78	948.95	853.73	768.07	691.00	621.67	559.29	503.17	452.68	407.26	1.62.E+04	MUS\$			
TOTAL INGRESOS OPERATIVOS incremental	MUS\$				1423.87	1281.00	1152.46	1036.83	932.79	839.20	754.99	679.24	611.08	549.77	494.61	444.98	400.33	360.16	324.02	291.51	1.16.E+04	MUS\$			
COSTOS OPERATIVOS																									
TOTAL sin frac	Fracción Ingr.	0.2			1.13E+02	1.02E+02	9.15E+01	8.23E+01	7.41E+01	6.66E+01	6.00E+01	5.39E+01	4.85E+01	4.37E+01	3.93E+01	3.53E+01	3.18E+01	2.86E+01	2.57E+01	2.32E+01	9.19.E+02	MUS\$			
TOTAL con frac	Fracción Ingr.	0.2			3.98E+02	3.58E+02	3.22E+02	2.90E+02	2.61E+02	2.34E+02	2.11E+02	1.90E+02	1.71E+02	1.54E+02	1.38E+02	1.24E+02	1.12E+02	1.01E+02	9.05E+01	8.15E+01	3.23.E+03	MUS\$			
TOTAL incremental	Fracción Ingr.	0.2			2.85E+02	2.56E+02	2.30E+02	2.07E+02	1.87E+02	1.68E+02	1.51E+02	1.36E+02	1.22E+02	1.10E+02	9.89E+01	8.90E+01	8.01E+01	7.20E+01	6.48E+01	5.83E+01	2.32.E+03	MUS\$			
REGALIAS																									
TOTAL sin frac	Fracción Ingr.	0.2			1.13E+02	1.02E+02	9.15E+01	8.23E+01	7.41E+01	6.66E+01	6.00E+01	5.39E+01	4.85E+01	4.37E+01	3.93E+01	3.53E+01	3.18E+01	2.86E+01	2.57E+01	2.32E+01	919	MUS\$			
TOTAL con frac	Fracción Ingr.	0.2			3.98E+02	3.58E+02	3.22E+02	2.90E+02	2.61E+02	2.34E+02	2.11E+02	1.90E+02	1.71E+02	1.54E+02	1.38E+02	1.24E+02	1.12E+02	1.01E+02	9.05E+01	8.15E+01	3.235	MUS\$			
TOTAL incremental	Fracción Ingr.	0.2			2.85E+02	2.56E+02	2.30E+02	2.07E+02	1.87E+02	1.68E+02	1.51E+02	1.36E+02	1.22E+02	1.10E+02	9.89E+01	8.90E+01	8.01E+01	7.20E+01	6.48E+01	5.83E+01	2.315	MUS\$			
INVERSIONES																									
Perforación de pozo	MUS\$	700			700																	700	MUS\$		
Reacondicionamientos	MUS\$	50			50																	50	MUS\$		
Abandono	MUS\$	30																				30	MUS\$		
Otros(baterias,flowlines,Bomba)	MUS\$	30																				30	MUS\$		
Fracturamiento	MUS\$	870																				870	MUS\$		
TOTAL INVERSION	MUS\$	870			840																	870	MUS\$		
DEPRECIACION	Intangible =																								
Intangible sin frac	MUS\$	600		0.70	570																	30	600	MUS\$	
Intangible con frac	MUS\$	660		0.70	630																	30	660	MUS\$	
Intangible incremental	MUS\$	60		0.70	60																		60	MUS\$	
Tangible sin frac	MUS\$	210			42	42	42	42	42	42													210	MUS\$	
Tangible con frac	MUS\$	210			42	42	42	42	42	42													210	MUS\$	
Tangible incremental	MUS\$	0		0.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	MUS\$	
TOTAL DEPRECIACION sin frac	MUS\$				612	42	42	42	42	42													30	810	MUS\$
TOTAL DEPRECIACION con frac	MUS\$				672	42	42	42	42	42													30	870	MUS\$
TOTAL DEPRECIACION incremental	MUS\$				60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	MUS\$	
FLUJO																									
Utilidad Bruta sin frac	MUS\$				-2.7E+02	2.6E+02	2.3E+02	2.1E+02	1.8E+02	2.0E+02	1.8E+02	1.6E+02	1.5E+02	1.3E+02	1.2E+02	1.1E+02	9.5E+01	8.6E+01	7.7E+01	0.0E+00	1.9E+03	MUS\$			
Utilidad Bruta con frac	MUS\$				5.2E+02	1.0E+03	9.2E+02	8.3E+02	7.4E+02	7.0E+02	6.3E+02	5.7E+02	5.1E+02	4.6E+02	4.1E+02	3.7E+02	3.4E+02	3.0E+02	2.7E+02	2.1E+02	8.8E+03	MUS\$			
Utilidad Bruta incremental	MUS\$				7.9E+02	7.7E+02	6.9E+02	6.2E+02	5.6E+02	5.0E+02	4.5E+02	4.1E+02	3.7E+02	3.3E+02	3.0E+02	2.7E+02	2.4E+02	2.2E+02	1.9E+02	1.7E+02	6.9E+03	MUS\$			
Impuesto sin frac	MUS\$	0.30			0.0E+00	7																			



Figuras 4.4.2-5 y 4.4.2-6 Longitud de Fractura y NPV vs Probabilidad

Forecast: VAN al 15% con frac

Statistic	Fit: Beta	Forecast values
Trials		1,000
Mean	3223.18	3223.18
Median	3251.95	3248.62
Mode	3333.59	
Standard Deviation	236.6	236.71
Variance	55977.71	56033.74
Skewness	-0.5643	-0.5634

Kurtosis	2.89	2.89
Coeff. of Variability	0.0734	0.0734
Minimum	2095.31	2386.35
Maximum	3675.68	3667.15

Los resultados del diseño aparecen en Figuras 4.4.2-5 y 4.4.2-6 de Longitud de Fractura y NPV vs Probabilidad. Como era de esperar, longitudes de fractura pequeñas originan valores de NPV menores comparados con longitudes de fractura grandes. La probabilidad de ocurrencia (frecuencia) se va incrementando sostenidamente hasta alcanzar un máximo (moda) y luego, a mayores longitudes de fractura declina con un pendiente mucho mayor.

Las Figuras 4.4.2-5 y 4.4.2-6 son una modificación al procedimiento de diseño NPV, considerando la técnica de Montecarlo y las asunciones como variables de incertidumbre dadas por distribuciones. Para el caso de la asunción de la variable Longitud de Fractura se le ha dado una distribución Beta Pert, antes que la normal o triangular, para considerar frecuencias menores a grandes fracturas que aquellas resultantes de longitudes pequeñas pero menos riesgosas. Para vincular la Longitud de Fractura al NPV optimizado físicamente, se estableció para el caso de estudio, una correlación entre la Longitud de Fractura y el J/J_0 (veces de incremento de la productividad). Esa correlación resultó ser recta en semilog, eje (y) cartesiano, eje log (x) la Longitud de Fractura (ft). La ecuación resultó ser: Ver Anexos en Excel (correlación para x_f). $J/J_0 = -3.83434 + 3.217045 \log x_f$.

De los cálculos se establece que la mayor probabilidad para el Valor de NPV considerando el Análisis de Riesgo por Incertidumbre es de US\$ 3,223.18, correspondiéndole a una Longitud de Fractura de 212 ft. Esta vez la Longitud de fractura óptima físicamente “incrementando límites en el diseño del fracturamiento hidráulico” de 243.6 ft con un NPV de US\$ 3,621.65, tiene una probabilidad de ocurrencia cuatro veces menor que la de mayor probabilidad. Por tanto, hay un óptimo en la longitud de fractura que conjuga riesgo con NPV. Mayores longitudes de fractura originan diseños riesgosos.

CAPÍTULO V: GUÍAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

5.1 Introducción

Los primeros intentos de fracturar formaciones para mejorar la producción no fueron de naturaleza hidráulica, ellos involucraron el uso de explosivos para romper la formación en partes y proporcionar “canales de flujo” del reservorio al pozo. Hay registros que esto tuvo lugar en 1890²⁸. Este tipo de estimulación alcanzó sus límites con el uso experimental de herramientas nucleares al fracturar formaciones someras de baja permeabilidad a los finales de la década de 1950 e inicios de la década de 1960. (Howard and Fast, 1970²⁹ y Coffey et al., 1964³⁰).

A finales de la década de 1930, la acidificación se volvió una técnica aceptada de desarrollo de un pozo. Algunos profesionales observaron que por encima de una cierta presión de ruptura (breakdown), la inyectividad podría incrementarse dramáticamente (Grebe and Stosser, 1935³¹). Ello hace probable que muchos de estos tratamientos ácidos fueran en realidad fracturamientos ácidos. En 1940 Torrey³² reconoció el fracturamiento de formaciones mediante presión inducida. Sus observaciones fueron basadas en operaciones de cementación forzada (squeeze). El presentó datos para mostrar que las presiones generadas durante esas operaciones podrían partir las rocas a lo largo de los planos de estratificación u otras líneas de “debilidades sedimentarias”. Similares observaciones fueron hechas en pozos inyectoros de agua por Grebe en 1943³³ y por Yuster y Calhoun³⁴ en 1945.

El primer tratamiento de Fracturamiento Hidráulico HF fue realizado en 1947 en un pozo de gas operado por Pan American Petroleum Corp. en el campo Hugoton. El Pozo Klepper Gas Unit No. 1, localizado en Grant County, Kansas, fue completado en cuatro intervalos de limonitas produciendo gas, fue un pozo de baja productividad, aunque este había sido acidificado. El pozo fue escogido para el primer tratamiento de estimulación por

fracturamiento hidráulico para que pueda ser comparado directamente con la acidificación. Desde este primer tratamiento de 1947, el fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tratamiento para estimular la productividad de pozos de petróleo y gas.

El HF es el proceso de bombear un fluido dentro del pozo a un rate de inyección que es demasiado grande para que la formación lo acepte en un patrón de flujo radial. El HF involucra la inyección de fluidos especiales dentro de la formación. A medida que el rate de flujo incrementa, la presión diferencial también incrementa. Presión y esfuerzo son esencialmente lo mismo, de manera que cuando el flujo de fluidos genera una presión diferencial, está también creando un esfuerzo en la formación. A medida que el rate de flujo (o viscosidad) incrementa también lo hace el esfuerzo. Si se continúa incrementando el rate, eventualmente será alcanzado un punto donde el esfuerzo será mayor que el esfuerzo máximo que puede sustentar la formación y la roca físicamente se parte, comunicando la formación al pozo. Es importante recordar que es la presión y no el rate el que crea la fractura (aunque a menudo se utiliza el rate para crear esta presión).

Una vez que la formación “se rompe”, una fractura es formada, y los fluidos inyectados empiezan a moverse hacia la fractura. En muchas formaciones una sola fractura vertical es creada que se propaga en dos direcciones desde el pozo. Esas “alas” están apartadas 180° y se asume normalmente que son idénticas en forma y tamaño a cualquier punto en el tiempo; sin embargo, en casos reales, las dimensiones de las alas de la fractura pueden no ser idénticas. En formaciones naturalmente fracturadas, es posible que puedan ser creadas fracturas múltiples y propagadas durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

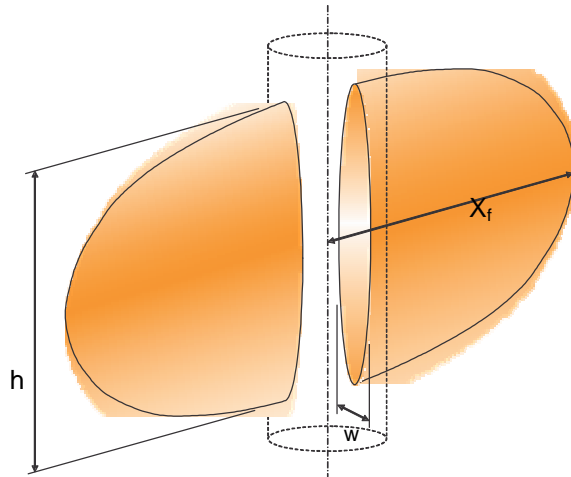


Figura 5.1-1 Idealizada fractura elíptica mostrando longitud, altura y ancho.

Fluido que no contiene cualquier propante (llamado el “pad”) es inyectado para crear una fractura que va creciendo, lateralmente y hacia abajo, y creando una fractura lo suficientemente ancha para aceptar un propante. El propósito del propante es mantener abierta la fractura una vez que la operación de bombeo cesa, la presión en la fractura decrece y la fractura se cierra. En reservorios profundos, agentes de sostén cerámicos son usados para disminuir su grado de dureza superficial, y mantener abierta la fractura. En reservorios someros, arena normalmente es usada como el propante.

Presión y esfuerzo son energías almacenadas, o más exactamente energía almacenada por unidad de volumen. Energía es todo lo concerniente a fracturamiento hidráulico. En orden a crear una fractura en proporciones usuales, se tendrá que transferir energía a la formación. Producir ancho y propagación de la fractura requiere energía. El bombeo de fluidos fracturantes altamente viscosos también requiere energía. La clave para entender el proceso de fracturamiento hidráulico es entender las fuentes de energía ganadas, tales como las bombas del frac y las presiones en la cabeza de los pozos, y las fuentes de energía perdidas y usadas. La suma de ellos siempre tendrá que ser cero.

Mucho se puede saber de una formación estudiando las presiones y el perfil de presión producido por un tratamiento. El producto de la presión y el rate de flujo significan la tasa en que la energía está siendo utilizada, es decir trabajo. Esto es usualmente expresado como HP horsepower hidráulico.

5.2 Entendimiento del significado de la presión.

Presión es energía almacenada y que se utiliza para lograr trabajo sobre la formación durante el proceso de fracturamiento. Todo lo que se hace al fracturar puede ser llevado en términos de energía. Por ejemplo, cuando se bombea un fluido dentro de una fractura, se empieza con energía química quemando combustible diesel. Esta es convertida en energía mecánica por el motor diesel. La alta presión de la bomba, transfiere la energía mecánica en presión del fluido fracturante. Cuando el fluido se mueve dentro de la formación, la presión es transformada en esfuerzo en la formación, que es otra forma de energía almacenada, de manera que las paredes de la fractura son empujadas hacia abajo, creando un ancho de fractura y forzando la fractura a propagarse.

Trabajo es definido como el rate en que esta energía es usada. Entonces observando la forma en que la presión está cambiando o no cambiando, con respecto al tiempo, se puede conocer cuanto trabajo se está realizando sobre la formación.

Presión y esfuerzo son esencialmente lo mismo²⁸. La única diferencia es que los esfuerzos actúan en sólidos y las presiones actúan en líquidos y gases. Los líquidos y gases fácilmente se deforman por una fuerza aplicada, por lo que las presiones tienden a actuar igualmente en todas las direcciones. Los esfuerzos, sin embargo, tienden a actuar a lo largo de planos, de manera que cuando un sólido experimenta un esfuerzo siempre tendrá un plano donde el esfuerzo será un máximo, y un plano perpendicular a éste donde los esfuerzos serán un mínimo.

5.3 El Balance de Energía.

El proceso de propagar una fractura a través de una formación es todo acerca de la transferencia de energía desde las bombas de frac a la formación. La transferencia de energía ocurre como se muestra en la Tabla 5.3-1 y su correspondiente esquema. Reduciendo todos los procesos que ocurren en la creación de una fractura a energía³⁵, permite que ellos sean relacionados el uno con el otro en la manera más fundamental. Para empezar, presión y esfuerzo son esencialmente energía por unidad de volumen.

Por tanto, la energía total por unidad de tiempo (es decir potencia) en el fluido disponible para crear una fractura es;

$$\dot{U} = BHTP * Q \quad (5.3-1)$$

Considerando que:

$$BHTP = STP + HH - P_{frict} \quad (5.3-2)$$

Entonces la energía total disponible para el fluido fracturante está dada por:

$$U_{fluid} = \int_0^{t_p} \dot{U} dt \quad (5.3-3)$$

Donde t_p es el tiempo total de bombeo. Esta ecuación es el área bajo el gráfico del (fondo del pozo) horsepower contra el tiempo.

Una sustancial porción de la energía es para vencer las presiones in situ de la formación. Otra porción de la energía es para vencer la fricción en el área near-"wellbore". Por tanto, el monto final de energía disponible para fracturar la formación está dada por:

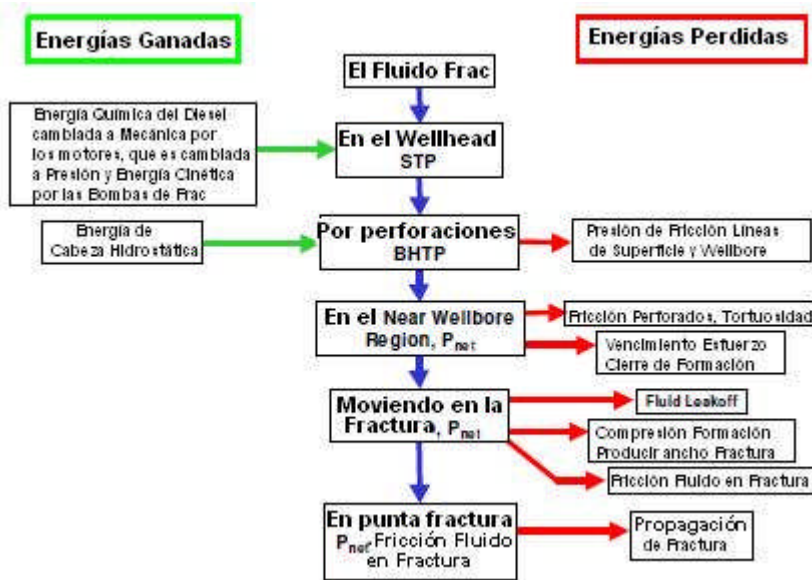
$$U_{fluid} = \int_0^{t_p} P_{net} Q dt \quad (5.3-4)$$

Dado en que en muchos casos el rate es relativamente constante, un ploteo mostrando P_{net} versus tiempo puede mostrar una gran indicación acerca de cuanta energía para crear la fractura está siendo usada. El análisis de Nolte-Smith (Nolte and Smith, 1981) está basado en analizar la gradiente del ploteo de la presión de tratamiento en el fondo durante las operaciones de fracturamiento. En un ploteo de trabajo standard, donde la presión es ploteada contra el tiempo, la gradiente de esta curva es la energía dividida entre el tiempo, o trabajo. Entonces, un análisis del ploteo de la gradiente de presión puede indicar cuanto trabajo está siendo realizado por el fluido fracturante sobre la formación, o viceversa.

Tabla 5.3-1 Fuentes de Energía Ganadas y Energía Usada durante las Operaciones de Fracturamiento

<u>Energía Ganada</u>	<u>Energía Usada</u>
Conversión de energía Mecánica a presión y rate por las bombas de frac.	Fricción en el "wellbore" Fricción en la perforación Tortuosidad Fricción del Fluido en la fractura
Cabeza hidrostática	Vencimiento de los esfuerzos in situ Pérdida de Fluido

Bajo el siguiente esquema:



Muchos simuladores cuantifican estas energías perdidas y ganadas, de manera que la cantidad de energía dejada para el fluido fracturante para la propagación y la producción de ancho pueda ser encontrada P_{ext} . Si el módulo de Young es conocido, el ancho de la fractura

– para una dada P_{net} – puede ser fácilmente determinado. Es entonces, por diferencia determinada la energía disponible para la propagación de la fractura, P_{ext} , que define cuan grande la fractura será.

5.4 Diferentes Tipos de Presión.

En fracturamiento hidráulico es común referirse a un gran número de diferentes presiones encontradas durante el análisis y operaciones³⁵. Cada una tiene su propio nombre (o más usualmente, algunos nombres comunes) que se refieren ya sea donde la presión está siendo medida o que es lo que la presión está haciendo.

Presión de Inyección, p_{inj} . También llamada como presión de cabeza (wellhead pressure) (WHP), presión de tratamiento en superficie (STP) o simplemente presión de tratamiento.

Presión hidrostática, p_{head} . También llamada como HH, presión hidrostática (p_h) o cabeza del fluido. Es la presión ejercida por el fluido del “wellbore” debido a su profundidad y densidad.

Presión de Fricción en la Tubería, $p_{pipe\ friction}$. También referida como presión de fricción en el tubing o presión de fricción en el “wellbore”. Esta es la pérdida de presión debida a los efectos de fricción en el “wellbore” cuando los fluidos son inyectados.

Presión de Inyección en el Fondo del pozo, p_{iw} . También referida como presión de tratamiento en el fondo del pozo (BHTP) o presión en el fondo del pozo (BHP). Esta es la presión hueco abajo, en el “wellbore”, en el centro del intervalo que está siendo tratado. El BHTP puede ser calculado de datos desde la superficie como sigue:

$$p_{iw} = p_{inj} + p_{head} - p_{pipe\ friction} \quad (5.4-1)$$

Presión de Fricción en la Perforación, Δp_{pf} . Esta es la pérdida de presión cuando el fluido fracturante pasa a través de un área de flujo restringido de las perforaciones. La presión de fricción en la perforación puede ser calculada por:

$$\Delta p_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2} \quad (5.4-2)$$

donde ρ_s es la densidad del slurry (ppg), q es el rate de flujo total (bpm), N_{perf} es el número de perforaciones (de manera que q/N_{perf} es el rate por perforado) y D_p es el diámetro de las perforaciones (pulgadas) y C_d es el coeficiente de descarga.

Presión de Tortuosidad, Δp_{tort} . También conocida simplemente como tortuosidad, esta es la pérdida de presión por el fluido fracturante a su paso a través de una región de flujo restringido entre las perforaciones y la fractura principal o fracturas.

Fricción Cercana al Wellbore, $\Delta p_{near\text{-}wellbore}$. Esta es la pérdida de presión total debido a los efectos de cercanía del “wellbore” y es igual a la suma de la presión de fricción en las perforaciones más la presión de tortuosidad

Presión Instantánea de Cierre, Instantaneous Shut-In Pressure, p_{ISI} . También conocida como ISIP o instantaneous shut-down pressure (ISDP). Esta es la presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después que las bombas han sido paradas, de manera que todos las pérdidas de presión basadas en la fricción de los fluidos se eliminan ($p_{pipe\ friction}$, Δp_{pf} , y Δp_{tort}). Uno de los métodos para determinar si el $\Delta p_{near\text{-}wellbore}$ es significativo es comparar el p_{ISI} y el p_{iw} desde un minifrac.

Presión de Cierre, p_c . Esta es la presión ejercida por la formación sobre el propante, es decir la fuerza actuante para cerrar la fractura. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura de manera que mantenga su apertura. Para una sola formación, p_c es usualmente igual al esfuerzo horizontal mínimo, disponible por efectos de la presión poral. Es un valor muy importante en el fracturamiento, debajo de esta presión la fractura está cerrada, encima de ella la fractura está abierta. Usualmente está determinada de un minifrac, por cuidadoso examen de la declinación de la presión después que las bombas han sido

paradas. De otro lado, p_c es el resultado de algún proceso de promedio natural involucrando todas las capas. Para distintas formaciones multicapas, es posible observar más de una presión de cierre.

Presión de Extensión, p_{ext} . También conocida como presión de extensión de la fractura. Esta es la presión requerida dentro de la fractura para lograr el crecimiento de la fractura. Por definición $p_{ext} > p_c$, usualmente de 100 a 200 psi mayor, en tanto la fractura se mantenga abierta, ésta puede ganar en longitud, altura y ancho. En formaciones duras, la presión de extensión es muy cercana a la presión de cierre. En formaciones suaves donde significativas cantidades de energía pueden ser absorbidas por declinación plástica en el extremo de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente más alta que la presión de cierre. La presión de extensión no es una constante y puede variar con la geometría de la fractura. Puede ser obtenida de una prueba step rate.

Presión del Fluido Fracturante, p_f . Aunque usada en una variedad de situaciones, estrictamente la presión del fluido fracturante es la presión de éste dentro del principal cuerpo de la fractura, después que ha pasado a través de las perforaciones y cualquier tortuosidad. La presión del fluido fracturante puede no ser constante sobre la entera fractura debido a los efectos de fricción.

5.5 Presión neta.

Presión neta, p_{net} es el exceso de presión en el fluido fracturante dentro de la fractura, encima del requerimiento para simplemente mantener la fractura abierta (es decir p_c). En otras palabras, esta es la energía en el fluido fracturante disponible para propagar la fractura y para generar el ancho de la fractura²⁸.

La presión neta, como se usa en el análisis de geometría de fractura, está inmediatamente detrás del “wellbore” y justamente dentro de la fractura. Es la diferencia entre la presión del fluido en la fractura y la presión de cierre y puede ser calculada como sigue:

$$p_{net} = p_f - p_c = p_{iw} - \Delta p_{near\text{-}wellbore} - p_c \quad (5.5-1)$$

$$p_{net} = p_{iw} - p_{pf} - \Delta p_{tort} - p_c \quad (5.5-2)$$

la p_{net} es una medida de cuanto trabajo está siendo realizado sobre la formación. A través del análisis de la presión neta, se puede determinar con una gran aproximación cómo la fractura está creciendo o encogiéndose.

Es difícil sobre-enfatizar la importancia de la presión neta durante el fracturamiento. Virtualmente todos los análisis involucrando geometría de la fractura usan presión neta como la variable común que une todas las partes del modelo matemático. La presión neta multiplicada por el volumen de fractura, significa la cantidad total de energía disponible a cualquier tiempo dado para lograr el crecimiento de la fractura. Como esa energía es usada (generando el ancho, partiendo la roca, pérdida de fluido o pérdida por fricción), está decidido por el modelo de fractura individual que se emplea para simular el crecimiento de la fractura.

La presión neta también define el ancho de la fractura. Para cualquier presión neta real (es decir, positiva), hay un ancho específico de fractura que será generado por un específica presión neta. Para una fractura elíptica, el ancho máximo es definido como:

$$w_{max} = \frac{2p_{net}d(1-v^2)}{E} \quad (5.5-3); \text{ donde } v \text{ es la razón de Poisson, } E \text{ es el módulo de Young y } d$$

es la mínima dimensión de la elipse, de manera tal que en una fractura con buena contención de la altura, $d = h_f$. El término $E / (1-v^2)$ es a menudo abreviado como E' , el módulo plano de esfuerzo.

La presión neta también define la propagación de la fractura (el rompimiento físico de la roca en los extremos de la fractura) al producir altura y longitud: para la propagación de la fractura, la condición $p_{net} > p_{ext}$ debe ser satisfecha, que significa que la presión neta tiene que ser lo suficientemente alta para inducir un esfuerzo crítico en la formación que permita romper la roca. Determinar el valor para la p_{ext} y de aquí el esfuerzo crítico no es simple; esto varía con la geometría de la fractura. En adición, las fracturas a menudo se propagan a

través de capas de rocas con diversas características de mecánica de las rocas y de aquí diferentes valores para la dureza de la fractura. Por tanto, dado que los esfuerzos in-situ y el módulo de Young pueden variar entre capas de la roca, es a menudo más fácil que la fractura se propague más en una determinada capa que en cualquiera de las otras. Como todas las otras cosas en la naturaleza, las fracturas siguen la trayectoria de la menor resistencia. Esta trayectoria de menor resistencia está en la roca reservorio, permitiendo el diseño de la longitud máxima y buena contención de la altura dentro de la zona de interés.

Consecuentemente, la presión neta cae dentro de tres regímenes:

$p_{net} \leq 0$ La fractura está cerrada, no es posible la propagación.

$0 < p_{net} \leq p_{ext}$ La fractura está abierta con $w_f \propto p_{net}$. No es posible propagar la fractura.

$p_{net} > p_{ext}$ La fractura está abierta con $w_f \propto p_{net}$ y presión suficiente para generar esfuerzos para propagar la fractura.

Dado que el fluido está continuamente filtrando dentro de la formación, el volumen de la fractura empezará a declinar si el volumen filtrado no es reemplazado. En términos prácticos, esto significa que cuando el fluido se filtra, la presión declina y el ancho decrece. Para parar el decrecimiento del ancho, el fluido perdido dentro de la formación tiene que ser reemplazado. Bombeando dentro de la fractura al mismo rate que el fluido se está filtrando se mantiene la geometría de la fractura. Para que se pueda incrementar el volumen de la fractura, el fluido tiene que ser inyectado más rápido que su filtrado. Cuando volumen extra es introducido, el ancho se incrementará de acuerdo con el crecimiento de la p_{net} . Si el fluido es bombeado a suficiente rate, la p_{net} se incrementará a un punto donde es mayor que la actual p_{ext} , y la fractura ganará en altura y longitud en adición al ancho. Para continuar el crecimiento de la fractura, el fluido tiene que ser inyectado dentro de la fractura más rápido que la suma de la pérdida de fluido por filtrado, el volumen ganado para expandir el ancho y

el volumen ganado para expandir la altura y longitud. De otra manera, p_{net} declinará debajo de la actual p_{ext} , y la fractura cesará de crecer, aún si la p_{net} es suficiente para mantener el ancho. Esto, entonces, define un mínimo rate de tratamiento para propagación de la fractura.

5.5.1 Análisis de la Presión Neta.

La presión neta es definida como la presión en la fractura menos los esfuerzos in-situ. Nolte y Smith, publicaron un paper clásico que puede ser usado para interpretar la conducta de la presión neta en el campo, o después del tratamiento para determinar los estimados de los patrones de crecimiento de la fractura²⁵. Su método de análisis usa la teoría PKN, que asume que tanto la longitud como la altura de la fractura están contenidas, la presión neta se incrementará con el tiempo de acuerdo a:

$$p_n \propto \Delta t^e, \dots\dots\dots (5.5.1-1)$$

donde $1/8 < e < 1/5$, con pendiente $e = 1/5$ para bajo filtrado y $1/8$ para alto filtrado.

Cuando Nolte y Smith empezaron a analizar los datos para la presión de fondo durante los tratamientos de fractura, ellos se encontraron que la teoría PKN era válida para ciertas situaciones, pero otros modos de propagación de la fractura fueron observados. La Fig. 5.5.1-1 resume sus hallazgos. En la Fig. 5.5.1-1, el Modo I está conforme a la Ec. 5.5.1-1; sin embargo, otros tres modos fueron identificados para analizar los datos de campo.

El Modo II constituye ya sea un crecimiento de la altura estable o una pérdida sustancial de fluido: El Modo II no es usual en fracturamiento. El crecimiento lateral de la fractura durante el Modo II es menor que en el Modo I, pero la fractura está todavía propagándose y puede ser llenada con propante.

Cuando la pendiente del gráfico $\log(p_n)$ vs. $\log(\Delta t)$ se incrementa a pendiente unidad (Modo III), entonces la fractura a cesado de propagarse en longitud, y la fractura está incrementando su área empaquetada a medida que la presión neta se incrementa.

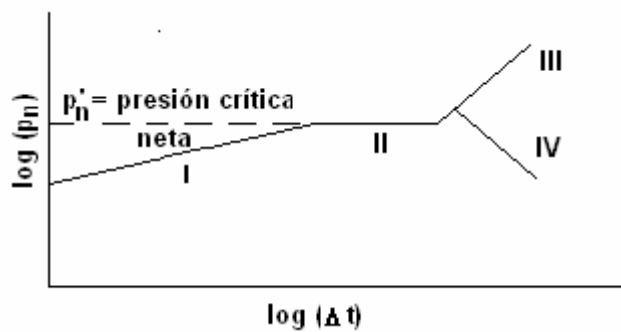


Figura 5.5.1-1 Interpretación de presiones de fracturamiento

Esta es la conducta deseada si un tratamiento “tip screenout” ha sido diseñado. Durante el Modo III, es todavía posible empaquetar la fractura con propante; sin embargo la presión debe ser monitoreada celosamente para no exceder la presión máxima disponible de inyección en superficie. El Modo IV ocurre cuando la altura de la fractura se está incrementando rápidamente. Normalmente crecimiento rápido de la altura no es deseable, y el tratamiento de fractura debe ser terminado desplazando los fluidos de fractura, si el Modo IV es alcanzado durante el tratamiento.

El análisis de las presiones en un gráfico de presión neta tal como el de la Fig. 5.5.1-1, es de presión en el fondo y debe ser corregida por caídas de presión cercanas al pozo. La Fig 5.5.1-1 muestra las presiones en el sistema entero. Durante cada tratamiento de fractura, la presión en superficie puede ser medida. En ciertos pozos, la presión de tratamiento en el fondo (BHTP), que es la presión en el fondo del pozo a las perforaciones, puede ser medida. Si el BHTP no es medido directamente, entonces este valor puede ser calculado con la presión en superficie y los estimados de fricción en la tubería y cabeza hidrostática. La presión en la cabeza puede ser estimada correctamente, aún cuando los agentes de sostén están siendo adicionados, ya que un densímetro es usado para medir la densidad del slurry cuando este es bombeado. Muchos problemas ocurren en los ensayos para estimar la fricción de la tubería cuando usamos fluidos polímeros crosslinkeados conteniendo agentes de sostén. Errores significativos pueden ocurrir en el estimado de la fricción en la tubería

cuando altas concentraciones de propante (> 4 ppg) están siendo bombeadas.

Si el BHTP es calculado o medido exitosamente, la caída de presión cercana al pozo debe ser sustraída para determinar la presión en la fractura cercana al pozo, p_f . La presión en la fractura cercana al pozo es el valor que debe ser conocido y analizado al determinar el ancho, altura y longitud de la fractura ya sea con la teoría de la presión neta o modelos de propagación de la fractura P3D. La caída de presión cercana al hueco está compuesta de dos partes, la fricción de los perforados y la tortuosidad. Al correr una prueba step-down test antes del tratamiento principal de fractura, la caída de presión cercana al pozo a menudo puede ser estimada exitosamente. Un problema es que la caída de presión por fricción por la perforación y la tortuosidad, varíen durante el tratamiento cuando el agente de sostén es agregado. El agente de sostén puede erosionar las perforaciones o taponear algunas de las trayectorias que están causando la caída de presión por tortuosidad. Al final del tratamiento, los datos de presión necesita ser analizada cuando las bombas son paradas para determinar si la caída de presión cercana al pozo ha cambiado durante el tratamiento.

5.6 Objetivos del fracturamiento hidráulico

En general los tratamientos de fracturamiento hidráulico son usados para incrementar el índice de productividad de un pozo productor o el índice de inyectibilidad de un pozo inyector.

Tiene muchas aplicaciones, el fracturamiento hidráulico puede incrementar el rate de flujo de petróleo y/o gas de reservorios de baja permeabilidad, incrementar el rate de flujo de petróleo y/o gas de pozos que han sido dañados, conectar las fracturas naturales y/o bolsas de una formación al "wellbore", disminuir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena, mejorar la disposición de la arena en pozos con gravel packing, disminuir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar problemas como la deposición de parafina y/o asfaltenos, incrementar el área de drenaje o la porción de la formación en contacto con el pozo y conectar la total extensión vertical de un reservorio en un

pozo direccional u horizontal. Puede haber otros usos, pero muchos de los tratamientos son realizados por estas razones.

Un reservorio de baja permeabilidad es uno que tiene una alta resistencia al flujo de fluidos. En muchas formaciones, procesos químicos y/o físicos alteran la roca reservorio en el tiempo geológico. Algunas veces, estos procesos de diagénesis restringen la apertura en la roca y reducen la habilidad de los fluidos a fluir a través de ella. Rocas de baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Sin importar la permeabilidad, una roca reservorio puede ser dañada cuando un pozo es perforado a través del reservorio y cuando el casing es colocado y cementado en su lugar. El daño ocurre debido a que los fluidos de perforación y/o completación se filtran dentro del reservorio y alteran los poros y el espacio poroso.

Cuando los poros son taponeados, la permeabilidad es reducida y el flujo de fluido en esta porción dañada del reservorio puede ser sustancialmente reducida. El daño puede ser especialmente severo en reservorios naturalmente fracturados. Para estimular reservorios dañados, una corta, fractura de conductividad hidráulica es a menudo la solución deseada.

En muchos casos especialmente para formaciones de baja permeabilidad, reservorios dañados, o pozos horizontales en reservorios estratificados, la perforación y completación de un pozo podría ser antieconómica si es que un fracturamiento hidráulico exitoso no es diseñado y realizado.

5.7 Desarrollo de la Data.

Para muchos ingenieros de petróleo, desarrollar un juego de datos completos y eficaces es a menudo la parte que consume más tiempo para el diseño de un tratamiento de fractura. Los datos requeridos para correr ambos, el modelo de diseño de la fractura y el modelo de estimulación del reservorio pueden ser divididos en dos grupos²⁵: los datos que pueden ser

“controlados” por el ingeniero y los datos que deben ser medidos o estimados, pero no pueden ser controlados.

Los datos primarios que pueden ser controlados por el ingeniero son los detalles de completación del pozo, volumen de tratamiento, volumen del “pad”, rate de inyección, viscosidad del fluido de fractura, densidad del fluido de fractura, aditivos para la pérdida del fluido, tipo de propante, y volumen del propante. Los datos que deben ser medidos o estimados son la profundidad de la formación, permeabilidad de la formación, esfuerzos in-situ en la zona productiva, esfuerzos in-situ en las formaciones circundantes, módulos de la formación, presión del reservorio, porosidad de la formación, compresibilidad de la formación, y espesor del reservorio.

Hay tres espesores que son importantes en el diseño por el ingeniero, el espesor bruto del reservorio, el espesor neto del intervalo productivo de petróleo o gas, y el espesor permeable que aceptará pérdidas de fluido durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Los datos más críticos para el diseño de un tratamiento de fractura (estrictamente en orden de importancia) son el perfil de esfuerzos in-situ, la permeabilidad de la formación, las características de pérdida del fluido, el volumen total del fluido bombeado, el tipo de propante y su cantidad, el volumen del “pad”, la viscosidad del fluido de fractura, rate de inyección y módulos de la formación.

En el diseño de tratamiento del fracturamiento hidráulico, los dos más importantes parámetros son el perfil de esfuerzos in-situ y el perfil de la permeabilidad de la zona a ser estimulada, mas las capas de roca encima y debajo de la zona objetivo que serán factores que afectan en el crecimiento de la altura de la fractura.

El diseño de un tratamiento de fractura, a menudo usa modelos pseudo-tridimensional (P3D). Para usar un modelo P3D, los datos deben ser para la totalidad de la capa reservorio.

La Fig. 5.7-1 ilustra el perfil de datos importantes requeridos para un modelo P3D. Para el ejemplo de la Fig. 5.7-1, el tratamiento de fractura debe empezar en la arena reservorio. La fractura podría típicamente crecer hacia arriba y hacia abajo hasta que una barrera es alcanzada para delimitar el crecimiento vertical de la fractura. En muchos casos, lutitas marinas de buen espesor son una barrera para el crecimiento vertical de la fractura.

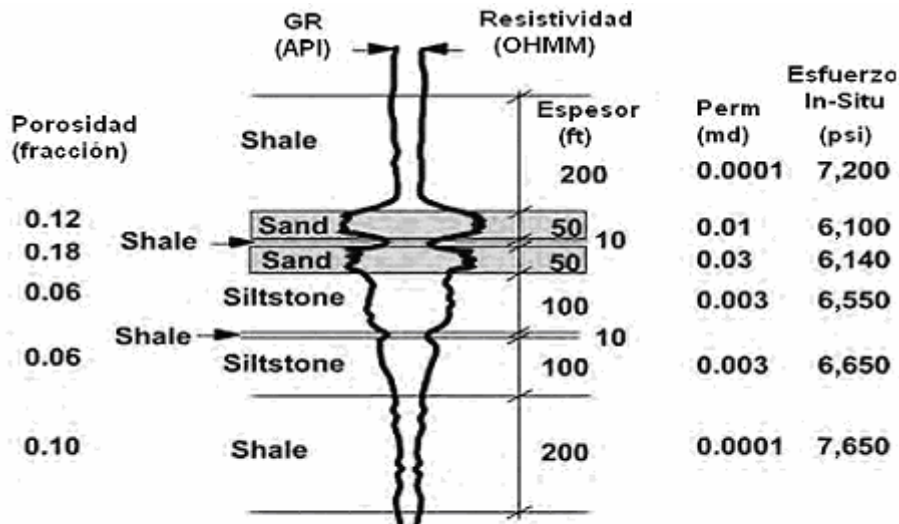


Figura 5.7-1 Típicos datos de ingreso para un modelo P3D

Los datos utilizados para el diseño de un tratamiento de fractura pueden ser obtenidos de diversas fuentes tales como los registros de perforación, registros de completación, archivos de pozos, registros geofísicos a hueco abierto, cores y análisis de cores, pruebas de pozos, datos de producción, registros geológicos, y otros, tales como publicaciones. En adición, las compañías de servicio proporcionan datos sobre sus fluidos, aditivos y agentes de sostén. La Tabla 5.7.1 muestra los datos típicos necesarios para diseñar un tratamiento de fractura y posibles fuentes para los datos.

Tabla 5.7-1 Fuentes para la Data

<u>Item de Data y Unidades</u>	<u>Fuentes</u>
Permeabilidad de la formación, md	Cores, prueba de pozos, correlaciones, datos de producción.
Porosidad de la formación, fracción	Cores, registros
Presión del reservorio, psi	Prueba de pozos, archivos de pozos, datos regionales
Módulo de formación, psi	Cores, registros, correlaciones
Compresibilidad de formación, psi^{-1}	Cores, registros, correlaciones
Razón de Poisson	Cores, registros, correlaciones
Profundidad de la formación, ft	Registros, registros de perforación
Esfuerzos in-situ, psi	Prueba de pozos, registros, correlaciones
Temperatura de la formación, °F	Registros, prueba de pozos, correlaciones
Dureza de la fractura, $\text{psi-in}^{1/2}$	Cores, correlaciones
Saturación de agua, fracción	Registros, cores
Espesor de arena neta, ft	Registros, cores
Espesor de arena bruta, ft	Registros, cores, registros de perforación
Litología de la formación	Cores, registros de perforación, registros, registros litológicos.
Completación del "wellbore"	Archivos de pozos, prognosis de completación
Fluidos fracturantes	Información de la compañía de servicios
Propantes de fractura	Información de la compañía de servicios

CAPÍTULO VI: DISEÑO DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

6.1 Introducción

El diseño de un fracturamiento hidráulico como un tratamiento de estimulación de un pozo involucra la selección y uso de apropiados fluidos fracturantes y de propantes. La cantidad de estos materiales y la modalidad de inyección (rate y presión) están en proporción con el tamaño resultante de la fractura. Hay un rango grande de posibles tamaños de fracturas, y de aquí un intento para su optimización está garantizado.

La selección del fluido fracturante deberá depender de dos criterios principales: facilidad para transportar el propante (adecuada viscosidad aparente del fluido) y causar relativamente poco daño residual al paquete del propante.

La selección del propante debe enfocarse en la maximización de la permeabilidad/ancho de la fractura empaquetada y el esperado estado del esfuerzo al que estará sometido durante el frac. (El término “viscosidad” se refiere a la viscosidad aparente de los fluidos fracturantes mayormente no newtonianos).

El rate de inyección y presión deben conservarse debajo de un nivel que no permita causar un crecimiento indeseable de la altura de la fractura. Rate alto de inyección puede resultar en una presión neta alta y de aquí la posibilidad de internarse en otra formación o, al menos, crecimiento ineficiente de la fractura. De otro lado, si el crecimiento de la altura de la fractura es tolerable, entonces un rate de inyección alto puede resultar en un tiempo de inyección bajo y de aquí una propagación más eficiente de la fractura, desde que el filtrado del fluido (“leakoff”) es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución del tratamiento [ver Ec. (6.2.6-3)].

6.2 Sistemas de Fluidos

El fluido fracturante es una parte vital del proceso de fracturamiento. Es utilizado para crear la fractura, acarrear el propante dentro de la fractura, y suspender el propante hasta que la fractura se cierre. En términos simples, el sistema de fluidos es el vehículo que permite transferir la energía mecánica (de las bombas del frac) al trabajo logrado sobre la formación para crear la fractura.

Para realizar eficientemente estas tareas³⁵, el fluido ideal debe tener una combinación de las siguientes propiedades:

- i) Bajo costo
- ii) Fácil de manipular
- iii) Baja pérdida de fricción en el tubing
- iv) Alta viscosidad en la fractura, al suspender el propante
- v) Baja viscosidad después del tratamiento, para permitir fácil recuperación.
- vi) Compatibilidad con la formación, los fluidos del reservorio y el propante.
- vii) Seguridad en su uso.
- viii) Ambientalmente amigable.

Algunas de estas propiedades no son fáciles de combinar en el mismo fluido. Por lo que se deberá decidir que propiedades son las más importantes y que propiedades pueden ser dejadas de lado. Para ello, hay un número de sistemas de fluidos disponible para el fracturamiento.

6.2.1 Sistemas Lineales con base agua

El primer fluido fracturante, usado en Kansas en 1947, fue gasolina gelificada con war más napalm. Obviamente este fue un fluido muy peligroso, y no fue sino mucho después que fueron usados sistemas con base agua. El primero de estos sistemas usó almidón como agente gelificante, pero a los inicios de los 1960's el guar fue introducido y pronto se volvió el más común polímero para el fracturamiento.

Actualmente, polímeros derivados del guar son usados en muchos tratamientos de fracturamiento – la otra fuente principal de polímeros son la celulosa y sus derivados.

Antes que el polímero seco sea adicionado al agua, las moléculas individuales están fuertemente atadas sobre ellas mismas. Cuando la molécula del polímero se hidrata en agua, ésta se hace recta, que es la razón por la que se le denomina como geles lineales – como se ilustra en la Figura 6.2.1-1.

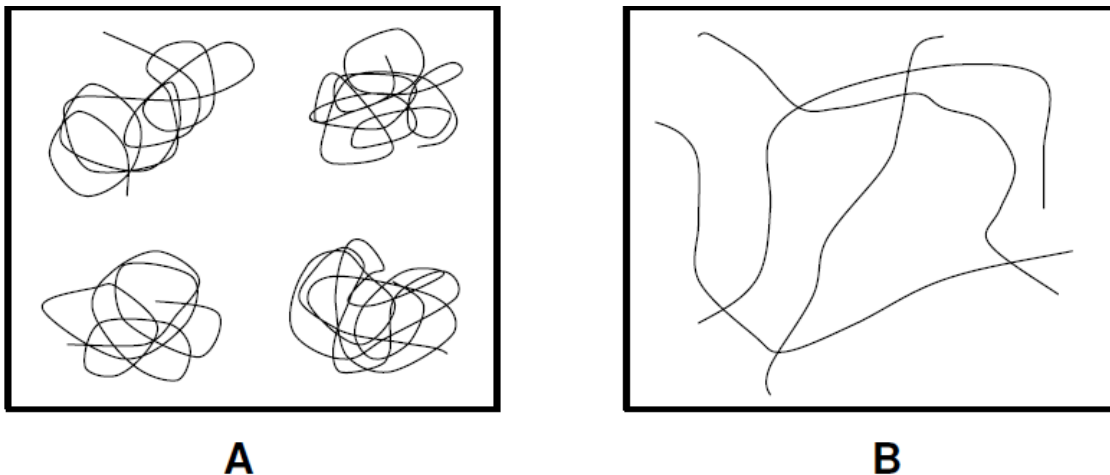


Figura 6.2.1-1 Hidratación de gels de polímeros en agua. “A” muestra una molécula de polímero antes de la hidratación en agua, mientras que “B” muestra la molécula de polímero después de la hidratación en agua

Estas son grandes moléculas lineales que producen el incremento en la viscosidad. Sin embargo, debe recordarse que la hidratación solamente ocurre a un específico rango de pH. Fuera de este rango, el rate de hidratación será muy bajo y algunas veces casi no existente. Diferentes polímeros tienen diferentes rangos de pH, y reguladores del pH (buffers), pueden utilizarse para hacer que el polímero hidrate. Si un polímero que hidrata a un pH neutral es adicionado al agua, éste puede empezar a hidratarse muy rápidamente. Esto lleva a la formación de “clumps” (grupos) de polímeros no hidratados, rodeados de polímeros parcialmente hidratados, a su vez rodeados de polímeros hidratados. Estos son conocidos como ojos de pescado (fish-eyes) y son un signo que el gel ha sido pobremente mezclado.

6.2.2 Sistemas entrelazados con base agua.

La mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico son realizados usando geles entrelazados con base agua. Estos sistemas ofrecen la mejor combinación de bajo costo, fácil de uso, alta viscosidad y fácil recuperación del fluido. Generalmente, geles entrelazados con base agua son usados al menos que exista una específica razón para no usarlos.

El punto de inicio del sistema entrelazado es un gel lineal, como ya se ha descrito. Cuando son usados los sistemas entrelazados, gels lineales son a menudo referidos como gels base. Los más comunes gels base son el guar y sus derivados; HPG, CMG y CMHPG.

Un gel entrelazado como se ilustra en la Figura 6.2.2-1, consiste de un número de moléculas de polímero hidratados, que han sido entrelazadas entre ellas por el elemento químico entrelazador. Estas series de cadenas químicas entre las moléculas de polímero incrementan grandemente la viscosidad del sistema, algunas veces tanto como 100 veces.

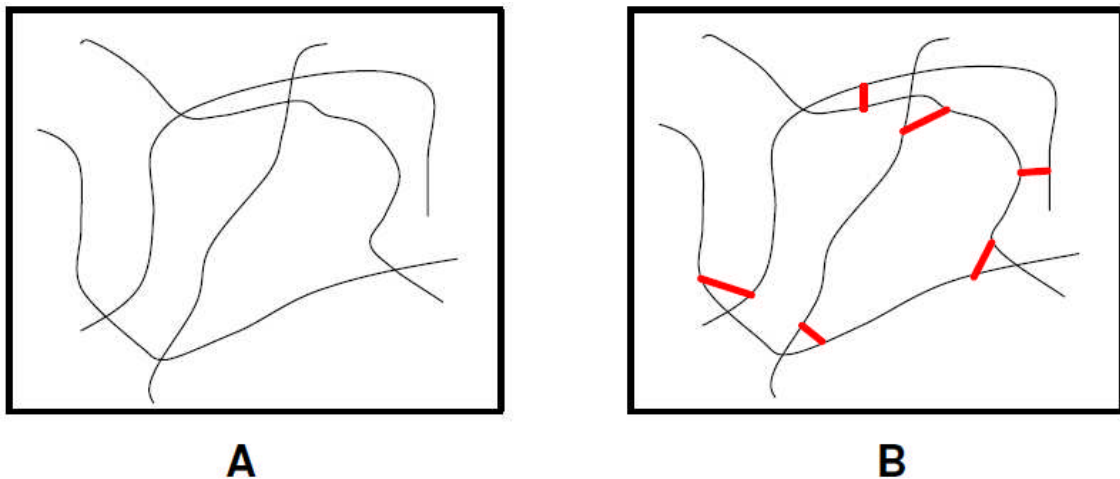


Figura 6-2.2-1 - Un polímero entrelazado. “A” muestra el polímero hidratado antes de la adición del entrelazador. “B” muestra las cadenas químicas croslinkeadas entre las moléculas del polímero.

Para que ocurra un eficiente entrelazado, dos eventos separados necesitan suceder. 1ro. el gel base requiere que se le agregue un buffer, para tener un pH que permita el entrelazado. Usualmente, este es un pH diferente que el requerido para la hidratación del polímero, de manera que un diferente buffer tiene que ser usado. 2º el radical entrelazador necesita estar presente a una suficiente concentración. Si ambas de estas condiciones ocurren, el gel experimentará un dramático incremento en viscosidad.

