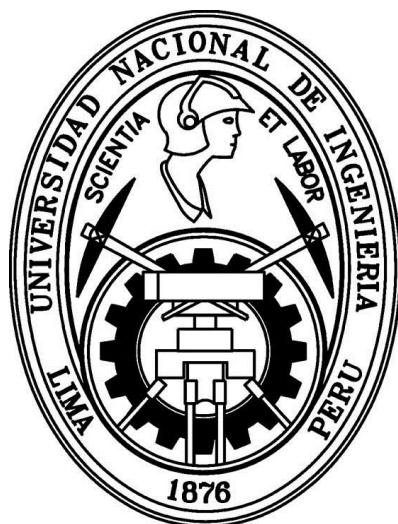


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LA FORMACION
SAN CRISTOBAL EN EL NOROESTE DEL PERU”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

BENJAMIN CIRO ROJAS RAMON

LIMA – PERU

2013

DEDICATORIA

A Dios que me dio lo más valioso de la vida: mis padres: Isolina y Emiliano.

A mis padres por su inmenso amor y cariño recibido todos mis días, por sus consejos y apoyo en cada momento de mi vida para lograr hacer de mí un buen profesional y mejor persona.

A mis hijos: Paolo, Juan Pablo y Daniella que son el razón para seguir adelante buscando ser mejor cada día.

RESUMEN

Se efectúa una descripción del diseño del fracturamiento hidráulico de los pozos de petróleo en el Noroeste del Perú para obtener mayores rendimientos, determinando el tamaño de fractura óptimo y el programa de tratamiento.

En el fracturamiento hidráulico, la optimización ha tomado diferentes formas. Para pozos de petróleo en el Noroeste del Perú, el fracturamiento hidráulico es casi obligatorio, por tratarse de reservorios de baja permeabilidad y fracturas no restringidas. En dichos casos, la longitud de la fractura es una variable de optimización de diseño adecuado contra un criterio económico, es decir el Valor Actual Neto (NPV). Esto implica equilibrar el aumento del ingreso futuro versus el costo de ejecución. Los estudios de parámetros permiten la variación de variables de ejecución y la detección de diferencias en su diseño de los NPV respectivos. Las diferencias ayudan a tomar decisiones acerca de la medición de una variable o asumir supuestos razonables.

En primer lugar, para la obtención de beneficios por el fracturamiento, se deben resolver temas de apropiada ejecución. En segundo lugar, y lo más importante, es que para cualquier masa de propano que vaya a inyectarse en cualquier pozo, existe solo una geometría de fractura que puede maximizar la producción. Esta geometría, consistente en la longitud y el ancho de fractura adecuados, puede ser determinada (siendo la altura una variable secundaria), y si esto ocurre, puede darse como resultado un índice de productividad máximo. Todas las demás configuraciones darán como resultado valores de productividad más bajos.

INDICE

CAPÍTULO I		PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACION	
1.1	Problemática		9
1.2	Formulación del Problema		10
1.3	Justificación del trabajo		10
1.4	Objetivos (General y Específicos)		11
1.5	Metodología del Trabajo de Tesis		11
CAPÍTULO II		MARCO TEÓRICO	
2.1	Antecedentes		12
2.2	Bases Teóricas		12
2.3	Marco Conceptual		13
CAPÍTULO III		HIPÓTESIS Y VARIABLES	
3.1.	Hipótesis General		14
3.2.	Hipótesis Específica		14
CAPÍTULO IV		CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
4.1	Fundamento del proceso		15
4.2	Presiones		17
4.2.1.	Presión de superficie		19
4.2.2.	Presión hidrostática		19
4.2.3.	Presión de fricción		19
4.2.4.	Presión de tratamiento de fondo del pozo		19
4.2.5.	Presión de fricción en los perforados		20
4.2.6.	Presión de Tortuosidad		20
4.2.7.	Presión de fricción en el wellbore		20
4.2.8.	Presión instantánea de cierre		20
4.2.9.	Presión de cierre		21
4.2.10.	Presión de extensión		21

4.2.11. Presión neta	21
4.3 Características esenciales de una fractura	22
4.4 Pérdida de fluido líquido (leakoff)	24
4.5 Daño en el wellbore y factor skin	26

CAPÍTULO V MECÁNICA DE LAS ROCAS

5.1 Esfuerzo/ Tensión	29
5.2 Deformación	30
5.3 Modulo de Young's	31
5.4 Definiciones importantes	32
5.4.1 Elasticidad vs Plasticidad	32
5.4.2 Módulo estático de Young's	33
5.4.3 Módulo dinámico de Young's	33
5.4.4 Módulo de deformación plana de Young's	33
5.5 Relación de Poisson	34
5.6 Otras propiedades mecánicas de las rocas	35
5.6.1 Esfuerzo de tensión	35
5.6.2 Modulo de corte	36

CAPÍTULO VI MECÁNICA DE LOS FLUIDOS

6.1 Propiedades fundamentales de los fluidos	37
6.1.1 Densidad	37
6.1.2 Viscosidad	37
6.1.3 Temperatura	38
6.2 Esfuerzo de corte y velocidad de corte	38
6.2.1 Velocidad de corte	38
6.2.2 Esfuerzo de corte	38
6.3 Ley de fluidos Newtonianos	38
6.4 Tipos de fluidos	39
6.4.1 Fluidos Newtonianos	39
6.4.2 Fluidos plásticos de Bingham	40
6.4.3 Fluidos de Ley de potencia	41
6.5 Viscosidad aparente	43
6.6 Regímenes de flujo	44

6.6.1	Flujo tapón	44
6.6.2	Flujo laminar	44
6.6.3	Flujo turbulento	45
6.7	Numero de Reynolds	45
6.8	Presión de fricción	46

CAPÍTULO VII PROPANTES

7.1	Permeabilidad del propante y conductividad de la fractura	
7.1.1	Soporte del Propante	48
7.1.2	Distribución del tamaño de grano del propante	49
7.1.3	Tamaño promedio del grano del propante	50
7.1.4	Esfericidad y redondez	51
7.1.5	Resistencia a la ruptura	52
7.1.6	Calidad del fluido de fractura	53
7.1.7	Esfuerzo de cierre	54
7.1.8	Flujo no-Darcy	55
7.1.9	Flujo multifásico	55
7.2	Selección del propante	56
7.2.1	Propante revestido con resina	57
7.2.2	Propante curado	57
7.2.3	Propante templado o pre-curado	57

CAPÍTULO VIII MODELOS DE FRACTURAS

8.1	Modelos de fractura en 2D	59
8.1.1	Modelo Kristianovich y Zheltov-Daneshy	59
8.1.2	Modelo de Perkins and Kern-Nordgren	61
8.1.3	Modelo de Radial o Penny-Shaped	62

