



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN YACIMIENTOS DE
ALTA PERMEABILIDAD”

T E S I S :

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

VICTOR EDER URIOSTEGUI COBOS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO D.F.

2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*A Dios por brindarme la oportunidad
de vivir y poder luchar por mis
sueños.*

*A la Universidad, por su esfuerzo
para que miles de estudiantes como
yo puedan realizar sus metas.*

*A mi padre Maurilio Uriostegui y a mi
madre Hermila Cobos por enseñarme
a luchar en la vida sin importar los
obstáculos que se presenten. Sus
consejos y su ejemplo han sido la
inspiración de mi esfuerzo.*

*A mis hermanas Diana y Nancy que
con su comprensión, apoyo y sus
consejos me han ayudado a salir
adelante en la vida.*

*A mi abuela Lolo, que fue un ejemplo
de vida para mí, y sé que desde muy
lejos está presente.*

*A toda mi familia ya que gracias a su
unión me dan fuerzas para luchar por
mis sueños.*

*A mi novia Sandy, porque eres un
motivo esencial para el logro de mis
metas.*

*A mi director de tesis el Ingeniero
Leonardo Cruz Espinoza, con su
apoyo y su tiempo pude realizar este
trabajo.*

*A todos mis compañeros que
estuvieron conmigo durante mi
estancia en la universidad, de
quienes siempre tendré un recuerdo
muy grato.*

*A los profesores de la facultad de
ingeniería. Su apoyo es fundamental
para el desarrollo del país, mediante
la formación de egresados
competentes.*

INDICE

	I
	Pág.
INTRODUCCION	I
CAPITULO 1. GENERALIDADES Y SELECCION DE POZOS CON ALTA PERMEABILIDAD CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO	1
1.1 Historia del frac-pack	4
1.2 Estimulación de pozos	5
1.2.1 Efectos de la estimulación en un pozo petrolero	5
1.3 Daño a la formación	7
1.4 Beneficios del fracturamiento en altas permeabilidades	11
1.5 Objetivos del fracturamiento en alta permeabilidad	12
1.6 Selección de pozos candidatos para frac-pack	13
1.7 Procedimiento y consideraciones para el reconocimiento de pozos candidatos	14
1.8 Factores importantes del fracturamiento en altas permeabilidades	15
1.8.1 Tipos de daño después del fracturamiento	16
1.8.2 Causas de bajo rendimiento	19
1.9 Tipos de pozos que necesitan mejorar la producción	19
1.9.1 Pozos horizontales	19
1.9.2 Fracturamiento de pozos horizontales	20
1.9.3 Pozos complejos	20
1.10 Terminaciones sin cedazo	21
CAPITULO 2. FLUIDOS FRACTURANTES Y AGENTES SUSTENTANTES UTILIZADOS EN FRAC-PACK	22
2.1 Fluidos fracturantes	23
2.1.1 Aditivos	24
2.1.2 Propiedades generales de los fluidos utilizados en frac-pack	26
2.1.3 Selección del fluido fracturante	30
2.1.3.1 Importancia de la pérdida de fluido en la selección adecuada	30
2.1.3.2 Importancia del daño en la cara de la fractura y en la conductividad para la selección del fluido	31
2.1.3.3 Importancia de la temperatura en la selección del fluido	32
2.1.3.4 Otros factores que afectan la selección	33
2.1.4 Resumen	34
2.2 Agente sustentante (apuntalante)	36
2.2.1 Apuntalantes utilizados en el fracturamiento hidráulico	36
2.2.2 Conductividad de la fractura	37
2.2.3 Forma	38
2.2.4 Tamaño	38
2.2.5 Densidad	39
2.2.6 Resistencia	40
2.2.7 Esfuerzos	41
2.2.7.1 Cierre de fractura	42

2.2.7.2	Producción inicial	42
2.2.7.3	Agotamiento del yacimiento	43
2.2.8	Concentración	43
2.2.9	Flujo de retorno	44
2.2.10	Pasos para la selección del apuntalante	44
2.2.10.1	Potencial de producción	44
2.2.10.2	Control de arena de la formación	44
2.2.10.3	Disponibilidad del apuntalante	45
CAPITULO 3.	REQUERIMIENTOS DE DISPAROS Y ANALISIS DE PERDIDA DE FLUIDO EN TRATAMIENTOS DE FRAC-PACK	46
3.1	Requerimiento de disparos en terminaciones con frac-pack	47
3.1.1	Canal de disparo	47
3.1.1.1	Arenas no consolidadas	48
3.1.1.2	Arenas débilmente consolidadas	49
3.1.2	Consideraciones de diseño de disparos	49
3.1.3	Fase del disparo	50
3.1.4	Densidad, diámetro del canal y penetración del disparo	52
3.1.5	Cargas DP y BH	54
3.1.6	Disparos bajo-balance, sobre-balance y limpieza	54
3.1.7	Frac-pack sin cedazo y su relación con los disparos	55
3.1.8	Resumen de la importancia de los disparos en frac-pack	56
3.2	Análisis de pérdida de fluido en tratamientos de frac-pack	57
3.2.1	Revisión general	57
3.2.2	Sistemas de fluidos no-reticulados	59
3.2.3	Sistemas de fluidos reticulados	61
3.2.4	Profundidad de invasión	64
3.2.5	Resumen del concepto de pérdida de fluido	65
CAPITULO 4.	DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MEDIANTE FRAC-PACK	67
4.1	Información necesaria para el diseño	68
4.2	Modelos de fracturamiento hidráulico	69
4.2.1	Modelo KGD	70
4.2.2	Modelo PKN	72
4.2.3	Modelo de fractura radial	74
4.3	Pérdida de fluido	74
4.3.1	Filtro-barrera (enjarre)	75
4.3.2	Zona de filtrado	75
4.3.3	Zona del yacimiento	76
4.3.4	Coficiente total de pérdida de fluido	77
4.4	Problemas durante el desarrollo de fracturas	77
4.4.1	Comportamiento de la punta de la fractura	77
4.4.1.1	Resistencia de la fractura	77
4.4.1.2	Región de retraso de fluido	78
4.4.1.3	Plasticidad	78
4.4.1.4	Aplicaciones de campo en formaciones débilmente consolidadas	79

4.4.2	Comportamiento en la vecindad del pozo	79
4.4.2.1	Iniciación de la fractura	79
4.4.2.2	Fricción por disparos	79
4.4.2.3	Tortuosidad	80
4.4.2.4	Desalineamiento de fase de los disparos	80
4.4.2.5	Iniciación de la fractura y efectos en la vecindad del pozo en agujero descubierto	82
4.5	Bombeo del tratamiento	82
4.5.1	Fluido de colchón, lechada y apuntalante	83
4.6	Calibración del tratamiento	86
4.6.1	Prueba de inyección	86
4.6.2	Minifractura	87
4.6.3	Coefficiente de pérdida y eficiencia del fluido estimada: método analítico	88
4.6.4	Ejemplo de calibración	89
4.6.4.1	Cálculo de la presión de cierre	90
4.6.4.2	Cálculo de la eficiencia del fluido	90
4.6.4.3	Cálculo del coeficiente de pérdida de fluido	91
4.7	Producción con frac-pack	92
4.7.1	Producción en pozos de gas	94
4.7.2	Procedimiento de solución	94
4.8	Optimización de la fractura mediante el análisis del valor presente neto	95
4.8.1	Ejemplo de optimización mediante el análisis del valor presente neto	95
4.9	Selección de fluidos en el diseño de frac-pack	97
4.10	Ejecución del tratamiento	99
CAPITULO 5. CASOS HISTORICOS		102
5.1	Caso histórico 1 – South Marsh Island Area, arena I-2	104
5.1.1	Trabajo con ácido	104
5.1.2	Prueba de inyección	105
5.1.3	Minifractura	105
5.1.4	Rediseño del tratamiento	107
5.1.5	Frac-pack	108
5.1.6	Resultados en la producción	109
5.2	Caso histórico 2 – South Marsh Island Area, arena I-1	110
5.2.1	Trabajo con ácido	110
5.2.2	Prueba de inyección	111
5.2.3	Minifractura	111
5.2.4	Rediseño del tratamiento	113
5.2.5	Frac-pack	113
5.2.6	Resultados en la producción	116
5.3	Análisis de la aplicación del frac-pack	116
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		118
APENDICE A: DISEÑO TEORICO DE FRACTURAS EN ALTA PERMEABILIDAD		120
APENDICE B: LISTA DE FIGURAS Y TABLAS		126
BIBLIOGRAFIA		131

INTRODUCCION

Esta tesis tiene por objetivo proporcionar información necesaria acerca de los pozos que requieren la aplicación de la técnica de frac-pack, así como los pasos para su diseño y aplicación. Posteriormente se analizan dos casos históricos donde se ha aplicado esta técnica para comprobar sus resultados. El trabajo se realizó buscando la información básica, desarrollando los temas en base a artículos publicados en tema de fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad y localizando imágenes que pudieran ofrecer un apoyo a la comprensión del tema.

El fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad tanto para controlar la producción de arena y sobrepasar el daño a la formación es una técnica de terminación de pozos ampliamente aceptada. Actualmente una de las primeras decisiones que deben tomarse durante la planificación del desarrollo de campos que producen arena, es acerca de la conveniencia o no de utilizar esta técnica de frac-pack; que es una combinación de estimulación por fracturamiento seguida de un empaque de grava. Más de dos décadas de éxitos prueba que esta técnica mejora significativamente la productividad del pozo (en comparación con otros métodos, por ejemplo, gravel-pack).

Los tratamientos de frac-pack están creciendo en forma continua dentro del conjunto de técnicas de control de la producción de arena, así como también en términos de números de trabajos realizados. Estos tratamientos representan el 65% de las terminaciones con control de arena en el Golfo de México, EUA. En África occidental, cerca del 5% de los tratamientos de control de la producción de arena son tratamientos de frac-pack, y en América Latina, se aplica esta técnica al 3% de los pozos. Desde sus inicios en la década de 1990, la técnica de frac-pack se ha convertido en uno de los métodos más utilizados en las operaciones de terminación de pozos en formaciones pobremente consolidadas.

La compañía Shell fue la primera en utilizar el término frac-pack a principios de 1960 para describir aquellas terminaciones de pozos realizadas en Alemania que eran hidráulicamente fracturadas previo al empaque de grava. En la actualidad, la expresión fracturar y empacar (frac-packing) se refiere a tratamientos de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura (TSO, tip-screenout). Estos tratamientos crean fracturas cortas y anchas y empacan grava detrás de los cedazos (filtros); todo en una sola operación. Las fracturas apuntaladas y altamente conductivas resultantes sobrepasan el daño de formación y mitigan la migración de finos, mediante la reducción de la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca del pozo.

La técnica de frac-pack reduce las caídas de presión causadas por el daño a la formación y las restricciones impuestas por los componentes de la terminación, las cuales se hallan comúnmente representadas por un valor adimensional conocido como factor de daño. A diferencia del empaque de grava (gravel-pack) el factor de daño asociado con la técnica de frac-pack disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan y, en consecuencia, la productividad tiende a mejorar con el tiempo.

CAPITULO 1

**GENERALIDADES Y SELECCION DE POZOS CON ALTA
PERMEABILIDAD CANDIDATOS PARA
FRACTURAMIENTO**

CAPITULO 1

GENERALIDADES Y SELECCION DE POZOS CON ALTA PERMEABILIDAD CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO

El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica muy exitosa en la estimulación de pozos con baja permeabilidad. Los avances tecnológicos han podido proporcionar bastantes opciones de optimización de las fracturas y así obtener un mejor desempeño en la producción de los pozos. Dichos estudios han alcanzado, en los últimos años, tecnologías de diseño para poder aplicar el fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad mediante la técnica de fracturamiento y empaque, también llamada frac-pack. El rango de permeabilidades consideradas por el fracturamiento se presenta en la siguiente tabla:

Permeabilidad	Tipo de yacimiento	
	Gas	Aceite
Baja	$k < 0.5 \text{ md}$	$k < 5 \text{ md}$
Moderada	$0.5 < k < 5 \text{ md}$	$5 < k < 50 \text{ md}$
Alta	$k > 5 \text{ md}$	$k > 50 \text{ md}$

Tabla 1.1 Valores de permeabilidad considerados en el fracturamiento hidráulico

El principio de una fractura hidráulica en un pozo es hacer fallar a la formación, creando una ruptura causada por la inyección de un fluido. La propagación de la fractura en la formación se logra mientras se sigue inyectando dicho fluido a altos gastos. La presión necesaria para iniciar la ruptura es considerada mucho mayor que la necesaria para lograr propagar la fractura creada. Después, en algún momento de la inyección se agrega un agente sustentante al fluido que mantendrá la fractura abierta. Así, se crea un camino conductivo para el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

A diferencia de un fracturamiento tradicional en bajas permeabilidades, en un tratamiento de fracturamiento y empaque (frac-pack) se crean fracturas muy anchas y de corta longitud. La longitud de la fractura usualmente es igual o menor de 50 pies, y el ancho de la fractura es de 1 a 2 pulgadas (Figura 1.1). Las fracturas después de ser apuntaladas operan como canales conductivos que facilitan la recuperación de los fluidos del yacimiento y disminuyen las caídas de presión. El apuntalante que es empacado dentro de la sección anular previene la migración de finos hacia el pozo. En otras palabras, el control de arena, el incremento de la producción y la longevidad del yacimiento son el centro de todo tratamiento de frac-pack.

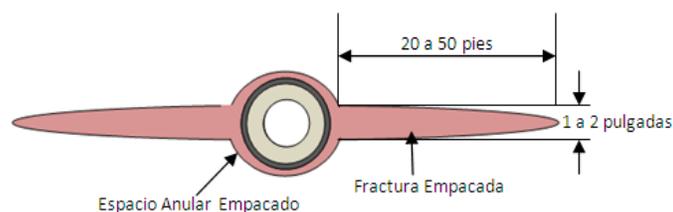


Figura 1.1- Fractura típica de un tratamiento de frac-pack. Las dimensiones de la fractura se logran mediante la técnica de TSO que restringe la propagación de la fractura y subsecuentemente la "ensancha".

La técnica de frac-pack para crear una fractura que posteriormente va a ser apuntalada consiste en bombear un fluido fracturante libre de agentes sustentantes conocido como “*volumen de colchón*”, seguido de un fluido conocido como “*lechada*” (este fluido contiene concentraciones de apuntalante). El fluido de colchón eventualmente se filtrará hacia el yacimiento debido a la pérdida de fluido. Esta pérdida de fluido deshidratará a la lechada originando zonas de baja presión que restringirán la propagación de la fractura. Como resultado, la fractura será apuntalada gradualmente desde sus extremos hasta el pozo, y hasta que se logre obtener el ancho de fractura óptimo. La figura 1.2 muestra la respuesta de la presión que corresponde a estos eventos.

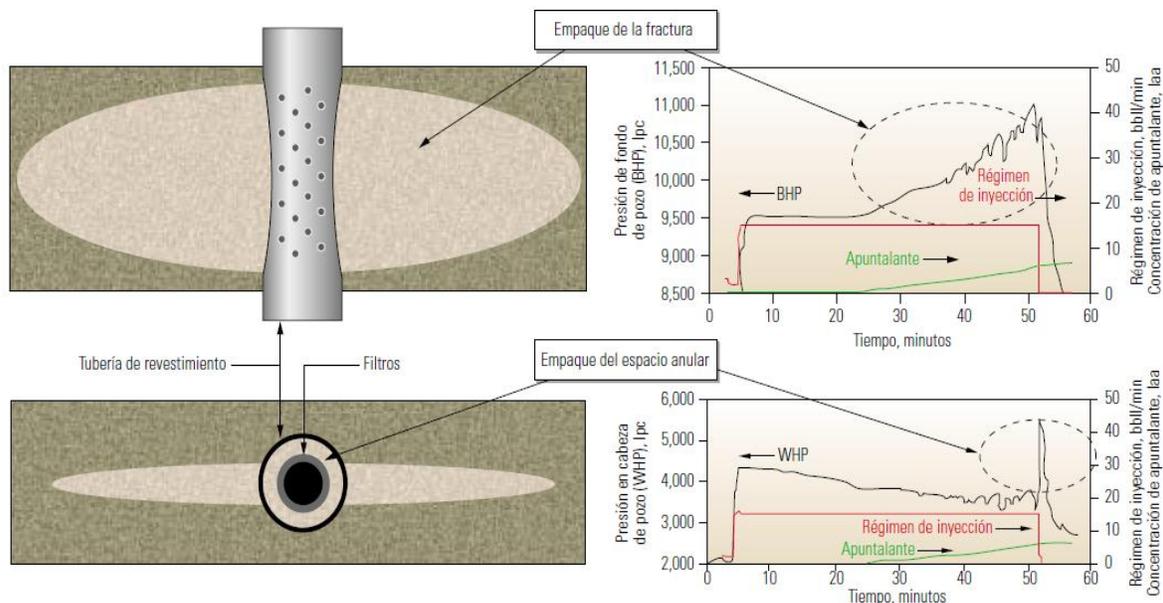


Figura 1.2 – Tratamiento de frac-pack. La respuesta de la presión de tratamiento de fondo de pozo para un tratamiento de TSO efectivo demuestra un aumento significativo de la presión neta asociado con el empaque de apuntalante en una fractura ancha, más que la propagación de la longitud y el crecimiento vertical. Como sucede en el empaque de grava convencional (gravel-pack), la presencia de un pico en la presión de superficie indica el empaque completo del espacio anular existente entre el filtro (cedazo) y la tubería de revestimiento. (lpc = psia y laa = libras de apuntalante agregado)

La clave del fracturamiento en altas permeabilidades es la técnica de tip-screenout (TSO), que es un procedimiento en el cual se detiene el crecimiento lateral de las fracturas para después poder “inflarlas” y sustentarlas con el apuntalante necesario, dando como resultado el tipo de fractura mencionada anteriormente.

Además del mejoramiento de la producción, existen muchas razones para realizar el fracturamiento en yacimientos de alta permeabilidad tales como:

- Sobrepasar la zona dañada entre el pozo y la zona productora
- Controlar la desconsolidación de arena
- Reducir la depositación de finos y asfaltenos durante la producción
- Evitar la conificación de agua
- Mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo
- Igualar la distribución de flujo a lo largo de grandes intervalos productores

1.1 Historia del frac-pack

La compañía Shell Oil en Alemania fue la primera en usar el término frac-pack a principios de 1960 para terminaciones con control de arena que fueron fracturadas hidráulicamente (Ellis 1998). Otra de las primeras operaciones de frac-pack data de 1963 en un campo de Venezuela, a una pequeña escala bombeando un aceite crudo viscoso con arena. A pesar de que estas operaciones fueron exitosas, esto ocurrió dos décadas antes de que la técnica fuera aplicada ampliamente. Después de 1985, el estudio del frac-pack aumentó, impulsado por el mejoramiento de la producción debido a las ventajas de este tratamiento en comparación con otros métodos de terminación como el gravel-pack, para el desarrollo de reservas de hidrocarburos y el desarrollo en aguas profundas en el golfo de México.

El interés por la técnica de frac-pack surgió a principios de la década de 1980, cuando se comenzaron a fracturar formaciones de alta permeabilidad utilizando técnicas TSO (tip-screenout). En 1980 se realizó el primer trabajo de TSO exitoso en una arenisca. Las fracturas apuntaladas más anchas obtenidas, produjeron aumentos de la producción sostenida en la Bahía de Prudhoe y en los campos Kaparuk, ubicados en el Talud Norte de Alaska, EUA. Estos resultados atrajeron la atención de productores de otras áreas y motivaron la evaluación de los fracturamientos TSO como técnica de control de arena. Después de 1985, aumentó el interés por la técnica de frac-pack como consecuencia de la actividad desarrollada en el Golfo de México, donde muchos pozos con empaques de grava convencionales (gravel-pack) no alcanzaban la productividad adecuada.

Al principio de la utilización del frac-pack, la aplicación del método TSO para la estimulación con fractura en pozos altamente desviados fue controversial, creando muchas preocupaciones relacionadas con el incremento en los costos, crecimiento de las fracturas cerca del contacto con agua, la falta de alineación entre el plano de fractura y el eje de desviación del pozo. El equipo de bombeo ha sido mejorado durante los últimos 10 años. Por ejemplo, para satisfacer la demanda de los pozos costa fuera, el número de barcos en el Golfo de México se incrementó de 5 en el año de 1985 a 13 en el 2003. Actualmente existe la posibilidad de que se concluyan de 100 a 200 trabajos de frac-pack por mes. De igual manera, se han realizado estudios sobre fluidos, apuntalantes y otros aditivos para el tratamiento y este tenga un éxito mayor. Se han desarrollado fluidos no tóxicos para cumplir con las regulaciones sobre el medio ambiente. Para poder evaluar la cobertura de las fracturas, se cuenta con herramientas de fondo de pozo que cuentan con medidores de temperatura, manómetros, etc.

La técnica de frac-pack comenzó a ser el método preferido para controlar la producción de arena en el Golfo de México, donde varios yacimientos de petróleo y gas yacen debajo del agua, en áreas donde la profundidad del lecho marino excede los 914 metros. Durante 1992, BP completó tratamientos de frac-pack en el Bloque 109 del Cañón de Mississipi, donde las profundidades del agua varían entre 260 y 460 metros. Unos pocos años más tarde, Chevron y Shell utilizaron ésta técnica para desarrollar campos en áreas donde la profundidad del lecho marino alcanzaba los 914 metros.

La transferencia de tecnología y el éxito de la técnica de frac-pack en otras áreas, tales como Indonesia, Mar del Norte, Medio Oriente, África Occidental y Brasil, están contribuyendo a expandir aún más la aplicación de esta técnica en todo el mundo. La estimulación por fracturamiento hidráulico y empaque (frac-pack) en yacimientos de alta permeabilidad ahora representan el 20% del mercado de fracturamiento hidráulico.

1.2 Estimulación de pozos

Uno de los principales objetivos de la industria petrolera es el de recuperar la mayor parte de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos. En muchas ocasiones los yacimientos requieren de una ayuda externa para lograr este objetivo. La estimulación de pozos es una técnica que nos ayuda a mantener o mejorar la producción de los pozos petroleros.

La estimulación de un pozo es la actividad que se encarga de restituir o crear canales de flujo en la roca productora para poder aumentar la producción o inyectabilidad de fluidos, y tiene el objetivo de lograr una mayor conductividad entre los canales de flujo creados y la formación. Esta actividad puede ser llevada a cabo tanto para pozos de gas como para pozos de aceite como herramienta para eliminar el daño (s), así como para resolver problemas asociados con la producción de hidrocarburos.

Existen muchos avances tecnológicos como simuladores y equipo de laboratorio que nos permiten detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre. La selección del método más adecuado para la estimulación depende de distintos factores tanto técnicos como económicos, siendo estos últimos los que determinan con mayor peso la selección del tratamiento. Existen en la actualidad diversos tipos de estimulación tales como fracturamiento hidráulico, acidificación matricial, fracturamiento ácido y fracturamiento con espuma. Todos estos tratamientos tienen por objetivo el mejorar el índice de productividad de los pozos. Existe una amplia gama de literatura técnica y teórica de estos tipos de estimulación que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características.

1.2.1 Efectos de la estimulación en un pozo petrolero

La ecuación de Darcy en su forma más simple se puede usar para conocer la respuesta de un pozo productor. En condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el mostrado en la figura 1.3, se tiene la ecuación de Darcy para condiciones ideales de flujo:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wfideal})}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots(1.1)$$

En esta ecuación la permeabilidad está referida a una permeabilidad equivalente, efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores; q es el gasto del pozo, h es el espesor del intervalo productor, $p_{wfideal}$ es la presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal, μ es la viscosidad de los fluidos del yacimiento, r_w es el radio del pozo y r_e es su radio de drene.

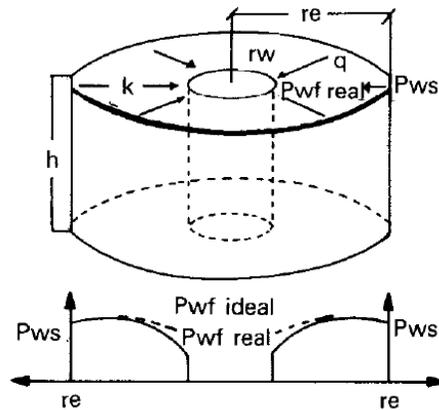


Figura 1.3 – Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.

La ecuación anterior es válida para condiciones en las cuales no existiera una alteración en la permeabilidad en la vecindad del pozo, así como ninguna restricción de flujo. En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, Δp_s , la cual fue definida en función del “efecto de skin”, S , por Everdingen y Hurst.

$$\Delta p_s = \Delta p_{wfideal} - \Delta p_{wfreal} \dots \dots \dots (1.2)$$

Dada por:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \dots \dots \dots (1.3)$$

De donde:

$$p_{wfideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + p_{wfreal} \dots \dots \dots (1.4)$$

Sustituyendo $p_{wfideal}$ en la ecuación 1.1 se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wfreal})}{\mu[\ln(r_e/r_w) + S]} \dots \dots \dots (1.5)$$

Ecuación que en su forma más sencilla representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde S es matemáticamente adimensional. Cada uno de los términos de esta ecuación afectan directamente a la producción, pero los únicos parámetros que se pueden modificar se restringen a la permeabilidad, k , y al efecto skin, S . un valor bajo de permeabilidad o un valor alto del efecto skin provocarían una baja productividad en el pozo.

En un tratamiento tradicional de fracturamiento la meta principal es lograr un aumento de la permeabilidad provocando un aumento en la producción del pozo, y el efecto de daño toma un papel secundario debido a que las fracturas sobrepasan por mucho la profundidad del daño. En el caso del tratamiento de frac-pack, se busca eliminar el efecto de daño en la vecindad del pozo mediante la creación de fracturas de gran amplitud (de 1 a 2 pg) y de corta longitud (de hasta 50 pies).

1.3 Daño a la formación

El daño en un pozo petrolero se manifiesta como la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total, natural o inducida, como resultado de un contacto de la roca con fluidos y materiales ajenos a la formación, o como resultado de un obturación de los canales de flujo durante la vida productiva natural del pozo. Todo esto da como resultado el desarrollo de una zona de permeabilidad alterada conocida como “zona dañada”. Este resultado es un limitante para la producción de fluidos ya que éste se manifiesta en las paredes del pozo restringiendo el flujo. El daño se considera como una caída de presión adicional en la producción de fluidos en la vecindad del pozo, impidiendo un comportamiento ideal de producción que nos permitiera obtener la máxima recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

Las razones por las cuales se puede originar el daño se presentan principal e inicialmente en la perforación y se van agravando con los procesos de cementación de tuberías, terminación y durante la vida productiva del pozo, así como con los trabajos de estimulación que se realicen. La fuente principal de su origen es el contacto de materiales extraños con la formación productora.

Es importante analizar las causas de la caída de presión que se tienen al llevar los fluidos desde el yacimiento al pozo. Esta caída de presión, Δp_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo. Está caída de presión se compone de:

$$\Delta p_r = \Delta p_{fm} + \Delta p_{fd} + \Delta p_t + \Delta p_{pc} + \Delta p_{disp} + \Delta p_{tp} = p_{ws} - p_{wf} \dots \dots \dots (1.6)$$

Dónde:

- Δp_{fm} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada:
- Δp_{fd} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.
- Δp_t : Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.
- Δp_{pc} : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o efecto de la inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.
- Δp_{disp} : Caída de presión asociada con los disparos (penetración, desfaseamiento y densidad)
- Δp_{tp} : Caída de presión asociada con el flujo a través de los túneles de los disparos.

Para determinar la caída de presión Δp_r , se requiere registrar la presión de fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con un registrador adecuado. El análisis de la variación de la presión de pruebas de incremento o decremento, conduce a determinar una presión de fondo fluyendo real, p_{wfreal} . Si se considera una terminación con agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluyendo sería diferente y se podría indicar como $p_{wfideal}$. En estas condiciones y como se mostró en la figura 1.2 se define una diferencia de presión entre la $p_{wfideal}$ y la p_{wfreal} , dada por la ecuación 1.2.

El concepto de efecto skin fue introducido por primera vez por Hurst y Van Everdingen, quienes proponen al factor de daño como una manera de cuantificar el flujo no-ideal sobre el comportamiento de la producción de fluidos del yacimiento hacia el pozo. Matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física. Este efecto de daño está indicado por la ecuación 1.3, y en unidades de campo se tiene que:

$$\Delta p_s (psi) = \frac{141.2 q(BPD)\mu(cp)B_o(adim)}{k(md)h(pie)} S(adim) \dots \dots \dots (1.7)$$

La Δp_s se debe a las caídas de presión adicionales causadas por los efectos de: la zona alterada de la formación (Δp_{fd}), la turbulencia al llegar los fluidos a los disparos (Δp_t), la terminación relativa del intervalo disparado con la zona productora (Δp_c) y a la restricción al flujo por el patrón y penetración de los disparos (Δp_{disp}) y por las restricciones en los túneles de las mismas (Δp_{tp}), es decir:

$$\Delta p_s = \Delta p_{fd} + \Delta p_t + \Delta p_{pc} + \Delta p_{disp} + \Delta p_{tp} \dots \dots \dots (1.8)$$

En consecuencia se le puede asociar a cada caída de presión un factor de pseudodaño, por lo que el efecto skin, S , está compuesto por los pseudofactores:

$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{disp} + S_{tp} \dots \dots \dots (1.9)$$

Dónde:

- S_{fd} : Factor de daño real de la formación
- S_t : Pseudofactor de daño por turbulencia
- S_{pc} : Pseudofactor de daño por terminación
- S_{disp} : Pseudofactor de daño por disparos
- S_{tp} : Pseudofactor de daño por los túneles de los disparos

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto skin o factor de daño total, S , este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o nulos. En la estimulación solo compete el factor de daño verdadero, S_{fd} , y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto skin y así estimar el efecto de la estimulación dirigida a la remoción del daño verdadero de la formación en la vecindad del pozo y la eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos.

Considerando un sistema típico de flujo de un pozo (figura 1.4), suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendría un factor de daño, S , debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad, k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k .

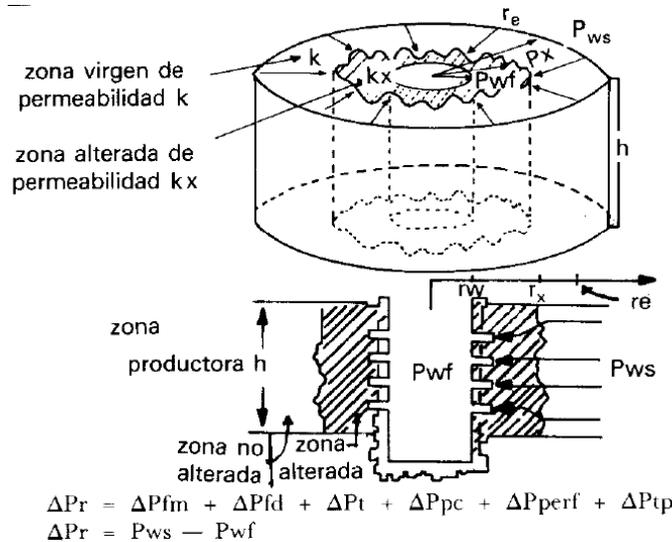


Figura 1.4 – Sistema típico de flujo de un pozo donde se observa la zona de permeabilidad alterada de un pozo, k_x .

Considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión p_x , se tiene:

a) Si $k_x = k$; $q = \frac{2\pi kh(p_x - p_{wfideal})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \dots\dots\dots(1.10)$

b) Si $k_x \ll k$; $q = \frac{2\pi k_x h(p_x - p_{wfreal})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \dots\dots\dots(1.11)$

Combinando estas ecuaciones con las ecuaciones 1.2 y 1.3 se demuestra que:

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \ln \frac{r_x}{r_w} \dots\dots\dots(1.12)$$

De aquí puede observarse que:

- a) Si $k_x < k, S > 0$, el pozo está dañado
- b) Si $k_x = k, S = 0$, el pozo no tiene daño
- c) Si $k_x > k, S < 0$, el pozo fue estimulado

A continuación se presenta una tabla de valores típicos de S y su significancia relativa.

<u>Condición del pozo</u>	<u>Valor del daño verdadero a la formación</u>
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Tabla 1.2 Valores típicos de S y su significancia relativa

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

1. Daño a la permeabilidad absoluta:

Este tipo de daño se asocia con todos los materiales que crean una obstrucción en los canales de flujo tales como:

- Sólidos de los fluidos de perforación y terminación
- Migración de finos y arcillas de la formación
- Incrustaciones de depósitos orgánicos (parafinas y asfáltenos)

2. Cambios en la permeabilidad relativa:

Este cambio se observa principalmente en la reducción de la producción del fluido esperado asociada con los cambios de mojabilidad y/o por cambios en la saturación del fluido, debido a tratamientos previos, como ejemplo las intervenciones al pozo, etc.

3. Alteración de la Viscosidad

Esta alteración en la viscosidad de los fluidos se debe principalmente a la formación de emulsiones, polímeros, etc. Provocando una restricción al flujo de fluidos.

Los tipos de daño que se encuentran presentes durante la perforación y terminación de un pozo así como durante su vida productiva son:

a) Daño por invasión de fluidos:

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos ajenos. Los fluidos más comunes son: fluidos de perforación, de cementación, de terminación o reparación así como los fluidos de limpieza y estimulación.

b) Daño por invasión de sólidos:

Esto se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación.

c) Daño asociado con la producción:

La producción de los pozos propicia a cambios de presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo.

Existe una amplia gama de literatura donde se analizan tanto los mecanismos de daño como los tipos de daño y sus características principales. Todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que es imprescindible la remoción del daño. Esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en

su caso. La técnica de fracturamiento y empaque (frac-pack) permite sobrepasar la zona dañada en la vecindad del pozo, obteniendo así una mayor productividad durante la explotación de un yacimiento.

1.4 Beneficios del fracturamiento en altas permeabilidades

El índice de productividad y de inyectabilidad de pozos son estudios involucrados dentro de la ingeniería de producción. Existe una diferencia con la ingeniería de yacimientos, que se ocupa del yacimiento en general, en particular, con los alcances y posibilidades de la recuperación de hidrocarburos. La ingeniería de producción se ocupa únicamente de uno o en algunos casos de un número limitado de pozos. Un motivo frecuente y a menudo indispensable del estudio de los pozos es el de acelerar la producción por el incremento del ritmo de producción o en su caso aumentar el ritmo de inyección. En la mayoría de los casos, es de suma importancia reducir las caídas de presión (la diferencia entre la presión de operación, presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo p_{wf}). Superficialmente, cuanto menor sea la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), mayor será el gasto de producción; aun así, esta situación no siempre es la adecuada. Una baja presión de fondo fluyendo (p_{wf}) tiene muchos efectos (incrustaciones, depositación de parafinas y asfaltenos, conificación de agua o gas y/o producción de arena). Tomando en cuenta esto, entonces, la estimulación y el posible incremento en el índice de productividad no estarán automáticamente asociadas al incremento del gasto de producción del pozo, se debe tener el conocimiento sobre el comportamiento del índice de productividad sobre el incremento o decremento de la producción y las caídas de presión, dependiendo de las características individuales de cada pozo.

Puede decirse que, el fracturamiento hidráulico ha sido la técnica de estimulación de pozos más exitosa en toda la historia de la industria petrolera. Como ya se mencionó antes, el principio de una fractura hidráulica en un pozo es hacer fallar a la formación, creando una ruptura causada por la inyección de un fluido. La propagación de la fractura del pozo en la formación se logra mientras se sigue inyectando dicho fluido a altos gastos. La presión necesaria para iniciar la ruptura es considerada mucho mayor que la necesaria para lograr propagar la fractura creada. Después, en algún momento de la inyección se agrega un agente sustentante al fluido que mantendrá la fractura abierta. Así, se crea un camino conductivo para el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

En el pasado, el fracturamiento hidráulico solo se usaba para yacimientos con bajas permeabilidades (ver la tabla 1.1). Una fractura hidráulica invariablemente crea un camino altamente conductivo. Así, para los yacimientos de baja permeabilidad el objetivo es crear una fractura de gran longitud que permita obtener una alta conductividad entre el pozo y el yacimiento.

En yacimientos de alta permeabilidad ($k > 50$ md), el incremento de la conductividad obtenido sería más pequeño bajo circunstancias normales de un tratamiento de fractura tradicional, lo que conduce a un sistema de baja conductividad. La baja conductividad también daría lugar a grandes caídas de presión a lo largo de la fractura durante la producción. El fracturamiento hidráulico,

entonces, sería un tratamiento ineficiente en yacimientos de alta permeabilidad porque solo una pequeña extensión de la fractura contribuiría efectivamente a la producción del pozo.

Definiendo a la conductividad como la facilidad con la cual se mueven los fluidos dentro de la fractura creada, en relación con su movimiento si la fractura no existiera. En formaciones de baja permeabilidad, incluso un tratamiento relativamente sin éxito puede producir una fractura de alta conductividad. En formaciones de baja permeabilidad, se tienen fracturas de gran longitud y poca amplitud (ancho de fractura alrededor de 0.25 (pg) y longitudes de hasta 3000 (pies)), en contraste, en yacimientos de alta permeabilidad, la conductividad de la fractura resultante es primordial y la longitud de la fractura es más corta y toma un papel secundario.

La importancia de la conductividad sobre la longitud de la fractura en yacimientos de alta permeabilidad fue ayudada en gran medida por la introducción del tip-screenout (TSO), que sostiene el crecimiento lateral de las fracturas, que son subsecuentemente “infladas”. El resultado es una fractura de alta conductividad de longitud relativamente corta pero muy ancha en comparación con lo que un fracturamiento tradicional podría crear. Además, la longitud corta de estas fracturas limita la pérdida de fluido de fracturamiento dentro de la formación y por consiguiente contribuye al éxito del tratamiento. Así, en los últimos años, los yacimientos de alta permeabilidad también han sido atractivos candidatos para el fracturamiento hidráulico.

Desde las primeras aplicaciones, ha existido una cuestión persistente sobre el uso del frac-pack en yacimientos de alta permeabilidad en lugar de métodos de menor costo. Existen razones convincentes para el uso del frac-pack. Por ejemplo, la conductividad de los canales que minimizan la velocidad del fluido también reducen las caídas de presión evitando la migración de finos. Por otro lado, las terminaciones menos caras (gravel pack, y terminaciones naturales) se justifican cuando hay cerca un casquete de gas y donde no hay barreras que previenen el crecimiento de la altura de la fractura dentro de la zona, o cuando los hidrocarburos son muy pocos para justificar el costo asociado con el tratamiento de frac-pack. En la mayoría de los casos, sin embargo, el costo del frac-pack se recupera con la mejora de la producción de los pozos.

1.5 Objetivos del fracturamiento en alta permeabilidad

El primer objetivo del fracturamiento en altas permeabilidades es mejorar el gasto de producción o inyección de un pozo. Además de esto, son muchos otros objetivos los que se buscan con el uso de esta técnica, como son:

- Atravesar la zona dañada. Una fractura que penetra efectivamente más allá de la zona dañada nulifica los efectos del daño. Estos efectos de daño pueden perjudicar a la productividad e invariablemente causan grandes caídas de presión. La estimulación matricial suele usarse para remover el daño pero es parcial o totalmente inefectiva.
- Para reducir las caídas de presión en la vecindad del pozo durante la producción. La caída de presión que ocurre en el fondo de pozo es la única forma de conducir el flujo del yacimiento al pozo. Como las caídas se incrementan, se puede afectar la estabilidad de la formación. La inestabilidad de la formación causa migración de finos y arenas durante la

producción. Este problema se puede solucionar con la técnica de frac-pack y así reducir las caídas de presión y la velocidad de la arenas del yacimiento cerca del pozo.

- Para mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo. En múltiples secuencias laminadas de arenas y lutitas, las delgadas láminas de arena no pueden comunicar eficientemente con el pozo hasta que se desarrolla la fractura.
- Para reducir el efecto del flujo No-Darciano. Este fenómeno se presenta en la mayoría de los yacimientos de gas seco y/o gas y condensado. Generalmente, para permeabilidades debajo de 5 md se presenta un pequeño efecto de flujo No-Darciano. En yacimientos de alta permeabilidad, el término del flujo No-Darciano es muy importante y puede reducir el ritmo de producción significativamente. Una fractura hidráulica provee de una conductividad mayor, y la velocidad del flujo del yacimiento se puede reducir suficientemente para eliminar o reducir los efectos de flujo No-Darciano (Settari 2000).
- Igualar la distribución del flujo a lo largo del intervalo productor. Las variaciones de la permeabilidad dentro de una arena pueden causar un ambiente de flujo que puede tener un impacto directo en la confiabilidad de la terminación. Dentro de la distribución de la permeabilidad, la relación de la permeabilidad máxima con la permeabilidad promedio determina la velocidad máxima de flujo a través de la fractura y en última instancia determina la máxima caída de presión para obtener el flujo máximo. Cuando el fracturamiento se aplica a cierto intervalo, el flujo a lo largo de éste es de manera más uniforme y de este modo se minimiza el impacto de la relación de permeabilidades máxima y promedio (Norman 2003).

1.6 Selección de pozos candidatos para frac-pack

Para determinar que pozo con alta permeabilidad es adecuado para fracturar y más importante, para decidir la geometría de la fractura en el tratamiento; los pozos se clasifican de acuerdo a dos categorías: *Pozos en los cuales se busca tener un mejoramiento en la producción y pozos en los que se tienen problemas de flujo o caídas de presión en la vecindad del pozo.*

Dentro de la categoría de mejoramiento de la producción se tiene:

- Formaciones en las cuales la acidificación matricial no puede ser usada a causa de la mineralogía o por que el daño es muy profundo o es muy grande para ser removido mediante la estimulación matricial.
- Arenas donde los perfiles de permeabilidad indican flujo irregular que puede influir en la longevidad de la terminación.
- Múltiples zonas productoras en secuencias de arena y lutitas, en donde las capas laminadas no permiten una comunicación con el pozo a menos que una fractura pueda proporcionar tal conexión.
- Pozos de gas en donde la producción se obstaculiza a causa del flujo No-Darciano. Como se mencionó anteriormente, una fractura puede reducir de gran forma los efectos del flujo No-Darciano. De acuerdo a Settari, para cualquier permeabilidad del yacimiento, la longitud de la fractura está ligada con la presión del yacimiento, para una presión del

yacimiento mayor, la fractura se vuelve menos eficaz en la reducción de la turbulencia en el yacimiento, por lo tanto se requiere una fractura más larga.

Pozos con problemas de caídas de presión en la vecindad del pozo, incluyen:

- Pozos pobremente consolidados en los cuales el fracturamiento sustituye al empacamiento con grava (gravel-pack), pero sin obtener el daño positivo provocado por ese tratamiento. El principal mecanismo que favorece el fracturamiento en alta permeabilidad (frac-pack) sobre el gravel-pack en formaciones poco consolidadas, es la reducción en el flujo de fluidos a un ritmo deseado a causa del incremento sustancial en el área de contacto con el yacimiento. Este incremento en el área previene la desconsolidación de la arena y su migración hacia el pozo.
- Distribución de permeabilidad discontinua con secciones de alta permeabilidad que puede causar una excesiva erosión en el cedazo durante la vida productiva. Todos los pozos que son candidatos para gravel-pack (especialmente pozos en los cuales el gravel pack puede reducir la permeabilidad en la vecindad del pozo) tienden a ser mejores candidatos para frac pack.