Obviamente un polímero totalmente entrelazado es extremadamente viscoso y cuando es bombeado hueco abajo puede dar lugar – bajo las peores condiciones – a un alto nivel de fricción del fluido. Para contrarestar esto, es muy común usar un entrelazador retrasado. Un entrelazador retrasado puede tomar como 10 minutos antes que el gel esté totalmente hidratado, dependiendo de la temperatura, inicial pH y rate de corte que el fluido experimenta. El sistema entrelazador retrasado ideal podría retrasar su efecto tanto como sea posible, pero aún tendría el fluido totalmente entrelazado al momento en que alcanza las perforaciones.

Los más comunes sistemas entrelazadores son: boratos, boratos especiales, zirconatos, aluminatos y titanatos.

6.2.3 Sistemas con base petróleo

El primer sistema de fluido con base petróleo ampliamente usado, estuvo basado en la reacción de un material ácido (tallow fatty acid) y material de PH base (cáustico) para formar un polímero de sal, en un proceso similar a la manufactura de jabón. Estos fluidos proporcionaron viscosidad, pero fueron muy inestables a temperaturas elevadas. Con el progreso del tiempo, este sistema fue reemplazado por otros base el uso de fosfatos de aluminio, que fueron hábiles en proporcionar significativo incremento de la viscosidad y mayor estabilidad a temperaturas elevadas.

Muchos sistemas de geles de petróleo pueden ser preparados con una amplia variedad de fluidos base hidrocarburos, incluyendo diesel, kerosene, "frac oil",

condensado y muchas otras clases de crudo. Debido a que el fluido usado en la fractura al pozo es en sí mismo basado en hidrocarburos, el pozo puede ser puesto directamente en producción después que el tratamiento ha terminado. Esto hace mucho más fácil la fase de recuperación del fluido de las operaciones.

Metanol puede también ser usado como la base de los fluidos fracturantes, aunque los sistemas diseñados para fluidos base aceite (tal como Super Rheogel), no son adecuados. En vez de ello, un polímero es usado para producir una base gel y entrelazador especializado es usado para proporcionar la viscosidad necesaria para el transporte del propante.

Las compañías de fracturamiento tienden a clasificar sus sistemas de fluidos crosslinkeados por el tipo de agente entrelazador usado.

En Talara la empresa de servicio BJ para la formación Hélico usa el fluido VIKING FRAC M-350 que es un sistema de base agua mezclado con guar que usa boratos convencionales como entrelazador. Es un fluido barato, fácil de usar y proyectado para aplicaciones a baja temperatura. No tiene entrelazador de retraso.

La firma San Antonio para la formación Mogollón usa el fluido GELMAX-BC-30# que es un sistema con una variante del guar WGA-15, Gelificante, que usa un entrelazador R 28-62.

6.2.4 Emulsiones

En general, las emulsiones son usadas raramente en operaciones de fracturamiento, pero en algunas partes del mundo se ha encontrado que ellas resultan en una combinación ideal de características de pérdida de fluido, compatibilidad con la formación y viscosidad hueco abajo. Como resultado de ello, en estas áreas su uso es común.

Muchos de estos sistemas son emulsiones de petróleo en agua y operadas en una forma similar. El agua es gelificada con un agente gelificante estandard y

mantenida en tanques. Durante el trabajo, agua y petróleo son mezcladas entre ellas a una razón de dos partes de petróleo a una parte de gel. Un emulsificador es ya sea premezclado en la fase agua (el gel) o adicionada en el viaje. Los fluidos muy rápidamente forman una emulsión marrón, en que la viscosidad es grandemente proporcional a la viscosidad inicial de la fase agua.

Algunos sistemas requieren un agente externo con el objeto de destruir la emulsión y permitir que los fluidos sean recuperados. Sin embargo, en muchos sistemas, la emulsión rápidamente se rompe después de exponerla a la formación.

6.2.5 Fluidos surfactantes visco-elásticos

Sistemas surfactantes visco-elásticos (VES) son fluidos base agua que emplean un método completamente diferente de todos los sistemas de fluido base agua para obtener viscosidad. Ellos realmente no realizan la hidratación de un polímero. En vez de ello, ellos usan las propiedades únicas de ciertos surfactantes cuando se mezclan a ciertas concentraciones en fluidos base salmuera.

En fluidos acuosos, los surfactantes tienden a expeler su cola lipofílica (repelente del agua) fuera de la superficie del fluido. Cuando la concentración del surfactante se incrementa, ocurre un paquete cerrado y no más moléculas de surfactante pueden expeler sus colas. En este punto, las moléculas de surfactante empiezan a formar agregados esféricos (o micelas) con las colas lipofílicas mirando hacia el interior, y las cabezas hidrofílicas mirando hacia fuera. La concentración a la que estos micelas empiezan a formarse es llamada la crítica concentración micelar (CMC), y es a menudo alrededor del 0.5% del volumen del surfactante. El CMC decrece cuando el peso molecular de surfactante se incrementa.

A medida que la concentración del surfactante se incrementa adicionalmente, y ante la presencia de un adecuado ión opuesto (tales como aquellos producidos por salmueras), estos micelas pueden unirse para formar agregados o micelas con forma de gusano. Son estos micelas los que dan viscosidad al agua.

Los fluidos VES tienen algunas propiedades únicas, como las siguientes:

1. Los fluidos VES son extremadamente susceptibles al rate de corte, con la propiedad de resanarse rápidamente después que el rate de corte es removido. Esto significa que los fluidos tienen una muy baja presión de fricción, mientras que al mismo tiempo retienen excelentemente las características del propante en el transporte.
2. Los fluidos VES son muy fáciles de mezclarse. Simplemente empieza con la salmuera base y se adiciona el surfactante en el viaje.
3. Los fluidos VES pueden ser hechos para ser muy ambientalmente amigables, dependiendo de la combinación de surfactante y salmuera usada.
4. Los fluidos VES a menudo no requieren de un agente, ya que los micles pueden ser disturbados con cambio en el pH, altas temperaturas, dispersión en aguas de formación o por contacto con hidrocarburos.
5. El sistema VES es amigable con la formación y la fractura empaquetada tanto como el fluido base sal muera usado para la mezcla. Los sistemas no contienen polímeros, y entonces producen no residuos de polímeros. Entonces, estos fluidos son capaces de proporcionar cero de daño de formación y 100% de permeabilidad de la fractura empaquetada reganada.

La ventaja de los fluidos de transporte visco elásticos es que no requieren de ruptores, la viscosidad de éste fluido disminuye convenientemente, dejando menos residuo comparado con los fluidos de base polimérica.

Las dos principales desventajas de estos fluidos son que son relativamente costosos y limitados por temperatura. Actualmente su temperatura máxima de aplicación ha sido extendida hasta 240° F. Otro problema con los fluidos VES es el "leakoff". Ya que no contienen polímeros no pueden edificar paredes (costras), y el control del "leakoff" es dependiente enteramente de la viscosidad de los fluidos y/o aditivos usados en el sistema.

6.2.6 Requerimientos de Volumen de Fluido

La ejecución de un fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de fluidos en distintas etapas, cada una de las cuales intenta una performance, un significado y una tarea específica²⁶.

Pad es el fluido fracturante que no acarrea propante. Intenta iniciar y propagar la fractura. Durante la propagación de la fractura, filtrado del fluido (“leakoff”), dentro del reservorio y normal al área de fractura creada, es primariamente controlada a través de la edificación de una pared de costra del filtrado. El volumen del fluido filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura. Por tanto, el *Pad* es el primer fluido inyectado, actúa como sacrificio para la siguiente mezcla acuosa llevando el propante.

Después del “pad” de inyección, *propante slurry* es adicionado al fluido fracturante para incrementar las concentraciones de la mezcla (slurry) hasta que al final del tratamiento alcanza un predeterminado valor. Este valor depende de las habilidades del fluido para transportar el propante y/o que la fractura creada pueda empaquetarse de acuerdo a la capacidad del reservorio.

En general, excesivo “leakoff” del fluido puede ser causado por heterogeneidades del reservorio, tales como fisuras naturales. Otro problema puede ser encontrado como resultado del crecimiento de la altura de la fractura, a través de una capa delgada que separa dos formaciones permeables, creando una apertura estrecha (recordar la relación de Sneddon; para una lutita con un esfuerzo horizontal grande, la presión neta será más pequeña y el ancho de la fractura se angosta). Esta apertura pequeña puede permitir que el fluido escape dejando atrás el propante. Este fenómeno puede resultar en una excesiva deshidratación del slurry y un arenamiento “screenout”.

La longitud de la fractura hidráulica creada difiere de la longitud empaquetada debido a que el propante no puede ser transportado más allá del punto donde el ancho de la fractura es más pequeño que tres veces el diámetro del propante.

Una aproximación de la relación entre los requerimientos del volumen total del fluido, V_i , y el volumen que es “pad”, V_{pad} , basado sobre la eficiencia del fluido, η , fue dada por Nolte (1986) y Meng y Brown (1987):

$$V_{pad} \approx V_i (1 - \eta / 1 + \eta) \quad (6.2.6-1)$$

El fluido conocido como *Flush* intenta desplazar el slurry desde el pozo hacia dentro de la fractura. Su volumen debe ser menor que el volumen del pozo, debido a que un sobredesplazamiento empuja el propante fuera del pozo y una fractura “restringida” puede resultar después que se disipa la presión de fracturamiento y la fractura se cierra. Este debe ser el principal tema del tratamiento de estimulación y debe ser evitado a todo costo.

Un balance de material entre el total del fluido inyectado V_i , el volumen de fractura creado V_f , y el fluido “leakoff” (filtrado) V_L puede ser escrito:

$$V_i = V_f + V_L \quad (6.2.6-2)$$

Esta ecuación (6.2.6-2) puede ser expandida adicionalmente introduciendo variables constituyentes:

$$q_i t_i = A_f \bar{\omega} + K_L C_L (2 A_f) r_p \sqrt{t_i} \quad (6.2.6-3)$$

donde q_i es el rate de inyección, t_i es el tiempo de inyección, A_f es el área de la fractura, C_L es el coeficiente “leakoff”, y r_p es la razón de la altura neta a la altura de la fractura (h/h_f). La variable K_L está relacionada a la eficiencia del fluido, y Nolte (1986) ha mostrado que:

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right] \quad (6.2.6-4)$$

El área de la fractura en el término “leakoff” es multiplicada por 2 para considerar ambos lados de la fractura. El área de la fractura, A_f es igual a $2 x_f h_f$.

Para una longitud dada de fractura, el ancho promedio hidráulico, \bar{w} , puede ser calculado de la ecuación (8.2.4-1), bajo la asunción de un modelo de fractura (modelo PKN y un fluido no-newtoniano). El conocimiento de la altura de la fractura, el coeficiente “leakoff”, y la eficiencia del fluido puede fácilmente permitir un cálculo inverso usando la ecuación (6.2.6-3).

Ella es una ecuación cuadrática, que puede proporcionar el tiempo requerido para propagar una fractura de cierta longitud (y el ancho implicado) mientras se sobrelleva la penalidad del “leakoff” del fluido. De las dos soluciones para la raíz cuadrada del tiempo, una será positiva y la otra negativa. La raíz cuadrada del tiempo positiva, resulta el cálculo del tiempo total de inyección, t_i , y el producto $q_i t_i$ es igual al fluido total requerido (volumen del “pad” y propante slurry).

Desde que la porción del volumen de fluido total que es “pad” puede ser calculado de la ecuación: $V_{pad} \approx V_i (1 - \eta / 1 + \eta)$, el inicio de la adición de propante puede ser obtenido fácilmente:

$$t_{pad} = V_{pad} / q_i \quad (6.2.6-5)$$

El coeficiente “leakoff”, C_L en la ecuación de balance de materia, puede ser obtenido desde un tratamiento de calibración de fractura como el descrito por Nolte y Economides (1989).

Ver en los Anexos Ejemplo 6.2.6-1.

De estos cálculos es evidente cuan importante es el coeficiente “leakoff” en la porción del fluido total que debe ser inyectado antes que el propante debe ser adicionado al slurry. Inevitablemente, tiene un mayor impacto en el monto total de propante que debe ser inyectado y el ancho resultante de fractura empaquetada para una longitud de fractura dada.

6.2.7 Consideraciones de Diseño para los Fluidos Fracturantes

Casi todas las propiedades deseables e indeseables de fluidos fracturantes están relacionadas a su viscosidad, que a su vez es función de la carga de polímero. Polímeros tales como guar, que es un material que ocurre naturalmente, o hydroxypropyl guar (HPG) han sido usadas en soluciones acuosas para proporcionar sustancial viscosidad a los fluidos fracturantes²⁶. A menudo las concentraciones de polímero son dadas en lbs de polímero por 1000 galones de fluido (lb/1000 gal), y rango de valores típicos entre 20 y 60 con, quizás 40 lb/1000 gal, siendo ésta la más común concentración en tandas mixtas de fluidos fracturantes que están corrientemente en uso.

La viscosidad se degrada con el incremento de la temperatura y el rate de corte. La mayor degradación será experimentada por la primera porción del fluido fracturante inyectado, desde que este experimentará la más alta temperatura y el menor ancho de fractura (es decir, más alto rate de corte). Las subsecuentes porciones experimentarán temperaturas algo menores y, especialmente, más bajo rate de corte por virtud del ensanchamiento de la fractura. De aquí que los requerimientos de viscosidad estarán probablemente decreciendo durante la ejecución de la fractura, y la carga de polímero podría estar decreciendo.

Temperaturas típicas del reservorio (175°-200°F) podrían conducir a bajas viscosidades relativas de las soluciones polímeras fijas. Por ejemplo, mientras una

solución de 40-lb/1000-gal HPG podría exhibir una viscosidad de aproximadamente 50 cp a temperatura ambiente y a un rate de corte de 170 seg^{-1} , la misma solución a 175°F tiene una viscosidad de menos de 20 cp.

La experiencia ha mostrado que la viscosidad de los fluidos fracturantes debe estar casi siempre encima de 100 cp a un rate de corte de 170 seg^{-1} al transportar el propante. Para elevar significativamente la viscosidad de la mezcla del fluido fracturante con el polímero (gel lineal), son usados agentes entrelazadores, usualmente órgano metálicos o componentes metálicos de transición, para entrelazar las moléculas de polímero (gel armado). Los iones más comunes entrelazadores son boratos, tianatos, y zirconatos. Estos iones sustituyen un átomo de hidrógeno en el polímero, el cual se activa con variación del pH (KOH que se inyecta al paso). Ellos forman enlaces con cadenas de guar y HPG en varios lugares del polímero, resultando en componentes de muy alto peso molecular. La viscosidad a 170 seg^{-1} de 40-lb/1000-gal de fluido borato entrelazado está sobre 2000 cp a 100°F y aproximadamente 250 cp a 200°F .

Los fluidos boratos entrelazadores tienen una temperatura de aplicación superior a 225°F mientras que los fluidos entrelazadores de zirconato y tianatos pueden ser usados encima de 350°F . Sin embargo mientras los fluidos entrelazadores de boratos no son sensibles al rate de corte (los enlaces que pueden ser cortados son rápidamente regenerados), las cadenas de zirconatos y tianatos una vez cortados, no pueden rápidamente ser regenerados. Este es un tema que puede ser remediado a través de “entrelazadores atrasados”, que es activado después que el fluido fracturante ha atravesado las bombas, tubing, e idealmente las perforaciones donde se encuentran los máximos valores de rate de corte.

Un fluido fracturante ideal debe tener *muy baja viscosidad* mientras es bombeado dentro del pozo, ocasionando una caída baja de presión por fricción, debe tener la *máxima viscosidad* requerida en la fractura para transportar el propante, y entonces completado el tratamiento, se revierte a una *muy baja viscosidad*. Esto último es particularmente importante porque aunque las soluciones de polímero tienen el propósito de transportar el propante, si ellas son dejadas intactas, efectivamente taponarán la fractura empaquetada, ocasionando una importante reducción de la permeabilidad de fractura.

6.2.8 Eficiencia de Fluido

La eficiencia de fluido es un concepto usado en muchas aplicaciones de fracturamiento y es relativamente simple a cualquier tiempo dado, la eficiencia de fluido es dada por:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_L}{V_i} = 1 - \frac{V_L}{V_i} \quad (6.2.8-1)$$

donde:

V_i es el total de volumen de fluido inyectado dentro de la fractura

V_f es el volumen de la fractura en sí.

Entonces a mayor eficiencia de fluido, será mayor el volumen de la fractura y menor la pérdida por filtrado del fluido. Como resultado cuando un sistema de fluido es descrito como eficiente es que tiene características de baja pérdida de fluido. La eficiencia depende del diámetro de la fractura y el rate de tratamiento, y usualmente está referido al valor al final de la inyección de fluido o bombeo, η_p . Sin embargo, la eficiencia puede ser definida a cualquier punto cuando la fractura está abierta (es decir $p_{net} > 0$). Cuidado debe ser tomado usando la eficiencia de fluido cuando se compara entre fluidos y/o tratamientos. La eficiencia es altamente variable y no depende solamente de las características del fluido y formación. La pérdida de fluido base, es

también dependiente del área de la fractura, la presión diferencial, el tiempo de bombeo y algunas otras variables. Esto significa que para dos tratamientos bombeados en idénticas formaciones, significativas diferencias de eficiencias de fluido pueden ser observadas por el cambio solamente del rate de bombeo o del volumen inyectado

6.3 Programa del propante para el diseño de la fractura

La adición de propante, su inicio, y que concentraciones son adicionadas versus el tiempo dependen de la eficiencia del fluido. Una vez estimado el volumen del “pad” se determina el inicio de la adición de propante.

Nolte (1986) ha mostrado que (basado en balance de materia) la adición continuada de propante, “programa de adición del propante” versus el tiempo, debe seguir una relación expresada por:

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (6.3-1)$$

donde $c_p(t)$ es la concentración slurry en libras por galón (ppg), c_f es la concentración del slurry al final del trabajo (EOJ), y t_{pad} y t_i son los tiempos del “pad” y total, respectivamente. La variable ε depende de la eficiencia y está dada por:

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \quad (6.3-2)$$

Estas dos ecuaciones denotan el modo apropiado de adición de propante de manera tal que la longitud entera hidráulica coincida con la longitud empaquetada. Esto no es enteramente real, desde que la longitud de la fractura, más allá del punto donde el ancho hidráulico es más pequeño que tres diámetros del propante, no acepta al propante; esto ocasionará intervalos sin propante. De aquí, que en el diseño del tratamiento, este tipo de criterio puede ser usado como un chequeo para la masa total de propante que puede ser colocada. Otra consideración para la concentración del

slurry al final del trabajo, c_f , es la habilidad del fluido fracturante para transportar propante. Ciertamente, en todos los casos el ancho promedio empaquetado calculado no puede exceder al ancho promedio hidráulico.

Ver en los Anexos Ejemplo 6.3-1 Determinación del programa de propante

6.4 Ancho empaquetado de fractura

En adición a la longitud, el ancho empaquetado de la fractura describe la geometría de la fractura que controla la producción post-tratamiento. La conductividad de la fractura es simplemente el producto del ancho empaquetado y la permeabilidad del pack de propante. La conductividad adimensional por la fórmula $F_{CD} = \frac{k_f W}{k x_f}$. El

ancho en esta expresión es el ancho empaquetado de la fractura.

Como debe ser obvio de las dos últimas secciones, la relación entre el ancho hidráulico y ancho empaquetado de propante es indirecto; ello depende grandemente de la eficiencia del fluido y especialmente de la posible concentración de propante al final del trabajo.

Asumiendo que una masa de propante, M_p , ha sido inyectada dentro de la mitad de una longitud de fractura x_f y altura h_f y el propante está uniformemente distribuido, entonces:

$$M_p = 2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p) \rho_p \quad (6.4-1)$$

donde el producto $2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p)$ representa el volumen de la fractura empaquetada y es característico del tipo y tamaño del propante. La densidad ρ_p es también una propiedad característica del propante.

Una cantidad frecuentemente usada es la concentración del propante en la fractura, C_p , definida como:

$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f}$ (6.4-2) y las unidades son lb/ft². Tradicionalmente, una buena concentración de propante en el pack en una fractura es de 2 lb/ft². Entonces, las ecuaciones para el ancho empaquetado, ω_p , rearrreglada queda como:

$$\omega_p = \frac{C_p}{(1 - \phi_p)\rho_p} \quad (6.4-3)$$

Para calcular la masa de propante es necesario primero integrar la expresión del programa de propante desde t_{pad} a t_i y obtener un promedio de concentración del slurry. De la ecuación (6.3-1):

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

$$\bar{C}_p = \frac{1}{t_i - t_{pad}} \int_{t_{pad}}^{t_i} C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon dt \quad (6.4-4)$$

conduciendo a:

$$\bar{C}_p = \frac{C_f}{\varepsilon + 1} (1 - 0) = \frac{C_f}{\varepsilon + 1} \quad (6.4-5)$$

La masa de propante sería entonces:

$$M_p = \bar{C}_p (V_i - V_{pad}) \quad (6.4-6)$$

Las ecuaciones descritas en este ítem son suficientes para calcular el ancho promedio empaquetado de una fractura.

Ver en los Anexos Ejemplo 6.4-1 Cálculo del ancho empaquetado de propante.

6.5 Selección del propante para el diseño de la fractura

Sin un material apropiado, una fractura hidráulica creada se acortará después que se disipa la presión de fracturamiento dentro del reservorio. El propante más común es la arena natural, especialmente en formaciones de bajo esfuerzo.

Gran parte de la reducción de la permeabilidad de una fractura empaquetada por esfuerzo inducido es causado por el aplastamiento de las partículas y el movimiento

de los fragmentos dentro del espacio poroso de la fractura empaquetada²⁶. Una delgada costra de resina aplicada a los granos de arena no solamente mejora su resistencia sino también retiene fragmentos si ellos ya han sido despedazados. Hay diversas variedades de arena recubiertas de resina con la resina puesta durante su manufactura o en el sitio. Las resinas son también usadas con el propante “tail-in” para prevenir contraflujo después de un tratamiento. Formaciones de mayor esfuerzo requieren propantes de alto esfuerzo. Propantes manufacturados con cerámicos son para esfuerzos intermedios (ISPs) e incluso propantes de alto esfuerzo tales como bauxita sinterizada u óxido de zirconio son frecuentemente usados.

Las propiedades de los propantes que afectan el éxito de un fracturamiento hidráulico incluyen: tamaño del grano, distribución del tamaño del grano, calidad (% de impurezas), redondez y esfericidad, densidad del propante y la porosidad de la fractura empaquetada. Todas estas propiedades afectan la permeabilidad inicial del propante y especialmente a largo plazo, que a su vez influyen en la conductividad de la fractura. El producto, $k_f w$, permeabilidad- ancho empaquetado de la fractura es la conductividad dimensional de la fractura en md-ft.

La distribución del tamaño del grano, calidad, redondez y esfericidad, todas ellas afectan el valor del esfuerzo (menor redondez significa mayor posibilidad para fragmentarse). La subsecuente deposición de estos fragmentos rotos junto con impurezas pre-existentes o pequeñas esferas (en un rango ampliado de partículas) dentro del espacio poroso de la fractura empaquetada resulta en una reducción inevitable en la permeabilidad de la fractura empaquetada.

Las otras propiedades importantes tales como el tamaño de la malla, porosidad, y densidad de los propantes más comunes, son listados en la tabla 6.5-1.

Tabla 6.5-1²⁶
Propantes Típicos y sus Características

<u>Tipo</u>	<u>Tamaño Mesh</u>	<u>Tamaño de la Partícula (in.)</u>	<u>Densidad (lb/ft³)</u>	<u>Porosidad</u>
Arena Northern White	12/20	0.0496	165	0.38
	16/30	0.0350	165	0.39
	20/40	0.0248	165	0.40
Arena Texas Brown	12/20	0.0496	165	0.39
	16/30	0.0350	165	0.40
	20/40	0.0248	165	0.42
Arena Curable resin-coated	12/20	0.0496	160	0.43
	16/30	0.0350	160	0.43
	20/40	0.0248	160	0.41
Arena Precured resin-coated	12/20	0.0496	160	0.38
	16/30	0.0350	160	0.37
	20/40	0.0248	160	0.37
ISP	12/20	0.0496	198	0.42
	20/40	0.0248	202	0.42
ISP-lightweight sintered bauxite	20/40	0.0248	170	0.40
	16/20	0.0400	231	0.43
	20/40	0.0248	231	0.42
	40/70	0.0124	231	0.42
Oxido de zirconio	20/40	0.0248	197	0.42

Si la concentración de propante dentro de la fractura, C_p , es conocida, entonces pueden ser calculados: el máximo ancho empaquetado (es decir, sin el propante empotrado dentro de las paredes de la fractura) y el número de diámetros de partícula. Por ejemplo, si una arena Northon White malla de 20/40 es usada y si $C_p = 2 \text{ lb/pie}^2$ y $\phi_p = 0.4$ (de la tabla 6.5-1), el ancho empaquetado (de la ecuación 6.4-3) es 0.02 ft. Desde que el diámetro de la partícula es 0.0248 in el ancho empaquetado calculado es igual a más de nueve diámetros de partícula.

Cuando los propantes son sujetos a altos esfuerzos ellos se rompen, y la permeabilidad de la fractura empaquetada es reducida. La Fig 6.5-1 es un ejemplo de la reducción de la permeabilidad y asociada conductividad versus el esfuerzo para una arena. Sobre el lado izquierdo es la reducción con el incremento del esfuerzo. Para un

incremento del esfuerzo de 1000 a 5000 psi, la reducción de la permeabilidad es de 310 darcys a 95 darcys.

La exposición prolongada a altos esfuerzos conduce a una reducción adicional debido a la fatiga y redistribución final de los fragmentos. El lado derecho de la Fig 6.5-1 muestra esta reducción donde la permeabilidad cae debajo de 40 darcys representando casi una reducción de un orden de magnitud, desde el valor original a esfuerzo de 1000 psi. Pruebas a largo plazo de la permeabilidad/conductividad del propante es actualmente la norma, y datos existentes para una variedad de propantes, tamaños y concentraciones dentro de la fractura. La Figura 6.5-2 (Penny 1988) muestra la reducción en la conductividad de la fractura para algunos propantes de 20/40-mesh.

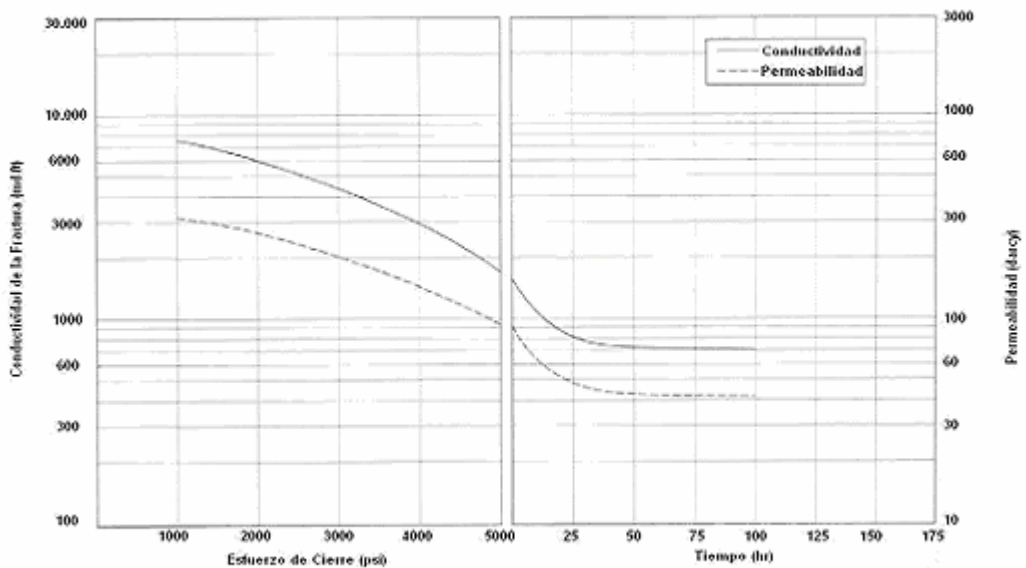
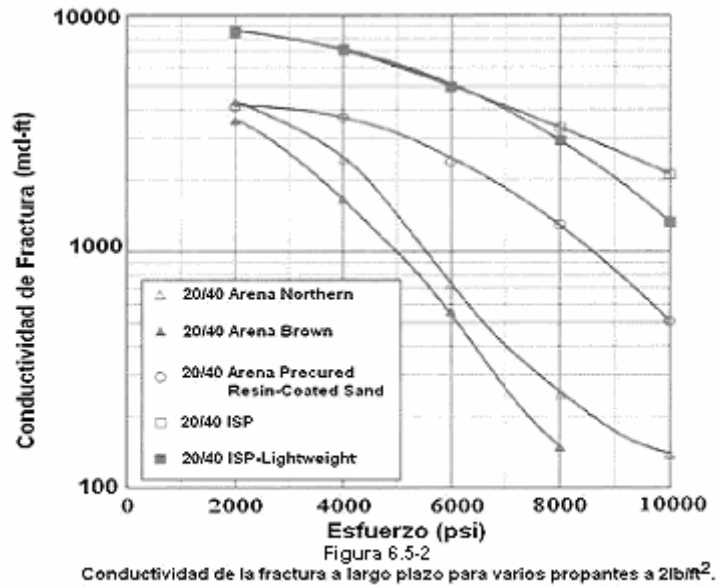


Figura 6.5.1
Permeabilidad y Conductividad de la Fractura de un pack de propante de arena 20/40 Brown Sand a 2lb/ft², 225°F.
Efectos del tiempo a 5000 psi de esfuerzo de cierre. (De Penny, 1986)

Las arenas experimentan una muy severa reducción de la conductividad (mas de 20 veces) para un incremento del esfuerzo de 2000 a 8000 psi. Arenas con costra de resina experimentan solamente una reducción de un tercio dentro del mismo rango de esfuerzos. ISP también experimenta reducción de la conductividad, pero en ambos la reducción relativa es menor (2 a 2.5 veces) y, especialmente, la magnitud

permanece alta. La conductividad de ISP es más que un orden de magnitud mayor que la de una arena a 800 psi.



Grandes tamaños de propante tienen grandes permeabilidades. Sin embargo, a altos esfuerzos partículas de gran tamaño son más susceptibles a quebrarse debido a que a medida que el tamaño del grano se incrementa, la resistencia decrece. Por lo tanto, la reducción relativa de la permeabilidad/conductividad con el incremento del esfuerzo es mayor en propanes de gran tamaño. Junto con el hecho que partículas grandes forman espacios porosos mayores donde los fragmentos pueden migrar, sus ventajas pueden desaparecer a altos esfuerzos. Es entonces concebible que la permeabilidad/conductividad de propanes de gran tamaño a altos esfuerzos puede ser menor que el de un propante de pequeño tamaño. Un juego completo de datos para los más comunes propanes puede ser encontrado en Penny (1986) y Penny (1988).

El empotramiento es un factor adicional para la reducción de la permeabilidad para un paquete de propante a altos esfuerzos. Esto afecta particularmente a propanes de alta resistencia. Propanes de baja resistencia pueden romperse en vez de empotrarse. La reducción relativa en concentraciones bajas de propante dentro de

una fractura será más severa. La Tabla 6.5-2 contiene la reducción de la conductividad de la fractura para una arena ISP para $C_p=1 \text{ lb/pie}^2$. Al comparar con los datos en la Figura 6.5-2 (para $C_p = 2 \text{ lb/pie}^2$), las razones de conductividad para arenas entre los valores de 2000, 4000 y 6000 psi son 2.2, 2.0 y 1.9, respectivamente. Para ISP las razones para 2000, 4000, 6000, 8000 y 10000 psi son 2.2, 2.8, 3.8, y 4.4 respectivamente, reflejando el relativo mayor impacto del empotramiento a concentraciones bajas de propante. Entonces, rompimiento y empotramiento son los dos principales efectos inducidos de esfuerzos sobre la reducción de la permeabilidad /conductividad de la fractura. En el diseño del tratamiento de fracturamientos hidráulicos, la resultante conductividad debe ser balanceada contra los costos. Mientras los costos de ISP o propantes de alto esfuerzo son mayores, a esfuerzos altos estos materiales retienen su conductividad.

De aquí, que en un diseño apropiado basado en la economía de la producción, la óptima selección del propante debe ser basada no solamente en costos sino también en la performance post-tratamiento de la fractura empaquetada creada.

Tabla 6.5-2 ²⁶

Conductividad A Largo Plazo para Varios Propantes a 1 lb/ft² y 200°F^a

<u>Tipo</u>	<u>Conductividad de la fractura (md-ft)</u>				
	<u>2000 psi</u>	<u>4000 psi</u>	<u>6000 psi</u>	<u>8000 psi</u>	<u>10000 psi</u>
Arena 20/40 Northern	1970	1210	380	-	-
Arena 20/40 ISP-lightweight	3770	2580	1330	660	310

De Penny, 1988

Ver en los Anexos Ejemplo 6.5-1. Cálculos de esfuerzo sobre el propante y resultante reducción de la permeabilidad.

6.5.1 Concentración del slurry

En la ecuación 6.3-1 la concentración del slurry $c_{p(t)}$ en lb/galón (ppg) de slurry fue dado como una función de la concentración del slurry al final del trabajo c_f . Adicionalmente la concentración promedio del slurry, \bar{c}_p , fue relacionada con c_f y la masa total de propante ubicado en la fractura.

La ecuación (6.2.6-1) es una relación entre el volumen del "pad", V_{pad} , el volumen total inyectado V_i , y la eficiencia, η . Si V_{slurry} es el fluido acarreado con propante, entonces [con ec. (6.2.6-1)].

$$V_{slurry} = V_i - \frac{1-\eta}{1+\eta} V_i = \frac{2\eta}{1+\eta} V_i \quad (6.5.1-1)$$

Con ec. (6.4-6), la ecuación (6.5-1) nos lleva a:

$$M_p = \left(\frac{2\eta}{1+\eta} V_i \right) \left[\frac{c_f}{1 + (1-\eta)/(1+\eta)} \right] = \eta c_f V_i \quad (6.5.1-2)$$

La masa de propante fue relacionada al volumen de fractura, porosidad de la fractura empaquetada y densidad del propante por la ecuación ec. (6.4-1). Desde que por definición,

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{2x_f h_f \bar{w} (7.48)}{V_i} \quad (6.5.1-3)$$

(el factor 7-48 es para convertir pie^3 en galones), la combinación de las ecuaciones (6.5.1-2 y 6.5.1-3 y 6.4-1) resulta en:

$$\omega_p \rho_p (1 - \phi_p) = 7.48 \bar{w} c_f \quad (6.5.1-4)$$

Es esencial que $\omega_p < \bar{w}$ y entonces

$$c_f < \frac{\rho_p (1 - \phi_p)}{7.48} \quad (6.5.1-5)$$

Este es la máxima concentración de slurry permitida en libras de propante por galón de slurry. Si arena 20/40 es bombeada ($\rho_p=165 \text{ lb/pe}^3$ y $\phi_p = 0.4$, de la tabla 6.5-2) entonces,

$$c_f < \frac{(165)(0.6)}{7.48} < 13.2 \text{ ppg} \quad (6.5-6)$$

6.5.2 Mezclando el propante

En una mezcla continua, la ecuación (6.3-1) proporciona la concentración del slurry en ppg. Frecuentemente la concentración del propante en libras/galón adicionado, ppga es usado. Esto se refiere a libras de propante por galón de fluido. La relación es simple. Desde que c_p es ppg de slurry, entonces en 1 gal de slurry hay c_p/ρ_p gal de propante (ρ_p debe ser densidad en libras/galón) y entonces $1 - c_p/\rho_p$ galones de fluido. La concentración de propante en ppga, c'_p es por tanto:

$$c'_p = \frac{c_p}{1 - c_p / \rho_p} \quad (6.5.2-1)$$

Por ejemplo el c_f en la ecuación 17-42 corresponde a :

$$c'_p = \frac{13.2}{1 - 13.2 / (165 / 7.48)} \approx 33 \text{ ppga} \quad (6.5.2-2)$$

6.5.3 Pérdida de fluido y eficiencia del slurry

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico son realizados dentro de formaciones con por lo menos algo de permeabilidad. Hay muy pocos casos de procesos en formaciones con permeabilidad cero. Esto significa que como los fluidos fracturantes están siendo bombeados en la formación una cierta proporción de este fluido está siendo perdido dentro de la formación como pérdida de fluido. En el entendido que el rate de pérdida de fluido es esencial para entender la geometría de la fractura. Se empezará con un balance de materia formulado de esta manera: El volumen de la fractura, V_f será igual al volumen total bombeado (o inyectado), V_i

menos el volumen de fluido filtrado V_L :

$$V_f = V_i - V_L \quad (6.5.3-1)$$

Carter (1957) fue el primero en tratar de cuantificar la pérdida de fluido definiéndola como volumen filtrado en términos de un coeficiente total de filtrado, C_L (referido por otros como C_{eff}). La velocidad de flujo del fluido dentro de la formación, perpendicular a la cara de la fractura en un punto específico está dado por:

$$v_L = \frac{C_L}{\sqrt{t - t_{exp}}} \quad (6.5.3-2)$$

donde t es el tiempo desde el inicio de bombeo y t_{exp} es el tiempo en que el punto específico de la cara de la fractura fue expuesto a la pérdida de fluido. Resolviendo para la fractura entera se tiene el siguiente resultado:

$$V_L = 2 \int_0^t \int_0^A u_L dA dt \quad (6.5.3-3)$$

La integral doble es la sumatoria del filtrado sobre la fractura entera para el total periodo de tratamiento. Recordando que cada segmento individual de la fractura está filtrando a un rate diferente "en proporción a la raíz cuadrada de su tiempo de exposición". Para un área constante de fractura, tal como durante la declinación de la presión post-tratamiento (proporcionada por $p_{net} < p_{ext}$) la ecuación 6.5.3-3 puede ser aproximada como:

$$V_L \approx \pi C_L A_f \sqrt{t} \quad (6.5.3-4)$$

en unidades de campo, donde A_f es medida en ft^2 (e incluye ambos lados de la fractura), t en minutos y C_L en $ft \cdot min^{-1/2}$. Anotar que esta pérdida de fluido es independiente de los cambios en presión, viscosidad del filtrado y permeabilidad de la formación al filtrado (que puede cambiar debido a los efectos de la permeabilidad relativa).

A menudo, el coeficiente de filtrado puede ser asumido como constante; si no hay suficientes datos para cambiarlo. Por lo que es usualmente calculado de la declinación de la presión en un mini-frac.

Sin embargo, el coeficiente puede también ser calculado aproximadamente de tres componentes del fluido de filtrado y entonces combinarlos para determinar el coeficiente de filtrado total, como fue descrito por Howard y Fast (1970). Los tres componentes son el coeficiente controlado por viscosidad (C_v), el coeficiente controlado por compresibilidad (C_c) y el coeficiente controlado por edificación de la pared (C_w) “a menudo referido simplemente como el coeficiente de edificación de la pared (Howard y Fast 1957)”. Estos tres componentes pueden ser combinados como “pérdida de fluido dinámica” (Williams et al, 1979) o “pérdida de fluido armónica” (Smith, 1955), aunque hay algunos problemas asociados con esto, incluyendo el hecho que muchos de los ingresos de datos requeridos están disponibles muy raramente y tienen que ser estimados. Esta aproximación es empleada en algunos de los modelos de fractura más usados comunmente. Otros modelos emplean una aproximación “leakoff” basada en cuadrículas, como fue discutido por McGowin et al (1999). Una más compleja aproximación fue propuesta por Mayer Hoffer et al (1993) que determinó de la costra de filtrado y respuesta del reservorio, a través de superposición de la historia de inyección, deposición de la costra de filtrado y asociado rate de convolución. Una discusión completa de estos modelos de pérdida de fluido puede ser encontrada en Economides y Nolte (1987 y posteriores ediciones).

Pérdida por chorreo. La pérdida por chorreo es la pérdida de fluido extra que ocurre antes que el fluido fracturante edifique una costra de filtrado completa sobre la cara de la fractura. Como ilustra la Fig. 6.5.3-1, la pérdida de fluido total debido a la pérdida de fluido basado en la filtración puede ser expresada como

$$v_{L,C} = \left(\frac{C_w A_f}{0.0164} \right) \sqrt{t} + v_s \quad (6.5.3-5)$$

donde v_s es el volumen de pérdida de chorreo, que es una función del área de filtrado.

Para calcular esto, es usual definir un coeficiente de pérdida de chorreo, s_p :

$$v_s = s_p A \quad (6.5.3-6)$$

donde A es el área sobre la que la pérdida por chorreo ocurre.

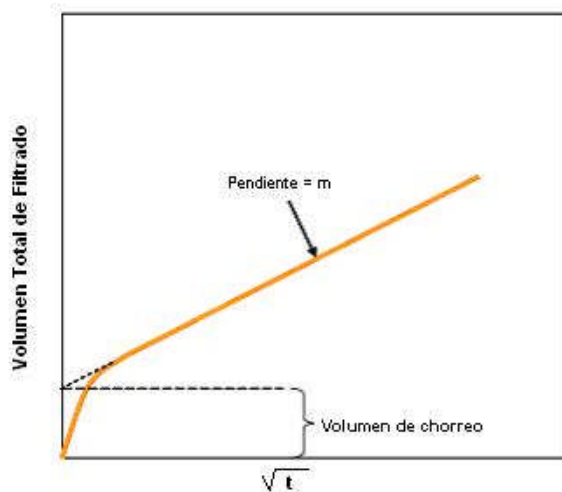
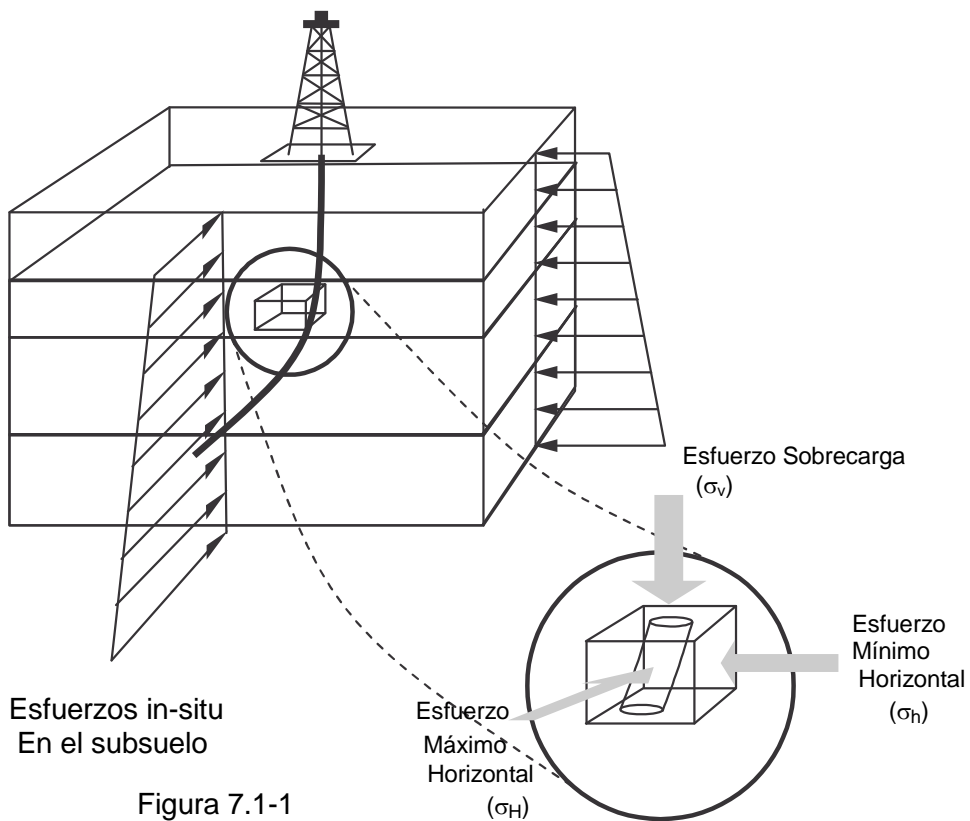


Figura 6.5.3-1 Ilustración de los efectos del Volumen de chorreo sobre el Volumen Total de filtrado.

CAPÍTULO VII. PROPIEDADES REOLÓGICAS

7.1 Esfuerzos in situ

A profundidad las formaciones están sujetas a esfuerzos de campo que pueden descomponerse en sus constituyentes vectores. Es bien conocido por mecánica de las rocas que existen tres principales esfuerzos orientados en ángulos rectos uno del otro (Figura 7-1). Debajo de 500 m, en un ambiente tectónico estable, el esfuerzo vertical (σ_v) es normalmente el mayor, correspondiendo al peso de la sobrecarga.³⁶



Los otros dos esfuerzos - los esfuerzos horizontales máximo y mínimo son orientados en ángulo recto uno del otro y en ángulos rectos al esfuerzo vertical. El esfuerzo horizontal máximo es también referido como el esfuerzo intermedio.

N.B. En áreas tectónicamente activas es decir, en los pies de cerros (foothills) de cadenas de montañas donde ocurre la edificación de cerros; el

máximo esfuerzo en situ puede ya no ser más el vertical. La orientación entre los tres esfuerzos en situ permanece la misma – de aquí que los esfuerzos mínimos e intermedios ya no son todos horizontales.

La propagación de la fractura hidráulica, involucra la partición real de la malla de la formación. La partición se propagará en la dirección de la mínima resistencia, es decir, ocurrirá más fácilmente en la dirección perpendicular al esfuerzo mínimo en situ. Así en ambientes tectónicamente estables, se puede asumir que una fractura hidráulica tendrá una orientación vertical y crecerá (propagará) en la dirección intermedia (o esfuerzo horizontal máximo) de los esfuerzos en situ {a ángulos rectos al esfuerzo mínimo en situ}.

Como se discutió inicialmente, el esfuerzo vertical (σ_v) puede ser medido o asumido con razonable exactitud. La importante propiedad de la roca para predecir los otros dos esfuerzos desde el esfuerzo vertical es llamada la Razón de Poisson's (ν), la razón entre la Deformación Lateral (ϵ_y) y la Deformación Longitudinal (ϵ_x)

$$\nu = \frac{-\epsilon_y}{\epsilon_x} = \frac{-\text{Deformación Lateral}}{\text{Deformación Longitudinal}}$$

{el signo negativo está incluido porque se establece (por convención) que la expansión debería ser tratada como negativa, para tener un número positivo de la Razón de Poisson's }.

La Figura 7.1-2 explica como ejerciendo un esfuerzo vertical a una muestra de roca, el esfuerzo de sobrecarga (overburden) resulta en un acortamiento en la dirección vertical y expansión en la dirección horizontal. Un efecto similar ocurre en una roca reservorio depositada en una cuenca sedimentaria. Esto a menudo, puede ser estimado integrando el registro de densidad desde la profundidad

bajo estudio hasta la superficie (un valor por defecto de 1.0 - 1.1 psi/ft puede ser usado si el registro no está disponible).

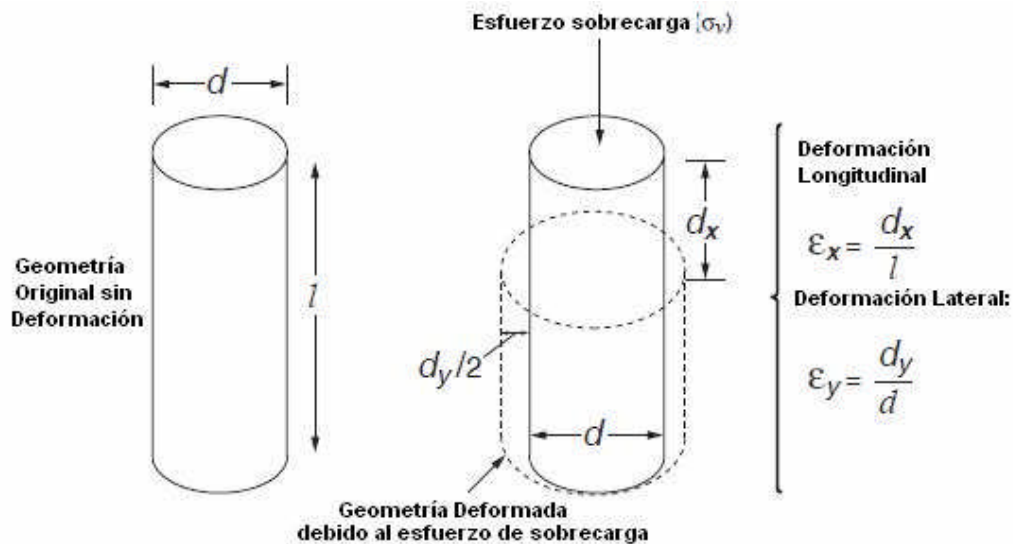


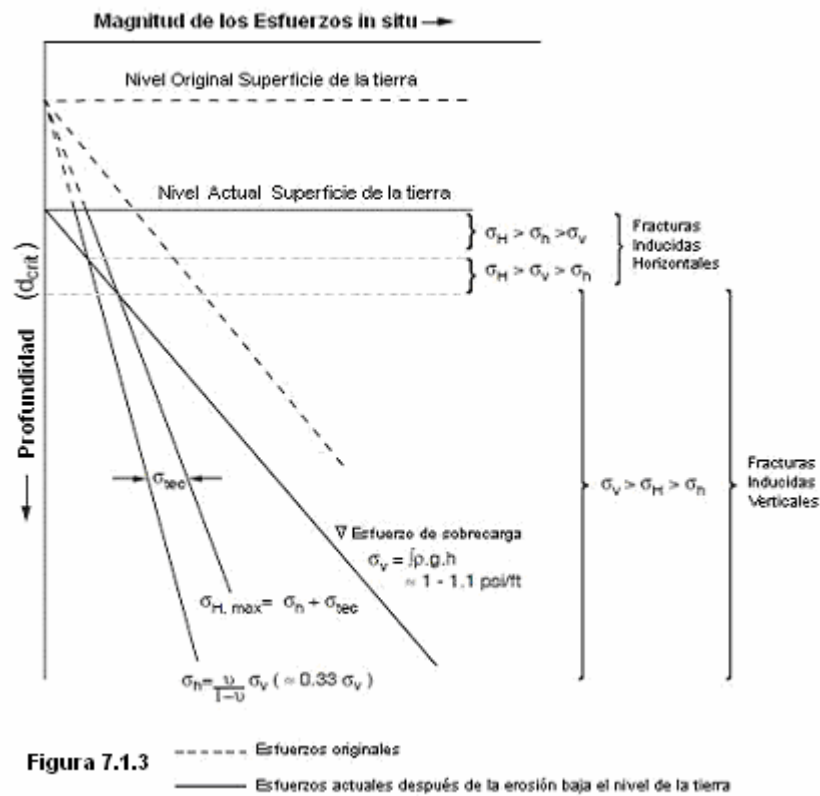
Figura 7.1-2. Mediciones de Propiedades de la Roca: Razón de Poisson (ν)

Si se asume que el esfuerzo horizontal depende solamente de la conducta elástica de la roca, la sobrecarga (overburden) puede ser relacionada a los esfuerzos horizontales, vía la razón de Poisson junto con asunciones acerca de las condiciones de frontera laterales. En un área tectónicamente estable, los dos componentes de esfuerzo horizontal dentro de una específica litología tendrán el mismo valor.

Variaciones en la litología, y de aquí variaciones en la Razón de Poisson, conducen a abruptos cambios en los esfuerzos horizontales con la profundidad.

Lo anteriormente señalado es una descripción simplificada del comportamiento de las rocas formaciones, pero permite la derivación de un primer estimado del potencial de cambios del esfuerzo horizontal entre capas. La Figura 7.1-3 ilustra los esfuerzos resultantes desde la deposición de una formación con litología constante. De aquí las fuerzas tectónicas resultantes de

un movimiento de la corteza terrestre han inducido a un componente de esfuerzo (σ_{tec}) que hace que los dos componentes horizontales no sean de la misma magnitud.