CAPÍTULO IX SIMULADORES EN 3D

9.1	Frac PRO	64
9.2	Meyer	66

CAPÍTULO X CONCEPTOS AVANZADOS DE FRACTURA

10.1	Tortuosidad	67
10.1.1	Longitud del intervalo perforado	68
10.1.2	Dirección y fase de los perforados	69
10.1.3	Diámetro de la bala y profundidad de penetración	69
10.1.4	Dureza de la roca	69
10.1.5	Desviación de los pozos	69
10.1.6	Contraste del esfuerzo horizontal	70
10.1.7	Cura de la Tortuosidad	71
10.2	Análisis de Nolte	72
10.3	Conductividad Adimensional de fractura	73
10.4	Arenamiento – Tip Screen Out	74
10.5	Fracturas múltiples	76
10.6	Fracturas con Entrada Limitada	77
10.7	Convección y Asentamiento del propante	78
10.8	Flowback ó Contraflujo del propante	79
10.8.1	Ciclo del Esfuerzo o Tensión	80
10.8.2	Formaciones débiles	80
10.8.3	Insuficiente conductividad de fractura	80
10.8.4	Calidad del fluido de fractura	80
10.8.5	Prevención del Contraflujo del propante	81
10.8.5.1	Propante revestido con Resina	81
10.8.5.2	Micro Fibras	82
10.8.5.3	Micro Hojas	83
10.8.5.4	Partículas deformables	83
10.9	Cierre forzado	83
10.10	Flujo No Darcy	84

CAPÍTULO XI ASPECTOS OPERATIVOS

11.1	HHP requerido	86
11.2	Tanques de almacenamiento	87
11.3	Unidad de mezclado – Blender	88
11.3.1	Manifold de Succión	89
11.3.2	Bomba de Succión	89

11.3.3	Batea de Mezcla	90
11.3.4	Bomba de descarga	91
11.3.5	Manifold de descarga	91
11.3.6	Instrumentación y control	92
11.4	Bombeadores	94
11.5	Intensificadores de presión	98
11.6	Líneas de Flujo	98
11.6.1	Mangueras de Succión	98
11.6.2	Mangueras de Descarga	99
11.6.3	Línea de alta presión	99
11.7	Almacenamiento y manipuleo de propantes	101
11.8	Unidad de monitoreo	103
CAPÍTULO XII SIMULADOR PARA EL DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO		
12.1	Índice de Productividad Adimensional Óptimo	104
12.2	Procedimiento de Diseño	105
12.3	Ejemplos prácticos de diseño de fractura	105
12.3.1	Requerimientos de Data	106
12.3.2	Resultados de los cálculos	108
12.4	Diseño Típico Preliminar Formación de Baja Permeabilidad	109
CAPÍTULO XIII SIMULADOR PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN POST-FRACTURA		
13.1	Fractura de Conductividad Infinita	114
13.2	Fractura de Conductividad Finita	114
13.3	Fractura de Conductividad Uniforme	115
CAPÍTULO XIV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		116
BIBLIOGRAFIA		117

CAPÍTULO I: PLANEAMIENTO DEL TRABAJO

1.1 Problemática

En la cuenca Talara, las formaciones productivas en la mayoría de los casos, tienen permeabilidades inferiores a 10 md., por lo que, una vez completado el pozo, requieren del fracturamiento hidráulico, de manera que se conecte en forma directa el reservorio con el hueco del pozo a través de la fractura.

El fracturamiento hidráulico permite tener una trayectoria sin influencia del daño de formación. Pero para estas formaciones de baja permeabilidad no solo obvia el daño, sino puede resultar en un rate post-estimulación de 6 a 7 veces de incremento sobre el rate pre-tratamiento, esto es para pozos de bajo rate de producción de 10 a 25 bpd.

El fracturamiento hidráulico es beneficioso en formaciones de baja a moderada permeabilidad, donde podría ser no suficiente la remoción del daño para un atractivo rate de flujo del pozo. Una fractura que resulta en un efecto skin equivalente de -6 es una sustantiva y efectiva mejora. Pero la racionalidad para el tratamiento está basada fundamentalmente en la razón o veces que este rate de flujo se incrementa.

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

Dadas estas condiciones, es importante optimizar el diseño del fracturamiento hidráulico que integre diversos aspectos tecnológicos del proceso, para mejorar la productividad de los trabajos y presentarlo como un aporte complementario para el diseño y evaluación de los fracturamientos hidráulicos en el Noroeste Peruano.

1.2 Formulación del Problema

Para los pozos de la cuenca Talara y basado en los datos de la formación, del reservorio, etc., debemos encontrar el diseño óptimo de fractura el cual nos permitirá obtener el mayor incremento de producción post-fractura y para pozos inyectoros encontrar el mayor rate de inyección.

Información de pozos vecinos reservorios similares, etc., serán aprovechados en trabajos de fracturamiento en pozos donde la información es limitada o escasa..

1.3 Justificación del Trabajo

La necesidad de tener que efectuar fracturamientos hidráulicos en los pozos nuevos en la Cuenca Talara, es debido a que el país es importador de petróleo crudo y la calidad del crudo del Noroeste como promedio 30° API, y considerando las condiciones de los reservorios de baja permeabilidad, donde los incrementos de la productividad son mayores,

Aplicando los diseños de softwares de fracturas disponibles y simulaciones de la geometría, se lograrán datos acerca de la conductividad, concentración del propante, longitud de la fractura, etc.

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

1.4 Objetivos (General y Específicos)

Objetivo General

Lograr un mayor rendimiento optimizando el tratamiento en los fracturamientos en el Noroeste Peruano en la Cuenca Talara, mediante la aplicación de técnicas mejoradas y softwares adecuados. El éxito de la optimización del frac estará dado por la evaluación técnico-económica del trabajo.

El procedimiento de optimización presentado es consistente y sistemático, y hace uso de los parámetros que provienen de la optimización física como insumo para los resultados esperados.

Objetivos Específicos de Investigación

1. Optimizar el diseño y los procesos para lograr la mejor conductividad de la fractura del reservorio al hueco del pozo.
2. Trabajar con los softwares actualmente utilizados, adaptándolos a mezclas y volúmenes, que mejoren las características de la fractura y con ello la productividad de los pozos.

1.5 Metodología del trabajo de Tesis

- Revisión bibliográfica
- Simulación con software de fracturamiento
- Revisión de papers.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Desde el inicio de la industria de petróleo, siempre hubo el interés en mejorar la producción de los pozos y esto llevo a realizar los primeros intentos de fracturar las formaciones usando explosivos a fin de romperlas y formar “canales” que puedan permitir llevar el petróleo desde el reservorio al hueco del pozo. Existen registros que estos trabajos experimentales comenzaron por los años de 1890 y alcanzó sus límites de uso experimental al fracturar formaciones someras y de baja permeabilidad a finales de los años 50's e inicios de los 60's.

A finales de los años 30's, los trabajos de estimulación ácida (acidificaciones) fueron aceptadas como técnica de desarrollo de un pozo. Se observó, que al pasar la presión de ruptura, la inyectividad se incrementaba considerablemente (Grebe & Stosser – 1935), haciendo probable que muchos de estos tratamientos ácidos fueran fracturamientos ácidos. El año 1940, Torrey, reconoció el fracturamiento de formaciones mediante una presión inducida, mostrando datos de presiones generadas durante estas operaciones que podían partir las rocas a lo largo de planos estratificados u otras líneas de debilidades sedimentarias.