1.7 Procedimiento y consideraciones para el reconocimiento de pozos candidatos.

Para determinar cuándo un pozo es candidato para el fracturamiento hidráulico, y especialmente para determinar la geometría de la fractura necesaria, se siguen el siguiente procedimiento:

1. Determinar y confirmar que el pozo es de bajo rendimiento. Un ritmo de producción del pozo que está por debajo de las expectativas puede o no ser destinado como un pozo candidato para una estimulación. Mejor dicho, el ingeniero de producción debe determinar esto en base al conocimiento del pozo como su geología, presión de yacimiento y agotamiento, drene real y por su puesto la permeabilidad del yacimiento.
2. Realizar una prueba de presión. Si no se conoce la permeabilidad del yacimiento y el efecto de daño que se tiene en el pozo se pueden obtener muchos errores, no solo para la selección del tratamiento adecuado (estimulación matricial o fracturamiento hidráulico), sino también para el tamaño de la fractura. Es bastante recomendable llevar a cabo una prueba de presión, especialmente en yacimientos de alta permeabilidad, para tener un mayor control en la producción debido a los cambios en la permeabilidad y la reducción del daño.
3. Analizar el desempeño del pozo e identificar los impedimentos de la producción. Puede estar presente un efecto de daño ocasionado por un tratamiento anterior. Los efectos de daño pueden ser causados por otros factores (tales como el comportamiento de las fases y las turbulencias), la turbulencia es particularmente importante en pozos con alta permeabilidad de gas o de dos fases por que puede ser el factor más importante en el ritmo de producción del pozo. El análisis del desempeño del pozo y los impedimentos de la

producción debe ser minucioso, para la fase de evaluación y diseño del tratamiento de estimulación.

4. Conocimiento de la roca del yacimiento y la química de los fluidos en el pozo, especialmente en relación con los efectos no deseados obtenidos de un tratamiento de estimulación matricial. En el pasado, cuando solo se fracturaban en bajas permeabilidades, el método más adecuado para permeabilidades mayores a 10 md era la estimulación matricial. Si los efectos secundarios eran inevitables, el ingeniero solo tenía dos opciones: realizar el tratamiento y asumir los riesgos, o no hacer nada. Hoy en día, mediante el frac-pack, se puede evadir el daño en yacimientos de mayor permeabilidad.
5. Incuestionablemente, los yacimientos con producción de arena son atractivos para aplicar el método de frac-pack. En casi todos los casos, los pozos con problemas de producción de arena son mucho más probables de ser beneficiados con el método de frac-pack que muchas otras técnicas como el gravel-pack.
6. Si ocurre una falla temprana en el control de arena, se debe determinar si la falla fue ocasionada por problemas operacionales (¿fue el diseño de la terminación instalado apropiadamente?) o por no ocuparse de los problemas intrínsecos de la formación (problemas con el tamaño y distribución de las partículas, problemas con los perfiles de permeabilidad o problemas de producción de fluidos como agua).

1.8 Factores importantes del fracturamiento en altas permeabilidades

El fracturamiento en altas permeabilidades no difiere del fracturamiento tradicional en bajas permeabilidades. El valor de la conductividad adimensional óptima de la fractura es 1.6 y puede ser utilizada para cualquier volumen de apuntalante en un tratamiento (Propuesto por Prats 1961). El desarrollo teórico de fracturas en alta permeabilidad se muestra en el apéndice A. La forma de calcular la conductividad adimensional de la fractura propuesta por Cinco Ley (1978) es:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots(1.13)$$

Donde, C_{fD} es la conductividad adimensional de la fractura; k_f es la permeabilidad del apuntalante (md); w es el ancho promedio de la fractura (pie); k es la permeabilidad de la formación (md) y x_f es la longitud de la fractura (pie), en una de sus alas, ya que la longitud de la fractura es igual a $2x_f$.

En el fracturamiento en altas permeabilidades, el objetivo es tener una mayor conductividad de la fractura ($k_f w$), y la longitud de la fractura (x_f) es de menor importancia. La alta conductividad se logra al crear una fractura muy ancha (1 a 2 pg) y de longitud corta ($x_f \leq 50$ pies), utilizando un agente sustentante de alta permeabilidad.

Debido a la necesidad de una alta concentración de apuntalante en la fractura, el fracturamiento en altas permeabilidades requiere de una mayor planeación, un mayor entendimiento de la reología del fluido y de las características del agente sustentante, así como tener un mayor cuidado con su colocación. La técnica TSO se usa para maximizar la concentración de apuntalante dentro de la fractura para lograr una mayor conductividad. En el TSO, la propagación de la fractura

se detiene para después de continuar bombeando y ensanchando la fractura. El resultado es una fractura corta pero con una conductividad muy alta. Para ejecutar adecuadamente un tratamiento de TSO, se realiza un tratamiento previo o minifractura para determinar los valores exactos de presión de cierre de la fractura, tiempo de cierre, y las propiedades de los fluidos.

La pérdida de fluido es un problema muy grande durante la creación de fracturas en un yacimiento de alta permeabilidad. Por lo general se usan fluidos que crean una barrera en la cara de la fractura (por ejemplo polímeros reticulados) para reducir la invasión de estos fluidos dentro de la formación, dirigiéndose principalmente a la propagación de la fractura.

1.8.1 Tipos de daño después del fracturamiento

Los tipos de daño que pueden afectar el desarrollo del pozo son los siguientes:

1. Reducción de la permeabilidad del agente sustentante. Esta es una manifestación del aplastamiento del apuntalante y, especialmente, del uso de polímeros en el fluido fracturante. Estos dos fenómenos son particularmente perjudiciales y se deben minimizar o evitar.

El aplastamiento del apuntalante se evita utilizando materiales altamente resistentes. El uso de materiales de mayor calidad reflejara un ahorro en el costo a largo plazo, debido a que la reducción en la permeabilidad será mínima.

Para resolver los problemas relacionados con el uso de polímeros, en los últimos años se ha realizado una amplia investigación en la tecnología, así como en el uso de químicos apropiados en el tratamiento.

2. Daño por obturamiento parcial de la fractura. Cinco Ley y Samaniego (1981) identificaron al obturamiento parcial como un daño dentro de la fractura. Esto puede ser representado como un efecto de daño. El daño por obturamiento parcial se crea por distintas causas tales como la migración de finos durante la producción y su acumulación cerca del pozo (y en el interior de la fractura); por el uso excesivo de agente sustentante al final del tratamiento; y por una mala comunicación de los disparos del pozo con las fracturas.

Considerando flujo en estado estacionario dentro de la zona dañada, Cinco Ley y Samaniego (1981) definieron el factor de daño por obturamiento parcial como:

$$(S_{fs})_{op} = \frac{\pi x_s k}{b_{fs} k_{fs}} \dots\dots\dots(1.14)$$

Dónde: $(S_{fs})_{op}$ es el factor de daño por obturamiento parcial de la fractura, x_s , b_{fs} , k_{fs} son la longitud, el ancho y la permeabilidad de la zona dañada dentro de la fractura, respectivamente. La siguiente figura, es un ejemplo del daño por obturamiento parcial.

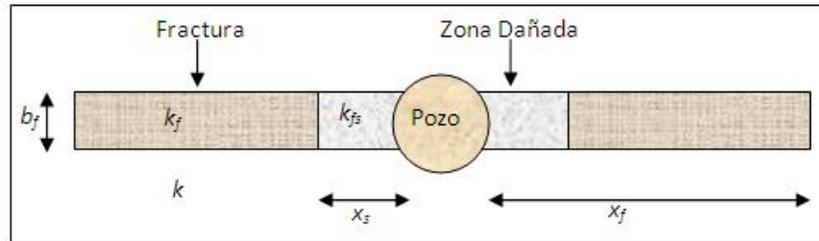


Figura 1.5 - Fractura con efecto de daño por obturamiento parcial ocasionado por migración de finos o por el uso excesivo de apuntalante.

- Daño en la cara de la fractura. Convencionalmente, es el resultado de la pérdida de fluido fracturante, y causa el deterioro de la permeabilidad en la superficie alrededor de la fractura. De nuevo Cinco Ley y Samaniego (1981) obtuvieron una forma de calcular este factor de daño definido por:

$$s_{fs} = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \dots \dots \dots (1.15)$$

Dónde: s_{fs} es el factor de daño de la cara de la fractura, b_s es la penetración del daño en la cara de la fractura y k_s es la permeabilidad en esta zona de daño. La siguiente figura es un ejemplo de este tipo de daño.

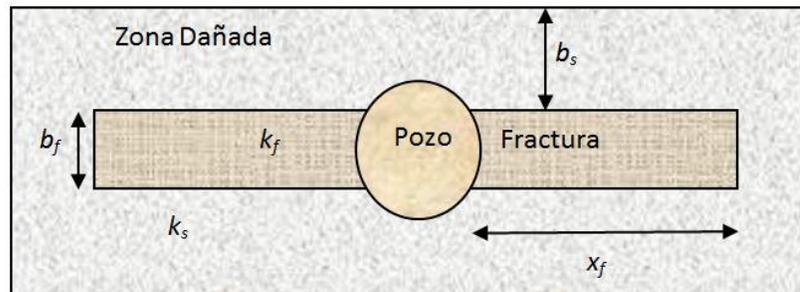


Figura 1.6 - Ejemplo de daño en la cara de la fractura como resultado de la pérdida de fluido durante el tratamiento.

- Daño por efectos combinados. Mathur (1995) propuso una expresión para cuantificar la magnitud del daño combinado. Esta expresión para obtener el daño compuesto está dado por:

$$s_d = \frac{\pi}{2} \left[\frac{b_s k}{r_s k_{si} + (x_f - r_s) k_{so}} + \frac{(r_s - b_s) k}{r_s k_{rs} + (x_f - r_s) k} - \frac{r_s}{x_f} \right] \dots \dots \dots (1.16)$$

Dónde: s_d es el daño compuesto, r_s es el radio del daño (pie), k_{si} es la permeabilidad en la zona de invasión de la cara de la fractura y también dentro del radio de daño, k_{so} es la permeabilidad en la zona de invasión de la cara de la fractura pero fuera del radio de daño, y k_{rs} que es la permeabilidad en la zona de daño radial. La siguiente figura es un esquema representativo del daño compuesto.

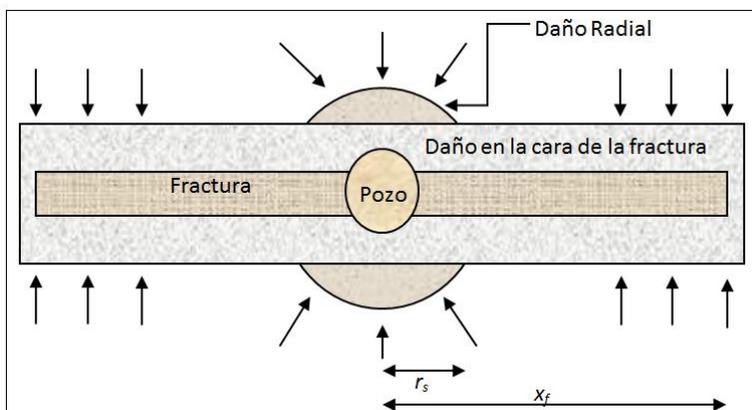


Figura 1.7 - Esquema representativo de daño compuesto por obturamiento parcial y daño en la cara de la fractura.

A la ecuación anterior se le puede sumar directamente al efecto de daño equivalente de la fractura, s_f , (Cinco Ley 1978), para obtener el daño total, s_t :

$$s_t = s_d + s_f \dots\dots\dots(1.17)$$

Donde s_f puede ser obtenido de la siguiente figura.

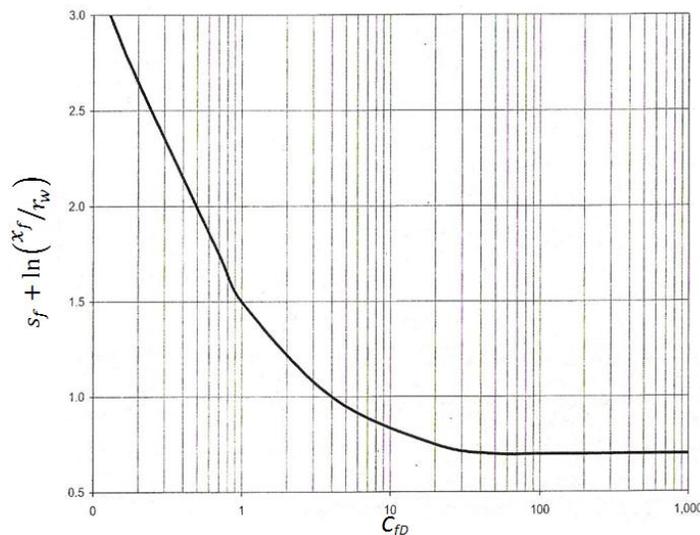


Figura 1.8 - Relación entre s_f , x_f , r_w y C_{fD} (Cinco Ley 1978), para la obtención de s_f para obtener el daño total.

Para fracturas con longitudes mayores a 100 pies, el daño en la cara de la fractura tiene un pequeño impacto en el rendimiento del pozo, pero no es lo mismo para fracturas de longitud corta. Para este tipo de fracturas, como las desarrolladas en yacimientos de alta permeabilidad, el deterioro por el daño en la cara de la fractura debe ser muy considerado junto a la alta conductividad de la fractura.

La baja productividad inicial debida al daño en la cara de la fractura puede disminuir con el buen diseño del tratamiento. Aggour y Economides (1999) concluyeron que la penetración normal del daño a la cara de la fractura es más importante que el grado del daño. La penetración del daño en la cara de la fractura debe ser minimizada, ya que esto afecta en un 99%, reduciendo

considerablemente la permeabilidad del yacimiento. Esta es una conclusión importante, e indica que a pesar de que se espera que el rendimiento del frac-pack mejore con el tiempo en tanto que la limpieza de la fractura ocurra, la selección adecuada del fluido fracturante puede ayudar a la producción inicial significativamente.

Aggour y Economides (1999) también propusieron el uso de fluidos fracturantes reticulados con altas concentraciones de polímeros para minimizar la penetración del daño. El uso de aditivos es crucial para completar el diseño del fluido fracturante debido a que con su uso se puede minimizar la pérdida de fluido durante la operación. En consecuencia, a pesar de que la principal preocupación en el fracturamiento en altas permeabilidades debería ser crear una fractura altamente conductiva, el tratamiento también debe ser diseñado para prevenir el daño en la cara de la fractura que es un evento altamente perjudicial.

1.8.2 Causas de bajo rendimiento

Las causas de un bajo rendimiento en el fracturamiento en alta permeabilidad son:

- Fallas para realizar la geometría diseñada.
- Disparos que no están alineadas con el plano preferente de fractura, que pueden dar lugar a la creación de múltiples y tortuosas fracturas.
- Extensión asimétrica de la fractura (más común en yacimientos por agotarse)
- Cobertura insuficiente de la fractura, lo cual puede romper con la comunicación entre la formación y el pozo.

Además, en el caso de yacimientos de gas y condensado el bajo rendimiento de la fractura creada puede contribuir a la formación de líquido condensado.

1.9 Tipos de pozos que necesitan mejorar la producción

1.9.1 Pozos horizontales

En este tipo de pozos las fracturas hidráulicas para la gran mayoría de los casos son verticales y en dirección normal al esfuerzo mínimo horizontal. Uno de los aspectos desafortunados del fracturamiento es que el azimut de la fractura a menudo es el menos favorable en el que la dirección del mínimo esfuerzo horizontal también es la dirección de la mínima permeabilidad. Por lo tanto, la menor permeabilidad es la dominante en el flujo del yacimiento hacia la fractura (Economides 1993).

Los pozos horizontales pueden ser una alternativa para fracturamiento hidráulico vertical, Brown y Economides (1992) presentaron un estudio sobre el desarrollo de pozos horizontales y verticales fracturados. Se han realizado estudios más avanzados que demuestran que los pozos horizontales pueden ser perforados de manera perpendicular a la máxima permeabilidad horizontal.

1.9.2 Fracturamiento de pozos horizontales

Los pozos horizontales también pueden ser fracturados, y pueden ser perforados ya sea en dirección normal al azimut de la fractura lo que resultaría en fracturas transversales; o longitudinal al azimut de la fractura que daría fracturas longitudinales. La primera configuración se aplica en yacimientos relativamente de baja permeabilidad, mientras que el segundo es aplicable para formaciones de alta permeabilidad (Economides 1993).

En formaciones de alta permeabilidad, las fracturas verticales siempre producen un comportamiento de conductividad finita, esto puede ser remediado hasta cierto punto si se usa la técnica del TSO. Los pozos horizontales fracturados longitudinalmente proporcionan un comportamiento de conductividad infinita. Una fractura longitudinal en un pozo horizontal proporciona una caída de presión más pequeña que la que ocurre en la intersección de la fractura con un pozo vertical. Por lo tanto, los pozos horizontales longitudinalmente fracturados pueden ser una de las herramientas más poderosas para el incremento de la producción.

El fracturamiento en altas permeabilidades no está limitado a crear fracturas anchas, que pueden ser obtenidas solo por la técnica TSO; de hecho, la combinación de pozos horizontales y fracturas longitudinales pueden proveer una solución óptima para mejorar la producción. Además, la ventaja con los pozos horizontales es que aumentan su eficiencia si la relación con el espesor de la formación para la longitud de la fractura decrece.

1.9.3 Pozos complejos

La aparición de pozos complejos ofrece una serie de ideas potenciales para nuevas configuraciones. Algunas de estas ideas eventualmente reemplazarían el fracturamiento de pozos horizontales, e incluso de pozos verticales.

Los problemas con el incremento de producción se pueden solucionar mediante el uso de pozos complejos, así como los problemas que se tienen en la periferia tales como la estabilidad del pozo. Por ejemplo, en muchas formaciones una fractura de un pozo horizontal en teoría debe ser superior a la de un pozo vertical, pero en los yacimientos de alta permeabilidad, el perforar el pozo horizontal a lo largo del esfuerzo horizontal máximo puede causar problemas de estabilidad a largo plazo.

Una manera muy audaz de evitar este problema podría ser perforar un pozo horizontal por encima o por debajo de la zona productora para después fracturar y penetrar potencialmente a la formación y poder crear los canales de flujo entre el yacimiento y el pozo.

Economides (1998) da otra idea muy innovadora que es la de perforar un “pozo madre o principal” para después perforar “ramas” (pequeños pozos verticales) para comunicar al yacimiento con el pozo. Esta configuración permitiría que la perforación horizontal se colocara en el intervalo más adecuado, estable y no productor. Existen varias ventajas en la fractura vertical en lugar de ramas

horizontales ya que se evitan muchos problemas; la estrategia de perforación se simplifica; y los efectos de obturamiento parcial se minimizan. Con la separación adecuada de las ramas, una configuración como esta podría tener fundamentalmente la producción equivalente al mismo número de pozos verticales, pero sin duda tendría una considerable exigencia en el diseño y ejecución.

1.10 Terminaciones sin cedazo

Debido a que muchas caídas de presión asociadas con las terminaciones para control de arena están asociadas con la grava en los disparos y con el cedazo, las terminaciones sin cedazo han sido continuamente estudiadas con investigaciones avanzadas y algunas pruebas de campo. Económicamente, es de gran interés conocer el tiempo necesario para instalar algún tipo de control de arena, especialmente porque el costo del equipo de terminación es muy alto.

Se ha invertido mucho esfuerzo para reducir los costos y simplificar la ejecución del tratamiento. Uno de los objetivos ha sido eliminar o simplificar los cedazos y herramientas que se utilizan en el fracturamiento en altas permeabilidades. Kirby (1995) estudio muchos tratamientos de fracturamiento sin cedazo y observo que han sido terminados exitosamente. Estos tratamientos eliminaron el cedazo y usaron el método de fracturamiento convencional con una modificación (en la etapa final se le recubre al apuntalante con resina para tener el control de flujo). Como sea, se están realizando investigaciones para asegurar que el apuntalante recubierto con resina se pueda colocar de manera adecuada para prevenir el retorno de flujo, lo que garantiza que exista una conexión de alta conductividad entre la fractura y el pozo.

En el fracturamiento en alta permeabilidad, el no usar cedazos permitiría el desarrollo de terminaciones con fracturas en múltiples zonas de alta permeabilidad. Hailey (2000) propuso una herramienta para el control de arena sin usar cedazos la cual reduciría el tiempo requerido para realizar el tratamiento en múltiples zonas productoras y formaciones desconsolidadas durante un solo viaje dentro del pozo. Este método incorpora el proceso utilizado anteriormente bombeando el fluido con el apuntalante y se lleva a cabo la consolidación química del apuntalante. El apuntalante recubierto con resina se usa mientras se bombea el fluido, dejando limpia la tubería al atravesar el intervalo (a excepción de los empacadores de aislamiento múltiples que pueden ser usados para el manejo de la producción durante la vida del pozo y el control de producción de varias zonas, para una recuperación óptima y una máxima producción). Los ahorros asociados con esta aplicación vienen principalmente de la reducción del tiempo requerido del equipo de terminación.

CAPITULO 2

**FLUIDOS FRACTURANTES Y AGENTES SUSTENTANTES
UTILIZADOS EN FRAC-PACK**

CAPITULO 2

FLUIDOS FRACTURANTES Y AGENTES SUSTENTANTES UTILIZADOS EN FRAC-PACK

Los materiales que se usan dentro de una operación de fracturamiento hidráulico se dividen en:

- Fluidos fracturantes
- Aditivos
- Agentes sustentantes (apuntalantes)

Los fluidos fracturantes y los aditivos actúan juntos para producir la ruptura de la formación siendo bombeados desde la superficie, transportan el apuntalante dentro de la fractura con el propósito de permitir que este material se deposite y la fractura quede apoyada y no colapse y crea la conductividad de la fractura.

2.1 Fluidos fracturantes

La selección del fluido de fracturamiento es uno de los pasos de diseño más importantes para garantizar el éxito del tratamiento de frac-pack. El fluido adecuado para cada diseño normalmente se determina una vez que se han revisado los objetivos del tratamiento, así como la evaluación adecuada del sistema de fluidos y su control sobre su pérdida, el transporte del apuntalante, así como el daño a la formación que se presente.

Existen factores que se deben tomar en cuenta para la elección del fluido adecuado para una operación de fracturamiento, tales como disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar, compatibilidad con la formación, capacidad para transportar el apuntalante, cantidad de fluido que se puede recuperar de la fractura, impacto ecológico y costos.

Existen distintos tipos de fluidos de fracturamiento que generalmente se conocen como:

- a) Fluidos base agua
- b) Fluidos base aceite
- c) Fluidos multifásicos (espuma, emulsiones y energizados).

Los fluidos base agua se clasifican en lineales o reticulados. Los fluidos lineales son aquellos que están constituidos principalmente por polímeros que son solubles en agua y moléculas de alto peso molecular, las cuales se adicionan para obtener una mezcla viscosa. Los reticuladores se usan para aumentar el peso molecular efectivo del polímero, que dan como resultado una viscosidad alta con respecto a una baja concentración de polímeros.

Los fluidos base aceite se requieren cuando se necesita una mayor compatibilidad con los fluidos de la formación. Los hidrocarburos y la kerosina se mezclan con distintos aditivos para obtener las características requeridas del fluido fracturante.

Los fluidos multifásicos son necesarios para formaciones con características especiales como son:

- Formaciones sensibles al agua u otro tipo de fluido.
- En calizas o dolomías.
- Pozos con baja presión de fondo fluyendo.

Dentro de los fluidos que se encuentran en esta categoría y que nos ayudan a minimizar los problemas presentes se encuentran:

- Espumas (una emulsión estable de gas con líquido)
- Fluido energizado (contiene nitrógeno o dióxido de carbono)
- Emulsiones (dispersión de dos fases inmiscibles)
- Ácidos (para calizas)

Se han realizado estudios en los cuales se indica que existe un equilibrio entre la alta viscosidad y el control de la pérdida de fluido proporcionado por sistemas reticulados, los cuales ofrecen una mejora en la conductividad de la fractura; los sistemas no-reticulados, geles lineales de polímeros o geles surfactantes, ofrecen un menor control de pérdida de fluido. Además, los geles no-reticulados, polímeros lineales y geles surfactantes causan menos daño a la formación que los sistemas reticulados, sin embargo, pueden aumentar significativamente la invasión al yacimiento, lo cual puede resultar en tiempos prolongados de limpieza después de que el pozo comienza a producir. En algunos casos es conveniente maximizar el crecimiento de la altura de la fractura del tratamiento de frac-pack para conectar verticalmente largos intervalos heterogéneos. Esto se logra más fácilmente conservando una alta viscosidad con el uso de sistemas reticulados. En otros casos, la presencia de agua o contactos de gas podrían hacer necesario minimizar el crecimiento de la altura de la fractura, esto se logra más fácilmente con una viscosidad baja con el uso de un gel lineal.

En las operaciones de frac-pack se usan distintos sistemas de fluidos. En intervalos de baja a moderada permeabilidad (ver tabla 1.1) o en yacimientos que tienen contactos de fluidos cercanos es común el uso de gel lineal de polímeros y surfactantes. Los fluidos de borato reticulados son preferentemente usados en intervalos más largos, laminados y de moderada a alta permeabilidad.

2.1.1 Aditivos

Los aditivos son materiales que se usan para producir un efecto específico independientemente del tipo de fluido fracturante. Algunos de los aditivos usados comúnmente son:

Polímeros

Son moléculas orgánicas formadas por una o más estructuras unitarias unidas químicamente. La goma de guar, que es una goma derivada de la semilla de la planta de guar, es un ejemplo de polímero usado en la industria, y se clasifica como polímero natural. Existen los polímeros modificados que son aquellos que requieren de distintos procesos para modificarlos y permitir su solubilidad en el agua o en el aceite, como la celulosa. Otro tipo son los polímeros sintéticos y se

forman ligando las estructuras unitarias a través de los carbonos, se utilizan como reductores de fricción, pero son difíciles de remover de la fractura.

Bactericidas

Estos aditivos controlan la contaminación por bacterias en el fluido. En los fluidos base agua se presenta un degradación de los polímeros debido a que estas bacterias se alimentan de ellos. La presencia de estas bacterias puede alterar la viscosidad.

Aditivos para pérdida de fluido

Debido a que la presión de fractura es mucho mayor que la presión de poro, el fluido tiende a perderse en la formación. Los materiales que se usan para mitigar este problema son partículas de grano finas de 0.1 a 50 micras y los más utilizados son sílice y arena por su disponibilidad y bajo costo. Estos aditivos se deben considerar en gran medida en el tratamiento de frac-pack debido a que durante el proceso de fracturamiento las pérdidas de fluido son muy considerables.

Rompedores de gel

Es un aditivo que se utiliza para reducir la viscosidad del fluido degradando el tamaño de los polímeros utilizados. Estos materiales también trabajan con el aumento de la temperatura del fluido, pero son materiales peligrosos y difíciles de manejar.

Surfactantes

Son compuestos orgánicos formados por dos grupos, uno afín al agua y otro al aceite. Su empleo permite reducir las tensiones superficiales e interfaciales. Se requieren para prevenir emulsiones estables, crear emulsiones, espumas y principalmente para facilitar la recuperación del fluido dentro de la fractura. Son compuestos orgánicos aniónicos (Sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos), catiónicos (cloruros de amonio), no iónicos (óxidos de polietileno, polipropileno), anfotéricos (fosfatos de amina).

Agentes espumantes

Se requieren para mantener el gas en dispersión en fluidos espumantes. Estos aditivos también actúan como surfactantes y emulsificadores. Una espuma estable no se puede preparar sin un agente surfactante.

Estabilizadores de arcillas

Estos productos evitan el daño a la formación en contacto con el fluido fracturante base agua, previniendo el hinchamiento y dispersión de arcillas contenidas en la roca.

Estabilizadores

Su función es prevenir la degradación de los polímeros a altas temperaturas.

La selección de los aditivos depende de las características individuales de cada tratamiento, teniendo una gran variedad de ellos para cada tipo de problema que se presente en cada pozo en particular.

2.1.2 Propiedades generales de los fluidos utilizados en frac-pack

En la actualidad se han desarrollado diversos sistemas de fluidos para resolver las distintas necesidades en los tratamientos de frac-pack en pozos de aceite y/o gas. Los fluidos más comunes utilizados en la industria son los fluidos newtonianos (agua, diesel, salmuera), fluidos de polímeros lineales no-reticulados, fluidos de polímeros reticulados (borato, órgano-metálico), aceites gelificados, geles surfactantes, y espumas o emulsiones creadas con nitrógeno, dióxido de carbono, o mezcla de agua/aceite.

Fluidos newtonianos

El comportamiento de estos fluidos es fácil de predecir debido a que la viscosidad aparente del fluido es la misma independientemente de las condiciones que se tengan. Debido a su baja viscosidad, la pérdida del fluido en la formación es muy grande, siendo útiles solo en formaciones de baja a moderada permeabilidad. Además de que su capacidad para transportar el apuntalante es mínima, por lo que solo se usan para distancias cortas más allá de la zona dañada. Aun así, cuando estos fluidos se utilizan con mucha atención y cuidado, pueden ofrecer un daño mínimo al realizar el tratamiento.

Geles de polímero no-reticulado

Los geles lineales convencionales son simples de usar y pueden ser desarrollados con una amplia gama de polímeros. El polímero más común en el frac-pack es el hidroxietil celulosa (HEC). Existen muchos más tales como: hidroxipropil de guar (HPG), carboximetil (CMHPG), carboximetil de guar (CMG), xantano y biopolímero succinoglican.

Los sistemas de fluidos de HEC están prácticamente libres de residuos, lo cual ayuda a mejorar la permeabilidad del apuntalante empacado y minimiza el daño a la formación.

Los geles lineales han mejorado el control de la pérdida de fluido y su capacidad para transportar el apuntalante en comparación con los fluidos newtonianos. La invasión de estos fluidos a la formación necesitaría largos periodos de tiempo de limpieza después de iniciar la producción. Este problema se puede agravar en yacimientos de alta permeabilidad debido a las altas pérdidas de fluido.

Fluidos reticulados de borato

Estos fluidos son los más utilizados actualmente en los tratamientos de frac-pack. En estos sistemas se utilizan a menudo polímeros como guar y HPG, y pueden desarrollarse usando agua, agua de mar o salmueras de cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de potasio (KCl). Este tipo de fluido es reversible y se controla mediante la alteración del pH. Por encima de un pH igual a 9 se

presenta la reticulación y por debajo de un pH igual a 8 la reticulación desaparece. Esta reversibilidad permite obtener una mejora de la permeabilidad y la conductividad mediante la ruptura del sistema reticulado. Esta propiedad mejora el control de pérdida dentro de la formación debido a que se limita la profundidad de invasión dentro del yacimiento al crearse un filtro-barrera. El comportamiento de este filtro-barrera (enjarre) depende de la permeabilidad del yacimiento, presión diferencial, y de la profundidad de invasión en la cara de la fractura.

Además de su fácil limpieza y buen control de pérdida, este sistema proporciona una reología estable y es muy eficiente para transportar el apuntalante. Todas estas características lo hacen el más popular y efectivo para tratamientos de frac-pack.

Fluidos reticulados órgano-metálicos

Estos fluidos se han utilizado por años. Su uso más común es para yacimientos de baja permeabilidad. Los polímeros que usa este tipo de fluidos son titanio y zirconio, complejos de guar, HPG, CMG y CMHPG, los cuales son extremadamente estables a altas temperaturas y actualmente son el único tipo de fluido utilizado para temperaturas mayores de 300 °F en el fondo de pozo.

Estos fluidos tienen una capacidad de transporte del apuntalante excelente y forman un filtro-barrera resistente en la cara de la fractura. Los enlaces metálicos que se forman son irreversibles y no se rompen cuando son expuestos a los rompedores de gel convencionales. Debido a este fuerte enlace, el filtro que se crea en la cara de la fractura puede ser difícil de limpiar y causa un deterioro en la conductividad. En las aplicaciones en alta permeabilidad se obtienen valores de daño altos debido a que ocurren pérdidas del fluido provocando que se formen pequeños filtros internos. Debido a esto, su uso en los tratamientos de frac-pack no es muy común.

Sistemas de aceite gelificado

Estos fluidos de alta viscosidad fueron los primeros en usarse en operaciones de fracturamiento hidráulico. La mayor ventaja de estos sistemas es su compatibilidad con los fluidos de la formación. Las desventajas que se tienen al gelificar algunos aceites crudos son los altos costos del aceite refinado, las condiciones de seguridad personal y el impacto ambiental. La nueva generación de fluidos tiene buena capacidad para transportar el apuntalante, buen control pérdida de fluido, y buena limpieza. Aun así, los impactos en el medio ambiente y en la seguridad personal son muy importantes para operaciones costa fuera. En consecuencia, solo se usan en operaciones en tierra y raramente en alguna operación costa fuera.

Geles surfactantes

Este fluido es una alternativa para los fluidos convencionales que son tradicionalmente usados en las operaciones de frac-pack. Este gel es un fluido viscoso libre de polímeros que puede transportar al apuntalante eficientemente y tiene una menor fricción en las tuberías. La ausencia de polímeros en este fluido elimina los mecanismos de daño convencional.

Este fluido se crea usando surfactantes de bajo peso molecular, que tienen diferente solubilidad dependiendo de su uso. Algunos surfactantes son solubles en agua (polares), llamados hidrofílicos; y solubles en aceite (no polares), llamados lipofílicos. Con la concentración de surfactantes en la salmuera base agua, se obtienen estructuras llamadas micelas. Los geles surfactantes aumentan su viscosidad con la formación de micelas de gran tamaño. El tamaño, forma y número de micelas presentes determinan la cantidad de interacción y las propiedades del fluido.

Debido a que las micelas son una asociación de muchas moléculas pequeñas, el fluido óptimo se obtiene mediante la alteración de la estructura de micelas. Esto se hace mediante la introducción de hidrocarburos o cambiando el equilibrio electrolítico de la solución (diluyéndolo con agua o salmuera). La siguiente figura muestra como los surfactantes pueden generar la viscosidad mediante la formación de una micela de gran tamaño o en forma de micelas de gusano, y luego disminuir la viscosidad reduciendo la estructura a partes más pequeñas en forma de micelas esféricas con el uso de hidrocarburos.

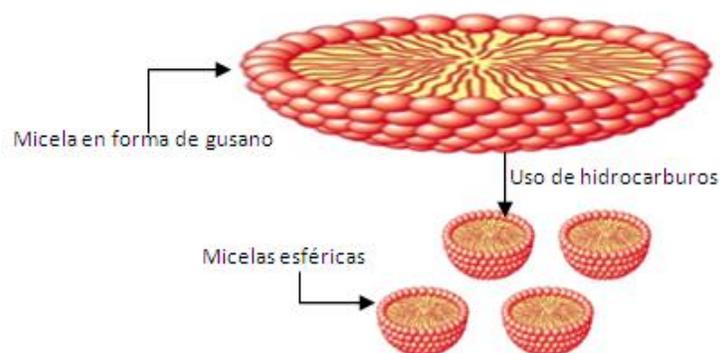


Figura 2.1 – Moléculas surfactantes asociadas a una micela en forma de gusano, con la presencia de hidrocarburos se obtienen micelas esféricas. Mediante esta alteración se controla la viscosidad del fluido.

Debido a que el gel surfactante no contiene polímeros y no se forma ningún filtro en la cara de la fractura, la pérdida del fluido se rige por la viscosidad así como por la compresibilidad del fluido del yacimiento. En consecuencia, la pérdida de fluido es similar a la de fluidos newtonianos o geles lineales y es significativamente más alta que los fluidos reticulados. Por lo tanto, el gel surfactante provee un fluido efectivo para situaciones en las cuales se tienen altas cantidades de fluido y buen transporte de apuntalante.

Espumas o emulsiones

Las espumas o emulsiones usan surfactantes para generar mezclas de dos fases viscosas y estables; emulsiones (mezclas de agua y aceite) o espumas (mezclas de N_2 /agua o CO_2 /agua). Los fluidos espumantes de nitrógeno, en particular, han tenido un éxito en el desarrollo de tratamientos de frac-pack, pero su uso ha sido limitado los equipos costa fuera. La mezcla de dos fases puede tener menor pérdida de fluidos, esto se debe principalmente a la expansión del fluido durante el desarrollo de la fractura. Las espumas o los fluidos energizados podrían ser usados para tratamientos de frac-pack en yacimientos de gas con baja presión. Un inconveniente de las

espumas de nitrógeno para la aplicación en el frac-pack es la dificultad para empaclar la fractura debido al aumento de la compresibilidad de la mezcla de espuma.

Rompedores de gel

El uso de rompedores de gel en los tratamientos de frac-pack es crucial para poder obtener la máxima permeabilidad y conductividad de la fractura. En aplicaciones en bajas permeabilidades, el uso de rompedores provee un mejoramiento en la limpieza del fluido fracturante y el filtro-barrera; en altas permeabilidades, la invasión del gel dentro de la formación crea preocupaciones adicionales:

- Los rompedores encapsulados se quedan en la cara de la fractura y permanecen en el apuntalante. Esto podría ayudar a romper el filtro-barrera y el gel en el apuntalante. Estos aditivos no ayudan a romper el gel dentro de la formación.
- El daño causado por la invasión del gel viscoso es muy serio si el gel permanece intacto en la primera etapa de producción. Este gel aumentará el tiempo de limpieza, incrementará el daño en la cara de la fractura, podría dañar la conductividad de la fractura, y posiblemente causaría una limpieza inefectiva.
- La profundidad de invasión del gel viscoso puede incrementar drásticamente el tiempo de limpieza. Produciendo el pozo a altas caídas de presión mayores a las deseadas se pueden generar esfuerzos adicionales en la formación provocando migración de finos y obturaciones del apuntalante, creando un daño a largo plazo y, posiblemente, una falla prematura en el control de arena.
- La interacción de los rompedores solubles con la mineralogía de la formación puede alterar su funcionalidad. Estudios han demostrado que muchas de las enzimas y oxidantes reaccionan con la mineralogía de la formación.

En la mayoría aplicaciones de frac-pack en altas permeabilidades, el tiempo de bombeo es relativamente corto, y una vez que el TSO se inicia, se incrementa la pérdida de fluido de tal modo que se deshidrata el apuntalante empaclado para generar altas concentraciones de sustentante en la fractura. Por esta razón, y para contrarrestar estos problemas se usan rompedores muy agresivos. En muchos casos los rompedores están diseñados para completar el rompimiento del gel en el tiempo esperado de bombeo. En otros casos, el rompedor está diseñado para que el tiempo de rompimiento sea el doble que el tiempo de bombeo para proporcionar un factor de seguridad cuando ocurra un cierre inesperado durante el bombeo.

El programa de rompedores agresivos provee un fluido estable en las primeras etapas del tratamiento para el control de pérdida de fluido y genera la geometría de fractura deseada. Entonces, estos materiales agresivos proveen la degradación rápida del gel lo que ayuda a incrementar la pérdida de fluidos después en el trabajo, lo que permite una colocación más eficiente del apuntalante dentro de la fractura creada. La presencia de altas concentraciones de rompedor en el fluido también aumenta la limpieza ayudando a garantizar que la actividad del rompedor se mantenga en el fluido invadido.

2.1.3 Selección del fluido fracturante

Una apropiada selección del fluido fracturante requiere una revisión de los objetivos del tratamiento y de una comprensión del impacto sobre la pérdida de fluidos en su ejecución, daño en la cara de la fractura, y el daño en la conductividad para un conjunto de condiciones que se presenten en cada pozo en particular. Los puntos clave de responder son:

- ¿Cómo afectaría el daño en la cara de la fractura causado por la invasión del fluido en un post-tratamiento de productividad? ¿Qué técnicas podrían limitar o prevenir tal daño?
- ¿Los aditivos para el control de pérdida de fluido causarían problemas con las herramientas de fondo? A menudo, los aditivos sólidos generan una capa en el cedazo de fondo. Otro problema asociado con los aditivos sólidos es el daño que se crea en la punta de la fractura conforme esta se propaga, este problema se asocia con formaciones poco consolidadas que presentan una dilatación conforme se crea la fractura. Este tipo de daño no es fácil de remediar una vez que la fractura ha sido creada.
- ¿Cuáles otros factores pueden afectar la selección del fluido? ¿la permeabilidad del yacimiento? ¿la calidad del yacimiento (arenas uniformes, arenas laminadas, o capas de arena y arcillas)? ¿la longitud del intervalo y la geometría de la fractura deseada? ¿la proximidad con los contactos de agua o gas?
- ¿La reducción de pérdida de fluido ocasionara un crecimiento no deseado de la fractura?

Se debe recordar que las condiciones son distintas para cada pozo, por lo cual se deben tomar en cuenta consideraciones individuales para la selección adecuada. En muchas aplicaciones donde existen intervalos productores de espesores grandes y laminados, el gel de borato reticulado es muy eficiente, mientras que en zonas productoras pequeñas y uniformes, con contactos de agua cercanos, el gel lineal o surfactante es muy eficiente y atractivo para realizar la operación. Debido a que la selección del fluido afecta la geometría de la fractura, el modelado de la fractura ayudaría a determinar el fluido requerido para lograr el resultado deseado para condiciones específicas.

2.1.3.1 Importancia de la pérdida de fluido en la selección adecuada

Las pruebas de laboratorio indican que en rocas de alta permeabilidad, la selección del fluido apropiado es la parte principal para poder optimizar el control de pérdida para el diseño de un tratamiento en específico. Usando aditivos para pérdida de fluido se puede mejorar la fuga de estos hacia la formación; estos aditivos también pueden causar daño a la conductividad en la cara de la fractura y su uso se debe evitar siempre que sea posible.

Se ha observado que para temperaturas de 180°F y 240 °F usando geles reticulados para el control de pérdida de fluidos, los sistemas de borato son más eficientes que otros (como fluidos con titanio y el zirconio). Esto da como resultado la reducción de la pérdida del fluido con el incremento de la viscosidad. Los polímeros de HEC y surfactantes no son muy eficientes a temperaturas de 240°F debido a su baja estabilidad a estas condiciones. La formación del filtro barrera siempre se obtiene para los sistemas reticulados bajo estas condiciones.

Los fluidos en frac-pack requieren de un buen manejo en el control de pérdida para mantener y poder aumentar la presión diferencial, esto con la finalidad de lograr dos objetivos:

1. La más importante, es deshidratar la lechada (fluido con apuntalante).
2. Incrementar la apertura de la fractura para colocar altas concentraciones de apuntalante.

El daño a la formación es un punto que también se evalúa, pero la importancia del daño en la cara de la fractura se reduce significativamente debido al incremento del área superficial de la formación productiva que está expuesta a la fractura creada. Existe la posibilidad de una invasión profunda de fluidos a lo largo de la cara de la fractura, lo cual podría tener un impacto negativo en la productividad. El daño a la conductividad de la fractura también puede reducir significativamente la efectividad del tratamiento de frac-pack. Por lo tanto la evaluación de los fluidos de frac-pack requiere un estudio del comportamiento de la pérdida, características del daño a la formación, y el deterioro de la conductividad de la fractura.

Un factor importante para el control de la pérdida de fluidos es la viscosidad. Este factor, más a menudo que cualquier otro, determina la importancia de utilizar un sistema de fluidos reticulados para reducir los requerimientos de volumen. La mayoría de los tratamientos de frac-pack se instalan en formaciones donde la recuperación del fluido no es importante. Hay muy pocas posibilidades de que el fluido fracturante retorne durante el inicio de la producción. Los geles no-reticulados han sido utilizados exitosamente en tratamientos de frac-pack y han podido ser aplicados en muchos yacimientos y/o en casos en los que se requiera tener un mayor control en el crecimiento de la geometría de la fractura. Los geles de borato reticulado, han demostrado tener éxito en los tratamientos de frac-pack debido a la creación de las dimensiones de fractura deseadas en yacimientos de alta permeabilidad.