Para una formación a una profundidad H, el esfuerzo vertical, σ_v es simplemente:

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho_f dH \quad (7.1-1)$$

donde ρ_f es la densidad de las formaciones que están por encima de la formación objetivo. Este esfuerzo vertical puede ser calculado de una integración del registro de densidad. Si una densidad promedio de formación es usada en lb/ft^3 y la profundidad está en pies, la ecuación anterior será:

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \quad (7.1-2)$$

donde σ_v está en psi. Para $\rho = 165 \text{ lb/ft}^3$ la gradiente del esfuerzo vertical es aproximadamente $165/144 \approx 1.1 \text{ psi/ft}$ - Un valor promedio de 1.0 a 1.1 psi/ft es una medida para pozos a una profundidad razonable – aunque valores mas bajos son encontrados en pozos someros, particularmente en ambientes offshore sujetos a rápida deposición.

Este esfuerzo es el *esfuerzo absoluto*, y en el caso de un medio poroso, desde que el peso de la sobrecarga será realizado tanto por los granos y el fluido dentro del espacio poroso, un esfuerzo efectivo, σ'_v , es definido como:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \quad (7.1-3)$$

donde α es la constante poroelástica de Biot (1956), que puede variar entre 0 y 1 y para muchos reservorios de hidrocarburos es aproximadamente igual a 0.7.

Una conclusión importante que se tiene de estas ecuaciones es que los valores de los esfuerzos que controlan la propagación de la fractura pueden cambiar cuando la presión del reservorio se depleta durante la vida del reservorio de petróleo. De aquí que el perfil de esfuerzo medido inicialmente en el tiempo de vida de un campo puede resultar inválido cuando el campo madura, es decir: Una fractura hidráulica creada con posterioridad en la vida de un campo de petróleo tenderá a ser más confinada en la zona productiva que un tratamiento similar realizado al inicio de la vida del campo. Esto ocurre porque la presión de la zona productiva del reservorio habrá decrecido debido a la producción de petróleo o gas, mientras que la presión y de allí los esfuerzos en situ en las lutitas de frontera permanecerán sin cambio.

El esfuerzo vertical efectivo es trasladado horizontalmente a través de la relación de Poisson, por una expresión simple de la forma siguiente:

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \quad (7.1-4)$$

donde σ'_H es el esfuerzo efectivo horizontal y ν es la razón de Poisson; ν es una propiedad de la roca, para areniscas es aproximadamente igual a 0.25, lo que implica que el esfuerzo efectivo horizontal es aproximadamente una tercera parte del esfuerzo efectivo vertical.

El esfuerzo horizontal absoluto, σ_H , podrá entonces ser igual al esfuerzo efectivo más αp en la misma manera como en ecuación (7.1-3). El esfuerzo horizontal absoluto decrece con la producción del fluido.

Los esfuerzos dados por la ecuación (7.1-4) no son los mismos en todas las direcciones en el plano horizontal. Debido a los componentes tectónicos, este esfuerzo es el esfuerzo horizontal mínimo, donde el esfuerzo horizontal máximo, es simplemente:

$$\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + \sigma_{tect} \quad (7.1-5)$$

donde σ_{tect} es una contribución del esfuerzo tectónico.

De lo discutido, es entonces obvio que los tres principales esfuerzos que pueden ser identificados en una formación son, σ_v , $\sigma_{H,min}$, y $\sigma_{H,max}$. La dirección de la fractura será normal al más pequeño de los tres.

La presión de ruptura es la presión que se toma para iniciar una fractura desde el "wellbore". Su magnitud es característica las respectivas diferencias de los esfuerzos principales, y de los valores del esfuerzo de tensión y presión del reservorio. Una expresión para la presión de ruptura ha sido dada por Terzaghi (1923) y para un pozo

vertical (es decir, coincidiendo con la dirección del principal esfuerzo vertical) esta presión p_{bd} , es:

$$p_{bd} = 3\sigma_{H,\min} - \sigma_{H,\max} + T_o - p \quad (7.1-6)$$

donde $\sigma_{H,\min}$ y $\sigma_{H,\max}$ son los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, respectivamente, T_o es el esfuerzo de tensión de la roca, que usualmente está en el rango de 100 a 500 psi, y p es la presión del reservorio.

Esta presión de ruptura es en el fondo. La presión de "tratamiento", p_{tr} en la cabeza, será:

$$p_{tr} = p_{bd} - \Delta p_{PE} + \Delta p_F \quad (7.1-7)$$

donde Δp_{PE} y Δp_F son las caídas de presión hidrostática y fricción, respectivamente.

Para cualquier otra dirección que la perfecta vertical, como el caso de los pozos desviados y horizontales, la presión de ruptura será diferente que la dada por la ecuación (7.1-7), desde que allí se tendrá un componente de esfuerzo de corte que no desaparece. La nueva presión de ruptura podrá ser menor, pero usualmente será mayor que para un pozo vertical (MacLennan et al., 1989).

Ver los Anexos, Ejemplo 7.1-1 Cálculo de esfuerzos versus profundidad y Ejemplo 7.1-2 Cálculo de la presión de iniciación de la fractura.

Debido a los efectos de los esfuerzos inducidos por la presencia del "wellbore", la presión de ruptura es significativamente más grande que la presión de fractura, que es una medida de cuanta presión se toma para propagar la fractura a través de la formación, fuera de la influencia de los efectos del "wellbore". Ambas son usualmente expresadas como gradiente de presión (es decir en psi/ft), de manera que formaciones similares en diferentes pozos a profundidades diferentes pueden ser más fácilmente

comparadas. La gradiente del frac en fracturamiento es un muy importante valor, como que es el más significativo contribuyente a la presión de tratamiento en el fondo del pozo, que a su vez ayuda a definir la presión de tratamiento en superficie, la carga sobre la completación y la selección del propante.

La gradiente del frac es la presión requerida para hacer que la fractura se propague, fuera de la influencia del “wellbore” (la región referida como far-field). Como ya se señaló, esta es a menudo significativamente más baja que la presión de ruptura, dependiendo de la viscosidad del fluido del frac, la presión del reservorio y el contraste entre el esfuerzo horizontal máximo y mínimo.

En general la presión de fracturamiento fuera de la influencia del “wellbore” (far field) es igual al esfuerzo horizontal mínimo, modificado para permitir los efectos de la presión poral. En general, cualquier efecto externo tal como el tectónico o el de fallas, solamente actúan para incrementar los esfuerzos. Por tanto la ecuación que define la gradiente del frac, g_f , es como sigue:

$$g_f = \left(\frac{1}{TVD} \right) \left(\frac{\nu(\alpha_v - 2\alpha p)}{1 - \nu} + \alpha p \right) \quad (7.1-9)$$

El mejor camino para obtener la gradiente del frac para una formación es bombear algunos fluidos dentro de ella y medir la respuesta. El segundo camino es mirar los datos de la misma formación de pozos cercanos. Una vez que estos dos métodos han sido desechados, el camino remanente para obtener la gradiente del frac es utilizar la ecuación de arriba.

7.2 Propiedades Reológicas

Para muchos fluidos fracturantes que no son newtonianos, el más común modelo para describir su conducta reológica es la ley de potencia²⁶:

$$\tau = k \dot{\gamma}^n \quad (7.2-1)$$

donde τ es el esfuerzo de corte en lb_f/ft^2 , $\dot{\gamma}$ es el rate de rate de corte en seg^{-1} , K es el índice de consistencia en $\text{lb}_f \text{seg}^n/\text{ft}^2$, y n es el índice de comportamiento de flujo. Un ploteo log-log de τ versus $\dot{\gamma}$ obtiene una línea recta, la pendiente de la cual sería n y la intersección a $\dot{\gamma}=1$ sería K .

Las propiedades reológicas de los fluidos fracturantes son usualmente obtenidas en cilindros concéntricos que permiten obtener a la geometría específica parámetros tales como n' y K' . En tanto el índice de comportamiento de flujo n es igual a n' , el índice de consistencia generalizado K está relacionado a K' de un cilindro concéntrico por:

$$K = K' \left[\frac{B^{2/n'}(B^2 - 1)}{n'(B^{2/n'} - 1)B} \right]^{-n'} \quad (7.2 - 2)$$

donde $B = r_{cup}/r_{bob}$ y r_{cup} es el radio interior del cilindro hueco alrededor del bob y r_{bob} es el radio del cilindro sólido fijo (bob).

El índice de consistencia generalizada K está a su vez relacionado al índice de consistencia para varias geometrías. Para una tubería, K'_{pipe} , es:

$$K'_{pipe} = K \left(\frac{3n'+1}{4n'} \right)^{n'} \quad (7.2 - 3)$$

y para una ranura, K'_{slot} , es:

$$K'_{slot} = K \left(\frac{2n'+1}{3n'} \right)^{n'} \quad (7.2 - 4)$$

Las Figuras 7.2.1 a la 7.2.4 presentan las propiedades reológicas de los fluidos fracturantes más comunes. Las primeras dos Figuras contienen n' y K' para fluidos entrelazadores de 40-lb/1000 galones de borato, ploteados con temperatura y tiempo de exposición. Las dos últimas Figuras representan n' y K' para fluidos entrelazadores de 40-lb/1000 galones de zirconato.

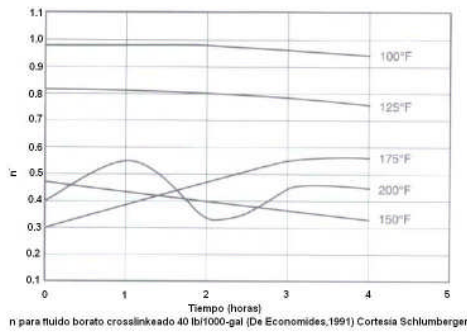


Figura 7.2-1

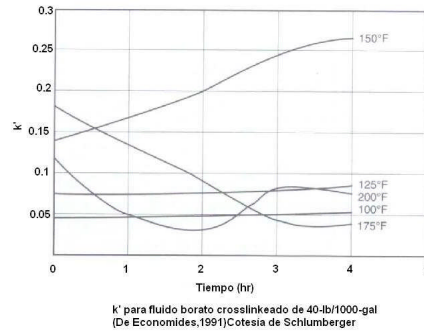


Figura 7.2-2

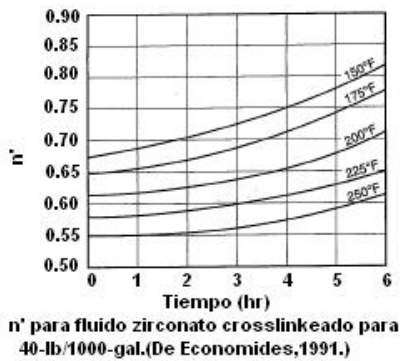


Figura 7.2-3

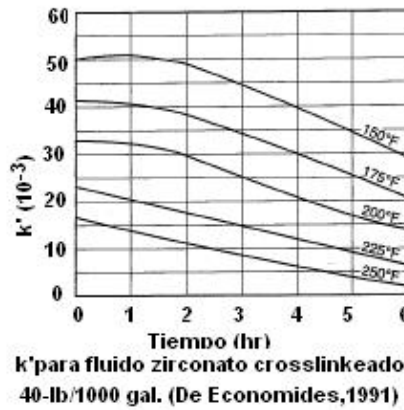


Figura 7.2-4

Una propiedad interesante es la viscosidad aparente, μ_a , que está relacionada a las dependientes geometrías K' , la n' , y un dado rate de corte $\dot{\gamma}$

$$\mu_a = \frac{47,880K'}{\dot{\gamma}^{1-n'}} \quad (7.2-5)$$

En esta ecuación (7.2-5) la viscosidad está en centipoise.

Finalmente, el rate de esfuerzo de corte en la pared en un tubo (pozo) por la ley de potencia del fluido es:

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{3n'+1}{4n'}\right) \frac{8u}{d} \quad (7.2-6)$$

donde d es el diámetro y u es la velocidad superficial = q/A

Para una ranura (slot) que puede aproximarse a la geometría de una fractura, el rate de esfuerzo de corte es:

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{2n'+1}{3n'}\right) \frac{6u}{w} \quad (7.2-7)$$

donde w es el ancho de la ranura.

Para fluidos espuma, Valkó et al. (1992) mostró que el índice de consistencia en la Ec. (7.2-1) puede ser expresada como:

$$K = K_{\text{espuma}} \varepsilon^{1-n} \quad (7.2-8)$$

donde ε es la razón del volumen específico de expansión:

$$\varepsilon = \frac{\hat{V}_{\text{espuma}}}{\hat{V}_{\text{líquido}}} = \frac{\rho_{\text{líquido}}}{\rho_{\text{espuma}}} \quad (7.2-9)$$

y K_{espuma} y n son característicos para un par dado gas-líquido a una temperatura dada.

En un pozo la velocidad superficial de la espuma cambia con la profundidad, ya que el cambio de presión causa una variación de la densidad. La característica importante de la Ec. (7.2-8) es que el cambio en K será compensado por las variaciones en la densidad lo que resulta en un factor de fricción constante a lo largo de la tubería en ambos regímenes de flujo, laminar y turbulento. La ecuación (7.2-8) es llamada "ley de potencia de volumen igualizada"

Ver en los Anexos Ejemplo 7.2-1 Determinación de las propiedades reológicas de los fluidos por la ley de potencia

7.3 Dirección de la Fractura

La dirección de la fractura es normal a la resistencia mínima. Esta es representada por el esfuerzo mínimo absoluto.

El esfuerzo horizontal mínimo es por definición más pequeño que el esfuerzo horizontal máximo y más pequeño que el esfuerzo vertical. De esta manera, la conclusión sería que todas las fracturas hidráulicas deben ser verticales y normales a la dirección del esfuerzo mínimo.

Hay excepciones. En el ejemplo 7.1.1 (ver Anexos), el rol de la sobrepresión fue explicado. Más importante, aún, es la magnitud del esfuerzo vertical por sí mismo.

La relación de Poisson es válida durante la deposición, y los resultantes esfuerzos horizontales, contenidos dentro de fronteras firmes, son “encerrados in place”. El esfuerzo vertical, siendo directamente proporcional al peso de la sobrecarga, sigue la historia geológica (erosión, glaciación) de las formaciones superiores. Entonces, si ΔH es removido, el esfuerzo vertical a esa profundidad es $\rho g (H - \Delta H)$, donde H es medido desde la original superficie de la tierra. La pendiente de la curva del esfuerzo vertical vs. Profundidad permanece constante, pero la curva es corrida a la izquierda de la curva original. Figura 7.1-4 (ver Anexos)

De manera, que mientras la intersección del esfuerzo original vertical y el esfuerzo mínimo horizontal fue en la superficie original, la remoción de una porción de la sobrecarga, acompañada con en su mayoría valores constantes del esfuerzo mínimo horizontal, dan como resultado una nueva intersección de la curva, que señala una profundidad crítica. Encima de esta profundidad, el original esfuerzo mínimo horizontal no es la suficiente para ser el más pequeño de los tres esfuerzos. En vez de ello, el esfuerzo vertical es el más pequeño y la fractura hidráulica sería horizontal, con el levantamiento de la sobrecarga.

Ver en los Anexos Ejemplo 7.3-1 Cálculo de la profundidad crítica para una fractura horizontal

Una conclusión importante que se tiene de estas ecuaciones es que los valores de los esfuerzos que controlan la propagación de la fractura pueden cambiar cuando la presión del reservorio se depleta durante la vida del reservorio de petróleo. De aquí que el perfil de esfuerzo medido inicialmente en el tiempo de vida de un campo puede resultar inválido cuando el campo madura (es decir, Una fractura hidráulica creada tarde en la vida del campo de petróleo tenderá a ser más confinada en la zona productiva que un tratamiento similar realizado al inicio de la vida del campo). Esto

ocurre porque la presión de la zona productiva del reservorio habrá decrecido debido a la producción de petróleo o gas, mientras que la presión y de allí los esfuerzos en situ en las lutitas de frontera permanecerán sin cambio.

7.4 Caída de Presión por Fricción durante el Bombeo

Las propiedades reológicas de los fluidos fracturantes son particularmente muy usadas para la estimación de la caída de presión por fricción. Esto no es solo verdadero para el cálculo de la presión de tratamiento [ver Ec. (7.1-7)], sino que ello es necesario especialmente para la predicción de la presión de propagación (neta) de la fractura (hueco abajo). Los medidores de presión hueco abajo no pueden ser usados a no ser que ellos sean permanentemente instalados y aislados del slurry llevando el propante, o que la medición de la presión se haga indirectamente, a través del anillo.

La medición a tiempo real o extrapolación de la presión neta fracturante es una herramienta potente para la detección de la morfología de la fractura creada. La interpretación de la presión neta y el significado de los patrones más comúnmente encontrados fueron delineados en la Sección 5.5.

Para calcular la caída de presión por fricción para un fluido con la ley de potencia, debe primero ser estimado el Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{\rho u^{2-n'} D^{n'}}{K' 8^{n'-1} [(3n'+1) / 4n']^{n'}} \quad (7.4-1)$$

Esta ecuación está en unidades consistentes. En unidades de campo, se torna en:

$$N_{Re} = \frac{0.249 \rho u^{2-n'} D^{n'}}{96^{n'} K' [(3n'+1) / 4n']^{n'}} \quad (7.4-2)$$

donde ρ es la densidad en lb/ft^3 , u es la velocidad en ft/seg , D es el diámetro en pulgadas y K' está en $\text{lb}_f \text{seg}^n / \text{ft}^2$.

La velocidad en unidades de campo es:

$$u = 17.17 \frac{q_i}{D^2} \quad (7.4 - 3)$$

donde q_i es el rate de inyección en bpm.

Para flujo laminar ($N_{Re} < 2100$), el factor de fricción de Fanning para tuberías lisas puede ser calculado de la bien conocida expresión:

$$f_f = \frac{16}{N_{Re}} \quad (7.4 - 4)$$

Si el flujo es turbulento ($N_{Re} > 2100$), el factor de fricción de Fanning es:

$$f_f = \frac{c}{N_{Re}^b} \quad (7.4 - 5)$$

donde: $b = \frac{1.4 - \log n'}{7}$ (7.4 - 6) y $c = \frac{\log n' + 2.5}{50}$ (7.4 - 7)

La caída de presión está dada por la bien conocida fórmula:

$$\Delta p_F = \frac{2f_f \rho L u^2}{D} \quad (7.4 - 8)$$

que en unidades de campo, con Δp en psi, se torna en:

$$\Delta p_F = \frac{5.2 \times 10^{-3} f_f \rho L u^2}{D} \quad (7.4 - 9)$$

El cálculo señalado en las ecuaciones arriba puede resultar en un límite superior de la caída de presión por fricción. Soluciones con polímeros son inherentes como agentes que reducen la caída de presión por fricción, y el real Δp_f será probablemente menor que el aquí calculado.

Ver Anexos Ejemplo 7.4-1 Cálculo de la caída de presión por fricción

7.5 Efectos de la Tortuosidad y la Fricción en los Perforados.

La fricción cerca-“wellbore” (NWBF) es un término para designar la inclusión de un número de efectos que actúan para restringir la trayectoria de flujo entre el “wellbore” y el cuerpo principal de la fractura o fracturas. Usualmente, la fricción cerca-“wellbore” es la suma de los efectos causados por la tortuosidad y la fricción en los perforados. Hay diferentes técnicas para tratar con cada uno de ellos, y una prueba step-down puede ser requerida para decidir cual fenómeno está causando el problema²⁸.

El NWBF se manifiesta en sí como una caída de presión friccional. En fracturamiento, la presión de tratamiento en superficie es manejada por la presión de tratamiento en el fondo del pozo, que a su vez es manejada por la presión de los fluidos dentro de la fractura. La fricción cerca-“wellbore” adicionada a la presión del fluido dentro de la fractura, convierte el BHTP (y de aquí el STP) en mayor que lo que podría ser. Debido a que las mediciones de la presión de cierre no son afectadas por el NWBF (cuando ellas son tomadas bajo condiciones estáticas, cuando toda la presión de fricción es cero), NWBF puede tener el efecto de hacer que p_{net} parezca ser más alto de lo que realmente es. Esto es ilustrado en la Fig. 7.5.1, mostrando el cierre al final del minifrac. Notar que la presión inmediatamente cae por aproximadamente 170 psi tan pronto como el rate cesa (esta es una Figura exacta cuando el BHTP está tomado desde un medidor en el fondo del pozo). Sin considerar el NWBF, el ingeniero (y el simulador) podrían creer que la presión neta fue 170 psi más alta de lo que realmente es. En este particular caso, con una presión de cierre medida a 3335 psi, la real p_{net} es alrededor de 100 psi, mientras que si NWBF no fuera considerado, el valor podría haber sido 270 psi.

Consecuentemente, el ingeniero podría haber creído que el fluido necesita más energía para crear una fractura que lo que realmente ha sido. Por lo tanto, el tratamiento podría haber sido diseñado con significativo más propante que lo que la

fractura podría realmente coger, conduciendo a un prematuro screenout (arenamiento).

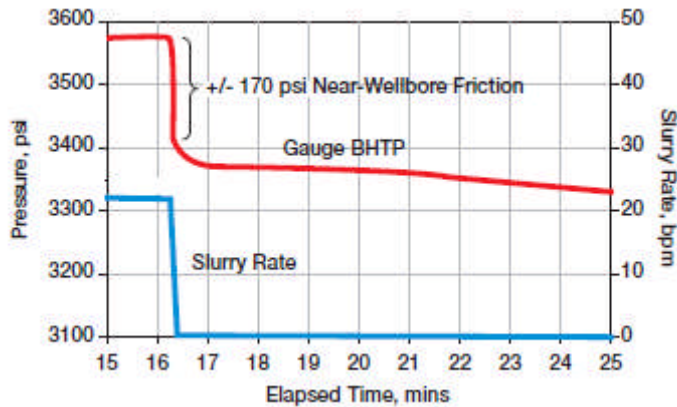


Figura 7.5-1 Cierre del Minifrac mostrando aproximadamente 170 psi de presión de fricción near-"wellbore".

La fricción de los perforados es fácil de visualizar. Las perforaciones consisten de un número de huecos pequeños, a través del cual un fluido viscoso es bombeado a muy alto rate. Por tanto, es casi una conclusión prevista que hay una caída de presión. Sin embargo, cuatro cosas actúan para hacer esta caída de presión compleja y difícil de predecir:

1. El tratamiento no es bombeado a través de todas las perforaciones. Aún sobre un largo intervalo perforado con 200 a 400 perforaciones, es probable que solamente 10 a 20 de las perforaciones realmente estén tomando el fluido inyectado. Esto ha sido demostrado muchas veces: La formación se rompe en el punto más débil, no simultáneamente sobre el intervalo perforado entero.
2. Las perforaciones activas erosionarán e incrementarán en diámetro durante el tratamiento. El propante es altamente abrasivo y puede incrementar significativamente el tamaño de una perforación abierta cuando el tratamiento progresa (Cramer, 1987).
3. Las balas de perforación se conducen a lo largo del lado más bajo del pozo;

consecuentemente, los huecos sobre el lado bajo serán más grandes que los huecos sobre el lado alto. Esto pone en cuestionamiento la uniformidad de los diámetros de las perforaciones.

4. Algunas perforaciones pueden ser bloqueadas o parcialmente bloqueadas. Los bloqueos pueden ser debidos a materiales producidos de la formación (incrustaciones, asfaltenos, ceras, finos, arena producida), restos de la perforación, materiales dañados introducidos desde el “wellbore” (tales como aditivos para la pérdida de fluido), o una combinación de estos.

Muchos simuladores de fractura calculan automáticamente la fricción de los perforados y lo hacen fuera de cualquier cálculo de presión neta. Sin embargo, este cálculo es solamente bueno en tanto se tienen buenos datos de ingreso. El ingeniero debe darse cuenta de esto y también estar cauteloso de la conducta tal como se ve en la Fig. 7.5-1.

Perforaciones de pobre calidad usualmente requieren alguna clase de intervención tal como una apertura (con o sin ácido) o re-perforación.



Figura 7.5-2 Diagramática ilustración de los Patrones de Flujo restringido entre las Perforaciones y la Fractura(s) Principal que causan tortuosidad.

La tortuosidad empieza donde las perforaciones finalizan. En un mundo ideal esto podría ser una recta lisa y amplia conexión entre las perforaciones y el cuerpo principal de la fractura o fracturas. Sin embargo algunas veces este no es el caso y la trayectoria de flujo es restringida. En algunos casos puede ser tan restringida que afecta significativamente el tratamiento. En efecto, la tortuosidad es probablemente la

principal causa de arenamientos prematuros. La Fig 7.5-2 muestra una ilustración diagramática de la tortuosidad. Debido a que la conectividad de la fractura al pozo es crucial en reservorios de alta permeabilidad, es esencial mitigar la tortuosidad; para formaciones de baja permeabilidad es menos crítico pero todavía deseable.

La tortuosidad fue primero documentada por Palmer y Veatch (1990), aunque muchos otros han estado observando este fenómeno por algún tiempo sin conocer exactamente qué es lo que era. Cleary et al. (1991) fue el que empezó a describir y considerar la tortuosidad para la modelación de la fractura. En 1993, Cleary et al. fue el primero en documentar procedimientos de campo para mitigar y aún eliminar los efectos de la tortuosidad.

No todos los wellbores son afectados por la tortuosidad. No todas las formaciones son susceptibles a la tortuosidad. Sin embargo, en algunas formaciones puede ser casi imposible colocar cualquier propante, a pesar del hecho que es relativamente fácil crear y propagar la fractura por sí misma. Los siguientes son algunos factores que afectan la tortuosidad, algunos de los cuales pueden ser controlados y algunos no:

- Longitud del intervalo perforado. Toda perforación es una fuente potencial de iniciación de la fractura. Mientras más perforaciones existan, se tendrá mayor chance de tener múltiples fracturas y complejidad entre las perforaciones y la fractura (s). Reducir el número de perforaciones ayuda a tener menos problemas. Mientras esto puede ayudar en la ejecución de la fractura, esto puede llevar a fracturas restringidas durante la producción, un impedimento considerable en formaciones de alta permeabilidad.
- Dirección y fases de la perforación. La óptima estrategia de perforación en pozos verticales es balear 180° de fase en las perforaciones, orientadas en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. La fractura también tenderá a

propagarse en esta dirección. Sin embargo, el único camino para hacer esto es a través del uso de balas de perforación orientadas y el conocimiento a priori del azimut de la fractura. Las perforaciones que se apuntan fuera de la dirección del esfuerzo horizontal máximo incrementan la complejidad de la situación near-"wellbore". En adición, las estrategias de perforación que producen espirales de huecos alrededor del "wellbore", más que líneas verticales, también son elementos que adicionan a la complejidad.

- Diámetro de la bala y profundidad de la penetración. Pongratz et al (2007) indica que la fractura inicialmente se forma desde la base de la perforación, en la interfase cemento/roca más que en el extremo o lado del túnel de perforación. En tales casos, diámetros pequeños (usualmente, pero no siempre, asociados con cargas de penetración profunda) producen un pequeño "esfuerzo de cápsula" ("stress cage") alrededor del túnel de perforación y hacen la iniciación de la fractura mas fácil y menos compleja. Este efecto es mucho mayor en formaciones duras de baja permeabilidad.
- Desviación del pozo. Las fracturas tienden a propagarse a lo largo de un plano vertical, cuando esta es la trayectoria de menor resistencia y controlada por los esfuerzos in-situ de las formaciones. Sin embargo, en la región alrededor del "wellbore", debido a que esta tiene una forma cilíndrica, los esfuerzos no son mayores que los esfuerzos a mayor distancia "far field" (fuera de la influencia del "wellbore"). En adición, el acto de perforación en el "wellbore" (que casi siempre ha sido perforado y cementado sobre balanceado) y de bombeo a la formación para crear la fractura, adicionalmente cambia los esfuerzos alrededor del "wellbore". Esto significa que para pozos no verticales, con un azimut fuera de una de las orientaciones de los esfuerzos principales, la fractura probablemente se iniciará sobre un plano diferente a aquel

determinado por los esfuerzos “far field”. Sin embargo, en algún punto fuera del “wellbore” (dentro de unos cuantos diámetros del “wellbore”) el régimen de esfuerzos “far field” se volverá nuevamente dominante y el plano de la fractura cambiará, a menudo súbitamente. Esto incrementa la complejidad de la fractura y pérdidas de presión.

- Características mecánicas de la roca de la formación. Formaciones que son duras y quebradizas (es decir tienen alto módulo de Young y baja dureza de fractura) tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que aquellas que son suaves y dúctiles. Esto es debido a que es más fácil crear y propagar fracturas en materiales duros y quebradizos.
- Contraste entre los esfuerzos máximo y mínimo horizontal. El efecto del contraste entre el esfuerzo horizontal mínimo in situ ($\sigma_{h,min}$) y el esfuerzo horizontal máximo in-situ ($\sigma_{h,max}$) es ilustrado en la Fig 7.5-3. Si los esfuerzos “far field” están en una dirección significativamente diferente de la orientación de la propagación de la fractura inicial, la fractura tendrá que hacer un cambio radical en su dirección en algún punto. Cuando los esfuerzos horizontales son muy similares este será un cambio gradual en dirección, acompañada por un ancho de fractura pleno. Sin embargo, cuando hay un gran contraste entre estos esfuerzos, el cambio en la dirección será muchos más abrupto y se tendrá una reducción dramática en el ancho, conduciendo a un flujo restringido. Grandes contrastes en los esfuerzos horizontales son típicamente encontrados en formaciones que han experimentado cambios tectónicos y otras actividades geológicas, entonces, es razonable asumir que formaciones en áreas geológicamente activas o con una significativa historia de fallamiento tendrán una tendencia incremental hacia la tortuosidad.

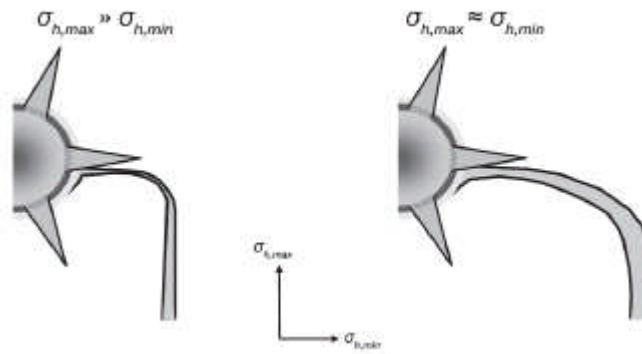


Figura 7.5-3 Ilustración de los efectos de contraste entre esfuerzos horizontales sobre la tortuosidad

- Arenamientos Prematuros. La tortuosidad tiene un efecto mayor que el simple incremento del BHTP. Debido a que la tortuosidad es causada por restringidas trayectorias de flujo entre las perforaciones y el principal cuerpo de la fractura, a menudo es difícil bombear aún moderadas concentraciones de propante dentro de la fractura. Puentes de propante en esta región es algo común. La geometría de las trayectorias de flujo near-"wellbore" es tal que las concentraciones bajas de propante pueden pasar sin un serio problema, pero tan pronto como la crítica concentración de propante es pasada, los granos forman puente sobre el canal de flujo y causan un prematuro arenamiento. Hay numerosos casos de tratamientos con arenamiento, justamente cuando el incremento de la concentración de propante alcanza la formación.

Técnicas para mitigar la tortuosidad se apoyan en arenamiento deliberado de los canales de flujo más angostos y luego usar un rate y presión incremental para forzar a un suficiente ancho los canales remanentes de flujo (Cleary et al 1993). Por supuesto, el mejor plan es incorporar prácticas de perforación junto con apropiadas mediciones de esfuerzos y orientaciones de esfuerzo, en una aproximación conjunta (holística) con el fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO VIII: MODELANDO LA GEOMETRÍA DE FRACTURA

8.1 Introducción

Luego de la iniciación de la fractura, inyección adicional de fluido puede dar lugar a que la fractura se propague. La geometría de la fractura creada puede ser modelada aproximadamente, considerando las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante, las condiciones en que el fluido es inyectado (tasa de flujo, presión) y los esfuerzos y distribución de ellos en el medio poroso.

En la descripción de la propagación de la fractura, que es particularmente un fenómeno complejo, dos juegos de leyes son requeridas

- Principios fundamentales tales como las leyes de conservación del momentum, masa, y energía, y
- Criterio para la propagación, es decir, que causa que el extremo de la fractura avance. Esto incluye interacciones de la roca, fluido, y distribución de energía. (Ben-Naceur ⁴⁰)

Tres modelos genéricos están disponibles: dos dimensiones (2-D), pseudo-tres dimensiones (P-3-D) y, totalmente tres dimensiones (3-D). El último permite total propagación de la fractura en tres dimensiones con flujo de fluidos total en dos dimensiones. La fractura es discretizada, y se efectúan cálculos en cada block base las leyes fundamentales y criterios para la propagación. Se permite que la fractura se propague lateral y verticalmente, y cambio de plano de la original dirección, dependiendo de la distribución de esfuerzos local y propiedades de la roca. Tales modelos totalmente 3-D requieren significativos montos de datos para justificar su uso, son extremadamente intensivas en su cálculo. (Ellos no son necesarios en la mayoría de los casos). Sin embargo, fracturas en pozos altamente desviados y horizontales

pueden requerir modelamiento total 3-D debido a la iniciación de la fractura, usualmente alineada con la trayectoria del pozo, es probable que sea diferente de la dirección de la propagación de la fractura, que debe ser normal al esfuerzo mínimo “far-field” (Economides ⁴¹).

Modelos de dos dimensiones son aproximaciones analíticas de forma cerrada, asumiendo constante y conocida la altura de la fractura. Para aplicaciones de ingeniería de petróleo, dos mutuamente modelos exclusivos han sido usados. Para una longitud de fractura mucho mayor que la altura de la fractura ($x_f \gg h_f$), el Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972) o modelo PKN es una aproximación apropiada. Para $x_f \ll h_f$ el modelo apropiado ha sido presentado por Khristianovich y Zheltov (1955) y Geertsma y de-Klerk (1969). Este es frecuentemente conocido como modelo KGD. Un caso limitado, donde $h_f = 2x_f$, es el radial o modelo “penny-shape”. La altura de la fractura, h_f , usada aquí es el valor dinámico, esto es la altura de la fractura al tiempo que la longitud de la fractura es igual a x_f .

Los modelos P-3-D permiten el crecimiento de la fractura vertical a lo largo de la trayectoria de la fractura, y este crecimiento depende del contraste de esfuerzos entre el intervalo objetivo y los adyacentes.

Para los propósitos de esta tesis los prácticos modelos 2-D serán usados para cálculos aproximados del ancho de fractura y la presión de propagación de la fractura. Ambos fluidos newtonianos y no-newtonianos serán considerados.

Valkó y Economides⁴² (1993) han introducido el concepto de “daño mecánico continuo” (CDM) como una forma de describir el fenómeno adicional de propagación de la fractura retardada y frecuentemente observado, presiones de tratamiento anormalmente altas.

8.2 Modelos de Fractura 2-D

Los modelos de fractura 2-D fueron los primeros intentos de la industria para modelar matemáticamente el proceso de propagación de la fractura.³⁵ Para los estándares actuales son buenas aproximaciones. Sin embargo, hay dos importantes puntos que anotar. Primero, en orden a entender como los modelos 3-D trabajan, es necesario entender a los modelos 2-D. Segundo, hay algunas circunstancias en que los modelos 2-D pueden ser válidos. Estos incluyen fracturamiento en capas de metano del carbón (KZD) y fracturamientos masivos en formaciones uniformes (radial)

8.2.1 Radial o Penny-Shaped

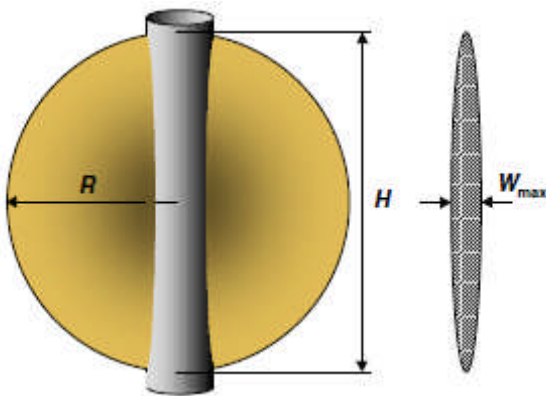


Figura 8.2-1 Propagación de una fractura Radial o Penny-Shaped

En este modelo, la altura H , es una función del radio o mitad de longitud de fractura, R , de tal manera que $H = 2R$. Esto produce una fractura que es de una forma circular. El ancho de la fractura está dada por:

$$w_{max} = \frac{8(1-\nu^2)P_{net} R}{\pi E} \quad 8.2.1-1$$

donde P_{net} es la presión neta, ν es la razón de Poisson y E es el módulo de Young.

En este modelo, el ancho y cualquier parte de la fractura es una función de la distancia entre el centro y el borde de la fractura, de manera tal que:

$$w(r) = w_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2} \quad (8.2.1-2)$$

$$\bar{w} = \frac{8}{15} w_{max} \quad (8.2.1-3)$$

Se anota los siguientes puntos, que son aplicables a los modelos de fractura 2-D:

- i) w_{max} es inversamente proporcional al módulo de Young. Esto significa que cuando la formación se endurece (es decir el módulo de Young se incrementa), la presión neta requerida para producir un ancho dado, se incrementa. Por tanto se toma más energía para producir ancho en una formación dura que en una formación suave.
- ii) w_{max} es directamente proporcional a la mitad de longitud de fractura – si la mitad se duplica, el ancho también. Anotar que este es el ancho creado, no el ancho final del propante empaquetado, que es un factor constituyente para el incremento de producción post-tratamiento. El ancho final del propante empaquetado siempre será igual o menor que el ancho creado, y es una función del volumen de propante por unidad de área de la fractura.
- iii) w_{max} es relativamente no sensible a cambios en la razón de Poisson. Un incremento en ν de 0.2 a 0.25 (un incremento del 25%) cambia el término $(1-\nu^2)$ de 0.96 a 0.9375, un decrecimiento de solo 2.34%. Entonces, es menos importante tratar de conseguir valores exactos de ν . Sin embargo, como se anotó en el Capítulo VII, ν puede tener un significativo efecto sobre la magnitud de los esfuerzos horizontales – si la gradiente del frac es desconocida, entonces encontrar valores exactos de ν puede ser importante.

El modelo radial no tiene límites para el crecimiento de la altura de la fractura. Tanto como la fractura está creciendo hacia fuera (es decir R está incrementando), entonces también se incrementa en el “wellbore” hacia arriba y abajo (es decir un

incremento en H). Este tipo de propagación puede ser encontrada en una formación uniforme masiva sin variaciones verticales en las propiedades de la roca y de allí no “barreras” para el crecimiento de la altura. Esto también puede ser encontrado para fracturas pequeñas que no tienen contacto con cualquier barrera, tales como fracturamientos para evitar el skin.

El volumen de la fractura es obtenido del volumen de fluido bombeado dentro de la fractura, menos el volumen de fluido perdido. El volumen de fluido perdido es igual al área de filtrado de la fractura (que es igual a $2\pi R^2$), de manera tal, que si la eficiencia del fluido es (ν), el volumen de fluido inyectado $Q t$, E , ν y P_{net} son conocidos, R puede ser fácilmente obtenido.

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 n Q t E}{16(1 - \nu^2) P_{net}}} \quad (8.2.1 - 4)$$

donde Q es el rate promedio de bombeo y t es el tiempo de bombeo.

8.2.2 Perkins y CERN – Nordgren (PKN)

En este modelo, el ancho máximo está relacionado a la altura de la fractura, de manera que:

$$w_{max} = \frac{2(1 - \nu^2) P_{net} H}{E} \quad 8.2.2-1$$

mientras que el ancho promedio \bar{w} está dado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{5} w_{max} \quad (8.2.2 - 2)$$

Así, ambos altura de la fractura y ancho son constantes a la longitud de la fractura.

La Figura 8.2.2-1 ilustra la forma de esta fractura.

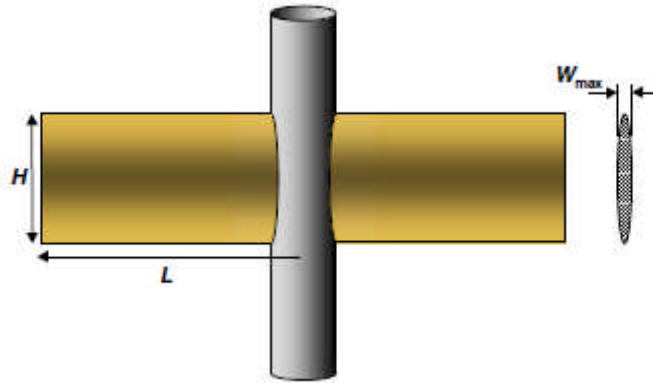


Figura 8.2.2-1 Esquema mostrando la forma general de la fractura PKN

La mitad de longitud de fractura puede ser determinada por un método similar al usado para las fracturas radial y GDK:

$$L = \sqrt{\frac{5 \eta Q t E}{4 \pi (1 - \nu^2) P_{net} H^2}} \quad (8.2.2-3)$$

El modelo PKN tiene una forma elíptica al pozo. El máximo ancho está en el centro de esta elipse, con ancho cero en el tope y en el fondo. Para un fluido newtoniano el máximo ancho, cuando la mitad de la longitud de la fractura es igual a x_f , está dado (en unidades coherentes) por:

$$\omega_{max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad (8.2.2-4), \text{ donde } G \text{ es el módulo elástico de esfuerzo de}$$

corte y está relacionado al módulo de Young, E, dado por: $G = \frac{E}{2(1 + \nu)}$ (8.2.2-5), en la

ecuación inicial q_i es el rate de inyección, μ es la viscosidad aparente del fluido fracturante, y ν es la razón de Poisson.

La ecuación del ω_{max} es particularmente muy usada para entender la relación entre el ancho de la fractura, variables de tratamiento, y propiedades de la roca. La relación de raíz cuarta implica que para duplicar el ancho, la viscosidad del fluido fracturante (o el rate de inyección) deben ser incrementados por un factor de 16. Esto

nunca es factible y no deseable. Doblando la viscosidad con todo el potencialmente asociado permanente daño al paquete de propante, puede resultar en un 19% de incremento del ancho de la fractura. Entonces, variables de tratamiento tienen solamente moderado impacto sobre el ancho de la fractura. Incrementando el rate o la viscosidad también resultan en un incremento de la presión neta con potencialmente no deseable crecimiento de la altura de la fractura.

Propiedades de la roca tienen mucho mayor impacto sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young de rocas reservorio comunes puede variar en casi dos órdenes de magnitud, de 10^7 para arenas compactas y profundas a 2×10^5 psi en diatomitas, carbón y tizas blandas. La diferencia en el ancho de la fractura entre esos extremos será de más de 2.5 veces. Lo que implica que en rocas sólidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Inversamente, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado puede resultar en anchas pero cortas fracturas. Este es uno de esos fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito del fracturamiento hidráulico, desde que reservorios de baja permeabilidad que requieren fracturas largas usualmente tienen valores del módulo de Young grandes.

El corolario no siempre es verdadero. Bajos módulos de Young no están necesariamente asociados con formaciones de alta permeabilidad, aunque hay algunos casos en que esto es verdadero.

La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio por la introducción de un factor geométrico. Entonces,

$$\bar{w} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (8.2.2-6)$$

El factor γ es aproximadamente 0.75, y por tanto el término en el segundo juego del paréntesis es igual a 0.59. En unidades de campo, donde \bar{w} es calculado en pulgadas, q_i está en bpm, μ en centipoises, x_f está en pies, y G en psi, la ecuación será:

$$\bar{w} = 0.3 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (8.2.2-7)$$

La geometría de fractura PKN fue usada por muchos años como Standard, hasta el advenimiento de los simuladores de fractura 3D y un mejor entendimiento de los mecanismos de propagación de la fractura.

Ver Anexos Ejemplo 8.2.2-1 Cálculo del ancho de fractura PKN con un fluido newtoniano.

8.2.3 Kristianovich y Zhektov – Daneshy (KZD)

A menudo este modelo es referido como GDK, Geertsma y de Klerk. En este modelo la altura es fija, y permanece constante en el tratamiento. Es usualmente seteada con la altura total de la formación:

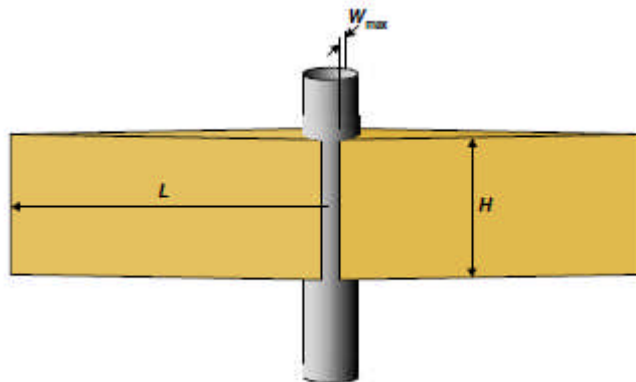


Figura 8.2.3-1 Esquema mostrando la forma general de la fractura GDK

El que el modelo GDK produzca una fractura con una altura constante significa que debe haber deslizamiento (slippage) entre la formación que está siendo fracturada y las formaciones encima y abajo. Esto es improbable (pero no imposible) en muchas

situaciones, pero puede suceder cuando se fractura formaciones de carbón. El ancho máximo está relacionado a la mitad de longitud de fractura L por la siguiente ecuación:

$$w_{max} = \frac{4(1-\nu^2)P_{net}L}{E} \quad (8.2.3-1)$$

Anotar que para una presión neta y mitad de longitud de fractura dada, el ancho máximo de una fractura GDK es mayor que el ancho máximo de una fractura radial por un factor de $\pi/2$.

El ancho promedio está dado por: $\bar{w} = \frac{\pi}{4} w_{max}$ (8.2.3-2)

Por lo tanto, la mitad de longitud de fractura está dada por:

$$L = \sqrt{\frac{\eta Q t E}{2 \pi (1-\nu^2) P_{net} H}} \quad (8.2.3-3)$$

donde η es la eficiencia del fluido, Q es el rate promedio de bombeo y t es el tiempo de bombeo.

El modelo KGD, es un modelo girado 90° del modelo PKN y es particularmente aplicable a una aproximada geometría de fracturas donde $h_f \gg x_f$. Entonces, no deberá ser usado en casos donde grandes longitudes de fractura son generadas.

Como puede verse de la Fig. 8.2.3-1, la forma de la fractura KGD implica igual ancho a lo largo del pozo, en contraste a la elíptica forma (en el pozo) del modelo PKN. Este perfil del ancho resulta en volúmenes de fractura mayores cuando se usa el modelo KGD en vez del modelo PKN para una longitud de fractura dada.

El ancho de la fractura promedio con el modelo KGD en unidades coherentes y para un fluido Newtoniano es:

$$\bar{\omega} = 2.27 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (8.2.3-4)$$

en unidades de campo con $\bar{\omega}$ en pulgadas.

$$\bar{\omega} = 0.29 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (8.2.3-5)$$

8.2.4 Ancho de la fractura con un Fluido No-Newtoniano²⁶

La expresión para el máximo ancho de la fractura para un Fluido No-Newtoniano con el modelo PKN, en unidades de campo es:

$$w_{max} = 12 \left[(13.59)(n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} (0.0068)(0.0935)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \cdot \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (8.2.4-1)$$

donde w_{max} está en pulgadas. El ancho promedio puede ser calculado multiplicando el w_{max} por $\pi\gamma/4$. Las cantidades n' y k' son la ley de potencia de las propiedades reológicas del fluido fracturante. Las otras variables están en la ecuación (8.2.2-6) para el fluido Newtoniano.

Ver Anexos Ejemplo 8.2.4-1 Cálculo del ancho de fractura con un fluido no newtoniano.

8.3 Presión neta fracturante

La creación de una grieta de dos dimensiones, con una dimensión de extensión infinita y la otra de extensión finita, d , ha sido descrita por Sneddon y Elliot⁴³ (1946). El máximo ancho de la grieta, que es proporcional a su dimensión característica, es también proporcional a la presión neta ($p_f - \sigma_{min}$) e inversamente proporcional al módulo plano del esfuerzo, E' .

El ancho máximo está dado por:

$$\omega_{max} = \frac{2(p_f - \sigma_{min})d}{E'} \quad (8.3-1)$$

donde

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (8.3-2)$$

el ancho promedio es :

$$\bar{\omega} = \frac{\pi}{4} \gamma \omega_{max} \quad (8.3-3)$$

Para el modelo PKN la dimensión característica d es la altura de la fractura, h_f , mientras que para el modelo KGD es igual a la longitud de la fractura, esquina a esquina, $2x_f$. En la ecuación (16-41) el valor de γ es 0.75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

Nolte y Economides⁴⁴ (1989) notaron que un fracturamiento hidráulico con eficiencia $\eta (=V_f / V_i) \rightarrow 1$, el volumen de la fractura, V_f , debe ser igual al volumen del fluido inyectado, V_i , y entonces

$$\bar{\omega} A_f = q_i t \quad (8.3-4)$$

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

Para $\eta \rightarrow 0$,

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} \quad (8.3-5)$$

donde C_L es el coeficiente "leakoff" y r_p es la razón de la altura permeable a la altura de la fractura. En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto del reservorio, h .

Para $\eta \rightarrow 1$, la ecuación (8.3-4) queda como:

$$\bar{\omega} x_f = \frac{q_i t}{2h_f} \quad (8.3-6)$$

De la ecuación (8.2.4-1) (máximo ancho para fluido no Newtoniano modelo PKN) y la ecuación para el ancho promedio (8.3-3), y usando todos los multiplicadores de $x_f^{1/(2n'+2)}$ como una constante C_1 (sin el factor 12 para convertir el ancho en pulgadas), la ecuación (8.3-6) se convierte en:

$$x_f (C_1 x_f^{1/(2n'+2)}) = \frac{5.615 q_i t}{2h_f} \quad (8.3-7)$$

donde q_i está en bpm y t está en minutos. Entonces,

$$x_f = \frac{1}{C_1} \left(\frac{5.615 q_i t}{2h_f} \right)^{(2n'+2/2n'+3)} \quad (8.3-8)$$

Para $\eta \rightarrow 0$, x_f versus t puede ser obtenido directamente de ecuación (8.3-5):

$$x_f = \frac{5.615 q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad (8.3-9)$$

(El producto $h_f r_p$ que podría estar en el denominador de la ecuación (8.3-9) se torna simplemente h).

De la relación de ruptura de Sneddon Ec. (8.3-1) (con $d = h_f$ para el modelo PKN), la presión neta de fractura está dada por:

$$p_{net} = p_f - \sigma_{min} = \frac{C}{(\pi \gamma / 4)_1} x_f^{1/(2n'+2)} \frac{E}{2(1-\nu^2)h_f} \quad (8.3-10)$$

Con la ecuación (8.3-8) de x_f para $\eta \rightarrow 1$ y usando todos los multiplicadores de $t^{1/(2n'+3)}$ como C_2

$$p_{net} = C_2 t^{1/(2n'+3)} \quad (8.3-11)$$

Similarmente, de las Ecs. (8.3-9) y (8.3-10), para $\eta \rightarrow 0$,

$$p_{net} = C_3 t^{1/4(n'+1)} \quad (8.3-12)$$

donde C_3 es la constante resultante de la combinación de las ecuaciones.

Las ecuaciones (8.3-8) y (8.3-9) de x_f para las penetraciones y (8.3-11) y (8.3-12) para p_{net} (la presión neta), representan los dos límites extremos para $\eta \rightarrow 1$ y $\eta \rightarrow 0$, respectivamente.