El primer trabajo de fracturamiento hidráulico fue realizado en 1947 en un pozo de gas de la compañía Pan America Petroleum Corp.: en el campo Hugoton. El pozo Kleeper Gas Unit N° 1 estaba localizado en al Oeste de Kansas y fue completado con cuatro intervalos de limonitas produciendo gas, fue un pozo de baja productividad a pesar de haber sido acidificado.

Este pozo fue seleccionado para realizarse el trabajo de fracturamiento hidráulico y poder compararse con la acidificación. A partir de de este primer tratamiento de 1947, el fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tratamiento para estimular y mejorar la productividad de los pozos de petróleo y gas.

2.2 Bases Teóricas

En la actualidad, es muy frecuente este tipo de trabajos de fracturamiento en formaciones donde se tiene baja o moderada permeabilidad, sin embargo, un exitoso trabajo de fractura no garantiza una mayor productividad ya que hay tres

factores adicionales que son fundamentales: 1.- La presencia misma del hidrocarburo en la roca reservorio, pues un trabajo de fracturamiento no tiene la "condición" de convertir todos los fluidos a hidrocarburos. Debe haber petróleo y/o gas para producir, 2.- Una energía suficientemente capaz de hacer fluir el hidrocarburo desde la roca reservorio hacia el pozo, es decir, deberá haber un diferencial de presión que permita este flujo. Una falta de esta energía nos lleva a pensar en reservorios depletados incapaces de poder generar este flujo, y 3.- La parte económica. Las reservas del reservorio deben ser lo suficiente justificables para hacer esta inversión, pues al no ser baratos estos tratamientos, debemos estar seguros que la mejora en la productividad dejará un saldo positivo económicamente, a no ser que se trate de proyectos de investigación o experimentación donde si el riesgo es mayor.

Basado en estos tres aspectos antes mencionados, se debe ser capaz de hacer la apropiada selección de los pozos candidatos a ser fracturados y escoger también el tratamiento de fractura adecuado, pues de lo contrario a pesar de hacer un buen trabajo de fractura, este servirá de muy poco como resultado final del todo.

2.3 Marco Conceptual

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

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

CAPÍTULO III: HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis General

Un diseño adecuado en el tratamiento de los fracturamientos, originarían una geometría de la fractura con una mayor longitud de fractura y conductividad, así como, lograr una mayor productividad al pozo que solo la remoción del daño.

El número de propano se convierte en una cantidad muy importante para el diseño de tratamientos de fractura optimizados porque antes de considerar su ejecución, proporciona las dimensiones de fractura indicadas como objetivos. Esto hace que la ejecución de la fractura sea dependiente a la mejora de la producción.

3.2 Hipótesis Específica

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

CAPÍTULO IV: CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico es el proceso por el cual se aplica una presión hidráulica a una roca reservorio a través de un fluido hasta que se produzca la falla ó ruptura de esta roca ó formación, La finalidad es proporcionar una mejor conductividad del reservorio hacia el pozo (wellbore), mediante el by-pass del daño (skin) y lograr una mejor productividad del pozo (J).

El mejoramiento de la conductividad puede resultar en un incremento del régimen de producción (rate) o la disminución de la presión diferencial (drawdown) entre el reservorio y el pozo.

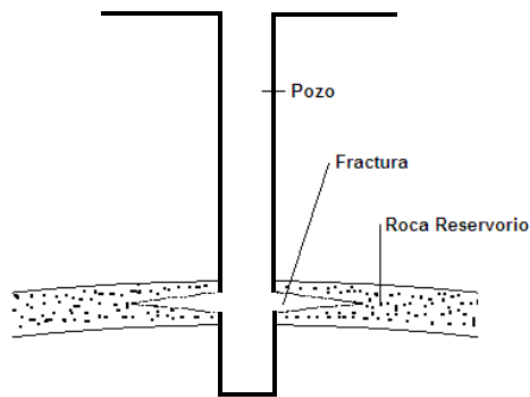


Fig. 4.1 Gráfico representativo de una Fractura

Para el caso de los pozos que son Inyectores, el incremento de la conductividad resulta en un mayor régimen de inyección y una reducción de la diferencial de presión de inyección.

4.1.- FUNDAMENTO DEL PROCESO

En el fracturamiento hidráulico, cuando el fluido es bombeado a través de la formación permeable, se genera un diferencial de presión que es proporcional a la capacidad de la formación ($K_i h$).

Como la presión y el esfuerzo esencialmente lo mismo, por tanto, cuando el flujo de fluidos genera una presión diferencial, esta creará un esfuerzo en la formación, por tanto, a medida que el caudal de bombeo se incrementa, el esfuerzo también se incrementará y si se continúa incrementando el rate de

bombeo, se alcanzará un punto donde este esfuerzo será mayor que el máximo esfuerzo que puede sustentar la formación y entonces la roca se romperá comunicando la formación con el hueco del pozo.

Es importante remarcar, que es la presión la que crea la fractura y no el rate de bombeo. El rate solamente lo utilizamos para extender la fractura.

Una vez que formación se rompe, entonces la fractura se habrá creado y los fluidos comenzarán a moverse hacia dentro de la fractura. En formaciones naturalmente fracturadas, es posible que puedan crearse múltiples fracturas y propagaciones durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Si en ese momento, el bombeo es detenido o la presión es liberada (desfogada), entonces la fractura se cerrará nuevamente. Este proceso, dependiendo cuán dura es la roca y la magnitud de la fuerza actuando para cerrar la fractura, no necesariamente resulta en un incremento en la producción.

Sin embargo, si nosotros bombeamos algún agente de sostén o propano dentro de la fractura creada y luego liberamos la presión, la fractura se quedará “un poco abierta”, debido a la presencia del propano dentro de la misma fractura, el cual es más fuerte que las fuerzas que intenta cerrar la fractura. Si este propano tiene una significativa porosidad, entonces, bajo condiciones correctas, se habrá creado “un camino” de permeabilidad incrementada desde el reservorio hacia el pozo, y si el tratamiento ha sido diseñado correctamente, se tendrá un incremento en la producción, siempre y cuando, se tenga petróleo en el reservorio y además haya una presión diferencial positiva entre el reservorio y el wellbore, que permita fluir el petróleo.

Este procedimiento, generalmente requiere que un fluido de alta viscosidad sea bombeado dentro del pozo, ya que el mismo será el encargado de transportar el propano dentro de la fractura, todo esto a un régimen de bombeo y presión adecuados.

Con la finalidad de crear la fractura, una etapa solamente de fluido y conocido como “pad”, es bombeado al principio del tratamiento, sin ningún propano o agente de sostén, luego del cual se sigue bombeando unas etapas definidas de fluido cargado o mezclado con el propano los cuales son llevados dentro de la fractura. Finalmente el tratamiento en conjunto es desplazado hasta la altura de las perforaciones. Las diferentes etapas son bombeadas en forma continua y sin

interrupción. Cuando el desplazamiento culmina y las bombas son detenidas, entonces, la fractura comenzará a cerrarse con el propante en su interior.

El ingeniero de fractura puede variar el tamaño del PAD, el tamaño del propante, el número de etapas del propante, la concentración del propante, el régimen de bombeo, el tipo de fluido, etc., con la finalidad de inducir a una mejor producción de acuerdo a las características de la fractura en dicha formación..