Algunos de los factores que controlan las principales pérdidas de fluido son la viscosidad del fluido y su compresibilidad, diferencial de presión, la permeabilidad de la formación, la temperatura y la reología del fluido.

2.1.3.2 Importancia del daño en la cara de la fractura y en la conductividad para la selección del fluido

La disminución de la conductividad y el daño en la cara de la fractura no solo afectan a la producción, también tienen un impacto en la limpieza durante la primera etapa de producción. Existen dos cuestiones que se deben tener en cuenta respecto a los fluidos de frac-pack y la evaluación del efecto de daño. Primero, cuanto mayor es la permeabilidad, es menos probable que el fluido fracturante sea recuperado. La segunda cuestión se documentó por Stewart, quien demostró que para la mayoría de los campos con terminaciones de frac-pack el efecto daño ha ido decreciendo con el tiempo, esto se observó mediante una evaluación periódica. Estos estudios han demostrado que los fluidos fracturantes se degradan, y los segmentos de la fractura de igual manera se limpian con el paso del tiempo.

Sin embargo, los datos de profundidad de la invasión y las modificaciones en la permeabilidad para los fluidos más comunes del frac-pack indican que el daño en la cara de la fractura raramente es un problema significativo en la selección del fluido. Solo los fluidos reticulados órgano-metálicos causan un daño en la cara de la fractura mayor al 90%, a pesar que la profundidad del daño sea menor a 20 centímetros. Adicionalmente, el daño en la conductividad de la fractura es mucho menos importante si el objetivo del frac-pack es el de remover el efecto de daño cerca del pozo. El daño en la cara de la fractura raramente es un factor significativo en la selección del fluido fracturante, mientras que el daño en la conductividad de la fractura es significativo solo si se afecta el coeficiente de conductividad adimensional, C_{fD} .

2.1.3.3 Importancia de la temperatura en la selección del fluido

La temperatura juega un papel muy importante sobre el comportamiento de los fluidos fracturantes, esto se debe tomar en cuenta dependiendo de las características del tratamiento. La temperatura de inyección se controla por el gasto de inyección y con el uso de perfiles de temperatura. En pozos en aguas profundas, estos perfiles incluyen las caídas de temperatura cerca del fondo marino por debajo de 30 °F. Esta temperatura tiene un profundo efecto en los fluidos. El tiempo de exposición y la composición del fluido causan la cristalización o salinización, y algunas temperaturas de cristalización pueden potencialmente eliminar los componentes que son fundamentales para el funcionamiento del fluido. Además, la temperatura de inyección medida en el pozo tiene un efecto significativo en la temperatura del fluido en la fractura.

La eficiencia del fluido también juega un papel importante en la temperatura a lo largo de la longitud de la fractura. Las eficiencias del fluido normalmente medidas en operaciones de frac-pack están en un rango del 5 al 30%. Cuando las eficiencias del fluido son más altas, se vuelve muy difícil lograr aplicar el método TSO. El trabajo de Sinclair sugiere que la temperatura en la fractura para fluidos de baja eficiencia está muy cerca a la temperatura de inyección. Se han realizado varios estudios en los que se demuestra que la temperatura del fluido en la fractura se asemeja más a la que se tiene en la inyección y no a la temperatura del yacimiento. Por esta razón el desarrollo del fluido debe ser evaluado a una temperatura cerca de la temperatura de inyección en lugar de la temperatura del yacimiento.

Algunos sistemas de fluidos y ciertos rompedores de gel pueden presentar algunas dificultades en el funcionamiento dentro de algunos rangos de temperatura, especialmente si se extiende el rango de temperaturas por encima de la necesaria para que los rompedores de gel realicen su trabajo. Si se ha medido la temperatura de inyección y se anticipa una baja eficiencia del fluido, esto se debe usar como un criterio para la selección del fluido. Las bajas temperaturas definitivamente tienen una influencia significativa en la selección del fluido y del rompedor, porque estas diferencias de temperatura pueden retardar el tiempo de trabajo. Los tiempos de trabajo de los sistemas de fluidos no pueden exceder el tiempo de bombeo de 30 a 45 minutos. Parte de la lógica para el diseño de un fluido dentro de estos criterios, es que el fluido debe tener buena capacidad de transporte del apuntalante y, más importante, ser lo suficientemente “delgado” (con relación a la viscosidad) para entrar y abrir la formación. Cuando el fluido viaja muy

rápidamente a la punta de la fractura y, en este punto el fluido se expone a la temperatura del yacimiento, se provoca un adelgazamiento muy rápido. Estas condiciones se necesitan cuando se quiere deshidratar al lodo.

2.1.3.4 Otros factores que afectan la selección

La selección del fluido de frac-pack también se ve afectado por el comportamiento del crecimiento de la fractura y las restricciones de entrada cerca del pozo. Una alta viscosidad y un sistema reticulado permiten un mayor crecimiento en la altura de la fractura en comparación con el mismo volumen de fluido de un sistema no-reticulado. En muchos casos de frac-pack, se desea maximizar el crecimiento de la altura de la fractura para sobrepasar al daño a lo largo del intervalo productor, mientras que en otros casos, se debe controlar el crecimiento de la fractura debido a la presencia de contactos con gas y/o agua.

Durante el diseño del tratamiento, gran parte de las pruebas del fluido giran en torno a la selección de las propiedades reológicas adecuadas. Existen distintos factores que se deben considerar, incluyendo la historia de intervenciones, comportamiento de los fluidos a diferentes temperaturas específicas, el comportamiento de corte de la fractura en las distintas etapas durante el trabajo, y el comportamiento de los rompedores de gel. La historia del corte es muy importante en pozos que son profundos y que se bombean con tasas elevadas. Se trata de un fenómeno en que la viscosidad de los fluidos se degrada cuando se exponen a excesivos y prolongados esfuerzos de corte para abrir la fractura. La mayor parte del tiempo, es la duración del corte la que tiene un mayor impacto en el comportamiento del fluido. Rivas (2008), discute este aspecto en el desarrollo de fluidos fracturantes de alta densidad para pozos que están a más de 20,000 pies de profundidad. La degradación del corte es un efecto acumulativo asociado a la tasa de bombeo y a la profundidad, esto se ha observado en pozos en aguas poco profundas de 16,000 pies de profundidad. En la mayoría de la circunstancias, la degradación de corte se recupera con el tiempo, pero dependiendo de la formulación química, la cantidad de recuperación y el tiempo requerido para la recuperación varía significativamente. Se trata de una propiedad que tendría que ser evaluada para la selección del sistema de fluidos deseado.

Existe otro problema asociado con la tasa de corte del fluido dentro de la fractura durante diferentes etapas en la inyección. Norman (1998) y Morales (2001), demostraron como influye el fluido en la apertura de la fractura. Una vez que se ha producido el TSO, se hacen cambios dramáticos en la apertura de la fractura a medida de que aumenta la presión de inyección, lo que cambia la velocidad de corte aplicada del fluido, que a su vez provoca un cambio en la viscosidad aparente. El cambio de la viscosidad tiene un efecto dramático en la presión, y finalmente en la geometría de la fractura, obteniendo resultados no deseados. La viscosidad excesiva del fluido impide la deshidratación del lodo. Este fenómeno también se traduce en el aumento anormal de la presión neta. Por estas razones, se necesita una buena comprensión del comportamiento de la reología bajo estas condiciones para obtener un diseño óptimo.

2.1.4 Resumen

No existe un fluido ideal para el frac-pack en este momento; todos los fluidos presentan algún daño, una pérdida y cierta invasión a la formación. Por lo tanto, el sistema de fluidos seleccionado debe basarse en el comportamiento de la reología a ciertas temperaturas, comportamiento de la pérdida de fluido y el comportamiento de la reología dentro de la fractura.

Desde el punto de vista de la pérdida de fluido, los fluidos no-reticulados son los menos eficientes y pueden usarse para intervalos cortos en formaciones donde el crecimiento de la altura es un limitante y la formación tiene presiones muy grandes.

Para tener un efecto adverso en la productividad del pozo, el daño provocado por la pérdida de los fluidos de frac-pack puede ser extremo. La información disponible indica que no es muy favorable usar fluidos reticulados órgano-metálicos para condiciones en las cuales se pueda tener una pérdida del fluido considerable debido a que este tipo de sistema crea obturaciones internas que pueden dañar extremadamente a la formación. Garantizar que el fluido de frac-pack es compatible con los fluidos del yacimiento evitará el desarrollo de emulsiones y problemas de precipitación que también pueden causar un daño severo.

El uso de rompedores de gel agresivos ayuda a minimizar el daño a la formación y mejora la limpieza de los fluidos de frac-pack.

Los sistemas de fluidos reticulados normalmente se usan cuando se requiere maximizar la altura de la fractura o si el pozo está desviado, largas exposiciones, e intervalos que deben conectarse efectivamente con el pozo y las fracturas creadas.

Los sistemas lineales gelificados o fluidos surfactantes normalmente se usan en situaciones en las cuales se debe tener un mayor control sobre el crecimiento de la altura de la fractura (Intervalos productivos pequeños y/o contactos con fluidos cercanos como gas y agua).

La tabla 2.1 se puede usar para evaluar los sistemas de fluidos para diferentes aplicaciones. No es una guía de selección de fluidos, pero proporciona un medio para identificar los fluidos candidatos más apropiados. La decisión final, sin embargo, debe ser validada por un diseño más riguroso, incluyendo el modelado de la fractura para determinar el fluido apropiado.

<u>Condiciones del yacimiento</u>	<u>Fluido adecuado</u>	<u>Fluido no adecuado</u>
<u>Longitud del intervalo productor</u>		
<50 pies	Gel lineal Gel surfactante Gel lineal	Borato reticulado
50 a 100 pies	Gel surfactante Borato reticulado	
>100 pies	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
<u>Permeabilidad del yacimiento y tipo de fluido</u>		
Gas, < 50 md	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Gas, > 50 md	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Aceite, < 500 md	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Aceite, > 500 md	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Aceite pesado, > 500 md	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
<u>Calidad del yacimiento</u>		
Arena uniforme	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Intervalos laminados	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Capas intercaladas con arcillas	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
<u>Contactos cercanos de agua o gas</u>		
< 50 pies	Gel lineal Gel surfactante	Borato reticulado
> 50 pies	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
<u>Gradiente de presión del yacimiento</u>		
< 0.4 psi/pie	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
> 0.4 psi/pie	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Tabla 2.1 Tabla de referencia para la selección de fluidos fracturantes		

2.2 Agente sustentante (apuntalante)

El agente sustentante o apuntalante es un material sólido el cual es transportado por el fluido fracturante para ser colocado dentro de la fractura creada.

El agente sustentante o apuntalante que se bombea durante un tratamiento de frac-pack es una parte integral y vital del sistema de fractura debido a que proporciona la conexión hidráulica entre el yacimiento y el pozo. El flujo dentro de la fractura apuntalada pasa a través de una sección transversal relativamente pequeña. Por lo tanto, se debe tener mucha atención en el diseño de esta vía de flujo para optimizar la producción y recuperación de hidrocarburos y de igual manera proporcionar el control de arena necesario.

Normalmente, el ingeniero tiene que resolver dos dudas: ¿Qué tipo de apuntalante se requiere? Y ¿Qué cantidad de apuntalante se necesita? Se debe analizar el tamaño óptimo de la fractura (la extensión lateral y vertical), pero su enfoque principal es la conductividad efectiva de la fractura y las características de los diferentes tipos de apuntalante.

2.2.1 Apuntalantes utilizados en el fracturamiento hidráulico

Existe una amplia gama de materiales sustentantes disponibles para fracturamiento hidráulico. Estos materiales se categorizan ya sea como arena de sílice natural o apuntalantes fabricados de cerámica llamados apuntalantes de cerámica ligera (LWC por sus siglas en inglés lightweight ceramic). Los apuntalantes LWC tienen una densidad similar a la arena de sílice, pero son diseñados con una mayor esfericidad, redondez, y dureza para maximizar la conductividad efectiva de la fractura.

En 1940 los primeros tratamientos de fractura en la industria no usaban apuntalante. Uno de los primeros apuntalantes utilizados fue arena dragada del río de Arkansas en 1950. Más tarde, se hizo evidente para los ingenieros que la productividad puede ser mejorada mediante el uso de ciertos apuntalantes, lo que los llevo a usar arena mono-cristalina de la formación de San Pedro en Ottawa Illinois. Conocida como arena blanca de Ottawa, esta arena se compone de cristales de cuarzo que son más resistentes en comparación con otras arenas. En 1950 aumento la demanda de suministros de apuntalante debido al incremento de operaciones de fracturamiento. En 1958, se abrieron minas de arena café abiertas en la formación de arenas Hickory cerca de Brady, Texas. Estas arenas son poli-cristalinas, donde la existencia de planos de corte de cada grano reduce las propiedades de resistencia. Las arenas blancas y cafés del norte de Texas siguen siendo las principales fuentes de arena del frac-pack y el gravel-pack en la industria, junto con las arenas de formaciones como Jordan, Ironton y Galesville en Wisconsin, Minnesota.

La tecnología en los fluidos de fracturamiento todavía se encontraba en su infancia en la década de los sesentas. La preocupación principal era entonces la capacidad del fluido para el transporte de apuntalante dentro de la fractura. Las concentraciones de apuntalante se mantenían bajas y estaban limitadas a menos de $0.5 \text{ (lb}_m/\text{pie}^2)$ de material en la fractura. Se usaron materiales más ligeros y deformables como bolas de vidrio o plástico e incluso cascaras de nuez.

Uno de los problemas que se tuvo que enfrentar fue la explotación de yacimientos de gas profundos que requerían de un fracturamiento hidráulico. Se diseñaron apuntalantes de cerámica, de bauxita y de silicatos de aluminio. Los apuntalantes de bauxita fueron comercialmente producidos en 1979 y fueron utilizados únicamente para pozos de gas profundos. De igual forma se crearon apuntalantes llamados de resistencia intermedia (ISP por sus siglas en inglés de intermediate-strength proppant) los cuales junto con los de bauxita se utilizaban para pozos de gas con profundidades mayores a 10,000 pies.

Los problemas que presentaban los granos de cuarzo dieron lugar al desarrollo de un producto base arena: apuntalantes cubiertos de resina. Los apuntalantes cubiertos de resina (RCS por sus siglas en inglés resin-coated sand), son granos de arena encapsulados por una capa fenólica de resina. Este tipo de apuntalante fue usado en donde se requería obtener una mayor permeabilidad. La resina aumenta la esfericidad y la resistencia al aplastamiento. Estos materiales se usaron en fracturas de poca profundidad, formaciones con bajas tasas de producción y solo ocasionalmente se usan en tratamientos de frac-pack.

Los primeros apuntalantes LWC se utilizaron desde 1985, pero no son tan resistentes como los sustentantes de bauxita o los ISP, pero comparados con la arena tienen la misma densidad, pero con una mayor esfericidad y resistencia. El apuntalante LWC se usó por primera vez en una formación de alta permeabilidad a mediados de los 80's en Alaska. En los años 90's su aplicación creció en formaciones de alta permeabilidad y con baja consolidación. El apuntalante LWC es el material más usado en tratamientos de frac-pack.

2.2.2 Conductividad de la fractura

Después de completar el trabajo de fracturamiento, el único componente que queda en la fractura es el apuntalante. El apuntalante proporciona una trayectoria conductora que aumenta la capacidad de flujo y proporciona un beneficio económico cuando el pozo se pone a producir. El producto entre la permeabilidad del apuntalante y el ancho de la fractura (k_{fw} , *md-pie*) se utiliza para definir la conductividad de la fractura, que es un parámetro clave en el diseño. Debido a un análisis dimensional en que la permeabilidad es L^2 y la dimensión del ancho de fractura es L , la conductividad de la fractura se puede considerar como la capacidad volumétrica de la fractura para transmitir fluidos del yacimiento al pozo.

En el laboratorio, el American Petroleum Institute (API) ha definido las pruebas y procedimientos para medir la permeabilidad del apuntalante y una conductividad de fractura de referencia, en la cual se mide la fricción del fluido viscoso sobre el apuntalante. En el diseño de un tratamiento de fracturamiento, se debe de buscar la conductividad más eficaz, tomando en cuenta la caída de presión total que se produce en la fractura durante la producción. Esto incluyendo los efectos de la fricción sobre el apuntalante, efectos de la velocidad del flujo dentro de la fractura empacada, etc.

2.2.3 Forma

La redondez y esfericidad son propiedades importantes debido a que estos factores afectan la porosidad y el empacamiento del sustentante. La redondez del grano es una medida de la suavidad de las esquinas del grano, y la esfericidad de la partícula es una medida de que tanto se acerca la forma de una esfera. Después de que se aplica un esfuerzo y los granos comienzan a rotar, un empacamiento de granos con mayor redondez y esfericidad proporciona una mejora en la porosidad y en la permeabilidad comparada con agente sustentante sin estas características. También, en altos esfuerzos de cierre, las partículas más redondas hacen que el esfuerzo se reparta de manera más uniforme y se tenga un menor trituramiento.

El agente sustentante debe ser lo más redondo y esférico posible. Esta propiedad se mide a través de los factores de redondez y esfericidad, cuyos valores se asignan en las normas API, basándose en la comparación estadística de las partículas de sustentante con la gráfica propuesta por Krumbein. Los fabricantes de apuntalantes se refieren al factor de forma de Krumbein de redondez y esfericidad (figura 2.2). Por ejemplo, los apuntalantes LWC tienen una redondez y esfericidad de 9.0, mientras que un agente sustentante de arena normalmente tiene un valor de 0.7.

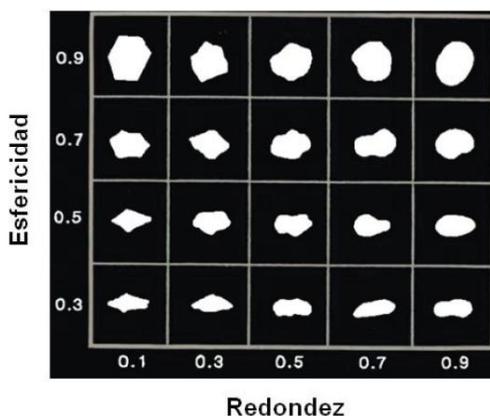


Figura 2.2 - Gráfica de Krumbein para obtener los valores de redondez y esfericidad del apuntalante.

2.2.4 Tamaño

El tamaño de la partícula tiene un impacto considerable en la permeabilidad del apuntalante. La siguiente figura muestra gráficas de conductividad para una variedad de tamaños de partículas de CarboLite y un apuntalante LWC de uso común. Normalmente un tamaño más grande de apuntalante proporciona una mayor permeabilidad pero solo cuando se tienen bajos esfuerzos de cierre. A medida de que el esfuerzo de cierre aumenta, el efecto del tamaño de la partícula en la conductividad se reduce debido al incremento del trituramiento de las partículas. En última instancia, como se observa en la figura, por encima de los 10,000 (psia), las partículas más pequeñas, como el apuntalante de tamaño 20/40 conservan una conductividad mayor que la que se observa en apuntalantes de tamaño 16/20 ó 12/18.

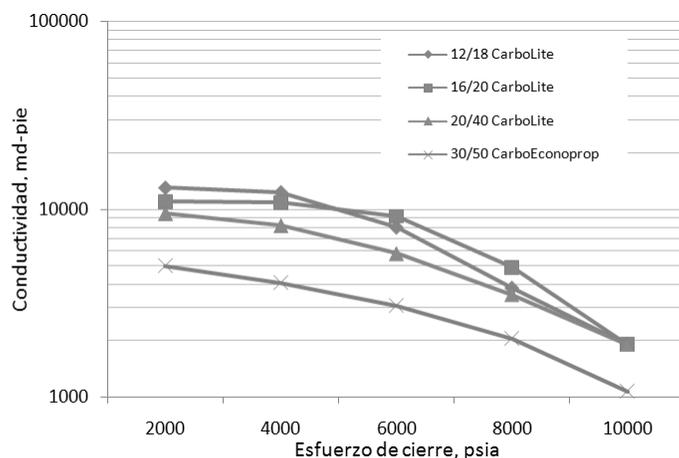


Figura 2.3 – Gráfica de comparación de conductividad para distintos tamaños de apuntalantes CarboLite.

Aunque un tamaño grande de apuntalante puede ofrecer una mayor conductividad, también requiere de una fractura más amplia para poder ser transportados eficientemente sin tener una condición denominada “bridge-out” o “puente” durante el tratamiento. Una condición bridge-out o puente se produce cuando la limitación del ancho de fractura impide que el apuntalante pueda ser transportado dentro de la fractura. Esto ocurre frecuentemente cuando el tamaño de las partículas es más grande que la mitad del ancho de la fractura creada. Los problemas asociados con la restricción del ancho de la fractura son de menor importancia para la optimización de los tratamientos de frac-pack debido a que mediante el uso de la técnica del TSO en el diseño a una mayor presión neta se crean fracturas más anchas que las creadas en un tratamiento tradicional de fracturamiento.

2.2.5 Densidad

Se necesita que el agente sustentante tenga una densidad adecuada para poder ser transportado por el fluido a través de la fractura evitando su asentamiento prematuro. La porosidad permitirá optimizar la permeabilidad del canal conductivo creado. Algunos valores se muestran en la siguiente tabla:

SUSTENTANTE	MALLA	TAMANO (PG)	DENSIDAD (Lb/pie3)	POROSIDAD
Arena Blanca	12/20	0.0496	165	0.38
	16/30	0.0350	165	0.39
	20/40	0.0248	165	0.40
Arena café de Texas	12/20	0.0496	165	0.39
	16/30	0.0350	165	0.40
	20/40	0.0248	165	0.42
Arena resinada precurada	12/20	0.0496	160	0.43
	16/30	0.0350	160	0.43
	20/40	0.0248	160	0.41
Arena Cerámica	12/20	0.0496	160	0.38
	16/30	0.0350	160	0.37
	20/40	0.0248	160	0.37
Bauxita	12/20	0.0496	198	0.42
	20/40	0.0248	202	0.42
	20/40	0.0248	170	0.40
	16/20	0.0400	231	0.43
Oxido de Zirconio	20/40	0.0248	231	0.42
	40/70	0.0124	231	0.42
	20/40	0.0248	197	0.42

Tabla 2.2 – Tamaño, densidad y porosidad de apuntalantes comunes

Además de ser más caros, los agentes de sostén más fuertes también son los más densos. La siguiente tabla muestra los valores de la densidad específica (ASG) y la densidad bulk (aparente) de los apuntalantes estándar. La densidad bulk, *DB*, describe la masa de apuntalante que ocupa una unidad de volumen, incluyendo los espacios vacíos entre el apuntalante. La ASG representa la densidad aparente de un solo grano, y a pesar de que incluye cualquier porosidad interna de la partícula de apuntalante, no incluye la porosidad entre los granos. Generalmente, la ASG se utiliza para estimar el tiempo de asentamiento del sustentante, mientras que la densidad bulk se utiliza para estimar los volúmenes de transporte y el volumen real obtenido de la fractura. Ambas propiedades se miden si tomar en cuenta el esfuerzo de cierre, por lo que la densidad bulk (aparente) se incrementará sustancialmente si la aglomeración y el aplastamiento del material reducen la porosidad.

Tipo	ASG (g/cm ³)	DB (lb _m /pie ³)	DB (g/cm ³)
Arena	2.65	100	1.60
LWC	2.72	101	1.62
ISP	3.27	115	1.84
Bauxita	3.56	128	2.05

Tabla 2.3 – Comparación de densidades de apuntalantes comunes

A pesar de que el apuntalante se compra en masa, su beneficio se basa en su volumen. Obviamente una fractura que contiene 100,000 (lb_m) de arena va a ocupar más volumen que una fractura que contenga 100,000 (lb_m) de bauxita. Para los diseños de TSO, la fractura puede ser llena para conservar su ancho, independientemente del sustentante elegido. Sin embargo, en todos los tratamientos la densidad del material afectará significativamente el ancho de la fractura creada. Para una concentración dada de apuntalante dentro de la fractura, un sustentante más denso aportará una disminución proporcional en el ancho de la fractura apuntalada.

2.2.6 Resistencia

El apuntalante debe ser lo suficientemente fuerte para evitar que la fractura se colapse, ya que este sería aplastado y la permeabilidad del canal conductivo se reduciría enormemente. Los tratamientos de fracturamiento en formaciones con grandes profundidades requieren que el apuntalante usado sea muy resistente. La bauxita sinterizada, el primer apuntalante de cerámica, se puede utilizar en pozos muy profundos, ya que contiene corindón, uno de los materiales más resistentes conocidos. Otra de las ventajas de los agentes de sostén de cerámica es que cuando fallan, no se rompen de la misma manera que los apuntalantes de arena, si no que se rompen en pequeños fragmentos aún capaces de proporcionar una conductividad significativa. La siguiente figura compara los principales tipos de sustentantes tamaño 20/40: arena, RCS, LWC y apuntalantes de cerámica muy pesados.

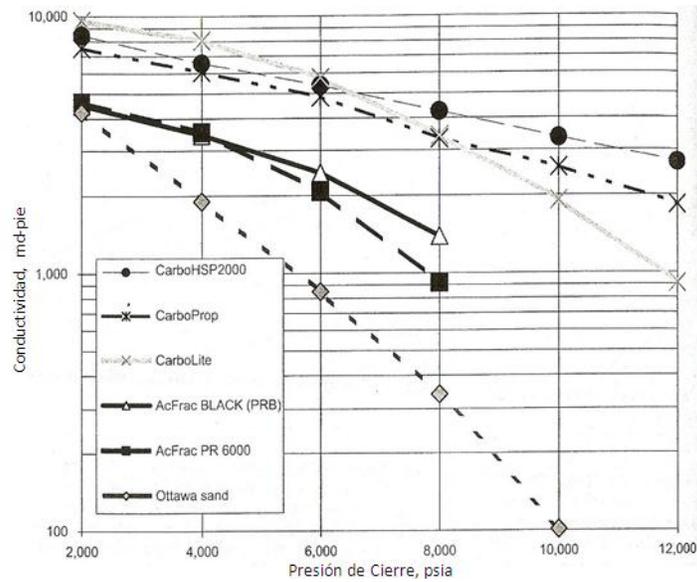


Figura 2.4 - Comportamiento de la conductividad en función de la resistencia del sustentante. Los apuntalantes con una mayor resistencia proveen una conductividad más alta.

2.2.7 Esfuerzos

Los datos de conductividad del apuntalante son comúnmente presentados en función del esfuerzo aplicado sobre el apuntalante. La siguiente figura muestra una típica presentación de los datos de conductividad para tres tipos de apuntalante (tamaño de malla 20/40) usados en tratamientos de frac-pack. La gráfica proporciona datos sobre la conductividad de la fractura de referencia para un tipo y tamaño determinado de apuntalante, a determinadas condiciones de esfuerzo del yacimiento y por una concentración particular de apuntalante en la fractura.

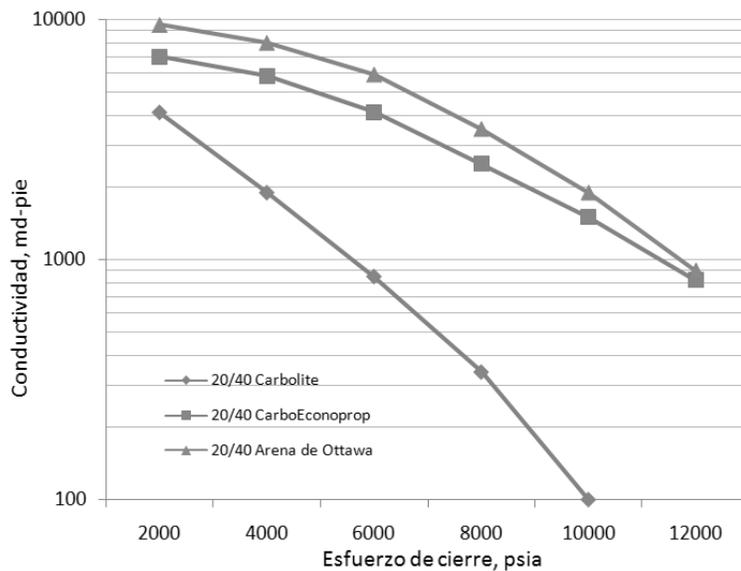


Figura 2.5 – Comparación de conductividad para distintos materiales a una concentración de 2 (lb_m/pie²)

La mayoría de los ingenieros dedicados al diseño de la estimulación están familiarizados con el esfuerzo al cierre de la fractura, o el gradiente de fractura, como se le conoce cuando el esfuerzo de cierre está dividido por la profundidad vertical verdadera. Esto se define como la presión a la cual la roca ha sido fracturada y está lista para aceptar el fluido, o la presión a la cual se abre la fractura y se cerrará sobre sí misma. Esto no es lo mismo que el esfuerzo efectivo en el apuntalante en la fractura, que debe tener en cuenta tanto el esfuerzo adicional para mantener abierta la fractura y la presión del fluido dentro de la fractura. La presión del fluido fracturante debe ser calculada para las diferentes condiciones a lo largo de la vida del pozo para determinar la conductividad de la fractura que se realizará bajo la condición de máxima de esfuerzo.

2.2.7.1 Cierre de fractura

Mientras que la fractura se está creando, la presión adicional del fluido dentro de la fractura se llama presión neta (Δp_n). Esta presión, por arriba y más allá del esfuerzo de cierre, es la responsable de la creación del ancho de la fractura. Una vez que entra el fluido a la formación y se detiene el bombeo, la fractura comienza a cerrarse sobre el apuntalante. En este punto, el esfuerzo adicional asociado con el ancho de la fractura pasa a formar parte del esfuerzo total aplicado en el sustentante empacado (σ_{pt}). Por lo tanto, en el momento de cierre de la fractura, el esfuerzo total en el apuntalante es la suma del esfuerzo de cierre de la fractura y la presión neta asociada con el ancho de apuntalante empacado, o:

$$\sigma_{pt} = g_f D + \Delta p_p \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde g_f es el gradiente de fractura en psia/pie; D profundidad vertical verdadera en pies; y Δp_p es la presión neta en la fractura cuando esta se cierra sobre el apuntalante.

El esfuerzo efectivo sobre el apuntalante (σ_{pe}), es el esfuerzo total del apuntalante menos la presión del fluido ejercida en el sustentante empacado. Para condiciones estáticas, antes de poner el pozo a producción y la presión de fluido dentro de la fractura se ha reducido a la presión del yacimiento,

$$\sigma_{pe} = g_f D + \Delta p_p - p_{iy} \dots \dots \dots (2.2)$$

Donde p_{iy} es la presión inicial de yacimiento (psia).

2.2.7.2 Producción inicial

Una vez que la producción ha comenzado, se inicia una presión transitoria dentro de la fractura, mientras se crea una reducción de presión en la formación. Durante la producción, la caída en la presión del fluido se aproxima a la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) y se crean condiciones en el esfuerzo efectivo sobre el apuntalante en la desembocadura de la fractura como:

$$\sigma_{pe} = g_f D + \Delta p_p + p_{wf} \dots \dots \dots (3.3)$$

2.2.7.3 Agotamiento del yacimiento

Como el yacimiento tiende a agotarse, el esfuerzo total actuando sobre el apuntalante se reduce y el esfuerzo efectivo sobre el sustentante se puede calcular mediante:

$$\sigma_{pe} = g_f D + \Delta p_p - \alpha(p_{ri} - p_{rd}) - p_{wf} \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde $\alpha \approx 0.7$ y se conoce como la constante poro-elástica de Biot y p_{rd} es la presión de agotamiento del yacimiento.

2.2.8 Concentración

La concentración de apuntalante se refiere a la masa de apuntalante por unidad de superficie de fractura que se coloca en el tratamiento, por lo general se expresa en lb_m/ft^2 . En la mayoría de las pruebas de laboratorio, en las muestras de núcleo de areniscas duras se utiliza una concentración de 2 (lb_m/ft^2). Algunas pruebas de laboratorio han demostrado que para una concentración de 0.5 (lb_m/ft^2) de apuntalante se puede llegar a perder el empotramiento en la cara de la fractura en formaciones moderadamente duras. En formaciones suaves, esta pérdida puede ser mucho mayor.

La siguiente figura muestra el impacto de la concentración de apuntalante en la conductividad de la fractura en las pruebas de rocas duras. Cuanto mayor sea la concentración, mayor será la conductividad de fractura. Aunque la mayoría de las pruebas de laboratorio se ejecutan para concentraciones menores de 4 (lb_m/ft^2), la conductividad de la fractura es de importancia primordial en tratamientos de frac-pack, y los tratamientos a menudo se diseñan para colocar concentraciones de apuntalante de 6 a 12 (lb_m/ft^2).

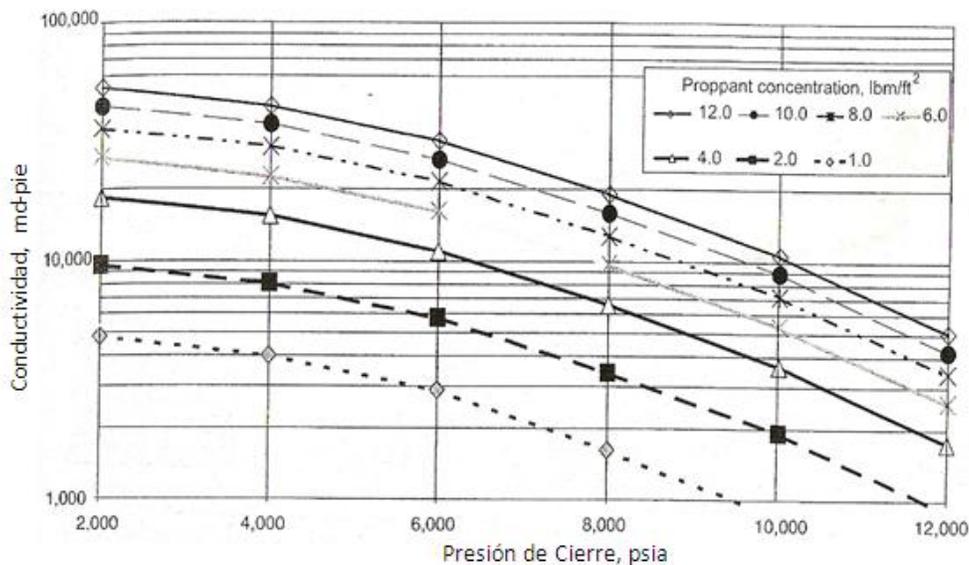


Figura 2.6 - Comportamiento de la conductividad para distintas concentraciones de apuntalante CarboLite, a mayor concentración se tiene una conductividad mayor.

2.2.9 Flujo de retorno

El retorno significativo del apuntalante puede ser altamente perjudicial debido a que la fractura podría cerrarse y actuar como un estrangulador de producción. El RCS se introdujo en 1975 como una forma de bloquear al apuntalante en la fractura hidráulica. Este tipo de agente sostén junto con la temperatura de la formación crean un enlace entre la arena y las partículas de cerámica. La aplicación para terminaciones con frac-pack está un poco limitada debido a que el empacamiento anular evita la necesidad de la cohesión entre grano y grano. Sin embargo, los apuntalantes RCS han sido usados en tratamientos de frac-pack sin cedazo, y en formaciones con una débil consolidación. Una serie de aditivos también están disponibles para evitar el flujo de retorno, incluyendo agentes de modificación de superficie, fibras y sustentantes deformables, pero hasta el momento ninguno de estos ha sido usado ampliamente en terminaciones con frac-pack.

2.2.10 Pasos para la selección del apuntalante

La selección del apuntalante es una parte integral del diseño de frac-pack. El potencial de producción, control de arena y la disponibilidad del apuntalante son las tres consideraciones clave dentro del proceso de diseño.

2.2.10.1 Potencial de producción

La evaluación del apuntalante comenzaría con la identificación del potencial de producción para los diferentes tipos y tamaños de apuntalante que se llevan a cabo como parte del proceso del diseño de estimulación. Por lo general, los apuntalantes de gran tamaño (16/20 o 12/18) proveen grandes beneficios de producción. En esta etapa del proceso de selección el ingeniero debe comparar los beneficios de los apuntalantes de gran tamaño o de menor tamaño los cuales se usarían de ser necesarios por los requerimientos de un control de arena.

Existen muchos reportes de éxito de apuntalantes de cerámica con cubierta de resina en terminaciones sin cedazo donde la producción en formaciones de arena previamente ha tenido problemas. En algunos casos el flujo de retorno del apuntalante es alto y se requiere una consolidación con resina, cedazos u otros aditivos para controlar este fenómeno. Con el uso de apuntalantes más angulares se crea un bloqueo en el empacamiento, el cual es más resistente al flujo de retorno. Sin embargo, esto causa una pérdida de la conductividad efectiva que puede dar pauta a una reducción en la productividad, o bien, incrementando potencialmente el movimiento de finos en la formación. El estudio para seleccionar el tipo de apuntalante debe llevar una evaluación de las condiciones de producción sobre la vida del pozo incluyen cambios en la presión del yacimiento y del fondo de pozo que ocurren debido a los procesos del yacimiento o la actividad en los trabajos de pozo.

2.2.10.2 Control de arena de la formación

Una solución ideal para el control de arena de la formación puede ser el aumento de la longitud de la fractura hasta que las velocidades de la matriz sean lo suficientemente bajas para prevenir el

movimiento de finos de la formación; sin embargo, la energía requerida para liberar estos finos y la longitud de fractura correspondiente siguen siendo una ciencia imprecisa. En casos en donde la migración de finos no puede ser eliminada, el tamaño máximo de la grava debe determinarse usando el tamaño de los finos que migran y un apropiado control de arena. Esto provee una cota para el rango más bajo del tamaño de apuntalante para ser seleccionados.

Se debe tener en cuenta que la velocidad del fluido dentro de la formación se reduce mediante el diseño de frac-pack debido a que el área a la que está expuesto el flujo es mayor. A consecuencia, la fuerza de arrastre se reduce significativamente, con una disminución consecuente en la producción de arena.

2.2.10.3 Disponibilidad del apuntalante

Además de examinar que tipo y tamaño de apuntalante hay disponibles, el ingeniero que selecciona el sustentante para el frac-pack debe estar bien informado sobre qué productos se están utilizando y que se puedan manejar logísticamente. En ambientes costa afuera en donde se usan barcos para fracturar, por ejemplo, el espacio disponible está limitado, tanto en términos de volumen total y el almacenamiento de diferentes tipos de apuntalante.

CAPITULO 3

**REQUERIMIENTOS DE DISPAROS Y ANALISIS DE
PERDIDA DE FLUIDO EN TRATAMIENTOS DE
FRAC-PACK**

CAPITULO 3

REQUERIMIENTOS DE DISPAROS Y ANALISIS DE PERDIDA DE FLUIDO EN TRATAMIENTOS DE FRAC-PACK

3.1 Requerimiento de disparos en terminaciones con frac-pack

En el caso de las terminaciones con pozo ademado, los disparos conectan al pozo con el yacimiento, es decir, los disparos son el conducto del fluido entre la fractura y el pozo. A continuación se comentan las recomendaciones para elegir los mejores parámetros del diseño de disparos tales como la fase y densidad del disparo, tipo de carga, orientación de las pistolas y la longitud del intervalo disparado.

El objetivo del diseño de los disparos en frac-pack es el de elegir los parámetros y procesos que minimicen las caídas de presión cerca del pozo durante el fracturamiento y la producción. Los disparos también deben permitir la colocación de una barrera de grava efectiva entre el yacimiento y el pozo. Las restricciones de flujo causadas por el desalineamiento de las pistolas y la tortuosidad de la fractura del fracturamiento clásico en rocas duras, no son relevantes en el caso de un tratamiento de frac-pack en formaciones suaves. Estos efectos no se toman en cuenta debido a que la roca débil del yacimiento es erosionada durante la operación de bombeo. Durante la producción, se debe considerar:

- El daño a la permeabilidad de la grava empacada y del canal de disparo
- El daño a la permeabilidad de la grava dentro del túnel (agujero que se crea en la tubería y el espacio anular cementado que conecta a la formación con el pozo)
- La conectividad del flujo entre la fractura y los disparos
- El empaque de grava de los disparos que no esté conectado directamente con la fractura

Los granos de arena residual en el canal de disparo es otro parámetro que puede afectar los sistemas de disparo y su proceso. El canal de disparo es el agujero perforado en la roca, y el túnel es el pasadizo a través de la tubería cementada. La existencia del canal del disparo depende de la resistencia de la formación y de los esfuerzos de la roca. Estos mismos factores, más el disparo bajo balance y la reducción de la producción, determinará si el canal se mantiene intacto o no. El bajo balance es la diferencia de presión que se crea durante el proceso de disparo entre el pozo y la formación.

3.1.1 Canal de disparo

Como se mencionó anteriormente, el canal es la perforación que se obtiene en la formación como resultado de un disparo. Comprender la naturaleza de los disparos dentro del yacimiento es fundamental para comprender la física de la colocación de la grava, su reducción de permeabilidad, el flujo de la terminación de frac-pack y la formulación de los modelos de daño por disparo. Actualmente se realizan experimentos de laboratorio bajo condiciones simuladas de

fondo de pozo en núcleos sólidos, débilmente consolidados y sin consolidar, para determinar la naturaleza de los disparos y formular modelos apoyados con datos de campo para desarrollar mejores prácticas de disparo para las terminaciones de frac-pack.

3.1.1.1 Arenas no consolidadas

Los datos de experimentos en núcleos no consolidados (saturados de aceite a cierta saturación residual de salmuera) muestran que no existe un canal de disparo uniforme (Wong 1997 y Walton 2001). En este caso, el mínimo esfuerzo es suficiente para superar la resistencia de la roca. Aplicando un disparo con una condición de bajo-balance (esta condición se da cuando la presión en el pozo es menor que la presión del yacimiento), se crea una región hemisférica con un incremento de porosidad, causada por la producción local de arena. La producción masiva de arena también ocurre durante los disparos si la tasa de flujo generada por el disparo bajo-balance es muy alta durante la producción. El inicio de la producción diaria de agua también puede provocar una producción masiva de arena, debido a que el agua destruye la tensión superficial intergranular, la cual es el único recurso de cohesión en estas arenas.

A pesar de que no se obtiene el canal de disparo en los núcleos no consolidados, el proceso de disparo crea una reducción del tamaño del grano de la formación original. Estos granos de arena crean la zona dañada triturada. Si el yacimiento no consolidado se dispara con un bajo-balance o es sometido a un post-tratamiento de flujo después de los disparos, entonces estos granos de arena se eliminan (limpian). Los finos de la formación dañada y las arcillas liberadas por los disparos también podrían dañar la grava de control de arena. Estos finos pueden deteriorar la permeabilidad de la grava empacada dentro del canal del disparo o en el túnel. Algunos de los residuos de arena en el tratamiento de disparos en formaciones no consolidados se deben producir para remover los finos del canal de disparo antes del frac-pack.