En particular las expresiones de presión, son muy usadas para monitorear el progreso de una operación de fractura. Desde que n' es normalmente aproximadamente 0.5, las potencias del tiempo en las ecuaciones (8.3-11) y (8.3-12) de p_{net} deberán caer entre 1/4 y 1/6. Esta observación fue primero hecha por Nolte y Smith (1981), quienes también presentaron análogas expresiones para los modelos KGD y radial. Ellas son como sigue:

Modelo KGD

$$p_{net} \propto t^{-n'/(n'+2)} \text{ para } \eta \rightarrow 1 \quad (8.3-13)$$

$$p_{net} \propto t^{-n'/2(n'+1)} \text{ para } \eta \rightarrow 0 \quad (8.3-14)$$

Modelo Radial:

$$p_{net} \propto t^{-n'/(n'+2)} \text{ para } \eta \rightarrow 1 \quad (8.3-15)$$

$$p_{net} \propto t^{-3n'/8(n'+1)} \text{ para } \eta \rightarrow 0 \quad (8.3-16)$$

Estos resultados sugieren que ploteos log-log durante la ejecución de la fractura pueden identificar rápidamente la morfología de la propagación de la fractura. En un ploteo de p_{net} versus tiempo, pendientes positivas pueden sugerir una extensión normal, conteniendo fractura, aproximadamente por el modelo PKN. Pendientes negativas pueden implicar ya sea crecimiento de las fracturas más mayores en altura que de longitud, aproximadamente por el modelo KGD, o extensión de fractura radial, aproximada por el modelo Radial. Esta técnica es corrientemente de amplio uso.

Finalmente, hay también expresiones aproximadas y fáciles de usar para la presión neta de fractura en los modelos PKN y KGD, usando un fluido fracturante newtoniano.

Para el modelo PKN, en unidades coherentes, está expresión es:

$$p_{net} = 2.31 \left[\frac{G^3 q_i \mu x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (8.3-17)$$

que en unidades de campo será:

$$p_{net} (psi) = 0.0254 \left[\frac{G^3 q_i \mu x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (8.3-18)$$

Para el modelo KGD la expresión análoga es:

$$p_{net} (psi) = 0.05 \left[\frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right]^{1/4} \quad (8.3-19)$$

Nuevamente, de estas ecuaciones se puede concluir rápidamente que para el modelo PKN, ecuación (8.3-18) cuando x_f crece, también lo hace p_{net} . Para el modelo KGD, ecuación (8.3-19) cuando x_f crece, declina p_{net} .

Ver Anexos Ejemplo 8.3-1 Penetración de la fractura y presión neta versus tiempo con el modelo PKN.

8.4 Crecimiento de la Altura de la Fractura

Un apropiado modelo P 3 D puede permitir calcular el crecimiento de la altura de la fractura simultáneamente lateral y vertical. Una aproximación para altura de la fractura en el “wellbore” (donde ello tendrá el máximo valor) será presentado a continuación. La predicción de la altura está basada sobre la derivada log de las propiedades mecánicas y la presión neta fracturante en el “wellbore”. Si esta altura fuera usada ya sea en el modelo PKN o KGD, ello puede conducir a una sobreestimación del requerido volumen slurry para efectuar el tratamiento²⁶. En los modelos 2-D la altura de la fractura es considerada constante a lo largo de la fractura.

En la sección 7.1, fue discutida la distribución de los esfuerzos horizontales a lo largo de la columna vertical. Se sugirió que debido a que existen diferentes litologías se

tienen diferentes razones de Poisson, el esfuerzo vertical (peso de la sobrecarga) es trasladado desigualmente en forma horizontal, resultando en un esfuerzo de contraste entre las capas. El ejemplo 7.1-1 muestra algunos cientos de psi de diferencia entre el esfuerzo horizontal de una arenisca objetivo y las lutitas encima y debajo de ella.

El modelo simple de Simonson⁴⁷ (1978) relaciona este esfuerzo de contraste, la presión neta fracturante y el crecimiento de altura de la fractura en el “wellbore”. Adicionalmente, los efectos del factor de intensidad del esfuerzo intercapas crítico, K_{IC} (dureza de la fractura) y gravedad han sido incorporados. Esto último fue hecho por Newberry⁴⁸ (1985). La Figura 8.4.1 es un esquema del modelo. El valor del esfuerzo horizontal en la capa objetivo de espesor, h , es σ . La sobre capa tiene un esfuerzo σ_u , y la capa debajo tiene un esfuerzo σ_d . Hacia arriba el crecimiento de la fractura, h_u , es medida desde el fondo del reservorio, y el crecimiento hacia abajo h_d es medida desde el tope del reservorio.

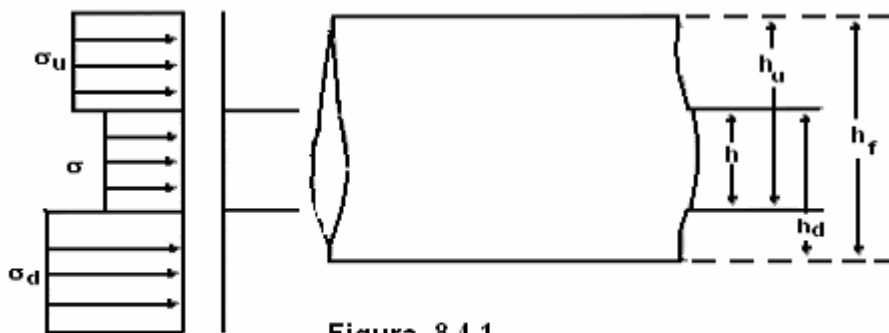


Figura 8.4.1
Geometría del objetivo, intervalos adyacentes, y perfiles de esfuerzos para la migración de la altura de la fractura. (After Newberry et al., 1985)

La requerida presión neta fracturante, para causar un crecimiento de la altura de la fractura hacia arriba h_u , es:

$$p_{net} = \frac{C_1}{\sqrt{h_u}} \left[K_{IC} \left(1 - \sqrt{\frac{h_u}{h}} \right) + C_2 (\sigma_u - \sigma) \sqrt{h_u} \cos^{-1} \left(\frac{h}{h_u} \right) \right] + C_3 \rho (h_u - 0.5h) \quad (8.4-1)$$

Similarmente la requerida presión neta fracturante, para causar un crecimiento de la altura de la fractura hacia abajo h_d , es:

$$p_{\text{net}} = \frac{C_1}{\sqrt{h_d}} \left[K_{\text{IC}} \left(1 - \sqrt{\frac{h_d}{h}} \right) + C_2 (\sigma_d - \sigma) \sqrt{h_d} \cos^{-1} \left(\frac{h}{h_d} \right) \right] - C_3 \rho (h_d - 0.5h) \quad (8.4-2)$$

En las ecuaciones de arriba, la contribución del esfuerzo de contraste intercapas (segundo término del lado derecho) para casi todos los reservorios es el valor mayor. El primer término, que es el factor de intensidad crítico del esfuerzo intercapas, contribuye solo en un monto pequeño. En el crecimiento hacia arriba, los efectos de gravedad son retardantes, mientras que en el crecimiento hacia abajo ellos lo aceleran.

Las constantes C_1 , C_2 , y C_3 (σ , σ_u , σ_d en psi, h , h_u , h_d en ft, ρ en lb/ft³, y K_{IC} en psi/in^{0.5}) son 0.0217, 0.515, y 0.0069, respectivamente. Las calculadas presiones netas fracturantes estarán en psi y el \cos^{-1} debe evaluarse en grados.

Ver Anexos Ejemplo 8.4-1 Estimación de el crecimiento de la altura de la fractura.

CAPÍTULO IX PERFORACIÓN PARA EL FRACTURAMIENTO

9.1 Introducción

De todas las variables que pueden ser controladas para un fracturamiento, la posición, número, tamaño y fases de las perforaciones probablemente tienen la más significativa influencia en el éxito del tratamiento. Cuando es usada efectivamente para el fracturamiento, ellas pueden utilizarse para controlar el punto de iniciación de la fractura. Está claro que en formaciones de baja permeabilidad, muchas fracturas empaquetadas se conectan al “wellbore” a través de menos de 20 perforaciones, por lo que no hay necesidad de perforar el resto de la arena neta³⁵. Sin embargo, en formaciones de gas de alta permeabilidad, la fractura puede volverse restringida debido a los efectos de turbulencia, y puede ser necesario perforar mayores intervalos, si estos conectan a la fractura durante la colocación del propante.

Ya que una cierta proporción de los tratamientos son realizados sobre pozos existentes que ya han sido perforados, estos casos están fuera del control del ingeniero del frac. Sin embargo, si un pozo o un intervalo es nuevo el ingeniero del frac puede incrementar grandemente la efectividad del tratamiento, perforando para el fracturamiento, más que en una manera convencional.

Cuando se perfora para el fracturamiento, es a menudo deseable perforar solamente una muy limitada sección del “wellbore”, usualmente localizada hacia el centro del intervalo productivo bruto. Esto controla el punto de iniciación de la fractura y ayuda a reducir la tortuosidad. Sin embargo, hay razones completamente legítimas para querer perforar toda la arena neta (que puede a menudo resultar en algunos juegos de perforaciones). Una de estas razones es el well testing, que es usado por los ingenieros de reservorios para ayudar a determinar las reservas recuperables en la formación – obviamente una muy importante tarea. El análisis de los resultados del

“well testing” pueden ser errados si el intervalo entero no es perforado, especialmente si la formación contiene algunos intervalos discretos. Entonces la necesidad de reducir el número de perforaciones y reducir la longitud del intervalo perforado, deben ser balanceados con los intereses de la otras compañías operadoras. Un compromiso debe ser alcanzado.

9.2 Controlando la iniciación de la fractura

Las perforaciones pueden ser usadas para controlar el punto de iniciación de la fractura como se ilustra en la Figura 9.2-1 debajo. Sobre el lado izquierdo, hay un intervalo que ha sido perforado a través de su sección entera. Cuando el tratamiento comienza, toma lugar la iniciación de la fractura. A este punto, se debe recordar que las fracturas son iniciadas por presión, no por el rate. A medida que la presión se incrementa, se iniciará una fractura cuando la presión se levanta encima de la presión de ruptura en el punto más débil a lo largo del intervalo perforado. Este puede ser en el tope de la zona (frac A, debajo), en el medio de la zona (B), en el fondo de la zona (C) o en algún otro lugar. Puede haber también más de una fractura – donde la presión del fluido excede la presión de ruptura, una fractura será iniciada. Fracturas múltiples pueden dar lugar a una pobre conductividad de fractura y tempranos arenamientos.

Si el intervalo es perforado como se muestra en el lado izquierdo de la Figura 9.2-1, el punto en que la fractura o fracturas se inician está más allá del control del ingeniero de frac. Fracs A y C tienen secciones sustanciales propagadas fuera del intervalo. Esto resulta en un cubrimiento pobre del intervalo y en un considerable monto de propano desperdiciado. Hay también un riesgo que el Frac A pueda penetrar dentro de una zona de gas o el frac C pueda penetrar dentro de una zona de agua.

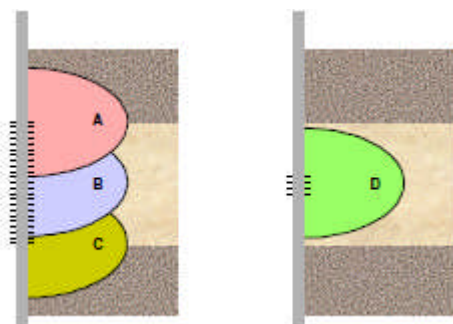


Figura 9.2-1 El efecto de las perforaciones sobre la iniciación de la fractura

Alternativamente, el intervalo podría ser perforado como se muestra en el lado derecho de la Fig 9.2-1. En este ejemplo, la zona ha sido perforada sobre un muy corto intervalo (5 a 10 ft). Esto controla el punto en que se inicia la fractura, y dramáticamente reduce las oportunidades de formar múltiples fracturas. Si este intervalo corto perforado está en el centro de la zona, entonces hay buena chance que la fractura se propague hacia arriba y hacia abajo, cubriendo la sección entera y usando eficientemente el propante. Alternativamente, si hay una zona de agua cercana, el intervalo puede ser perforado hacia el tope. Por lo que la iniciación de la fractura ocurre cerca del tope, reduciendo las chances de penetración de la fractura hacia abajo dentro del agua.

Una vez fracturado el intervalo, no hay otra cosa – sino el costo – para no realizar una segunda perforación para cubrir el resto del intervalo. Sin embargo, si el tratamiento ha sido efectivo, la fractura será muchas veces más conductiva que la formación. Luego, cualquier perforación no conectada a la fractura será improductiva.

La perforación de secciones cortas mejora la habilidad de estimular exitosamente un intervalo..... Mejora las completaciones y la recuperación final. Se ha aprendido de la perforación para estimulación que no se toma 100 pies de perforaciones para producir una zona de 100 pies. Se ha probado que 5 pies ubicados en el lugar apropiado cubren la performance de todos los 100 pies.

Robert Lestz, Production Engineer, Chevron

Hart's E&P, Febrero 2000

Otro ejemplo de perforaciones para controlar la iniciación de la fractura es el caso de múltiples zonas simultáneamente tratadas en un solo trabajo. El método convencional es ensayar un tratamiento de entrada limitada pero esto es irrealizable y difícil de controlar.

La Figura 9.2-2 ilustra este concepto. Convencionalmente, cada sección productiva de la formación es perforada individualmente. Cuando este pozo es fracturado, una parte del fluido (dependiente de un número de variables) entrará en cada uno de los intervalos, como en el lado izquierdo de la Figura 9.2-2. Fracturamiento con entrada limitada consiste en controlar cuanto fluido va dentro de cada intervalo y puede ser muy difícil de realizar. Sin embargo, si el pozo no ha sido ya perforado, otro método es perforar una sección pequeña en el centro de la formación, y permitir que la fractura conecte a todos los intervalos individuales (lado derecho de la Figura 9.2-2. Bajo cualquier circunstancia, un tratamiento que produce una sola fractura es mucho más fácil de predecir y controlar que un tratamiento que produce múltiples fracturas.

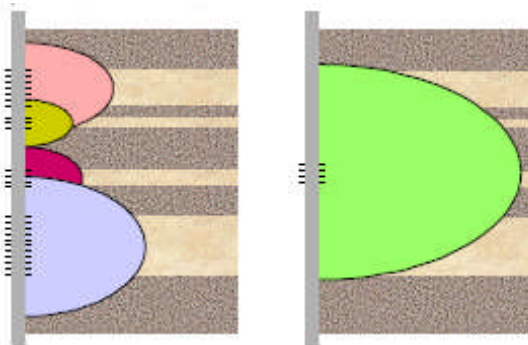


Figura 9.2.2 Perforación para cubrimiento zonal

Entonces, una pequeña sección (5 a 10 ft) de perforaciones es baleada. Estos necesitan ser ubicados aproximadamente en el centro del intervalo a ser cubierto o ligeramente hacia el fondo, dependiendo del régimen de esfuerzo. Consecuentemente esto puede incluso significar perforar deliberadamente una formación no productiva, tal como una lutita. Esto a menudo puede ser difícil de convencer a una compañía de petróleo o gas para que lo haga deliberadamente.

Algunas veces, si hay un contraste significativo en los módulos de Young entre las diversas formaciones, pueden formarse secciones donde la fractura es significativamente más delgada que el promedio. Estas bandas angostas pueden actuar evitando transportar el propante, dejando arriba y abajo formaciones sin propante.

9.3 Controlando la tortuosidad

Para minimizar la tortuosidad, la propagación de la fractura desde las perforaciones debe ser tan fácil como sea posible. Cada perforación es una fuente potencial de iniciación de la fractura, de manera que una de las etapas tomadas es reducir el número de perforaciones a un mínimo absoluto, consistente con el rate anticipado de producción. Esto a su vez significa huecos grandes.

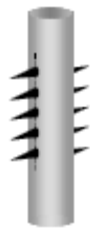


Figura 9.3-1 Estrategia de perforación para pozos verticales

Otro factor importante es la fase de las perforaciones. Idealmente, esta debe ser 180° , con las escopetas orientadas de tal manera que ellas baleen perpendicularmente al esfuerzo horizontal máximo. De esta manera los huecos están alineados con la dirección de la propagación de la fractura, minimizando cualquier cambio de dirección entre el hueco en el casing y la fractura principal. La mayoría de las veces no es posible orientar la escopeta en esta forma – la mejor estrategia entonces dependerá de factores tales como el contraste entre los esfuerzos horizontales máximo y el mínimo, y el módulo de Young de la formación.

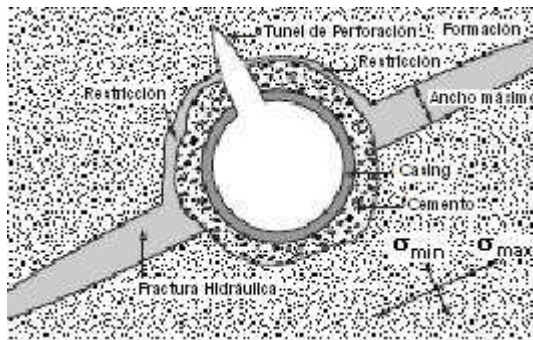


Figura 9.3-2 Iniciación de la Fractura

La Figura 9.3-2 muestra como la fractura tiene su inicio desde la perforación y entonces viaja alrededor del pozo hasta lograr la orientación preferente, después de la cual se propagará fuera del pozo. El ancho de la fractura inducida está relacionado a la diferencia entre la presión del fluido en la fractura y el esfuerzo en situ. Esto significa que en este caso, la fractura inducida será mucho más angosta en el punto de iniciación ya que que el máximo más que el esfuerzo horizontal mínimo está actuando sobre la fractura. Esta área de ancho restringido puede no ser lo suficientemente ancha para permitir el paso del propante durante las últimas etapas del tratamiento de fracturamiento – resultando en un prematuro arenamiento (screen out).

(La importancia relativa de esta restricción dependerá de la diferencia entre los dos esfuerzos horizontales).

La situación es compleja, pero en general es mejor minimizar el número de huecos baleados, usando huecos grandes para minimizar la fricción de perforación, y perforar de manera que los huecos se alinien a lo largo del “wellbore” (ver Figura 9.3-1), mas que producir un espiral de huecos alrededor de la circunferencia. La mejor estrategia de perforar para fracturamiento fue presentada por Behrman en 1998. Sin embargo, para algunos, la fase de 90° produce usualmente la menor fricción en wellbores verticales o cercanos a verticales, sin verse involucrado en muy complejas estrategias. Para otros, experiencias de campo (respaldadas por consideraciones geométricas simples), indican

que la presión de ruptura puede ser minimizada perforando el pozo con 60° de fase – la diferencia máxima entre la perforación y la orientación de la fractura indicida será ahora reducida a 60°.

Pozos desviados

Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse en un plano vertical o casi vertical. En un pozo vertical, esto significa que la fractura se propagará a lo largo o cercano al “wellbore”. Esto minimiza la formación de fracturas múltiples, cuando la compresión de la roca sobre el otro lado de la fractura hará más difícil que crezcan fracturas paralelas. Sin embargo, sobre un pozo desviado o un pozo horizontal, la distancia horizontal entre puntos potenciales de iniciación de la fractura es muy grande, lo que hace mucho más fácil producir tortuosidad y/o fracturas múltiples.

Consecuentemente, es común para pozos altamente desviados u horizontales, perforar una muy corta sección de la formación (más/menos 2 ft o menos) con huecos tan grandes como sean posibles. Esto es mostrado en la Figura 9.3-2 (para un pozo horizontal).

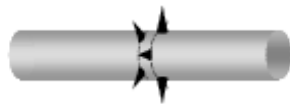


Figura 9.3-3 Estrategia de perforación para pozos desviados

9.4 Perforación para fracturamiento con el objeto de evitar el skin

Fracturamiento para evitar el skin (SBF) es un tipo especial de operación de fracturamiento a pequeña escala diseñada para penetrar a través del daño por skin, y proporcionar estimulación efectiva sin el costo y logística de tratamientos a gran escala. Si bien es cierto que el SBF puede no necesariamente ofrecer un gran incremento en la producción como el fracturamiento convencional, la estimulación es todavía efectiva, y

es usualmente más que adecuada para justificar el costo del tratamiento. Como con cualquier tipo de fracturamiento la posición de las perforaciones pueden tener un significativo efecto sobre los resultados del tratamiento.

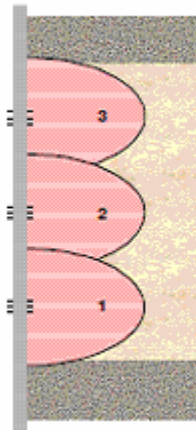


Figura 9.4-1 El efecto del punto de iniciación de la fractura para evitar el skin

En relación a la Figura 9.4-1, es fácil ver como el punto de iniciación de la fractura puede afectar a una fractura no diseñada para cubrir la altura entera de la formación, como en un fracturamiento de bypass del skin. Obviamente la fractura 2 produce más estimulación que las fracturas 1 y 3. Si la entera sección de la formación es perforada, es normalmente imposible controlar el punto de iniciación de la fractura (aunque una arena llena puede usarse para asegurarse que la fractura no se inicia hacia el fondo). Entonces, cuando se planea una estrategia de perforación, será mejor balear huecos sobre una pequeña, sección central, que sobre intervalo total.

La Figura 9.4-2 muestra una aproximación diferente al perforar por SBFs, sobre una sección larga, uno de los mejores métodos de estimulación de costo efectivo es realizar algunos pequeños consecutivos tratamientos, como se lista abajo (con referencia a la Figura 9.4-2:

Zona	Etapa	Acción
Inferior	1	Perforar la zona del fondo
	2	Frac zona inferior
	3	Recuperar Fluidos
	4	Aslar la zona inferior con tapón puente
Media	1	Perforar la zona media
	2	Frac zona media
	3	Recuperar Fluidos
	4	Aslar la zona media con tapón puente
Superior	1	Perforar la zona superior
	2	Frac zona superior
	3	Recuperar Fluidos
Todos	1	Remover los tapones puentes
	2	Poner en producción

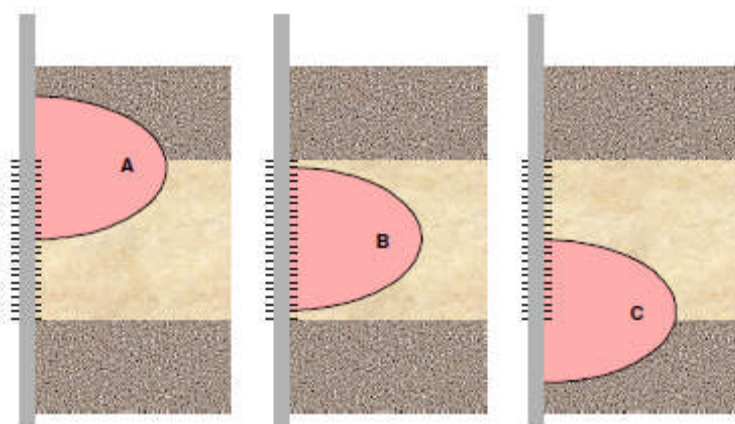


Figura 9.4-2 Fracs Múltiples bypassando el skin sobre un intervalo largo

Este método asegura la máxima cubierta del intervalo con un mínimo de esfuerzo, aunque ello involucra tres separadas corridas de perforación y el uso de coiled tubing para remover los tapones puentes o tapones de arena.

Un ejemplo de un registro presión/tiempo es mostrado Figura 10.1-2 y es descrita como sigue:

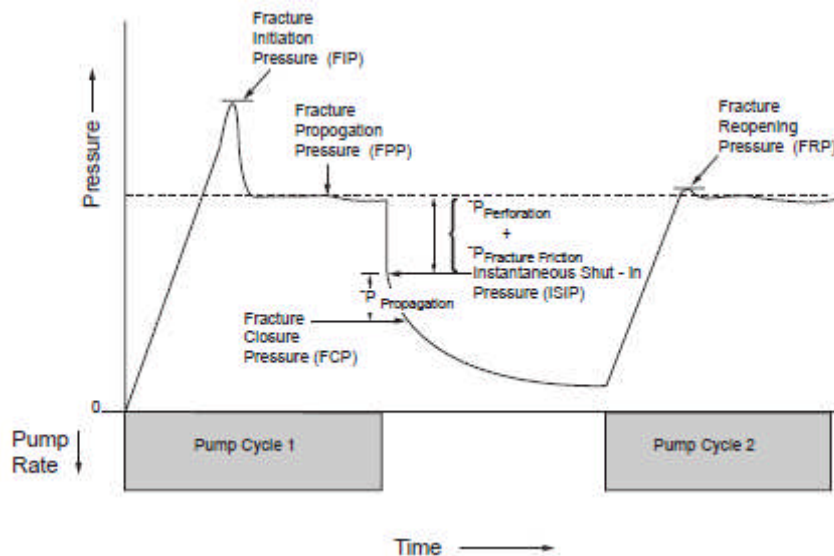


Figura 10.1-2 Registro de presión en el fondo del pozo durante un micro o minifractura.

- (i) La presión en el fondo del pozo empieza a levantar tan pronto como se inicia el bombeo. Este incremento continúa hasta que la Presión de Iniciación de Fractura (FIP) es alcanzada, después de lo cual cae rápidamente a la Presión de Propagación de Fractura (FPP).
- (ii) Las bombas son detenidas cuando el volumen deseado de fluido ha sido bombeado y la Propagación de Fractura cesa. Esta presión cae rápidamente a la Presión Instantánea de Cierre Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP):

$$ISIP = FPP - \Delta P_{\text{perforaciones}} - \Delta P_{\text{fricción fractura}}$$

donde $\Delta P_{\text{perforaciones}}$ = Caída de presión a través de las perforaciones y

$\Delta P_{\text{fricción fractura}}$ = Caída de presión friccional desde las perforaciones al extremo de la fractura.

- (iii) Al ISIP la fractura continúa abierta. Filtrado (Leak off) continúa a rates altos desde la fractura abierta. La presión cae hasta que se alcanza la Presión de

Cierre de Fractura Fracture Closure Pressure (FCP), que es igual al esfuerzo mínimo en situ (σ_h).

$$ISIP = FCP + \Delta P_{\text{propagaciónfractura}}$$

donde $\Delta P_{\text{propagaciónfractura}}$ es la presión requerida para vencer la dureza de la fractura.

El FCP se reconoce por un cambio en la pendiente en la curva de declinación de la presión. Cuando la fractura está abierta está filtrando fluido hacia la formación desde la superficie entera de la fractura.

N.B. Si se observa un tiempo suficiente, la presión eventualmente igualará a la presión del reservorio. Ello puede tomar un tiempo largo debido a la baja permeabilidad del reservorio.

- (iv) La reapertura de la fractura durante un segundo ciclo de bombeo normalmente ocurre a un valor más bajo que el FIP – a menudo la presión joroba “hump” no ocurre y el FPP es inmediatamente observado.

La Tabla 10.1-1 registra valores típicos de varios parámetros discutidos anteriormente para un tratamiento mini/microfrac en un pozo perforado a 6000 ft. Estos valores son específicos al pozo ha ser tratado. Ellos son requeridos cuando se diseña a escala total el HF. Además, se puede derivar información valuable adicional.

Ejemplo	
Tubulares	psi
THTP	6400
$\Delta P_{\text{friction}}$	-6200
ΔP_{head}	+4500
BHTP	4700
Fractura	
$\Delta P_{\text{perforation}}$	-100
$\Delta P_{\text{friction}}$	-100
$\Delta P_{\text{propagation}}$	-300
Mínimo esfuerzo in situ 4200	

Tabla 10.1-1 Valores Típicosde presión para un tratamiento mini/microfrac a 6000 ft

- (i) Cuanto más tarde la fractura en cerrarse después que el bombeo ha cesado, menor será el coeficiente de filtrado (leak off) y mayor el volumen de fractura creado (más alta eficiencia del fluido de fractura). Un balance de volúmenes puede ser efectuado para cuantificar este coeficiente de pérdida de fluido, el cual podrá ser usado como un ingreso en los programas de diseño del HF.
- (ii) La altura de la fractura puede ser determinado usando un registro de temperatura. Un registro de temperatura es corrido a través del intervalo perforado antes e inmediatamente después de completado el tratamiento minifrac. Este registro de producción, el cual incorpora un termómetro de alta resolución, registrará una (temperatura fresca/inferior) en la zona a través de la creada fractura debido a la inyección del fluido fracturante frío. La Figura 10.1-3 es un ejemplo esquemático de tal registro de temperatura, la fractura que está siendo observada tiene un crecimiento hacia arriba desde el intervalo perforado.

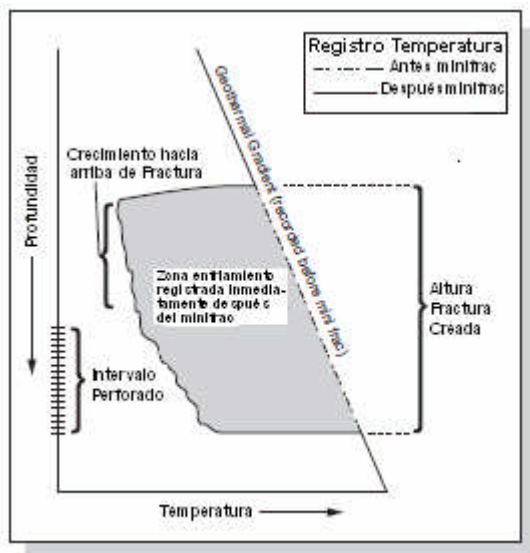


Figura 10.1-3 Mediciones usando un registro de temperatura de la altura de la fractura

Las pruebas de calibración son inyecciones de fluido antes de un tratamiento de fractura, diseñadas para recoger información importante para ayudar a la calibración del simulador de fractura y de aquí proporcionar una más exacta predicción de la geometría de la fractura. Ellas pueden también proporcionar alguna información importante acerca de las restricciones al flujo near-"wellbore".

Las pruebas step-rate vienen en dos variables, step-up y step-down. Una es usada para determinar la presión de extensión de la fractura, mientras que la otra es usada para determinar la fricción near "wellbore". Cuando evaluamos pruebas step-rate es necesario obtener datos de presión de fondo confiables. El BHTP calculado desde el STP no proporciona suficientes datos aproximados para análisis de tratamientos críticos tal como éste. A menudo BH "memory gauges" pueden ser corridos líneas abajo sobre un slickline y mantenidos en el lugar durante las pruebas de calibración, para ser recuperados posteriormente. Los datos pueden ser correlacionados con datos de superficie para proporcionar una base precisa para el análisis. Esto puede ser hecho rápidamente y en forma económica.

El propósito del minifrac es proporcionar la mejor información posible acerca de la formación, antes de realizar el tratamiento. El minifrac es diseñado para acercarse en lo posible al tratamiento real, sin bombear un significativo volumen de propante. El minifrac será bombeado usando el fluido del tratamiento, al rate diseñado para la fractura. Este deberá también ser de un volumen suficiente para contactar todas las formaciones que el diseño estimado del tratamiento principal se anticipa a contactar. Un bien planeado y ejecutado minifrac pueden proporcionar datos sobre la geometría de la fractura, propiedades mecánicas de la roca y filtrado de fluido- información que es vital para el éxito del tratamiento principal.

10.2 Prueba step-up

La Prueba step-up es realizada con la fractura inicialmente cerrada. El objetivo de la prueba es obtener la presión de extensión de fractura, p_{ext} por la inyección dentro de la formación de una serie de etapas de rate incremental y entonces analizar los datos de presión con el rate en cartesiano. La p_{ext} es usualmente 100 a 300 psi más alta que la presión de cierre de fractura, p_c , que es un muy importante factor en el diseño de la fractura. Usualmente los resultados de la prueba step-up serán usados para determinar el límite máximo para la p_c y obtener el esperado BHTP²⁸⁻³⁵.

Para realizar la prueba step-up, es práctica común usar ya sea agua con KCl o gel lineal. Sin embargo, si la prueba es combinada con el minifrac, entonces el real fluido del frac deberá ser usado.

El bombeo en una prueba step-up empieza con la fractura cerrada (a menudo la prueba step-up es la primera operación realizada en el pozo) empezando al rate más bajo posible con las bombas de frac- esta es usualmente en la región de 0.25 a 0.75 bpm- Entonces el rate es incrementado tan poco como sea posible, un experimentado operador de bomba probablemente será hábil de conseguir la siguiente etapa de rate a mas o menos 1 bpm levantando los rates en pequeños incrementos una tarea difícil que requiere un buen control del operador de bomba, con las modernas bombas de fracturamiento de alto HP. Sin embargo es importante conseguir por lo menos tres buenas etapas de rate antes que la fractura se abra, de manera que una tendencia de presión pueda ser observada. En cada etapa de rate, es importante no proceder a la siguiente etapa hasta que la presión se haya estabilizado, de manera que el operador de la bomba pueda conseguir aproximadamente el rate correcto y entonces dejar las bombas solas. Es más importante estabilizar el rate y presión para cada etapa que lograr exactamente el rate correcto. Registrar el rate estabilizado y la presión de tratamiento en el fondo del pozo para cada etapa. A medida que el rate se incrementa

etapas más grandes pueden ser tomadas: Rates de bombeo típico para una prueba step-up pueden ser 0.25, 0.5, 0.75, 1.0, 1.5, 2, 3, 5, 10 y 15 bpm. Después del test un ploteo del estabilizado BHTP contra el rate de slurry permite encontrar la presión de extensión de la fractura, como ilustra la Fig 10.2-1.

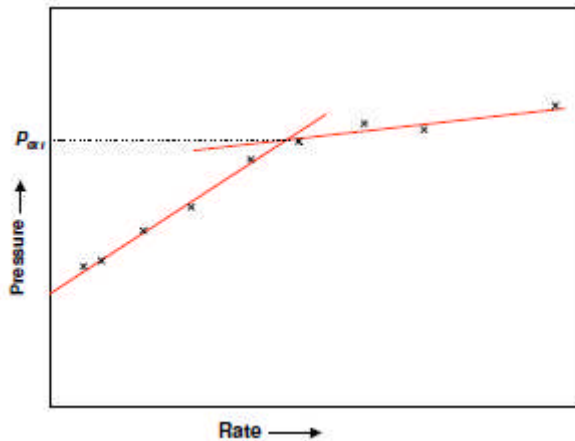


Figura 10.2-1 Típico crossplot presión-rate de una prueba step up

El cambio en la pendiente de la gradiente mostrado en la Figura 10.2-1 marca el cambio de flujo radial Darcy (bajos rates), a flujo lineal Darcy a altos rates. Este es el punto en que la fractura es creada y el valor de la presión de extensión.

Cuando se realiza una prueba step up es importante que no exista antes de la prueba una fractura artificialmente inducida. Por tanto, si cualquier bombeo encima de la gradiente del frac ha sido realizado, suficiente tiempo debe tomarse para que la fractura se cierre totalmente antes de comenzar la prueba step rate. Sobre rocas duras, esto puede demorar algunos días.

La prueba step rate puede también proporcionar una indicación de la dureza de la fractura, por lo menos en la formación cercana al "wellbore". En teoría la diferencia entre la presión de extensión y la presión de cierre (usualmente obtenida de un minifrac) está directamente relacionada a la dureza de la fractura. Sin embargo, está fuertemente relacionada por la orientación del "wellbore", estrategia de perforación y magnitud de los esfuerzos horizontales.

10.3 Pruebas step-down

Esta prueba es usada para determinar la naturaleza de cualquier fricción near-“wellbore” que pueda existir, es decir para determinar si es dominante la perforación o la tortuosidad³⁵. Como su nombre lo indica, la prueba step- down es la opuesta a la prueba step- up. En vez de empezar con bajos rates e incrementarlos, los rates empiezan altos y decrecen.



Figura 10.3-1 La prueba step- down

Cuando se efectúa la prueba step- down, es importante que la fractura esté abierta el tiempo total de la prueba, de otra forma la prueba es inválida. Por tanto, la prueba es a menudo realizada después de una prueba step up. Al realizar una prueba step- down, se debe mantener etapas cortas cuando el rate está cayendo. Como la fractura debe estar abierta durante la prueba, consecuentemente, las etapas no pueden ser muy largas, ya que una vez que la fractura se cierra se tienen puntos inválidos. Todo lo requerido son 4 o 5 etapas de rates declinantes, de 10 a 15 segundos cada una. También, se debe asegurar que antes de empezar la prueba, la fractura ha estado abierta por lo menos 5 minutos – mientras más tiempo mejor, ya que fracturas pequeñas cierran más rápidamente que fracturas grandes.

La Figura 10.3-1, muestra la relación entre presión y rate para una prueba step-down. Las diferentes formas de la curva indican como la fricción near-“wellbore” es

dominada por las perforaciones, por la tortuosidad o por una combinación de las dos. Para fricción por perforaciones se tiene:

$$P_{nwb} \propto Q^2 \quad (10.3-1)$$

En teoría, la fricción por perforación sigue la misma teoría de flujo a través de orificios, involucrando la ecuación de Bernoulli y presión restringida. Cálculos tienen que ser hechos para el diámetro de la perforación (asumiendo sea constante) y para el coeficiente de descarga (una medida de cuanto flujo “liso” está pasando a través del orificio). El coeficiente de descarga también se asume como constante. Como resultado la pérdida de presión es proporcional al rate por perforación, como se señala en la ecuación 10.3-1. Generalmente en esta etapa volúmenes no significativos de propante han sido bombeados, de manera que la asunción que el diámetro de la perforación es constante es válida.

Para tortuosidad:

$$P_{nwb} \propto \sqrt{Q} \quad 10.3-2$$

En teoría, cuando la fricción near-“wellbore” está dominada por la tortuosidad, cuando el rate de bombeo se incrementa, permite que el ancho de los canales de flujo near-“wellbore” también lo hagan, como el ancho de ellos es dependiente de la presión – a mayor rate, será mayor la presión y por consiguiente mayor será el ancho. Esta es la razón por la que la tortuosidad, P_{nwb} no se incrementa tan rápido como el rate.

A menudo esta relación es $\Delta p_{tort} \propto \sqrt{q}$, aunque en realidad la relación es un poco más compleja, como hay diversas posibles causas no explícitas de la tortuosidad (Wright et al., 1996 sugirió que $\Delta p_{tort} \propto q^{1/4}$).

Cosas a recordar cuando realizamos un step-down test:

- Estar seguro que la fractura está abierta durante la prueba y que es de tamaño

significativo. La prueba está tratando de medir los efectos de la tortuosidad de la respuesta de presión. Si la fractura es pequeña, significativos cambios de presión serán generados simplemente por la variación de la geometría de la fractura; si la fractura abierta es más grande, lo anterior tendrá menor significado.

- Si los resultados de un step-down test son usados en las tablas de presión de fricción near-"wellbore" incluido en muchos modernos simuladores de fractura, entonces el step-down test tiene que ser realizado con el mismo fluido fracturante que está planeado para el tratamiento principal. De otra manera, la magnitud de la respuesta de presión near-"wellbore"- que es dependiente de la viscosidad- será ininteligible. Si estas tablas no son usadas, entonces cualquier fluido conocido puede ser bombeado.
- Efectuar el step-down tan rápido como sea posible como se describió arriba. Ya que es importante que la geometría de la fractura detrás de la tortuosidad no cambie significativamente durante el step-down. Si los steps toman demasiado tiempo, la fractura empezará a ser más pequeña y puede aún cerrarse.
- Monitorear la declinación de la presión después de la última etapa y las bombas han sido cerradas. Si la prueba es realizada correctamente, la fractura estará aún abierta al final del step-down, y será posible identificar el cierre de fractura de la declinación de la curva.

Algunos simuladores son capaces de importar los datos y efectuar un ploteo de Δp contra Δq (es decir, el cambio en el BHTP contra el cambio en el rate de slurry). Consecuentemente este es un ploteo directo de NWBF contra el rate. Usualmente, tales ploteos pueden dejar fuera la teórica fricción de perforación y producir un Δp_{tort} calculado. Cuanto más el NWBF es dominado por la tortuosidad y viceversa, el cierre

de esta curva calculada es la curva real. Por supuesto, este cálculo no será verdadero si el diámetro y/o el número de perforaciones son irrealizables.

Ver Anexos Ejemplo 10.3

10.4 Minifrac

En cualquier tiempo en que la calidad de la información disponible para un pozo candidato a un frac es escasa, un minifrac debe ser planeado. Esto incluye a muchos pozos, ya que no es usual tener sobre una formación, detallada información sobre mecánica de rocas y datos de pérdida de fluidos (y para formaciones no productivas contiguas a la zona de interés).

10.4.1 Planeamiento y Ejecución

Cualquiera que sea el modo de obtener los datos de presión de fondo, los cálculos para un minifrac (y también para la prueba step rate), de lejos son más aproximados que los calculados desde la presión en superficie. Los datos de presión de fondo son obtenidos a través de tres métodos³⁵:

1. Mediciones a tiempo real. Estas pueden ser corridas sobre un wireline o pueden ser parte de la completación del pozo. Estos medidores permiten registrar a tiempo real en superficie, la temperatura y presión de fondo. Usualmente, es posible correr un cable de datos de manera que los datos de presión puedan ser incorporados en tiempo real con los datos Standard del frac que ya está siendo registrados.
2. Memory gauge. Estos son medidores que son corridos sobre un wireline o slick line, y colgados en ya sea en un especialmente diseñado transportador del medidor, o sobre otra posición adecuada (tal como un mandrel de gas lift vacío). Alternativamente, ellos pueden ser mantenidos sobre un slick line a una

profundidad específica. Después que el minifrac y la prueba step rate son realizados, los medidores son retirados y los datos son descargados en superficie. Estos datos son entonces reunidos con los datos en superficie que ya han sido registrados. Este es el más común método de usar medidores, aunque hay un retraso causado por el retiro de los medidores.

3. Dead String/Live Annulus. Ambos de estos métodos trabajan con el mismo principio. Con el anillo **aperturado**, el pozo es completado con tubing pero no packer (o el packer no ha sido sentado, o el packer está ajustado con una válvula circulante que lo deja abierto durante el tratamiento). Básicamente, el anillo está expuesto al BHTP durante el tratamiento, y muestra una correspondiente presión en superficie. Como el fluido no se está moviendo en el anillo, el BHTP puede ser fácilmente calculado, conocida la densidad del fluido en el anillo. Muchos de los programas de monitoreo del frac, tienen la capacidad de hacer este cálculo en tiempo real. Un dead string trabaja sobre el mismo principio, pero en este caso emplea una sarta de tubería de diámetro pequeño, dentro del tubing del tratamiento. Un ejemplo común de ello es el coiled tubing ubicado dentro de un mayor diámetro de sarta del frac.

Es más importante obtener datos de presión de fondo durante el minifrac y la prueba step rate, que durante el real tratamiento. Compañías que suministran registradores de presión, se resisten a bombear propante con los registradores de presión operando (esto también se aplica a los cables wireline). Consecuentemente, es común tener los registradores de presión en el pozo para el minifrac y prueba step rate, y entonces retirarlos antes de bombear cualquier propante.

Muchos medidores de presión de fondo también registran temperaturas. Estos datos en tanto no son tan importantes, sin embargo, pueden ser muy útiles:

1. Los datos pueden proporcionar un buen chequeo de la temperatura estática de fondo, para asegurar que la correcta temperatura ha sido usada para el diseño del sistema del fluido
2. Los datos pueden proporcionar un buen valor para la temperatura de tratamiento en el fondo. Esto es especialmente importante cuando se realiza el tratamiento con nitrógeno y/o dióxido de carbono y también para tratamientos donde el encogimiento del tamaño del tubing es crítico debido al enfriamiento bajo tierra.
3. Si los medidores han sido corridos sobre un wireline o slick line, entonces es posible correr los medidores después de las perforaciones, el minifrac y la prueba step rate, para obtener un registro de temperatura. Este es un ploteo de temperatura contra la profundidad. Observando cuán lejos cada una de las perforaciones se han enfriado – y como este enfriamiento varía a través del intervalo perforado – es posible conseguir una indicación cualitativa de donde los fluidos están entrando y de aquí donde la fractura (s) se estará (estarán) iniciando.

Debido a que la reología de los fluidos fracturantes está cambiando constantemente a medida que el minifrac está siendo bombeado, y porque el pozo está continuamente enfriando, los cálculos de presión de fricción pueden a menudo ser irrealizables. Esto a su vez significa que un BHTP calculado desde un STP puede también ser no factible. Esta es la importancia de obtener datos confiables en el fondo, desde que son la base para el diseño del frac.

Volúmenes de fluido y rates.

Decidir que volúmenes a bombear para el minifrac puede ser difícil. Idealmente, se desea bombear el mínimo volumen necesario para recabar datos precisos de fractura y

formación. Sin embargo, recordar que no solo hay interés en conseguir datos de la formación productiva – sino también datos de cualquier formación encima o debajo que puede estar conectada con la fractura. Esto significa que como un mínimo, se debe bombear al menos las dos terceras partes del volumen anticipado del “pad”. En pozos de baja permeabilidad se puede bombear un volumen más significativo que el volumen del “pad”.

El mejor método para decidir el volumen del minifrac, es correr unas cuantas simulaciones para el minifrac, basado sobre los datos usados para el diseño del tratamiento principal. Ajustando el volumen del minifrac de manera que se contacte con todas las formaciones que el tratamiento principal contactará.

A medida que se está ensayando crear un tratamiento que se acerque o que más posiblemente se acerque al real tratamiento (menos el propante), el minifrac debe ser bombeado al mismo rate como el tratamiento anticipado.

El minifrac debe ser desplazado con agua aceitosa (slick water). El volumen de desplazamiento debe ser suficiente para desplazar el minifrac a corta distancia de las perforaciones, para asegurarse que el cierre de la fractura near-“wellbore” sea sobre el fluido fracturante y no sobre el slick water. Para hacer esto, es común un desplazamiento de +/- 5 bls.

Tipo de Fluido

Como se trata de crear una prueba que sea tan cercana al tratamiento real, menos el propante, el minifrac debe ser realizado usando el mismo fluido que el utilizado en el tratamiento. Cada etapa debe ser llevada asegurando que los fluidos usados en el minifrac y el tratamiento principal son tan idénticos como sea posible, de manera que los datos recogidos en el minifrac sean tan válidos como los obtenidos en el tratamiento principal.

A menudo, una compañía operadora sugiere usar slick water para el minifrac, como un medio de ganar tiempo y dinero. Esta es una economía falsa, ya que el minifrac tendrá solamente una pequeña semblanza de la fractura que será creada por el tratamiento principal. En particular, la pérdida de fluido será (usualmente) mayor que con el slick water. Esto resulta en un tiempo de cierre de fractura más rápido que el normal, y geometrías de fractura más pequeñas que la fractura normal.

Recientemente, se ha sugerido que debido a los efectos de la pared edificada por el fluido usado en el minifrac, la pérdida de fluido para el tratamiento principal puede ser más bajo que para el minifrac. Para compensar esto, incrementos de carga de agente (rompedor) son usados en el minifrac.

Fluido en el "Wellbore"

Usualmente, hay una clase de fluido en el "wellbore" antes del minifrac. A menudo, este fluido será slick water de la prueba step rate o fluidos producidos. A menos que el fluido pueda ser circulado fuera del pozo antes del minifrac, este será inyectado a la formación como parte del minifrac. Obviamente, teniendo dos clases de fluido en la fractura, hacer el trabajo de analizar los datos del minifrac será más difícil, de manera que un esfuerzo debe ser hecho para minimizar el volumen de fluido delante del fluido del minifrac. En algunos pozos, esto puede ser logrado circulando el fluido del minifrac dentro de la posición. Sin embargo, en muchos pozos esto no puede ser hecho, y se tiene que estar con la situación.

Declinación de la Presión

Los datos recogidos durante la declinación de la presión (es decir. después que el minifrac ha terminado y las bombas se paran) son tan importantes como los datos obtenidos mientras se bombea. Es entonces importante monitorear la declinación de la presión, algunas veces hasta 2 horas después de completar el minifrac. Durante este

periodo es importante que nada sea hecho para comprometer la calidad de los datos. Cualquier apertura o cierre de válvulas, percutar sobre el equipo o circulación de fluidos debe ser evitado a toda costa. En particular la cabeza del pozo no debe ser cerrada durante este periodo. Tampoco debe bombearse dentro del anillo, ya que afecta la presión del tubing. Una vez que se tenga asegurado que la fractura ha cerrado, el pozo se podrá cerrar y las normales actividades reanudadas.

Tapones de propante

A menudo un tapón de propante es bombeado en el minifrac. Esta es una etapa de propante en la mitad del minifrac, conteniendo algo tan pequeño como 500 lbs de propante. Este tapón probará la región near-"wellbore" para tortuosidad. Idealmente, el tapón de propante debería pasar hacia la formación con un no detectable levantamiento de presión. Si la presión levanta cuando el propante fluye dentro de la formación (y peor todavía, si esta se levanta y no cae nuevamente), entonces hay una restricción al flujo en la región near-"wellbore" – tortuosidad. Series de tapones de propante de concentración incremental pueden ser usadas para diagnosticar efectivamente la severidad del problema de tortuosidad.

Minifrac múltiples

Algunas compañías, especialmente **cuando se trabaja** en formaciones de alta permeabilidad, prefieren usar más de un minifrac. El primer minifrac es diseñado para ser pequeño, penetrando solamente dentro de la zona de interés y proporcionando buena información de los datos de cierre y pérdida de fluido sobre esta formación. El segundo minifrac es más largo, diseñado para penetrar más allá y dar una mejor idea de la geometría total de la fractura. Obviamente, el uso de dos minifrac proporciona más datos que un solo tratamiento. Sin embargo, en muchos casos probablemente esto no es necesario. Un tratamiento diseñado y ejecutado apropiadamente debe llevarse a

cabo con todos los datos necesarios. Sin embargo, hay casos que es muy difícil interpretar los datos del minifrac, debido a falla del tratamiento. Algunas formaciones son demasiado complejas para analizarlas fácilmente. En tales casos, cuando los datos del primer minifrac **no son confiables**, a menudo el único camino es proceder a bombear un segundo minifrac, en la esperanza que estos datos sean mejores.

10.4.2 Descripción de un minifrac

La Figura 10.4.2-1 muestra un ploteo de un trabajo típico de un minifrac:

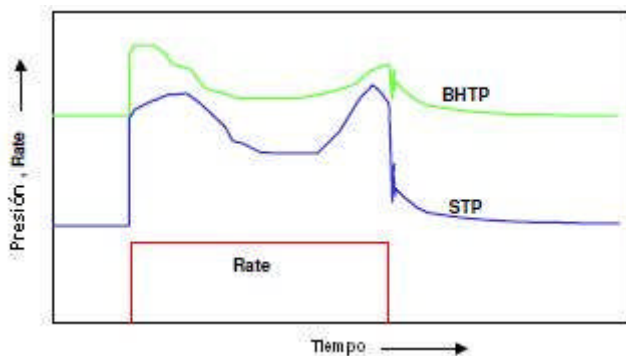


Figura 10.4.2-1 Típico Ploteo de un minifrac, mostrando BHTP, STP y rate

Tres importantes parámetros son usados – en mayor o menor extensión – obtenidos de los datos requeridos del minifrac³⁵. El BHTP (idealmente viene de la presión real, más que la calculada) es la variable principal, indicando el camino en que la fractura está comportándose y el monto de trabajo que está siendo realizado por el fluido sobre la formación (o viceversa). El rate es importante para determinar la geometría de la fractura, ya que el volumen de la fractura es igual al volumen de fluido bombeado dentro de la formación, menos el volumen de fluido que se ha filtrado. En adición de estos dos parámetros, la concentración del propante puede también ser importante, si tapones de propante han sido bombeados **con el objeto de verificar la tortuosidad**.