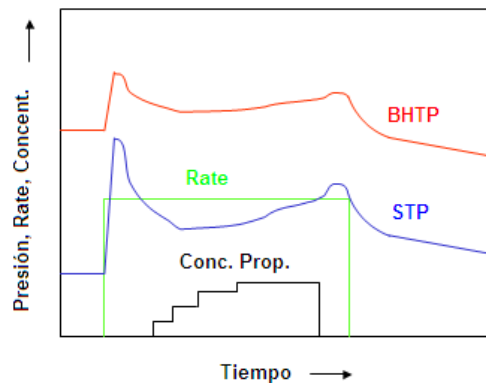


Fig. 4.2 Gráfico de un típico tratamiento de Fractura

En la figura se puede observar la línea de color rojo (BHTP) que nos muestra la presión de tratamiento en el fondo del pozo, la línea azul (STP) representa la presión en superficie, la línea de color verde (Rate) nos indica el caudal o régimen de bombeo del tratamiento y la línea de color negro (Conc.Prop.) muestra las diferentes concentraciones de propante bombeado el todo el tratamiento.

4.2. PRESIONES

Hay muchos conceptos sobre que es la presión y normalmente se dice que “la presión es la fuerza por unidad de área”, sin embargo esto es como se crea, se mide, o se usa la presión.

La presión, es una energía almacenada, la cual se usa para realizar un trabajo, en este caso puntual, la usamos en la formación durante el proceso de fracturamiento, es decir, todo lo que se hace en la fractura puede ser llevado en términos de energía. Por ejemplo, cuando se bombea un fluido base diesel en una fractura, comenzamos con una energía química en forma de combustible diesel, las bombas de alta presión transfieren la energía mecánica dentro de la presión en el fluido de fracturamiento, como el fluido se mueve dentro de la

formación, la presión se transforma en tensión en la formación, que es otra forma de energía almacenada, y así, las paredes de la fractura son empujadas hacia atrás, creando un ancho de fractura y forzando a la propagación de la fractura.

La presión y el esfuerzo son básicamente lo mismo, la diferencia es que la presión actúa en los líquidos y gases, y el esfuerzo actúa en los sólidos. Como los líquidos y gases son fácilmente deformables, para cualquier fuerza aplicada, la presión tiende a actuar igual en todas las direcciones, sin embargo, el esfuerzo tiende a actuar a lo largo de planos, de modo que un sólido bajo un esfuerzo, siempre tendrá un plano donde la tensión es máxima, y un plano perpendicular a este donde la tensión es mínimo.

El entendimiento de las fuentes de energías ganadas y usadas es fundamental para el entendimiento del proceso de fracturamiento. La siguiente tabla nos muestra estas energías durante las operaciones de fractura.

<u>ENERGIA GANADA</u>	<u>ENERGIA USADA</u>
<ul style="list-style-type: none"> ◆ Conversión de energía mecánica a presión y rate las bombas de fractura ◆ Presión hidrostática 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Fricción en el wellbore ◆ Fricción en los perforados ◆ Tortuosidad ◆ Fricción del fluido en la fractura ◆ Vencimiento del esfuerzo in-situ ◆ Perdida de fluido – filtrado ◆ Creación del ancho de fractura ◆ Rompimiento de la roca en la esquina de la fractura.

Tabla 4.1 Fuentes de Energía ganadas y usadas

El término de presión, en operaciones de fracturamiento, siempre está relacionado a diferentes tipos de presiones, donde cada uno tiene su propio nombre y que se refieren a dónde la presión está siendo medida o que es lo que está haciendo.

El trabajo es definido como el régimen al cual la energía es usada, por lo tanto, observando la forma en que la presión está cambiando o no cambiando, con respecto al tiempo, podemos decirle la cantidad de trabajo que estamos realizando en la formación. Esto puede verse claramente con el Análisis de Nolte.

4.2.1 Presión de Inyección (P_{INJ})

Es referida como la presión de la cabeza del pozo, presión de tratamiento de superficie, P_{STP} , $P_{wellhead}$, P_{tubing} , etc. Es la presión en la cabeza del pozo contra la que las bombas de fractura tienen que actuar en superficie.

4.2.2 Presión Hidrostática (P_{Head})

También referida como: cabeza hidrostática, HH , P_{hydro} , P_h . Esta es la presión pozo abajo, debido al efecto del peso de la columna de fluido en el pozo. Esta presión es función de la densidad del fluido y de la profundidad vertical:

$$P_{Head} = 0,433 \times \rho \times TVD \dots\dots\dots (4.1)$$

donde: P_h es la presión hidrostática, ρ es la densidad del fluido y TVD es la profundidad vertical verdadera a la cual la presión está actuando. Esta fórmula es relativamente fácil, pero puede llegar a ser más complicada en un sistema dinámico, en un pozo desviado con fluidos de diferentes densidades reales en el pozo - lo cual es una situación usual durante los trabajos de fracturamiento.

4.2.3 Presión de Fricción

Conocida también simplemente como fricción, P_{frict} o ΔP_{frict} . Se define la presión de fricción de manera cualitativa, como la presión de resistencia del fluido a fluir hacia el fondo de la tubería.

Debemos estar claros en que la presión de fricción disminuye conforme el diámetro de la tubería se incrementa, que es lo mismo decir, que a menor diámetro de la tubería habrá una mayor presión de fricción.

Existen tablas y gráficos donde se puede encontrar estos valores dependiendo del diámetro de la tubería por donde fluye el fluido, las características del fluido y condiciones de bombeo.

4.2.4 Presión de Tratamiento de Fondo del Pozo (BHTP)

Esta es la presión dentro del pozo, P_{iw} o P_{BHT} , en la formación que está siendo tratada. Generalmente es calculada al centro del intervalo perforado. En este punto, el fluido aun no pasa a través de los perforados o dentro de la fractura, a menos que existan medidores en el pozo o haya una columna hidrostática, esta presión normalmente es calculada:

$$BHTP = P_{INJ} + P_{Head} - \Delta P_{frict} \dots\dots\dots (4.2)$$

Siempre hay incertidumbres con el cálculo de la fricción (a menor régimen de bombeo del tasa de fluido, este valor se acerca a cero), por tanto siempre habrá incertidumbres en el BHTP calculado.

4.2.5 Presión Fricción en los Perforados

También conocida como fricción en los perforados o ΔP_{perf} . Esta es la caída de presión experimentada por el fluido cuando este pasa a través de la estrecha restricción generalmente referida a las perforaciones.

$$\Delta P_{perf} = 2.93 \frac{q^2 SG}{n^2 d^4} \dots\dots\dots (4.3)$$

donde: ΔP_{perf} está en psi, SG es la gravedad específica del fluido, q es el rate de bombeo en BPM, d es el diámetro de las perforaciones en pulgadas y n es el número de perforaciones.

4.2.6 Presión de Tortuosidad (ΔP_{tort})

También conocida simplemente como tortuosidad. Es la perdida de presión por el fluido de fractura a su paso a través de una región de flujo restringido entre las perforaciones y la fractura principal o fracturas.