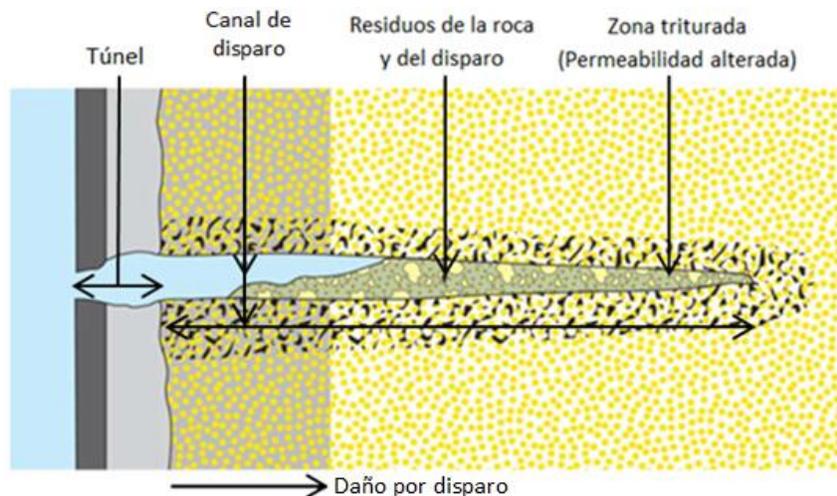


Figura 3.1 - Canal de disparo. Se observa la zona de permeabilidad alterada creada por la modificación del tamaño de granos de la roca de la formación, así como el daño generado por el disparo. Estos residuos de roca generados por el disparo se pueden eliminar llevando a cabo un disparo bajo-balance o mediante un tratamiento de limpieza al término de los disparos.

3.1.1.2 Arenas débilmente consolidadas

Dependiendo de la resistencia a la compresión de la zona no confinada (RCNC), los esfuerzos de la roca, y la litología; las arenas débilmente consolidadas pueden o no lograr un canal de disparo. El esfuerzo efectivo es usualmente suficiente para superar el esfuerzo de la roca y poder fallar a la formación. Los disparos bajo-balance crean un canal de disparo adecuado pero se debe tener cuidado debido a que si se crea una caída de presión muy grande debido a este bajo-balance, se tendrá una producción masiva de arena. Los disparos sobre-balance crean un canal con una morfología estable, pero desafortunadamente en muchas ocasiones también crea un tapón sólido e impermeable a lo largo del disparo.

La capacidad de la roca virgen para sostener el canal del disparo depende de la relación de carga de compresión y RCNC, así como del diámetro del canal. Schlumberger Cambridge Research Center ha desarrollado un modelo de la estabilidad del canal. Este modelo demuestra que la falla ocurre cuando el esfuerzo efectivo alrededor del canal del disparo supera a la RCNC. Esto depende del diámetro del canal de disparo. Los canales de menor amplitud suelen ser más fuertes que los de mayor amplitud. En su término más simple, el esfuerzo efectivo es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro. Por lo tanto, el esfuerzo efectivo incrementa en tanto la presión de poro disminuye, por ejemplo, durante el agotamiento del yacimiento o durante el proceso de disparo bajo-balance. Durante los disparos, la presión del pozo sufre una variación en décimas de segundo inmediatamente después de que las pistolas se disparan. Esta variación de presión es transmitida a los fluidos en los poros inmediatamente alrededor del disparo, ocasionando una disminución en la presión de poro local, y por lo tanto generar un esfuerzo efectivo capaz de crear el canal de disparo. La variación de presión del pozo también puede generar un aumento de flujo si la presión del pozo cae por debajo de la presión del yacimiento (bajo-balance). Adicionalmente la distancia entre los disparos adyacentes, y la naturaleza del fluido en el espacio poroso, afecta la estabilidad del canal del disparo.

3.1.2 Consideraciones de diseño de disparos

Los datos de campo y su interpretación se utilizan con los datos de laboratorio para ofrecer una mejor práctica de disparos para frac-pack. Algunos supuestos de base para la determinación del tipo de carga, fase, densidad y proceso de los disparos para la terminación con frac-pack, son:

1. Para rocas débilmente consolidadas, la zona triturada dañada alrededor del canal del disparo solo es importante cuando los disparos no están directamente conectados con la fractura debido a que se asume que la fractura evita este daño.
2. Se asume que el túnel de la tubería cementada tiene cierto grado de deterioro de la permeabilidad de la grava (ya sea por movimiento y/o incrustación de finos, y residuos del fluido fracturante), independientemente de su ubicación con respecto a la fractura.
3. La tortuosidad no es un problema en rocas débilmente consolidadas debido a que los procesos de bombeo de fluido erosionan estas formaciones débiles.

- La construcción de un anillo de grava alrededor del pozo (llamado halo) generado por el TSO, crea un camino potencial de alta conductividad desde la fractura hacia los disparos no alineados como se muestra en la figura. Este anillo no se crea de manera uniforme y es menos probable que se forme en rocas débilmente consolidadas. Este anillo también puede ser dañado por distintas causas como los son los restos de roca generados por los disparos y daño a la formación por finos.

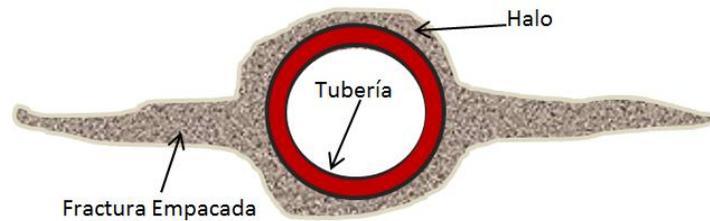


Figura 3.2 – Halo (Anillo) alrededor de la tubería. Este anillo se crea durante el TSO en el tratamiento de frac-pack. Se crea un camino de alta conductividad alrededor del pozo que se comunica con los disparos que no estén alineados directamente con la fractura.

3.1.3 Fase del disparo

La fase es la orientación de los disparos o el ángulo entre los disparos. La optimización de la fase reduce las caídas de presión cerca del pozo proporcionando conductos de flujo en todos lados de la tubería minimizando la interferencia y la interconexión de zonas dañadas adyacentes reduciendo el riesgo de fallar la formación sin comprometer la tasa de flujo por disparo.

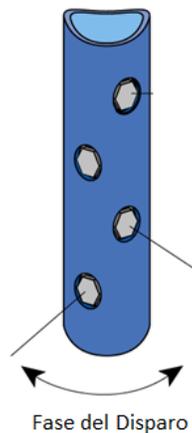


Figura 3.3 – Fase del disparo. La fase es el ángulo entre disparos. La optimización de la fase reduce las caídas de presión cerca del pozo.

Para los disparos que no estén alineados en el plano preferente de fractura (PPF) la recomendación convencional es usar fases a 60° (Welling 1998; Behrmann y Nolte 1999). Se asume que para los disparos que estén dentro de 30° del PPF estarán directamente conectados con la fractura. Por lo tanto, en general, el 33% de los disparos pueden estar conectados efectivamente a la fractura, y el resto de los disparos pueden producir desde la matriz del yacimiento. Cuando se utiliza más de una pistola, se debe tener cuidado para asegurar que todas

las fases estén correctamente alineadas. La fase de las pistolas, permeabilidad del yacimiento, permeabilidad en la zona dañada, permeabilidad de la grava, resistencia de la roca, y la profundidad de penetración determinaran la fracción de flujo a través de la fractura. En yacimientos de baja permeabilidad, el factor dominante de flujo es a través de la fractura, suponiendo que la permeabilidad de la grava no se reduce significativamente. En casos de alta permeabilidad, el aumento del flujo a causa de la fractura será mucho menor. En estos casos el mayor aporte de flujo puede ser a través de los disparos no alineados con la fractura. La figura 3.3 muestra la fracción del flujo en la fractura vs fase de las pistolas y la permeabilidad de la grava. Si se dispara con una fase de $0^\circ - 180^\circ$, el 100% del flujo será a través de los disparos independientemente de la permeabilidad de la grava y del yacimiento.

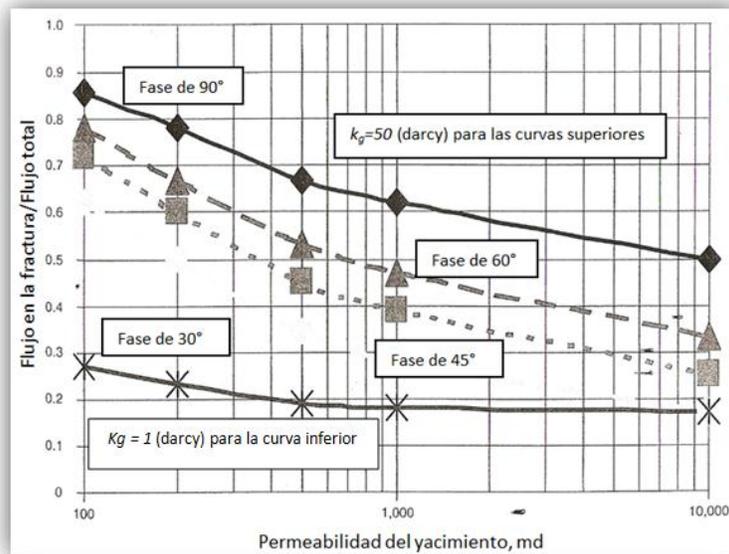


Figura 3.4 – Flujo en la fractura contra fase de las pistolas y permeabilidad (Behrmann y Nolte 1999). Longitud de la fractura $x_f=25$ pies; permeabilidad de la grava k_g = permeabilidad de la fractura $k_f= 50$ darcy; diámetro de la fractura $d_f = 0.75$ pg; radio del pozo $r_w = 0.354$ pie, diámetro del disparo $d_d = 0.75$ pg. La figura muestra la fracción del flujo en la fractura contra la fase de las pistolas y la permeabilidad de la grava. Si se dispara con una fase de $0^\circ - 180^\circ$, el 100% del flujo será a través de los disparos independientemente de la permeabilidad de la grava y del yacimiento.

En tanto el ángulo (fase) decrece y la permeabilidad del yacimiento incrementa, la fracción del flujo a través de los disparos alineados con la fractura decrece (a menos del 50% para un yacimiento de 1 darcy con una grava de 50 darcy para fases menores de 60°). Hay que notar que la fracción de flujo a través de la fractura es independiente de la densidad del disparo y al diámetro del agujero en la tubería.

El fracturamiento en yacimientos de alta permeabilidad puede ser menos efectivo que un fracturamiento en yacimientos de baja permeabilidad; por lo tanto, se deben seguir procedimientos para minimizar el daño en la permeabilidad de la grava (usando mejores prácticas de circulación de la grava empacada; disparos bajo-balance; materiales de pérdida de circulación, etc.).

3.1.4 Densidad, diámetro del canal y penetración del disparo

El requisito general es que el diámetro mínimo del canal del disparo no debe ser inferior a 6 veces el diámetro máximo del apuntalante. Sin embargo, debido a la variación entre los diámetros nominales y reales del agujero, la posición de las pistolas, variaciones en el tamaño del apuntalante y su concentración, el diámetro mínimo del canal del disparo debe ser 8 veces el diámetro máximo del apuntalante. La tabla 3.1 muestra los tamaños de apuntalante recomendados para cada diámetro de canal de disparo.

<u>Tamaño del apuntalante</u>	<u>Diámetro del canal (pg) para 6 veces el tamaño del apuntalante</u>	<u>Diámetro del canal (pg) para 8 veces el tamaño del apuntalante</u>
30/60 Carbo	0.14	0.19
20/40 Carbo	0.20	0.26
16/20 Carbo	0.28	0.53
12/20 Carbo	0.40	0.53
10/20 Carbo	0.47	0.63
8/16 Brady	0.56	0.75
6/10 Carbo	0.79	1.05

Tabla 3.1 – Relación del diámetro del canal del disparo y tamaño del apuntalante

La mínima densidad de disparo (número de agujeros por pie) se determina por el diámetro del túnel en la tubería, el gasto de inyección por disparo, la presión por fricción por disparo y las propiedades de los fluidos. Con la ecuación 3.1 se obtiene la presión por fricción por disparos (p_{pf}) para fluidos no reticulados:

$$p_{pf} = 0.237\rho \left(\frac{q}{C_d d^2}\right)^2 \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde ρ es la densidad del fluido en lb_m/gal ; q es el gasto de inyección en bl/min por disparo; d es el diámetro del agujero del disparo en el pozo ademado en pg ; C_d es el coeficiente de descarga adimensional y está dado por:

$$C_d = \left(1 - e^{-2.2d/\mu^{0.1}}\right)^{0.4} \dots\dots\dots(3.2)$$

Donde los superíndices d y μ son el diámetro de los disparos en la tubería, en pulgadas; y la viscosidad aparente en cp , respectivamente.

El diámetro del disparo en la tubería está en función de la fase de la pistola. El gasto de inyección es diferente para diferentes diámetros de disparos. El diámetro promedio de los disparos (\bar{d}) se calcula mediante:

$$\bar{d} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{i=n} d_i^2}{n}\right)^{0.5} \dots\dots\dots(3.3)$$

Donde n es el número de agujeros efectivos en la tubería.

Para pistolas y sistemas de tubería específica, las compañías de servicio deben proveer datos de la variación de los tamaños del agujero en la entrada de la tubería para diferentes valores de holgura entre las pistolas y la tubería. El tamaño del agujero también puede incrementarse debido a la erosión provocada por la arena de fracturamiento, lo cual incrementa el coeficiente de descarga. Este efecto causa una disminución en la presión por fricción por los disparos.

La potencia hidráulica y los límites de presión superficial del tratamiento determinan la tasa máxima permisible del tratamiento. El número de disparos conectados con la fractura determina el promedio de tasa de inyección por disparo. Para fases de 0° y 180° , todos los disparos deben contribuir a la fractura. Para la fase de 120° , solo dos terceras partes de los disparos pueden comunicarse con la fractura, y para fases de 60° solo una tercera parte de los disparos podrían ser eficientes.

En el proceso de disparo se debe considerar el impacto del daño a la permeabilidad de la grava colocada en el túnel de la tubería. Este daño puede ser por los finos del yacimiento, finos generados durante el proceso de disparo, finos generados durante el proceso de bombeo, y/o fluidos utilizados en el proceso de bombeo. La importancia relativa de los parámetros de los disparos (diámetro del agujero en la tubería, densidad del disparo, profundidad del disparo) depende de la fuerza del yacimiento y sus fluidos.

Para arenas no consolidadas, la profundidad de penetración no es importante debido a que no hay canal de disparo. Algunas obras inéditas de Schlumberger sugieren que el diámetro del agujero de la tubería de al menos 0.5 pulgadas es suficiente para tener flujo en una sola fase sin producción de arena. El área abierta al flujo, *AAF*, la permeabilidad de la grava en el túnel de la tubería cementada, y la longitud del túnel controlan las caídas de presión a través del túnel de la tubería cementada. Si no se presenta daño a la permeabilidad de la grava, entonces esta caída de presión es pequeña y se puede llegar a tener turbulencia con altos gastos. El incremento del daño a la grava requiere de un incremento de *AAF*. Para arenas débilmente y no consolidadas, la recomendación es maximizar el *AAF*. Normalmente, para una *AAF* dada, la productividad es mayor en tanto se incrementan los disparos por cada pie. Cualquier daño a la formación significativa limitará la contribución del flujo de los disparos que no estén alineados cerca del plano preferente de fractura (*PPF*) a menos que el anillo (halo) no tenga algún daño.

En arenas débilmente consolidadas, puede existir el canal de disparo y la penetración puede convertirse en una variable importante. La caída de presión adicional del deterioro de la grava ahora puede ocurrir dentro de la canal y del túnel de la tubería. En la práctica se ha observado que cuando se tienen altos gastos y los diámetros del agujero en la tubería cementada son pequeños, entonces se generan mayores caídas de presión.

3.1.5 Cargas DP y BH

Las cargas DP (deep-penetrating o penetración profunda) son relativamente largas pero con un diámetro pequeño que varía de 0.2 a 0.5 pulgadas. Este tipo de cargas por lo general se usa en formaciones duras. Las cargas BH (big-hole o de agujero grande) se usan normalmente para formaciones no consolidadas. Este tipo de cargas generan diámetros entre 0.6 y 1.5 pulgadas y una longitud que no llega a exceder 8 pulgadas. En yacimientos de alta permeabilidad, el flujo dominante es a través de los ejes de los disparos y se requiere una mayor AAF, y cargas BH. En el caso de pozos de gas se puede hacer hincapié en el uso de cargas BH y una amplia AAF para minimizar las caídas de presión en el túnel de la tubería cementada debidas a la turbulencia del gas.

Para un bajo-balance dado, las cargas DP tendrán un menor daño localizado por disparo, y debido a la diferencia de la geometría de la cavidad generaran menos residuos de la roca comparados con las cargas BH. Es más fácil de eliminar los residuos de roca de una cavidad de disparo DP durante un disparo bajo-balance o durante el flujo posterior a la perforación (los disparos de un túnel más estrecho, aporta una mayor velocidad de flujo). Además, los requisitos de un bajo-balance óptimo son menores para una carga DP que para una carga BH. Sin embargo, el AAF puede ser menor para una carga DP que para una carga BH, lo que puede llevar a tener caídas de presión mayores en el túnel. Por lo tanto, el gasto esperado por disparo es una consideración importante debido a que juega un papel muy importante en la caída de presión. Se sugiere el uso de simuladores de afluencia para determinar las ventajas de cada tipo de carga, considerando las diferentes caídas de presión a través del yacimiento, la cavidad del disparo y el túnel de la tubería cementada.

3.1.6 Disparos bajo-balance, sobre-balance y limpieza

En formaciones no consolidadas, el daño a la permeabilidad de la grava puede minimizarse a través del uso de un disparo bajo-balance y/o un tratamiento post-disparo de limpieza. En formaciones de mayor consolidación, para remover el daño por disparo, se utilizan disparos bajo-balance. El propósito de un bajo-balance y/o un trabajo de limpieza es remover el daño en la zona triturada y remover los finos de la formación y los disparos.

Los disparos bajo-balance se definen como los disparos donde la presión del pozo es mucho menor que la presión de la formación. Los disparos bajo-balance crean un ambiente en el cual los fluidos de la formación pueden entrar inmediatamente al pozo. En este instante del disparo, se espera que la presión diferencial del pozo ayude a limpiar el canal y eliminar los residuos de roca triturada, así como los gases provenientes de la formación. El tipo de fluido y formación son los dos factores primarios que afectan el nivel de bajo-balance para poder eliminar cualquier mecanismo de daño cerca del pozo.

Los disparos bajo-balance generalmente están asociados a la remoción del daño por disparos de la zona triturada. Pruebas de laboratorio sugieren que en rocas no consolidadas, una zona triturada se elimina fácilmente con la producción de arena. Por lo tanto, los disparos bajo-balance en arenas

no consolidadas parece ser importante, siempre y cuando se aplique un tratamiento de limpieza para eliminar cualquier grano de arena y/o finos producidos durante el trabajo. En arenas débilmente consolidadas, si no existe un canal de disparo se crea una zona compactada de baja permeabilidad a lo largo del disparo, o se puede presentar la zona triturada en caso de que existiese un canal de disparo. Ambas zonas dañadas por disparos deben ser eliminadas para obtener una producción óptima y minimizar el daño a la grava empacada.

Los disparos sobre-balance en arenas no consolidadas son aceptables siempre y cuando se use un post-tratamiento de limpieza para remover los finos de la región disparada. El disparo convencional sobre-balance no se recomienda en arenas débilmente consolidadas debido a que cualquier daño de disparo seguirá presente y la efectividad del flujo de los disparos que no estén alineados con la fractura será mínima.

Existen datos importantes de campo que indican que es fundamental realizar un post tratamiento de flujo (limpieza) en los disparos en una formación no consolidada antes de realizar un frac-pack. El uso de la técnica de limpieza ayuda reducir el efecto de daño en pozos que han sido disparados reduciendo la producción de arena.

Nuevas técnicas de disparo, como el single-trip y trabajos de limpieza; han sido implementadas exitosamente en pozos de gas y aceite en aguas profundas seguidas de un tratamiento de frac-pack. Se han realizado disparos sobre-balance seguidos de un tratamiento de limpieza que dan como resultante un cero en el efecto de daño para algunas terminaciones lo cual indica la efectividad de ésta técnica para producir hidrocarburos antes de una operación de control de arena. Sin duda para arenas no consolidadas, la limpieza posterior a los disparos eliminará los residuos de arena que se encuentra por detrás de la tubería. En general, un bajo-balance durante el proceso de disparo se requiere para eliminar la zona triturada.

3.1.7 Frac-pack sin cedazo y su relación con los disparos

Los requerimientos de disparo para tratamientos de frac-pack sin cedazo son diferentes a los listados anteriormente para terminaciones convencionales. Estos tratamientos no cuentan con el cedazo que impide el flujo de retorno de grava y arena. En cambio, el método se basa en que la fractura se llena con el apuntalante cubierto de resina para prevenir el flujo y transporte de arena al pozo. Para lograr esto, es imperativo que todos los disparos se conecten directamente con la fractura. Los parámetros clave que afectan estos requerimientos son:

- Orientación: los disparos deben estar orientados al plano preferente de fractura, si se conoce.
- Fase: se pueden usar disparos con fases de 0° a 180° cuando se conoce el PPF, y cuando no se conoce se deben usar disparos con fases de 0°.
- Intervalo: el intervalo disparado está limitado a 30 pies para pozos verticales y debe estar más restringido para pozos desviados (preferentemente de 10 pies o menos).

Aparte de estas, otras consideraciones que afectan el éxito de esta técnica se relaciona con la estabilidad del apuntalante empacado. La estabilidad del sustentante se puede mejorar por el uso de apuntalantes recubiertos de resina.

A pesar de que varios intentos en fracturamiento sin cedazo fallaron, la experiencia ha demostrado que el éxito de la ejecución es posible por el diseño del apuntalante. Tal diseño debe combinar todos los elementos (selección de un buen candidato, conocimiento de las propiedades geométricas de la formación y barreras de lutitas adyacentes, diseño del disparo y de la fractura). Una fractura mediante TSO es también importante para el éxito. Muchas de las fallas en el pasado se relacionan con esta técnica en arenas no consolidadas. Recientemente, fracturamientos sin cedazos han tenido éxito en este tipo de formaciones, ya que primero se consolida con resina el área cerca del pozo y después se fractura (Acock 2003).

3.1.8 Resumen de la importancia de los disparos en frac-pack

El sistema óptimo de disparos y el proceso de terminación para un frac-pack se debe seleccionar tomando en cuenta la resistencia de la formación, fluidos del yacimiento, y el gasto esperado por cada disparo. Por ejemplo, se deben considerar las diferencias entre arenas débilmente consolidadas y no consolidadas. Un pozo de gas se trata diferente a un pozo de aceite. Para todos los sistemas de control de arena, una mejor práctica es producir arena antes de colocar cualquier control de arena. Esta producción de arena se logra a través de un diseño apropiado de bajo-balance y/o flujo de limpieza posterior a los disparos. Mediante el uso de un disparo bajo-balance se puede eliminar la zona triturada por disparos y minimizar la producción de arena en formaciones débilmente consolidadas.

Si se desea utilizar cargas DP o BH se debe tener en cuenta la fuerza de la formación, la permeabilidad del yacimiento, los fluidos (gas o aceite), y los posibles mecanismos de daño a la grava. Para un tratamiento de frac-pack en pozos con altos gastos de gas se requiere el uso de cargas BH para lograr una máxima área abierta al flujo, AAF. El uso de cargas DP se recomienda en pozos de aceite débilmente consolidados, donde existe un extenso daño a la formación y a la permeabilidad. Es muy recomendable realizar pruebas de laboratorio de flujo de los disparos bajo condiciones de fondo de pozo para evaluar los mecanismos de daño a la permeabilidad de la grava.

Debe considerarse con cuidado la selección de los intervalos disparados para evitar el crecimiento vertical indeseado de la fractura hidráulica en las capas de lutita que sobreyacen y subyacen los intervalos productivos. El fracturamiento dentro de las capas de lutita restringe la pérdida de fluido. Las fracturas dinámicas en la lutitas permanecen abiertas más tiempo porque la pérdida de los fluidos de tratamiento no es suficientemente rápida. Esto también dificulta la obtención de un empaque de grava completo alrededor del extremo de los cedazos de control de arena.

Después de los disparos, un tratamiento TSO exitoso resulta esencial para generar fracturas anchas y empaques de apuntalante externos y promover el contacto entre los granos del apuntalante, desde el extremo de la fractura hasta el pozo. El logro de estos objetivos

interrelacionados exige la selección de fluidos de tratamiento adecuados en base los criterios del frac-pack, así como al análisis de pruebas de inyección diseñadas.

3.2 Análisis de pérdida de fluido en tratamientos de frac-pack

Las pruebas de laboratorio para fluidos utilizados en el empacamiento de grava (gravel-pack) generalmente se basan en las propiedades de pérdida de fluido y el daño a la permeabilidad de la formación. Las pruebas se han concentrado exclusivamente en el daño a la permeabilidad y la eficiencia del empacamiento debido a que estos factores son la clave para determinar la efectividad del tratamiento. Los fluidos generalmente deben tener una moderada pérdida de fluido debido a que esto genera un adecuado empacamiento de grava. Se necesitan fluidos con suficientes capacidades de transporte pero manteniendo cierta pérdida de fluido para lograr el empacamiento óptimo. La razón por la que el daño a la permeabilidad causado por el empacamiento de grava es crítico es que, bajo condiciones de flujo radial, cualquier daño a la formación causa problemas en la producción.

Para las operaciones con frac-pack se requieren características diferentes a las del gravel-pack. Los fluidos requieren de un control de pérdida de fluido suficiente para permitir el incremento de la presión diferencial para lograr dos objetivos:

1. El más importante, deshidratar la lechada (fluido con apuntalante)
2. Incrementar la apertura de la fractura para colocar altas concentraciones de apuntalante dentro de la misma

Se debe evaluar el daño a la formación, pero la importancia del daño en la cara de la fractura se reduce debido al incremento del área superficial que está expuesta a la cara de la fractura. Sin embargo, si hay una invasión de fluido profunda a lo largo de la cara de la fractura, esta tendrá un impacto muy grande en la productividad. El daño a la conductividad de la fractura también puede reducir la efectividad del frac-pack. Por lo tanto, las evaluaciones de laboratorio de los fluidos de frac-pack requieren una examinación completa sobre el comportamiento de pérdida de fluido, las características del daño a la formación y el deterioro de la conductividad de la fractura. A continuación se presenta un análisis de la pérdida de fluido en base a pruebas de laboratorio realizadas a fluidos reticulados y no-reticulados, para comprender la naturaleza del comportamiento de pérdida de fluido de estos dos sistemas utilizados en el frac-pack.

3.2.1 Revisión general

Los resultados de las pruebas de laboratorio indican que, en rocas de alta permeabilidad, la apropiada selección del fluido es la principal forma de controlar u optimizar la pérdida de fluido para un tratamiento de diseño en específico. Usando aditivos para controlar la pérdida de fluidos se puede controlar la invasión hacia la formación; sin embargo, estos aditivos también pueden causar daño a la conductividad de la cara de la fractura y por lo tanto su uso se debe evitar siempre que sea posible.

Se han realizado pruebas de pérdida de fluido que han mostrado que los fluidos reticulados tienen un mayor control (en comparación con gel lineal o sistemas no gelificados) de pérdida de fluido en formaciones de alta permeabilidad. La figura 3.5 compara la predicción de la pérdida de fluido a una temperatura de 120°F para un sistema de borato, gel lineal HEC, gel lineal HEC con aditivos para la pérdida de fluido, un sistema gel surfactante, un sistema de aceite gelificado, y agua. Los datos del sistema gel surfactante fueron tomados de los estudios realizados por Brown 1996; los datos de las otras curvas se tomaron de los estudios realizados por McGowen 1993. Se observaron bajos volúmenes de pérdida de fluido en tanto la viscosidad aparente del fluido bajo altas tasas de corte se incrementaba.

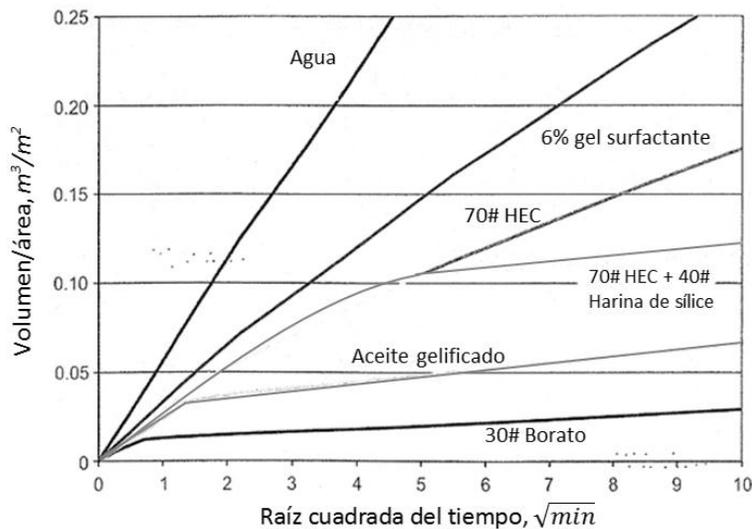


Figura 3.5 – Comparación de la pérdida de fluido a 120°F, 1,000 (psia), 50 (seg^{-1}), y 500 (md) (McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997). (# = $\text{lb}_m/1,000 \text{ gal}$). Los sistemas reticulados (borato, Aceite gelificado, HEC con aditivos) muestran un mayor control en la pérdida de fluidos. La construcción del filtro-barrera, el cuál ayuda a controlar la pérdida de fluido, se observa con el comportamiento de una línea recta en los fluidos utilizados en la prueba.

El control de pérdida de fluido por la creación de un filtro-barrera, se observa como una línea recta en el comportamiento del volumen de pérdida de fluido contra la raíz cuadrada del tiempo. Este comportamiento es evidente en los sistemas de borato, aceite gelificado, y HEC con aditivos. La formación del filtro no se observó en los sistemas de agua, HEC y geles surfactantes.

Las figuras 3.6 y 3.7 muestran una comparación del comportamiento de los fluidos a temperaturas de 180°F y 240°F respectivamente. En estas gráficas, la comparación de la pérdida de fluido usando geles reticulados muestra que los fluidos de borato reticulado son más eficientes que cualquier otro sistema reticulado utilizado en la prueba (titanio o zirconio). Esto demuestra la tendencia del decremento de la pérdida de fluido con el incremento de la viscosidad para los sistemas de fluidos reticulados. Los datos de HEC no se observan a temperaturas de 240°F debido a su inestabilidad a esas condiciones de temperatura. La creación del filtro es evidente en el caso de los fluidos reticulados.

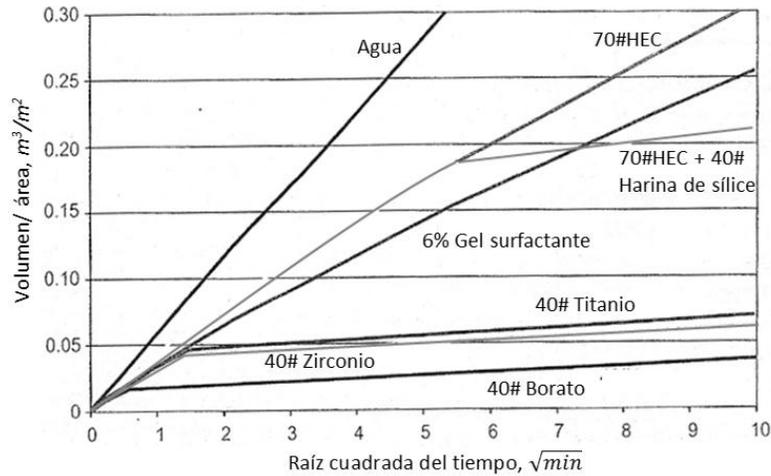


Figura 3.6 – Comparación de pérdida de fluido a 180°F, 1,000 (psia), 50 (seg⁻¹), y 500 (md). McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997. (# = lb_m/1,000 gal). El mecanismo que controla la pérdida de fluido en los sistemas reticulados es el aumento de la viscosidad. La efectividad para controlar la pérdida se observa aún más en los sistemas de borato que en los de titanio y zirconio.

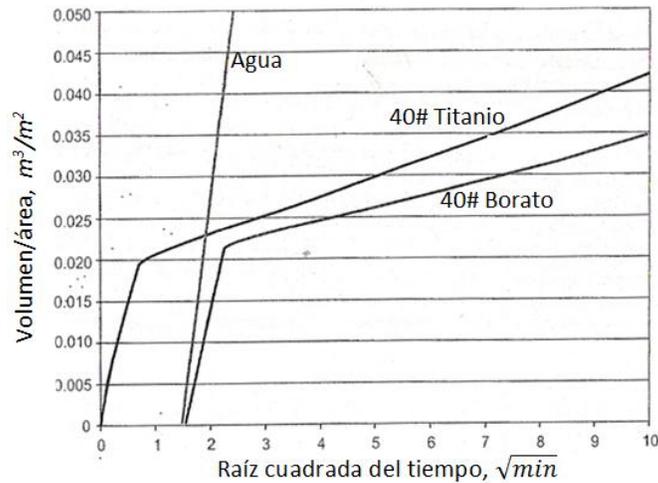


Figura 3.7 – Comparación de pérdida de fluido a 240°F, 1,000 (psia), 50 (seg⁻¹), y 500 (md). McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997. (# = lb_m/1,000 gal). Los datos de HEC y gel surfactante no se muestran debido a su inestabilidad bajo estas temperaturas.

3.2.2 Sistemas de fluidos no-reticulados

La naturaleza de la pérdida de fluido de los sistemas no-reticulados en yacimientos de alta permeabilidad ha dado lugar a algunas ideas interesantes dentro del comportamiento de pérdida, especialmente cuando se aplican a fluidos con adelgazamiento de las tasas de corte tales como gel lineal y sistemas no gelificados. Una consecuencia de usar estos fluidos es que su pérdida de fluido decrece más rápido que en el tiempo que lo hace un fluido newtoniano. En tanto el fluido invade la formación, la tasa de corte en el medio poroso es muy alta, normalmente de 10,000 (seg⁻¹). En tanto la profundidad de invasión se incrementa, la tasa de filtración decrece, como lo hace la tasa de corte dentro de la roca, causando un incremento en la viscosidad aparente del fluido. El incremento de la viscosidad aparente ayuda a tener un control en la pérdida de fluido.

Para comprender más el comportamiento de pérdida de los fluidos no-reticulados, las figuras 3.8 y 3.9 muestran las predicciones de pérdida para un gel lineal a 70 ($lb_m/1,000\ gal$) de HEC a una temperatura de 120°F. En la figura 3.8 se varía la permeabilidad de la formación, resultando en un dramático incremento en la pérdida de fluido en tanto la permeabilidad se incrementa más allá de 100 (md). Este dramático incremento en la pérdida de fluido es causado por no tomar en cuenta la importancia de la zona no invadida en el control de la pérdida de fluido y que varía dependiendo de la compresibilidad del yacimiento y de los valores de viscosidad del fluido de la formación.

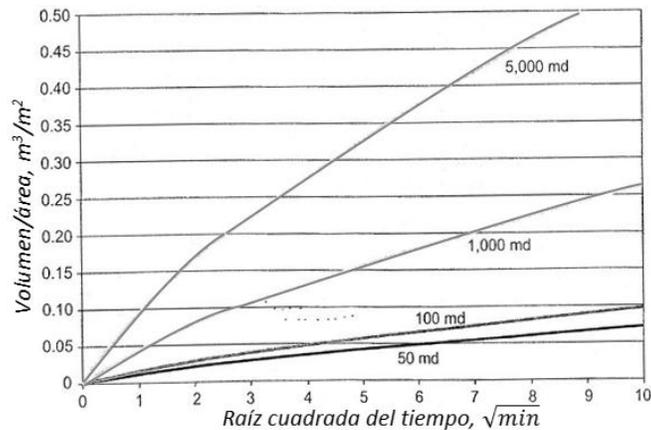


Figura 3.8 – Pérdida de fluido para un sistema de HEC a 70 ($lb_m/1,000\ gal$) a 120°F, 1,000 (psia) y 50 (seg^{-1}). El incremento dramático de la pérdida de fluido se debe al comportamiento de la compresibilidad de la formación y a la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

La figura 3.9 presenta una comparación similar de las predicciones de filtración para el mismo fluido pero con una permeabilidad de yacimiento de 500 (md), variando la presión de filtración. Se observa un incremento en la pérdida de fluido en tanto la presión de filtración aumenta. La presión de filtración es la diferencia entre la presión de fracturamiento y la presión local del yacimiento, tal que el agotamiento del yacimiento y el incremento de la profundidad pueden causar altos valores de presión de filtración.

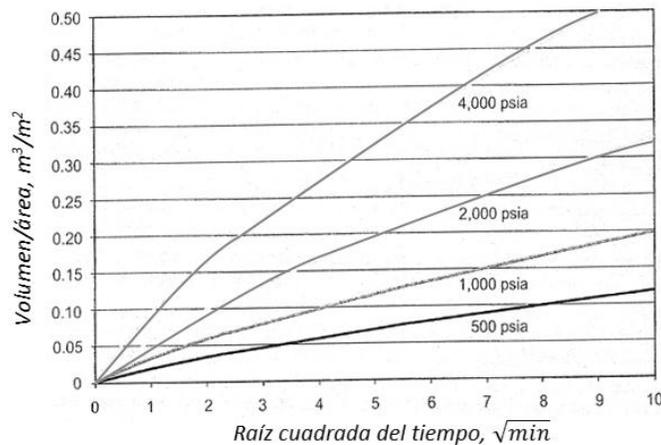


Figura 3.9 – Pérdida de fluido para un sistema de HEC 70 ($lb_m/1,000\ gal$) a 120°F, 500 (md) y 50 (seg^{-1}). La figura muestra el comportamiento de la pérdida de fluido cuando varía la presión de filtración. La presión de filtración es la diferencia entre la presión de fracturamiento y la presión local del yacimiento, tal que el agotamiento del yacimiento y el incremento de la profundidad pueden causar altos valores de presión de filtración.

Además de la permeabilidad de la formación y de la presión de filtración, otro parámetro dominante que afecta la filtración de fluidos no reticulados es la reología. La figura 3.10 muestra la importancia de la reología del fluido en la predicción de la pérdida variando la concentración de HEC de 40 a 100 ($lb_m/1,000\ gal$). Se observa que la pérdida de fluido disminuye en tanto la concentración de HEC en el fluido se incrementa; sin embargo, la pérdida de este fluido a una concentración de 100 ($lb_m/1,000\ gal$) es mayor que la de un sistema de borato (ver la figura 3.5).

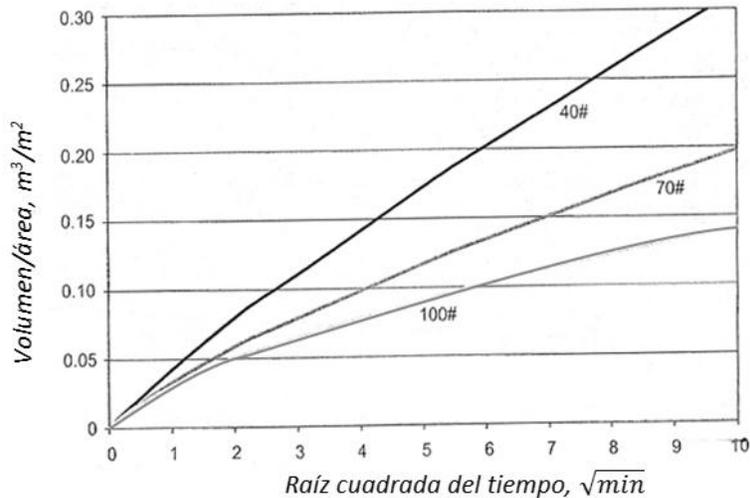


Figura 3.10 – Pérdida de fluido para un sistema de HEC 70 ($lb_m/1,000\ gal$) a $120^\circ F$, 500 (md), 1,000 (psia) y $50\ (seg^{-1})$. El control de pérdida de fluido tiene una mayor respuesta cuando se incrementa la concentración de polímeros. Aun así, los sistemas reticulados pueden tener mejor control de pérdida (borato) con una menor concentración de polímeros (ver la figura 3.5)

3.2.3 Sistemas de fluidos reticulados

Todos los sistemas de fluidos reticulados muestran una invasión de fluido no-newtoniano durante la fase de pérdida instantánea de fluido, seguida de la formación del filtro-barrera; si se tiene un volumen de pérdida de fluido adecuado. Un factor importante de estos sistemas es que, a pesar de que los resultados de las pruebas de pérdida siguen los modelos clásicos de pérdida instantánea seguida de la formación del filtro; se han presentado tiempos largos y grandes volúmenes de pérdida instantánea en núcleos de alta permeabilidad. Todas las observaciones sugieren que aún con la alta viscosidad de los fluidos reticulados, la tasa de pérdida se gobierna por la invasión del fluido viscoso (gel) dentro de la formación. La profundidad de invasión y el tiempo requerido para construir el filtro-barrera están en función directa con la permeabilidad de la formación, la viscosidad del fluido y el diferencial de presión. Los sistemas reticulados no tienen la misma profundidad de invasión que los sistemas no-reticulados, pero pueden dejar altas concentraciones de polímeros en la superficie de la fractura o en el medio poroso, lo cual causa dificultades para la limpieza.

La figura 3.11 muestra cómo afecta el incremento de la permeabilidad a la pérdida de fluido de un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000\ gal$) a una temperatura de $120^\circ F$, 1,000 (psia) y una tasa de corte de $50\ (seg^{-1})$. Se observa que la pérdida de fluido se incrementa en tanto se incrementa la permeabilidad del yacimiento. Los puntos muestran que el tiempo de pérdida es poco en

formaciones de permeabilidad menor a 1,000 (*md*), y de más de 20 minutos para formaciones de 5,000 (*md*). Durante este tiempo, el gel que invade el medio poroso controla la pérdida de fluido. Después se forma el filtro, el cual controlará en gran medida la pérdida de fluido.

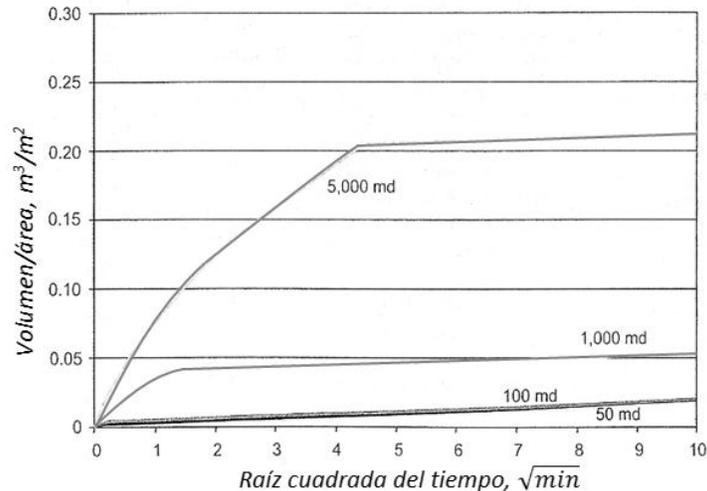


Figura 3.11 - Efecto de la permeabilidad en el comportamiento de pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000\ gal$) a 120°F, 1,000 (*psia*) y 50 (seg^{-1}). Antes de formar el filtro-barrera, el mecanismo que controla la pérdida de fluido es la viscosidad del sistema. Después la pérdida de fluido se controla mediante el filtro-barrera.

La figura 3.12 muestra el incremento de la pérdida de fluido en tanto se incrementa la presión de filtración. En esta gráfica la permeabilidad de la formación es de 500 (*md*) y los rangos de presión de filtración varían de 500 a 4,000 (*psia*). El tiempo de pérdida solo aumenta gradualmente y no es tan fuerte como en el caso anterior.