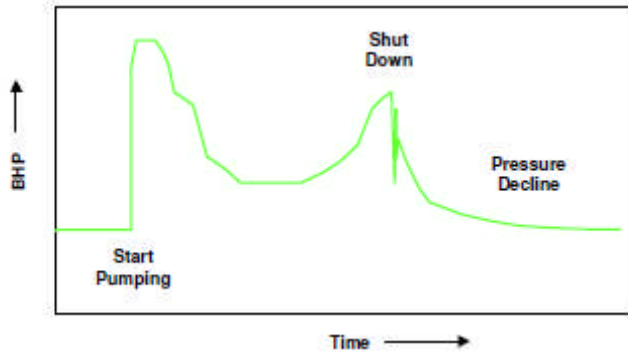


Figura 10.4.2-2 Ploteo expandido mostrando BHTP

La Figura 10.4.2-2 muestra una porción expandida de la Figura 10.4.2-1, mostrando el BHTP con más detalle. Generalmente, un gran número de minifrac tendrá esta misma forma básica, aunque no en todos los casos. El área entre el inicio del bombeo y el cierre es a menudo como la forma mostrada, con la presión declinando inicialmente y entonces incrementándose hacia el final. En términos de análisis de Nolte, esto significa que la fractura está inicialmente creciendo en forma radial o preferentemente vertical (más que horizontal), pero después de un período de tiempo, el crecimiento de la altura se torna más controlada, y la dirección horizontal es el crecimiento preferencial.

10.4.3 Data del minifrac durante el bombeo

El ploteo de la forma y gradiente de la presión contra el tiempo es de gran valor acerca de la fractura en sí misma. Esto se ilustra en la Figura 10.4.3-1, análisis de Nolte – Smith, que puede ser usado para tener una idea general de cómo la fractura se está propagando en términos de longitud, altura y ancho posible. Sin embargo, este análisis es un tanto cualitativo. Para incrementar la aproximación a la geometría de la fractura es necesario realizar un match de presión. Este proceso involucra el ingreso de datos seleccionados del tratamiento (rate y concentración de propante) dentro del modelo de fractura del simulador y comparando la respuesta de presión neta predicha

con la respuesta de presión neta real. Variables claves en el simulador (normalmente esfuerzos, modulo de Young, dureza de la fractura y pérdida del fluido) son ajustados hasta que la respuesta de presión pronosticada se ajuste a la respuesta de presión real. Sin embargo, el match de presión posibilita un cálculo cuantitativo más preciso de la geometría de la fractura²⁸.

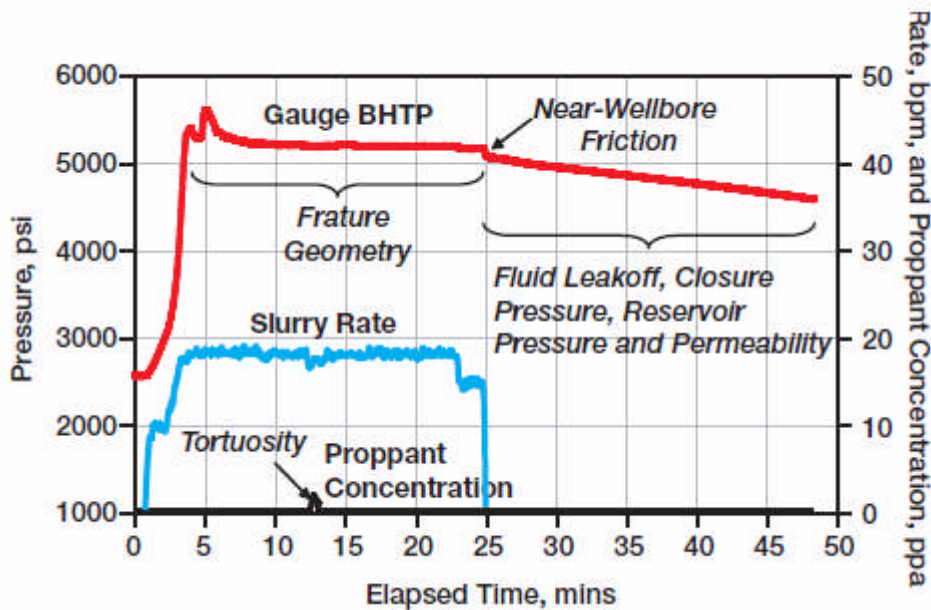


Figura 10.4.3-1 Ploteo de trabajo de un minifrac, ilustrando los parámetros significativos (itálicas) que pueden ser derivados de su análisis.

10.4.4 Análisis de curva de declinación del Minifrac

Tan pronto como **cesa** el bombeo, la presión empieza a declinar. Inicialmente, la presión neta será todavía positiva, y la fractura puede todavía propagarse. Sin embargo, tan pronto como para la entrada de fluido dentro de la fractura, la fractura empezará a decrecer en volumen y todavía el fluido se está filtrando dentro de la formación. Como el volumen de fluido en la fractura (y de aquí el volumen de la fractura en sí) decrece, el ancho de la fractura también decrece hasta que el volumen de fluido en la fractura es cero – la fractura ha cerrado²⁸⁻³⁵.

El tiempo tomado para que la fractura cierre, define el rate en que la pérdida de fluido está ocurriendo, mientras que la presión en que la fractura cierra (y la diferencia entre la presión de tratamiento y la presión de cierre) muestra que difícil será producir la fractura requerida. Ambos de estos parámetros son muy importantes para definir el tamaño y forma de la fractura.

Una curva típica de declinación es mostrada en la Figura 10.4.4-1

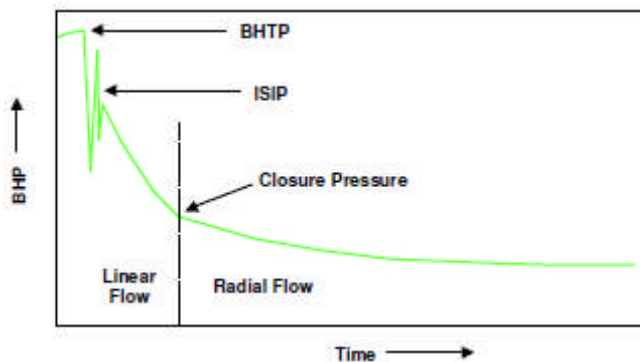


Figura 10.4.4-1 Curva Típica de Declinación de presión en un minifrac

De la Figura 10.4.4-1 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:

1. 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.
2. 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 cae súbitamente, 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.

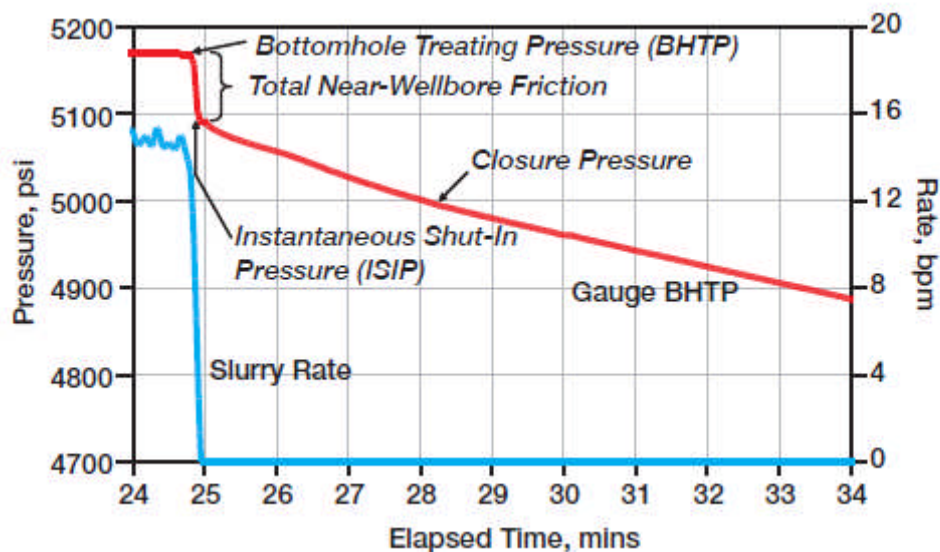


Figura 10.4.4-2 Declinación de presión en un minifrac, en *itálicas* los parámetros que pueden ser derivados de su análisis

3. 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.

4. 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 probablemente 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 rol significativo 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 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 en algunos casos, la tortuosidad puede cerrar antes que la parte principal de la fractura.

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 los datos de presión son ploteados 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, es más sensible plotear la gradiente (o derivada) conjuntamente 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 10.4.4-3 muestra la declinación de la presión de la Figura 10.4.4-2 sobre un ploteo de la raíz cuadrada del tiempo, completado con la derivada y la identificación de la presión de cierre.

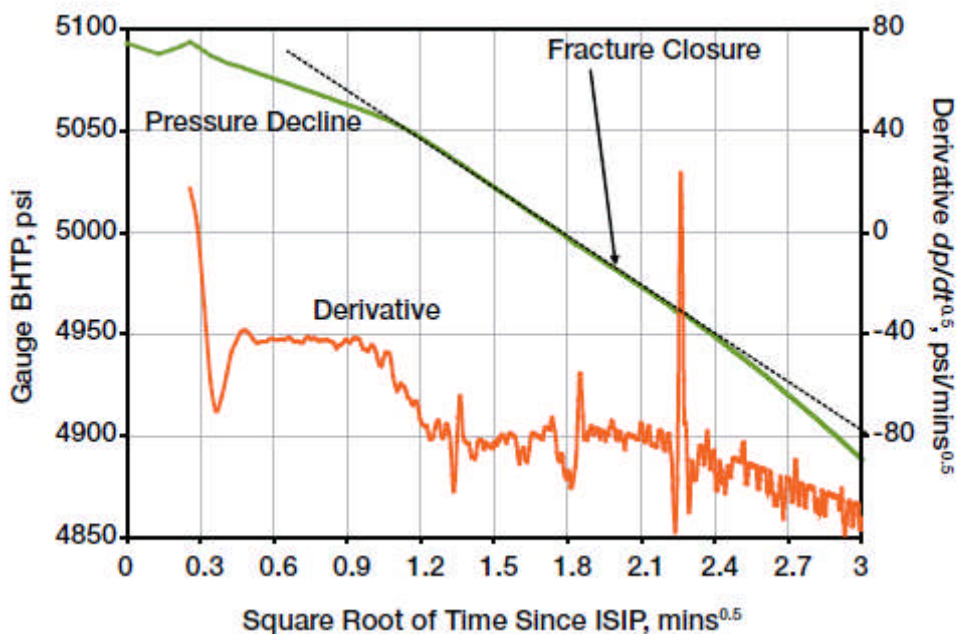


Figura 10.4.4-3 Determinación del cierre de fractura de un ploteo desde el ISIP de la declinación de presión y la derivada contra la raíz cuadrada del tiempo

10.4.5 Análisis de la Función G de Nolte.²⁸⁻³⁵

Nolte (1979, 1986) desarrolló un método para analizar la declinación de la presión en el minifrac que tiene una directa aplicación a los tres modelos de frac 2D (KGD, PKN y radial). Este análisis está basado en el uso de la función G, para ayudar a identificar el cierre de la fractura y, de ello, la pérdida de fluido (“leakoff”) y geometría de la fractura.

Un ploteo típico de la declinación de la presión contra el tiempo G de Nolte es mostrado en la Figura 10.4.5-1²⁸⁻³⁵.

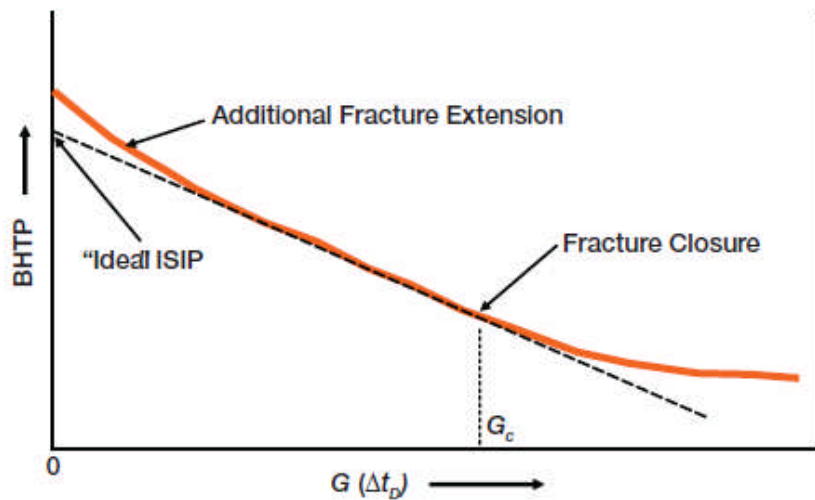


Figura 10.4.5-1 Idealizado ploteo de la declinación de la presión contra el tiempo G de Nolte. El match de presión es la gradiente de la sección de línea recta en la mitad de la declinación antes del cierre.

La Figura 10.4.5-1 ilustra tres importantes puntos. Primero, el ISIP registrado usando datos de campo puede ser artificialmente alto, debido a los efectos de almacenamiento de la fractura y fricción del fluido. Segundo, hay un período de gradiente constante antes del cierre de la fractura, que es a menudo referido como el match de presión (p_m) y tiene unidades de presión (como el tiempo G es adimensional). Este es un importante parámetro en el análisis de Nolte de la declinación de la presión en un minifrac. Finalmente el cierre ocurre cuando la declinación de la presión se desvía de esta gradiente constante. A este punto $G(\Delta t_D) = G_c$.

El tiempo G de Nolte es una herramienta muy usual para encontrar el "ideal" ISIP y la presión de cierre, sino que también puede ser usado para encontrar la eficiencia del fluido y la pérdida del fluido (asumiendo una geometría de fractura 2D). Finalmente el tiempo G de Nolte puede ser usado para encontrar las dimensiones de la fractura. Cuando se usa el análisis de Nolte hay que tener en cuenta que está basado en una geometría de fractura 2-D. Un ejemplo del análisis de la función G de Nolte puede ser

encontrado en Martin, Tony "Hydraulic Fracturing Manual, BJ Services Company, June 2005.³⁵

10.4.6 Ajuste de presiones

El ajuste de presiones es una parte ciencia y una parte arte. En orden a lograr un ajuste rápido y eficiente de presión, es esencial tener un buen conocimiento del proceso de fracturamiento, conocer de las diversas propiedades mecánicas de la roca, un entendimiento de la mecánica de la fractura y, idealmente, una idea razonable de cómo el simulador de fractura trabaja. A pesar de esta necesidad para un entendimiento de la física detrás del proceso de fracturamiento y la simulación de fractura, hay todavía un arte en el ajuste de presiones²⁸⁻³⁵.

El ajuste de presiones es una herramienta muy fuerte que permite al ingeniero "afinar" el simulador de fractura a la formación. La idea es que una vez el simulador ha sido afinado adicionales simulaciones de fractura pueden ser realizadas con un alto grado de aproximación.

El proceso de ajuste de presiones. El ajuste de presiones es hacer que el simulador pronostique la misma respuesta de presión como la reacción real producida por la formación (ver Figura 11-4.6-1).

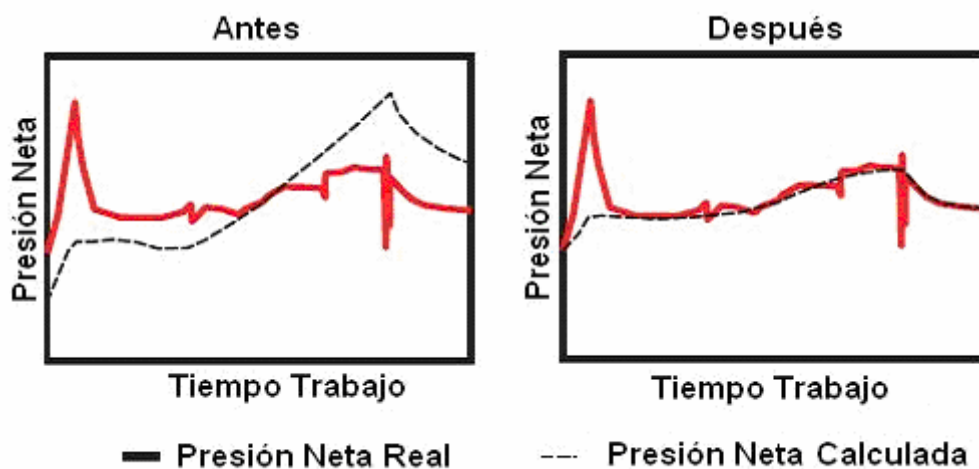


Figura 10.4.6-1 Ajuste de presiones: variables en el simulador son ajustadas para hacer el ajuste entre la presión neta calculada y la presión neta real.

En la Fig 10.4.6-1 antes del ajuste de presión (izquierda) la presión neta predicha por el simulador de fractura no se ajusta a la presión neta real en ninguna parte. Después que el ajuste de presión ha sido logrado (derecha) la predicción de la respuesta de presión es muy similar a la del tratamiento real. Ahora, de acuerdo a la teoría, el simulador ha sido “afinado” a la formación. Esto permite al ingeniero del frac ingresar cualquier esquema de tratamiento deseado, y el simulador será hábil de predecir la geometría de la fractura con un razonable grado de precisión.

No hay ninguna duda que el advenimiento del ajuste de presión ha mejorado grandemente el rate de éxito y efectividad del fracturamiento hidráulico. Equipos modernos de simuladores de fractura con esta facilidad han gradualmente hecho al proceso ser más amigable, ayudando a reducir “el arte desconocido” asociado con la ingeniería de fractura. Así como tener más ingenieros que se sientan capaces para diseñar un tratamiento de fractura.

Sin embargo, hay algunas limitaciones definitivas a este proceso:

Ingresos errados.

El modelo de computadora de la formación generado por este proceso es solamente tan bueno como los datos usados para crearlo. Datos errados en rubros tales como permeabilidad, altura neta, propiedades del fluido (ambos de la formación y de los fluidos fracturante) y perforaciones pueden hacer un ajuste de presiones perfecto pero de consecuencias irrelevantes. Otra principal fuente de error es usar datos de presión en superficie al calcular el BHTP. En orden a calcular el BHTP, el modelo primero necesita calcular la presión de fricción del fluido, algo que es notoriamente difícil del hacer para un fluido crosslinkado. Variaciones en las propiedades del fluido

fracturante (tales como las causadas por problemas con sistemas de aditivos líquidos o variación de las propiedades del gel) pueden también ser muy difíciles de calcular. Entonces el ingeniero debe hacer todo lo posible para adquirir reales datos de presión en el fondo del pozo, tales como las de un memory gauge o dead string.

Solución no única.

El proceso de ajuste de presiones involucra ajustar cuatro principales variables (módulos de Young, esfuerzos, dureza de la fractura y pérdida de filtrado) y muchas otras variables menores para cada estrato de la roca afectada por la fractura hasta que la predicción de la respuesta de presión por el modelo se ajuste a la real presión de la formación. Esto significa que el ingeniero puede tener 30 o 40 variables disponibles para el ajuste. Es entonces muy probable que dos ingenieros consigan buenos ajustes de presiones con significativas diferencias de juegos de variables.

El modelo de fractura.

El resultado del ajuste de presión será solamente tan bueno como el modelo de fractura en sí. Simuladores modernos de fractura son tremendamente avanzados- el producto de más de 20 años de innovación, experimentación e inspiración. Sin embargo, diferentes simuladores de fractura todavía predicen geometrías diferentes de fractura para los mismos datos de ingresos. ¿Cuál de ellos es el correcto? Esto es difícil de decir y sujeto a debate considerable en la industria del fracturamiento. La concepción popular es que un simulador de fractura será bueno para un cierto tipo de formación mientras que otro es bueno para un diferente tipo. El debate continúa.

Las cuatro principales variables.

Hay cuatro principales variables que el ingeniero debe hacer para lograr un ajuste de presiones. Estas variables son: los módulos de Young, esfuerzos, dureza de la

fractura y pérdida del fluido. Aún para la más básica litología de formación, el ingeniero debe trabajar con un mínimo de 12 variables (cuatro en la zona de interés y las formaciones encima y debajo). Por supuesto, cada simulador de fractura viene completo con una variedad de variables que el usuario puede ajustar. En efecto, hay algunos cientos de parámetros para un reservorio complejo con varios estratos de roca. Esto es para simuladores de fractura y expertos de mecánica de rocas solamente. A no ser que haya realmente una buena razón, se aconseja permanecer con estas cuatro variables principales.

- Módulos de Young, E : para que la fractura se propague esta debe obtener ancho, ya sea de una mayor o menor extensión. Para esto, la roca sobre el otro lado de la fractura tiene que ser desplazada. Los módulos de Young definen cuánta energía es requerida para lograr este desplazamiento, que es un clásico concepto de mecánica de fractura elástica lineal. Rocas con un módulo de Young grande requieren mucha energía (es decir, presión neta) para desplazarse. En esas formaciones, las fracturas tienden a ser relativamente estrechas, y la roca es referida como “dura”. Similarmente, rocas con un pequeño módulo de Young requieren relativamente poca energía para producir ancho. En esas formaciones, las fracturas tienden a ser relativamente anchas y la roca es referida como “blanda”. Grandes módulos de Young hacen difícil al fluido fracturante producir ancho, esto hace que la fractura sea delgada, alta y de mayor longitud. Un pequeño módulo de Young tiene los efectos opuestos. Incrementando E solamente en el intervalo perforado se tendrá el efecto de forzar la fractura fuera de la zona de interés- es decir, incrementando la altura de la fractura. Un decrecimiento en E tiene el efecto opuesto.
- Esfuerzos in-situ, σ_h (a menudo referidos como un esfuerzo confinado y, en la vasta mayoría de casos, esfuerzos horizontales) es el esfuerzo inducido en la

formación por la sobrecarga y cualquier actividad tectónica. Simplemente, es la precarga sobre la formación, el esfuerzo que tiene que vencerse (o presión que tiene que ser aplicada) para realmente empezar a empujar aparte la formación. La presión real es la presión requerida para vencer estos esfuerzos in-situ, más la presión requerida para propagar la fractura (como una consecuencia de la dureza de la fractura) y la presión requerida para producir el ancho. En el proceso de ajuste de presiones, incrementando σ_h se reduce la presión neta (para un BHTP fijo). Esto significa que el fluido fracturante tiene menos energía disponible para fracturar la formación, y por tanto el ancho, altura y longitud de la fractura decrece. Esto a su vez significa que el volumen de la fractura ha decrecido. Sin embargo, el mismo volumen de fluido ha sido bombeado dentro de la formación, de manera que un incremento en el σ_h también tiene el efecto de incrementar el rate de pérdida de fluido y decrecer la eficiencia de fractura. El efecto opuesto se aplica para una disminución en los esfuerzos in-situ.

- Dureza de la fractura, K_{Ic} . Estrictamente K_{Ic} es el factor de intensidad de esfuerzo crítico para el modelo de fractura 1. Sin embargo, es comúnmente referido como la dureza de la fractura y es una medida de cuanta energía se consume en propagar una esquina de fractura a través de un material dado. En HF, donde la energía necesaria para propagar la fractura viene en forma de presión del fluido, la dureza de la fractura es la porción de la energía disponible requerida para físicamente dividir y apartar la roca en la esquina de la fractura. Notar que algunos modelos de fractura se han movido fuera de este concepto de dureza de la fractura y en vez de ello consideran un modelo de efectos elásticos no lineales en la esquina de la fractura como más significativos. En tales modelos, variaciones en el modulo de Young y esfuerzos in-situ son de lejos más significativos que variaciones en la dureza de la fractura.

- Rate de pérdida de fluido, q_L . El rate de pérdida de fluido puede ser controlada por la alteración de un número de variables, dependiendo del simulador de fractura que está siendo usado, y el modelo de pérdida de fluido que está siendo empleado: Estas variables son: Diferencial de presión (presión del fluido fracturante menos presión poral); permeabilidad, porosidad y compresibilidad de la formación; viscosidad del fluido fracturante; viscosidad del filtrado fracturante; coeficiente de pérdida de espuma en la pared. La pérdida de fluido es una pérdida de energía del fluido fracturante: La energía total disponible para propagar la fractura es igual a la presión neta multiplicada por el volumen de fractura. Alta pérdida de fluido significa bajo volumen de fractura, y viceversa. Entonces un incremento en la pérdida de fluido tenderá a decrecer el ancho, altura y longitud. Lo opuesto se aplica para un decrecimiento en la pérdida de fluido.

El efecto básico de cada una de estas variables- cuando se aplica a una fractura en una sola formación, es resumido en la tabla 10.4.6-1

Tabla 10.4.6-1 efectos de incrementar cada una de las cuatro Variables para el Ajuste de presiones (Notar que estos son los efectos totales cuando el cambio es tomado aisladamente (es decir, ninguno de los otros cambios toman lugar). También se asume que la fractura no está afectada por capas de frontera encima y debajo.

Variable	Efecto de un incremento en la variable seleccionada			
	Altura	Longitud	Ancho	Presión Neta
Dureza de la fractura, K_{Ic}	Decrece	Decrece	Incrementa	Incrementa
Módulo de Young, E	Incrementa	Incrementa	Decrece	Incrementa
Esfuerzo In-Situ, σ	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece
Rate de pérdida de	Decrece	Decrece	Decrece	Decrece

fluido, q_L				
---------------	--	--	--	--

La tabla 10.4.6-1 debe ser usada con precaución porque se aplica cuando la fractura está confinada dentro de una sola formación. Si la fractura se propaga dentro de formaciones separadas encima y/o debajo del intervalo productivo, entonces un incremento en la dureza de la fractura hace más difícil la propagación de la fractura a través de la formación principal, forzando la fractura hacia arriba y abajo. Por tanto, en este caso un incremento aislado en una propiedad en solo una formación puede realmente incrementar la altura de la fractura.

El efecto de la razón de Poisson.

La razón de Poisson es a la vez, importante e irrelevante en el ajuste de presión. Es importante porque tiene un mayor efecto en definir los esfuerzos horizontales en una formación. Sin embargo, en muchos casos, el ingeniero será el que determine estos esfuerzos de los datos de presión, y no de los datos de la razón de Poisson. En muchos modelos de fractura, la razón de Poisson es usada en la forma $(1-\nu^2)$ al modificar el modulo de Young (es decir, $E/(1-\nu^2)$ - el módulo plano de esfuerzo). Esto significa que un gran cambio en la razón de Poisson, tal como de 0.25 a 0.35, solo cambia $(1-\nu^2)$ de 0.9375 a 0.8775 (es decir 40% de incremento en ν produce 6.4% decrecimiento en $(1-\nu^2)$), y no es muy significativa la variación de la razón de Poisson en ajuste de presión.

10.5 Análisis de un minifrac

El resultado básico del análisis es el coeficiente "leakoff" aparente. El coeficiente "leakoff" aparente describe al "leakoff" con respecto al total de área de fractura creada.

Del coeficiente “leakoff” aparente, un coeficiente “leakoff” “verdadero” es calculado, cuyo valor es válido solo para la formación permeable, asumiendo que no hay “leakoff” fuera de ella.

Como otros resultados, se obtienen las dimensiones de la creada fractura: x_f (o R_f) y w , que son la extensión y ancho promedio de la fractura.

La eficiencia del fluido también es obtenida.

Los métodos involucrados asumen que la pérdida por goteo puede ser negligible.

Resultados:

Presión de ruptura	Punto de inflexión a la máxima presión
Gradiente de Fractura	A partir de la presión Standing ISIP, la gradiente del fluido (gel lineal o salmuera) y la profundidad media de los perforados
Coeficiente “leakoff” aparente, $\text{ft}/\text{min}^{0.5}$	Puede ser considerado como el “promedio” del coeficiente “leakoff” en la capa permeable y el coeficiente cero fuera de ella.
Coeficiente “leakoff” en la capa permeable, $\text{ft}/\text{min}^{0.5}$	El coeficiente “leakoff” en la capa permeable. Fuera de la capa permeable el “leakoff” es considerado cero.
Mitad de longitud, ft	Para modelos PKN y KGD.
Radio, ft	Para el modelo radial
Eficiencia (fracción)	Para todos los modelos

CAPITULO XI INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL POZO

11.1 Introducción

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo (J), vía remoción del daño en la vecindad del “wellbore”, o estableciendo un canal conductivo en la formación. El incremento del índice de productividad puede ya sea aumentar el rate de producción o disminuir el diferencial de presiones (drawdown)¹. No hay necesidad de explicar los beneficios del incremento del rate de producción; sin embargo, los beneficios de la disminución del drawdown son menos obvios, pero se muestran en la reducción de la producción de arena, evitar la conificación de agua y/o elevar el equilibrio de fases en las cercanías del pozo para reducir la liberación de gas o evitar la formación de condensados. En el caso de pozos inyectores el objetivo, del fracturamiento hidráulico, es lograr un incremento en el rate de inyección, y una reducción del diferencial de presión al momento de la inyección.

Para entender cómo el fracturamiento incrementa la productividad, se indican conceptos básicos de Ingeniería de Producción e Ingeniería de Reservorios.

11.2 Índice de Productividad

El índice de productividad es la relación que existe entre el rate de producción y la fuerza del mecanismo de impulsión (presión drawdown)].

$$q = J\Delta P \quad (11.2-1)$$

donde la “constante” de proporcionalidad J es el índice de productividad (PI). Durante el periodo de su vida productiva, un pozo está sujeto a varios cambios en sus

condiciones de flujo, pero las idealizaciones más importantes son rate terminal constante:

$$\Delta p = \frac{141.2\mu qB}{kh} P_D \quad (11.2-2)$$

y presión diferencial constante.

$$q = \frac{1}{141.2} \frac{kh\Delta p}{B\mu} q_D \quad (11.2-3)$$

Donde k es la permeabilidad de la formación, h el espesor de la arena neta petrolífera del reservorio, μ la viscosidad del fluido, q_D el rate adimensional y β el factor de volumen de formación. Ya sea que el rate de producción q , o el drawdown (Δp) son conocidos, se puede utilizar las variables adimensionales respectivas. En la Tabla 1 se lista algunas de las soluciones más conocidas de la ecuación de la difusividad para el caso de flujo radial.

Régimen de flujo	Δp	$p_D (\approx 1/q_D)$
Transiente (infinite acting)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{1}{4t_D} \right)$, donde $t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$
Estado estable	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e / r_w)$
Estado pseudo estable	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472 \cdot r_e / r_w)$

Tabla 11.2-1. Flujo en un pozo vertical sin daño

Debido a la naturaleza del flujo radial, la mayor pérdida de presión ocurrirá en las cercanías del pozo (near "wellbore"), y cualquier presencia de daño en esta región significará un gran incremento de pérdida de presión. El impacto del daño en las cercanías del pozo puede ser representado por el factor skin (s), que se suma a la presión adimensional en la expresión del índice de productividad (J).

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{141.2} \frac{kh}{B\mu(p_D + s)} \quad (11.2-4)$$

En la ecuación “s” el daño (“skin”), es otra adimensional aparte de p_D que envuelve aspectos de mayor importancia que el daño en las cercanías del pozo. La ecuación (11.2-4) muestra que el skin (s) es proporcional a la caída de presión. Aún con las mejores prácticas de perforación y completación, en muchos casos está presente alguna clase de daño near-“wellbore”. Otros factores mecánicos no causados por el daño per se, pueden adicionar al efecto skin. Ellos incluyen malas perforaciones, penetración parcial del pozo y otros como el ángulo de inclinación del pozo (“slant”).

Como la estimulación al pozo incrementa el índice de productividad, es razonable señalarlo como una operación que reduce el factor skin. Con la generalización a valores negativos del factor skin, estos tratamientos - no solo removerán el daño sino superpondrán alguna nueva o mejorada trayectoria de conductividad. Para este último caso es mejor calificarlo como *factor pseudo-skin*, indicando que la estimulación causa algunos cambios estructurales en el patrón de flujo del fluido más que remover el daño

Para el diseño de fractura es crucial usar el Índice de Productividad adimensional para flujo en estado pseudo-estable:

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{1}{141.2} \frac{kh}{B\mu} J_D \quad (11.2-5)$$

donde J_D es llamado el Índice de Productividad Adimensional.

Para un pozo localizado en el centro de un área de drenaje circular, el índice de productividad adimensional para flujo en estado pseudo estable es:

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s} \quad (11.2-6)$$

En el caso de una fractura empaquetada, hay varias maneras de incorporar el efecto de estimulación en el índice de productividad. Uno de ellos puede ser usando el concepto de pseudo skin

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472r_e}{r_w} \right] + s_f} \quad (11.2-7)$$

o el concepto de radio equivalente del “wellbore”.

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472r_e}{r'_w} \right]} \quad (11.2-8)$$

o se puede proporcionar el valor del índice de productividad adimensional como función de los parámetros de fractura.

$J_D =$ función de geometría del volumen de drenaje y parámetros de fractura (11.2-9)

Con cualquiera de las tres opciones se obtiene el mismo resultado (si se han realizado los cálculos en unidades coherentes). La última opción es la más conveniente, especialmente si se desea considerar pozos fracturados con áreas de drenaje más generales (no necesariamente circulares).

11.3 Tratamiento Apropriado del Fracturamiento Hidráulico³⁶

Las principales etapas necesarias para realizar un apropiado HF son resumidas como sigue:

- (i) Bombeando el fluido fracturante a una suficiente alta presión para vencer los esfuerzos de la roca es decir inicio y propagación de la fractura.
- (ii) Las propiedades del fluido son ajustadas para asegurar una creación de fractura eficiente – baja pérdida de fluido y valores de presión en la cabeza del pozo son logrados frecuentemente por el uso de un gel entrelazado viscoso, de delgado esfuerzo cortante, y basado en agua.

- (iii) La fractura creada es entonces rellenada con propante "manteniéndola abierta" o proporcionando conductividad para el flujo de fluidos cuando se detiene el bombeo de fluido.
- (iv) Después del tratamiento el fluido viscoso es degradado a una viscosidad similar a la del agua por la incorporación de un rompedor químico (agente) dentro de la formulación del fluido fracturante. Esto permitirá que se tenga una devolución de los fluidos (de regreso), seguido por la producción de hidrocarburos.

El montaje requerido en superficie y en el pozo, para lograr lo anterior, es esquemáticamente dado en la Figura 11.3-1.

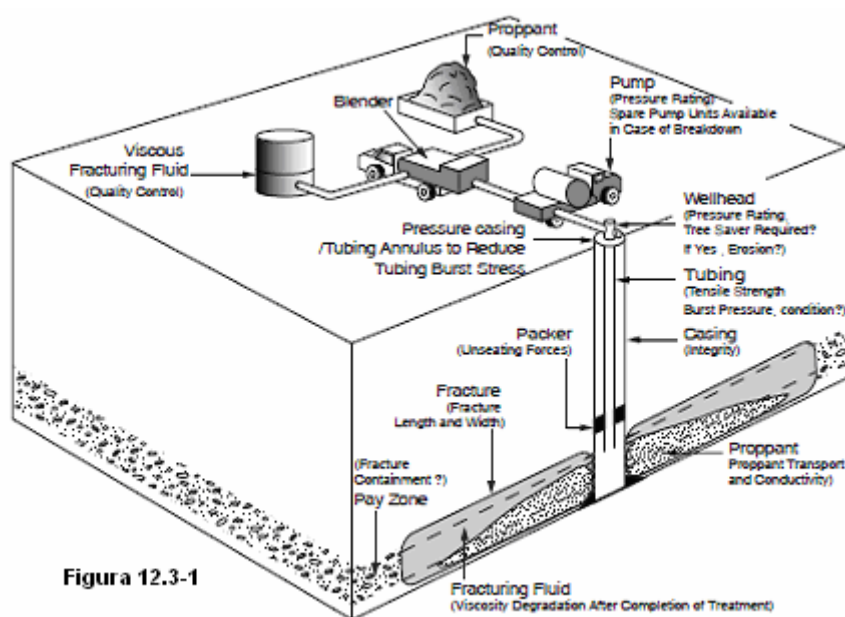


Figura 12.3-1

La Figura 11.3-1 muestra al fluido fracturante (viscoso) que está siendo combinado en el mezclador (blender) con propante (es decir, granos de arena) usados para mantener (o apuntalar) la fractura abierta una vez que el tratamiento ha sido completado. La calidad de ambos el fluido y el propante necesario serán sujetos a adecuadas mediciones de control de calidad.

El slurry (lechada) propante/fluido es luego pasado a una bomba de alta presión donde la presión del fluido es incrementada a un valor tal que la fractura hidráulica

puede ser creada en la zona productiva. El HF tiene que ser hecho en un proceso continuo – bombas de repuesto tienen que estar INMEDIATAMENTE disponibles si es que la bomba se descompone. La cabeza del pozo debe tener una capacidad suficiente de alta presión. Esta capacidad de presión de la cabeza del pozo puede ser temporalmente incrementada por la instalación de un "tree saver" en la cabeza del pozo. Este es esencialmente un tubing de una longitud de pequeño diámetro y de pared ancha, instalado dentro del árbol de navidad. Este equipo tiene sellos instalados en el tope y en el fondo para asegurarse que los componentes en la cabeza del pozo con una baja capacidad de presión están protegidos de las altas presiones experimentadas durante el tratamiento de HF. Si el slurry de propante sale del tree saver a demasiada velocidad, el tree saver's de pequeño diámetro provoca incrementos en las pérdidas de presión y disminuye la posibilidad de erosión del tubing.

El tubing de producción estará sujeto a fuerzas de explosión debido a las altas presiones requeridas para el fracturamiento. Ello puede ser reducido de alguna manera presurizando el anillo entre el casing/tubing. El tubing también se contraerá debido al bombeo de fluidos fracturantes fríos. Esto puede llevar a roturas por tensión (partición del tubing) o a que el packer se desasiente. En la práctica, el valor de diseño para la resistencia del tubing debería ser reducido apropiadamente, para considerar cualquier corrosión si el pozo ha estado en producción un número de años. Experiencias de campo indican que es a menudo mecánicamente imposible efectuar un tratamiento de HF en un pozo a menos que se encuentre en las especificaciones originales de diseño.

La longitud creada de la fractura es considerablemente más grande que la longitud empaquetada, ya que el tratamiento de HF está todavía en progreso. Problemas a ser evaluados durante el diseño incluyen:

- (i) transporte del propante al extremo de la fractura;

- (ii) asentamiento del propante debido a una inadecuada viscosidad del fluido fracturante;
- (iii) creación del requerido ancho de la fractura empaquetada y degradación del fluido fracturante para minimizar el daño a la permeabilidad de la fractura empaquetada y formación y;
- (iv) Contención de la fractura hidráulica en la zona productiva.

La Figura 11.3-2 ilustra un apropiado tratamiento de HF. El apropiado HF es aplicable para ambas formaciones areniscas y carbonatos. El transporte del propante y la contención de la fractura hidráulica dentro de la zona productiva son temas claves a ser considerados durante el diseño del tratamiento. El propante formará el requerido canal de alta conductividad desde la profundidad en el reservorio al pozo.

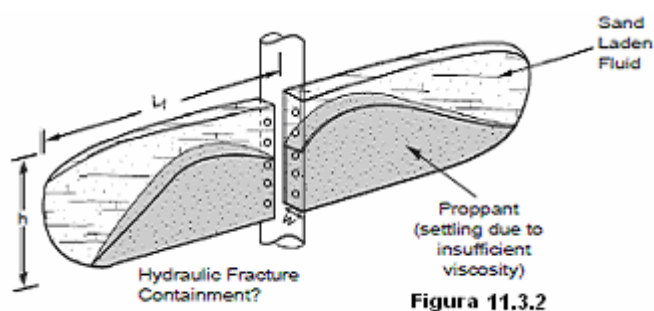


Figura 11.3.2

11.4 Contención de la fractura

Dentro de una capa de una sola formación, la fractura hidráulica debería estar diseñada para que no esté en contacto con fluidos no deseados. También debe considerarse si la fractura hidráulica está contenida dentro de la zona productiva es decir si el crecimiento hacia arriba y/o hacia abajo es retardada por cambios en las propiedades de la formación por contraste entre las dos capas³⁶.

Propiedades de la formación importantes son:

- (i) (Mínimo) esfuerzo insitu: formaciones permeables es decir, comúnmente las arenas tienen bajas Razón de Poisson's comparadas con las capas de lutitas

delimitantes. El bajo esfuerzo resultante in situ ayudará a la contención de la fractura hidráulica

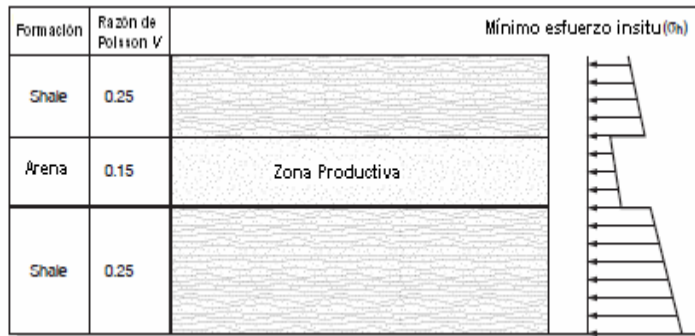


Figura 11.4-1 Contraste de esfuerzos in situ

- (ii) Dureza de la fractura: valores altos de la dureza de la fractura sugieren que es más difícil que la fractura se propague en esa zona.
- (iii) Filtrado (Leak off): altos rates de pérdida de fluido retardarán la propagación de la fractura a través de la zona.

Modelos de propagación de la fractura 3-D están disponibles para predecir el simultáneo crecimiento lateral y vertical de la fractura hidráulica.

11.5 El Sistema Reservorio - Pozo Fracturado

Consideremos una fractura de total penetración vertical en el intervalo productivo de espesor h , como se muestra en la Figura 11.5-1.

Notar que el área de drenaje no es circular ni rectangular, sin embargo, para muchas formas de drenaje estas geometrías son aproximaciones razonables.

Usar r_e o x_e es solamente una materia 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 esta dada por:

$$A = \pi r_e^2 = x_e^2 \quad (11.5-1)$$

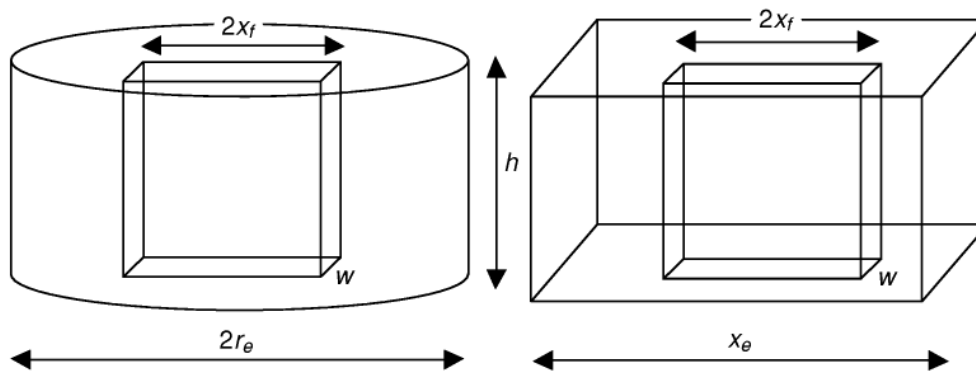


Figura 11.5-1 Notación para el performance de la fractura

Para un pozo vertical intersectando una fractura vertical rectangular que penetra totalmente desde el fondo hasta el tope del volumen de drenaje rectangular, se conoce que la performance depende de la razón de penetración en la dirección x ,

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (11.5-2)$$

y de la conductividad de la fractura adimensional

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (11.5-3)$$

donde x_f es la mitad de la longitud 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 de la fractura empaquetada y w es el ancho promedio de la fractura.

11.6 Número de Propante

La clave para formular la optimización técnica de manera realista es considerar que la penetración de la fractura y su conductividad adimensional (a través de ancho) dependen de la misma fuente: el volumen de la fractura empaquetada¹. Una vez establecidas las propiedades del reservorio y del propante y se determinó la cantidad de propante que se usará en la fractura, se tendrá que realizar la estimación óptima entre la longitud y el ancho de fractura. El volumen de propante empaquetado establecerá una restricción de estos dos números adimensionales. Para manejar la

restricción fácilmente, Economides y Valko introdujeron el concepto del Número de Propante Adimensional.

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (11.6-1)$$

El número de propante como se define en la ecuación (11.6-1) es la combinación de las dos ecuaciones adimensionales: razón de penetración y conductividad de la fractura adimensional. Sustituyendo la definición de estos dos parámetros en la ecuación (11.6-1), se tiene:

$$N_{prop} = \left(\frac{2x_f}{x_e} \right)^2 \left(\frac{k_f w}{k x_e} \right) = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} \cdot \left(\frac{h}{h} \right) = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (11.6-2)$$

donde N_{prop} es el número de propante, adimensional; k_f es la permeabilidad efectiva de la fractura, md; k es la permeabilidad de la formación, md; V_{prop} es el volumen de propante empaquetado en la formación (dos alas de la fractura, incluyendo el espacio vacío entre los granos), ft^3 ; V_{res} es el volumen de drenaje (es decir, el área de drenaje por el espesor de la formación), ft^3 .

La ecuación 11.6-2 revela el significado del Número de Propante: es la razón pesada del volumen de fractura empaquetada (dos esquinas) al volumen del reservorio, con un factor pesado de 2 veces el contraste permeabilidad propante-formación. Anotar que solo es contabilizado el volumen de propante empaquetado en la arena neta productiva.

El número de propante adimensional, N_{prop} , es de lejos el parámetro de mayor importancia en el diseño unificado de fractura.

En la Figura 11.6-1 se muestra J_D representado de la manera tradicional, como función de la conductividad adimensional de fractura C_{fD} ; con I_x como parámetro.

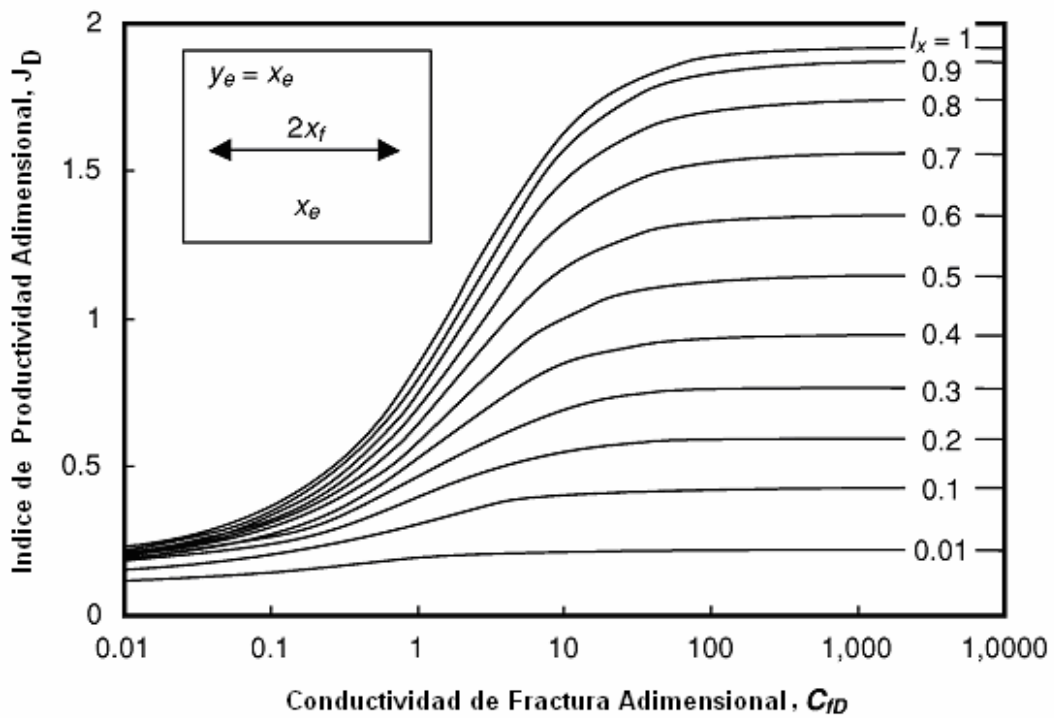


Figura 11.6-1 Índice de productividad adimensional como función de la conductividad de fractura adimensional, con I_x como parámetro (Gráfico tipo McGuire-Sikora)

Sin embargo, la Figura 11.6-1 no es de mucha ayuda para resolver el problema de optimización involucrando un monto de propante fijo. Para este propósito Economides y Valko presentaron los mismos resultados, que se muestran en las Figuras 11.6-2 y 11.6-3, pero ahora con el Número de Propante N_{prop} como parámetro. Las curvas individuales corresponden a J_D a un valor fijo del número de propante.

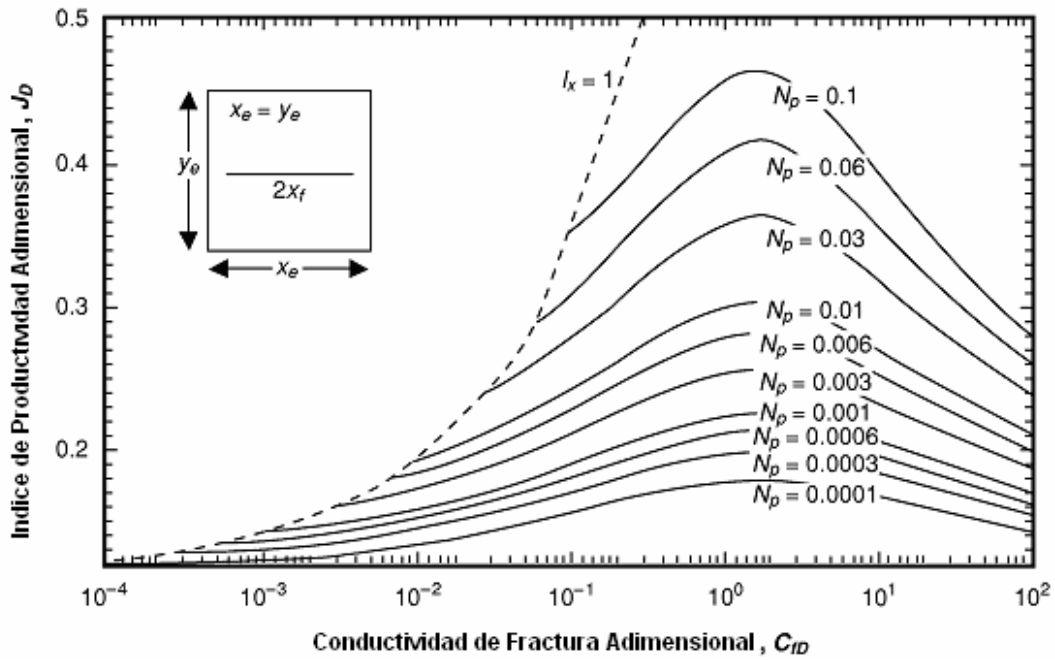


Figura 11.6-2 Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de la fractura teniendo como parámetro el Número de propante menor a 0.1

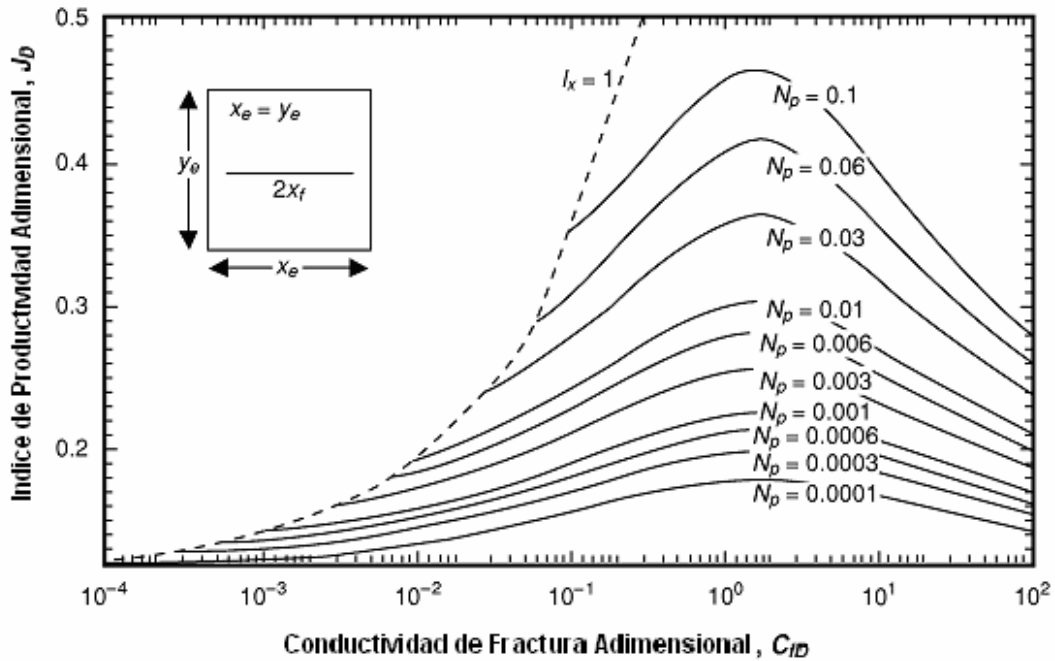


Figura 11.6-3 Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de fractura teniendo como parámetro el Número de propante > 0.1

Como se observa en las Figuras 11.6-2 y 11.6-3, para un valor dado del número de propante N_{prop} , el máximo valor del índice de productividad adimensional es alcanzado en un valor bien definido de la conductividad de fractura adimensional.