4.2.7 Presión de Fricción en el Wellbore (boca del pozo)

Conocida como Presión cerca de pozo o ΔP_{nwb} , Esta es la suma de la fricción de las perforaciones y cualquier pérdida de presión causada por la tortuosidad. Para saber cuál de los dos fenómenos está causando el problema podemos ayudarnos con una prueba llamada “step down test”.

4.2.8 Presión Instantánea de Cierre

Conocida mayormente como ISIP o presión instantánea de cierre. Es la presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después de que las bombas han detenido el bombeo, de manera que todas perdidas de presión basadas en la fricción de los fluidos fueron eliminadas. La diferencia entre la presión un instante antes de detener el bombeo y esta presión ISIP, nos dará la perdida por fricción que se tiene durante la ejecución del bombeo.

La ISIP puede ser determinada, ya sea en superficie o en el fondo del pozo, si medimos en el fondo del pozo, la Presión Instantánea de Cierre, será igual a BHTP siempre que P_{nwb} sea cero. Uno de los métodos para determinar si P_{nwb} es significativo, es comparar ISIP y BHTP a partir de un minifrac, siempre y cuando la BHTP sea confiable.

4.2.9 Presión de Cierre

P_c , $P_{closure}$. Esta es la fuerza actuando para cerrar la fractura. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura de manera que esta pueda permanecer abierta. Por debajo de esta presión, la fractura se cierra y por encima de esta presión la fractura permanece abierta. Para una sola formación, la P_c es usualmente igual al mínimo esfuerzo horizontal, disponible por efectos de la presión poral. Para formaciones multicapas, es posible observar más de una presión de cierre. Este es un valor muy importante y usualmente se determina a partir de un *minifrac*, previo al trabajo de fractura, mediante un análisis de la declinación de la presión luego que el bombeo ha sido detenido.

4.2.10 Presión de Extensión

Conocida como P_{ext} es la presión requerida en el fluido de fractura para hacer que la fracturase propague. Usualmente es de 100 a 200 psi mayor que la presión de cierre y esta presión diferencial representa la energía requerida para hacer realidad la propagación de la fractura en lugar de mantenerla solamente abierta. En formaciones duras, la presión de extensión de fractura es muy cercana a la presión de cierre. En formaciones suaves, donde cantidades significativas de energía puede ser absorbida debido a la deformación plástica en la punta de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente más grande que la presión de cierre. La presión de extensión se puede obtener a partir de una prueba "step rate test" y puede variar con la geometría de la fractura.

4.2.11 Presión Neta

P_{net} es un valor fundamental usado en fracturamiento y el análisis de la forma variable es una rama de la teoría de fractura por sí sola. La P_{net} es la diferencia entre la presión del fluido en la fractura y la presión de cierre, de tal manera que:

$$P_{net} = \text{BHTP} - \Delta P_{nwb} - \Delta P_{closure} \dots \dots \dots (4.4)$$

$$P_{net} = \text{STP} + P_{Head} - \Delta P_{frict} - \Delta P_{nwb} - \Delta P_{closure} \dots \dots \dots (4.5)$$

La P_{net} , es una medida de cuanto trabajo está siendo realizado en la formación. Por un análisis de las tendencias en la P_{net} , puede determinarse cómo la fractura esta cada vez creciendo o disminuyendo.

La P_{net} nos define la propagación de la fractura, es decir, el rompimiento físico en los extremos de la fractura, al producir altura y longitud. Para la propagación de la fractura es indispensable que $P_{net} > P_{ext}$, lo cual significa que la presión neta debe ser lo suficiente alta para inducir un esfuerzo critico en la formación para romper la roca. La P_{net} también nos define el ancho de la fractura, ya que para cualquier presión neta real habrá un ancho específico de fractura que será generado por una específica presión neta.

4.3 CARACTERISTICAS ESENCIALES DE UNA FRACTURA

Independiente de la forma en que es bombeada y cómo está diseñada para lograrla, las fracturas tienen ciertas características básicas que se muestran a continuación.

Su diseño se basa en tres características fundamentales: altura: H , la mitad de la longitud: x_f y el ancho: w . A partir de estas tres características, se determinan otros parámetros tales como: volumen del propante, conductividad de la fractura y finalmente puede ser determinado el incremento de la producción. Normalmente se asume que las dos alas de la fractura son idénticas y separadas 180° , es decir, en lados opuestos. También es común modelar las alas de la fractura como elípticas, sin embargo, en la realidad la geometría es probablemente un poco más compleja. Basado en estas tres características de: ancho, mitad de la longitud y el alto, se puede definir unos pocos parámetros simples, los cuales son usados con mucha frecuencia.

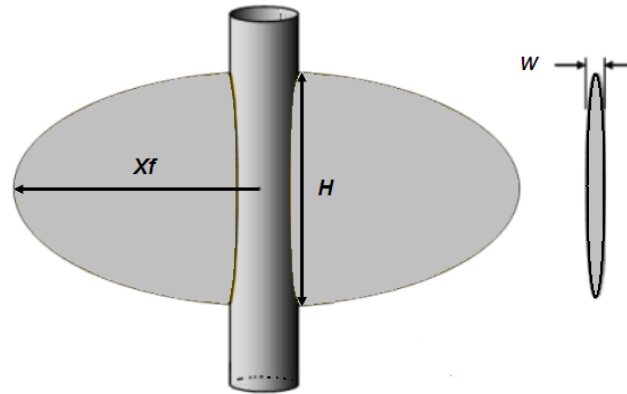


Fig.4.3 Diagrama de fractura mostrando: mitad de la longitud, ancho y altura

Relación de aspectos (AR):

$$AR = \frac{H}{X_f} \dots\dots\dots (4.6)$$

por tanto, una fractura radial, que es perfectamente circular y tiene una altura que es el doble de la mitad de la longitud de la fractura tendrá un AR igual a 2.

Entonces, definimos la conductividad de Fractura como:

$$F_c = w \times k_p \dots\dots\dots (4.7)$$

donde: w es el ancho promedio de la fractura y k_p es la permeabilidad del propante empaquetado.

Debemos tener presente que el ancho w de la ecuación anterior, es el ancho propio del propante, el cual es menor que el ancho creado durante el tratamiento. El ancho propio es una función del volumen del propante bombeado dentro de la fractura expresada en términos de masa del propante por unidad de área de la cara de la fractura.

Esta concentración areal del propante, es expresado en términos de lbs/sq.ft. y no debe ser confundido con la concentración del propante durante el bombeo, la misma que es expresada en lbs/gal o ppg. Esta es una medida de cuanto propante es adicionado por el equipo de mezcla de superficie a un galón del fluido de fractura. Otra forma de expresar la concentración del propante durante el bombeo y que es menos usada son las libras de propante adicionado o ppa.

4.4 PERDIDA DE FLUIDO LÍQUIDO (LEAKOFF)

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico son bombeados dentro de formaciones con un mínimo de permeabilidad, no tiene mucho sentido llevar a cabo el proceso de fracturamiento en una formación con permeabilidad cero. Esto significa que a medida que el fluido de fractura se bombea dentro de la formación, una cierta proporción de este mismo fluido se pierde en la misma formación por efecto de filtrado ó pérdida de fluido.