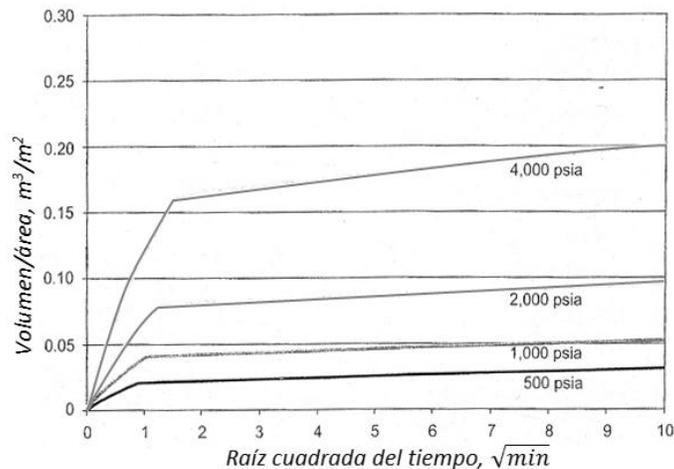


Figura 3.12 – Efecto de la presión en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000\ gal$) a 120°F, 500 (*md*) y 50 (seg^{-1}). El tiempo de pérdida antes de la formación del filtro-barrera no es considerado un problema debido a que el aumento de presión solo genera un pequeño aumento gradual en el tiempo de pérdida.

La figura 3.13 muestra la importancia de la reología en la pérdida de fluido en los sistemas reticulados. Se tiene una temperatura de 180°F y se tienen variaciones en la concentración de polímeros (y por lo tanto variaciones en la viscosidad del fluido) en un yacimiento de 500 (*md*). El

incremento de la concentración de polímeros afecta en menor medida la formación del filtro-barrera, el incremento de la viscosidad del fluido reduce significativamente el tiempo de pérdida de fluido.

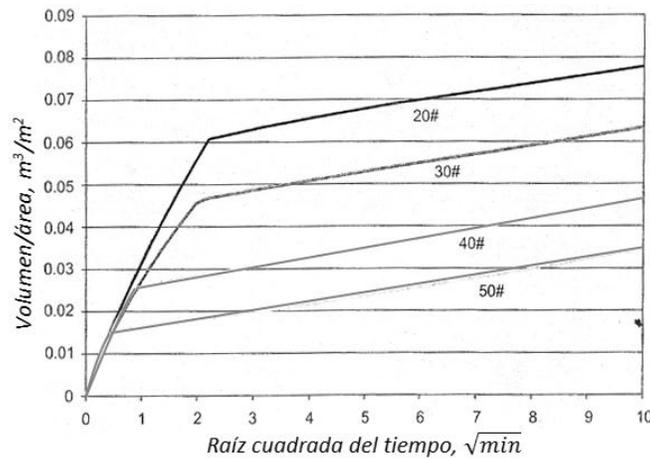


Figura 3.13 – Efecto de la concentración de polímeros en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000$ gal) a 180°F, 500 (md), 1,000 (psia) y 50 (seg^{-1}). El incremento de la concentración de polímeros afecta en menor medida la formación del filtro-barrera, el incremento de la viscosidad del fluido reduce significativamente el tiempo de pérdida de fluido.

Debido a que la viscosidad del fluido afecta en gran medida el tiempo de pérdida de fluido, la estabilidad del fluido también afectara la pérdida de fluido. Las figuras 3.14 y 3.15 comparan las pérdidas de fluido para un sistema reticulado de borato a 40 ($lb_m/1,000$ gal) a una temperatura de 180°F con rompedores, en formaciones de 100 y 1,000 (md) respectivamente. El punto más interesante de estas figuras es que el fluido rompedor (el fluido con 2.5 (lb_m) de presulfato de sodio tiene una viscosidad aparente de < 10 (cp) durante la prueba de pérdida de fluido) permite la formación de un filtro. Esto indica que a pesar de que se rompe la viscosidad del fluido, las grandes cantidades de polímeros permiten la formación del filtro.

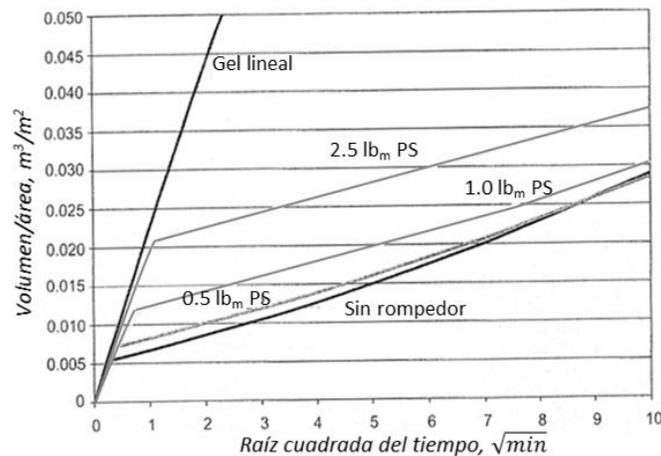


Figura 3.14 – Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 ($lb_m/1,000$ gal) a una temperatura de 180°F y 100 (md). La formación del filtro-barrera se presenta aun con altas concentraciones de rompedor de presulfato de sodio (PS). El tiempo de pérdida antes de la formación del filtro es gradual. Se debe tener cuidado con el uso de rompedores.

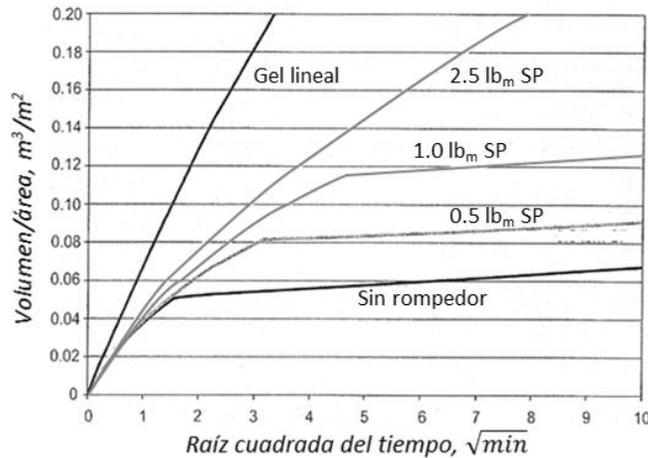


Figura 3.15 - Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 (lb_m/1,000 gal) a una temperatura de 180°F y 1,000 (md).

3.2.4 Profundidad de invasión

La profundidad de invasión de los fluidos de fracturamiento también tiene un impacto en la efectividad del tratamiento. Usando la información previa de la figura 3.5 para predecir la profundidad de invasión, estudios realizados por McGowen han obtenido las predicciones para el comportamiento de dichos fluidos. Los resultados se muestran en la figura 3.16. Ésta gráfica indica que para una presión de 1,000 (psia) en una formación de 500 (md) podría permitir profundidades de invasión de 5 a 200 (cm), dependiendo del fluido y del tiempo de filtración. Para un tiempo de filtración de 30 minutos se observan profundidades de aproximadamente 120 (cm) para agua, 60 (cm) para un gel surfactante al 6%, 45 (cm) para 70 (lb_m/1,000 gal) de HEC, 20 (cm) para un sistema de aceite gelificado, y 8 (cm) para 30 (lb_m/1,000 gal) de fluido de borato-HPG.

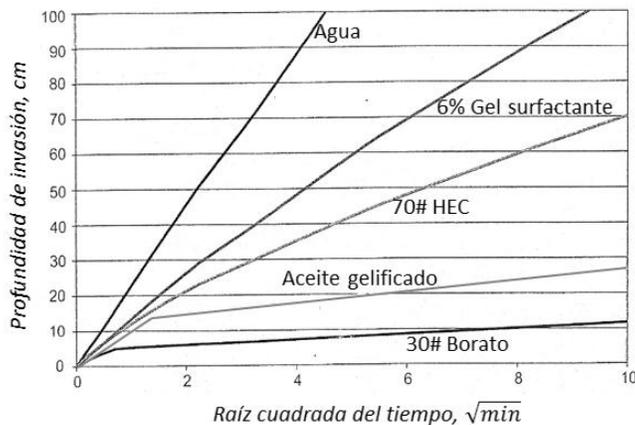


Figura 3.16 – Profundidad de invasión para 120 °F y 500 (md), (# = lb_m/1,000 gal). El comportamiento de los fluidos reticulados muestra que tienen una menor invasión en la formación, pero su limpieza se dificulta debido a los residuos de polímeros depositados en el medio poroso.

Esta invasión afecta directamente a la formación provocando un daño que disminuirá la efectividad del tratamiento. Algunos estudios realizados por McGowen 1993, Parker 1994, y Brown 1996, han proporcionado información sobre el comportamiento de algunos sistemas de

fluidos en cuanto al daño a la formación que pudieran provocar. Encontraron que el daño a la formación se basa en la profundidad de invasión, y las propiedades del fluido del tratamiento. Sus observaciones más relevantes son que el daño causado por los sistemas de borato se reduce significativamente cuando se incrementa la carga de polímeros, lo cual limita la distancia de invasión. El incremento en la profundidad de invasión para estos sistemas con el incremento de la permeabilidad es más sustancial que la habilidad para remover el daño en el medio poroso de la formación. Los fluidos órgano-metálicos causan un daño más severo en la cara de la fractura. Aunque la profundidad de invasión es mínima, la limpieza de los residuos de polímero que crean pequeños filtros en los poros de la formación es nula. La profundidad de invasión de los sistemas HEC y geles surfactantes es muy grande, pero son más fáciles de limpiar de la zona dañada.

El daño a la conductividad de la fractura depende de la concentración de polímeros, tipo de apuntalante, tamaño de apuntalante, concentración de apuntalante, y permeabilidad de la formación. El tamaño y el tipo de apuntalante se deben considerar debido a que estas características permitirán la limpieza efectiva de la fractura. El uso de rompedores (cuando se utilizan sistemas reticulados) facilita la limpieza de la fractura, obteniendo así una mejora en la conductividad.

3.2.5 Resumen del concepto de pérdida de fluido

La formación del filtro-barrera por parte de los fluidos reticulados ayuda a tener un mayor control de pérdida que los fluidos no-reticulados, bajo las mismas condiciones de tratamiento (permeabilidad, presión, temperatura).

El factor dominante en el control de pérdida de fluido de los sistemas no-reticulados es la viscosidad, debido a que en estos sistemas no se forma ningún filtro. Se deben tener en cuenta las características de la formación como la compresibilidad y viscosidad de los fluidos del yacimiento para controlar la profundidad de invasión. Una forma de incrementar la viscosidad es aumentar la concentración de polímeros, pero aun así, los sistemas reticulados suelen ser más efectivos aun teniendo menores concentraciones (ver figura 3.5 y 3.10).

Los sistemas reticulados ofrecen un mayor control de pérdida de fluido, su invasión dentro de la formación es menor pero pueden dejar residuos de polímeros difíciles de limpiar. Los fluidos que usan polímeros como el titanio y el zirconio pueden tener gran impacto en el daño a la permeabilidad de la cara de la fractura, aunque su profundidad de invasión sea menor. Antes de la formación del filtro, el control de pérdida se basa en el gel que ya ha invadido la formación, después de esto, el control de pérdida se rige por las características del filtro. El uso de rompedores de reticulación permite tener una limpieza más efectiva del fluido de tratamiento, pero se debe tener cuidado con su uso debido a que con altas concentraciones el filtro-barrera no se podría formar y el sistema reticulado perdería su efectividad para el control de pérdida (ver la figura 3.14 y 3.15).

Se ha observado que los fluidos de fracturamiento menos eficaces (altas pérdidas de fluido) con cargas de polímeros menores y tasa de pérdida mayores tienden a causar menos daño a la formación y al apuntalante empacado.

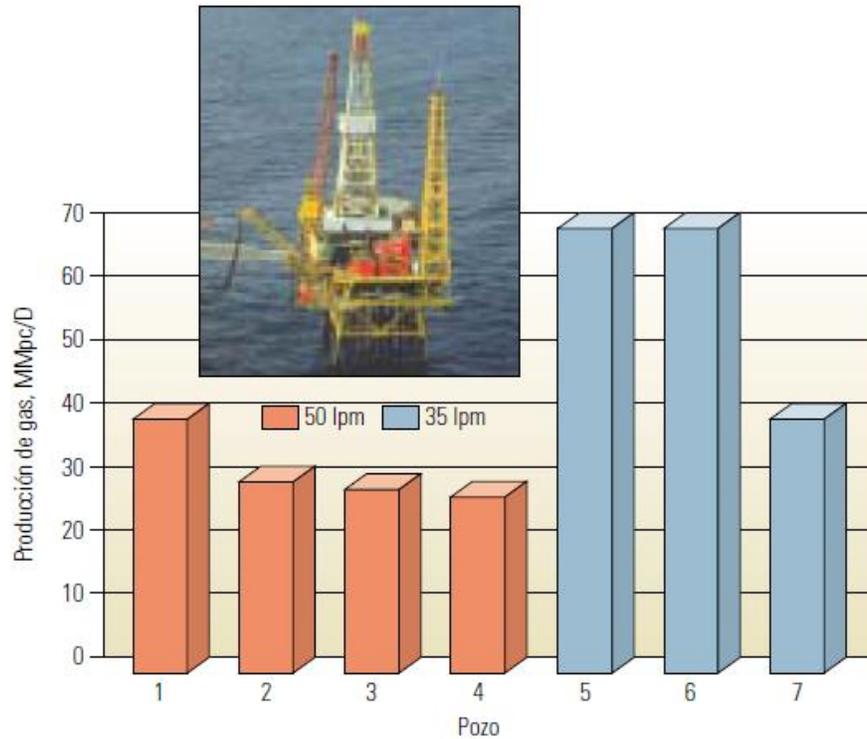


Figura 3.17 - Mejoramiento de la productividad mediante frac-pack. Algunos tratamiento de frac-pack que se llevaron a cabo en la Isla Matagorda en el golfo de México se llevaron a cabo con una concentración de polímeros de 50 (lb_m/pg^2) (rojo) y algunos otros con concentraciones de 35 (lb_m/pg^2). Los resultados en la producción mostraron que los tratamientos con una menor concentración proporcionaron una producción mayor. El pozo numero 7 pudo ofrecer una mayor, pero el diámetro de la tubería de producción era pequeño.

CAPITULO 4

**DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
MEDIANTE FRAC-PACK**

CAPITULO 4

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MEDIANTE FRAC-PACK

Para llevar a cabo un diseño de fracturamiento en yacimientos de alta permeabilidad (frac-pack) es necesario tener conocimiento de las condiciones del yacimiento, registros, núcleos, etc. Por ejemplo, los registros de rayos gama, resistividad y densidad se necesitan para identificar zonas de producción y capas delimitadoras. De igual manera se requieren propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad y mineralogía) para estimar la producción de hidrocarburos así como el volumen de fluido para el tratamiento de frac-pack. Las propiedades mecánicas de la formación (módulo de Young, E , relación de Poisson, ν , y la resistencia de la fractura) proveen datos para la estimación de los esfuerzos in-situ y de la geometría de la fractura. La resistencia del apuntalante debe soportar los esfuerzos confinados durante toda la vida productiva del yacimiento y el fluido de transporte debe ser lo suficientemente viscoso para acarrear al apuntalante y colocarlo en el lugar adecuado para evitar el regreso del apuntalante.

La presión de bombeo estimada no puede exceder los límites dados por colapso o presión interna de los elementos utilizados tales como empacadores, válvulas, tuberías, etc. El fallo de cualquiera de estos dispositivos requiere de intervenciones muy costosas.

Una simulación es la imitación de una operación de un tratamiento por un programa de computadora que usa una serie de ecuaciones para describir la operación del tratamiento. El conjunto de ecuaciones se conoce como el modelo, y la simulación es la corrida del modelo. Los simuladores de fracturamiento resuelven el modelo de fracturamiento hidráulico (el conjunto de ecuaciones se usan para determinar las dimensiones de la fractura hidráulica). En los tratamientos de frac-pack los simuladores tienen tres aplicaciones:

- Para diseñar el programa de bombeo
- Para simular la geometría de la fractura y la colocación del apuntalante logrado por el programa de bombeo específico
- Para evaluar el tratamiento comparando el comportamiento del modelo con el comportamiento actual.

4.1 Información necesaria para el diseño

Para un diseño apropiado, se requiere de cierta información que se obtiene y recopila durante los trabajos de perforación, terminación y/o de registros. Dentro de esta información para poder llevar el tratamiento de fracturamiento se deben conocer los espesores del intervalo productor y sus barreras, propiedades de los fluidos del yacimiento, propiedades mecánicas de la roca (módulo de Young, relación de Poisson), temperatura, etc. Además, antes de realizar el tratamiento se debe tener un análisis de las condiciones del pozo (tuberías de producción y revestimiento, cabezal, empacadores, etc.) que permitan realizar el tratamiento con los gastos necesarios y con la

seguridad necesaria. La tabla 4.1 es una descripción breve del tipo de información y sus fuentes, para realizar el diseño de frac-pack.

<u>Información para el diseño de fracturamiento</u>	<u>Descripción y uso</u>
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	La permeabilidad efectiva de la formación, se usa para el cálculo de la pérdida de fluido después de los disparos y del coeficiente de pérdida de fluido. Esto ayudará a la elección del tamaño del apuntalante y la geometría de la fractura requerida.
Radio del drene del pozo	Requisito necesario para lograr la geometría óptima de la fractura.
Datos de registros	Los perfiles de rayos gama, densidad, porosidad, S_w , S_o , S_g , litología, resistividad, permeabilidad; nos ayudan a limitar las zonas productoras, pérdida de fluido, selección de los disparos, y colocación de las herramientas.
Perfiles de esfuerzo	Registro acústico, calibrado con datos de núcleos; las correlaciones son validadas por medio de mediciones de campo reales; se usan para definir la geometría de la fractura y el comportamiento de la presión; también permite la evaluación del esfuerzo del apuntalante y la conductividad durante la producción.
Dureza de la fractura	Derivados de registros acústicos; se usa como un importante factor para hacer los cálculos de las mediciones de presión, la presión neta (p_{net}) generalmente controla el crecimiento de la fractura.
Módulo de Young, E	Se obtiene de medidas de núcleos, pero también puede obtenerse de registros acústicos; los valores del módulo de Young son necesarios para determinar el módulo de tensión natural, E' . Este módulo se usa para describir la geometría que se genera.
Relación de Poisson, ν	Esta propiedad de la formación es medida de núcleos; se usa para entender los parámetros geométricos de la fractura; se requiere para el cálculo del módulo de tensión natural.
Propiedades y reología del sistema de fluido fracturante	La densidad, formulación, n' y k' del fluido a temperaturas asociadas con la temperatura de inyección y comportamiento del rompedor.
Distribución del tamaño de partículas	Se obtiene de información de núcleos; el tamaño apropiado del apuntalante, y la justificación para las técnicas de terminación hacen frente a la cantidad de finos presentes en el intervalo productor.

Tabla 4.1 Información necesaria para el diseño de frac-pack

4.2 Modelos de fracturamiento hidráulico

Las fracturas y los modelos de fracturas hidráulicas se desarrollaron antes de que existiesen las computadoras, y pueden resolverse analítica o semianalíticamente. En esta sección se revisarán estos modelos para introducir los conceptos y parámetros usados para el diseño de la fractura.

Los primeros modelos de fracturas hidráulicas se establecieron entre finales de los años 50's y principios de los 70's. Los autores se enfocaron en distintas partes del problema. Carter (1957) se concentró en la pérdida de fluido en la formación, Kristianovitch y Zheltov (1955) en la mecánica

de la fractura, Perkins y Kern (1961) en el flujo de fluidos. El modelo de Kristianovitch y Zheltov fue mejorado por Geertsma y de Klerk (1969) y el modelo de Perkins y Kern por Nordgren (1972) para crear los primeros modelos que incluyen el balance de volumen y la mecánica de sólidos. Estos dos modelos se conocen como KGD y PKN, y junto con el modelo radial, siguen siendo los principales modelos de diseño de fracturas. Los modelos KGD y PKN se aplican a fracturas que están confinadas entre dos capas delimitadoras que restrinjan el crecimiento de la altura.

El modelo PKN asume que la altura de la sección transversal controla la presión para esa sección transversal, lo cual se aplica cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura. El modelo KGD, por otro lado, se aplica si la longitud de la fractura es quien controla la presión, lo cual es válido cuando la altura es mucho mayor que la longitud. Los dos modelos pueden predecir geometrías y presiones muy diferentes.

Los modelos tratados a continuación tienen muchas suposiciones; todos ellos asumen que la fractura es plana (se propaga en dirección perpendicular al mínimo esfuerzo), el flujo es a lo largo de toda la fractura en una sola dirección, y que el comportamiento de la pérdida de fluido está gobernado por una teoría de filtración (Carter 1957). La roca en la cual se propagara la fractura es continua, homogénea, sólida e isotrópica. Los modelos PKN y KGD asumen que la altura de la fractura es fija; y es grande o pequeña en relación con la longitud. La altura de una fractura radial se basa de acuerdo al confinamiento del intervalo productor.

4.2.1 Modelo KGD

Kristianovitch y Zheltov (1955) asumen que una fractura vertical de altura fija se propaga en la zona productora de un pozo confinado (los esfuerzos en las capas superiores e inferiores de la zona productora son lo suficientemente grandes para prevenir el crecimiento de la fractura fuera de esta zona). Asumen que el ancho de la fractura para cualquier distancia del pozo es independiente de la altura. Su solución incluye los aspectos mecánicos de la fractura y de sus extremos (la punta de la fractura). Asumen que el gasto es constante, y la presión puede aproximarse a una presión constante en la mayoría del cuerpo de la fractura, excepto para la región cercana a la punta sin una penetración de fluido y por consiguiente sin presión de fluido. Este concepto de retraso de fluido sigue siendo un elemento de la mecánica de la punta de la fractura (este concepto se analiza más adelante).

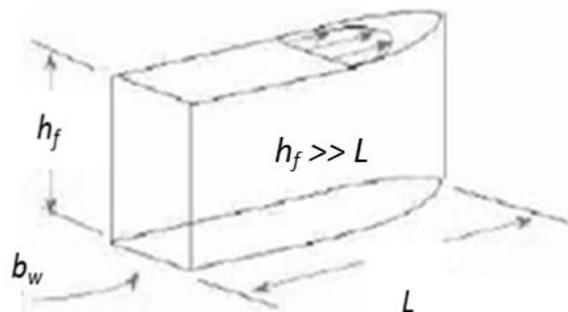


Figura 4.1 – Esquema de un modelo de fractura KGD. La altura de la fractura se considera fija y siempre debe ser mucho mayor que la longitud.

Sneddon y Elliot (1946) muestran que la fractura es una forma elíptica, con un ancho máximo dado por:

$$b_w = \frac{8}{E'} L p_n \dots\dots\dots(4.1)$$

Donde b_w es el ancho de la fractura en la cara del pozo; L es la longitud de la fractura; y p_n es la presión neta (presión en la fractura menos el esfuerzo en el cual la roca comienza a abrirse). Ellos usaron esta geometría para la sección transversal de la fractura, junto con las ecuaciones para el flujo de fluidos entre placas paralelas, desarrollaron una solución para la presión de fractura ($p_{n,w}$) y el ancho, dadas por:

$$p_{n,w} \approx \left[\frac{21\mu q_i}{64\pi h_f L^2} (E')^3 \right]^{1/4} \dots\dots\dots(4.2)$$

$$b_w = \left[\left(\frac{84}{\pi} \right) \left(\frac{\mu q_i L^2}{E' h_f} \right) \right]^{1/4} \dots\dots\dots(4.3)$$

Donde μ es la viscosidad y h_f es la altura de la fractura. Sin pérdida de fluido, el balance de volumen permite que la geometría de la fractura pueda ser calculada como:

$$L(t) = 0.38 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \dots\dots\dots(4.4)$$

$$b_w = 1.48 \left(\frac{\mu q_i^3}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \dots\dots\dots(4.5)$$

Donde E' es el módulo de tensión natural y se obtiene a partir del módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) como:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \dots\dots\dots(4.6)$$

Geertsma y de Klerk (1969) extendieron el modelo considerando la pérdida de fluido, suponiendo que se altera el balance de volumen pero sin tener un efecto en la forma de la fractura o en la distribución de la presión. El volumen de una fractura KGD es:

$$V_f = \frac{\pi}{2} h_f L b_w \dots\dots\dots(4.7)$$

Realizando un balance de volumen, obtuvieron:

$$L = \frac{q_i b_w}{64 C_L^2 h_f} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(s) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} s - 1 \right] \dots\dots\dots(4.8)$$

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluido y s es una cantidad adimensional dada por:

$$s = \frac{8 C_L \sqrt{\pi t}}{\pi b_w} \dots\dots\dots(4.9)$$

Para incluir los efectos de la pérdida de fluido instantánea, S_p , b_w se reemplaza por $\left[b_w + \left(\frac{8}{\pi} S_p \right) \right]$.

4.2.2 Modelo PKN

Perkins y Kern (1961) también obtuvieron una solución para una fractura vertical de altura fija.

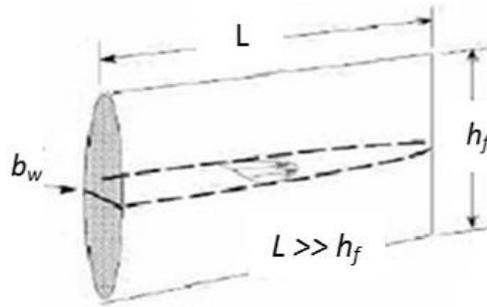


Figura 4.2 – Esquema de un modelo de fractura PKN. La longitud de la fractura se considera mucho mayor que su altura.

Ellos usaron la solución de Sneddon y Elliot (1964), como en la solución del modelo KGD, pero reemplazando la longitud del ala de la fractura L por la mitad de la altura de la fractura, para obtener el ancho máximo en la sección transversal, b :

$$b = \frac{2p_n h_f}{E'} \dots\dots\dots(4.10)$$

El ancho promedio, \bar{b} , en la sección transversal es $(\pi/4)b$. Perkins y Kern combinaron esta geometría de la sección transversal con ecuaciones de flujo de fluidos para desarrollar su solución para la presión de fractura y el ancho, esto es:

$$p_n = \left[\frac{16\mu q_i (E')^3}{\pi h_f^4} L \right]^{1/4} \dots\dots\dots(4.11)$$

$$b_x = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right]^{1/4} \dots\dots\dots(4.12)$$

Donde b_x es el ancho a una distancia x desde el pozo. En unidades de campo, el ancho en la cara del pozo ($x = 0$) es:

$$b_w = 0.38 \left(\frac{q_i \mu L}{E'} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(4.13)$$

Perkins y Kern (1961) no toman en cuenta los efectos mecánicos de la fractura, ya que bajo condiciones de un fracturamiento hidráulico, la presión neta promedio en la fractura podría exceder en gran medida la presión mínima para propagar de la fractura. Desprecian tanto la pérdida como el almacenamiento de fluido en la fractura. Carter (1957) demuestra que para un ancho de fractura constante, b_{fc} , la longitud de la fractura, L , es:

$$L = \frac{q_i b_{fc}}{8\pi h_f C_L^2} \left[e^{s^2} \operatorname{erfc}(s) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} s - 1 \right] \dots\dots\dots(4.14)$$

Dónde:

$$s = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{b_{fc}} \dots\dots\dots(4.15)$$

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluido. Harrington y Hannah (1975) demostraron que la ecuación 4.14 se puede simplificar con una pequeña pérdida de precisión de la forma:

$$L = \left(\frac{q_i t}{b_{fc} + 2C_L \sqrt{2t}} \right) / 2h_f \dots\dots\dots(4.16)$$

El diseño se logra con la iteración de la solución de Carter para la longitud de la fractura en función del tiempo (ecuación 4.14) y el modelo de Perkins y Kern para el ancho (ecuación 4.13) hasta encontrar una solución consistente y para encontrar la presión neta se ocupa la ecuación 4.11.

Nordgren (1972) agrego la pérdida y el almacenamiento del fluido en la fractura (por el incremento del ancho) al modelo de Perkins y Kern, obteniendo lo que ahora se conoce como modelo PKN. El resuelve este modelo numéricamente para obtener el ancho y la longitud en función del tiempo.

Debido a que la solución de Nordgren se obtiene numéricamente, no puede ser expresada analíticamente; sin embargo, se puede obtener la geometría de la fractura en casos limitados de alta y baja eficiencia. La aproximación de una alta eficiencia (baja pérdida de fluidos) es:

$$L(t) = 0.39 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu h_f^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \dots\dots\dots(4.17)$$

$$b_w = 2.18 \left(\frac{\mu q_i}{E' h_f} \right)^{1/5} t^{1/5} \dots\dots\dots(4.18)$$

Mientras que la aproximación para una baja eficiencia (con alta pérdida de fluido) es:

$$L(t) = \frac{q_i t^{1/2}}{2\pi C_L h_f} \dots\dots\dots(4.19)$$

$$b_w = 4 \left(\frac{\mu q_i^2}{\pi^3 E' C_L h_f} \right)^{1/4} t^{1/8} \dots\dots\dots(4.20)$$

Una vez que se obtiene el ancho de la fractura de la ecuación 4.18 o 4.20, se puede obtener la presión usando la ecuación 4.10. Estas expresiones proporcionan información útil sobre el comportamiento físico de las fracturas. Por ejemplo, la ecuación para la longitud cuando se tienen altas pérdidas de fluido (baja eficiencia, como lo es una operación de frac-pack) indica que la longitud se determina simplemente por el balance de masa entre la perdida de fluido y el flujo dentro de la fractura.

Finalmente, es importante el enfatizar que la solución PKN es solo valida cuando la longitud de fractura es de por lo menos tres veces la altura.

4.2.3 Modelo de fractura radial

Perkins y Kern y Geertsma y de Klerk también consideraron fracturas radiales, que crecen sin confinamiento a partir de una fuente puntual. Esto ocurre cuando no existen barreras limitando el crecimiento de la altura o cuando se crea una fractura horizontal. Geertsma y de Klerk (1969) muestran que el ancho de la fractura está dado por:

$$b_w = 2.56 \left[\frac{\mu q_i L_r}{E'} \right]^{1/4} \dots\dots\dots(4.21)$$

Donde L_r es la longitud radial, y se calcula como:

$$L_r = \sqrt{\frac{q_i(4b_w+8S_p)}{30\pi^2 C_L^2} \left(e^{s^2} \operatorname{erfc}(s) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} s - 1 \right)} \dots\dots\dots(4.22)$$

Dónde:

$$s = \frac{15C_L\sqrt{\pi t}}{4b_w+15S_p} \dots\dots\dots(4.23)$$

La aproximación para el modelo radial sin pérdida de fluido está dada por:

$$b_w = 2.17 \left[\frac{\mu^2 q_i^3}{(E')^2} \right]^{1/9} t^{1/9} \dots\dots\dots(4.24)$$

Y

$$L_r = 0.52 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu} \right)^{1/9} t^{4/9} \dots\dots\dots(4.25)$$

Con una alta pérdida de fluido (baja eficiencia) la aproximación de la longitud radial es:

$$L_r = \frac{1}{\pi} \left(\frac{q_i^2 t}{C_L^2} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(4.26)$$

Estas expresiones no proveen el ancho de la fractura para el caso con altas pérdidas de fluido.

4.3 Pérdida de fluido

Un parámetro clave para el diseño del tratamiento es la tasa de pérdida de fluido hacia la formación. La pérdida de fluido generalmente se expresa como:

$$v_L = \frac{C_L}{\sqrt{t-t_e}} \dots\dots\dots(4.27)$$

Donde v_L es la velocidad de pérdida y t_e es el tiempo al cual la roca está expuesta a la pérdida. Los tratamientos de minifractura se desarrollan para estimar el coeficiente de pérdida. La ecuación 4.27 (la ecuación básica de filtración) fue usada por primera vez por Carter (1957), quien demostró que es aplicable para tres procesos distintos de pérdida de fluido:

- La construcción del filtro-barrera externo (empaquete de apuntalante externo)
- La invasión de la formación por el filtrado o el fluido de fracturamiento
- Desplazamiento y compresibilidad del fluido del yacimiento

4.3.1 Filtro-barrera (enjarre)

Experimentos de filtración en el laboratorio se han desarrollado a presión constante y han demostrado que la tasa de filtración es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. Asumiendo que la cantidad del filtro-barrera depositado es proporcional al volumen de fluido que atraviesa la superficie, la permeabilidad del filtro es independiente de este espesor, el flujo a través de este filtro sigue la ley de Darcy, y la caída de presión a través de este filtro es constante:

$$v_L = \frac{dV_L}{dT} = \frac{k_{fc} \alpha \Delta p_{fc}}{\mu V_L} \dots \dots \dots (4.28)$$

Donde k_{fc} es la permeabilidad del filtro, Δp_{fc} son las caídas de presión a través del filtro, y α es un constante de proporcionalidad el cual asume que el espesor del filtro es proporcional al volumen de fluido ($V_L = \alpha h_{fc}$). Integrando para V_L , se obtiene:

$$v_L = C_w / \sqrt{t} \dots \dots \dots (4.29)$$

Donde C_w es el coeficiente de pérdida al construir el filtro y se calcula como:

$$C_w = \sqrt{\frac{k_{fc} \alpha \Delta p_{fc}}{\mu V_L}} \dots \dots \dots (4.30)$$

En la práctica, se ha observado un volumen inicial de pérdida cuando no se construye el filtro, y la ecuación 4.28 se aplica después de que el filtro se estabiliza. Esto produce la siguiente interpretación:

$$V_L = 2C_w \sqrt{t - t_{sp}} + S_p \dots \dots \dots (4.31)$$

Donde t_{sp} es el tiempo de pérdida instantánea de fluido.

4.3.2 Zona de filtrado

La zona de filtrado o zona invadida es la parte del yacimiento más cercana a la superficie de la fractura y está invadida por el fluido fracturante. Asumiendo que las caídas de presión a lo largo de esta zona son constantes; el filtrado desplaza totalmente a los fluidos del yacimiento, provocando saturaciones de filtrado de hasta 100%; el fluido y la roca son incompresibles:

$$v_L = \frac{dV_L}{dt} = \frac{k \Delta p_v}{\mu_f D_t} \dots\dots\dots(4.32)$$

Donde k es la permeabilidad, μ_f es la viscosidad del filtrado, Δp_v es la caída de presión a través de la zona invadida, y D_t es la profundidad de invasión. Integrando esta ecuación se obtiene:

$$v_L = \frac{C_v}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots(4.33)$$

Donde C_v es el coeficiente de pérdida por filtrado y se calcula como:

$$C_v = \sqrt{\frac{k\phi\Delta p_v}{2\mu_f}} \dots\dots\dots(4.34)$$

Donde ϕ es la porosidad. El volumen de pérdida a cualquier tiempo se calcula como:

$$V_L = 2C_v\sqrt{t} \dots\dots\dots(4.35)$$

Este mecanismo de pérdida en operaciones de frac-pack es importante por dos razones. La primera, la mayor parte del tratamiento puede ocurrir durante esta fase. Segundo, los fluidos usados en el frac-pack normalmente se encuentran entre los fluidos fracturantes más limpios (con una concentración de polímeros baja o surfactantes), y por lo tanto tienen muy poca capacidad en la construcción del filtro.

4.3.3 Zona del yacimiento

Aunque la zona del yacimiento no invadida no contiene fluidos de fracturamiento, se requiere de cierta presión para desplazar el fluido del yacimiento lejos de la cara de la fractura para permitir que el fluido fracturante se filtre. Asumiendo una caída de presión constante entre la zona invadida y la parte más alejada de esta zona, el flujo compresible con una constante total de compresibilidad, movimiento relativamente lento por la parte frontal del fluido invasor, y un yacimiento infinito, la parte frontal puede ser tratada como la cara de un medio poroso infinito, y su una solución analítica (Collin 1961) se puede usar para obtener:

$$v_L = \frac{C_c}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots(4.36)$$

Donde C_c es el coeficiente de compresibilidad de la pérdida de fluido, y se calcula como:

$$C_c = \sqrt{\frac{kC_T\phi}{\mu_R}} \Delta p_c \dots\dots\dots(4.37)$$

Donde C_T es la compresibilidad del fluido del yacimiento, μ_R es la viscosidad del fluido del yacimiento, y Δp_c es la caída de presión debida a la compresibilidad.

4.3.4 Coeficiente total de pérdida de fluido

En cada uno de estos tres mecanismos, se asume que las caídas de presión a lo largo de la zona bajo consideración son constantes durante todo el tratamiento. Este podría ser el caso si un mecanismo simple controla la pérdida de fluido, por lo que la mayoría de las caídas de presión son a través de esa zona. En la práctica, sin embargo, los tres mecanismos de pérdida de fluido ocurren simultáneamente y uno no puede dominar a los otros. Las velocidades de pérdida de fluido en las ecuaciones 4.28, 4.32 y 4.36 deben ser iguales, y la suma de las caídas de presión debe ser igual a la diferencia de presión total entre la presión del yacimiento y la presión de fractura:

$$\sqrt{\frac{k_{fc}\alpha\Delta p_{fc}}{\mu V_L(t-t_{sp})}} = \sqrt{\frac{k\phi\Delta p_v}{2\mu t}} = \sqrt{\frac{kC_T\phi}{\mu R t}} \Delta p_c \dots\dots\dots(4.38)$$

Y

$$\Delta p_{fc} + \Delta p_v + \Delta p_c = \Delta p_t \dots\dots\dots(4.39)$$

Donde Δp_t es la diferencia entre la presión en la fractura y la presión en la parte más alejada del yacimiento. Estas tres ecuaciones se pueden combinar para generar el coeficiente de pérdida total (C_{wcv}):

$$C_{wcv} = \frac{2C_c C_v C_w}{C_v C_w + \sqrt{C_w^2 C_v^2 + 4C_c^2 (C_v^2 + C_w^2)}} \dots\dots\dots(4.40)$$

Con los coeficientes C_w , C_c y C_v calculados usando las diferencias de presión entre el yacimiento y la fractura. C_{wcv} se usa como el coeficiente de pérdida total. Los simuladores de fracturas aceptan este único valor o los tres mecanismos por separado.

4.4 Problemas durante el desarrollo de fracturas

4.4.1 Comportamiento de la punta de la fractura

Uno de los temas más mal entendido en el modelado del tratamiento es el comportamiento de la punta, el cual controla la forma de la fractura. La punta de la fractura es la zona entre el fluido fracturante y la roca no perturbada delante de la fractura. En fracturas hidráulicas, dos de los efectos más importantes que se deben considerar son la plasticidad y el retraso de fluido.

4.4.1.1 Resistencia de la fractura

El campo de esfuerzo en la roca delante de la fractura tiene una singularidad en la punta de la fractura (la elasticidad lineal predice que el esfuerzo en la punta de la fractura es infinita). La magnitud de esta singularidad se puede representar mediante un factor llamado factor de intensidad de esfuerzo. Para una fractura 2D creada a presión constante, Irwin (1957) mostró que el factor de intensidad de esfuerzo, K_I , está dado por:

$$K_I = \sqrt{\pi L_c p_n} \dots \dots \dots (4.41)$$

Donde L_c es la longitud de la fisura, de forma similar para una fisura radial:

$$K_I = 2 \sqrt{\frac{r}{\pi}} p_n \dots \dots \dots (4.42)$$

La roca también tiene una propiedad llamada resistencia a la fractura, o factor crítico de la intensidad de esfuerzo (K_k). Cuando K_I excede a K_k , la fractura se propaga. Se asume que la resistencia de la fractura incluye todos los procesos del resultado de la propagación, tal como la plasticidad alrededor de la punta.

4.4.1.2 Región de retraso de fluido

Como se discutió en la sección 4.2.3, Kristianovitch y Zheltov (1955) introdujeron el concepto de región de retraso del fluido, el cual está en la zona no mojada en la punta de la fractura. Esta región de baja presión reduce la intensidad de esfuerzo en la roca, lo cual incrementa la presión requerida para propagar la fractura. Jeffrey (1989) define la resistencia efectiva a la fractura (K_k^{eff}):

$$K_k^{eff} = K_k^{roca} + K_{lc}^{lag} \dots \dots \dots (4.43)$$

Donde K_k^{roca} es la resistencia de la fractura debida a las propiedades de la roca y K_{lc}^{lag} es la resistencia al efecto de retraso de fluido y se calcula como:

$$K_{lc}^{lag} = 2 \sqrt{\frac{L}{\pi}} \int_{L-d_f}^L \frac{p_{nt}}{\sqrt{L^2-x^2}} dx = 2 p_{nt} \sqrt{\frac{L}{\pi}} \left[\frac{\pi}{2} - \arcsen \left(\frac{L-d_f}{L} \right) \right] \dots \dots \dots (4.44)$$

Para una fractura KGD, donde la p_{nt} es la presión neta (presión cerca de la punta menos la presión de cierre) en la región no mojada y d_f es la distancia con el fluido de retraso. Se asume que la fractura se propaga cuando la intensidad del esfuerzo excede la resistencia efectiva a la fractura, K_k^{eff} , en lugar de la resistencia de la roca actual, K_k .

4.4.1.3 Plasticidad

Yew y Liu (1993) presentaron una forma de obtener la resistencia efectiva a la fractura para contabilizar la plasticidad alrededor de la punta:

$$K_{lc}^{eff} = K_{lc}^{roca} + \frac{144\delta^2}{\sqrt{3}\pi^2(1+\sqrt{3}\delta)} \sqrt{\frac{1-\nu}{1+\nu} \left(\frac{E-E_t}{\sqrt{EE_t}} \right)} K_I \dots \dots \dots (4.45)$$

Donde E_t es el módulo de Young del material plástico y δ es un número adimensional y se encuentra resolviendo:

$$\tan \theta = \frac{3\delta}{\sqrt{1-12\delta^2}} \dots \dots \dots (4.46)$$

Donde θ es el ángulo de fricción.

4.4.1.4 Aplicaciones de campo en formaciones débilmente consolidadas

Actualmente los mecanismos de propagación para las fracturas en rocas débilmente consolidadas no se han entendido correctamente. Por esta razón, es suficiente asumir una fractura radial y calibrar el modelo. Shlyapoberski (1988) propuso un método para calibrar la resistencia a la fractura, asumiendo que la fractura detiene su crecimiento muy poco después de cerrar el flujo y este se detenga dentro de la fractura. Mediante la determinación de una presión de cierre inicial (PCI) al tiempo en la cual la fractura detiene su crecimiento (si es posible) y el esfuerzo de cierre en la formación, midió la presión neta asociada con una fractura abierta (p_n) al final del bombeo. Usando p_n calculó la resistencia efectiva a la fractura:

$$K_{lc}^{eff} = \alpha_g p_n \sqrt{r_e} \dots \dots \dots (4.47)$$

Donde r_e es el radio efectivo de la fractura y $\alpha_g = 0.64$.

4.4.2 Comportamiento en la vecindad del pozo

Las fracturas tratadas hasta ahora han sido tratadas como fracturas de un solo plano extendiéndose desde el pozo hasta la punta; sin embargo, la iniciación de la fractura y su coalescencia con la formación puede ser muy compleja, ocasionando altas pérdidas por fricción en la vecindad del pozo, especialmente en pozos desviados o en los que se efectuaron disparos inadecuados. Estas pérdidas de fricción pueden derivarse de una pobre comunicación con el pozo (fricción por disparos), desalineamiento de las fases de los disparos, y la tortuosidad. Estos efectos pueden provocar un aumento en la presión neta y pueden incrementar el riesgo de la formación de un arenamiento por el ancho reducido de la fractura en la vecindad del pozo o en el espacio anular.

4.4.2.1 Iniciación de la fractura

Es poco probable que los disparos en un pozo estén alineados con el plano preferente de fractura a menos que se hagan esfuerzos especiales para obtener información confiable sobre las direcciones de los esfuerzos en el pozo. Behrmann y Elbel (1991) y Daneshy (1973) encontraron que la fractura se inicia en un disparo y se extenderá solo si los disparos están orientados dentro de 10 a 20° del plano preferente de fractura. A diferencia de los efectos en la punta, los efectos en la vecindad del pozo no influyen el comportamiento a lo largo de la geometría de la fractura a menos que causen la formación de un arenamiento.