Debido a que un dado Número de Propante representa un monto fijo de propante alcanzando la arena productiva, la mejor relación que existe entre la longitud y el ancho de fractura es alcanzado en el valor de la conductividad adimensional de la fractura que esta situada bajo los picos de las curvas individuales.

De estas Figuras podemos observar que para el número de propante menor a 0.1, la relación óptima ocurre cuando C_{FD} es igual 1.6. Cuando el volumen empaquetado se incrementa, la relación óptima ocurre a conductividades de fractura adimensionales más grandes, simplemente porque la penetración adimensional no puede exceder la unidad (por ejemplo, una vez que la fractura alcanzo la frontera del reservorio, el propante se posicionará solamente en el ancho de la fractura).

Este efecto se puede observar en la Figura 11.6-3, así como el máximo valor del índice de productividad alcanzable es 1.909. El máximo valor de J , igual a $6/\pi$, es el índice de productividad correspondiente a un flujo lineal perfecto en un reservorio cuadrado.

En formaciones de mediana y alta permeabilidad (arriba de 50 md), es casi imposible alcanzar un número de propante mayor a 0.1. Para tratamientos Frac&Pac los números de propante típicos varían entre 0.0001 y 0.01. En tal sentido, para formaciones de mediana y alta permeabilidad, el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura será siempre $C_{FDopt} = 1.6$

Para reservorios de gas de baja permeabilidad "tight gas", es posible alcanzar números de propante mayores, al menos en principio. Al calcular números de propante para áreas de drenaje limitadas estos pueden ser tan altos como 1 a 10. Sin embargo, en la práctica números de propante mayores que 1 pueden ser difíciles de conseguir. Para tratamientos grandes, el propante puede migrar hacia arriba incrementando la altura de la fractura o puede penetrar lateralmente, fuera de la área de drenaje asignada.

La situación es más compleja para un solo pozo en un área de drenaje grande. En este caso, una (hipotética) longitud de fractura larga, tiende a incrementar el volumen drenado del reservorio, y el número de propante disminuye. Finalmente, una longitud de fractura larga es beneficiosa, pero el número de propante alcanzado permanece limitado.

En realidad, aún tratar de conseguir números de propante que sean mayores a 1 es algo muy difícil. Es más, para un número de propante grande, el óptimo C_{FD} determina un radio de penetración óptima cercana a la unidad. Esto puede ser fácilmente visto en la Figura 11.6-4, donde la razón de penetración es mostrada en el eje x. Para colocar el propante “de pared a pared” mientras se mantiene este dentro del volumen de drenaje se requiere una precisión en la operación de fractura que es prácticamente imposible de conseguir.

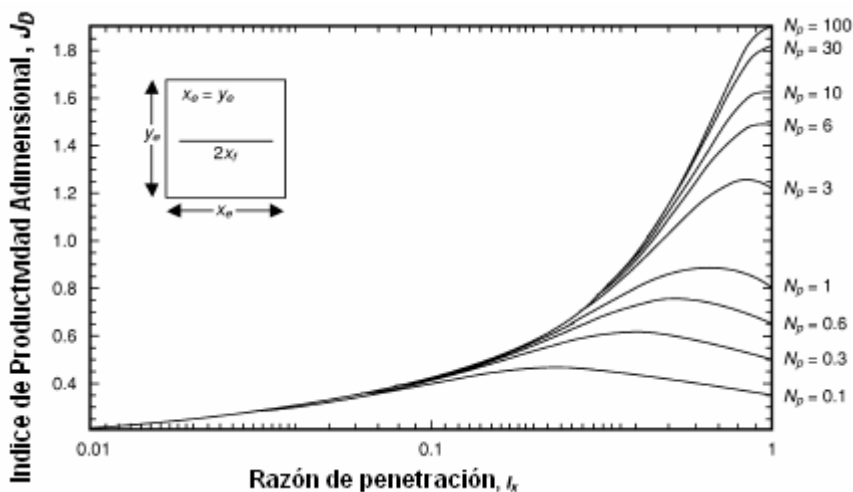


Figura 11.6-4 Índice de Productividad Adimensional en función del ratio de penetración teniendo como parámetro del número de propante menor a 0.1.

El máximo valor que se puede alcanzar con el índice de productividad adimensional para un valor de $N_{prop} = 1$ es aproximadamente $J_D = 0.9$. El índice de productividad de un pozo vertical que no está dañado se encuentra entre 0.12 y 0.14, dependiendo del espaciamiento y el radio asumido del pozo. Por lo tanto, hay un máximo realista para las “veces de incremento” para el índice de productividad en un

flujo de estado pseudo estable (para el caso de un factor skin igual a cero), es decir, 0.9 dividido entre 0.13 aproximadamente igual a 7, y no es probable que ocurra un mayor número de veces de incremento. Por supuesto, un mayor número de veces de incremento puede ser logrado con respecto a un pozo dañado cuyo factor skin original sea grande y mayor a cero.

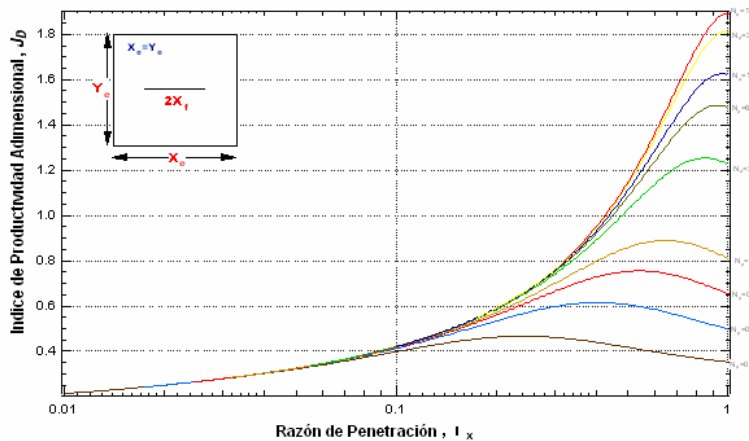


Figura 11.6-5 Índice de Productividad Adimensional en función del Ratio de Penetración Teniendo como parámetro el Número de Propante mayor a 0.1.

Otro error que con frecuencia ocurre es el relacionado al flujo en régimen transiente. Bajo un régimen de flujo transiente, el índice de productividad (y por tanto el rate de producción) es mayor con respecto al caso del estado pseudo-estable. Con esta aclaración cualitativa en mente, es fácil descartar el régimen de flujo en estado pseudo-estable para el proceso de optimización y tratar de alcanzar elevadas conductividades adimensionales en las fracturas y/o anticipar el incremento de la productividad en un incremento de varias veces su valor inicial. En realidad la existencia de un periodo de flujo transiente no cambia las conclusiones previas en las dimensiones óptimas. Los cálculos realizados por Economides muestran que no hay razón para creer que nos alejamos mucho de la relación óptima derivada del caso de estado pseudo estable, aun cuando se tiene al pozo produciendo en régimen de flujo transiente por un largo periodo de tiempo (por decir meses o hasta años).

Simplemente, lo que es bueno para optimizar el diseño en flujo de estado pseudo estable, también lo es para maximizar el flujo transiente.

En la definición del número de propante, k_f es la permeabilidad efectiva (o muchas veces llamada equivalente), del propante empacado. Este parámetro es crucial en el diseño del tratamiento. Muchos simuladores actualmente proveen un valor nominal para los valores de k_f (proporcionado por el proveedor del propante) y permite ser modificado o reducido por un factor que el usuario selecciona. El valor ya reducido de k_f es el que se debe emplear en el cálculo del número de propante.

Hay muchas razones por las cuales el valor de k_f puede ser más bajo que su valor nominal y las razones principales son como sigue:

- Alto valor del esfuerzo de cierre (Closure Stress) hace que ocurra la generación de finos (crushing) del propante y esto a su vez causa la reducción del tamaño, la uniformidad del grano y la porosidad del propante.
- Los residuos del fluido fracturante disminuyen la permeabilidad de la fractura.
- Alta velocidad del fluido en el paquete de propante crea “efectos de flujo no Darcy”, resultando en una adicional caída de presión, este fenómeno es significativo cuando tenemos producción de gas con presencia de líquido (agua o condensado).

Durante el diseño del tratamiento de fractura considerable atención debe darse a la permeabilidad efectiva del propante empacado k_f y a la permeabilidad de la formación k . El conocimiento del contraste de permeabilidades efectivas es crucial, y no puede ser substituido por razonamiento cualitativo.

11.7 Performance de Pozos para Números de Propante Bajos y Moderados < 0.1

Las más dinámicas actividades de fracturamiento (frac & pack, por ejemplo) caen dentro de esta categoría, por lo que es muy importante establecer su diseño¹.

El diseño óptimo de tratamiento para Números de Propante moderados puede ser presentado de una forma analítica simple y concisa. En el proceso se indicará como el número de propante y el índice de productividad adimensional se relacionan a otros conocidos indicadores de performance, tales como la función pseudo-skin de Cinco-Ley y Samaniego y el radio equivalente del “wellbore” de Prats. En efecto, los diseños de fractura basados sobre estos indicadores de performance, son justamente para números de propante moderados (bajos), límites del diseño más completo del unified fracture design (UFD).

Prats⁴⁹ (1961) introdujo el concepto de radio equivalente del “wellbore” resultante de un tratamiento de fractura. El también demostró que, excepto para la extensión de la fractura, todas las variables de fractura afectan la performance del pozo solamente a través de la cantidad combinada de conductividad de fractura adimensional. Cuando la conductividad de fractura adimensional es alta (e.g, mayor que 100), la conducta es similar a la de una fractura de conductividad infinita. La conducta de una fractura de conductividad infinita fue estudiada por Gringarten y Ramey⁵⁰ (1974). Para caracterizar el impacto de una fractura vertical de conductividad finita sobre la performance de un pozo vertical, Cinco-Ley y Samaniego⁵¹ (1981) introdujeron una función pseudo-skin que es estrictamente una función de la conductividad de la fractura adimensional.

De acuerdo a la definición del factor pseudo-skin, el índice de productividad adimensional en estado pseudoestable puede ser dado como:

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s_f} \quad (11.7-1)$$

donde s_f es el pseudo-skin. En la notación de Prats el mismo índice de productividad adimensional es descrito por:

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r'_w} \right] + s_f} \quad (11.7-2)$$

donde r'_w es el radio equivalente del "wellbore". Prats también usó el relacionado radio equivalente del "wellbore" definido por r'_w/x_f .

En el formalismo Cinco-Ley, el índice de productividad es descrito como:

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{x_f} \right] + f} \quad (11.7-3)$$

donde f es la función pseudos-skin con respecto a la mitad de longitud de fractura.

La Tabla 11.7-1 muestra la relación entre estas cantidades.

Tabla 11.7-1 Relaciones entre varios Indicadores de Performance

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

La ventaja del formalismo de Cinco-Ley y Samaniego (factor f) es que, para números de propante moderados (y bajos), la cantidad f depende solamente de la conductividad de fractura adimensional. La línea sólida en la Figura 11.7-1 muestra el factor f de Cinco-Ley y Samaniego como una función de la conductividad de fractura adimensional.

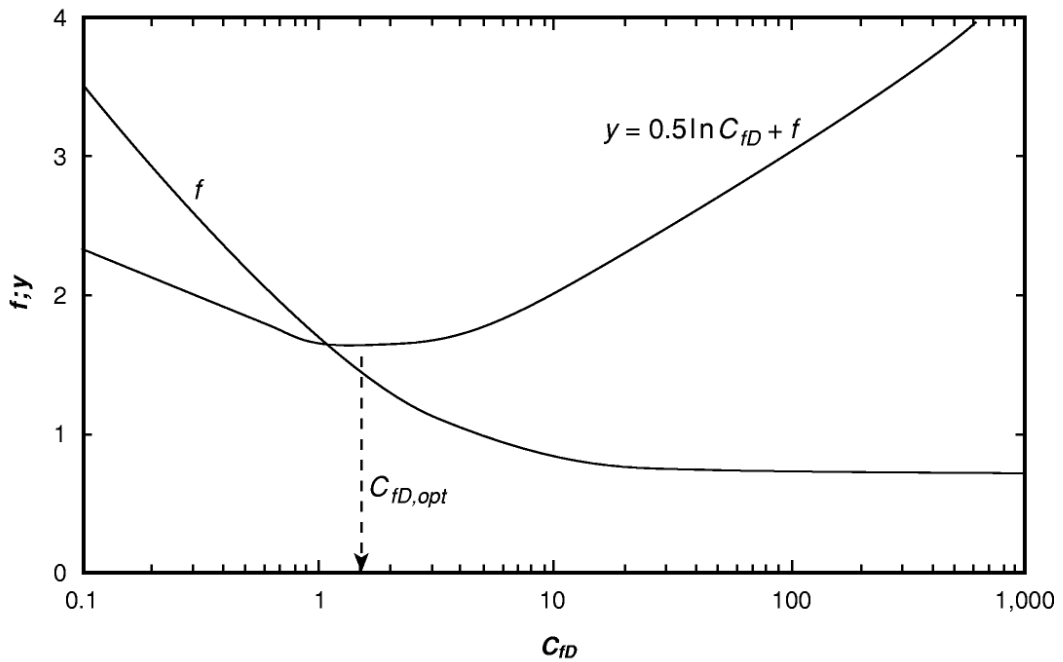


Figura 11.7-1 Factor f de Cinco-Ley y Samaniego y función y

Anotar que para grandes valores de C_{fD} , la expresión del factor f se aproxima al $\ln(2)$, indicando que la producción de una fractura de conductividad infinita es equivalente a la producción de $\pi/2$ veces más que la producción del mismo arreglo cilíndrico superficial (como la pared de un “wellbore” grande). En cálculos, es conveniente usar una expresión explícita de la forma:

$$f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.11u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}, \quad \text{donde } u = \ln C_{fD} \quad (11.7-4)$$

Debido a que el radio relativo del “wellbore” de Prats puede ser también expresado por el factor f (ver Tabla 11.7-1), se obtiene el resultado equivalente:

$$\frac{r'_w}{x_f} = \exp \left[\frac{1.65 - 0.328u + 0.11u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \right], \quad \text{donde } u = \ln C_{fD} \quad (11.7-5)$$

Las curvas simples ajustadas representadas por las ecuaciones 11.7-4 y 11.7-5 son solamente válidas sobre el rango en la Figura 11.7-1. Para grandes valores de C_{fD} ,

se puede usar simplemente los valores límites de la ecuación 11.7-5, que es 0.5, mostrando que las fracturas de conductividad infinita tienen una productividad similar a un imaginario (grande) “wellbore” con radio $x_f/2$.

Si bien es muy interesante, la conducta de conductividad infinita, no significa que se ha seleccionado el óptimo camino para tener un monto dado de propante en la formación.

11.8 Conductividad de Fractura Óptima

En el contexto ($N_{prop} < 0.1$), un problema de optimización estrictamente físico puede ser formulado; ¿Cómo se selecciona la longitud y ancho de la fractura, si es dado como una restricción (constante) el volumen de propante de una ala de la fractura, $V_f = w \times h \times x_f$, y se desea maximizar el índice de productividad de un régimen de flujo en estado pseudo-estable¹. Asumiendo que el espesor de formación, radio de drenaje y permeabilidades de formación y paquete de propante son conocidos, y que la fractura está verticalmente penetrando totalmente (es decir, $h_f = h$)?

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

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k} \right)^{1/2} \quad 11.8-1$$

Sustituyendo la ecuación 11.8-1 dentro de la ecuación 11.7-3, el índice de productividad adimensional se torna:

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 r_e + 0.5 \ln \frac{h k}{V_f k_f} + (0.5 \ln C_{fD} + f)} \quad 11.8-2$$

donde la única variable desconocida es C_{fD} . Debido a que el espesor de formación, radio de drenaje y permeabilidades de formación y paquete de propante son conocidos, el máximo PI ocurre cuando la cantidad entre paréntesis, $y = 0.5 \ln C_{fD} + f$ (11.8-3),

alcanza un mínimo. Esa cantidad es también mostrada en la Figura 11.7-1. Debido a que la expresión de y depende solamente de C_{fD} , el óptimo $C_{fD,opt} = 1.6$ es una constante dada para cualquier reservorio, pozo y volumen de propante.

Este resultado proporciona un valor importante al significado real de la conductividad de fractura adimensional. El reservorio y la fractura pueden ser considerados como un sistema trabajando en series. El reservorio puede alimentar más fluidos dentro de la fractura si la longitud es grande, (pero desde que el volumen es fijo) esto significa una fractura angosta. En una fractura angosta la resistencia al flujo puede resultar significativa. La conductividad de fractura adimensional óptima corresponde al mejor compromiso entre los requerimientos de los dos subsistemas. Una vez que esto es encontrado, la óptima mitad de longitud de fractura puede ser calculada despejando desde la definición de C_{fD} , como:

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{1.6 h k} \right)^{1/2} \quad 11.8-4$$

y consecuentemente, el óptimo ancho promedio de propante empaquetado será;

$$w = \left(\frac{1.6 V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{h k_f} \quad 11.8-5$$

Anotar que V_f es $V_{prop}/2$ porque es solamente una mitad del propante empaquetado.

La más importante implicancia de los resultados de arriba es que *no hay una diferencia teórica entre el fracturamiento de baja y alta permeabilidad*. En todos los casos, allí existe una fractura física óptima que debe tener un C_{fD} cercano a la unidad. En formaciones de baja permeabilidad, este requerimiento resulta en una fractura larga y angosta; en formaciones de alta permeabilidad, una corta y ancha fractura proporciona la misma conductividad adimensional.

Si la longitud y ancho de la fractura son seleccionados de acuerdo al óptimo compromiso, el índice de productividad adimensional será:

$$J_{D,\max} = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_{prop}} \quad 11.8-6$$

Por supuesto, las dimensiones de la indicada fractura óptima pueden no ser técnica o económicamente factibles. En formaciones de baja permeabilidad, la indicada longitud de fractura puede ser demasiado larga, o extremadamente angosta, señalando que la asumida permeabilidad constante del propante no es válida. En formaciones de alta permeabilidad, el indicado ancho grande puede ser imposible de crear. Para cálculos más detallados, todas las restricciones deben ser tomadas en cuenta, pero, en cualquier caso, una conductividad de fractura adimensional lejos del óptimo indica que ya sea la fractura es un relativa “cuello de botella” ($C_{fD} \ll 1.6$) o esta es demasiado “corta y ancha” ($C_{fD} \gg 1.6$).

No se debe olvidar que los resultados antes señalados en este ítem 12, – incluyendo el gráfico Cinco-Ley y Samaniego y su curva ajustada, la conductividad adimensional óptima de la fractura de 1.6, y la ecuación 11.8-6 – son válidas solamente para números de propante menores que 0.1. Esto puede ser fácilmente visto comparando las Figuras 11.6-2 y 11.6-3. En la Figura 11.6-2, las curvas tienen su máximo a $C_{fD} = 1.6$, y el máximo J_D corresponde a la simple ecuación 11.8-6. En la Figura 11.6-3, sin embargo donde los números de propante son mayores que 0.1, la ubicación del máximo, está corrido, y los cálculos simples base el factor f (Ecuación 11.7-4) o equivalente radio del “wellbore” (Ecuación 11.7-5) no son válidas.

Las hojas de cálculo presentadas en el trabajo son basadas en la información completa contenida en las Figuras 11.6-2 y 11.6-3 y las fórmulas desarrolladas para números de propante moderados son usadas solamente en el rango de su validez.

11.9 Diseño Lógico

Se desea ubicar un cierto monto de propante en un intervalo productivo y hacerlo de manera que se tenga el máximo posible de índice de productividad. La clave para encontrar el correcto balance entre el tamaño y la mejora de la productividad está en el número de propante. Desde que el V_{prop} incluye solamente la parte del propante que está en la formación productiva, y de aquí es dependiente de la eficiencia volumétrica del propante, el número de propante no puede ser simplemente fijado en el proceso de diseño¹.

En el diseño unificado de fractura UFD, se especifica el monto de propante indicado para la inyección y entonces se procede como sigue:

1. Se asume una eficiencia volumétrica y se determina el número de propante. (una vez los detalles del tratamiento son obtenidos, la asumida eficiencia volumétrica relacionada a la altura de la fractura creada puede ser revisada y el proceso de diseño puede ser repetido de una manera iterativa.)
2. Usar la Figura 11.6-2 o Figura 11.6-3 (o mejor la hoja de cálculo de diseño) para calcular el índice de productividad adimensional máximo posible, J_{Dmax} , y también la óptima conductividad de fractura adimensional C_{fDopt} , a partir del número de propante.
3. Calcular la óptima mitad de longitud de fractura. Señalando el volumen de una esquina empaquetada de propante (en la formación productiva) por V_f , la óptima mitad de longitud de fractura puede ser calculada como:

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD,opt} h k} \right)^{1/2} \quad 11.9-1$$

4. Calcular el óptimo promedio de ancho de fractura empaquetada como:

$$w = \left(\frac{C_{fD,opt} V_f k}{hk_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{hk_f} \quad 11.9-2$$

En las dos ecuaciones de arriba, V_f y h deben corresponder el uno al otro. Si la altura total de la fractura es usada para h , que es a menudo denominada como h_f , entonces el volumen de propante V_f debe ser el volumen total de propante empaquetado de una esquina. Sin embargo, si el seleccionado V_f corresponde solamente a esa porción de volumen de una esquina que es contenida en la formación productiva, entonces h debe ser el espesor neto de la formación. El resultado final para el óptimo ancho y longitud debe ser el mismo para cualquiera de los casos. Es una mejor práctica, sin embargo, usar el espesor neto y el volumen neto (contenido en la formación) debido a que estas dos variables son también usadas para calcular el número de propante.

Una vez que el ingeniero de reservorios y consideraciones económicas han señalado las dimensiones de la fractura a ser creada, el siguiente paso es como lograr este objetivo. A partir de este punto, el diseño del tratamiento de fractura puede ser visto como la forma en que se ajustan los detalles del tratamiento (tiempo de bombeo y programa del propante) para lograr las deseadas dimensiones de la fractura finales.

CAPÍTULO XII OPTIMIZANDO LOS LÍMITES EN EL DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

12.1 Índice de Productividad Adimensional Óptimo

Bajo la asunción de un flujo en estado pseudo estable; Valko y Economides presentaron un esquema de optimización física para el diseño de fractura¹⁻⁵⁻³⁸.

El máximo valor alcanzable para el índice de productividad adimensional está dado simplemente como función del número de propante.

$$J_{Dopt}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln(N_{prop})} & \text{si } N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[\frac{0.423 - 0.311N_{prop} - 0.089(N_{prop})^2}{1 + 0.667N_{prop} + 0.015(N_{prop})^2} \right] & \text{si } N_{prop} > 0.1 \end{cases} \quad 12.1-1$$

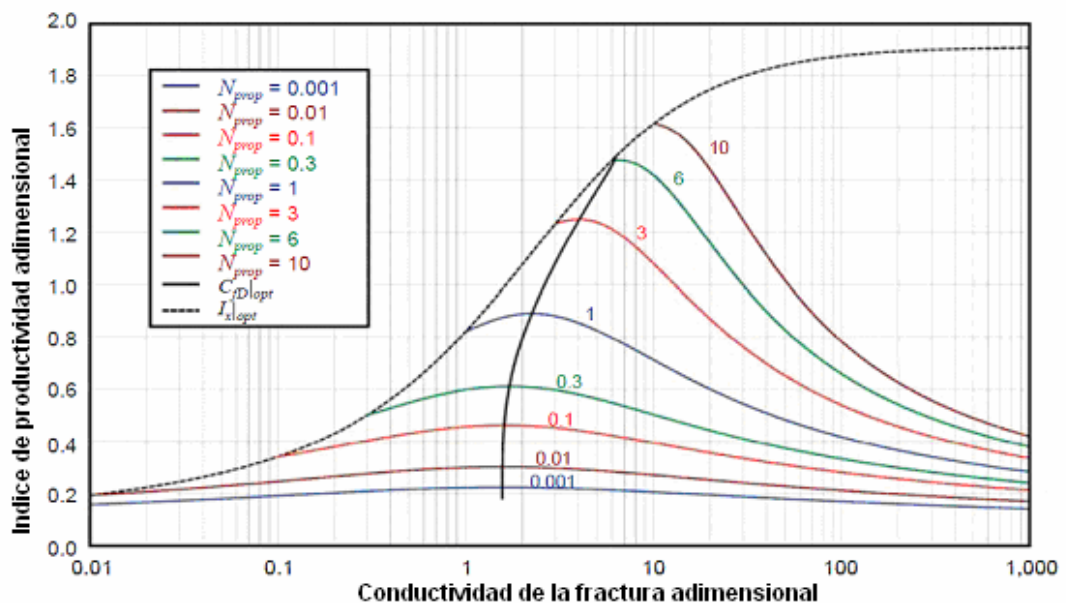


Figura 12.1-1 Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante

La conductividad adimensional óptima de fractura es 1.6 para números de propante bajos. Para números de propante mayores, la conductividad adimensional óptima de la fractura alcanza el valor del número de propante, lo cual es esperado ya que el ratio de penetración se aproxima a la unidad. La correlación para el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura en función del Número de Propante está dada según:

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1.6 & \text{si} \cdot 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp\left(\frac{-0.583 + 1.48N_{prop}}{1 + 0.142 \ln(N_{prop})}\right) & \text{si} \cdot 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & \text{si} \cdot N_{prop} > 10 \end{cases} \quad 12.1-2$$

Una vez que la conductividad adimensional óptima de fractura, es conocida, la longitud y ancho óptimos de la fractura pueden ser determinados:

$$x_{fopt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} kh}\right)^{1/2} \quad \text{y} \quad w_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h}\right)^{1/2} \quad 12.1-3$$

donde V_f es el volumen de un ala de la fractura, $V_f = V_p/2$.

12.2 Procedimiento de Diseño para la Optimización Física

Las etapas para un óptimo diseño son simples¹:

1. Determinar el monto de propante alcanzando la formación objetivo
2. Determinar el número de propante
3. Determinar la conductividad adimensional óptima de la fractura a partir del número de propante
4. Determinar el óptimo ancho y longitud desde la conductividad adimensional óptima y el propante disponible.
5. Determinar el tiempo de inyección y el programa del propante ejecutando las dimensiones óptimas.

Una vez que son conocidos, el volumen de propante que será ubicado dentro de una esquina de la fractura, V_f y la conductividad adimensional óptima de la fractura, las óptimas dimensiones de la fractura pueden ser calculadas de la ecuación 12.1-3

12.3 Ejemplos prácticos de diseño de fractura para la optimización física

Se ilustrará el diseño lógico incorporando el Unified Fracture Design (UFD), a través del paquete de diseño HF2D consistente de hojas de cálculo para el diseño 2D de tratamientos de fractura, el tradicional (permeabilidad moderada y rocas duras) y frac&paack (alta permeabilidad y rocas suaves).

Las siguientes hojas de cálculo están disponibles³⁸:

En H2DPKN:

- Diseño tradicional con Modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren)
- Diseño TSO (Tip Screenout) con Modelo PKN
- Diseño con CDM (Daño Mecánico Continuo) con Modelo PKN

En H2DGDK:

- Diseño tradicional con Modelo GDK
- Diseño TSO (Tip Screenout) con Modelo PKN

La única característica de este paquete de diseño se basa en el diseño lógico. El diseño empieza con el monto de propante disponible. Entonces las óptimas dimensiones de la fractura son determinadas. Finalmente, el programa (schedule) del tratamiento es encontrado para realizar la óptima colocación del propante. Si las restricciones no permiten una óptima colocación, una sub-óptima colocación es diseñada. Entonces, no se debe aceptar automáticamente el diseño "subóptimo". En su lugar, se deberá analizar las razones y seleccionar otra opción (por ejemplo Tip Screenout).

Los resultados incluyen requerimientos de fluido y propante, rates de inyección, concentraciones de propante adicionados (que es el programa del propante) e información adicional sobre la evolución de las dimensiones de la fractura.

12.3.1 Requerimientos de Data

La siguiente tabla contiene la descripción de los parámetros de ingreso:

Parámetro de Ingreso	Anotación
Masa de propante para (dos alas), lbm	Esta es la más importante variable de decisión del procedimiento de diseño
Sp grav del material propante (water=1)	Por ejemplo, 2.65 para arena
Porosidad de la fractura empaquetada	La porosidad del paquete puede variar con el esfuerzo de cierre, un valor típico es 0.3
Permeabilidad de la fractura empaquetada, md	La permeabilidad retenida, incluido los efectos de residuo de fluido y esfuerzo de cierre, puede ser reducida por un factor tan grande como 10 en caso de flujo no-Darcy flow en el frac. Permeabilidades realísticas podrían estar en el rango de 10,000 to 100,000 md para condiciones de flujo in situ. Valores proporcionados por los proveedores, como 50,000 md para propante "alta resistencia" deben considerarse con precaución.
Max diámetro prop, Dpmax, inch	De tamaño mesh, para arena mesh 20/40 esta es 0.035 in.
Permeabilidad de la formación, md	Permeabilidad efectiva de la formación.
Espesor Permeable ("leakoff"), ft	Este parámetro es usado para calcular el índice de productividad (como espesor neto) y en los cálculos para el coeficiente "leakoff" aparente, debido a que se asume que no hay "leakoff" (y spurt loss) fuera del espesor permeable.
Radio del pozo, ft	Necesario para calcular el factor pseudo skin.
Radio de drenaje del pozo, ft	Necesario para el diseño óptimo. (No sobreestimar la importancia de este parámetro).
Pre-treatment skin factor	Puede ser cero, no influencia en el diseño. Afecta solamente las "veces de incremento" en la productividad, ya que es usado como base.
Altura de la fractura, ft	Usualmente mayor que la altura permeable. Uno de los más críticos parámetros de diseño. Puede obtenerse de información litológica, o puede ser ajustado iterativamente por el usuario, estará en el orden de la longitud del frac.
Módulo plano de esfuerzo, E' (psi)	Definido como módulo de Young dividido por uno menos el cuadrado de la razón de Poisson. $E' = E / (1 - \nu^2)$ Es casi lo mismo como el módulo de Young, y es cerca de dos veces el módulo de corte G, debido a que la razón de Poisson tiene pequeño efecto sobre el. Para rocas duras puede ser 10^6 psi, para rocas suaves 10^5 psi o menos.
Rate de inyección del slurry (dos alas, liq + propante), bpm	El rate de inyección es considerado constante. Incluye a ambos el fluido fracturante y el propante. A medida que más propante es adicionado, el rate calculado de inyección será menor. Un valor típico es 30 bpm.
Reología, K' (lb/ft ²)*sn'	Consistencia de ley de potencia del fluido fracturante (slurry, en frac)
Reología, n'	Índice de comportamiento de flujo en ley de potencia

Coeficiente Leakoff en formación permeable, $\text{ft}/\text{min}^{0.5}$	El coeficiente "leakoff" fuera de la formación permeable es considerado cero. Si la razón de la altura del frac a la formación permeable es alto, el coeficiente "leakoff" aparente calculado desde este ingreso será mucho menor que el ingreso para este parámetro. Si el "leakoff" está significativamente fuera de la arena neta, se deberá ajustar este parámetro cuando se ajusta la altura de la fractura.
Coeficiente de pérdida por goteo, S_p , gal/ft ²	La pérdida por goteo en la formación permeable. Fuera de la formación permeable la pérdida por goteo es considerada cero. Ver anotación arriba.
Max posible concentración de propano adicionado, lbm/galón de fluido (ppga)	La más importante restricción de equipamiento. Actualmente algunos mezcladores pueden proporcionar más que 15 lbm/gal de fluido neto. A menudo no es necesario ir a la máxima técnica concentración posible.
Multiplicar la longitud opt por factor	Este parámetro de diseño puede ser usado para diseño sub-óptimo. Si la longitud óptima es demasiado pequeña (y el ancho de la fractura es demasiado grande), un valor mayor que la unidad es usado. Si la longitud óptima es demasiado grande (y el ancho de la fractura es demasiado pequeño), un valor fraccional es usado. Esta posibilidad del usuario de intervenir para investigar los pros y contras de las salidas del óptimo técnico. El valor por defecto debe ser 1.
Multiplicar "pad" por factor	De acuerdo a lo sugerido por Nolte, el exponente del programa de concentración del propano y la fracción de "pad" (relativo al volumen inyectado total) son considerados iguales. Esto sucede si el parámetro de diseño es su valor por defecto, que es 1. El usuario puede experimentar con otros valores. Ello tendrá el efecto de acortar o alargar el período del "pad" que está teniendo menos o más conservador diseño. El programa ajustará el esquema del propano, de manera de asegurar el requerido monto de propano inyectado

Adicionales parámetros de ingreso son:

TSO criterio $W_{\text{seco}}/W_{\text{mojado}}$	Este parámetro de diseño aparece solamente para el diseño TSO. Este especifica la razón del ancho seco (asumiendo solamente que el propano "seco" es menor en la fractura) al propano mojado (dinámicamente logrado durante el bombeo). De acuerdo a las asunciones, el screen-out sucede cuando la razón del ancho seco al mojado alcanza un valor especificado por el usuario. Se sugiere un número entre 0.5 y 0.75., pero el mejor método es gradualmente calibrar este parámetro en el campo por la evaluación de exitosos tratamientos TSO.
Presión de cierre, psi	La presión de cierre es irrelevante para el diseño tradicional PKN y diseño PKN-TSO (a los que le interesa solo la presión neta). Sin embargo, se necesita la presión de cierre para el diseño CDM, debido a que en el modelo de Daño Mecánico Continuo la velocidad de propagación de la fractura es afectada por el valor absoluto del esfuerzo mínimo. Entonces este valor es un parámetro de entrada para el diseño PKN-CDM.
CDM C_i^2 , $\text{ft}^2/(\text{psi}\cdot\text{seg})$	Este parámetro combinado CDM (junto con la presión de cierre) influenciará la velocidad de propagación de la fractura. Si este valor es "grande" (por ejemplo es del orden de 1) no hay retraso en la propagación de la fractura y esencialmente el modelo se conduce como un tradicional modelo PKN. Si este valor es menor (es decir, 0.01 $\text{ft}^2/(\text{psi}\cdot\text{seg})$) entonces la propagación de la fractura es retrasada. Ello tomará más tiempo para alcanzar una cierta longitud y el ancho y la presión neta son mayores que el calculado con el tradicional modelo PKN. Este parámetro de diseño puede ser estimado mediante el ajuste del exceso de la presión neta experimentado durante el tratamiento de minifrac.

12.3.2 Resultados de los Cálculos

Los resultados contienen las dimensiones óptimas de fractura, seguido por las dimensiones de la fractura logradas tomando en cuenta las restricciones (máximo posible de concentración de propante adicionado). Las restricciones pueden o no permitir lograr el óptimo técnico de dimensiones de la fractura. Un mensaje en rojo señalará si las dimensiones óptimas pueden ser logradas o no.

Las características principales de fractura, tales como mitad-longitud, ancho promedio, y concentración areal de propante determinan la performance del pozo fracturado, que es obtenida en términos de índice de productividad adimensional y también como factor pseudo-skin.

Los requerimientos de fluido y propante son dados en términos acumulativos y el rate de inyección de fluido y concentración del propante adicionado son presentados como función del tiempo.

Los resultados incluyen:

t, min	tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo
qi_liq, bpm	rate de inyección de líquido (para dos alas)
cum liq, gal	Líquido acumulativo inyectado hasta el tiempo t
cadd, lbm/gal	Propante adicionado a un galón de líquido, ppga
cum prop, lbm	Propante acumulativo inyectado hasta el tiempo t
x _f , ft	Mitad-longitud de la fractura al tiempo t
w _{ave} , in.	Ancho promedio de la fractura al tiempo t
w _{ave} / D _{pmx}	La razón del ancho promedio de la fractura al máximo diámetro del propante, debe ser al menos 3
w _{dry} / w _{wet}	La razón del ancho seco al mojado Durante el bombeo el ancho mojado real es 2 a 10 veces mayor que el ancho seco, eso podría ser necesario para contener el mismo monto de propante sin ningún fluido dentro del paquete. Usualmente la razón debe ser menos que un número prescrito, tal como 0.3-0.5 para evitar screen-out durante el trabajo. El criterio TSO en la versión TSO de la hoja de cálculo de diseño es formulado en función de esta razón. En la hoja de cálculo TSO usualmente un valor de 0.5 – 0.7 es especificado como la razón crítica TSO. Este parámetro de ingreso controla el diseño TSO.

12.4 Diseño Típico Preliminar Formación de Mediana Permeabilidad MPF 1

La Tabla 12.4-1 muestra datos disponibles para una formación de “mediana permeabilidad” (con una permeabilidad de 1.7 md y arena neta de 76 ft). Los datos de ingreso incluyen el radio del pozo y el radio drenaje (calculado de 40 acres de espaciamiento). Estos importantes parámetros del reservorio no deben ser excluidos.

Una decisión preliminar del tamaño del tratamiento es que 90,000 lb_m de propante deben ser inyectados. Al anticipado esfuerzo de cierre (5,000 psi), la seleccionada arena 20-40 mesh resin-coated tendrá una permeabilidad in-situ de 60,000 md. Este valor ya incorpora el efecto de algunos rompimientos de propante y el decrecimiento de la permeabilidad de la fractura empaquetada debido al imperfecto rompimiento del gel. Obviamente, este es uno de los parámetros claves de diseño, y el ingeniero de diseño debe hacer todo lo posible para tener un estimado lo más relevante que se pueda.

El módulo del plano de deformación (es decir, básicamente el Módulo de Young) es 2×10^6 . Pruebas de minifrac en la misma formación con el mismo fluido usualmente resultan en un coeficiente de “leakoff” de $0.005 \text{ ft}/\text{min}^{1/2}$; alguna pérdida por chorreo también es anticipada. (Notar que estos valores son con respecto a la formación productiva. Se asume que no hay “leakoff” fuera de la formación productiva). Los parámetros de reología son provistos por la compañía de servicios (debido a las limitaciones de presión en este caso) el rate de inyección es 20 bmp.

Notar que la línea de altura de la fractura está todavía vacía en el resumen de los datos de ingreso (tabla 12.4-1). Se conoce que la arena bruta (es decir, la distancia entre el tope del fondo del intervalo productivo) es 100 ft. Dentro de ese intervalo, sin embargo, solamente 76 ft es el intervalo productivo. Un estimado preliminar de la altura de la fractura debe ser un mínimo de 100 ft, pero la real altura estará relacionada a algunos de otros factores.

Tabla 12.4-1 Datos de Ingreso para MPF

Masa de propante para (dos alas), lb _m	90,000
sp gr del material propante (agua = 1)	2.65
Porosidad del paquete de propante	0.38
Permeabilidad del paquete de propante, md	60,000
Máximo diámetro propante, D _{pmax} , inch	0.031
Permeabilidad de la formación, md	1.7
Espesor permeable (leakoff), ft	76
Radio del pozo, ft	0.25
Radio de drenaje, ft	745
Factor skin pre-tratamiento	0.0
Altura de la fractura, ft	
Módulo plano de deformación, E' (psi)	2.0E + 06
Rate de inyección del slurry (dos alas, liq + prop), bpm	20.0
Reología, K' (lb _f /ft ²) × s ^{n'}	0.07
Reología, n'	0.45
Coefficiente leakoff en capa permeable, ft/min ^{1/2}	0.005
Coefficiente pérdida por goteo, S _p , gal/ft ²	0.010

Una asunción razonable, en ausencia de datos reales sobre esfuerzo de contraste es que el aspecto de la razón de la fractura creada es 2:1. En otras palabras, se encuentra que la altura de la fractura h_f se ajusta a la longitud objetivo, de manera que $h_f = x_f$.

En este punto, se ingresa un estimado inicial de $h_f = 100$ ft dentro de la hoja de cálculo de diseño, y se especifica las adicionales restricciones operativas como se muestra en la Tabla 12.4-2.

Tabla 12.4.2 Ingresos Adicionales para MPF

Máxima adición posible de concentración de propante, lb _m /gal fluido neto	12
Multiplicar longitud óptima por factor	1
Multiplicar pad Nette por factor	1

De acuerdo a la compañía de servicio, la máxima concentración de propante disponible es 12 ppga (lb_m de peropante adicionada a un galón de fluido fracturante neto). Los otros dos parámetros son fijados a su valor por defecto.

La salida de la primera corrida de la hoja de cálculo contiene tres partes. En la primera parte se muestra una "lista de metas " (Tabla 12.4-3).

Tabla 12.4.3 Óptimo Teórico para MPF ($h_f = 100$ ft)

Salida	
Óptima Colocación sin Restricciones	
Número de propante N_{prop}	0.3552
PI adimensional J_{Dopt}	0.65
Cond. fractura adimensional óptima C_{fDopt}	1.8
MITAD longitud óptima x_{fDopt} , ft	294.2
Ancho óptimo fractura w_{fDopt} , inch	0.2
Factor pseudo-skin post-tratamiento s_f	-5.72
Veces de incremento del PI	4.74

Esta establece que el número de propante es 0.35, y con el propante ubicado óptimamente, se puede lograr un índice de productividad adimensional de 0.65 y un factor skin tan negativo como -5.72. Las veces de incremento del índice de productividad de 4.74 (sobre la situación de cero skin que se fijó en el ingreso como base de comparación).

La salida de la primera corrida del diseño en hoja de cálculo contiene tres partes. En la primera parte, se muestra una “lista de metas” (Tabla 12.4-3). Si se establece que el número de propante es 0.35, y con el óptimo propante ubicado, se podrá lograr un índice de productividad adimensional 0.65 y un factor skin tan negativo como -5.72. Las veces de incremento en la productividad es 4.74 (sobre la situación skin cero fijado en el ingreso como la base de comparación).

Sin embargo, un mensaje de advertencia (mostrado en la pantalla en rojo y resaltado) indica que la lista de deseos no puede ser realizada.

Subóptima colocación con restricciones satisfechas
Masa de propante reducida

La real colocación del programa de diseño que fue hábil de producir es algo decepcionante, como se muestra en la Tabla 12.4-4

Tabla 12.4-4 Real Colocación para MPF ($h_f = 100$ ft)

Real Colocación	
Masa de propante colocada(dos alas)	58,501
Número de propante N_{prop}	0.2309
PI adimensional J_{Dopt}	0.57
Cond. fractura adimensional óptima C_{fDopt}	1.2
MITAD longitud óptima x_{fDopt} , ft	294.2
Ancho óptimo fractura w_{fDopt} , inch	0.12
Factor pseudo-skin post-tratamiento s_f	-5.50
Veces de incremento del PI	4.15

En otras palabras, el programa de diseño puede solamente asegurar la colocación de 58,500 lb_m de propante. A este punto, no hay problema, debido a que la altura específica de fractura de 100 ft no fue realística.

Para aproximarnos a la razón de aspecto deseada 2:1 ($h_f = x_f$), se incrementa la altura de la fractura a 200 ft. La longitud objetivo teórica óptima calculada es ahora $h_f = 216$ ft. Un tercer ajuste a $h_f = 211$ ft finalmente establece la razón de aspecto deseado (Tabla 12.4-5).

Tabla 12.4-5 Óptimo Teórico para MPF ($h_f = 211$ ft)

Salida	
Óptima Colocación sin Restricciones	
Número de propante $\cdot N_{prop}$	0.1684
PI adimensional $\cdot J_{prop}$	0.53
Cond. fractura adimensional óptima $\cdot C_{fD,opt}$	1.6
Medida longitud óptima $\cdot x_{fD,opt}$ ft	211.1
Ancho óptimo fractura $\cdot w_{fD,opt}$ inch	0.1
Factor pseudo-skin post-tratamiento $\cdot s_f$	-5.37
Veces de incremento del PI	3.85

Se nota que el número de propante es significativamente más pequeño que lo señalado previamente. Por qué esto ocurre? Debido a que el incremento en la altura de la fractura, decrece la eficiencia volumétrica del propante (es decir, la parte de propante que está “funcionando”). La longitud óptima correspondiente a este número de propante es 211 pies, que significa que la fractura, si esta puede ser realizada, tendrá el radio de aspecto deseado 2:1. Pero puede esto ser efectuado?

De acuerdo al mensaje en rojo (mostrado aquí en negritas), la disposición óptima puede ser realizada.

Restricciones permiten óptima colocación

Se encuentra que las 90,000 lb masa de propante pueden ser colocadas dentro del pozo, aunque no todo el propante será ubicado en la formación productiva (Tabla 12.4-6).

Tabla 12.4-6 Disposición Real para MPF ($h_f = 211$ ft)

Disposición Real	
Masa de propano colocada (dos alas)	90,000
Número de propano $\cdot N_{prop}$	0.1684
PI adimensional $\cdot J_{Dact}$	0.53
Cond. fractura adimensional óptima $\cdot C_{fDopt}$	1.6
Mitad longitud óptima $\cdot x_{fDopt}$ ft	211.1
Ancho óptimo fractura $\cdot w_{fDopt}$ inch	0.12
Factor pseudo-skin post-tratamiento $\cdot s_f$	-5.37
Veces de incremento del PI	3.95

La parte del propano alcanzando la formación productiva, representará un número del propano, $N_{prop} = 0.168$, y la correspondiente mitad de longitud óptima es 211 ft. El tratamiento establecerá un índice de productividad adimensional, $J_{Dact} = 0.53$, en otras palabras, un equivalente skin negativo, $s_f = -5.37$ será creado.

Notar que el diseño lógico está basado en el concepto de número de propano. No se especifica una longitud arbitraria, en vez de ello, se obtiene la longitud óptima. El proceso de diseño asegura que la longitud deseada es lograda y que la cantidad deseada de propano es ha sido distribuida uniformemente en la fractura.

Algunos detalles del tratamiento son mostrados en la Tabla 12.4-7. Más detalles pueden ser encontrados corriendo la hoja de cálculo HF2D Excel.

Tabla 12.4-7 Detalles de la Real Colocación para MPF ($h_f = 211$ ft)

Detalles del Tratamiento	
Eficiencia, e_{30} , %	34.5
Tiempo bombeo, t_p , min	40.4
Tiempo bombeo pad, $t_{p, pad}$, min	19.7
Exponente concentración de propano adicionado, e_{ps}	0.4871
Uniforme concentración de propano en el frac al final, lb_m/ft^3	57.5
Concentración areal del propano después cierre, lb_m/ft^2	1.0
Max concentración propano adicionado, lb/gal fluido limpio	11.8
Presión neta al final del bombeo, psi	132.5

12.4 Incrementando los límites en una formación de permeabilidad media.

Para propósitos ilustrativos considerando el caso del ejemplo anterior, en esta sección, se explorará si 150,000 lb_m de propano pueden ser colocados en una manera similar. Si esto fuera así, cuán bueno sería hacerlo para la productividad del pozo?

El diseño detallado con iteración fue ilustrado en el ejemplo previo, entonces, la tabla 12.5-1 muestra solamente los principales resultados con 150,000 lb_m. La Tabla 12.5-2 muestra el óptimo teórico para este caso.

Tabla 12.5-1 Ingresos para MPF-2

Masa de propante para dos alas, lb _m	150,000

Altura de la fractura, ft	248

Tabla 12.5-2 Óptimo Teórico para MPF 2

Salida	
Óptima Colocación sin Restricciones	
Numero de propante - N_{prop}	0.2387
PI adimensional - J_{Dopt}	0.58
Cond. fractura adimensional óptima - C_{fDopt}	1.7
Mitad longitud óptima - X_{fDopt} , ft	248
Ancho óptimo fractura - w_{fDopt} , inches	0.1
Factor pseudo-skin post-tratamiento - s_y	-5.54
veces de incremento del PI	4.23

Lo primero que se nota es que el incremento en el volumen de propante y correspondiente mayor número de propante permite solamente una mejora marginal en la productividad, aún si todas las cosas resultaran bien. Entonces debe considerarse si es valioso “incrementar límites”.

Aún esto se refuerza por el siguiente mensaje del programa.

Subóptima colocación con restricciones satisfechas
Masa de propante reducida

y por la siguiente salida, dada en la Tabla 12.5-3

Tabla 12.5-3 Detalles Real Colocación y Tratamiento para MPF 2

Real Colocación	
Masa de propante colocada (2 alas)	136,965
Número de propante, N_{prop}	0.2180
PI Adimensional, J_{Dact}	0.57
Cond. Fractura adimensional, C_{FD}	1.5
Mitad Longitud, x_f , ft	248
Ancho empaquetado, w , inch	0.13
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-5.49
Veces de incremento del PI	4.12
Detalles del Tratamiento	
Eficiencia, e_{10} , %	36.1
Tiempo bombeo, t_e , min	58
Tiempo bombeo pad, t_{ep} , min	27.2
Exponente concentración de propante adicionado, e_{ps}	0.4694
Uniforme concentración de propante en el frac al final, lb_m/ft^3	58.2
Concentración areal del propante después cierre, lb_m/ft^2	1.1
Max concentración propante adicionado, lb/gal fluido limpio	12.0
Presión neta al final del bombeo, psi	122.9

Como se nota, el programa de diseño ha reducido la cantidad de propante colocado en la formación. Con esta reducción las veces de incremento del PI (índice de productividad), es apenas algo más de lo que se logra con 90,000 libra masa de propante. Es obvio que “incrementando límites” en este caso no es valioso el esfuerzo y el gasto por realizar.

Pero es realmente obvio? Algunas compañías de servicio probablemente podrán ofrecer mejor equipo con la capacidad de bombear concentraciones de propante tan altas como 16 ppga.

Así que se cambian las restricciones operacionales y se corre el diseño nuevamente!

Max posible concentración propante adicionado, lb_m / gal fluido neto 16

El mensaje es ahora alentador (Tabla 12.5-4).

Restricciones permiten óptima colocación

Tabla 12.5-4 Real Colocación para MPF 2 (concentración máxima posible: 16 ppg)

Real Colocación	
Masa de propano colocada (2 alas)	150,000
Número de propano, H_{prop}	0.2387
PI Adimensional, J_{Dact}	0.58
Cond. Fractura adimensional, C_{FD}	1.7
Mitad Longitud, x_f, ft	248
Ancho empaquetado, w, inch	0.14
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-5.54
Veces de incremento del PI	4.23
Detalles del Tratamiento	
Eficiencia, e_{30}, %	64
Tiempo bombeo, t_p, min	32.7
Tiempo bombeo pad, $t_{p, pad}$, min	7.2
Exponente concentración de propano adicionado, e_{pv}	0.2191
Uniforme concentración de propano en el frac al final, lb_m/ft^3	63.7
Concentración areal del propano después cierre, lb_m/ft^2	1.2
Max concentración propano adicionado, lb/gal fluido limpio	13.9
Presión neta al final del bombeo, psi	122.9

Incrementando la máxima concentración posible de propano se logró la solución. Es ahora posible colocar la cantidad requerida de propano (es decir, concentraciones más altas permiten colocar más propano dentro del mismo ancho). En efecto, esto incluso no requiere utilizar todas las capacidades del equipo; una concentración de 14 ppg será suficiente.