El coeficiente de filtrado es una función de la permeabilidad de la formación (k_f), el área de fractura (A), la presión diferencial entre el fluido de fractura y la formación (ΔP), la compresibilidad de la formación, viscosidad y características del fluido. A menudo, este coeficiente está configurado como una constante durante el tratamiento, lo que significa que el régimen de pérdida de fluido varía con el tiempo y el área de la fractura solamente, y no depende de la presión diferencial o del tipo de fluido. Los efectos de la permeabilidad de la formación y las características del fluido, a menudo se combinan en un solo coeficiente de pérdida de fluido, llamado de diversas formas: C_T , C_L o C_{eff} . Nosotros usaremos C_{eff} . Este coeficiente define el volumen de fluido filtrado dentro de la formación V_L , en la siguiente expresión:

$$V_L = \pi C_{eff} A \sqrt{t} \dots\dots\dots (4.8)$$

donde: t es el tiempo en *min* que la fractura está abierta, las unidades de C_{eff} está dado generalmente en $ft/min^{1/2}$ y Área en ft^2 , resultando V_L en ft^3 . Debemos recordar que el área A es la superficie total de la fractura, es decir, incluyendo ambos lados de la fractura y también ambas alas de la fractura. Normalmente, para determinar el valor del área, se debe usar algún modelo de geometría de fractura. En un reservorio multicapas, con diferentes valores de C_{eff} para cada zona, el valor del filtrado total será la suma de los filtrados de cada zona.

En los trabajos de fractura usualmente el coeficiente de filtrado es determinado a partir de una prueba de minifrac y su posterior análisis previo a la realización el bombeo o tratamiento.

Para un cálculo mas real de la perdida por filtrado, se usa un método de filtrado dinámico, en el cual las variaciones en la presión diferencial y la composición del fluido son tomados en cuenta. En un filtrado dinámico, el coeficiente de filtrado total, asume tres coeficientes: el coeficiente de viscosidad controlada C_V o C_b , el

coeficiente de compresibilidad controlada C_C o C_{II} , y el coeficiente de las paredes controlada C_W o C_{III} .

El Coeficiente de Viscosidad Controlada es el efecto del fluido de fractura filtrado moviéndose dentro de la formación bajo condiciones de flujo lineal de Darcy. En unidades de campo es definida como:

$$C_I = 0.0469 \sqrt{\frac{K_f \phi \Delta P}{2 \mu_f}} \dots\dots\dots (4.9)$$

donde: K_f es la permeabilidad de la formación para el fluido de fractura filtrado en md , ϕ es la porosidad de la formación y μ_f es la viscosidad del fluido filtrante en cp .

El Coeficiente de Compresibilidad Controlada se define como el filtrado el cual es debido a la compresión de la formación y permitiendo que el volumen filtrado del fluido de fractura pueda moverse. En unidades de campo es definida como:

$$C_{II} = 0.0374 \sqrt{\frac{K_f C \Delta P}{\mu_f}} \dots\dots\dots (4.9)$$

donde: K_f es la permeabilidad de la formación para el fluido del reservorio en md , C_f es la compresibilidad de la formación en psi^{-1} y μ_f es la viscosidad del fluido del reservorio en cp .

El Coeficiente de las paredes Controlado es usualmente determinada experimentalmente usando una prueba de pérdida de fluido estándar. Luego se grafica el volumen del fluido filtrado versus la raíz cuadrada del tiempo, para obtener la pendiente m . Este coeficiente se define como:

$$C_{III} = \frac{0.0162 m}{A_f} \dots\dots\dots (4.11)$$

donde: A_f es el área del revoque en una celda de pérdida de fluido. Generalmente, modernos simuladores de fractura tienen estos coeficientes para un amplio rango de fluidos de fractura, es decir, se tiene que hacer la selección del tipo de fluido de fractura.

Para condiciones Dinámicas de Pérdida de Fluido, los tres componentes pueden ser combinados para poder obtener el C_{eff} de la siguiente forma:

$$C_{III} = \frac{2 C_I C_{II} C_{III}}{1 + \sqrt{(C_I C_{III})^2 + (4 C_{II}^2 (C_I^2 + C_{III}^2))}} \dots\dots\dots (4.12)$$

Para condiciones Armónicas de Pérdida de Fluido, los tres componentes pueden ser organizados de diferentes formas., como por ejemplo la siguiente forma:

$$\frac{1}{C_{eff}} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \dots\dots\dots (4.13)$$

$$\frac{1}{C_{eff}} = \frac{C_I C_{II} + C_{II} C_{III} + C_I C_{III}}{C_I \cdot C_{II} \cdot C_{III}} \dots\dots\dots (4.14)$$

$$C_{eff} = \frac{C_I \cdot C_{III} \cdot C_{II}}{C_I C_{II} + C_{II} C_{III} + C_I C_{III}} \dots\dots\dots (4.15)$$

El proceso de deducir el coeficiente de pérdida de fluido teórico parece ser bastante complejo y en la práctica sólo se utiliza en simuladores. Durante un análisis de Minifrac, la permeabilidad de la formación y el coeficiente de las paredes son variados para producir el régimen de filtrado requerido.

Generalmente, el modelo dinámico es mejor que el modelo armónico aunque en la mayoría de circunstancias no habrá mucho diferencia entre los dos.

Otra forma de llamar a la pérdida del fluido en la formación es "spurt loss". Esta es la pérdida de líquido que se produce en "nuevas" partes de la fractura, antes de que el fluido tenga la oportunidad de crear una "torta" o revoque. Generalmente, los modelos de fractura adoptan un enfoque simplista y utilizan un coeficiente de spurt loss, S_p , tal que:

$$V_s = A S_p \dots\dots\dots (4.16)$$

donde: V_s es el volumen de líquido perdido debido al spurt loss y A es el área total de ambas "alas" de la fractura.

4.5 DAÑO EN EL WELLBORE Y EL FACTOR SKIN

La ecuación de Darcy para un flujo radial define el régimen de flujo al cual el petróleo es producido desde el interior del reservorio, bajo condiciones de flujo estable. En unidades de campo, la ecuación de Darcy se convierte en:

$$q = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu \ln (r_e/r_w)} \dots\dots\dots (4.17)$$

donde: q es el régimen de flujo en el fondo del pozo en bbl/día. Como podemos ver en la ecuación, el valor de r_w , tiene un enorme impacto en el régimen de flujo. Esto es fácil de visualizar, ya que cuanto más cerca el fluido entra al pozo, el congestionado de las vías de flujo se vuelven más rápidos y el fluido tiene que moverse. Por lo tanto, los pocos centímetros finales por el pozo son la parte más crítica del reservorio.

Desafortunadamente, esta parte del reservorio es también la más susceptible al daño. Este daño puede venir u originarse de una variedad de factores, pero en primer lugar y más a menudo se da durante el proceso de la perforación del pozo por acción de: las partículas existentes en los fluidos de perforación (barita, carbonato de calcio, etc.), invasión por filtrado, invasión del fluido en conjunto, pH del fluido de perforación y surfactantes en el fluido de perforación. También puede ocurrir el daño, cuando el casing es bajado al pozo y durante el trabajo de cementación.