4.4.2.2 Fricción por disparos

McClain (1963) encontró que las caídas de presión por disparo están dadas por:

$$\Delta p_p = 0.2369 \frac{q^2 p}{n^2 a_p^4 C^2} \dots \dots \dots (4.48)$$

Donde q es el gasto total de flujo, n es el número de disparos, d_p es el diámetro de los disparos, y C es el coeficiente de descarga. El coeficiente de descarga representa los efectos de la forma de entrada de los disparos. La alta fricción por disparos puede ser erosionada por el apuntalante, lo cual suaviza el agujero del disparo, incrementando el coeficiente de descarga y el diámetro de los disparos.

4.4.2.3 Tortuosidad

El cuerpo principal de la fractura se encuentra en un plano que es normal al mínimo esfuerzo debido a que esto permite que la fractura se abra en contra del mínimo esfuerzo, lo cual requiere menos energía que cualquier otra operación; sin embargo, si la fractura no se inicia en esta dirección debido al desalineamiento de los disparos, la fractura inicial se gira y voltea para llegar a la orientación preferida. La tortuosidad describe el camino complicado para comunicar el pozo con el cuerpo principal de la fractura. El ancho de la fractura es proporcional a la diferencia entre la presión en la fractura y el esfuerzo en cual la fractura se abre; por lo tanto, cuando la fractura se abre en contra del esfuerzo que es más alto que el mínimo esfuerzo in-situ, el ancho de la fractura es más pequeño de lo que habría sido en la orientación óptima. Si la relación entre el esfuerzo contra el cual la fractura se abre y el mínimo esfuerzo in-situ es mayor que de aproximadamente 1.5, la boca de la fractura actúa como inyector, permitiendo la entrada del fluido, pero con una gran caída de presión debido a la reducción en el ancho de la fractura en el pozo. Esta reducción del ancho restringe el flujo y puede causar la formación de un arenamiento en la vecindad del pozo. Es importante notar que a pesar de que la tortuosidad puede incrementar la presión en el pozo, el alto esfuerzo puede reducir el ancho, esto puede causar la formación de un arenamiento, las cuales deben tenerse en cuenta para considerar la entrada del apuntalante si el ancho de la fractura es demasiado pequeño.

La tortuosidad puede reducirse incrementando la viscosidad del fluido, lo cual se ha demostrado que previene la formación de arenamientos en la vecindad del pozo. Añadiendo tiempo a la bomba antes de la introducción del apuntalante (incrementando el volumen de colchón) e incrementando la viscosidad se puede reducir la formación de arenamientos en la vecindad del pozo debido a que se crea un incremento en el ancho en la zona tortuosa; sin embargo, estos cambios pueden ser perjudiciales para la colocación del apuntalante en la fractura.

4.4.2.4 Desalineamiento de fase de los disparos

Nolte (1988) señaló que si la fractura no se inicia en los disparos, el fluido puede comunicarse con la fractura a través de un canal estrecho de la tubería de revestimiento. Este canal puede causar altas presiones del tratamiento debido a dichas restricciones (figura 4.3). Como en la tortuosidad, esto puede causar un incremento en la presión y la formación de un arenamiento en la vecindad del pozo. A diferencia de la tortuosidad, sin embargo, la restricción del ancho causada por el desalineamiento de las fases puede ser erosionada por el apuntalante. El círculo en la figura 4.3 representa un pozo rígido (tubería y cemento), el fluido sale del pozo a través de los disparos, que

debe atravesar el micro espacio anular y pasar la zona de restricción antes de entrar al cuerpo principal de la fractura.

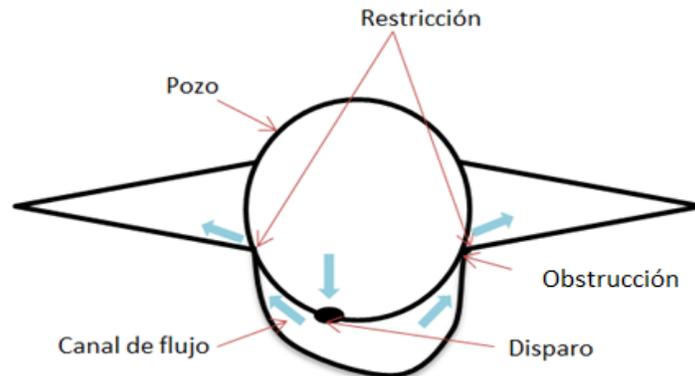


Figura - 4.3 Disparos no alineados con el plano preferente de fractura provocando obstrucciones de flujo.

Para mantener el flujo a través de la fractura en el punto de restricción, el micro espacio anular se debe presurizar hasta un nivel más alto que la fractura. La figura 4.4 muestra la ampliación del ancho de la obstrucción cuando la presión neta varía de 0 a 1,000 psi para un caso típico. Tenga en cuenta que el ancho aumenta a medida que aumenta la presión de fracturamiento, en contraste con el efecto de tortuosidad, el cual disminuye en tanto la presión y el ancho aumentan.

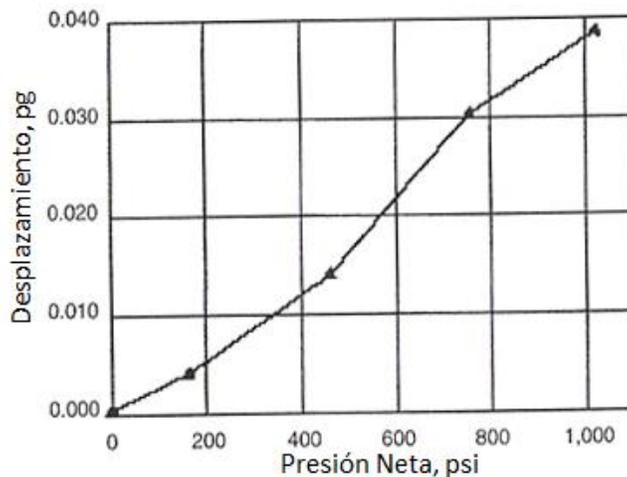


Figura 4.4 – Efectos de la presión neta en la obstrucción causada por desalineamiento de fases. En tanto la presión aumenta la obstrucción se hace cada vez más amplia debido a la erosión causada por el fluido del tratamiento.

Si la restricción se presenta cuando se intenta introducir el apuntalante a la fractura, puede ocurrir un taponamiento, causando un arenamiento. Debido a la restricción, el fluido viaja a gran velocidad, esto puede erosionar este punto de obstrucción.

4.4.2.5 Iniciación de la fractura y efectos en la vecindad del pozo en agujero descubierto

En pozos con agujero descubierto, especialmente en pozos desviados, la iniciación de la fractura se puede producir por un esfuerzo cortante. En este caso, una serie de fracturas escalonadas pueden desarrollarse, sin definir claramente la fractura dominante. Si esto ocurre, todas las fracturas serán más estrechas que lo que una fractura simple lo sería, resultando en altas presiones netas y la formación de arenamientos si son muy estrechas para permitir el paso del apuntalante.

4.5 Bombeo del tratamiento

Bajo condiciones ideales de yacimiento (arenas limpias limitadas por lutitas), el fluido de colchón (pad) propaga la mayor parte de la geometría de la fractura. Para un gasto de bombeo constante, el tiempo al cual el fluido de colchón se agota a través de la pérdida de fluido (conocido como tiempo de inicio de TSO, t_s) se obtiene resolviendo las ecuaciones 4.49 y 4.51 o 4.50 y 4.51. Además, la ecuación 4.45 es el tiempo de bombeo subsecuente ($t_f - t_s$), el cual define el volumen de fluido mezclado con apuntalante conocido como lechada para lograr el ancho de la fractura deseada, y t_f es el tiempo en el cual se termina el trabajo en minutos.

$$t_{s1} = \left[\frac{2\pi x_f h_f C_t r_p}{5.614q(1-E_s)} \right]^2 \dots\dots\dots(4.49)$$

$$t_{s2} = \left[\frac{2\pi r^2 C_t r_p}{5.614q(1-E_s)} \right]^2 \dots\dots\dots(4.50)$$

Donde t_{s1} , en minutos, es el tiempo de TSO para una fractura PKN o una fractura KGD; y t_{s2} , en minutos, es el tiempo TSO para una fractura radial. C_f es el coeficiente de pérdida de fluido, $\text{pie}/\sqrt{\text{min}}$; x_f es la longitud de la fractura, en pies; q es el gasto de inyección total, bl/min; r es el radio de la fractura, en pies; y r_p es la relación de la altura de pérdida de fluido y la altura de la fractura, h_l/h_f . La eficiencia del fluido, E_s , está dada por:

$$E_s = \frac{w_s}{w_s + 2r_p \left(\frac{\pi}{2} C_t t_s^{0.5} + S_p \right)} \dots\dots\dots(4.51)$$

En la ecuación anterior, S_p es la pérdida instantánea de fluido, en pies; y w_s es el ancho del arenamiento, en pies (en general se toma de 5 a 8 veces el diámetro del apuntalante).

Alternativamente, el diseño se puede basar en la eficiencia del fluido, en lugar del coeficiente de pérdida de fluido, y t_s se obtiene resolviendo la ecuación 4.49 y 4.52 o por la ecuación 4.50 y 4.52.

$$C_t = \frac{w_s(1-E_s) - 2r_p E_s S_p}{2\pi r_p E_s t_s^{0.5}} \dots\dots\dots(4.52)$$

La ecuación 4.53 proporciona el tiempo al final del trabajo, t_f :

$$\frac{c_f}{c_s} = 1 + \frac{\Delta t}{E} - \frac{\frac{G(\Delta t)}{\pi/2} - 1}{\rho} \dots\dots\dots(4.53)$$

Donde c_f es la concentración promedio del apuntalante al final del trabajo, en lb_m/pie^2 ; c_s (ecuación 4.56) es la concentración de apuntalante deshidratado al comienzo del TSO, en lb_m/pie^2 ; y Δt es el tiempo adimensional definido como:

$$\Delta t = \frac{t_f - t_s}{t_s} \dots\dots\dots(4.54)$$

E es la eficiencia sin pérdida instantánea de fluido:

$$E = \frac{w_s + 2r_p \left(\frac{\pi}{2} c_t t_s^{0.5} + S_p \right)}{w_s + 2r_p \frac{\pi}{2} c_t t_s^{0.5}} E_s \dots\dots\dots(4.55)$$

Además, c_s es:

$$c_s = \rho_p f_v w_s \dots\dots\dots(4.56)$$

Donde ρ_p es la densidad del apuntalante, en lb_m/pie^3 ; f_v el factor de volumen adimensional, esto es:

$$f_v = \frac{\frac{7.481 c_{max}}{\rho_p}}{1 + \frac{7.481 c_{max}}{\rho_p}} \dots\dots\dots(4.57)$$

Donde c_{max} es la máxima concentración de apuntalante añadido. Las ecuaciones que definen ρ y $G(\Delta t)$ son:

$$\rho = \frac{E}{1-E} \dots\dots\dots(4.58)$$

$$G(\Delta t) = (1 + \Delta t) \text{sen}^{-1} (1 + \Delta t)^{-0.5} + \Delta t^{0.5} \dots\dots\dots(4.59)$$

4.5.1 Fluido de colchón, lechada y apuntalante

Para el Δt calculado de la ecuación 4.53, el volumen total de fluido V_t (barriles) está dado por:

$$V_t = V_p + V_s = (1 + \Delta t) t_s q \dots\dots\dots(4.60)$$

Donde V_s es el volumen de la lechada (fluido del tratamiento con cierta carga de apuntalante), en barriles, y el volumen de fluido de colchón, V_p (es el volumen de fluido que se inyecta a principio del tratamiento para abrir la fractura) está dado por:

$$V_p = f_p t_s q \dots\dots\dots(4.61)$$

Donde f_p es:

$$f_p = \frac{1-E_s}{1+E_s} + \frac{(1-E_s)(\kappa-1)}{\kappa} \dots\dots\dots(4.62)$$

Donde κ está dado por:

$$\kappa = 1 + \frac{S_p}{\frac{\pi}{2} C_t t_s^{0.5}} \dots \dots \dots (4.63)$$

También, por conveniencia, V_s puede dividirse entre n etapas, V_i :

$$V_s = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n} V_i \dots \dots \dots (4.64)$$

La concentración adicional por etapa, c_i , en lbm/gal por cada etapa, se obtiene de:

$$c_i = c_{max} \left(\frac{i}{n}\right)^\varepsilon \dots \dots \dots (4.65)$$

El exponente ε y la eficiencia del fluido al final del trabajo, E_f , están dados por:

$$\varepsilon = \frac{1 - \frac{f_p}{1 + \Delta t}}{E_f} - 1 \dots \dots \dots (4.66)$$

$$E_f = \frac{E - \frac{c_f}{c_s}}{1 + \Delta t} \dots \dots \dots (4.67)$$

A continuación se presenta un ejemplo donde se aplican las ecuaciones presentadas. Considerar el siguiente diseño de frac-pack: $x_f = 50$ (pie), $c_f = 9$ (lb_m/pie²), y $q = 25$ (bl/min). La figura 4.5 muestra que el TSO empieza poco después de que el apuntalante alcanza los disparos, tal como se especifica por la diferencia entre t_s y t_p . Adicionalmente, el volumen de lechada, definido por la diferencia entre t_f y t_p , incrementa con el decremento de la eficiencia del fluido, lo que indica que se requiere un mayor volumen de fluido para formaciones de mayor permeabilidad. Para mantener una relación adecuada de apuntalante/volumen de fluido, el aumento de la concentración de apuntalante para formaciones de alta permeabilidad (fluido de baja eficiencia) incrementa gradualmente la concentración máxima, c_{max} , mientras que el incremento para bajas permeabilidades (fluido de alta eficiencia) es más fuerte y no es gradual.

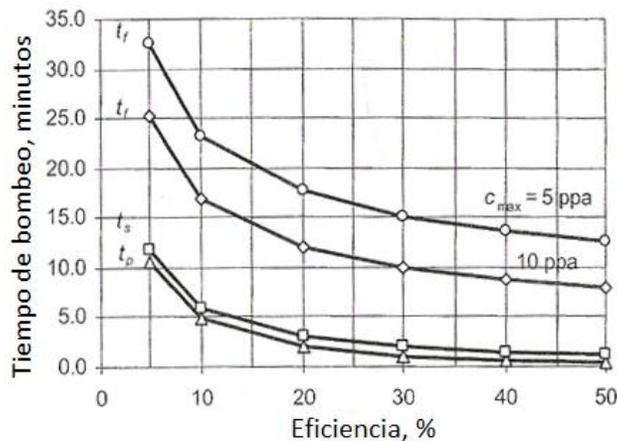


Figura 4.5 – Bombeo de lechada, iniciación del arenamiento, y tiempo final de trabajo contra eficiencia del fluido.

La figura 4.6 muestra un ejemplo de incremento de la cantidad de apuntalante para dos casos límites (eficiencias de 5% y 50%).

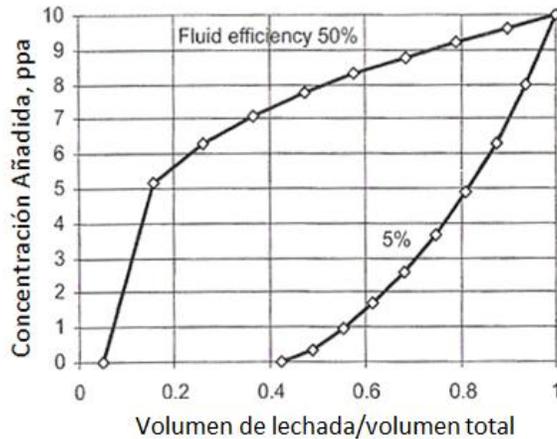


Figura 4.6 – Impacto en la eficiencia del fluido debido al aumento de la concentración del apuntalante. El aumento de la concentración del apuntalante afecta directamente la eficiencia del fluido para una relación de volumen de lechada y volumen total.

La figura 4.5 también muestra que se puede obtener la misma geometría de fractura y ancho apuntalado con cualquier c_{max} ; sin embargo, el volumen de lechada aumenta en tanto c_{max} disminuye. En general, en la industria se usan valores de c_{max} de 8 a 10 ($lb_m/ptie^2$); sin embargo para yacimientos donde el arenamiento es difícil de lograr, se recomiendan altos valores (14 a 15 $lb_m/ptie^2$). En los casos donde el espaciamento anular en el fondo del pozo para el ensamble de herramientas es pequeño, o las herramientas de gravel-pack tienen limitaciones, lo más práctico es usar valores pequeños (4 a 5 $lb_m/ptie^2$).

Además, la figura 4.7 indica que, para una pérdida constante de fluido, la eficiencia el fluido decrece con un incremento en la longitud de la fractura, por consiguiente, para un diseño de lechada basado en la eficiencia del fluido, la eficiencia obtenida de un tratamiento de calibración debe disminuir si la longitud del frac-pack es mayor que la longitud de la calibración, o por el contrario ésta aumenta. Sin embargo, no se requiere ningún ajuste si el diseño se basa en la pérdida de fluido en lugar de la eficiencia.

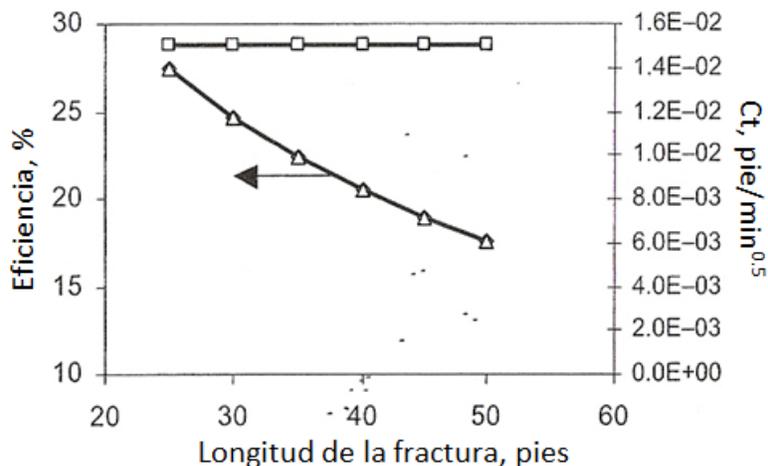


Figura 4.7 – Eficiencia de fluido contra longitud de la fractura para una pérdida de fluido constante. Para un diseño de lechada basado en la eficiencia del fluido, la eficiencia obtenida de un tratamiento de calibración debe disminuir si la longitud del frac-pack es mayor que la longitud de la calibración, o por el contrario ésta aumenta.

Disminución del gasto de inyección

Disminuir el gasto de inyección casi al final del tratamiento de frac-pack a veces es necesario debido a que el TSO no se produjo dentro del plazo previsto y no hay una lechada con apuntalante necesaria para finalizar correctamente el tratamiento. Existen dos factores principales: incrementando el tiempo de exposición del fluido facilita el evento de TSO, pero el aumento de la viscosidad del fluido dificulta el empacamiento. La mejor alternativa para evitar esto es disminuir el gasto de inyección, empacar la fractura y el espacio anular. Hay dos formas de hacer frente a esta complicación: 1) si el TSO no se observó en el tiempo planeado, disminuir el gasto de inyección al tiempo que se mejore la distribución del apuntalante cerca del pozo; 2) si no se corrobora un incremento de presión hacia el final del tratamiento, una disminución gradual del gasto de inyección puede al menos crear un empacamiento en la sección anular. Si el TSO se produce al final del tratamiento, el riesgo de la separación entre la fractura apuntalada y el pozo desaparece en tanto el volumen de colchón se filtra como pérdida de fluido.

4.6 Calibración del tratamiento

La calibración del tratamiento provee los datos necesarios (esfuerzo mínimo in-situ, coeficiente de pérdida de fluido y la eficiencia del fluido) para el diseño del tratamiento de bombeo; consiste en el volumen de fluido fracturante (aproximadamente igual al volumen de colchón) bombeado a un gasto de inyección constante para propagar el área de la fractura, con el fluido de frac-pack, y preferentemente al gasto de inyección del frac-pack. Debido a que los datos se obtienen de la declinación de la presión, la presión de bombeo se debe monitorear aun después de que se termina la prueba. Antes de realizar la calibración del tratamiento, el primer paso es llevar a cabo un trabajo con ácido, el cual consiste en bombear algunos cientos de galones de HCl (10 a 25 gal/pie) para mejorar la comunicación del yacimiento con el pozo mediante la remoción de los residuos en el túnel de disparo.

4.6.1 Prueba de inyección

Esta prueba se basa en la inyección de un fluido a distintos gastos previamente establecidos, que se van incrementando hasta un valor superior de la presión de extensión de la fractura. En yacimientos de alta permeabilidad, los intervalos del gasto varían desde 0.5, 1, 2, 4, 8, 10 y 12 (bl/min), y luego hasta el máximo gasto posible y permitido por las herramientas. Los intervalos de tiempo que se manejan entre cada etapa son de 2 a 3 minutos.

Las pruebas de inyección nos ayudan a identificar el gasto y la presión de propagación de la fractura. La presión de fondo a cada etapa de bombeo se gráfica en contra del gasto de inyección. Con los puntos graficados se trazan dos líneas de tendencia, el punto en el cual estas dos rectas se intersectan se conoce como la presión de propagación de la fractura.

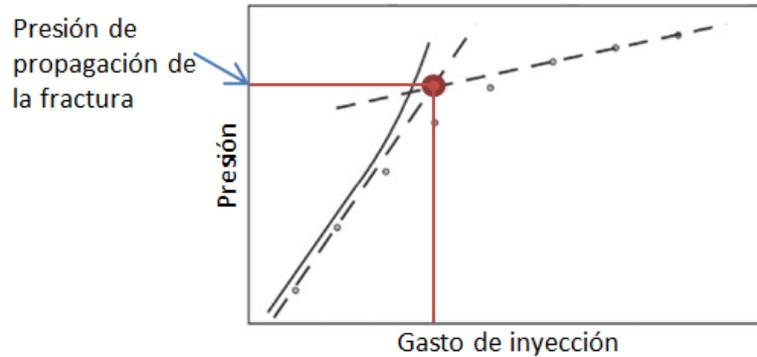


Figura 4.8 – Gráfica de presión contra gasto de inyección de una prueba de inyección. La intersección de las dos líneas de tendencia proporciona la presión de propagación de fractura y el gasto de inyección para lograr dicha presión.

Con esta prueba se puede determinar:

- Límite superior para la presión de cierre de fractura
- Presión superficial del tratamiento la cual debe ser prolongada durante el fracturamiento
- El gasto de inyección que aseguran una extensión de la fractura deseada
- Identificar la fricción a la entrada del pozo debida a los disparos y a problemas relacionados con la vecindad del pozo (esto se observa en el incremento de la presión de fondo debida al incremento del gasto de inyección)

Disminuir el gasto de inyección y observando como varía la presión de fondo con dicha disminución la prueba ayuda a identificar las restricciones en la vecindad del pozo (tortuosidad o fricción por disparos). Por ejemplo si la presión solo cambia gradualmente durante el decremento del gasto de inyección, se puede detectar que no existe una restricción. Una vez que la prueba finaliza, se realiza una minifractura para determinar la presión de cierre y el coeficiente de pérdida de fluido.

4.6.2 Minifractura

El objetivo principal de realizar una minifractura es el de obtener la presión de cierre de la fractura y el coeficiente de pérdida de fluido los cuales son parámetros esenciales para el diseño del fracturamiento. El primer paso en el análisis de la minifractura es determinar la presión de cierre el cual se obtiene de una gráfica de la declinación de la presión contra alguna función del tiempo. Los gráficos más utilizados son:

- Presión contra tiempo, t .
- Presión contra \sqrt{t}
- Presión contra función G

Debido a que el cierre ocurre al final del régimen de flujo lineal, en una gráfica existe un punto de inflexión en la raíz cuadrada del tiempo total de bombeo contra la declinación de la presión, el cual proporciona el esfuerzo mínimo in-situ o presión de cierre. Alternativamente, el uso de la raíz

cuadrada del tiempo de cierre (no el tiempo total de bombeo), también nos ayuda a obtener la presión de cierre.

Para encontrar el coeficiente de pérdida de fluido se utiliza una gráfica de presión de fondo contra una función G. El desarrollo de esta gráfica se describe a continuación.

4.6.3 Coeficiente de pérdida y eficiencia del fluido estimada: método analítico

Para evaluar el coeficiente de pérdida de fluido, C_t , se puede usar la siguiente ecuación:

$$C_t = \frac{m\lambda}{r_p t_p^{0.5} E'} \begin{cases} h_f & PKN \\ 2x_f & KGD \\ \frac{32}{3\pi^2} r & Radial \end{cases} \dots\dots\dots(4.68)$$

Esta ecuación provee una solución directa para el modelo PKN, asumiendo que la altura de la fractura, h_f , se conoce. Sin embargo, para otros modelos, se requiere la longitud de penetración y debe ser determinada mediante:

$$\begin{bmatrix} x_f \\ x_f^2 \\ r^3 \end{bmatrix} = \frac{5.614(1-E)V_t E'}{2g_o \lambda m} \begin{cases} \frac{1}{2h_f^2} & PKN \\ \frac{1}{4h_f} & KGD \\ \frac{3\pi}{32} & Radial \end{cases} \dots\dots\dots(4.69)$$

El módulo de tensión natural a partir del módulo de Young, E' (psia), es:

$$E' = \frac{E_m}{1-\nu^2} \dots\dots\dots(4.70)$$

V_t es el volumen total de fluido inyectado, barriles; m es la pendiente de la gráfica presión contra la función G , psia; r_p es la relación de h_L para h_f ; t_p es el tiempo total de bombeo, minutos; E_m es el módulo de Young, psia; ν es la relación de Poisson; λ es un parámetro de modelo dependiente igual a 0.75 para PKN, y 0.9 para fracturas KGD o radiales; y g_o está dado por la siguiente ecuación:

$$g_o = \begin{cases} \pi/2 & E < 0.2 \\ 4/3 & E > 0.2 \end{cases} \dots\dots\dots(4.71)$$

La eficiencia del fluido se obtiene mediante:

$$E = \frac{V_{si}}{V_t} = \frac{G_c}{2+G_c} \dots\dots\dots(4.72)$$

Donde G_c es la abscisa de la presión de cierre en el eje G ; V_{si} es el volumen de fluido en la fractura al cierre, barriles; y V_t es el volumen total inyectado, barriles.

Para bajas eficiencias de fluido ($E < 0.2$), el eje G está dado por:

$$G = \frac{4}{\pi} \left\{ -(1 + \Delta ts) \text{sen}^{-1} [(1 + \Delta ts)^{-0.5}] + \Delta ts^{0.5} - \frac{\pi}{2} \right\} \dots\dots\dots(4.73)$$

Para altas eficiencias de fluido ($E > 0.2$), el eje G es:

$$G = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta ts)^{0.5} - \Delta ts^{0.5} - 1] \dots \dots \dots (4.74)$$

Donde Δts es la relación t_{si} a t_p ; y t_{si} es el tiempo al cierre, en minutos.

Se debe notar que de la ecuación 4.68 el módulo de Young es inversamente proporcional a C_t ; por lo tanto, un E_m erróneo hará un C_t erróneo. Debido a que la relación de Poisson es un número fraccionario pequeño elevado a la segunda potencia, un valor erróneo de la relación de Poisson no cambiará el valor significativamente de C_t .

4.6.4 Ejemplo de calibración

El tratamiento consiste en bombear 108 (bl) de un gel lineal de 20 ($lb_m/1,000 gal$) a inyección constante de 15 (bl/min) dentro de yacimiento de 40 (pie) de espesor delimitado por lutitas. Los parámetros de entrada son: esfuerzo mínimo in-situ 7,100 (psia), el coeficiente de pérdida de fluido es de 0.01 (pie/\sqrt{min}), el módulo de Young es de 800,000 (psia), y la relación de Poisson es de 0.29. Los datos completos se muestran en la tabla 4.2. Las figuras 4.9 y 4.10 muestran la geometría de la fractura y la presión de bombeo para los datos del ejemplo.

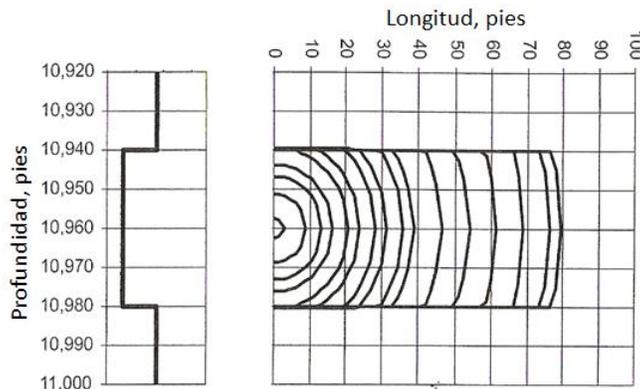


Figura 4.9 – Geometría de la fractura hidráulica para el ejemplo de calibración

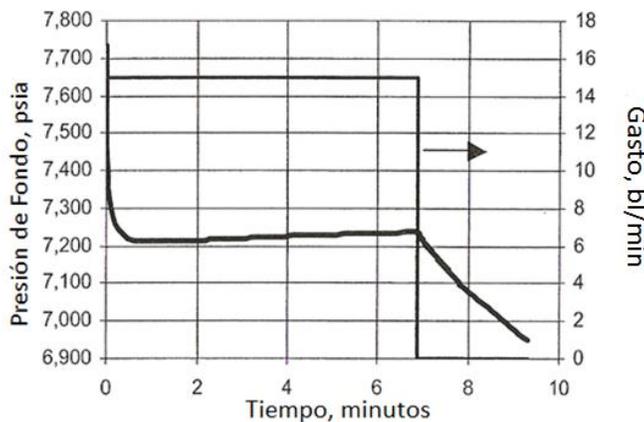


Figura 4.10 – Presión de fondo y gasto contra tiempo de bombeo para el ejemplo de calibración

Presión de cierre, σ_{min}	7,100 psia
Presión de sobrecarga, σ_v	10,000 psia
Máximo esfuerzo horizontal, σ_{hmax}	8,000 psia
Altura de la fractura, h_f	41 pies
Altura de la pérdida de fluido (leakoff), h_L	40 pies
Módulo de Young, E_m	800,000 psia
Relación de Poisson, ν	0.29
Tiempo de bombeo	6.9 minutos
Presión del yacimiento, p_r	4,800 psia
Permeabilidad del yacimiento, k	300 md
Permeabilidad del apuntalante, k_o	100,000 md
Compresibilidad, c_t	0.00001 psia ⁻¹
Viscosidad del yacimiento, μ	1 cp
Radio de drene, r_e	2,890 pies
Fluido del yacimiento	Aceite
Pendiente del gráfico-G, m	505 psia
Relación de altura, r_p	0.976
Coefficiente dependiente del modelo, λ	0.9

Tabla 4.2 Datos del yacimiento para el ejemplo de calibración del tratamiento de fracturamiento

4.6.4.1 Cálculo de la presión de cierre

El punto de inflexión de la presión de fondo contra la raíz cuadrada del tiempo en la gráfica obtenida durante la minifractura representa una presión de cierre claramente de 7,100 psia (figura 4.11). Para la comparación, la misma figura muestra la gráfica de BHP contra el tiempo de cierre (no el tiempo total); sin embargo el punto de inflexión es menos claro.

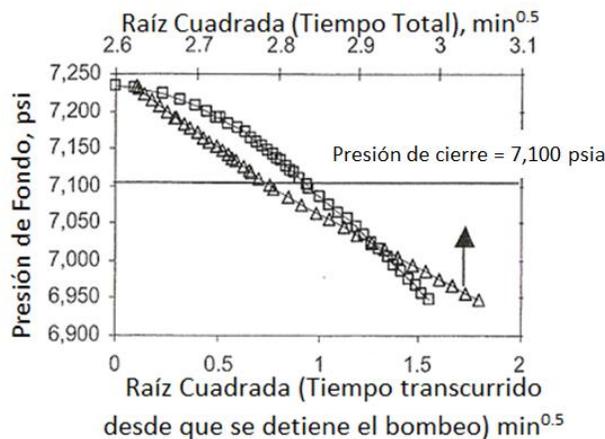


Figura 4.11 Gráfica de presión de fondo contra la raíz cuadrada del tiempo total y tiempo de cierre. El punto de inflexión de la gráfica proporciona la presión de cierre de la fractura.

4.6.4.2 Cálculo de la eficiencia del fluido

La ecuación 4.72 proporciona una eficiencia de fluido de 11% para el cierre relacionado con un G_c de 0.25 (figura 4.12). La tabla 4.3 lista los datos graficados de la función G.

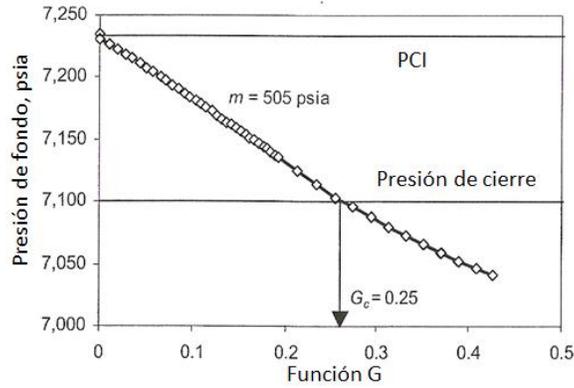


Figura 4.12 – Presión de fondo contra la función G para el ejemplo de calibración muestra una pendiente de 505 psia y G_c de 0.25

Time	t_c	Δt	G	BHP
6.893	0.000	0.0000	0.0000	7,234
6.902	0.009	0.0013	0.0026	7,232
6.946	0.053	0.0077	0.0148	7,223
6.993	0.100	0.0145	0.0275	7,215
7.043	0.150	0.0218	0.0408	7,207
7.092	0.199	0.0289	0.0536	7,199
7.140	0.247	0.0358	0.0659	7,192
7.152	0.259	0.0376	0.0690	7,190
7.199	0.306	0.0444	0.0809	7,183
7.244	0.351	0.0509	0.0922	7,177
7.288	0.395	0.0573	0.1031	7,171
7.330	0.437	0.0634	0.1134	7,165
7.371	0.478	0.0693	0.1234	7,159
7.411	0.518	0.0751	0.1331	7,154
7.452	0.559	0.0811	0.1429	7,147
7.489	0.596	0.0865	0.1517	7,142
7.515	0.622	0.0902	0.1579	7,138
7.549	0.656	0.0952	0.1659	7,133
7.592	0.699	0.1014	0.1759	7,127
7.633	0.740	0.1074	0.1855	7,121
7.651	0.758	0.1100	0.1896	7,118
7.700	0.807	0.1171	0.2009	7,111
7.770	0.877	0.1272	0.2169	7,101
7.800	0.907	0.1316	0.2237	7,097
7.900	1.007	0.1461	0.2461	7,087
8.000	1.107	0.1606	0.2682	7,076
8.100	1.207	0.1751	0.2900	7,065
8.200	1.307	0.1896	0.3116	7,055
8.300	1.407	0.2041	0.3329	7,045
8.400	1.507	0.2186	0.3540	7,035
8.500	1.607	0.2331	0.3748	7,025
8.600	1.707	0.2476	0.3954	7,015
8.700	1.807	0.2622	0.4158	7,005
8.800	1.907	0.2767	0.4359	6,995
8.900	2.007	0.2912	0.4559	6,986
9.000	2.107	0.3057	0.4757	6,976

Tabla 4.3 Datos de la declinación de la presión y la función G para el ejemplo de calibración

4.6.4.3 Cálculo del coeficiente de pérdida de fluido

Como se indicó anteriormente, la ecuación radial (4.68) reproduce los resultados correctos con un error insignificante.

$$C_t = \frac{32}{3\pi^2} \frac{m\lambda R}{r_p t_p^{0.5} E'} = 1.08 \frac{(505)(0.9)(46)}{(0.96)(7.2^{0.5})(873,500)} = 0.01 \frac{pie}{min^{0.5}} \dots \dots \dots (4.75)$$

La penetración radial R se obtiene de la siguiente manera (ecuación 4.69):

$$R = \left[\frac{3\pi}{32} \frac{5.614(1-E)V_t E r'}{2g_o \lambda m} \right]^{1/3} = \left[0.295 \frac{5.614(1-0.11)(108)(873,500)}{2\left(\frac{\pi}{2}\right)(0.9)(505)} \right]^{1/3} = 46 \text{ pies} \dots (4.76)$$

La pendiente m entre la presión de cierre instantánea (PCI) y la presión de cierre se muestra en la figura 4.12. Debido a las condiciones de la arena que se encuentra limitada por lutitas, se debería considerar el modelo PKN para el cálculo de C_t . Sin embargo, el error más grande que incurra (30%) implica un comportamiento de fractura radial y no de una fractura PKN.

4.7 Producción con frac-pack

La fractura está representada por un radio equivalente de producción del pozo, r'_w (Cinco Ley 1978), dado por la curva de C_d contra r'_w/x_f (figura 4.13).

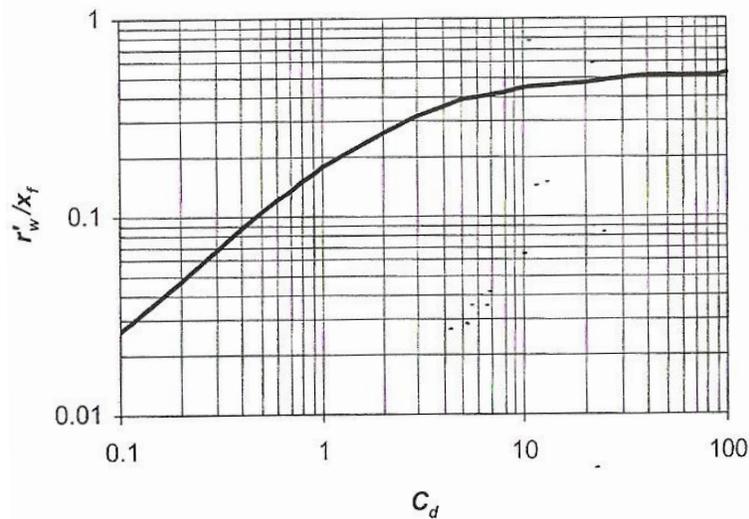


Figura 4.13 – Radio del pozo equivalente contra la conductividad y longitud de la fractura (Cinco-Ley y Samaniego 1981)

La conductividad adimensional de la fractura para el eje C_d está definida como:

$$C_d = \frac{w_p k_p}{x_f k} \dots (4.77)$$

En esta ecuación, k_p y k son la permeabilidad del apuntalante y del yacimiento respectivamente, md; x_f es la longitud de la fractura, pies; y w_p es el ancho promedio apuntalado, pies.

Alternativamente, r'_w se puede obtener con el siguiente polinomio que se ajusta al gráfico de Cinco-Ley (1978):

$$\frac{r'_w}{x_f} = A_0 C_d^3 + A_1 C_d^2 + A_2 C_d + A_3 \dots (4.78)$$

Donde los valores de las constantes A están listados en la tabla 4.4:

C_d	A_0	A_1	A_2	A_3
0.1-1	0.0109	-0.0649	0.2298	0.0043
1-10	0.0006	-0.0136	0.1132	0.0847
10-100	4E-7	-8E-5	0.0052	0.4033

Tabla 4.4 Constantes para el polinomio de Cinco-Ley (1978)

Las siguientes ecuaciones nos ayudan a obtener el gasto y el tiempo adimensional (Fetkovich 1980):

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{\frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.3\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)}} \dots\dots\dots(4.79)$$

$$t_{Dd} = \frac{\frac{0.00634kt}{\phi\mu c_t r_w^2}}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right]} \dots\dots\dots(4.80)$$

Las ecuaciones 4.81 y 4.82 son las ecuaciones exponenciales, hiperbólicas y armónicas (Arps 1945):

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}} = \frac{1}{(1+bt_{Dd})^{\frac{1}{b}}}; \quad b > 0 \dots\dots\dots(4.81)$$

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{e^{D_i t}}; \quad b = 0 \dots\dots\dots(4.82)$$

En estas ecuaciones, $q(t)$ es el gasto de producción en superficie al tiempo t , barriles; h es el espesor neto del intervalo productor, pies; p_i presión inicial del yacimiento, psia; μ es la viscosidad del yacimiento, cp; B es el factor de volumen, adimensional; r_e es el radio de drene, pies; ϕ es la porosidad, fracción; t es el tiempo, días; y c_t es la compresibilidad, 1/psia. Los valores de b se determinan de la siguiente manera:

- $b = 0$ (exponencial) para yacimientos de aceite bajosaturado.
- $b = 0.2$ (exponencial) para drene por gravedad sin superficies libres.
- $b = 0.5$ para drene por gravedad con una superficie libre.
- $b = 0.333$ a 0.667 para yacimientos con empuje de gas en solución.
- $b = 0.5$ a 1 para yacimientos con empuje de agua.

Además, D_i está definido como:

$$D_i = \frac{q_{i_{max}}}{N_{pi}} \dots\dots\dots(4.83)$$

Donde $q_{i_{max}}$ es el gasto de producción inicial sin restricciones para $p_{wf} = 0$, en bl; y N_{pi} es la producción acumulada de aceite desde p_i hasta p_r , en bl:

$$N_{pi} = \frac{\pi(r_e^2 - r_w'^2)\phi c_t h(p_i - p_r)(1 - S_w)}{5.614B} \dots\dots\dots(4.84)$$

Y q_i es la producción inicial en barriles por día:

$$q_i = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.3\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \dots\dots\dots(4.85)$$

4.7.1 Producción en pozos de gas

Las ecuaciones para las reservas de gas, en pies cúbicos; a presión p_r , en psia; y para una producción inicial de gas, scf/día, son:

$$N_{pi} = \frac{\pi(r_e^2 - r_w^2)h\phi(1 - S_w)}{B_g} \dots\dots\dots(4.86)$$

$$q_i = \frac{kh(p_i^2 - p_{wf}^2)}{1424\mu zT \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \dots\dots\dots(4.87)$$

Donde B_g está definido como:

$$B_g = \frac{0.02829zT}{p_r} \dots\dots\dots(4.88)$$

En donde z es el factor de compresibilidad del gas, adimensional; y T es la temperatura, en grados Rankin ($T = ^\circ F + 460$).

4.7.2 Procedimiento de solución

Usar la ecuación 4.78 para obtener r'_w para el C_d correspondiente para las propiedades de la fractura. El valor de r'_w puede expresarse también como un efecto de daño:

$$s = \ln \left(\frac{r_w}{r'_w}\right) \dots\dots\dots(4.89)$$

Sin embargo, el efecto de daño de la fractura es solo un componente del efecto de daño total. Para considerar todo el daño se deben utilizar las siguientes ecuaciones:

$$s_t = s_f + s_p + s_c + s_{nd} \dots\dots\dots(4.90)$$

$$r'_w = r_w e^{-s_t} \dots\dots\dots(4.91)$$

En donde s_f , s_p , s_c , s_{nd} , son el efecto de daño de la fractura, por disparos, por la terminación y efecto de daño debida al flujo no-Darciano respectivamente. El siguiente paso es estimar la declinación de la producción. Asumiendo, por ejemplo, que $b > 0$, la producción se obtiene como:

$$q(t) = \frac{1}{(1 + bt_{Dd})} q_i \dots\dots\dots(4.91)$$

Donde q_i se evalúa en la ecuación 4.85 para producción de aceite, o de la ecuación 4.87 para producción de gas.