El diseño actual ahora reúne el óptimo teórico mostrado en la Tabla 12.5-2. Sin embargo, todavía está abierta la pregunta si un tratamiento mayor es justificado. Cuidadosos cálculos económicos son necesarios al racionalizar el tratamiento mayor, qué podría costar cerca del 50% más y lograr un skin post-tratamiento de -5.54 en vez de -5.50 calculado en el caso base. Debido a que la diferencia está claramente dentro del error marginal, es difícil de creer que un gerente se decida por el más costoso (y más riesgoso) tratamiento.

12.6 Empotramiento del propano

Es ampliamente aceptado que en formaciones blandas una parte considerable del propano inyectado puede ser “perdido” debido al empotramiento del propano dentro de las paredes de la formación. Algunos estimados de ancho debido al empotramiento son tan altos como un 30% (Lacy, 1994) si se asume que las medidas en el laboratorio de un 33.3% de

empotramiento para la formación dada y esfuerzo de cierre. Cómo se puede incorporar esto dentro del diseño?

El camino más fácil es decir que la permeabilidad de la fractura empaquetada (ahora 60,000 md) aparentemente sería reducida a 40,000 md. Cambiando justamente una línea de ingreso del original caso base de diseño ($h_f = 211$ ft) se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 12.6-1:

Permeabilidad paquete de propante, md 40,000

Tabla 12.6-1 Óptimo Teórico Para MPF 3

Óptima Colocación sin Restricciones

Número de propante, N_{prop}	0.1280
PI Adimensional, J_{Dact}	0.50
Óptima Cond. Fractura adimensional, C_{FD}	1.6
Óptima Mitad Longitud, x_f, ft	185.2
Óptimo Ancho empaquetado, w, inch	0.2
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-5.23
Véces de incremento del PI	3.60

Ahora el máximo índice de productividad adimensional es menor, solamente 0.50, pero incluso esto no puede ser efectuado, como el mensaje de error indica (ver Tabla 12.6-2):

Subóptima colocación con restricciones satisfechas
Masa de propante reducida

En efecto, solamente 65,300 lb de propante pueden ser colocadas debido a que el ancho a 185 ft es menor al que fue a 211 ft, y porque no se necesita más ancho para compensar la pérdida de conductividad (causada por el empotramiento).

Tabla 12.6-2 Real Colocación para MPF 3

Real Colocación

Masa de propante colocada (2 alas)	65,285
Número de propante, N_{prop}	0.0929
PI Adimensional, J_{Dact}	0.46
Cond. Fractura adimensional, C_{FD}	1.2
Mitad Longitud, x_f, ft	185.2
Ancho empaquetado, w, inch	0.11
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-5.06
Véces de incremento del PI	3.31

Para hacer posible el diseño se debe partir del óptimo, multiplicando la óptima longitud teórica por un factor. Es decir, por ejemplo, si se desea como objetivo 250 ft de longitud de fractura. Todavía se usa la razón de aspecto 2:1 como más probable. Se cambia la altura de la fractura a 250 ft y entonces se logra un factor que resulta en una mitad de longitud de fractura de 250 ft. El valor es 1.58 (ver Tablas 12.6-3 y 12.6-4).

Subóptima colocación con restricciones satisfechas

Longitud modificada

Tabla 12.6-3 Huevos Ingresos: Altura y Restricciones MPF 3

Altura de la fractura, ft	250
....	
Máxima adición posible de concentración de propano, lb _m /gal fluido neto	12
Multiplicar longitud óptima por factor	1.58
Multiplicar pad Norte por factor	1

Tabla 12.6-4 Salida para MPF3 (h_f = 250 ft)

Salida	
Óptima Colocación sin Restricciones	
Número de propano, n_{prop}	0.0947
PI Adimensional, J_{D opt}	0.46
Cond. Fractura adimensional, C_{FD opt}	1.6
Mitad Longitud, x_{f opt}, ft	158.9
Ancho empaquetado, w_{opt}, inch	0.1
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-5.08
Veces de incremento del PI	3.34

El mensaje muestra que la disposición sub-óptima con la modificación forzada puede ser realizada (Tabla 12.6-5).

Tabla 12.6-5 Adicional Salida para MPF (h_f = 250 ft)

Real Colocación	
Masa de propano colocada (2 alas)	90,000
Número de propano, n_{prop}	0.0947
PI Adimensional, J_{Dact}	0.44
Cond. Fractura adimensional, C_{FD}	0.7
Mitad Longitud, x_f, ft	251.0
Ancho empaquetado, w, inch	0.08
Factor pseudo-skin post-tratamiento, s_f	-4.98
Veces de incremento del PI	3.19

Bajo este escenario, se puede colocar los enteros 90,000 lb_m de propante, pero el “éxito” es cuestionable. Con todo el propante ubicado se puede todavía crear solamente un -4.98 skin equivalente; los 65,300 libras colocadas sin una forzada restricción de longitud resulta más atractiva -5.06 de valor skin.

En la presencia de significativos efectos no-Darcy, el número de propante de $N_{prop} = 0.095$ debe ser reducido a $N_{prop} = 0.05$ o, en casos extremos, $N_{prop} = 0.01$. Si se quiere compensar por la pérdida de productividad se tendrá que incrementar el monto de propante colocado dentro de la formación productiva por el mismo factor. La aproximación Unified Fracture Design (UFD), por el uso sistemático del número de propante y el costo-oportunidad de los criterios de optimización hacen al diseño totalmente simple y transparente.

CAPÍTULO XIII CONTROL Y EJECUCIÓN DE CALIDAD

13.1 Introducción

El control de calidad ha sido incluido en las operaciones de fracturamiento por décadas. La motivación para el control de calidad a menudo fue la pobre ejecución del frac.

Actualmente, las compañías de servicio han formalizado una variedad de esquemas de políticas propias de control de calidad⁵². El término en sí mismo, control de calidad, se ha vuelto muy genérico, ahora es usado para referirse a varios conceptos desde un checklist, llenado en el campo, hasta una propuesta sutil de marketing con el propósito de atraer clientes.

El control de calidad es el proceso de evaluación de materiales y equipamiento en locación para asegurar que el tratamiento de fractura a realizar pueda ser ejecutado tal como fue diseñado. Esto significa cuidadoso planeamiento pre-tratamiento; mantenimiento y funcionamiento del equipo del pozo, entrenamiento, personal bien informado y consciente, seguimiento intenso de cada material fracturante y parámetros críticos de tratamiento; y evaluación post-tratamiento.

Cada pozo representa la inversión de un gran capital, el cual no debe ponerse a riesgo por la realización de un trabajo de baja performance o distinto a lo pre-diseñado.

Los resultados hablan por sí mismos: las compañías de servicio realizan los tratamientos de fractura con una performance, si bien no es perfecta, es tan buena como nunca lo ha sido.

13.2 Preparación antes del tratamiento

Antes de llegar a la locación se debe revisar el diseño del tratamiento y determinar el equipamiento necesario para realizarlo, evaluar toda la información disponible del pozo y realizar ensayos de fluido y agente de sostén. Así como para los procedimientos de seguridad realizar una reunión sobre el particular.

Los problemas con el fluido pueden hacer fracasar el tratamiento de fractura, por lo que se deben realizar ensayos con el fluido antes del tratamiento, los chequeos incluyen:

- Viscosidad del gel lineal (pH, temperatura).
- Tiempo de reticulación “Croslinko” (a temperatura de superficie).
- Estabilidad de la viscosidad a temperatura de fondo.
- Viscosidad del fluido reticulado (pH, temp.), si es posible.
- Test de ruptura del fluido, tipo de ruptor y dosificación.
- Sensibilidad del pH a la carga de ruptor (concentración)

En la locación antes del trabajo se deberá:

- Revisar los procedimientos de seguridad y medio ambiente.
- Respetar los procedimientos de Rig-Up.
- Confirmar el programa de trabajo.
- Realizar un inventario de materiales.
- Verificar las propiedades del fluido.
- Verificar las propiedades del agente de sosten.
- Establecer el plan de distribución y montaje de los equipos.

13.3 El Programa de Tratamiento

Se deberá proceder a la revisión del programa de tratamiento confirmando con el representante del cliente (supervisor del pozo y/o company man):

- Procedimiento del bombeo.
- Volumen de colchón - Rampa de agente de sostén – Volumen de desplazamiento.
- Tipo y cantidad de aditivos a utilizar.
- Equipamiento para el bombeo y/o stand-by.
- Aclarar y resolver cualquier tipo de dudas antes de iniciar el tratamiento.

Se procederá al inventario de materiales para conocer la cantidad de todos los materiales llevados a locación o que se encuentran en la locación:

- Fluido.
- Agente de sostén (cantidad, tipo, malla).
- Químicos.
- Comparar la cantidad de materiales en locación con los requeridos para el trabajo.
Asegurarse de tener exceso.

El tratamiento requiere siempre grandes volúmenes de agua, poco usuales en el uso diario del equipo de workover por lo que se deberá verificar la procedencia y las características de la misma antes de comenzar a descargar en las piletas. Para el análisis de agua se considera los siguientes valores aceptables:

- | | |
|----------------------|-----------|
| ○ pH | 6-8 |
| ○ Hierro | <10 ppm |
| ○ Agentes Oxidantes | No |
| ○ Agentes Reductores | No |
| ○ Carbonatos | <300 ppm |
| ○ Bicarbonatos | <300 ppm |
| ○ Bacterias | No |
| ○ Transparencia | Razonable |

Para los chequeos del fluido se tendrá varias muestras durante su preparación y realizar controles de rutina durante el bombeo.

- Viscosidad (visual).
- pH
- Tiempo de armado del fluido.

Para el análisis de las propiedades del agente de sostén se analizan las siguientes propiedades, al obtener muestras del agente de sostén que hay en la locación:

- Tamaño (Sieve análisis).
- Presencia de contaminantes
- Compatibilidad con el fluido a utilizar.

13.4 Registro de Parámetros y Post-Tratamiento

Se efectúa el monitoreo de volúmenes:

- Fluido
- Agente de sostén
- Aditivos

Comparación con los valores de diseño.

Caudales

Se registran caudales de inyección y presión para cada cambio de etapa

Finalizado el tratamiento se realiza:

Monitoreo post-tratamiento

- Determinación del tiempo de cierre de la fractura
- Documentar el volumen de fluido recuperado.

Inventario de materiales

- Registrar la cantidad de material utilizado
- Comparar con la cantidad de diseño
- Hacer un resumen de los parámetros de tratamiento.

Reunión para planificación desmontaje de equipos.

CAPÍTULO XIV ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las mejoras en las capacidades de los fracturamientos modernos, la técnica de facturamiento de mayor permeabilidad más conocido como “frac & pack” y el concepto de Diseño de Fractura Unificado (UFD) ha dado lugar a dos nociones importantes. En primer lugar, en términos de obtención de beneficios por el fracturamiento no hay diferencia entre reservorios de alta y baja permeabilidad. Se deben resolver temas de ejecución apropiados. En segundo lugar, y lo más importante, es que para cualquier masa de propante que vaya a inyectarse en cualquier pozo para maximizar la producción, existe solo una geometría de fractura óptima. Esta geometría, consistente en longitud y ancho de fractura adecuados, puede ser determinada rápidamente (siendo la altura una variable secundaria), y si esto ocurre, puede darse como resultado un índice de productividad máximo. Todas las demás configuraciones darán como resultado valores de productividad más bajos. A esto se le conoce como optimización física.

Para la optimización física se ha trabajado con un software de hojas de cálculo HF2D, para las diferentes geometrías de fractura teniendo como meta la cantidad de propante disponible que optimice el Número de Propante Adimensional y el proceso de diseño Unified Fracture Design (UFD). Entonces las óptimas dimensiones de la fractura son determinadas. Si las restricciones no permiten la óptima ejecución, una sub-óptima ejecución es diseñada. Como usuario, no se debe aceptar automáticamente el diseño “sub-óptimo”. En vez de ello, se deben analizar las razones y seleccionar otra opción tal como el Tip Screenout.

El proceso es válido para todo tipo de formaciones, con una única característica basada en la lógica de la teoría del fracturamiento hidráulico. Esta lógica determina aplicando el software, que las óptimas fracturas para formaciones de baja a mediana permeabilidad resultan largas y angostas y fracturas anchas y cortas en reservorios de alta permeabilidad.

Los resultados incluyen requerimientos de fluido y propante, rates de inyección, concentraciones de propante adicionados e información adicional sobre la evolución de las dimensiones de la fractura.

Para la calibración de la prueba se utiliza otro software de paquete de hojas de cálculo MF2D para diferentes geometrías de fractura que permiten determinar resultados, el más importante de los cuales es el coeficiente “leakoff”, como subproductos se tienen las dimensiones de la creada fractura: x_f y w , que es la extensión y ancho promedio de la fractura creada y también se obtiene la eficiencia del fluido. Estos valores calculados pueden servir como datos o ingresos para software de paquete de hojas de cálculo HF2D.

La optimización económica debe completar el diseño del tratamiento de fracturamiento, requiere un proceso de prueba y error para determinar el diseño de tratamiento óptimo a partir de un conjunto de diseños físicos calculados. Viene asociada a una optimización física rigurosa tal como el enfoque UFD.

Cálculos económicos pueden ser hechos para determinar el diseño del óptimo tratamiento de fractura. Sin embargo, en todos los casos, el diseño debe considerar el efecto de la fractura sobre la recuperación y los rates de flujo, el costo del tratamiento, y los lineamientos de inversión del contratista que opera el pozo.

El carácter único de las soluciones para el problema de la optimización, ofrecidas por el enfoque UFD, lo simplifica de gran manera y hace más directos para los tratamientos de fracturamiento la ejecución de los cálculos del Valor Presente Neto NPV. La generación de la geometría de fractura óptima conducirá a la productividad máxima del pozo, que es la optimización física. Pero todo esto puede hacerse dentro de una optimización económica en donde se puede maximizar el NPV y se puede seleccionar la masa de propante como parámetro crucial para análisis de sensibilidad.

En este sentido, se han realizado proyecciones de NPV para diferentes masas de agente de sostén, ploteado en gráficos para reservorios de petróleo de 0.1, 1 y 1.7 md. Estos resultados no sólo confirman la adecuación del procedimiento presentado para la identificación de la masa de propante más rentable (es decir, para el reservorio de 0.1 md el NPV tiene su pico a aproximadamente 200,000 lbm, para el reservorio de 1 md NPV tiene su pico en aproximadamente 100,000 lbm mientras que para el reservorio de 1.7 md NPV tiene su pico en aproximadamente 70,000 lbm).

Con todo ello se quiere demostrar como la combinación del enfoque UFD con el criterio económico del NPV puede estandarizarse en un procedimiento de rutina y usarse como una herramienta efectiva para el análisis de inversiones para el fracturamiento hidráulico en pozos de petróleo.

Los estudios paramétricos o de sensibilidad de variables escogidas tales como Masa de propante y Volumen del slurry para migraciones de altura de fractura (h_f/h) para diversas longitudes de fractura, efecto del coeficiente leakoff sobre la eficiencia para diversas longitudes de fractura, también son importantes. Las diferencias establecidas, pueden ser útiles para tomar decisiones acerca de la medición de una variable o de quedarse con supuestos razonables.

Una herramienta valiosa para determinar el tamaño de fractura óptimo y el programa de tratamiento es el análisis de riesgo con incertidumbre por el Método de Montecarlo, que aplicado para reservorios de baja o mediana permeabilidad como los del Noroeste del Perú, con la variable representativa para estos casos que es la longitud de la fractura versus el NPV y distribuciones de probabilidades para las variables económicas y la propia longitud de fractura.

Los resultados del diseño pueden darse en gráficos de NPV vs Longitud de fractura con diversas probabilidades y frecuencias. De dicho gráfico, NPV versus mitad de longitud de fractura, la característica de la distribución beta pert es evidente. Sin embargo, para cada

longitud de fractura hay un valor para NPV. Como era de esperar, pequeñas longitudes de fractura originan valores de NPV pequeños comparados con las longitudes de fractura grandes. Sin embargo, la desviación del NPV entre su valor máximo y el mínimo es mucho menor para longitudes pequeñas. La probabilidad de ocurrencia (frecuencia) se va incrementando sostenidamente hasta alcanzar un máximo (moda) y luego, a mayores longitudes de fractura declina con un pendiente mucho mayor. Luego, longitudes de fractura pequeñas son menos riesgosas pero probablemente entregarán valores más pequeños de NPV. Grandes longitudes originan diseños riesgosos. Tales descripciones pueden ser muy útiles en el gerenciamiento de reservorios, ya que en todos los casos se puede obtener un óptimo con el NPV adecuado (algo menor que la optimización física, aproximadamente 85%, pero de mayor probabilidad y menor riesgo).

CAPÍTULO XV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha logrado aplicar el concepto de Unified Fracture Design (UFD) con un tema central de maximizar el Índice de Productividad Adimensional (J_D) a conseguirse luego de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.
- Todas las magnitudes importantes como permeabilidades, tamaño de la fractura y el volumen del reservorio, están relacionadas con el Número de Propante. Para cada masa de propante inyectado hay una correspondiente Número de Propante y la conductividad óptima y el PI adimensional puede ser rápidamente determinado.
- Incrementando la masa de propante o la permeabilidad de la fractura empaquetada resultaría en un aumento del J_D , que tiene un límite máximo de aproximadamente 1.9. Este valor puede nunca darse en la realidad y existen tres razones para que ello no ocurra, una económica y dos físicas. La razón económica es obvia. Incrementar el tamaño del trabajo podría resultar en un diferencial mínimo de los beneficios, no justificando los costos incrementales. De la misma manera, usar un mejor (y más costoso) propante puede no justificarse por similar decrecimiento incremental de los beneficios.
- De los problemas físicos, el primero afecta a los reservorios de baja permeabilidad como los del Noroeste del Perú donde el indicado ancho de fractura puede ser demasiado pequeño; éste no puede ser menor que tres veces los diámetros del propante. Para reservorios de alta permeabilidad, indicados anchos de fractura muy gruesos, pueden dar lugar a presiones netas muy grandes, excediendo los límites operacionales. Esto último puede llevar a alturas de fractura inaceptables.

- Es importante evaluar con mayor precisión el volumen del “pad”, que si bien es necesario tener mayor cuidado en controlar la eficiencia del fluido que es “pad”, permite crear mayores longitudes de fractura. Asimismo en lo posible aumentar la concentración final del propante y evitar el crecimiento exagerado de la altura de la fractura manteniendo una razón de aspecto de 2 ($x_f=h_f$) con el objeto de tener mayor área de fractura empaquetada.
- De la optimización física y económica del trabajo, se concluye que la masa de propante óptima - dato de entrada para el diseño UFD - es de 60,000 lbm para reservorios de una permeabilidad de 1.7 md (promedio de los pozos del Noroeste).
- Como es práctica común en los trabajos de frac del Noroeste utilizar por etapas de un espesor promedio de 150 ft 1.7 md de permeabilidad de formación, 350 a 400 sacos, se emplea 35,000 a 40,000 lbm, por debajo del óptimo físico incrementando límites en el diseño del fracturamiento hidráulico, considerando el riesgo, a 60,000 lbm y en donde se puede lograr una longitud de fractura mayor.
- La explicación de lo anterior podría darse que se ha escogido una cantidad de propante menor, y por tanto menor longitud de fractura, considerando por ensayo y error el análisis de riesgo por incertidumbre para hacer la inversión menos riesgosa. **Entonces es importante hacer una evaluación por pozo con una optimización física y económica considerando el análisis de riesgo con variables de incertidumbre económicas y de longitud de fractura, como se ha bosquejado en el presente trabajo. Este ha sido el objetivo de este trabajo.**

ANEXOS TESIS

Data para el diseño de una Fractura Tabla 4.4-1 del texto, para la Optimización del Diseño de la Fractura física y económica con datos de Ingreso por Montecarlo.

Ejemplo de diseño de Fractura para un Pozo de Petróleo

Variables del Pozo, Reservorio, Fluido Fracturante y de Tratamiento

Profundidad, $H = 5,000$ ft	EOJ concentración del slurry, $c_f = 8.5$ ppg
Permeabilidad del reservorio, $k = 1$ md	Densidad del propante, $\rho_p = 165$ lb/ft ³
Espesor del reservorio, $h = 160$ ft	Porosidad del propante $\phi_p = 0.38$
Esfuerzo horizontal mín., $\sigma_{H,min} = 2910$ psi	Diámetro del propante, $d_{p,max} = 0.031$ in
Módulo de Young= 2×10^6 psi	Factor de daño = 0.67
Razón de Poisson, $\nu = 0.25$	$n' = 0.45$
Porosidad del reservorio, $\phi = 0.1$	$k' = 0.07$ lbf-seg ⁿ /ft ²
$\beta_o = 1.2$ rb/stb	Costo del propante= US\$ 0.28/lb
Costo del fluido= US\$ 0.4/galón	Número de años para el NPV = 15
Coefficiente leakoff= 0.0017 ft/min ^{0.5}	Altura de la fractura $h_f = 240$ ft
Rate de inyección=22.4 bpm	Precio del petróleo=\$ 60/bl

Ejemplo 6.2.6-1

Cálculos del volumen del pad y del volumen total de fluido

En el ejemplo 8.2.4-1, el ancho promedio de una fractura de $x_f = 243.6$ ft, fue calculada igual a 0.281334". Asumiendo que $r_p = 0.67$ (i.e., $h = 160$ ft, $h_f = 240$ ft), calcular los requerimientos de volumen total y la porción del pad. Usar $C_L = 1.7 \times 10^{-3}$ ft/min^{0.5}. Repetir el cálculo para un coeficiente leakoff más grande (2×10^{-2} ft/min^{0.5}) y un pequeño coeficiente leakoff (2×10^{-4} ft/min^{0.5}). El rate de inyección, q_i , es 20.7 bpm.

Solución:

$C_L = 1.7 \times 10^{-3}$ ft/min^{0.5}. El área de fractura es $(2)(240)(243.6) = 1.17 \times 10^5$ ft². Entonces, de la ecuación 6.2.6-3, con conversión de unidades apropiadas, y asumiendo $K_L = 1.5$,

$$q_i t_i = A_f \bar{\omega} + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i}$$

$$(20.7) (5.615) t_i = 1.17 \times 10^5 (0.281334/12) + (1.5) (1.7 \times 10^{-3}) (2.34 \times 10^5) (0.7) t_i^{0.5}$$

$$t_i - 21.9752 \sqrt{t_i} - 23.58234 = 0$$

que nos lleva a $t_i = 45.88$ min.

El volumen total requerido es entonces:

$$V_i = (20.7)(42)(45.88) = 4 \times 10^4 \text{ galones}$$

Permitiendo una eficiencia, η , de:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{(1.17 \times 10^5)(0.28 / 12)(7.48)}{4 \times 10^4} = 0.51$$

Donde 7.48 es un factor de conversión.

De la ecuación (6.2.6-4) de K_L se tiene $K_L = 1.45$, justificando la asunción de $K_L = 1.5$. Este cálculo puede ser hecho por ensayo y error. Aunque una simple observación de la ecuación de K_L sus fronteras son entre 1.33 y 1.57 y el uso de $K_L \approx 1.5$ es generalmente apropiado. De la ecuación (6.2.6-1), el volumen del pad es:

$$V_{pad} = (4 \times 10^4) \left(\frac{1 - 0.51}{1 + 0.51} \right) = 1.28 \times 10^4 \text{ galones}$$

representando el 32% del volumen total. A un rate de inyección de 20.7 bpm, esto puede requerir 14.7 minutos de bombeo.

Ejemplo 6.3-1 Determinación del programa de propante

Asumir que el tiempo total de inyección, t_i , es 54.81 min, y para eficiencia $\eta = 0.313$, el tiempo del pad de inyección, t_{pad} , es 26.4 minutos. Si la concentración del slurry al final del trabajo, c_f , es 8 ppg, plotear el programa continuo de adición del propante.

Solución:

De la ecuación (6.3-2) para $\eta = 0.4$;

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} = \frac{1 - 0.313}{1 + 0.313} = 0.52$$

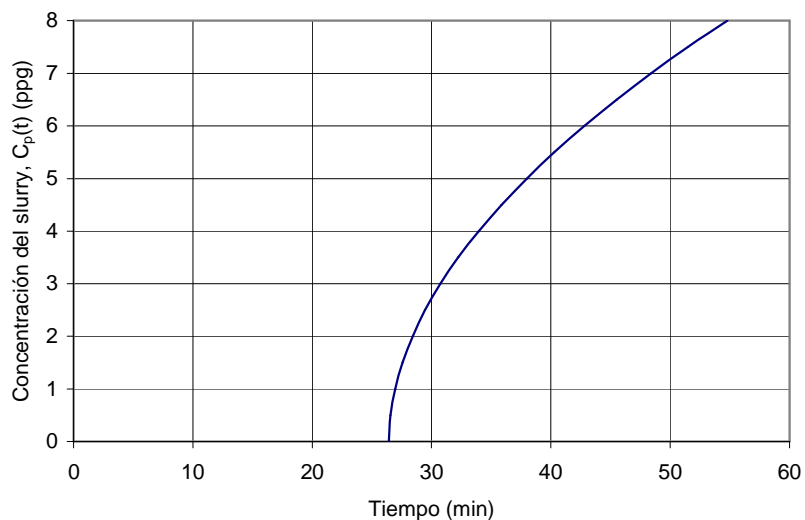
y de la ecuación (6.3-1) y $c_f = 8$ ppg

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon = 8 \left(\frac{t - 26.4}{54.81 - 26.4} \right)^{0.52}$$

Por ejemplo, a $t = 40.3$ min; $c_p(t) = 5.5$ ppg. Por supuesto, a $t = 26.4$ minutos, $c_p(t) = 0$, y a $t = 54.81$ minutos, $c_p(t) = 8$ ppg.

La Figura 6.3-1 es un ploteo de la inyección con el inicio de la adición de propante y el programa del propante.

Figura 6.3-1
Inicio del slurry de propante y continua adición de propante



Ejemplo 6.4-1

Cálculo del ancho empaquetado

Suponiendo que una arena 20/40 es inyectada ($\phi_p = 0.38$ y $\rho_p = 165 \text{ lb/ft}^3$) dentro de una fractura diseñada para tener $x_f = 221.4 \text{ ft}$ y $h_f = 240 \text{ ft}$. Si $c_f = 8 \text{ ppg}$ y $\varepsilon = 0.523$ (ver ejemplo 6.3-1), calcular la masa total de propante, el ancho empaquetado y la concentración de propante en la fractura. El volumen del pad es $(4.75 \times 10^4) - (2.73 \times 10^4) = 2.02 \times 10^4$ galones.

Solución:

La concentración promedio del slurry puede ser calculada de la Ec. (6.4-5):

$$\bar{c}_p(t) = \frac{c_f}{\varepsilon + 1} = \frac{8}{1.523} = 5.25 \text{ ppg}$$

La masa de propante puede ser determinada de la ecuación (6.4-6):

$$M_p = \bar{c}_p (V_i - V_{pad}) = (5.25)(2.02 \times 10^4) = 1.06 \times 10^4 \text{ lb}$$

La concentración de propante en la fractura, C_p , es de la Ec. (6.4-2):

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f} = \frac{1.06 \times 10^4}{(2)(221.4)(240)} = 1.00 \text{ lb / ft}^2$$

Finalmente, el ancho empaquetado de la fractura de la ecuación (6.4-3) es:

$$\omega_p = \frac{C_p}{(1 - \phi_p)\rho_p} = \frac{0.99}{(1 - 0.38)(165)} = 0.0097 \text{ ft} = 0.117 \text{ in.}$$

Ejemplo 6.5-1 Cálculos de esfuerzo sobre el propante y resultante reducción de su permeabilidad

Asumiendo que un reservorio está a 5,000 pies de profundidad con una densidad de la formación igual a 165 lb/pie³, razón de Poisson igual a 0.25, constante de Biot igual a 0.7 y presión inicial de reservorio igual a 2100 psi.

Calcular la conductividad de la fractura con arena de 20/40 a 500 y 1000 psi de caída de presión. Los esfuerzos sobre el propante se incrementarán o disminuirán con el tiempo?

Solución:

Desde que un paquete de propante puede ser considerado como un medio poroso, el esfuerzo horizontal efectivo sobre el, puede simplemente ser calculado de las ecuaciones (7.1-2) a la (7.1-4). Por tanto a las condiciones iniciales de presión.

$$\sigma'_{H,\min} = \frac{0.25}{0.75} \left[\frac{(165)(5,000)}{144} - (0.7)(2100) \right] = 1419.722 \text{ psi}$$

Este es el esfuerzo que los propantes pueden haber experimentado sin caída de presión (drawdown). Sin embargo 500 y 1000 psi de caídas de presión ($p_{wf} = 1600$ y 1100 psi, respectivamente), pueden resultar en un incremento del esfuerzo efectivo de 350 psi (0.7 por 500) y 700 psi (0.7 por 1000), respectivamente. Por tanto el esfuerzo efectivo sería 1769.722 y 2119.722 psi. De la figura 6.5.-2 para propantes a 1 lb/ft² a 1770 psi la conductividad de la arena sería 2000 md-ft mientras que a 2120 psi sería 1350 md-ft.

El esfuerzo inicial sobre el propante sería el máximo valor. Después de un tiempo de producción, la presión del reservorio podría declinar. Si por ejemplo, $p = 1700$ psi, entonces el esfuerzo horizontal absoluto sería

$$\sigma_{H,\min} = \frac{0.25}{0.75} \left[\frac{(165)(5,000)}{144} - (0.7)(1700) \right] + (0.7)(1700) = 2703 \text{ psi}$$

y con $p_{wf} = 1600$ psi,

$$\sigma'_{H,\min} = 2703 - (0.7)(1600) = 1583 \text{ psi} < 1769.722 \text{ inicial}$$

y con $p_{wf} = 1100$ psi,

$$\sigma'_{H,\min} = 2703 - (0.7)(1100) = 1933 \text{ psi} < 2119.722 \text{ inicial}$$

Ejemplo 7.1-1:

Cálculo de esfuerzos versus profundidad

Asumiendo que una formación de areniscas de 160' está a 5,000' de profundidad. La densidad $\rho = 165 \text{ lb/ft}^3$, la constante poroelástica es 0.72 y la razón de Poisson es 0.25. Calcular y plotear los esfuerzos absoluto y efectivo vertical y el mínimo esfuerzo horizontal.

El máximo esfuerzo horizontal es 2000 psi mayor que el mínimo esfuerzo horizontal. Plotear este máximo esfuerzo también. Usar la presión hidrostática del reservorio ($\rho_o = 60 \text{ lb/ft}^3$).

Repetir los cálculos, pero esta vez plotear el perfil de esfuerzo del intervalo objetivo y de las capas de lutitas encima y por debajo, cada una de 50' de espesor. Usar primero una razón de Poisson para lutitas igual a 0.25 (como en la capa de areniscas), y entonces repetir para $\nu = 0.27$ y $\nu = 0.3$.

Finalmente, plotear los esfuerzos absoluto vertical y mínimo horizontal a 5,000' como funciones de la presión del reservorio desde la hidrostática a una sobrepresión de 4000 psi. Que observación puede ser hecha?

Solución:

$\rho = 165 \text{ lb/ft}^3$, $\sigma_v = 1.15 H$. De la ecuación (7.1-3):

$$\sigma'_v = 1.15 H - \frac{(0.72)((60)H)}{144} = 0.85 H$$

From Eq. (7.1-4)

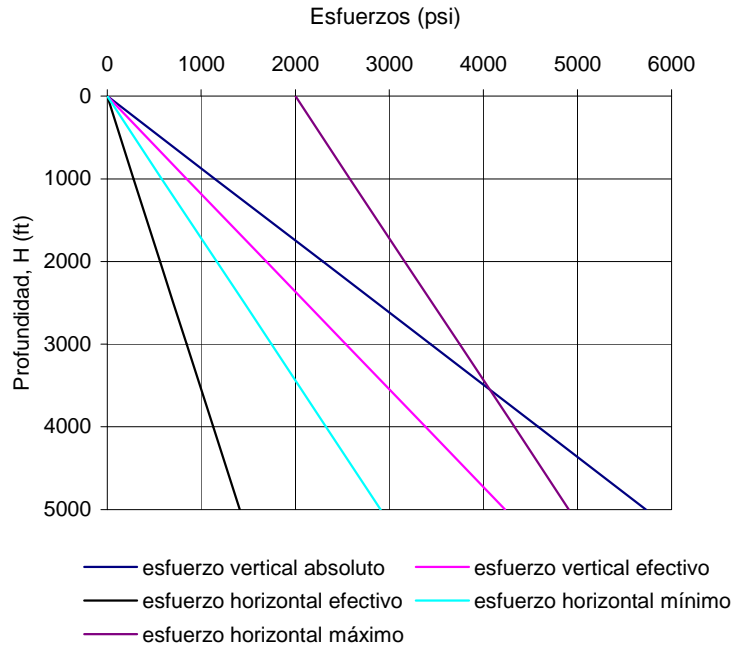
$$\sigma'_H = \frac{0.25}{1-0.25} (0.85 H) = 0.282 H$$

entonces :

$$\sigma_{H,\min} = 0.282 H + \frac{(0.72)(60)(H)}{144} = 0.582 H$$

La Figura 7.1-4 es un ploteo de todos los esfuerzos: σ_v , σ'_v , $\sigma_{H,\min}$, $\sigma'_{H,\min}$ y $\sigma_{H,\max}$ ($=\sigma_{H,\min}+2000$). A 5,000' estos esfuerzos son: 5,729, 4,229, 1410, 2919, y 4,910 psi, respectivamente. De los tres principales esfuerzos absolutos, $\sigma_{H,\min}$ es el más pequeño, por lo que a cualquier profundidad (bajo las asunciones de este problema), una fractura hidráulica podría ser vertical y normal a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

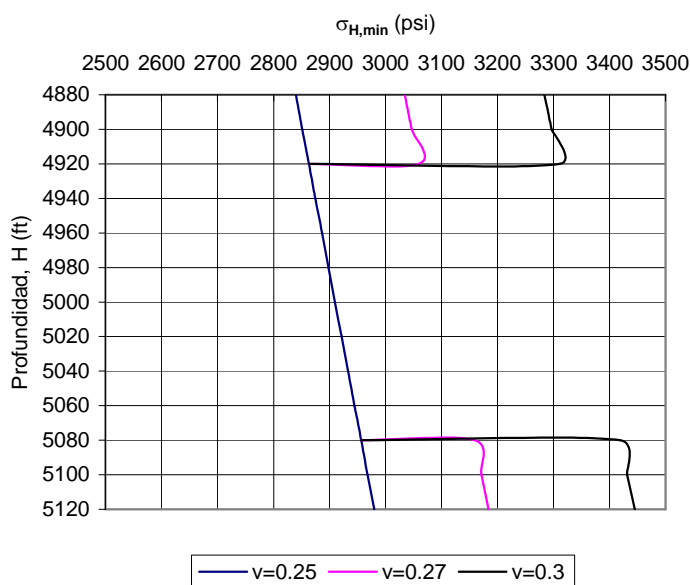
Figura 7.1-4 Cálculo de esfuerzos vs profundidad



Si una profundidad de 5,000' es el punto medio de 160' de formación, la diferencia entre los esfuerzos horizontales al tope y fondo de la formación serán solamente $(0.57 \Delta H) = 0.582 \cdot 160 = 93.12$ psi.

Cuando las dos formaciones de 50' de lutitas son consideradas, el esfuerzo absoluto vertical al tope y fondo de secuencia lutita/arenisca y arenisca/lutita será entre $= 1.15 \cdot 50 = 58$ y $1.15 \cdot 160 = 184$ psi, respectivamente, y los esfuerzos absolutos horizontales serán entre $0.582 \cdot 50 = 29.1$ y $0.582 \cdot 160 = 93.12$ psi, respectivamente (si $\nu = 0.25$ es usado para todas las tres arenas). Sin embargo, si $\nu = 0.27$ para las lutitas, mientras el esfuerzo horizontal en las areniscas permanecen las mismas, de la ecuación de σ'_H y similarmente la ecuación de $\sigma_{H,\min} = 0.61H$, que a 10,000' resulta en un adicional contraste de aproximadamente $(0.614 - 0.582)(5,000) = 217$ psi. Para $\nu = 0.3$ este contraste de esfuerzos es aproximadamente $(0.66 - 0.582)(5,000) = 390$ psi. Un ploteo de los perfiles de esfuerzos en una escala expandida es mostrada en la Figura 7.1-5.

Perfiles de Esfuerzos horizontales entre la formación y lutitas encima y debajo



La única razón importante para la contención de la altura de la fractura es el contraste de los esfuerzos naturales resultantes de las diferencias en las razones de Poisson. Sin esta diferencia, las fracturas podrían ser de una altura largamente incontrolable.

La migración de la altura de la fractura y sus cálculos serán presentados posteriormente.

Finalmente, mientras σ_v no es afectada por la presión del reservorio (σ'_v si lo es), $\sigma_{H,min}$ es una fuerte función de la sobrepresión, Δp . (Sobrepresión es la diferencia de presión encima de la hidrostática.)

Para este problema,

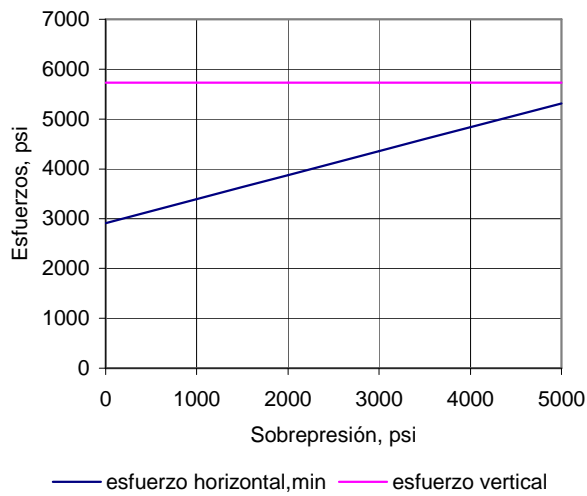
$$\sigma'_v = 0.88H - 0.72\Delta p$$

$$\sigma'_{H,MIN} = 1/3 * (0.85H - 0.72\Delta p) = 0.283H - 0.24\Delta p$$

$$\sigma_{H,MIN} = 0.583H + 0.48\Delta p$$

La Figura 7.1-6 es un ploteo de los esfuerzos vertical versus horizontal a 5,000'. Mientras la diferencia a Δp (sobrepresión) = 0 es (5729 - 2915)= 2814 psi, esta es 894 cuando $\Delta p = 4000$ psi. Es entonces obvio que la dirección de la fractura en formaciones sobrepresurizadas someras puede no ser necesariamente vertical. Cuando los pozos continúan produciendo, la presión del reservorio declina, lo que puede causar que las fracturas hidráulicas se incrementen verticalmente. Adicionalmente, si durante un fracturamiento, una contención de la fractura conduce a una adicional presión neta, entonces la fractura puede empezar vertical y tornarse en horizontal.

Figura 7.1-6 Esfuerzos vertical y horizontal mínimo para una formación sobrepresurizada



Ejemplo 7.1-2

Cálculo de la presión de iniciación de la fractura.

Estimar la presión de iniciación de la fractura para un pozo en el reservorio descrito en el primer párrafo del ejemplo anterior. El esfuerzo de tensión es 1000 psi.

Solución:

De la ecuación 7.1-6:

$$p_{bd} \approx 3\sigma_{H,min} - \sigma_{H,max} + T_o - p \approx 3(2910) - 4910 + 1000 - 2100 \approx 2720 \text{ psi}$$

Esta presión de ruptura es en el fondo. La presión de "tratamiento", p_{tr} en la cabeza, será:

$$p_{tr} = p_{bd} - \Delta p_{PE} + \Delta p_F$$

donde Δp_{PE} y Δp_F son las caídas de presión hidrostática y fricción, respectivamente

Ejemplo 7.1-4

Requerimientos de potencia para un tratamiento de fracturamiento.

Suponiendo que un reservorio está a 5,000 ft de profundidad, el rate de inyección es 22.6 bpm de 40-lb/1000-gal del fluido entrelazador borato, y la densidad es 60 lb/ft³. Calcular la demanda de potencia si la esperada máxima presión neta de fracturamiento, Δp_f , es 1000 psi, el mínimo esfuerzo es 2910 psi, y el Δp_F es 279 psi.

Solución:

La máxima presión de fracturamiento es 3910 psi (1000 + 2910). La presión hidrostática es

$$\Delta p_{PE} = \frac{(22.6)(5000)}{144} = 2083 \text{ psi}$$

Entonces,

$$p_{tr} = 3910 + 279 - 2083 = 2106 \text{ psi}$$

De la ecuación (7.1-8),

$$\text{HHP} = \frac{(22.6)(2106)}{40.8} = 1166 \text{ HHP}$$

El número de bombas disponible para el trabajo debe ser hábil de al menos proporcionar esa potencia para que cualquier capacidad adicional esté garantizada en el evento de una rotura u otros problemas mecánicos.

Ejemplo 7.2-1

Determinación de las propiedades reológicas de los fluidos por la ley de potencia.

Calcular el K'_{pipe} y el K'_{slot} para un fluido entrelazador (crosslinker) de 40-lb/1000 galones de borato a 125°F. Asumir que las propiedades reológicas fueron obtenidas en un cilindro concéntrico donde $B = 1.3$. Si en un tratamiento de fracturamiento el rate de inyección es 20.7 bpm, la altura de la fractura es 240', y el ancho es 0.2813", calcular la aparente viscosidad en la fractura.

Solución De las Figuras 7.2-1 y 7.2-2 (a $T=125^\circ\text{F}$ y $t=0$ hr), $n' = 0.45$ y $K' = 0.07 \text{ lb}_f \text{ seg}^{n'} / \text{ft}^2$. El K generalizado está dado por la Ec. (7.2-2):

$$K = 0.07 \left[\frac{1.3^{2/0.45} (1.3^2 - 1)}{0.3(1.3^{2/0.45} - 1)1.3} \right]^{-0.3} = 0.055 \text{ lb}_f \text{ seg}^{n'} / \text{ft}^2$$

De la ecuación(7.2-3)

$$K'_{\text{pipe}} = (0.055) \left(\frac{(3)(0.45) + 1}{(4)(0.45)} \right)^{0.45} = 0.062 \text{ lb}_f \text{ - seg}^n / \text{ft}^2$$

y de la ecuación(7.2-4)

$$K'_{\text{slot}} = (0.055) \left(\frac{(2)(0.45) + 1}{(3)(0.45)} \right)^{0.3} = 0.064 \text{ lb}_f \text{ - seg}^n / \text{ft}^2$$

El rate de esfuerzo en una fractura puede ser aproximado por la (Ec. 7.2-7). En principio la velocidad superficial (con conversiones apropiadas de unidades) es:

$$u = \left(\frac{(20.7 / 2)(5.615)}{(60)(240)(0.2813 / 12)} \right) = 0.172 \text{ ft / seg}$$

La división del rate de flujo por 2 implica que la mitad del flujo está dirigido hacia una esquina de la fractura. Entonces,

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{(2)(0.45) + 1}{(3)(0.045)} \right) \frac{(6)(0.172)}{(0.281 / 12)} = 49.84 \text{ seg}^{-1}$$

La aparente viscosidad es entonces [de la Ec. (7.2-5)].

$$\mu_a = \frac{(47,880)(0.064)}{49.84^{0.7}} = 357.39 \text{ cp}$$

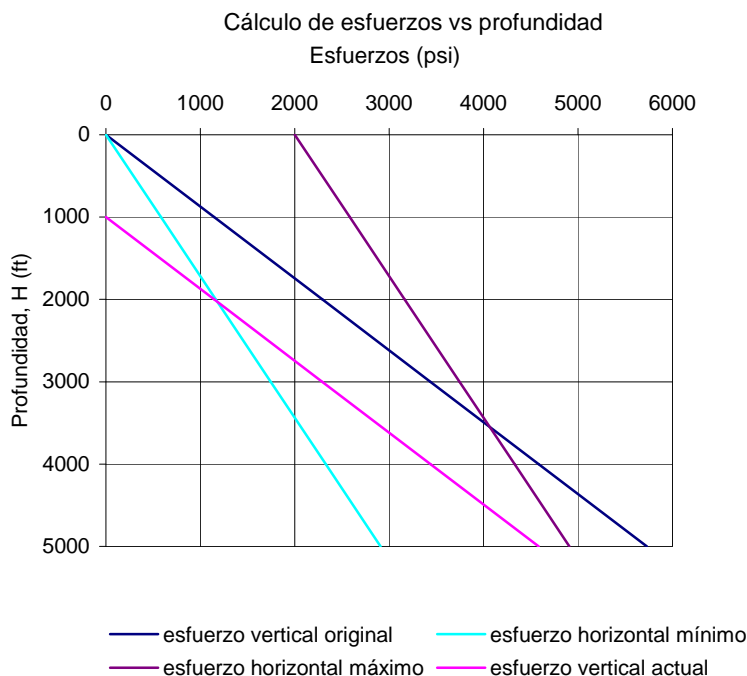
Ejemplo 7.3-1

Cálculo de la profundidad crítica para una fractura horizontal

Suponiendo que la formación descrita en el primer párrafo del Ejemplo 7.1-1 pierde 2000' de sobrecarga. Asumiendo que los esfuerzos horizontales son los originales y la presión del reservorio es la hidrostática, basado sobre la original superficie del suelo, calcular la profundidad crítica para una fractura horizontal.

Solución

Una solución gráfica al problema es mostrada en la Fig. 7.1-7. La nueva superficie del suelo, que está 1000' por debajo de la original, es señalada. Una línea paralela al original esfuerzo vertical es trazada desde la nueva profundidad cero, y su intersección con el original esfuerzo horizontal es $H = 2000'$ de la superficie original o 1000' del actual suelo superficial.



Una solución algebraica es poner iguales los valores de esfuerzos del (nuevo) vertical y mínimo horizontal en sus respectivas expresiones y resolver para H. Si el original $\sigma_v = 1.15 H$, después que 1000' de sobrecarga son removidos, $\sigma_v = 1.15 H - 1000 \cdot 1.15$.

El esfuerzo horizontal es dado por la ecuación ($\sigma_{H,\min} = 0.582 H$).

Poniendo los dos esfuerzos como resultados iguales en:

$$0.582 H = 1.15 H - 1150$$

Entonces, a profundidades menores que $H \approx 2024'$ de la original superficie del suelo o 2024' de la superficie actual, las fracturas se iniciarán horizontalmente.

Geometrías de fractura complejas serán probablemente encontradas a profundidades debajo de este nivel. Fracturas pueden ser inicialmente verticales pero pueden volverse horizontales (fracturas de forma T) cuando (y si) el esfuerzo mínimo más la presión neta de fractura exceden el esfuerzo de sobrecarga. Una forma de geometría de fractura T es invariablemente no deseada, desde que el ancho de la rama horizontal es muy pequeño. Resultando en sustancial pérdida de fluido durante la propagación de la fractura, deshidratación de la mezcla líquida y arenamientos (“screenouts”).

Similar fenómeno puede ocurrir durante la propagación de la fractura vertical si los valores de los dos esfuerzos horizontales son cercanamente iguales. La presión en la fractura durante la ejecución puede exceder la presión base de normal a la trayectoria natural de las fisuras. Anchos pequeños podrán aceptar fluidos pero no propante e incrementar la probabilidad de un screenout.

Ejemplo 7.4-1 Cálculo de la caída de presión por fricción

Calcular la caída de presión de un fluido croslinkado de 40-lb/1000 galones de una sarta vertical de fracturamiento con 51/2" de diámetro interior. Asumir que la temperatura promedio es 125°F. La densidad del fluido es 60 lb/ft³. Usar un rango de rates de inyección de 1 a 60 bpm y plotear los resultados en papel logarítmico.

Solución

La Figura 7.4-1 es un gráfico de las caídas de presión por fricción versus el rate de inyección para la tubería de 51/2". Hasta un rate de 18 bpm, el flujo es laminar. Para rates de alta inyección, el flujo es turbulento.

A continuación el cálculo de la caída de presión para q_i = 22.6 bpm.

1^{ro}, de las Figuras 7.2-3 y 7.2-4 a 150°F, n' = 0.45 y k' = 0.07 lb_f seg^{n'} /ft².

Asumiendo que n' y k' (de un viscosímetro concéntrico) son válidos para una tubería y luego que la velocidad es calculada de la ecuación (7.4-3).

$$u = 17.17 \frac{22.6}{5.5^2} = 12.83 \text{ ft / seg}$$

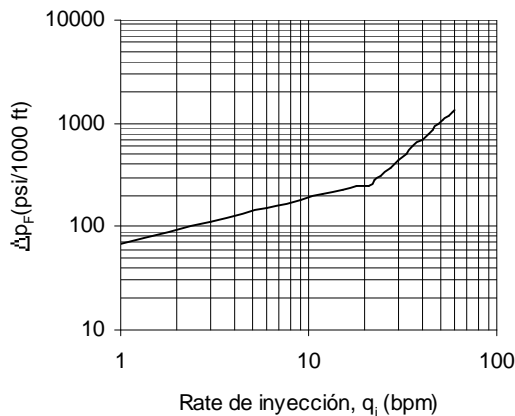
y el Número de Reynolds puede ser obtenido de la ecuación (7.4-2)

$$N_{Re} = \frac{(0.249)(60)(12.83)^{1.55} 5.5^{0.45}}{(96)^{0.45} (0.07)(1.31)^{0.45}} = 2728.5$$

Este valor implica flujo turbulento. Las constantes b y c son iguales a 0.22 y 0.047, respectivamente [de las ecuaciones (7.4-6) y (7.4-7). Entonces el factor de fricción es:

$$f_f = \frac{0.043}{2728.5^{0.25}} = 5.98 \times 10^{-3}$$

Figura 7.4-1 Caída de presión por fricción



y finalmente, de la Ec. (7.4-9)

$$\Delta p_F = \frac{(5.2 \times 10^{-3})(5.98 \times 10^{-3})(60)(5000)(12.83)^2}{5.5} = 279.11 \text{ psi}$$

Ejemplo 8.2.2-1

Cálculo del ancho de la fractura PKN con un fluido newtoniano

Cuales serán los anchos máximo y promedio de fractura, cuando la mitad de longitud de fractura es 243.6', la aparente viscosidad del fluido es 357.4 cp, y el rate de inyección es 20.7 bpm?. Asumir que $\nu = 0.25$ y $E = 210^6$ psi. Calcular el volumen de la fractura creada si $h_f = 240'$ cuando $x_f = 243.6'$ para la formación descrita arriba.

Solución:

De la ecuación de G, 8.2.2-5

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} = \frac{2 \times 10^6}{2(1+0.25)} = 0.8 \times 10^6 \text{ psi}$$

y de la ecuación del ancho promedio de fractura (8.2.2-7), cuando $x_f = 243.6'$:

$$\bar{w} = 0.3 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) = 0.3 \left[\frac{(20.7)(357.393)(1-0.25)(243.6)}{0.8 \times 10^6} \right]^{1/4} \quad (0.67)$$

$$\bar{w} = (0.342)(0.67) = 0.23''$$

En la ecuación anterior 0.34 es el máximo ancho de fractura (en el hueco del pozo), y 0.23 es el ancho promedio.