En la figura siguiente podemos ver que la permeabilidad del reservorio va disminuyendo conforme nos vamos acercando al pozo y las partes que están más lejos del wellbore presentan sus condiciones originales, prácticamente sin ninguna presencia de daño.

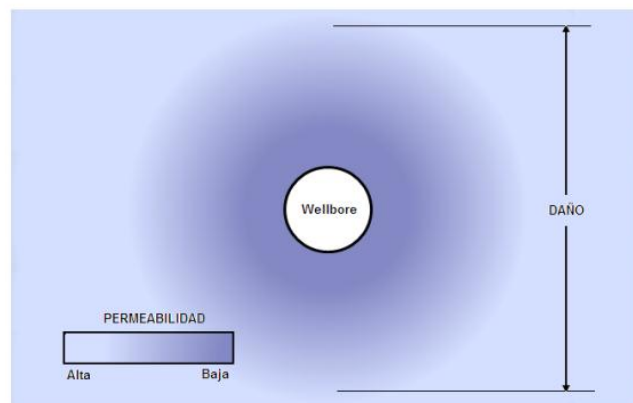


Fig. 4.4 Diagrama de reducción de la permeabilidad alrededor del pozo

Esta reducción de la permeabilidad alrededor del pozo, generalmente es referida como el *Skin*, la cual fue racionalizada por Everdigen y Hurst en 1949. El factor skin, S , es una variable que es usada para describir la diferencia entre la producción ideal y la producción real a través del área dañada. El skin, generalmente es medido usando la prueba de restitución de presión (*build-up test*). Para un pozo de petróleo, el API, define el factor skin de la siguiente manera:

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \text{Log}_{10} \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right) \dots\dots (4.18)$$

donde: P_{wf} es la presión fluyente estabilizada en el fondo del pozo, P_{1hr} es la presión en el fondo del pozo después de una hora de restituir la presión estática (psi), k es la permeabilidad de la formación, ϕ es la porosidad (fracción), m es la pendiente del gráfico de P contra $\text{Log}_{10} [(t + \Delta t) / \Delta t]$ (en psi/ciclo log_{10}), μ es la viscosidad del fluido (cp), c es la compresibilidad promedio del reservorio (psi^{-1}) y r_w es el radio del pozo (pies).

En unidades de campo, el valor de m puede ser hallado de la siguiente forma:

$$m = \frac{162.6 q \mu}{K h} \dots\dots\dots (4.19)$$

Tener presente que tanto q como μ son a condiciones del fondo del pozo. Un reservorio completamente intacto, tendrá un factor de skin de cero. Los reservorios que tienen daño, tendrán un factor skin en el rango de 0 a 50 o aun más altos. Bajo ciertas circunstancias, de estimulación, el factor skin puede resultar negativo, lo que significa que el pozo está estimulado o está produciendo más de lo previsto por el flujo de Darcy ideal. Una vez que el factor skin haya sido obtenido, este puede ser usado en la ecuación de Darcy para obtener el flujo modificado desde un reservorio dañado:

$$q = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu [\ln (r_e / r_w) + S]} \dots\dots\dots (4.20)$$

Esto significa que a medida que el valor de S se incrementa, entonces, el flujo disminuye, y viceversa, cuando el valor de S disminuye, entonces, el valor del flujo aumentara.

CAPÍTULO V: MECÁNICA DE LAS ROCAS

La mecánica de rocas es el estudio de las propiedades de las rocas, especialmente aquellas que son muy significativas. Esto incluye la determinación y efectos de las propiedades físicas tales como: resistencia a la flexión, resistencia a la compresión, resistencia al corte, módulos de elasticidad, porosidad, densidad y las interrelaciones entre ellas.

5.1.- ESFUERZO / TENSION

Consideraremos un bloque de determinado material el cuál es sometido a una determinada fuerza F , tal como se muestra en la *figura 5.1.a*:

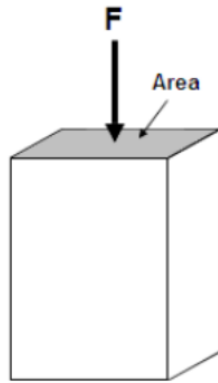


Fig 5.1 Bloque de un material sujeto a una fuerza F

El bloque del material, tiene un área A , que es un plano perpendicular (color gris) a la línea de acción de la fuerza. Por lo tanto el esfuerzo puede definirse como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (5.1)$$

donde: σ estará en unidades de (lbs/pulg²) o (kg/cm²), similar a la definición de presión, esto es porque el esfuerzo y la presión tienen las mismas unidades y son esencialmente la misma cosa, es decir, energía almacenada. La principal diferencia entre las dos es que en líquidos y gases, el material fluirá a partir de la fuerza aplicada, hasta que la fuerza y el esfuerzo o presión, sea la misma en todas las direcciones, es decir, cuando se haya alcanzado un equilibrio de fuerzas. Sin embargo, los sólidos no pueden deformarse de la misma manera, entonces, estos materiales siempre tendrán un plano a través del cual el

esfuerzo es máximo, así mismo, habrá un plano perpendicular a este, en el que el esfuerzo es mínimo.

Las propiedades tal como masa y volumen se dice que son magnitudes escalares porque requieren solamente de una magnitud para definirse. En cambio las cantidades tales como la fuerza y velocidad, son vectores, pues ellos no solo requieren de una magnitud, sino también de una dirección en la cual ellos actúan con la finalidad de estar totalmente definidas. La tensión es una propiedad que puede ser definida por una magnitud y una superficie a través de la cual actúa.

5.2.- DEFORMACION

La deformación de un material es la medida de cuanto se ha deformado, cuando este ha sido sometido a la aplicación de una determinada tensión. La *figura 5.2.a*, ilustrara como un bloque de un material es comprimido por acción de una fuerza F .

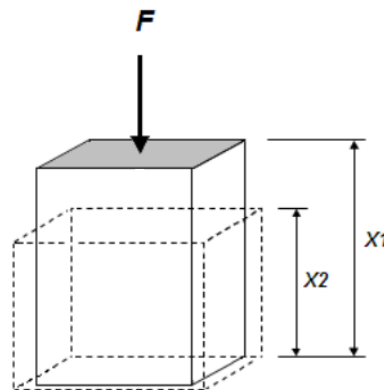


Fig. 5.2 Bloque de un material comprimido por acción de una fuerza F

Debido a la aplicación de esta fuerza, la altura del bloque del material cambia de X_1 a X_2 , por tanto la deformación (ϵ) estará dado por la siguiente ecuación:

$$\epsilon = \frac{X_1 - X_2}{X_1} = \frac{\Delta X}{X_1} \dots \dots \dots (5.2)$$

Se nota que la deformación se define en la misma dirección como está siendo aplicada la fuerza F y perpendicular al plano a través del cual actúa la tensión.

En el caso anterior la fuerza aplicada es de compresión, por lo que se tendrá una tensión positiva (+ σ), pero también la misma fuerza aplicada puede ser de tracción, lo cual originara una tensión negativa (- σ).