4.8 Optimización de la fractura mediante el análisis del valor presente neto

El siguiente paso, después de analizar el tratamiento de calibración, es el diseño del programa de bombeo con el cual se creará la fractura, y cuya longitud de fractura está determinada por el análisis del valor presente neto:

$$VPN = R_n - C_{fp} \dots\dots\dots(4.92)$$

Donde VPN es el valor presente neto, R_n son los ingresos netos, y C_{fp} es el costo de la terminación. R_n está dado por:

$$R_n = \sum_{j=1}^n \frac{C_j^f - C_j}{(1+l)^j} \dots\dots\dots(4.93)$$

Donde C_j^f y C_j son los ingresos de la producción acumulada al intervalo del tiempo j en el caso de fracturar y no fracturar; l es la tasa de interés a devengar durante j , en fracción; y n es el número de intervalos j .

Los costos de terminación incluyen el costo del fluido, apuntalante y equipo utilizado en el tratamiento.

La producción con fractura y sin fractura puede ser estimada usando las ecuaciones de declinación de la producción descritas anteriormente.

4.8.1 Ejemplo de optimización mediante el análisis del valor presente neto

Considere el siguiente caso de diseño, el cual persigue la longitud óptima apuntalada para un yacimiento con las características listadas en la tabla 4.2. Siguiendo el diseño, se selecciona un ancho uniforme apuntalado de 1 pulgada (o 9 lb_m/pie²). El procedimiento descrito anteriormente se usa para obtener el programa de bombeo para seis fracturas con longitudes que se incrementan de 20 a 70 pies. La figura 4.14 muestra el daño por fractura, daño por terminación y daño total del cual se obtienen el radio efectivo del pozo, r'_w , para cada longitud de fractura. En la figura 4.15 se muestra la declinación de la producción para los seis casos de frac-pack y para la longitud $x_f = 0$. La gráfica de VPN dada por la ecuación 4.92 y 4.93 (figura 4.16) representa que no hay una ganancia significativa en la producción después de 30 pies; por lo tanto, se puede seleccionar para el diseño el programa de bombeo una longitud de 30 pies. En la figura 4.16 también se incluye los costos de terminación y los ingresos netos para las seis fracturas y para el caso de $x_f = 0$.

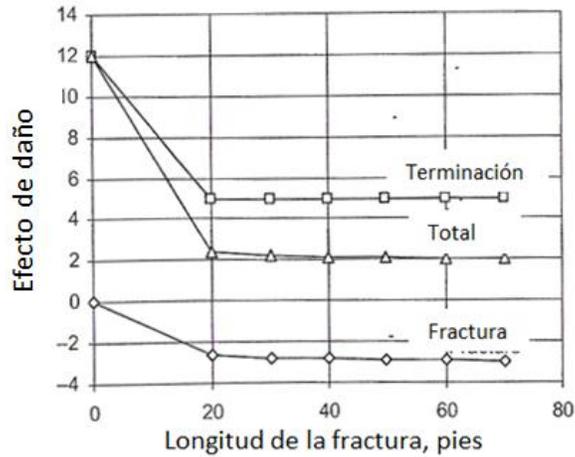


Figura 4.14 – Daño por fracturamiento, terminación y daño total contra longitud para la optimización de la fractura mediante el análisis del VPN. Este gráfico se usa para determinar el radio efectivo del pozo para cada longitud de fractura (de 20 a 70 pies), a partir del daño.

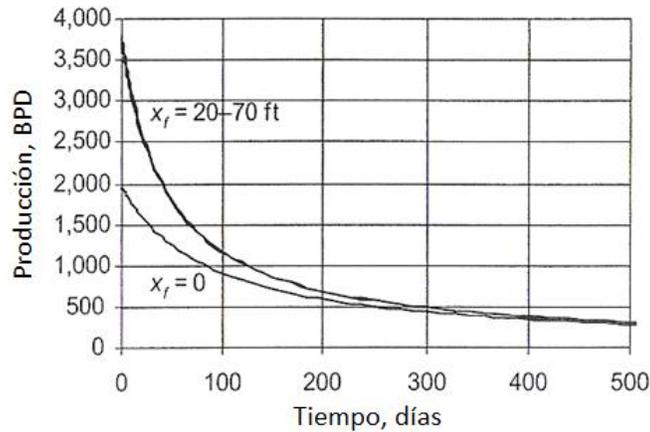


Figura 4.15 – Declinación de la producción de un frac-pack y $x_f = 0$ para el método de optimización de la fractura mediante el análisis del VPN

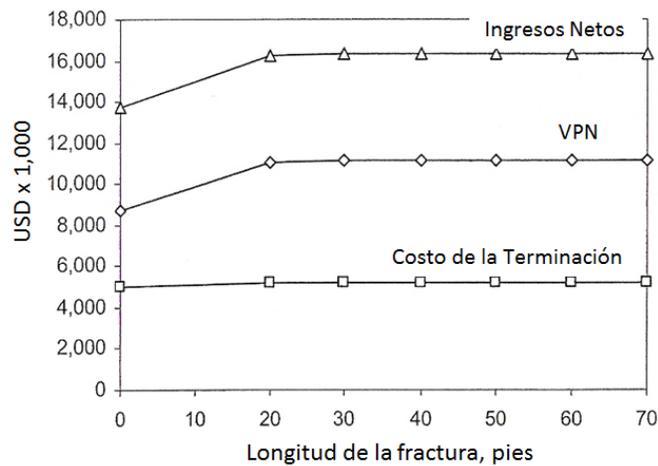


Figura 4.16 – VPN, ingresos netos, y costo del frac-pack contra longitud de fractura para la optimización del tratamiento

4.9 Selección de fluidos en el diseño de frac-pack

Las prácticas actuales de fracturamiento en yacimientos de baja permeabilidad se realizan con fluidos con una tasa de corte de 100 seg^{-1} , y temperaturas estáticas; sin embargo, los datos presentados a continuación (Morales 2001) muestran que la selección de fluidos para yacimientos de alta permeabilidad deben basarse en bajas tasas de corte (alrededor de 40 seg^{-1}) y temperaturas de enfriamiento. Esto es, La selección de fluidos para formaciones de alta permeabilidad se basa en las tasas de corte y temperaturas de enfriamiento.

Por ejemplo, considerando un comportamiento de fluido no-newtoniano durante todo el fracturamiento, usando un fluido reticulado de borato de guar ($35 \text{ lb}_m/1,000 \text{ gal}$) bombeado a 25 (bl/min) . Después de iniciar la fractura y durante la inyección del fluido de colchón, la tasa de corte es de 100 seg^{-1} (figura 4.17); sin embargo, después del TSO, la tasa de corte decrece rápidamente a valores de 10 seg^{-1} o menos. En consecuencia la viscosidad se incrementa (para una tasa de corte de 100 seg^{-1} la viscosidad es de 180 cp , y se incrementa continuamente después del TSO hasta 900 cp). Dicho comportamiento indica que debe utilizarse una tasa de corte de post-TSO debido a que la mayoría del apuntalante se coloca en esta parte del tratamiento.

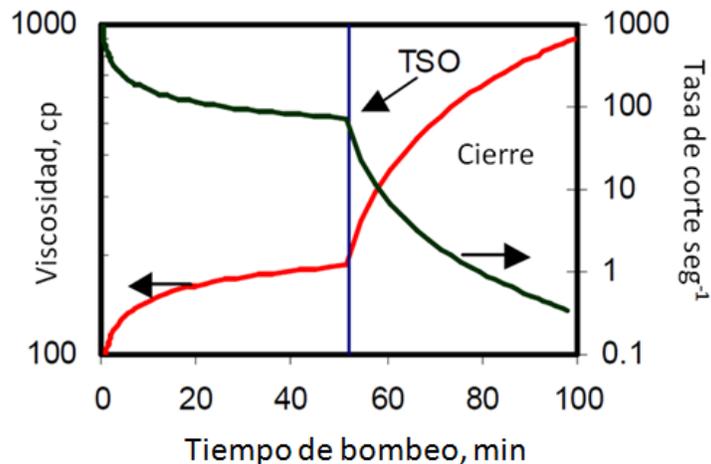


Figura 4.17 Tasa de corte y viscosidad contra tiempo de bombeo para un fluido no-newtoniano. Al momento que se crea el TSO la tasa de corte disminuye, pero la viscosidad del fluido aumenta drásticamente, se debe tener cuidado con este fenómeno debido a que la colocación del apuntalante se da en esta etapa del tratamiento.

El enfriamiento causado por la inyección se representa en la figura 4.18, donde las pruebas de calibración causan un decremento sustancial de la temperatura cerca del pozo (de 280°F a 170°F); el yacimiento solo recupero 20°F después de 100 minutos de haber iniciado el frac-pack. Un enfoque práctico es estimar el enfriamiento del yacimiento con un simulador de calibración de temperatura.

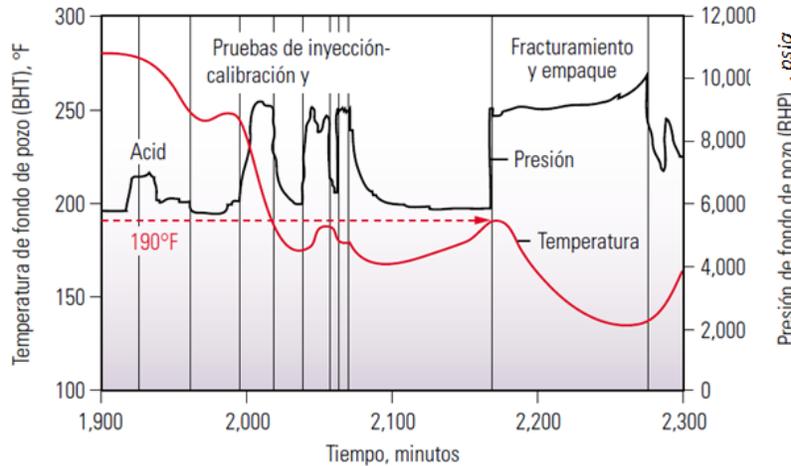


Figura 4.18 Disminución de la temperatura causada por la inyección de fluidos durante la calibración del tratamiento de frac-pack

El enfriamiento no ocurre solo en la región cerca del pozo, también se extiende en toda la fractura. Por ejemplo, Sinclair (1971) (figura 4.19) muestra que, si la eficiencia del fluido es menor del 20%, el fluido dentro de la fractura continua disminuyendo su temperatura para un mayor tiempo de exposición.

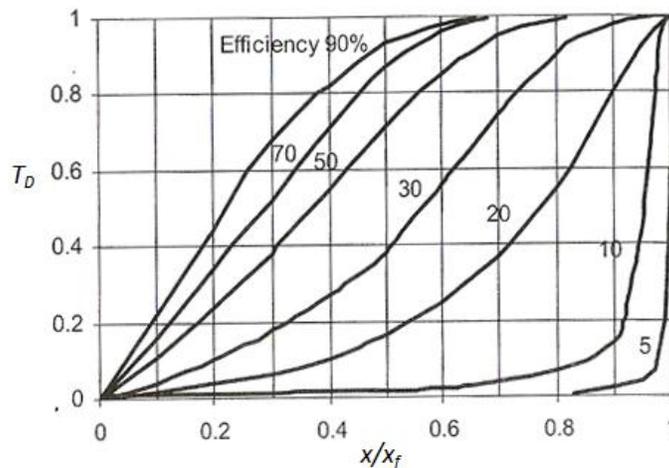


Figura 4.19 – Perfil de temperatura dentro de la fractura para fluidos viscosos (Sinclair 1971) en base a su eficiencia

En esta figura, $T_D = 0$ es la temperatura de enfriamiento, y $T_D = 1$ es la temperatura del en el extremo de la fractura:

$$T_D = \frac{T_x - T_i}{T_r - T_i} \dots \dots \dots (4.94)$$

Donde T_D es la temperatura adimensional, T_x es la temperatura del fluido dentro de la fractura, T_i es la temperatura del pozo, y T_r es la temperatura de yacimiento.

La tasa de corte y la temperatura alteran la viscosidad del fluido obteniendo una condición no deseada dando como resultado un fluido de baja eficiencia lo cual es un problema para llevar a cabo el empacamiento del apuntalante. La reducción de la concentración de polímeros (por

ejemplo guar) nos ayuda a mantener la viscosidad constante, pero operacionalmente es muy difícil llevar esto a cabo. Una concentración más baja de guar causa menos daño al apuntalante, pero se debe tener en cuenta que la viscosidad debe ser la adecuada para transportar al apuntalante sin un asentamiento prematuro.

4.10 Ejecución del tratamiento

Inicialmente, la técnica de frac-pack se realizaba en varias etapas; un tratamiento de fracturamiento TSO seguido de la limpieza del pozo, instalación de filtros de exclusión de arena (cedazos) y operaciones de empaque de gravas separadas. Sin embargo, los altos factores de daño positivo y la productividad limitada obtenidos, indicaban daño entre la fractura apuntalada y el empaque de grava interno. La técnica de frac-pack se simplificó a una única operación para mejorar aún más la producción del pozo y reducir los costos operacionales. El tratamiento de fracturamiento TSO ahora se ejecuta con filtros de grava (cedazos) ya instalados en el fondo del pozo. El empaque de grava en pozos con instalaciones de cedazos se logra al final del tratamiento.

Al igual que con el empaque de grava convencional (gravel-pack) los fluidos y apuntalantes para esta técnica combinada se inyectan a través de la tubería de producción y de un empacador de grava que incluye una herramienta de servicio configurada en modo de circulación o inyección forzada. Sin embargo, para soportar presiones más altas durante las operaciones de fracturamiento TSO las compañías de servicio adaptaron las instalaciones de empaque de grava estándar. Las modificaciones incluyen una mayor dureza del metal, áreas de flujo más amplias y la minimización de los cambios bruscos en la dirección del flujo, para reducir la erosión del metal causada por los fluidos y el apuntalante.

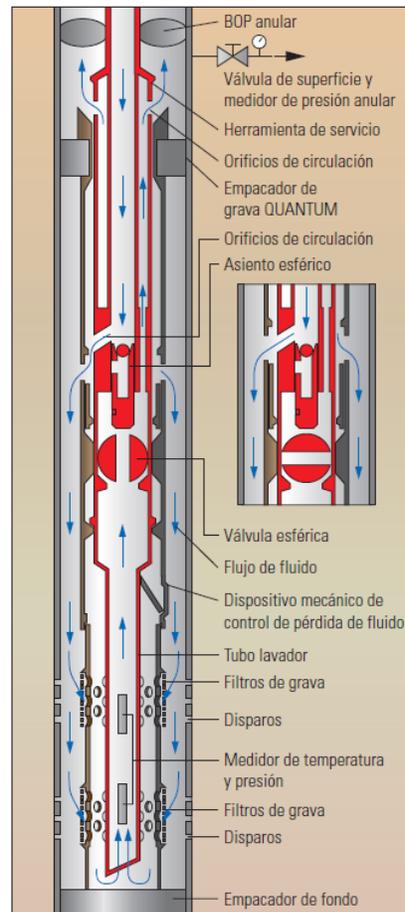
La configuración en modo de inyección forzada se utiliza para la mayoría de los tratamientos de frac-pack especialmente en pozos adomados con tuberías de revestimiento y de producción que no pueden manejar presiones altas. La configuración en modo de circulación provee una trayectoria para el retorno de fluido a la superficie a través del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, o comunicación (un espacio anular “vivo”) para vigilar rutinariamente la presión en la superficie en forma independiente de la fricción que se produce en las tuberías del pozo, dependiendo de si la válvula de superficie anular está abierta o cerrada. Las caídas de presión por fricción generadas por el bombeo de lechada con apuntalante a través de la tubería de producción y de los componentes de terminación, generalmente enmascaran las respuestas de presión en el fondo del pozo, cuando la presión del tratamiento se registra en la tubería de producción.

La técnica de frac-pack generalmente comienza con la herramienta configurada en modo de inyección forzada. Una vez que se detiene el crecimiento lateral de la fractura, se cambia a modo de circulación para asegurar el empaque completo de los cedazos y el contacto entre los granos del apuntalante. La herramienta de servicio luego se utiliza para limpiar el exceso de lechada, bombeando fluido dentro del espacio anular y hacia la tubería de producción. El movimiento ascendente que se requiere para mover algunas herramientas de servicio, arrastran los fluidos del

yacimiento hacia el pozo. En este efecto la succión (suave) puede traer la arena de formación a los túneles de disparo, antes de que una fractura esté completamente empacada, o reducir la conductividad entre la fractura y empaque de grava interno, lo cual puede limitar la productividad del tratamiento del frac-pack.

Figura 4.20 – Herramienta de fondo de pozo.

En los tratamientos de empaque de grava (gravel-pack) y frac-pack una herramienta de servicio dirige el flujo de fluidos a través de un empacador de grava y alrededor del filtro. La configuración en modo de inyección forzada se establece cerrando el preventor de reventón anular (BOP) y la válvula de superficie de cierre del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (izquierda), o cerrando la válvula esférica, ubicada en el fondo del pozo (derecha). El cierre en el espacio anular con la válvula esférica de fondo de pozo abierta, permite vigilar rutinariamente la presión en el fondo de pozo, independientemente de la fricción que se produce en la tubería de producción. Al cerrar la válvula de fondo de pozo se previene que el flujo retorne a la superficie y se protege a la débil tubería de revestimiento de altas presiones; también se puede aplicar presión al espacio anular para compensar la alta presión ejercida dentro de la tubería de producción. Los dispositivos mecánicos tales como las válvulas de charnela previenen la pérdida excesiva de fluido dentro de las formaciones luego de retirar la herramienta de servicio.



Las herramientas de servicio para sentar los equipos de fondo, cierran la válvula esférica de fondo de pozo y cambian la configuración de la herramienta con movimiento ascendente. Este tipo de herramienta también se utiliza para terminaciones profundas y tratamientos ejecutados desde equipos de perforación flotantes o buques de perforación.

Además de una variedad de condiciones de yacimiento y de requerimientos de frac-pack, la ejecución del tratamiento debe encarar otras situaciones complejas, tales como la terminación de múltiples zonas de intervalos largos. Aún los mejores diseños de frac-pack fracasan si una pérdida excesiva de fluido dentro de la formación provoca la formación de tapones de apuntalante entre los cedazos y la tubería de revestimiento, restringiendo o bloqueando el flujo de fluido en el espacio anular. El empaque de apuntalante en el espacio anular o taponamiento, da como resultado la terminación temprana del tratamiento, la baja productividad de la fractura y un empaque incompleto alrededor de los cedazos.

La mayoría de las operaciones de Frac-pack se llevan a cabo en yacimientos convencionales que son homogéneos y de espesor delgado (Normalmente < 100 pies). En estos casos, es más probable que la fractura se propague en todo el yacimiento. Existen muchos yacimientos heterogéneos con espesores mayores a 100 pies, sin embargo, y a menos que se use una técnica especial, las probabilidades para cubrir completamente estos yacimientos es enteramente mínima.

Solo por mencionar, existen otras formas más eficientes además del método convencional de frac-pack para yacimientos heterogéneos de gran espesor y donde se presenten problemas de taponamiento del espacio anular. Uno de ellos es un proceso que utiliza tuberías de derivación o tuberías rectangulares cóncavas que proveen caminos de fluido adicionales para sobrepasar el apuntalante. Los tubos de derivación proveen canales para que la lechada vaya más allá de la zona del pozo donde se produce un arenamiento prematuro. Si se forman restricciones en el espacio anular, aumenta la presión de inyección y la lechada se desvía a los tubos de derivación. Esto garantiza la cobertura del fracturamiento y el empaque de apuntalante alrededor de los filtros de grava (cedazos) y a través de todo el intervalo de terminación.

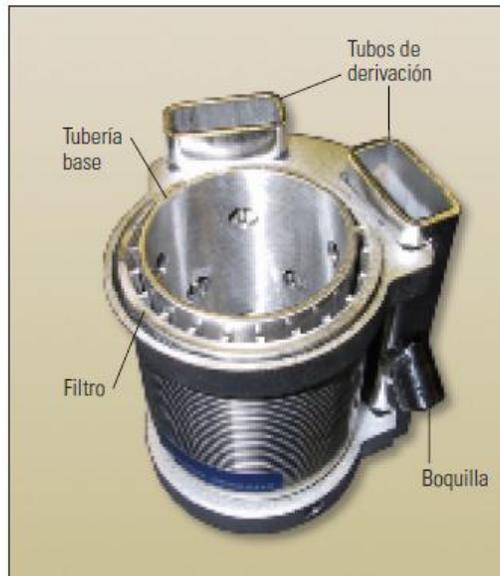


Figura 4.21 – Tubos de derivación. Los tubos de derivación ofrecen un camino alternativo para el flujo de la lechada con apuntalante para sobrepasar las obstrucciones ceradas por un arenamiento prematuro.

CAPITULO 5
CASOS HISTORICOS

CAPITULO 5

CASOS HISTORICOS

Una vez que se ha determinado que un pozo es candidato para ser tratado con un tratamiento de frac-pack tanto para control de arena como para una estimulación, se debe generar un diseño preliminar. Este diseño está basado en una combinación de datos medidos y empíricos, incluyendo suposiciones y experiencias de campo. La eficiencia y los valores de pérdida de fluido se obtienen de la permeabilidad estimada que está basada en datos de registros y del pozo en general. Se debe determinar la tasa de bombeo óptima, tipo de apuntalante y fluido, y se debe diseñar el programa de bombeo del tratamiento.

El objetivo principal del diseño preliminar es aproximar el tamaño y el tipo de materiales requeridos, así como el equipo necesario que se usara en el tratamiento. Esto no representará el tratamiento exacto de bombeo. Se deben realizar cambios en el tratamiento de acuerdo a los resultados de calibración, como lo es en el volumen de fluido y apuntalante.

Los supuestos del diseño preliminar se validan por el test de calibración usando un simulador de fracturamiento. Se realizan pruebas que generalmente consisten en un tratamiento ácido, una prueba de inyección y una minifractura. Subsecuentemente se realiza el rediseño del tratamiento para poder llevar a cabo un tratamiento óptimo de frac-pack.

<u>Trabajo</u>	<u>Objetivo</u>
Inyección de ácido	Remover el daño asociado con la pérdida de circulación después de los disparos
Prueba de inyección	Determinar el gasto y la presión de extensión de la fractura y límite superior de la presión de cierre.
Minifractura	Determinar la presión de cierre, tiempo de cierre, la eficiencia y el coeficiente de pérdida de fluido
Rediseño del tratamiento	Se requiere para modificar los requerimientos de volumen de fluidos y las concentraciones de apuntalante por etapa de acuerdo al análisis de los resultados obtenidos de la prueba de inyección y minifractura.

Tabla 5.1 – Trabajos previos para el tratamiento de frac-pack

En este capítulo se revisaran dos casos históricos para ilustrar la aplicación en yacimientos que usaron la técnica de frac-pack. Estos dos casos se tomaron del mismo campo South Marsh Island Area ubicado en el Golfo de México. Los dos trabajos se rediseñaron después de un análisis de la calibración. Además, los dos pozos tenían medidores de presión que se recuperaron después de que se realizó el bombeo, ya que después se analizaron los valores medidos y se compararon con los resultados de los datos superficiales.

5.1 Caso histórico 1 – South Marsh Island Area, arena I-2

La arena I-2 es una zona de aceite con una profundidad medida (MD) de 6,776 a 6,870 pies (espesor de 94 pies) y de 6,316 a 6,401 (85 pies) de profundidad verdadera (TVD). La revisión del registro del pozo revela tres lóbulos de arena de alta calidad que están separados por dos secciones laminadas (figura 5.1). El objetivo del tratamiento es comunicar estas tres arenas con el pozo para incrementar su producción. La arena I-2 está confinada por lutitas. Los datos de presión (BHP) y la temperatura de fondo (BHT) son 2,566 (*psia*) y 195°F respectivamente. Después de establecer la circulación inicial y la tasa de inyección, se establecieron los límites de presión en función de las tuberías, esto es, 7,500 (*psia*) para la sarta de trabajo y 3,000 (*psia*) en la tubería. La prueba de calibración se realizó con el espacio anular en vivo. Los medidores de BHP y BHT se colocaron a una profundidad medida de 6,811 y 6,870 pies.

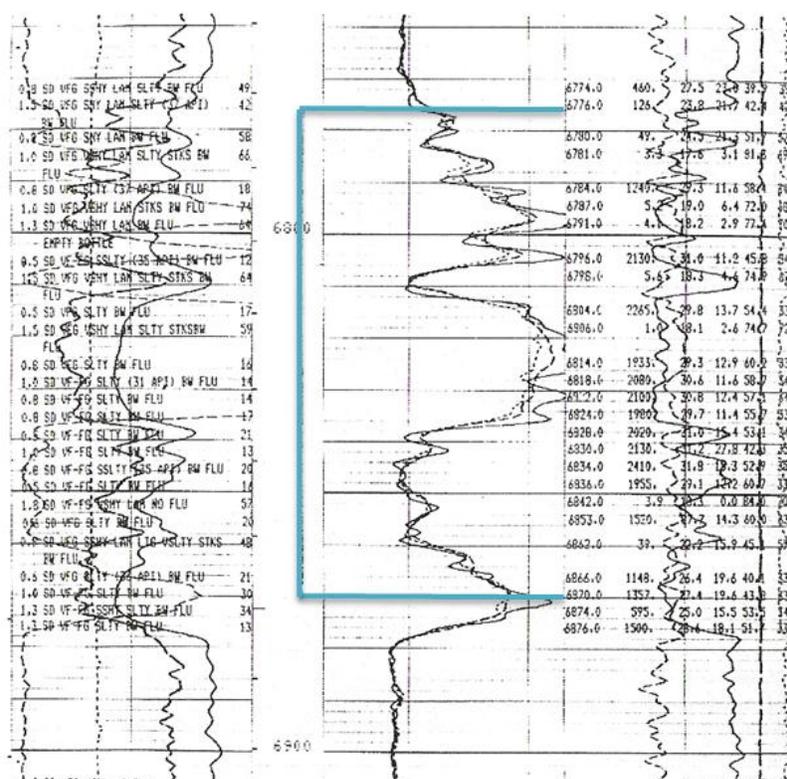


Figura 5.1 Registro de la sección de arena del caso histórico 1. Se observan os tres lóbulos de arena separados por dos secciones laminadas, y limitada por lutitas en la parte superior e inferior. La arena I-2 es una zona de aceite con una profundidad medida (MD) de 6,776 a 6,870 pies (espesor de 94 pies) y de 6,316 a 6,401 (85 pies) de profundidad verdadera (TVD)

5.1.1 Trabajo con ácido

Con la herramienta de servicio en la posición de circulación, se inyectaron 2,500 gal con 10% HCl (26 *gal/pie*) dentro de la arena I-2 a tasas de 0.5 a 5 (*bl/min*). La limpieza de los residuos de los disparos más significativa ocurrió a 1.5 (*bl/min*), con una caída de presión aproximadamente de 200 (*psi*), indicando la ruptura de los residuos que fueron dejados después de los disparos. La

presión declino ligeramente hasta que la tasa se incrementó a 5 bl/min y el resto de ácido se desplazara. Las caídas de presión se registraron con los medidores de fondo. El ácido se desplazó con agua tratada (agua con una concentración de polímeros de aproximadamente 10 ($lb_m/1,000 gal$) de fluido fracturante) durante la prueba de inyección.

5.1.2 Prueba de inyección

Se realizó una prueba de inyección para determinar el gasto y la presión de extensión de la fractura. Las herramientas de servicio no se movieron de su posición, y la prueba de inyección se desarrolló con 20 ($lb_m/1,000 gal$) de agua tratada. Los resultados de la prueba de inyección, según lo determinado por el medidor de BHP se muestran en la tabla 5.2.

Mientras el gasto de inyección se incrementaba gradualmente, no se observó una presión de extensión clara. La figura 5.2 es la gráfica de presión de fondo (BHP) contra la tasa de inyección, pero no revela un comportamiento para indicar el gasto y la presión de extensión de la fractura. Los datos de BHP confirmaron la respuesta de la presión en la tubería de revestimiento analizados en tiempo real.

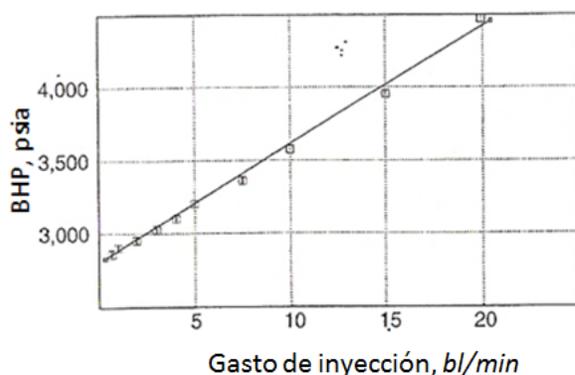


Figura 5.2 – Gráfica de la prueba de inyección del caso histórico 1. No se observa la presión de extensión de la fractura.

<u>Gasto de inyección</u> <u>(bl/min)</u>	<u>BHP (psia)</u>
0.68	2,856
0.99	2,901
1.99	2,951
3.00	3,026
4.00	3,103
4.99	3,204
7.49	3,364
10.01	3,576
15.01	3,954
19.90	4,469

Tabla 5.2 Resultados de la prueba de inyección (caso histórico 1)

5.1.3 Minifractura

Aunque la extensión de la fractura no se determinó con la prueba de inyección, la prueba de calibración continuó con la minifractura la cual consistió de 8,400 galones de 30 ($lb_m/1,000 gal$) de un fluido reticulado de borato de guar bombeado en un promedio de 23.5 (bl/min). La herramienta de servicio no fue manipulada, y la minifractura se bombeo en la posición de circulación y con el espacio anular en vivo.

Se realizó un análisis de la declinación de la presión en tiempo real usando la presión superficial de la tubería y un simulador de fracturamiento. Las gráficas de la raíz cuadrada del tiempo y la función-G se usaron para determinar los parámetros de cierre (presión, tiempo, eficiencia,

coeficiente de pérdida y presión neta). Estos resultados se resumen en la tabla de comparación de resultados (tabla 5.3). El subsecuente análisis de los datos del medidor de BHP confirmaron los resultados obtenidos.

	Presión de la tubería/ análisis de minifractura	Medidor de BHP/análisis de minifractura	Medidor de BHP/análisis del frac-pack
Presión de flujo radial (p_r), psia	4,024	3,856	N/A
Presión de cierre inicial (PCI), psia	5,429	5,425	N/A
Presión de cierre (p_c), psia	5,009	4,974	N/A
Gradiente de cierre, psi/pie	0.79	0.79	N/A
Tiempo de cierre (t_c), min	2.35	2.37	N/A
Eficiencia del fluido (E_f), %	19	19	N/A
Presión neta (p_n), psi	421	451	N/A
Coefficiente de pérdida, pie/ $\sqrt{\text{min}}$	0.022	0.022	0.023
Módulo de Young (θ), psi	6.0E5	6.0E5	6.0E5

Tabla 5.3 – Parámetros de comparación de resultados (caso histórico 1)

Se usó un simulador de fracturamiento hidráulico para generar la historia de la presión neta de la minifractura con el ajuste de las propiedades de la roca y las características de la pérdida de fluido para obtener un modelo más representativo. Primero, la gráfica de la raíz cuadrada del tiempo (figura 5.3) se usó para determinar la presión de cierre, tiempo de cierre y la eficiencia del fluido. El gradiente de fractura obtenido de este análisis fue de 0.79 (*psi/pie*). La eficiencia del fluido y el tiempo de cierre son de 19% y 2.3 minutos respectivamente.

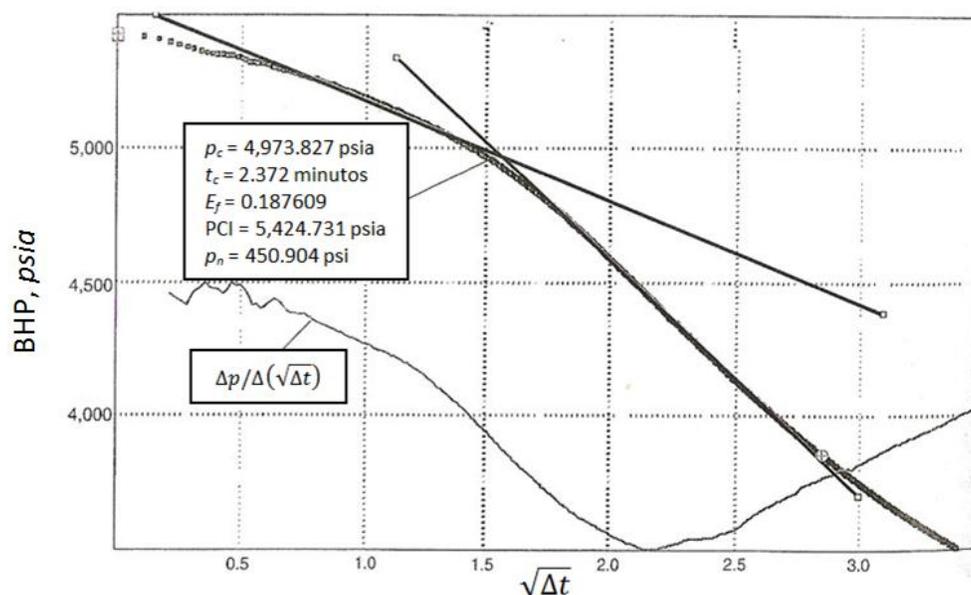


Figura 5.3 Gráfica de la raíz cuadrada del tiempo (caso histórico 1)

Se desarrolló una historia de las caídas de presión después de terminar el trabajo de minifractura. El modelo del simulador se validó por la gráfica generada de datos medidos de la caída de presión y de datos simulados. En este ejemplo, el coeficiente de pérdida de $0.022 \text{ (pies}/\sqrt{\text{min}})$, se usó para generar los datos en la figura 5.4. Se observó una ligera caída de presión por fricción al cierre de la minifractura. Los datos fueron ajustados para un total de 26 (*psi*) para tener en cuenta la fricción cerca del pozo. Los perfiles de presión neta se ajustaron de acuerdo con estos efectos de fricción.

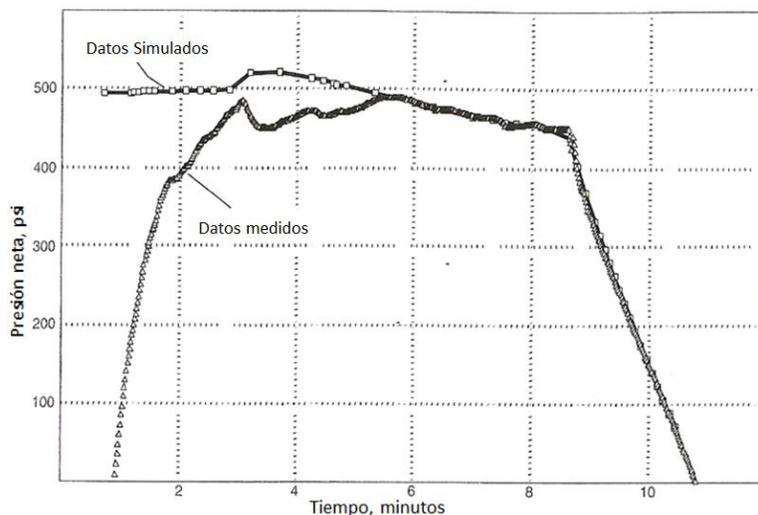


Figura 5.4 – Gráfica de presión neta de la minifractura (caso histórico 1)

5.1.4 Rediseño del tratamiento

La revisión de los datos de la minifractura determinó que no se requería otra prueba de inyección para rediseñar el programa del tratamiento de fractura. Después de un ajuste del coeficiente de pérdida de fluido y validando el modelo como se describió anteriormente, el volumen de fluido se incrementó significativamente debido a que la eficiencia del fluido era mucho menor de lo esperado. Los cambios se describen en la tabla 5.4.

El volumen de fluido de colchón se incrementó de 17% por el volumen a más del 32%. El volumen total del fluido se incrementó en un 30%, de 17,720 a 23,100 galones. Este es un cambio significativo que valida la importancia de una prueba de calibración antes del fracturamiento. Se hubiera producido un arenamiento prematuro si no se hubiera realizado la minifractura. Se realizó un cambio menos significativo en el programa del apuntalante. De hecho, el principal cambio fue la adición de una etapa de 12 (lb_m/gal) de concentración. Operacionalmente, el gasto del tratamiento de frac-pack se ajustó a 23 (bl/min), y el límite de presión de la tubería se restableció a 8,000 ($psia$). Estos valores representan los más altos permitidos, dadas las condiciones de la tubería. El gasto de inyección del tratamiento de frac-pack se ajustó a 23 (bl/min).

	Etapas del volumen de fluido previo al tratamiento (gal)	Concentración del apuntalante por etapas previo al tratamiento (lb_m/gal)	Rediseño del volumen de fluido por etapa (gal)	Rediseño de la concentración del apuntalante por etapa (lb_m/gal)
	3,000	0	7,500	0
	2,000	0.5	3,000	0.5
	1,750	0.5 a 2.0	1,600	0.5 a 2.0
	1,750	2.0 a 4.0	1,600	2.0 a 4.0
	1,750	4.0 a 6.0	1,600	4.0 a 6.0
	1,750	6.0 a 8.0	1,600	6.0 a 8.0
	1,750	8.0 a 10.0	1,600	8.0 a 10.0
	1,750	10.0 a 12.0	1,600	10.0 a 12.0
	1,750	12	3,000	12
Total	17,720	85,438 lb_m	23,100	95,500 lb_m

Tabla 5.4 – Rediseño del tratamiento (caso histórico 1)

5.1.5 Frac-pack

El gradiente de fractura anormalmente alto 0.79 (psi/pie) para esta profundidad produjo presiones superficiales mayores de las esperadas. Consecuentemente, el trabajo se bombeo en la posición de inyección forzada de la herramienta de servicio.

La BHP comenzó a subir con una pendiente de 0.7, con el cambio de etapa de apuntalante de 0.5 a 2.0 (lb_m/gal), lo que indica el crecimiento restringido de la fractura (figura 5.5). Ocurrió un pequeño salto de presión aproximadamente a los 16 minutos de haber comenzado el tratamiento, donde se observó una pendiente de 1.0 lo cual indica el inicio del TSO. El TSO ocurrió en la etapa de 4 (lb_m/gal). La BHP continuó incrementándose, eventualmente con una pendiente de 2.4 antes de la formación del arenamiento con una concentración de 9.2 (lb_m/gal) de apuntalante. Se generó un total de 500 (psi) de presión neta. El coeficiente de pérdida se ajustó a 0.023 (pie/\sqrt{min}).

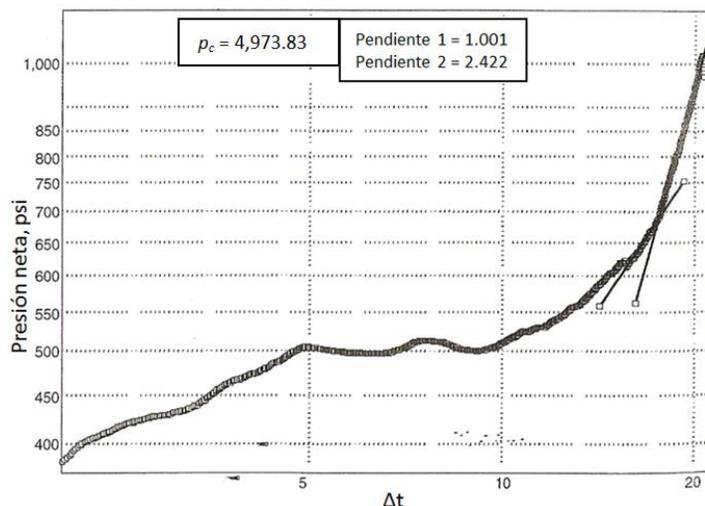
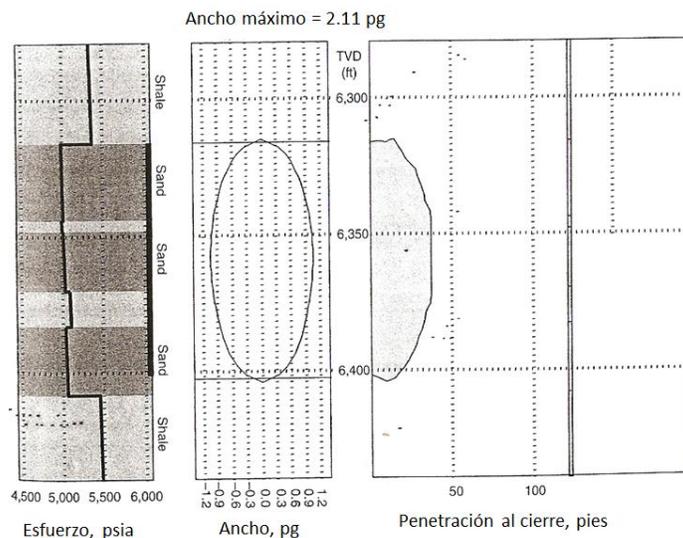


Figura 5.5 – Gráfica de presión neta del frac-pack (caso histórico 1)

La presión neta del tratamiento dio los siguientes valores de la geometría de la fractura: longitud de la fractura apuntalada = 37.8 pies, altura de la fractura = 88.8 pies, y una concentración promedio = 5.7 (lb_m/pie^2) (figura 5.6).



La cantidad final de apuntalante usado en el tratamiento se muestra en la tabla 5.5.

Apuntalante bombeado, lb_m	48,368
Apuntalante en la formación, lb_m	31,133
Apuntalante recuperado, lb_m	15,111
Apuntalante en el espacio anular, lb_m	2,124
lb_m/pie , MD	331
lb_m/pie , TVD	366

Tabla 5.5 - Apuntalante total final (caso histórico 1)

5.1.6 Resultados en la producción

A pesar de que se produjo un arenamiento prematuro, el TSO logró un incremento en la presión neta mayor de 500 psi. Tomando en cuenta la evidencia histórica, esto normalmente equivale a una terminación con ningún o casi ningún efecto de daño. La producción inicial de la arena I-2 fue 807 barriles de aceite por día, 322 barriles de agua por día, 433 mil pies cúbicos de gas. Este rendimiento es coherente con el potencial de producción previsto basado en un pozo vecino; sin embargo, el registro de la sección del pozo con agujero descubierto indica que este pozo es capaz de dar una mayor producción. Hasta la fecha, no se ha realizado ninguna prueba para cuantificar la eficiencia de la terminación y del efecto de daño, información que es crítica para determinar el verdadero éxito o fracaso del tratamiento de estimulación.

5.2.2 Prueba de inyección

Se desarrolló una prueba de inyección para determinar la presión y el gasto de inyección necesarios para lograr la extensión de la fractura. La prueba se llevó a cabo con 20 ($lb_m/1,000\ gal$) de agua tratada. Los resultados de la prueba de inyección se muestran en la tabla 5.6. A pesar de que se observó un cambio en la pendiente aproximadamente a los 5 (bl/min) (figura 5.8), la gráfica de BHP contra la tasa de inyección no reveló un rompimiento indicativo de la tasa de inyección y la presión para la extensión de la fractura. Se presentó un cambio de pendiente a una presión de 3,307 ($psia$) y un gasto de 5.1 (bl/min). Esto se interpretó como la representación del límite superior para la presión de cierre.