El volumen de los 243.6' (mitad de longitud de fractura) es:

$$V = 2 x_f h_f \bar{w} = (2)(243.6)(260)(0.23/12) = 2419 \text{ pies}^3$$

Ejemplo 8.2.4-1

Ancho de la fractura con un Fluido No-Newtoniano

Usando las variables de tratamiento y de la roca del Ejemplo 8.2.2-1 calcular el ancho de la fractura a $x_f = 243.6'$ para un fluido fracturante con $k' = 7 \times 10^{-2} \text{ lb}_f\text{-seg}^n / \text{pie}^2$ y $n' = 45$

Solución

De la ecuación 8.2.4-1:

$$w_{max} = 12 \left[(13.59)(1.45)(4.22)^{0.45} (0.0068)(0.0935)^{0.45} \right]^{0.345} .$$
$$\left(\frac{40^{0.45} (0.07)(243.6)(240)^{0.55}}{2 \times 10^6} \right)^{0.345} = 0.42''$$

y entonces $\bar{w} = 0.2813''$

Ejemplo 8.3-1

Penetración de la fractura y presión neta versus tiempo con el modelo PKN

Calcular la penetración de la fractura y la correspondiente presión neta para los dos casos extremos (i.e. $\eta \rightarrow 1$ y $\eta \rightarrow 0$). Usar $n' = 0.45$, $K' = 7 \times 10^{-2} \text{ lb}_f\text{-seg}^n/\text{ft}^2$, $q_i = 22.6 \text{ bpm}$, $h = 160 \text{ ft}$, $h_f = 240 \text{ ft}$, $E = 2 \times 10^6 \text{ psi}$, $\gamma = 0.25$, y $C_L = 1.7 \times 10^{-3} / \text{min}^{0.5}$.

Plotear los resultados de este cálculo para los primeros 15 minutos.

Solución:

De la ecuación (8.2.4-1) y (8.3-3) y dadas las variables, la constante C_1 en la ecuación (8.3-8) puede ser calculada:

$$w_{\max} = 12 \left[(13.59)(n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} (0.0068)(0.0935)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \cdot \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (8.2.4-1)$$

$$\left[(13.59)(n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} (0.0068)(0.0935)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} =$$

$$(13.59 * 1.5 * 4^{0.5} * 0.0068 * 0.0935^{0.5})^{1/3} = 0.431$$

$$\left(\frac{q_i^{n'} k' h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} = 1.23 * 10^{-2}$$

$$\gamma = 0.67$$

$$C_1 = (0.67) * (0.431) * (1.23 * 10^{-2}) = 3.56 * 10^{-3}$$

De la ecuación (8.3-8) para $\eta \rightarrow 1$:

$$x_f = \frac{1}{C_1} \left(\frac{5.615 q_i t}{2 h_f} \right)^{2n'+2/2n'+3} = 97.92 t^{0.7436}$$

Para $\eta \rightarrow 0$, de la ecuación (8.3-9):

$$x_f = \frac{5.615 q_i \sqrt{t}}{2 \pi h C_L} = 68 t^{0.5}$$

en ambas ecuaciones el tiempo está en minutos.

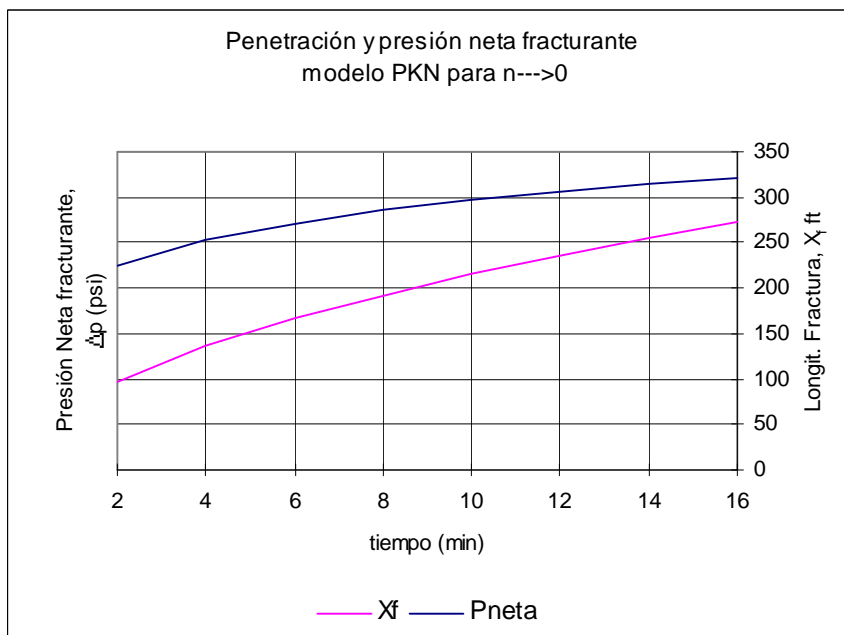
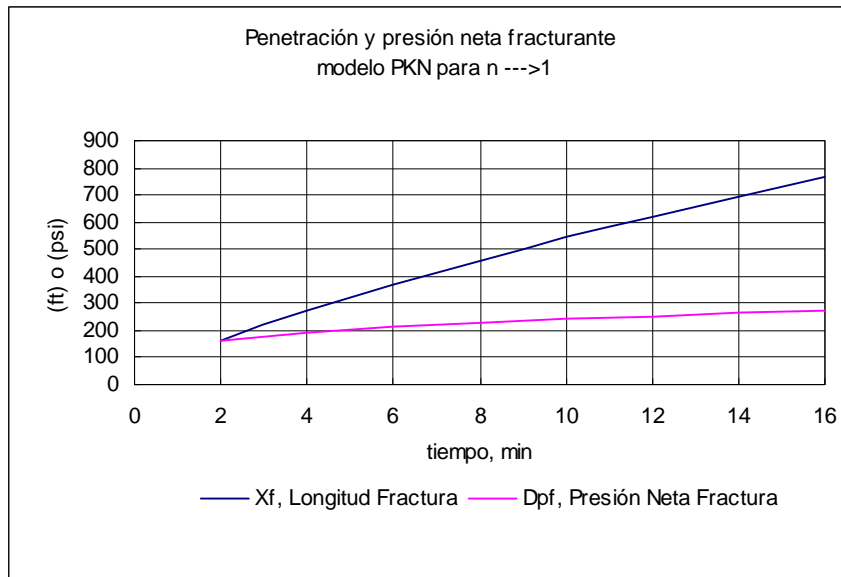
Finalmente, de la ecuación (8.3-11), para $\eta \rightarrow 1$:

$$\Delta p_f = 117.26 t^{1/3.9}$$

y para $\eta \rightarrow 0$, de la ecuación (8.3-12), se tiene:

$$\Delta p_f = 91.05 t^{1/5.8}$$

La Figura 8.3-1 es el ploteo de los resultados de este ejercicio. En ellos la presión neta se incrementa con el tiempo, esto debe esperarse del modelo PKN. De particular interés son los valores calculados de penetración de la fractura, mostrando el enorme impacto de la eficiencia sobre la propagación de la fractura. Entonces el control del filtrado del fluido debe ser de gran importancia para un efectivo tratamiento del fracturamiento hidráulico.



Ejemplo 8.4-1

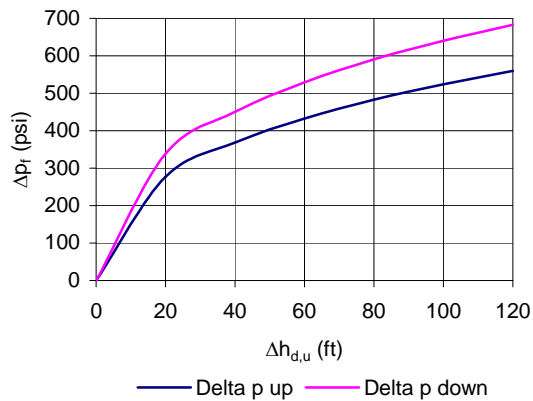
Estimación del crecimiento de la altura de la fractura.

Una arenisca, 160 ft de espesor, tiene un mínimo esfuerzo horizontal igual a 2826 psi. Lutitas encima y debajo tienen esfuerzos iguales a 3600 y 3800 psi, respectivamente. $K_{IC} = 1000 \text{ psi/in}^{0.5}$ y $\rho = 60 \text{ lb/ft}^3$. Calcular la migración de la altura de la fractura para presiones netas fracturantes iguales a 200 y 500 psi.

Si la capa de arriba tiene 80 ft de espesor, cuál será la presión neta fracturante crítica, encima del cual pueda ocurrir una indeseable rotura a través de otra formación permeable.

Solución:

Figura 8.4-1 Migración altura de la fractura por presiones hacia arriba y hacia abajo



La Figura 8.4-1 es un ploteo de $\Delta h_{u,d}$ ($= h_{u,d} - h$) versus Δp_f . Un cálculo ejemplo se presenta a continuación para 80 ft de migración encima del objetivo.

Desde que $\Delta h_u = 80$, entonces $h_u = 240$ ft, y de la ecuación (8.5-1):

$$\Delta p_f = \frac{(0.0217)}{\sqrt{240}} \left[(1000) \left(1 - \sqrt{\frac{240}{160}} \right) + (0.515) (3600 - 2826) \sqrt{240} \cos^{-1} \left(\frac{160}{240} \right) \right] + (0.069) (60) (240 - (0.5) (160)) = -0.31 + 416.83 + 66.24 = 482.76 \text{ psi}$$

Esta es la crítica presión neta fracturante que no debe excederse durante el tratamiento.

Los tres términos calculados arriba denotan las contribuciones relativas del factor de intensidad del esfuerzo crítico, el esfuerzo de contraste intercapas, y la gravedad. Para el tipo de esfuerzo de contraste en este problema, el primer término puede ser negligible y los efectos de gravedad pueden ser ignorados para un error de aproximadamente 10%.

De la Fig. 8.4-1, las migraciones de altura de la fractura encima del reservorio para 200 y 500 psi de presión neta son 9 y 82 ft, respectivamente. En vista del cálculo de 80 ft de migración, la segunda presión neta puede resultar en un crecimiento de la fractura dentro de otra formación permeable, usualmente una no deseable ocurrencia.

Las migraciones de la fractura hacia abajo para 200 y 500 psi serían 8 y 50 ft, respectivamente.

10.3 Ejemplo Prueba Step Rate – Prueba Step Up/Step Down

Los siguientes datos fueron tomados de una prueba step rate en que el rate fue incrementado por etapas y luego inmediatamente decreciendo también por etapas, usando slick water. La data generada por la prueba step rate está dada en la tabla 11.3a.

Rate	STP	BHTP
<u>bpm</u>	<u>psi</u>	<u>psi</u>
0.5	2030	5958
0.9	2310	6211
1	2445	6337
1.2	2600	6474
1.6	2730	6559
2	2850	6623
2.3	2910	6636
3.2	3120	6671
4.2	3450	6753
5.2	3780	6783
6.3	4224	6838
8.4	5290	6996
10.2	6280	7041
11.8	7281	7076
8.4	5180	6886
6.3	4160	6774
4.2	3271	6574
2	2580	6353

Tabla 10.3a. Datos de una Prueba step rate

La Figura 10.3a. muestra el crossplot presión – rate de la prueba step- up, mientras que la Figura 10.3c. muestra el mismo crossplot para la prueba step- down usando la presión en superficie. Esto ilustra porque la presión de fondo debe siempre ser usada para análisis de prueba step- rate, aún si tiene que ser calculada desde datos de superficie.

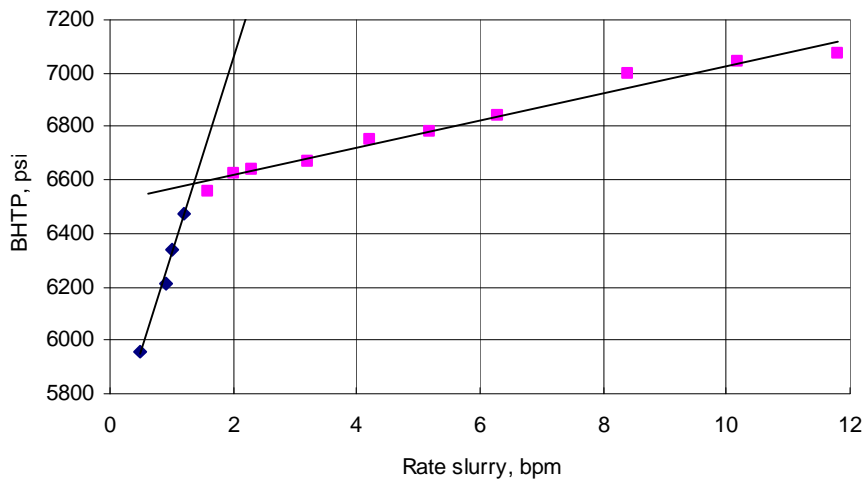


Figura 10.3a. Crossplot presión – rate usando los datos del ejemplo. Este ploteo muestra que la presión de extensión de la fractura es +/- 6570 psi.

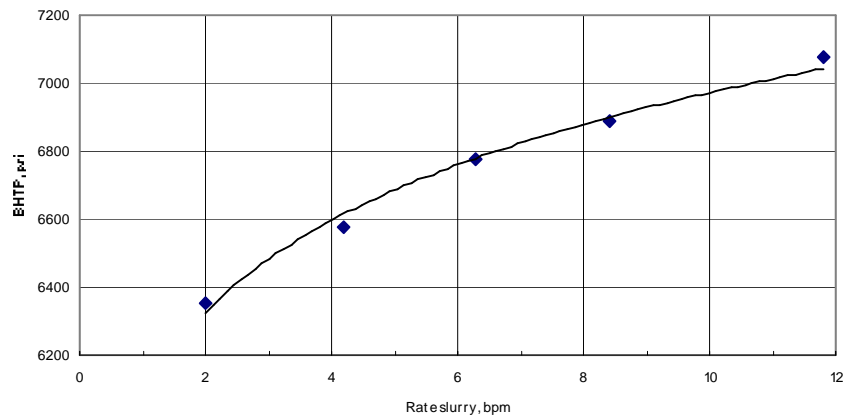


Figura 10.3b. Crossplot presión – rate step- down usando los datos del ejemplo. La forma convexa de la curva indica fricción near-wellbore dominada por tortuosidad.

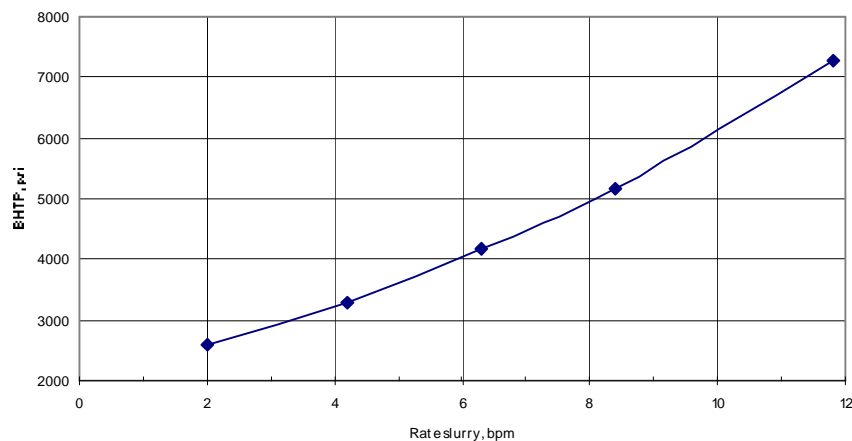


Figura 10.3c. Crossplot presión – rate step- down, usando presión en superficie (STP). Este gráfico ilustra el peligro de usar STP para análisis de prueba step rate, como en este caso, la fricción near-wellbore puede ser errónea como dominada por la perforación.

Ejemplo 11.7-1

Cálculo del equivalente efecto skin de fracturas hidráulicas.

Asumiendo que $k_f w = 366.67$ md-pie, $k = 1$ md, $x_f = 221.4'$, y $r_w = 0.328'$, calcular el efecto skin equivalente y las veces que el índice de productividad se incrementa (a flujo en estado pseudo estable) para un reservorio con radio de drenaje, $r_e = 745'$ (40 acres) y sin daño en el hueco del pozo.

¿Cuántas veces será el incremento para las mismas longitudes de fractura y del producto $k_f w$, si $k = 0.1$ md y $k = 10$ md ?

Solución:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} = \frac{366.67}{(1)(221.4)} = 1.66$$

y entonces, de la Fig. 12.7-1, $s_f + \ln(x_f/r_w) = 1.36$. Desde que $x_f = 221.4'$ y $r_w = 0.328'$, se tiene que $s_f = -5.15$.

Las veces de incremento bajo estado pseudoestable, denotado como J/J_0 , son los índices de productividad después y antes de la estimulación, respectivamente., puede ser calculado:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w) + s_f} = \frac{\ln(745 / 0.328) - 0.75}{\ln(745 / 0.328) - 0.75 - 5.154} = 3.83$$

Esto es, a 3.8 veces se incrementa la productividad resultado del tratamiento.

Para $k = 0.1$ md, entonces $F_{CD} = 16.6$ y $s_f + \ln(x_f/r_w) = 0.78$. De allí, $s_f = -5.73$ y $J/J_0 = 5.59$

Para $k = 10$ md, se tiene $F_{CD} = 0.166$ y $s_f + \ln(x_f/r_w) = 2.8$. De allí, $s_f = -3.7$ y $J/J_0 = 2.13$. Estos resultados denotan el impacto de las longitudes de fractura en reservorios de baja permeabilidad.

Nomenclatura

a = mitad de longitud de fractura (Griffith crack) o variable usada en el análisis de tiempo G de Nolte.

a = capacidad relativa de Prats

A = Área, capacidad anular

A_f = Área Total de fractura (usualmente ambas alas, pero para una sola ala en el análisis de la Función-G de Nolte).

AR = razón de aspecto

B_g = factor de volumen de formación gas

B_o = factor de volumen de formación petróleo

BHA = montaje fondo del pozo

BHP = presión de fondo del pozo

$BHTP$ = presión tratamiento fondo del pozo

c = compresibilidad total reservorio (también llamada c_t)

C = coeficiente almacenamiento en el wellbore

C_A = factor de forma pozo en el reservorio adimensional

C_I = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por viscosidad

C_{II} = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por compresibilidad

C_{III} = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por edificación de pared

c_b = compresibilidad masa del reservorio (i.e. con porosidad)

C_c = coeficiente de pérdida de filtrado compresibilidad controlada

C_D = coeficiente de almacenamiento adimensional

C_{eff} = coeficiente de pérdida de filtrado efectiva o combinada

C_{fD} = conductividad de fractura adimensional (nueva notación API)

C_L = coeficiente de pérdida de filtrado (leakoff)

C_p = concentración de propante en la fractura

$c_{p(t)}$ = concentración del slurry

\bar{c}_p = concentración promedia del slurry

c_f = concentración del slurry al final del trabajo

c_p' = concentración del propante

c_r = compresibilidad reservorio porosidad zero (i.e. compresibilidad de la roca)

c_t = compresibilidad total reservorio (también llamada c)

C_v = coeficiente de pérdida de filtrado viscosidad controlada

C_w = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por edificación de pared

d = diámetro, diámetro de la zona plástica en la punta de la fractura

d_p = diámetro grano propante

D = coeficiente no-Darcy

DCF = factor descuento

E = módulo Young's

E' = módulo plano deformación Young's

E_d = módulo dinámico Young's

f_f = factor de fricción de Fanning

F = fuerza

F_c = conductividad fractura

F_{CD} = conductividad fractura adimensional (antigua – ahora C_{fD})

g = aceleración debido a la gravedad (= 9.81 m/s² o 32.18 ft/s²)

$g(\Delta t_D)$ = función pérdida-volumen adimensional (minifrac análisis Nolte)

$g(\Delta t_{cD})$ = $g(\Delta t_D)$ al cierre de la fractura

G = módulo elástico de corte, o rate de cedencia de energía elástica

$G(\Delta t_D)$ = tiempo G de Nolte

G_c = rate de cedencia crítica energía elástica o tiempo G Nolte al cierre de fractura
 G_{lc} = rate de cedencia crítica energía elástica – modo ruptura I
 G_d = módulo de corte dinámico
 g_f = gradiente frac
 GOR = razón gas petróleo
 GLR = razón gas líquido
 h = espesor del reservorio (altura)
 h_f = altura de la fractura en el wellbore
 H = profundidad, altura de la fractura en el wellbore
 H_D = altura fractura adimensional
 HH = cabeza hidrostática
 HHP = horsepower hidráulico
 H_ξ = longitud característica ($MFrac$)
 $ISDP$ = presión instantánea de cierre (shut-down) (= $ISIP$)
 $ISIP$ = presión instantánea de apertura (shut-in)
 IPR = relación de performance de influjo
 J = índice de productividad original (pre-estimulación) con skin
 J_0 = índice de productividad sin daño
 J_f = índice de productividad post-fracturamiento
 K = módulo bruto (masa total)
 K' = índice consistencia ley de potencia
 K_1 = factor intensidad de esfuerzo, modo ruptura 1
 K_{1C} = factor intensidad esfuerzo crítico – modo ruptura 1, o dureza fractura
 K_L = variable relacionada a la eficiencia de fluido de Nolte
 k = permeabilidad
 K_d = módulo dinámico bruto
 k_f = permeabilidad de fractura
 k_p = permeabilidad propante
 k_s = permeabilidad de la zona dañada
 KZD = Kristianovich, Zheltov, Daneshy – módulo 2D dimensiones del frac
 L = distancia lineal, mitad longitud fractura (also x_f)
 m = movilidad, gradiente de curva
 $m(p)$ = real gas pseudo-presión
 M_p = masa de propante
 MW = Peso Molecular
 N = factor elasticidad viscosímetro
 n' = n = exponente ley de potencia
 N_p = número propante adimensional (o simplemente número de propante)
 NPV = valor presente neto
 N_{Re} = número Reynold's
 p, P = presión
 P^* = presión promedio reservorio de well test análisis
 P' = derivada presión
 P_b = presión ruptura
 P_{cierre} = presión cierre de fractura o P_c
 P_D = presión adimensional
 p_e = presión en el radio externo
 p_{ext} = presión de extensión de fractura
 p_{final} = presión circulación en superficie post-frac (frac y packs)

p_{frict} = presión fricción (usualmente ΔP_{frict})
 P_i = presión estática reservorio
 $P_{inicial}$ = presión de circulación superficie pre-frac (frac and packs)
 P_m = presión match (análisis Nolte minifrac)
 P_{net} = presión neta
 P_{nwb} = presión fricción near wellbore (usualmente ΔP_{nwb})
 P_{ob} = presión debido a sobrecarga
 P_{perf} = presión de fricción por perforaciones (usualmente ΔP_{perf})
 P_r = presión a una distancia r desde el wellbore
 $P_{r,t}$ = presión a una distancia r desde el wellbore, después de un tiempo t .
 P_{res} = presión reservorio (también P_i)
 p_{tr} = presión de tratamiento
 P_v = viscosidad plástica (Bingham plástica fluidos)
 P_{wb} = wellbore presión (usualmente fondo del pozo)
 P_{wD} = presión adimensional wellbore
 P_{wDM} = presión match en el wellbore adimensional
 P_{wf} = presión fluyente en el wellbore
 P_{ws} = presión estática en el wellbore
 PKN = Perkins, Kern, Nordgren – módulo frac 2D dimensional
 q = rate de bombeo, rate promedio de bombeo, rate de flujo líquido
 Q_{max} = rate bombeo máximo
 R = frac radius (radial módulo esp.)
 r_d = radio de investigación o radio de disturbancia
 r_e = extensión radia del reservorio (radio de drenaje)
 r_p = radio de zona plástica en la punta fractura o razón de área de fractura en formación permeable sobre área fractura total (i.e. razón área de fractura neta a bruta) para módulos fractura 2-D.
 r_w = radio wellbore
 r_w' = radio efectivo del wellbore
 r_{wD}' = radio efectivo del wellbore adimensional
 s = skin total (pseudo) del pozo
 s_d = skin efectivo debido al daño radial y daño en la cara de la fractura
 s_f = equivalente skin para fracturas de conductividad finita con no daño radial y no daño en la cara de la fractura
 S = skin factor
 S_p = coeficiente pérdida por goteo
 SG = gravedad específica
 SG_f = gravedad específica, fluido
 SG_p = gravedad específica, propante
 STP = presión tratamiento en superficie
 t = tiempo
 t_D = tiempo adimensional
 t_{DM} = match tiempo adimensional
 t_{Dxf} = tiempo de fractura del pozo adimensional
 t_{DxfM} = match tiempo de fractura del pozo adimensional
 t_p = tiempo bombeo, tiempo de producción
 t_{pad} = tiempo del pad
 T = esfuerzo de tensión, o temperatura
 TVD = profundidad vertical real
 U = energía

U_{fluido} = energía en el fluido fracturante
 U' = energía por unidad de tiempo, trabajo, horsepower
 v = velocidad
 v_{prop} = fracción de volumen de fractura ocupado por propante
 V = volumen
 V_i = volumen total inyectado dentro de la fractura
 V_L = volumen pérdida de fluido (leakoff)
 V_{pad} = volumen del pad
 V_s = volumen pérdida por goteo
 W, w = ancho de fractura
 \bar{w} = promedio fractura ancho
 w_p = ancho promedio empaquetado de fractura
 w_{max} = ancho fractura máximo
 WOR = razón agua petróleo
 x, y, z = mutuamente perpendicular direcciones, distancias
 x_e = longitud y ancho de un reservorio cuadrado (tal que su área es = x_e^2)
 x_f = mitad longitud de fractura
 x_{fD} = mitad longitud fractura adimensional (= x_f/r_e)
 Y_p = punto cedencia (fluidos plásticos Bingham)
 z = factor z- gas
 z_i = gas z-factor at estáticas reservorio condiciones
 α = constante poroelástica (Biot), análisis frontera variables Nolte
 β = factor capacidad flujo (Ecuación Forcheimer) o factor forma (LEFM)
 β_s = razón de presiones promedio en wellbore a neta (minifrac análisis Nolte)
 γ = gravedad específica propante, o factor forma ($MFrac$), razón del ancho promedio al máximo ancho de fractura, adimensional
 $\dot{\gamma}$ = rate de corte
 ε = exponente del programa de fractura (también fracción del pad), adimensional
 Δp_f = presión neta fracturante
 ΔP = presión diferencial, drawdown
 $\Delta P_{\text{drawdown}}$ = drawdown (= $P_i - P_{wf}$)
 $\Delta P_{\text{build-up}}$ = presión build-up (= $P_i - P_{ws}$)
 ΔP_{frict} = caída de presión debido a fricción del fluido en tubing
 ΔP_M = match presión data test ploteo log-log
 ΔP_{nwb} = caída de presión debido a near wellbore fricción
 ΔP_{perf} = presión caída debido a perforaciones
 ΔP_{skin} = pérdida de presión debido a daño-skin
 Δt = cambio en el tiempo, tiempo desde la apertura o cierre.
 Δt_D = cambio en tiempo adimensional a.k.a. tiempo delta Nolte
 Δt_{cD} = tiempo delta Nolte al cierre
 Δt_M = ploteo match tiempo data test log-log
 ε = deformación
 ε = deformación en la dirección vertical
 ε = deformaciones debido a los esfuerzos principales horizontales, σ_2 y σ_3 .
 ε = deformación en las direcciones x-, y- z.
 η = eficiencia fluido, eficiencia fractura
 θ = ángulo, lectura dial viscosímetro

μ = viscosidad
 μ_i = viscosidad a condiciones estáticas reservorio
 μ_a = viscosidad aparente
 μ_f = viscosidad de fluido filtrado frac
 μ_r = viscosidad de fluido del reservorio
 ν = razón Poisson's
 ν = razón dinámica Poisson's
 π = Pi, the razón de una circunferencia de un círculo a su radio (= 3.1415926....)
 ρ = densidad
 ρ_b = densidad propante bruta, densidad formación bruta
 ρ = densidad gel o fluido base
 ρ_p = densidad absoluta propante
 ρ_{sl} = densidad slurry
 σ = esfuerzo
 $\sigma_{1,2,3}$ = esfuerzos principales (i.e. mutuamente perpendiculares)
 σ_c = esfuerzo crítico
 σ_H = esfuerzo horizontal absoluto
 σ_H' = esfuerzo horizontal efectivo
 $\sigma_{H, max}$ = horizontal esfuerzo máximo
 $\sigma_{H, min}$ = esfuerzo horizontal mínimo
 σ_v = esfuerzo vertical absoluto
 σ_v' = esfuerzo vertical efectivo
 $\sigma_{xx, yy, zz}$ = esfuerzos principales en las direcciones x-, y- y z-
 σ_y = esfuerzo cedencia
 τ = esfuerzo de corte
 τ'_o = esfuerzo inicial o umbral de corte (fluidos Herschel-Buckley)
 ϕ = porosidad
 ϕ_p = porosidad del paquete de propante
 ω = longitud de parte no mojada de fractura (*FracPro*, *FracproPT*),
 velocidad angular, velocidad rotor viscosímetro

Glosario

acidizing: la estimulación de la producción de petróleo o gas por la inyección de una solución de ácido clorhídrico o otro dentro de una formación productiva.

anionic: carga negativa, caracterizada por un anión activo en superficie.

aspect ratio: relación de la altura de la fractura a la mitad de la longitud de la fractura. En el modelo de geometría PKN la deseada razón es 2:1 ($h_f = x_f$)

batch mix: fluido para usarse en un trabajo de fracturamiento que ha sido totalmente preparado en el tanque de almacenamiento del fluido antes del inicio de la operación de bombeo.

bauxite: un óxido de aluminio usado como un propante en zonas profundas de alta presión

bottomhole pressure: presión sobre el fondo del pozo, que puede ser hidrostática o una combinación de hidrostática y presiones aplicadas.

breaker: una enzima, oxidante agente, o ácido adicionado a un fluido de fracturamiento para degradar o "romper" el polímero, reduciendo dramáticamente la viscosidad del fluido y ayudando en el cierre y limpieza de la fractura.

buffer: un ácido débil (acético, fórmico, o fumárico) usado para reducir el pH de un fluido, o una base (e.g., bicarbonato de sodio o carbonato de sodio) usado para mantener un rango alto de pH.

bullheading: cargando un pozo con ácido o fluido, sin materiales de propante, para el propósito de romper la formación.

cation: ion con carga positiva.

centipoise (cp): la unidad de medida para la viscosidad, igual una 1/100th de un poise. (agua tiene una viscosidad de 1 cp; petróleo verde tiene una viscosidad de 100 cp o 1 poise.)

coning: el entrampamiento de agua dentro de la columna de petróleo en un reservorio y/ o un pozo productor debido a una presión excesiva drawdown.

connate water: agua no-productible retenida en los espacios porosos de una formación-considera como ocupando los intersticios de la roca al tiempo que la formación fue creada, a menudo expresada como un porcentaje del espacio poroso total disponible.

crosslinker: una química adicionada a un fluido de fracturamiento que efectivamente "une" ("links") cadenas paralelas en el polímero, resultando en una molécula compleja y incrementando la viscosidad del fluido.

darcy: una unidad de medida para la permeabilidad.

density: el peso de una unidad de volumen de una sustancia en libras por galón o libras por centímetro cúbico; por ejemplo, desde 1 centímetro cúbico de agua pesa 1 gramo, su densidad es 1 gramo por centímetro cúbico. (Ver también gravedad específica).

differential pressure: la diferencia de presión entre dos fuentes que se reúnen en una interfase.

dilatent fluid: un fluido que no exhibe esfuerzo de cedencia pero para el que la pendiente de la curva reológica se incrementa cuando aumenta el rate de corte. (Comparable al fluido pseudoplástico y fluido Newtoniano.)

drainage radius: la mitad de la distancia entre el espaciado apropiado de los pozos, o de otra manera la frontera de no-flujo en el borde de un reservorio.

drawdown: la diferencia entre presiones estática y fluyente de fondo del pozo.

ellipsoid flow: régimen de flujo de fluido laminar que ocurre en una sección de corte cuando la razón de longitud de fractura a la altura de la fractura es extremadamente grande, correspondiendo a la geometría PKN.

emulsion: la suspensión de un muy finamente dividido petróleo o líquido resinoso en otro líquido, o vice versa, comparable a una solución que es una mezcla uniforme de dos o más sustancias (De particular interés en fracturamiento hidráulico son las emulsiones creadas entre fluidos de tratamiento y petróleo en la formación, que pueden bloquear la permeabilidad natural de la formación.)

encapsulated breaker: un breaker cubierto o "encapsulado" en una soluble corteza que se disuelve lentamente hueco abajo (i.e., intencionalmente se retrasa la acción degradante del breaker).

enzyme breaker: un eficiente breaker químico que puede ser empleado cuando las temperaturas de tratamiento de fractura en el fondo del pozo son entre 60°F to 200°F (pH menos que 10).

far field: región de la fractura fuera de la influencia del wellbore.

flow capacity: el producto de permeabilidad de la formación (en milidarcys) y espesor de la formación (en pies).

fluid density: the peso de un fluido expresado en libras pulgada cuadrada o libras por galón.

fluid flow: el movimiento de un fluido, descrito más particularmente por el tipo de fluido (e.g., Newtoniano, plástico, pseudoplástico, dilatante), propiedades del fluido (e.g., viscosidad y densidad), la geometría del sistema o flujo por canal, y la velocidad de flujo.

fluid friction: la fricción, expresada como una pérdida de presión sobre el tope de un muy usual trabajo a ser hecho, resultante del flujo del fluido a través del equipo en superficie y tubulares hueco abajo. (La fricción del fluido debe ser considerada cuando

se determina la presión necesaria y requerimientos de potencia para el tratamiento de fractura en un pozo.)

fluid loss: el monto de fluido que escapa o "filtra" desde la fractura creada dentro de formación durante un tratamiento de fractura. (El conocimiento de la pérdida de fluido es necesaria para determinar las dimensiones de la fractura; en alguna extensión, la pérdida de fluido puede ser controlada para cumplir los objetivos del tratamiento.)

fluid loss additive: un químico usado para reducir la pérdida de fluido durante un tratamiento de fractura, y de esa manera incrementar la eficiencia del fluido (maximizando las dimensiones de la fractura creada con un volumen de fluido dado) y reduciendo el potencial para el daño a la formación.

force: presión veces área. $F = p * A$

formation volume factor: el volumen en el reservorio ocupado por una unidad de volumen de petróleo a condiciones standard en superficie, incluyendo gas disuelto.

frac pi: programa que usa las correlaciones desarrolladas por Diego Romero y Peter Valko, que calcula el índice de productividad adimensional (J_D) como una función del Número de Propante (N_{prop}) y otra variable. Ha sido utilizado en el presente trabajo.

fracture: una partición o rotura en una formación (nombre); o una parte o creación de una rotura en una formación (verbo).

fracturing: el uso de un fluido especial bajo presión hidráulica para causar una partición o "fractura" en una formación.

friction pressure: la presión o fuerza (generalmente no deseable) causada por el movimiento de un fluido contra una superficie, tales como tubulares o equipo de superficie en un campo de petróleo.

gradient: el rate unitizado de incremento o decremento en un parámetro de interés, tal como temperatura o presión.

horizontal fracture: una fractura que está orientada paralela a la superficie de la tierra, generalmente no ocurre a profundidades mayores que 1500 ft.

hydraulic fracturing: un método de estimular la producción (o inyección) en que las fracturas son inducidas por la aplicación de una muy alta presión de fluido a la cara de la formación.

hydraulic horsepower: un rate de medición de trabajo comúnmente usado para definir la capacidad de salida de bombas de desplazamiento positivo tipo-pistón empleadas en fracturamiento hidráulico.

hydrocarbons: componentes orgánicos comprimidos de hidrógeno y carbón, comúnmente existen en tres formas o fases: carbón (sólido), petróleo (líquido), y gas natural (vapor).

hydrostatic head: ver presión hidrostática.

hydrostatic pressure: la presión ejercida en la base de una columna de líquido, tal como levantando en un pozo, que es dependiente de la densidad del fluido, o "peso." (Agua fresca ejerce una cabeza hidrostática de 0.433 psi por pie de altura. La cabeza hidrostática de cualquier líquido puede ser determinada, o modificada, considerando su gravedad específica relativa al agua.)

inflow performance: la explícita relación que existe entre el rate de flujo desde una formación y la presión fluyente en el fondo del pozo, presentada típicamente en coordenadas cartesianas.

in-situ stress: el estado de esfuerzo dentro de una formación, que determina la orientación de la fractura y presiones de tratamiento. (Ver también esfuerzos a profundidad)

instantaneous shut-in pressure (ISIP): la presión en la cabeza del pozo en el preciso momento que las bombas de frac paran (mientras que menos comúnmente, puede también ser usado en referencia a lecturas de presión en el fondo del pozo).

interfacial tension: la fuerza que actúa en una interfase entre dos líquidos o entre un líquido y un sólido. (Ver también tensión superficial.)

ionic: tener una carga eléctrica, ya sea positiva o negativa.

laminar flow: el movimiento de un fluido en capas o láminas que son en todos los tiempos paralelas a la dirección de flujo. (Ver también flujo turbulento.)

leakoff: ver pérdida de fluido.

limited entry perforating strategy: el uso de un número muy limitado de cuidadosos tamaños de perforaciones para crear una condición de flujo crítico auto-limitante (rate de flujo que alcanza un máximo, independiente de la presión diferencial) en orden a distribuir un tratamiento de fractura sobre múltiples zonas en una formación gruesa.

matrix acidizing: un método de tratamiento con ácido a la formación near wellbore para mejorar la permeabilidad sin fracturamiento.

maximum horizontal stress: el mayor de los dos esfuerzos horizontales principales, ortogonal y mayor que el esfuerzo horizontal mínimo debido a que incluye componentes adicionales de esfuerzo horizontal relacionados a los fenómenos tectónicos. (Ver también esfuerzos a profundidad.)

minimum horizontal stress: el menor de los dos esfuerzos horizontales principales, resultante de una traslación vertical-a-lateral del esfuerzo de sobrecarga a través de la razón de Poisson. (Ver también esfuerzos a profundidad.)

Newtonian fluid: un fluido que no exhibe esfuerzo de cedencia (el flujo es iniciado inmediatamente bajo un esfuerzo de corte infinitesimal) y una conducta reológica de línea recta (el esfuerzo de corte varía linealmente con el rate de corte).

net pressure: la presión en la fractura en cualquier punto durante un tratamiento de fractura (y a cualquier punto a lo largo de la longitud de fractura creada) menos el esfuerzo principal mínimo far-field en la formación (presión en que la fractura se cerrará).

nonionic: neutral eléctricamente.

overburden stress: el esfuerzo vertical absoluto ejercido sobre una formación a profundidad por el peso de las formaciones encima de ella.

overburden: el estrato de roca que yace encima de la formación que está produciendo o que es objetivo para el fracturamiento hidráulico.

overflush: fluido bombeado después (o "detrás") del fluido de fracturamiento, sobre y encima del volumen necesario para desplazar la tubería de superficie y tubulares hueco abajo.

oxidizers: un breaker de alta-temperatura (puede ser usado a temperaturas encima a 325°F), a menudo usado donde persulfatos son demasiado rápidos-actuando (rango pH de 3 a 14).

pay layer: petróleo- o gas-produciendo.

permeability: una medida de la facilidad con la que los fluidos pueden fluir a través de una roca porosa, símbolo k.

persulfates: una familia de breakers, incluyendo encapsulados y variedades de activación, que son generalmente económicos y encuentran aplicación sobre un amplio rango de temperaturas (70°F a 2000°F), concentraciones, y valores de pH.

petroleum: un término referido colectivamente a formas de hidrocarburos líquidos (petróleo) y vapor (gas natural) - la fase particular siendo determinada por la magnitud de los componentes, en conjunto con presión y temperatura. (Ver también hidrocarburos.)

pH: una escala usada para expresar el grado de acidez o alcalinidad de una sustancia, con valores desde 0 a 14 (el número 7 representa neutralidad, números debajo de 7 indican incremento de acidez, y números encima de 7 incremento de alcalinidad).

plastic fluid: un complejo, fluido non-Newtoniano que requiere un esfuerzo de corte positivo (esfuerzo de cedencia) al iniciar el flujo pero exhibe conducta reológica línea-recta. (Comparable a fluido Newtoniano.)

polymer: el ingrediente básico en fluidos de fracturamiento, una sustancia basada en petróleo- en que grandes moléculas son construidas desde pequeñas moléculas en unidades estructurales repetidas.

porosity: una medida del espacio vacío dentro de una roca, expresado como una fracción o porcentaje del volumen bruto de esa roca, símbolo ϕ

pressure: la aplicación de fuerza sobre algo (e.g., la fuerza de una columna de 20,000 ft de agua sobre el fondo de un hueco).

proppant: un material (e.g., arena de ocurrencia natural o cerámicas hechas por el hombre) usadas para mantener abierta (o "empaquetada") una fractura para que más fluido pueda ser producido o inyectado desde o dentro de un pozo.

pseudoplastic fluid: un fluido que no exhibe esfuerzo de cedencia pero para el que la pendiente de la curva reológica decrece con el incremento del rate de corte. (Comparable al fluido plástico y fluido Newtoniano.)

radial flow: el patrón de flujo más simple y lógico convergente que resulta de fluidos fluyendo dentro de un pozo vertical desde el área de drenaje circundante.

reservoir: una formación de roca porosa, permeable que contiene petróleo y/o gas natural (y siempre acompañado por agua, ya sea móvil o inamovible) encerrado o rodeado por capas de roca de menor permeabilidad.

reservoir pressure: la presión del fluido en una formación de petróleo, expresado ya sea como presión inicial del reservorio, símbolo p_i , presión promedio del reservorio, símbolo \bar{p} , o presión constante en la frontera externa, símbolo p_e (presiones de cierre en el fondo del pozo medidos en la cara de la formación son algunas veces reportadas como presión del reservorio. Raramente es ésta una válida indicación de presión del reservorio.)

skin effect: un término adimensional incorporado en los cálculos del rate de producción para considerar desviaciones en la performance del pozo causada por daño en la formación en el área near-well, símbolo s .

slot flow: el flujo de fluido bajo régimen laminar que ocurre en un canal de sección de corte rectangular cuando la razón de altura de la fractura a la longitud de fractura es extremadamente grande, correspondiendo a la geometría KGD.

specific gravity: la razón del peso de un volumen dado de un sólido o líquida al peso del mismo volumen de agua pura a la misma temperatura, usado como un medio de comparación. (agua, fue seleccionada como base para comparaciones de peso y asignado al arbitrario pero conveniente gravedad específica de 1.0. Gravedad específica del Gas es medido y reportado con respecto al aire a condiciones standard.)

stimulation: incrementando la capacidad de flujo del fluido desde (o dentro) de formaciones de areniscas o carbonatos por acidificación, acidificación de fractura, o fracturamiento hidráulico.

Stresses at depth: un sistema de tres esfuerzos principales, uno vertical y dos horizontales, en el que una formación a profundidad está sujeta. (Estos son también los esfuerzos far-field.)

surface tension: la fuerza actuando dentro de la interfase entre un líquido y su propio vapor, que tiende a mantener el área superficial a un mínimo. (Ver también tensión interfacial.)

surfactant: un material que altera las características o propiedades físicas, tales como tensión interfacial o mojabilidad entre fluidos y sólidos. Agentes surfactantes-activos pueden ser clasificados como agentes emulsificadores, de-emulsificadores, agentes mojanos, espumantes, y dispersantes

tensile force: fuerza ubicada sobre una roca en la dirección opuesta de la fuerza compresiva, que crea una fractura o crack.

turbulent flow: flujo de fluido en la que irregularidades secundarias y turbulencias son impuestas sobre el principal o patrón de flujo promedio. (Ver también flujo laminar.)

vertical fracture: el tipo más común de fractura hidráulica, considerada como dos simétricas al partir desde un wellbore vertical en un solo plano.

vertical stress: ver esfuerzo overburden (de sobrecarga).

viscosity: una medida de la resistencia de un fluido al flujo, símbolo μ . (La viscosidad del petróleo es típicamente expresado en términos del tiempo requerido para que un volumen específico de líquido fluya a través de una calibrada apertura.)

well completion: las actividades y métodos necesarios para preparar un pozo para la producción de petróleo, estableciendo un conducto de flujo entre el reservorio y la superficie.

Bibliografía

1. Economides, M.J., Oligney, R.E. y Valkó P.P.: "Unified Fracture Design." Orsa Press, Alvin TX, May 2002.
2. Oberwinkler, C., Economides, M.J. The Definitive Identification Of Candidate Wells for Refracturing, SPE 84211, October 2003.
3. Dietrich, J.K., J_D as a Performance Indicator for Hydraulically Fractured Wells, SPE 93630, April 2005
4. Diyashev, I.R., Economides, M.J.: "A General Approach to Well Evaluation." Paper SPE 94644, 2005.
5. Demarchos, A.S., Chomatas, A.S. y Economides, M.J.: "Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design." Paper SPE 86483, 2004.
6. Manrique J.F. and B.D. Poe Jr., Evaluation and Optimization of Low-Conductivity Fractures, SPE 106317, January 2007
7. Beggs H.D. Production Optimization using Nodal Analysis, Oil & Gas Consultants International, 1991
8. Brown, K.E. y Beggs H.D., "The Tecnology of Artificial Methods Vol.4, Oklahoma 1978
9. Luis Sánchez, Daniel Palomino, José Mercado, and Tomás Díaz, Petrobras Perú , Evolution of Stimulation Jobs, Block X, Talara Basin, Peru , SPE 108197-MS 2007.
10. Economides M.J., Demarchos A.S., Mach J.M., Rueda J. and Wolcott D.S., Pushing the Limits of Hydraulic Fracturing in Russia, SPE 90357, September 2004
11. Diyashev I.R., Sibneft, and Economides M.J., A General Approach to Well Evaluation, SPE 94644, May 2005
12. Wang, X., Indriati, S., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: "Production Impairment and Purpose-Built Design of Hydraulic Fractures in Gas Condensate Reservoirs." Paper SPE 64749, 2000.
13. Romero, D.J., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: "The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins." Paper SPE 73758, 2002.
14. Mukherjee, H. y Economides M.J.: "A Parametric Study of Horizontal and Vertical Well Performance." Paper SPE 18303, 1991.
15. Wang, X., Economides, M.J.: "Aggressive fracturing slashes turbulence in high permeability gas wells." World Oil (July 2004) pp 73-79.
16. Lopez-Hernandez, H.D., Valkó, P.P. y Pham, T.T.: "Optimum fracture treatment design minimizes the impact of non-Darcy flow effects". Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 1725-1740, 2004.
17. Wei, Y., Economides, M.J.: "Transverse Hydraulic Fractures from a Horizontal Well." Paper SPE 94671, 2005.
18. Daal, J.A., Economides, M.J.: "Optimization of hydraulically fractured wells in irregularly shaped drainage areas." Paper SPE 98047, 2006.
19. Demarchos, A.S., Marongiu-Porcu, M. y Economides, M.J.: "Transversely Multi-Fractured Horizontal Wells: A Recipe for Success." Paper SPE 102262, 2006.
20. Britt, L.K.: "Optimized Oil Well Fracturing of Moderate-Permeability Reservoirs." Paper SPE 14371, 1985.
21. Veatch, R.W. Jr.: "Economics of Fracturing: Some Methods, Examples, and Case Studies." Paper SPE 15509, 1986.
22. Warembourg, P.A., Klingensmith, E.A., Hodges, J.E. y Erdle, J.E.: "Fracture Stimulation Design and Evaluation." Paper SPE 14379, 1985.
23. Andersons, R.W., Phillips, A.M.: "Practical Applications of Economics Well-Performance Criteria to the Optimization of Fracturing Treatments Design." JPT (February 1988) pp 223-228.

24. Balen, R.M., Meng, H-Z. y Economides, M.J.: "Application of the Net Present Value (NPV) in the Optimization of Hydraulic Fractures." Paper SPE 18541, 1988.
25. Holditch Stephen A., Petroleum Engineering Handbook: Volume IV, Chapter 8: Hydraulic Fracturing, 2007
26. Economides Michael J., Hill A. Daniel, Ehlig-Economides Christine, Petroleum Production Systems, 1994
27. Marongiu-Porcu M. and Economides M.J., Economic and Physical Optimization of Hydraulic Fracturing, Paper SPE 111793, February 2008
28. Economides Michael J., Martin Tony, Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Chapter 4: Hydraulic Fracture Design for Production Enhancement, 2007
29. Howard, G.C., and Fast, C.R.: Hydraulic Fracturing, Monograph Series Vol. 2, SPE, Dallas, Texas, USA, (1970).
30. Coffey, H.F., Bray, B.G., Knutson, C.F. and Rawson, D.E.: "Effects of Nuclear Explosions on Oil and Gas Reservoir Stimulation," JPT, May 1964, 473-480.
31. Grebe, J.J. and Stosser S.M.: "Increasing Crude Production 20,000,000 Barrels from Established Fields," World Petroleum (August 1935), 6, 8, 473.
32. Torrey, P.D.: "Progress in Squeeze Cementing Applications and Technique," Oil Weekly, July 29, 1940.
33. Grebe, J.J.: "Tools and Aims of Research," Chem. & Eng. News, December 10, 1943.
34. Yuster, S.T. and Calhoun, J.C., Jr.: "Pressure Parting of Formations in Water Flood Operations – Part I," Oil Weekly, March 12, 1945.
35. Martin Tony, Hydraulic Fracturing Manual, BJ Services Company, June 2005
36. Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004
37. Valkó Peter P., Mini Frac Spreadsheet, Texas A&M University, February 2004
38. Valkó Peter P., HF2D Frac Design Spreadsheets, Texas A&M University, February 2004.
39. Vincent, M.C., Pearson, C.M., and Kullman, J.: "Non-Darcy and Multiphase Flow in Propped Hydraulic Fractures: Case Studies Illustrate the Dramatic Effect on Well Productivity", paper SPE 54630, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct 1999.
40. Ben-Naceur, K., "Modeling of Hydraulic Fractures" in Reservoir Stimulation, 2nd ed., M. J. Economides and K. G. Nolte, eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
41. Economides, M. J., McLeMan, 3. D., Brown, J. E., and Roegiers, J.-C., "Performance and Stimulation of Horizontal Wells," Part 1, World Oil, June 1989, Part 2, World Oil, July 1989
42. Valkó, P., and Economides M, . J., "A Continuum Damage Mechanics Model of Hydraulic Fracturing" JPT, 198-205, February 1993
43. Sneddon, I. N., and Elliott, A. A., 'The opening of a Griffith Crack under Internal Pressure: 'Quart. Appl. Math., IP262. 1946.
44. Nolte, K. G., and Economides, M. J., "Fracturing, Diagnosis Using Pressure Analysis" in Reservoir Stimulation, 2nd ed., M. J. Economides and K. G. Nolte, eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
45. Palmer, I. D., and Veatch, R. W., Jr., "Abnormally High Fracturing Pressures in Step-Rate Tests," SPEFE, pp. 315-323, August 1990.
46. Kachanov, L. M., Theory of Creep (in Russian), Nauka, Moscow, 1966; also in Advances in Creep Design, Applied Science Publishers, London, 1971.
47. Simonson, E. R., "Containment of Massive Hydraulic Fractures" SPEJ, pp. 27-32, February 1978.

48. Newberry, B. M., Nelson, R. F., and Ahmed, U., "Prediction of Vertical Hydraulic Fracture Migration Using Compressional and Shear Wave Slowness" SPEDOE Paper 13895, 1985
49. Prats, M., "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case" SPEJ, pp. 105-118, June 1961
50. Gringarten, A. C., and Ramey, A. J., Jr., "Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single-Infinite Conductivity Vertical Fracture" SPEJ, pp. 347-360, August 1974.
51. Cinco-Ley, H., and Samaniego, E "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells" JPT, 1749-1766, September 1981.
52. B.J Services., Folleto Fracturación Hidráulica, Control de Calidad Pre-& Post-Tratamiento, 2008.