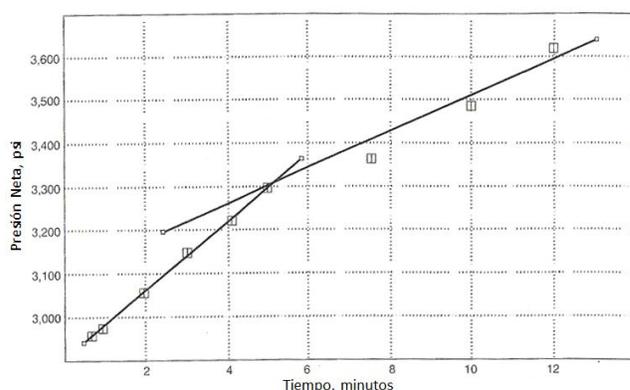


Figura 5.8 – Gráfica de la prueba de inyección del caso histórico 2. Con el análisis obtenido de los resultados de la prueba de inyección se estableció el límite superior de la presión de cierre de 3,307 ($psia$) y una gasto de 5.1 (bl/min)

<u>Tasa de inyección</u> <u>(bl/min)</u>	<u>Medidor BHP</u> <u>(psia)</u>
0.66	2,597
0.94	2,974
1.96	3,056
3.01	3,148
4.09	3,222
5.00	3,296
7.54	3,364
10.00	3,485
11.99	3,618

Tabla 5.6 – Resultados de la prueba de inyección (caso histórico 2)

5.2.3 Minifractura

Para la minifractura se usó un sistema de fluido reticulado de guar a 25 ($lb_m/1,000\ gal$). Se inyectaron 5,040 galones de fluido a un gasto 12 (bl/min). La herramienta de servicio se mantuvo en la posición de circulación con el espacio anular en vivo durante la prueba. Se desarrolló un análisis de la declinación en tiempo real usando los datos de superficie y de nuevo más tarde con los medidores de BHP.

La gráfica de la raíz cuadrada del tiempo y la función G se usaron para determinar los parámetros de cierre (presión, tiempo, eficiencia, y presión neta). Los resultados se resumen en la tabla 5.7.

	Presión de la Tubería/ Análisis de Minifractura	Medidor de BHP/Análisis de Minifractura	Medidor de BHP/Análisis del Frac-pack
Presión de flujo radial (p_r), psia	3,566	3,515	N/A
Presión de cierre inicial (PCI), psia	4,371	4,248	N/A
Presión de cierre (p_c), psia	3,875	3,749	N/A
Gradiente de cierre, psi/pie	0.59	0.57	N/A
Tiempo de cierre (t_c), min	1.04	1.25	N/A
Eficiencia del fluido (E_f), %	8	19	N/A
Presión neta (p_n), psi	496	499	N/A
Coefficiente de pérdida, *pie/ \sqrt{min}	0.032	0.022	0.017
Módulo de Young (θ), psi	7.5E5	7.5E5	1.0E6

Tabla 5.7 – Parámetros de comparación (caso histórico 2)

Se usó un simulador de fracturamiento hidráulico para generar la presión neta (figura 5.9) de la minifractura para ajustar las propiedades de la roca y las características de la pérdida de fluido para obtener un modelo más representativo del tratamiento. El gradiente del minifractura fue de 0.59 (psi/pie), mientras que el análisis del medidor de fondo proporcionó un gradiente de 0.57 (psi/pie). El módulo de Young fue de 750,000 y el coeficiente de pérdida fue de 0.032 (pie/\sqrt{min}) en la superficie y 0.022 (pie/\sqrt{min}) de los datos del medidor de fondo el intervalo de la arena principal. La eficiencia del fluido y el tiempo de cierre fueron de 9% y poco más de un minuto. Se presentó una caída de presión de 108 (psi) al término de la minifractura, mientras que en el medidor de fondo se registró una caída de 167 (psi). Estas caídas de presión pudieron ser resultado de la tortuosidad y/o de la fricción cerca del pozo. El perfil de la presión neta se ajustó de acuerdo a estas caídas de presión por fricción.

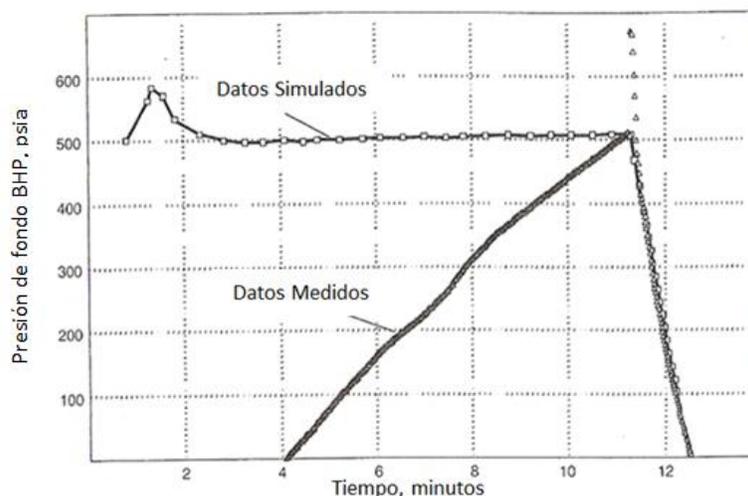


Figura 5.9 – Gráfica de la presión neta de la minifractura (caso histórico 2)

La presión del tratamiento de la minifractura comenzó en el mismo tiempo en que la prueba de inyección terminó y continuó con una pendiente ascendente de 1.36 hasta que se detuvo. Debido a que el TSO está representado por una pendiente de valor 1.0, se puede concluir que la fractura no se creó a los 12 (bl/min), o que se creó pero fue severamente restringida en ancho y en altura.

Debido a esto el frac-pack eventualmente se bombeo a 15 (*bl/min*). La presión de cierre seleccionada del análisis de declinación es mayor que la presión de extensión de la fractura obtenida de la prueba de inyección, además esta conclusión valida que la extensión de la fractura no se logró durante la prueba de inyección. Debido a que la principal función de la prueba de inyección es la determinación del límite superior de la presión de cierre, el desarrollo de esta prueba arrojó datos erróneos. Por lo tanto se llegó a la conclusión de que durante la prueba de inyección no se logró propagar la fractura.

Una vez más, estos resultados indican la importancia del diseño cuidadoso del tratamiento de calibración y su evaluación. En este caso, se creyó que el intervalo disparado un tratamiento de fractura bombeado de 12 a 15 (*bl/min*) podría lograr una extensión de la fractura fácilmente. En retrospectiva, se deberán repetir la prueba de inyección y la minifractura para asegurar que estos parámetros sean claramente entendidos.

5.2.4 Rediseño del tratamiento

Basándose en el análisis de calibración de las pruebas anteriores, el programa del tratamiento se resume en la tabla 5.8. Debido a que las interpretaciones acerca del gradiente de fractura y el coeficiente de pérdida de fluido fueron muy diferentes a las esperadas, el volumen de fluido se incrementó significativamente, mientras que las etapas de apuntalante se redujeron considerablemente. La geometría y el perfil de conductividad rediseñadas fueron aproximadamente de 10 (lb_m/pe^2) con una longitud de 30 pies.

	Etapas del volumen de fluido previo al tratamiento (gal)	Concentración del apuntalante por etapas previo al tratamiento (lb_m/gal)	Rediseño del volumen de fluido por etapa (gal)	Rediseño de la concentración del apuntalante por etapa (lb_m/gal)
	1,500	0	5,000	0
	500	0.5	2,000	0.5
	1,100	0.5 a 2.0	750	0.5 a 2.0
	1,100	2.0 a 4.0	750	2.0 a 4.0
	1,100	4.0 a 6.0	750	4.0 a 6.0
	1,100	6.0 a 8.0	750	6.0 a 8.0
	1,100	8.0 a 10.0	750	8.0 a 10.0
	1,100	10	750	10.0
Total	8,600	39,025 lb_m	11,500	27,438 lb_m

Tabla 5.8 – Rediseño del tratamiento (caso histórico 2)

5.2.5 Frac-pack

Basándose en el análisis de la prueba de inyección y la minifractura, la tasa del tratamiento se incrementó a 15 (*bl/min*). El volumen de fluido de colchón se incrementó de 1,500 a 5,000 galones de acuerdo al análisis de la eficiencia del fluido de la minifractura. El tratamiento se bombeo en

modo de inyección forzada. Se desarrolló un análisis posterior al frac-pack con los medidores de fondo y con un simulador de fracturamiento hidráulico.

La presión de fondo se estabilizó aproximadamente a 4,800 (*psia*), indicando que la extensión de la fractura finalmente se había alcanzado. La presión comenzó a subir con una pendiente de 0.5 después de 10 minutos de bombeo, indicando la restricción del crecimiento de la fractura (figura 5.10).

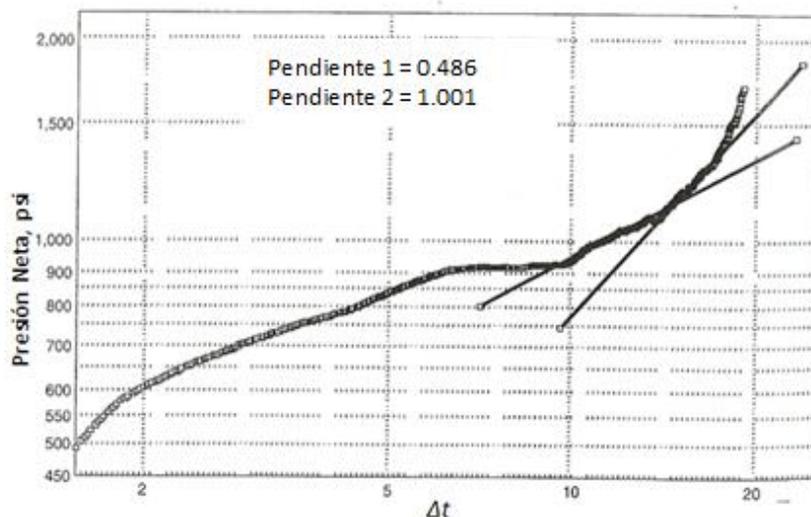


Figura 5.10 – Gráfica de la presión neta del frac-pack (caso histórico 2)

Una segunda pendiente de 1 se observó a los 15 minutos, indicando el inicio del TSO. Finalmente se observó una pendiente de 2.2, que condujo al arenamiento del pozo. En total, se generaron 800 (*psi*) de presión neta durante el tratamiento. Los medidores de temperatura verificaron que el medidor superior se enfrió más rápido que el medidor inferior, indicando la iniciación de la fractura en la porción superior. Hacia el final del tratamiento, mientras se llevaba a cabo el TSO, el medidor inferior se enfrió más de 10°F, eventualmente llegando al mismo nivel que el otro medidor. Éste enfriamiento indica un flujo de fluidos hacia el fondo del intervalo, un comportamiento que es consistente en la prueba de inyección y la minifractura.

Para que coincida con la respuesta de la presión neta (figura 5.10) el coeficiente de pérdida de fluido se redujo a 0.017 (pie/\sqrt{min}). Debido a que la pérdida de fluido fue mucho menor que la interpretada por la minifractura, la geometría de fractura realizada no fue como se esperaba. El registro de presión neta del frac-pack proporcionó la siguiente geometría de fractura: longitud de la fractura apuntalada = 95.5 pies, altura de la fractura = 34 pies, y concentración in situ promedio = 3.4 (lb_m/pie^2) (figura 5.11 y 5.12).

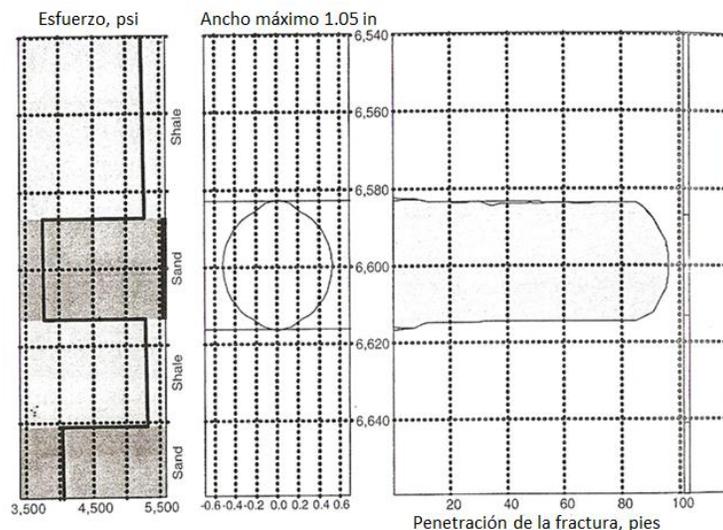


Figura 5.11 – Geometría de la fractura (caso histórico 2)

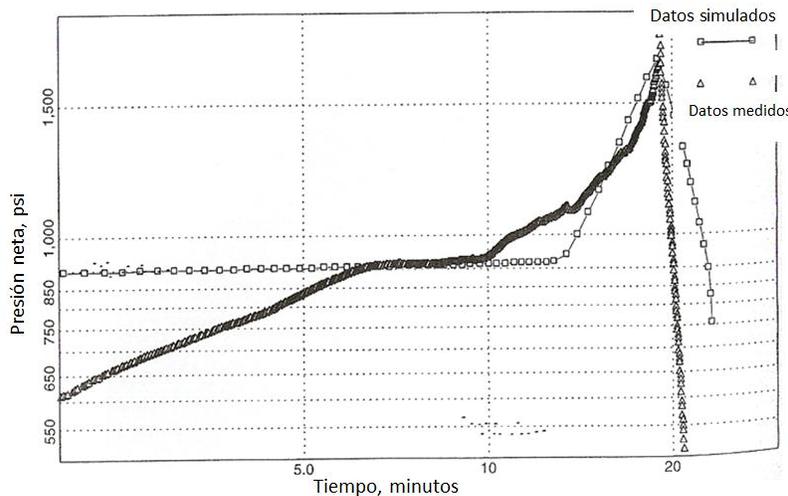


Figura 5.12 – Gráfica de la presión neta registrada con el medidor de fondo (caso histórico 2)

La restricción del crecimiento de la fractura a la porción superior del intervalo perforado no se logró; sin embargo, esto podría deberse al comportamiento de la temperatura de fondo. Algunas caídas de presión están asociadas con el cambio de temperatura, que representa la conexión de un área mayor de fractura. La cantidad de apuntalante usada en el tratamiento se muestra en la tabla 5.9.

Apuntalante bombeado, lb _m	30,899
Apuntalante en la formación, lb _m	18,019
Apuntalante recuperado, lb _m	10,868
Apuntalante en el espacio anular, lb _m	2,012
lb _m /pie, MD	624
Lb _m /pie, TVD	697

Tabla 5.9 Apuntalante total final (caso histórico 2)

5.2.6 Resultados en la Producción

Este pozo fue trabajado debido su bajo rendimiento; antes de la intervención estaba produciendo solo 200 barriles de aceite por día y 200 mil pies cúbicos de gas. Con la ayuda del frac-pack, se logró obtener una producción de 1,718 barriles de aceite por día y 968 mil pies cúbicos de gas. Con estudios posteriores se observó un efecto de daño de 2.3; una eficiencia de flujo de 87%; $\Delta p_{skin} = 16$ (psi); y un índice de productividad IP = 14.05 (BPD/psi).

5.3 Análisis de la aplicación del frac-pack

Los datos presentados en estos casos históricos revelan la importancia de llevar a cabo un tratamiento con ácido antes de las pruebas de calibración, debido a que se logra eliminar el daño asociado con los materiales en la pérdida de circulación después de los disparos. Normalmente el trabajo consiste en inyectar de 25 a 50 (gal/pie) de HCl al 10%, dependiendo del volumen de materiales de pérdida de circulación.

Estos ejemplos proporcionan una visión sobre el proceso de frac-pack, enfatizando la importancia de conducir y analizar apropiadamente las pruebas de calibración (prueba de inyección y minifractura). El diseño, ejecución y análisis de las pruebas de calibración nos ayudan a mejorar enormemente la probabilidad de lograr el diseño de TSO deseado. Los casos históricos presentados ilustran el comportamiento de la fractura dentro del mismo campo. En base a esto, es recomendable que todos los trabajos de frac-pack se realicen de acuerdo al rediseño del tratamiento en base a las pruebas de calibración para definir las características de la pérdida de fluido y optimizar el tratamiento. En los dos casos históricos se realizaron cambios en el volumen de colchón en relación con los que estaban previamente estimados.

En ambos casos, la prueba de inyección no fue suficiente para determinar el gasto y la presión de extensión de la fractura. A pesar de esto, se puede concluir que esta prueba no es necesaria debido a que se logró un TSO eficiente, cabe recordar que esta prueba provee información valiosa para el rediseño del tratamiento. Estas pruebas definen la fricción y las presiones de tratamiento, en base al límite superior de cierre, indicando el gasto máximo permisible y su influencia en las herramientas.

Debido a problemas similares para definir la extensión de la fractura, muchos operadores realizan la prueba de calibración en forma inversa, primero llevan a cabo la minifractura y después la prueba de inyección. Este cambio provee una pendiente más definida en el gráfico de presión contra gasto, mejorando la exactitud del análisis.

El uso de los datos de presión de la sección anular para evaluar las pruebas de calibración y rediseñar el tratamiento es una técnica probada y rentable. Sin embargo, debido a los límites de presión en las tuberías, estas pruebas deben realizarse en la posición de inyección forzada. Cuando esto ocurre, es muy difícil diferenciar el evento de TSO de las restricciones por fricción generadas durante las pruebas. Por lo tanto, se recomienda el uso de medidores de presión de fondo (BHPG por sus siglas en inglés) para todos los tratamientos de frac-pack. Sin esta información es

imposible realizar un análisis de los resultados del tratamiento y poder incorporar estos resultados en tratamientos futuros.

En resumen, el lograr un TSO y obtener mediciones del incremento de la presión neta se traducen en un tratamiento de frac-pack exitoso. Esto se logra bombeando un tratamiento ácido, seguido de las pruebas de calibración. El gasto y la presión de extensión de la fractura se determinan por medio de la prueba de inyección, mientras que la presión de cierre, el coeficiente de pérdida de fluido se obtienen de la minifractura. Esta información se incorpora al rediseño del tratamiento, ajustando el gasto de inyección, volumen de fluido de colchón, y las etapas de apuntalante antes de ejecutar el tratamiento de frac-pack. Realizar un análisis posterior al trabajo con los medidores de fondo ayuda a validar los parámetros de diseño y los resultados del tratamiento.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Mediante el desarrollo de esta tesis se presenta información sobre los proyectos en tema de fracturamiento hidráulico aplicado a yacimientos de alta permeabilidad. La técnica de fracturamiento y empaque (frac-pack) ha sido un método utilizado en la terminación de pozos para resolver problemas de inestabilidad de la formación en arenas pobremente consolidadas, producción de arena, y cuando se requiere sobrepasar el daño de la formación. Mediante el estudio de la bibliografía acerca del fracturamiento en altas permeabilidades se pudo comprender y analizar la información necesaria para que sirva de referencia para evaluar los pozos candidatos, diseño y aplicación del método de frac-pack.

La selección de los pozos candidatos debe ser minuciosa teniendo en cuenta la evaluación económica y logística para poder aplicar esta técnica, a pesar de que existan otros métodos que puedan ayudar a resolver los mismos problemas durante la vida productiva de un pozo.

Los problemas de pérdida de fluido requieren de la comprensión de los sistemas de fluidos que actualmente se usan en el fracturamiento en altas permeabilidades. Las características del fluido, apuntalante, geometría de la fractura y propiedades del yacimiento permiten realizar estudios en los cuales se seleccione el sistema óptimo que permita el éxito del tratamiento. La revisión bibliográfica que se realizó en este trabajo, permitió ofrecer un análisis sobre dicho comportamiento de pérdida la cual es crucial para la optimización de las fracturas en yacimientos de alta permeabilidad.

Es muy recomendable actualizarse en artículos que sean publicados sobre fluidos de vanguardia que se utilicen durante el proceso de frac-pack, ya que debido al aumento de la aplicación de esta técnica alrededor del mundo, se siguen realizando estudios y pruebas a distintos sistemas de fluidos.

El procedimiento de diseño debe tener en cuenta el uso de simuladores, trabajos previos de calibración del tratamiento, optimización del tratamiento mediante el análisis económico del valor presente neto; y su ejecución. Es de suma importancia conocer la longitud de la fractura óptima económica, ya que se pueden tener longitudes de fracturas innecesarias y costosas.

Con el estudio de los casos históricos presentados se justifican las ventajas que se tienen al realizar un tratamiento de frac-pack. El aumento de la producción a causa de la aplicación de esta técnica es indicativa de que el método puede remunerar su costo, sin embargo, la mala comprensión de los parámetros claves para el diseño podría conducir a tener grandes pérdidas monetarias.

El avance de los métodos de terminación en la industria petrolera es muy extenso. Con esta tesis se logró proporcionar un enfoque general de la técnica de frac-pack para poder ser aplicado en pozos que tengan problemas en la producción de hidrocarburos. Se recomienda conocer y estudiar los diversos programas de cómputo que facilitan el diseño del fracturamiento que se tienen en la actualidad ya que son una herramienta esencial diaria en el área de terminación de pozos en la industria petrolera, así como la previa comprensión de las bases teóricas.

APENDICE A

**DISEÑO TEORICO DE FRACTURAS EN ALTA
PERMEABILIDAD**

APENDICE A

DISEÑO TEORICO DE FRACTURAS EN ALTA PERMEABILIDAD

Valkó, Economides y Fan realizaron algunos estudios teóricos sobre el diseño de fracturas en yacimientos de alta permeabilidad y encontraron la relación que existe entre la conductividad de la fractura y su longitud. Desarrollaron un método que nace de la definición del índice de productividad (J) para flujo en estado pseudo-estacionario en función del Índice de productividad adimensional (J_D):

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\alpha_1 B \mu} J_D \dots\dots\dots (A.1)$$

Dónde: h es el espesor neto del intervalo productor (pie); B es el factor de volumen de formación; μ es la viscosidad del fluido (cp); $\alpha_1 = 887.22$ (para unidades de campo); q es el gasto (bpd); \bar{p} es la presión media del yacimiento (psia); y p_{wf} es la presión de fondo fluyendo (psia). Para un pozo vertical ubicado en el centro de un área de drene circular el índice de productividad adimensional es:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e - \frac{3}{4}}{r_w - \frac{3}{4}} + s} \dots\dots\dots (A.2)$$

Donde r_e es el radio de drene (pie). Para una fractura apuntalada, existen varios métodos para incorporar el efecto de la estimulación dentro del índice de productividad. Uno de estos incluye el concepto de daño como sigue:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e - \frac{3}{4}}{r_w - \frac{3}{4}} + s_f} \dots\dots\dots (A.3)$$

Y el concepto de radio equivalente del pozo:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e - \frac{3}{4}}{r'_w - \frac{3}{4}}} \dots\dots\dots (A.4)$$

Donde r'_w es el radio efectivo del pozo (pie).

A.1 Método de Economides y Valkó

Considerando un pozo vertical con intersección a una fractura vertical desde el fondo hasta la parte superior del volumen de drene (figura A.1). El desarrollo depende de la relación de penetración (l_x) en la dirección del eje X.

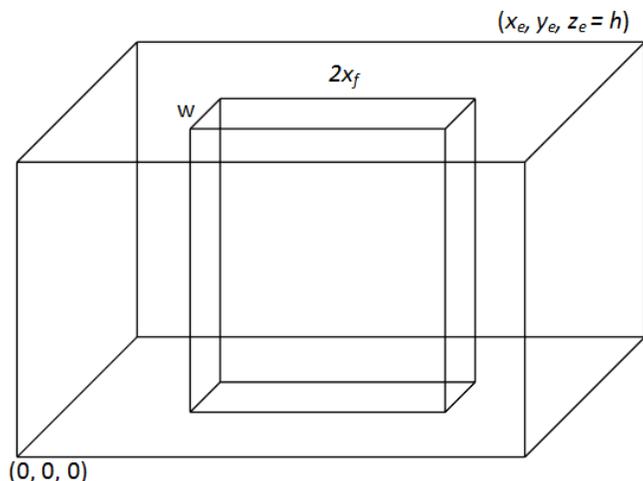


Figura A.1 - Notación para el desarrollo de la fractura.

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \dots\dots\dots(A.5)$$

Y la conductividad adimensional de la fractura está dada por la ecuación 1.1:

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

Donde x_e es la longitud del área en estudio en dirección X. La longitud y el ancho de la fractura se optimizan una vez que se conocen las propiedades del yacimiento y las del apuntalante y su cantidad a usar.

El volumen de la zona apuntalada parte del producto de estas dos ecuaciones como sigue:

$$I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} \dots\dots\dots(A.6)$$

Donde x_e es la extensión del área de drenaje (pie^2). El producto $I_x^2 C_{fD}$ es una constante considerada como la relación de dos áreas transversales (área apuntalada y área del yacimiento) multiplicada por el coeficiente de permeabilidad. Multiplicando al numerador y al denominador por el espesor neto del intervalo productor (h) se tiene:

$$N_A = I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} = \frac{4k_f x_f w h}{k x_e^2 h} = \frac{2k_f V_p}{k V_r} \dots\dots\dots(A.7)$$

Donde N_A ha sido definido por Valkó y Economides (1998) como el número adimensional de apuntalante, que es la relación de permeabilidad ponderada del volumen del yacimiento con el volumen sustentado de la fractura; V_p es volumen apuntalado (incluyendo el espacio vacío entre las partículas del sustentante y las dos alas de la fractura); y V_r que es el volumen de drenaje (el área de drenaje multiplicada por el espesor del intervalo productor).

Existe un algoritmo para el cálculo del índice de productividad adimensional (J_D) (Valkó y Economides 1998). La figura A.2 muestra cómo obtener J_D en función de la conductividad adimensional de la fractura (C_{fD}), con I_x como un parámetro. Las curvas se aplanan en tanto C_{fD} crece, los valores límite están trazados en función de I_x trazando el comportamiento de “conductividad infinita” de la fractura creada.

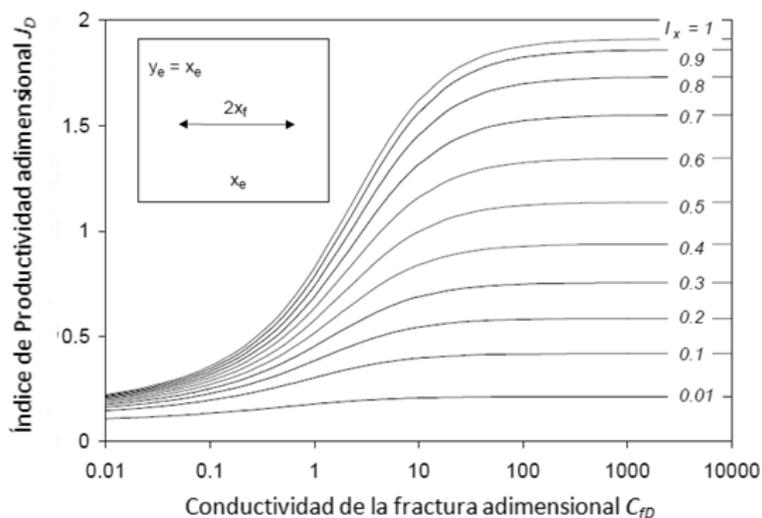


Figura A.2 - Cálculo de J_D en función de C_{fD} e I_x (Valkó y Economides)

La figura A.2 no es muy útil para resolver problemas de optimización en los cuales se presenta una cantidad fija de sustentante. En la figura A.3 las curvas individuales representan J_D para un valor fijo de N_A .

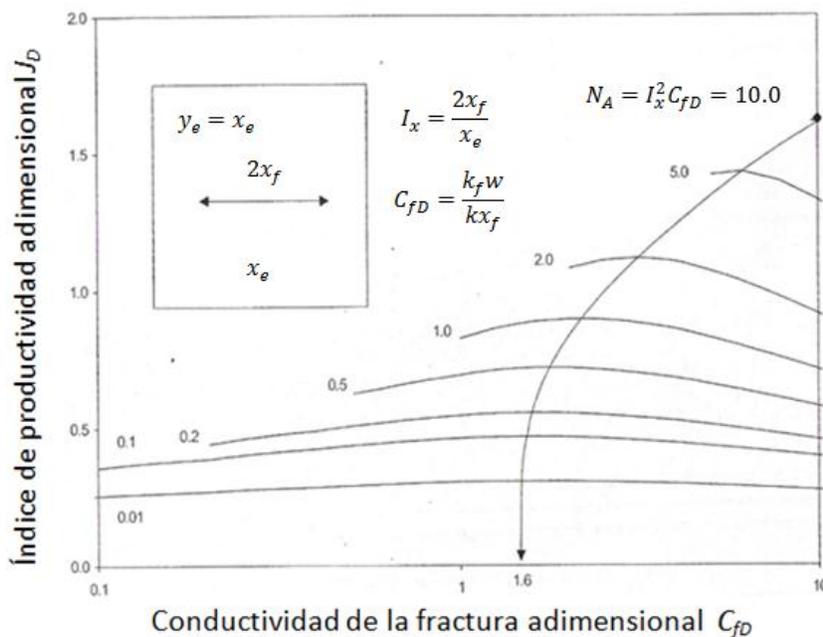


Figura A.3 - Cálculo de J_D como función de C_{fD} y N_A (Valkó y Economides)

Para un valor dado de N_A , hay una conductividad de fractura adimensional óptima C_{fDopt} que representa la capacidad de la formación para llevar el flujo a la fractura y la capacidad de la fractura para llevar el flujo hacia el pozo. Para un valor pequeño de apuntalante (N_A), el arreglo óptimo ocurre para valores de $C_{fD} = 1.6$ (es el caso de pequeños volúmenes de apuntalante y/o formaciones de alta permeabilidad). El máximo valor absoluto para el índice de productividad adimensional es $J_D = 6/\pi = 1.909$ (este es el valor ideal para flujo lineal en un yacimiento). Cuando el volumen de apuntalante aumenta, el arreglo óptimo está dado para valores altos de C_{fD} .

En la figura A.3, el índice de productividad óptimo está representado por la curva que cruza a las demás. La curva comienza para valores de $C_{fD} = \infty$ y termina en $C_{fD} = 1.6$. Normalmente, para yacimientos de alta permeabilidad, el volumen de apuntalante disponibles permite solo valores pequeños, $N_A < 0.1$. Cuando $N_A < 0.1$, el valor óptimo de C_{fD} es 1.6 (Cinco Ley 1978). Para N_A mayores se recomienda usar la figura A.3. En formaciones de alta permeabilidad ($k > 50$ md), es prácticamente imposible conseguir un $N_A > 0.1$. Para el fracturamiento en altas permeabilidades los rangos de N_A van de 0.0001 a 0.01, por lo tanto, C_{fDopt} siempre es 1.6.

A.2 Optimización del Tratamiento

El siguiente proceso para la optimización de tratamiento se usa tomando en cuenta un estado de régimen de flujo pseudo-estacionario. El índice de productividad adimensional máximo (J_{Dmax}) está en función de N_A .

$$J_{Dmax}(N_A) = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_A} \quad \text{Si } N_A \leq 0.1 \dots\dots\dots(A.8)$$

El valor de C_{fDopt} es 1.6 para valores de N_A pequeños.

$$C_{fDopt}(N_A) = 1.6 \quad \text{Si } N_A < 0.1 \dots\dots\dots(A.9)$$

Una vez que se obtiene C_{fDopt} , la longitud de la fractura óptima (x_{fopt}) y el ancho óptimo (w_{opt}) se determinan de la siguiente manera:

$$x_{fopt} = \left[\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(A.10)$$

$$w_{opt} = \left[\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(A.11)$$

Donde V_f es el volumen de la fractura de un solo flanco y es $V_f = V_p/2$.

Para $N_A < 0.1$, J_D puede ser expresada en términos de N_A y C_{fD} . Estas correlaciones fueron obtenidas mediante el ajuste de una curva simple hecha por Cinco Ley y Meng (1998), que proporciona una visión más clara sobre el papel individual de N_A y C_{fD} . Para valores de $N_A < 0.1$, J_D está dada por:

$$J_D(N_A, C_{fD}) = \frac{1}{-0.629 + 0.5 \ln \frac{C_{fD}}{N_A} + f(C_{fD})} \quad \text{Si } N_A < 0, \dots \dots \dots (A.12)$$

Donde $f(C_{fD})$ está propuesta por Cinco-Ley y Samaniego (1981) como:

$$f(C_{fD}) = \frac{1.65 - 0.328u + 0.11u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \quad \text{Para } u = \ln C_{fD} \dots \dots \dots (A.13)$$

El máximo valor de $J_D(N_A, C_{fD})$ para valores de $N_A < 0.1$ está dado por:

$$J_{Dmax} = J_D(N_A, 1.6) = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_A} \dots \dots \dots (A.14)$$

De la correlación más general de J_{Dmax} (ecuación A.8).

Estas correlaciones son la base del diseño óptimo de las fracturas.

A.3 Procedimiento de Diseño

El procedimiento para el diseño óptimo es simple, consiste en cinco pasos:

1. Determinar la cantidad de apuntalante para el tratamiento.
2. Determinar N_A .
3. Determinar el C_{fDopt} para el N_A .
4. Determinar x_{fopt} y w_{opt} para el C_{fDopt} obtenido, y el apuntalante disponible.
5. Determinar el tiempo de inyección y momento en que se usara el apuntalante para obtener las dimensiones óptimas.

Una vez que se conocen V_f y C_{fDopt} , las dimensiones óptimas de la fractura se calculan mediante las ecuaciones A.10 y A.11:

$$x_{fopt} = \left[\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right]^{0.5} \quad \text{y} \quad w_{opt} = \left[\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right]^{0.5}$$

Un aspecto importante que se debe considerar es que el procedimiento de optimización descrito aquí es estrictamente una técnica de optimización física que proporciona el gasto máximo de producción. Para yacimientos de alta permeabilidad, donde los ingresos incrementales serian abrumadores, este procedimiento casi siempre es el óptimo económico también. La técnica provee información invaluable sobre la morfología de la fractura deseada, es decir, como configurar el largo y el ancho.

APENDICE B

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

	Figura	Descripción	Página
Capítulo 1	1.1	Fractura típica de un tratamiento de frac-pack	2
	1.2	Tratamiento de frac-pack	3
	1.3	Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular	6
	1.4	Sistema típico de flujo de un pozo	9
	1.5	Fractura con efecto de daño por obturamiento parcial	17
	1.6	Ejemplo de daño en la cara de la fractura	17
	1.7	Esquema representativo de daño compuesto	18
	1.8	Relación entre s_f , x_f , r_w y C_{fD} (Cino-Ley 1978)	18
Capítulo 2	2.1	Moléculas surfactantes asociadas a una micela en forma de gusano	28
	2.2	Gráfica de Krumbein	38
	2.3	Gráfica de comparación de conductividad para distintos tamaños de apuntalantes CarboLite	39
	2.4	Comportamiento de la conductividad en función de la resistencia del sustentante	41
	2.5	Comparación de conductividad para distintos materiales a una concentración de 2 (lb_m/pie^2)	41
	2.6	Comportamiento de la conductividad para distintas concentraciones de apuntalante CarboLite	43
Capítulo 3	3.1	Canal de disparo	48
	3.2	Halo (Anillo) alrededor de la tubería	50
	3.3	Fase del disparo	50
	3.4	Flujo en la fractura contra fase de las pistolas y permeabilidad (Behrmann y Nolte 1999)	51
	3.5	Comparación de la pérdida de fluido a $120^\circ F$, $1,000$ (psia), 50 (seg^{-1}), y 500 (md) (McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997)	58
	3.6	Comparación de pérdida de fluido a $180^\circ F$, $1,000$ (psia), 50 (seg^{-1}), y 500 (md). McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997	59
	3.7	Comparación de pérdida de fluido a $240^\circ F$, $1,000$ (psia), 50 (seg^{-1}), y 500 (md). McGowen 1993; Brown 1996; Samuel 1997	59
	3.8	Pérdida de fluido para un sistema de HEC a 70 ($lb_m/1,000$ gal) a $120^\circ F$, $1,000$ (psia) y 50 (seg^{-1})	60
	3.9	Pérdida de fluido para un sistema de HEC 70 ($lb_m/1,000$ gal) a $120^\circ F$, 500 (md) y 50 (seg^{-1})	60
	3.10	Pérdida de fluido para un sistema de HEC 70 ($lb_m/1,000$ gal) a $120^\circ F$, 500 (md), $1,000$ (psia) y 50 (seg^{-1})	61
	3.11	Efecto de la permeabilidad en el comportamiento de pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000$ gal) a $120^\circ F$, $1,000$ (psia) y 50 (seg^{-1})	62

	Figura	Descripción	Página
Capítulo 3	3.12	Efecto de la presión en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000\ gal$) a 120°F, 500 (md) y 50 (seg^{-1})	62
	3.13	Efecto de la concentración de polímeros en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 30 ($lb_m/1,000\ gal$) a 180°F, 500 (md), 1,000 (psia) y 50 (seg^{-1})	63
	3.14	Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 ($lb_m/1,000\ gal$) a una temperatura de 180°F y 100 (md)	63
	3.15	Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 ($lb_m/1,000\ gal$) a una temperatura de 180°F y 1,000 (md)	64
	3.16	Profundidad de invasión para 120 °F y 500 (md)	64
	3.17	Mejoramiento de la productividad mediante frac-pack	66
Capítulo 4	4.1	Esquema de un modelo de fractura KGD	70
	4.2	Esquema de un modelo de fractura PKN	72
	4.3	Disparos no alineados con el plano preferente de fractura	81
	4.4	Efectos de la presión neta en la obstrucción causada por desalineamiento de fases	81
	4.5	Bombeo de lechada, iniciación del arenamiento, y tiempo final de trabajo contra eficiencia del fluido	84
	4.6	Impacto en la eficiencia del fluido debida al aumento de la concentración del apuntalante	85
	4.7	Eficiencia de fluido contra longitud de la fractura para una pérdida de fluido constante	85
	4.8	Gráfica de presión contra gasto de inyección de una prueba de inyección	87
	4.9	Geometría de la fractura hidráulica para el ejemplo de calibración	89
	4.10	Presión de fondo y gasto contra tiempo de bombeo para el ejemplo de calibración	89
	4.11	Grafica de presión de fondo contra la raíz cuadrada del tiempo total y tiempo de cierre	90
	4.12	Presión de fondo contra la función G para el ejemplo de calibración	91
	4.13	Radio del pozo equivalente contra la conductividad y longitud de la fractura (Cinco-Ley y Samaniego 1981)	92
	4.14	Daño por fracturamiento, terminación y daño total contra longitud para la optimización de la fractura mediante el análisis del VPN	96
	4.15	Declinación de la producción de un frac-pack y $x_f = 0$ para el método de optimización de la fractura mediante el análisis del VPN	96
	4.16	VPN, ingresos netos, y costo del frac-pack contra longitud de fractura para la optimización del tratamiento	96
	4.17	Tasa de corte y viscosidad contra tiempo de bombeo para un fluido no-newtoniano	97
	4.18	Disminución de la temperatura causada por la inyección de fluidos durante la calibración del tratamiento de frac-pack	98

	Figura	Descripción	Página
	4.19	Perfil de temperatura dentro de la fractura para fluidos viscosos (Sinclair 1971) en base a su eficiencia	98
	4.20	Herramienta de fondo de pozo	100
	4.21	Tubos de derivación	101
Capítulo 5	5.1	Registro de la sección de arena del caso histórico 1	104
	5.2	Gráfica de la prueba de inyección del caso histórico 1	105
	5.3	Gráfica de la raíz cuadrada del tiempo (caso histórico 1)	106
	5.4	Gráfica de presión neta de la minifractura (caso histórico 1)	107
	5.5	Gráfica de presión neta del frac-pack (caso histórico 1)	108
	5.6	Geometría de la fractura (caso histórico 1)	109
	5.7	Registro de la sección I-1 del caso histórico 2	110
	5.8	Gráfica de la prueba de inyección del caso histórico 2	111
	5.9	Gráfica de la presión neta de la minifractura (caso histórico 2)	112
	5.10	Gráfica de la presión neta del frac-pack (caso histórico 2)	113
	5.11	Geometría de la fractura (caso histórico 2)	115
	5.12	Gráfica de la presión neta registrada con el medidor de fondo(caso histórico 2)	115
	A.1	Notación para el desarrollo de la fractura	122
	A.2	Cálculo de J_D en función de C_{FD} e I_x (Valkó y Economides)	123
	A.3	Cálculo de J_D como función de C_{FD} y N_A (Valkó y Economides)	123

Tabla	Descripción	Página
1.1	Valores de permeabilidad considerados en el fracturamiento hidráulico	2
1.2	Valores típicos de S y su significancia relativa	9
2.1	Tabla de referencia para la selección de fluidos fracturantes	35
2.2	Tamaño, densidad y porosidad de apuntalantes comunes	39
2.3	Comparación de densidades de apuntalantes comunes	40
3.1	Relación del diámetro del canal del disparo y tamaño del apuntalante	52
4.1	Información necesaria para el diseño de frac-pack	69
4.2	Datos del yacimiento para el ejemplo de calibración del tratamiento de fracturamiento	90
4.3	Datos de la declinación de la presión y la función G para el ejemplo de calibración	91
4.4	Constante para el polinomio de Cinco-Ley (1978)	93
5.1	Trabajos previos para el tratamiento de frac-pack	103
5.2	Resultados de la prueba de inyección (caso histórico 1)	105
5.3	Parámetros de comparación de resultados (caso histórico 1)	106
5.4	Rediseño del tratamiento (caso histórico 1)	108
5.5	Apuntalante total final (caso histórico 1)	109
5.6	Resultados de la prueba de inyección (caso histórico 2)	111
5.7	Parámetros de comparación (caso histórico 2)	112
5.8	Rediseño del tratamiento (caso histórico 2)	113
5.9	Apuntalante total final (caso histórico 2)	115

BIBLIOGRAFIA

- Syed Ali, David Norman, David Wagner et al., “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”. Schlumberger 2002.
- Michael J. Economides et al., “Petroleum well construction”. Halliburton, 1997.
- Bala Gadiyar et al., “Optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque”. Schlumberger, 2004.
- M.I. Carlos Islas Silva., “Manual de estimulación matricial de pozos petroleros”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C, 1991.
- Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, “Petroleum production systems”. Prentice Hall , 1994
- Valeria Celeste Castañeda Rojano. “Fracturamiento selectivo con tubería flexible”. Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2009.
- Claudio Cesar de la Cerda Negrete. “Estimulación de pozos mediante fracturamiento hidráulico”. Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 1998.
- Lilia Simona González Maya. “Apuntes de terminación de pozos”. Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2005.
- Basilio Del Moral Cafusi. “Fracturamiento hidráulico de pozos petroleros”. Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2006.
- Smith, M.B., Miller, W.K., y Haga, J., “Tip screenout fracturing: a technique for soft, unstable formations”. SPE 13273.
- Settari, A., Stark, A.J. y Jones, J.R., “Analysis of hydraulic fracturing oh high permeability gas wells to reduce non-darcy skin effects”. 2000.
- Prats, M. “Effect of vertical fractures on reservoir behavior – incompressible fluid case”. SPE-1575-G.
- Cinco Ley y Samaniego. “Transient pressure analysis of wells with finite conductivity vertical fractures”. SPE 6014.

- Mathur, A.K., et al., "Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the critical fracture parameters on oil-well production and pressure". SPE 30652.
- Cinco Ley y Samaniego. "Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture". SPE 60124.
- Tamir M. Aggour, "Impact of fluid selection on high permeability fracturing". SPE 54536.
- Ali Ghalambor, Syed Ali y W. David Norman. "Frac packing handbook". Society of Petroleum Engineers, 2009.
- Robert L. Tiner et al., "Frac packs – state of art". SPE 36456.
- R.C. Ellis. "An overview of frac packs: a technical revolution (evolution) process". SPE 39232.
- Tamir M. Aggour, Michael J. Economides, "optimization of the performance of high-permeability fractured wells". SPE 39474.
- Bala Gadiyar, "Frac-pack design methodology-recipe to success". Schlumberger, diapositivas.
- L.A. Bhermann, K.G. Nolte, "Perforating requirements for fracture stimulations". SPE 39453.