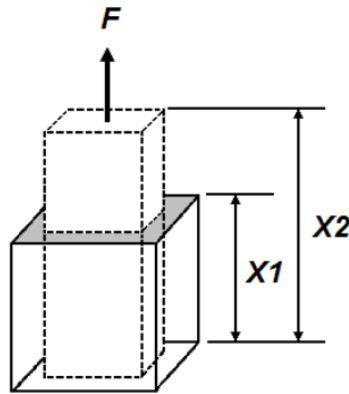


Fig. 5.3 Bloque de un material comprimido por acción de una fuerza F

La deformación es importante porque esta es la forma en que se mide el esfuerzo, es decir, cuando observamos la deformación de una pieza de determinado un material conocido. Además, la deformación no tiene unidades. Es adimensional.

5.3 MODULO DE YOUNG'S

El modulo de Young's, E , también conocido como modulo de elasticidad o modulo elástico, está definido por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \dots\dots\dots (5.3)$$

El modulo de Young's, E , es la relación del esfuerzo, σ , entre la deformación, ϵ , como el valor de la deformación es adimensional, entonces, el modulo de Young's, E , tiene las mismas unidades que el esfuerzo. Por tanto, el modulo de Young's es una medida de la cantidad que un material elásticamente se deforma cuando se aplica una carga sobre esta.

A un nivel más fundamental, como el esfuerzo y la presión están estrechamente relacionados, (aplicar una presión a una superficie inducirá a una tensión), entonces, en fracturamiento, el módulo de Young como una medida de la cantidad que un material elástico, es decir la roca, se deforma cuando se le aplica una presión a la misma, y como la presión es una energía almacenada,

entonces, el modulo de Young's, E , es también una medida de cuanta energía se requiere para hacer que la roca se deforme.

Los materiales con un alto modulo de Young's tales como el vidrio, carburo de tungsteno, diamante o granito, tienden a ser muy duros y a la vez frágiles, es decir, son más susceptible a la ruptura. Contrariamente, los materiales con bajo valor del modulo de Young's, E , tal como el caucho, espuma de polietileno o cera, tienden a ser suaves y dúctiles, es decir, son más resistentes a la ruptura.

5.4 DEFINICIONES IMPORTANTES

5.4.1 Elasticidad vs Plasticidad

En general, cualquier material que es sometido a algún esfuerzo, este tiende a deformarse. Dentro de estos tenemos básicamente dos tipos bien definidos:

- a. Materiales Elásticos.- Son aquellos materiales en los que al cesar la fuerza o presión o tensión, regresan a su tamaño y forma original.
- b. Materiales Plásticos.- Son aquellos materiales en los que al cesar la fuerza o presión o tensión, NO regresan a su tamaño y forma original, es decir se queda deformado definitivamente.

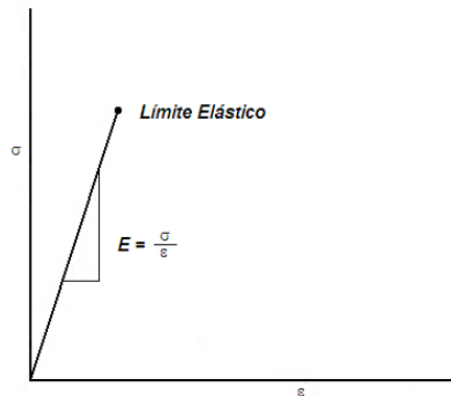


Fig. 5.4 Diagrama de Elasticidad

Si la fuerza aplicada al material es tal que va mas allá de su límite elástico, entonces el material comenzara su deformación plástica, la misma que será permanente y sin retorno a su tamaño y forma original.

Una buena ilustración es el ejemplo con un resorte: Si un resorte es sometido a una tracción, la cual genera un ligero estiramiento, al cesar esta tracción el

resorte volverá a su tamaño original, sin embargo, si el resorte es sometido a una tracción que hace que su estiramiento sea excesivo, entonces, al cesar la tracción el resorte no podrá recuperar su tamaño y forma original, es decir, la deformación será permanente o plásticamente deformada. Como cierto grupo de materiales, las rocas no tienden a deformarse plásticamente mucho, sino que se deforma elásticamente y luego se rompen si la tensión es demasiado alta. Excepciones notables a este comportamiento es de las salinas, carbonatos suaves y carbones jóvenes

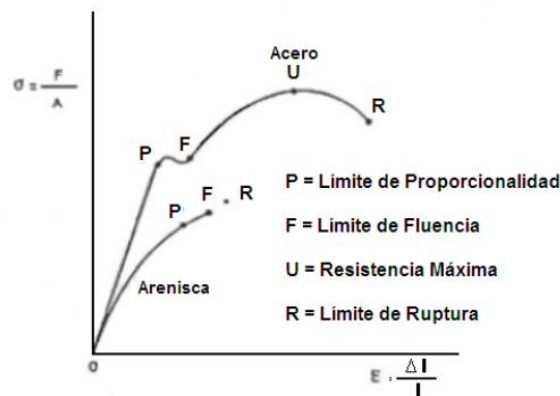


Fig. 5.5 Diagrama de Elasticidad

5.4.2 Modulo estático de Young's

Es la medida estándar de E y es aplicable al fracturamiento hidráulico. En este caso, el material está siendo deformado lentamente y en una sola dirección.

5.4.3 Modulo dinámico de Young's

Es la propiedad de la roca que es medida por herramientas especiales de registro sísmico. El material ya no es estático, sino que está siendo estirada continuamente y luego rápidamente comprimido.

A menudo existe una variación significativa entre los valores estáticos y dinámicos de E , debido al proceso conocido como histéresis. La histéresis es una retardación de los efectos de fuerzas cuando las fuerzas actúan sobre un cuerpo que está cambiando. En un material perfectamente elástico el esfuerzo y la deformación son infinitamente repetibles.

5.4.4 Modulo de Deformación Plana de Young's

En fracturamiento hidráulico, la deformación tiene una dirección perpendicular al plano de fractura que es efectivamente cero, es decir, en la dirección en la cual

se produce el ancho de fractura. Si volvemos a la ecuación 3.2 y analizamos el denominador X_1 , y le damos un valor tan grande que el valor de la deformación (ϵ) será efectivamente cero, a pesar de que haya habido deformación considerable del material. Esto es conocido como “deformación plana” lo cual implica que la deformación solamente existe en una dirección perpendicular a la dirección en la cual la deformación es cero.

Para dar cuenta de esta anomalía, los simuladores de fracturas para calcular el ancho de fractura, utilizan el módulo de deformación plana de Young (E').

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \dots\dots\dots (5.4)$$

En fracturamiento, el modulo de Young's típicamente se encuentra en un rango de valores como desde 50,000 psi en formaciones superficiales, calizas poco profundas, areniscas muy suave o débiles, hasta 6'000,000 psi en formaciones profundas, apretadas o areniscas. Cabe señalar que el módulo de Young no será constante en formaciones débiles o no consolidadas.

5.5 RELACION DE POISSON'S

La relación de Poisson's, ν , es una medida de cuanto un material puede deformarse en dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, paralelo al plano en el cual la tensión o esfuerzo inducido por la deformación actúa.

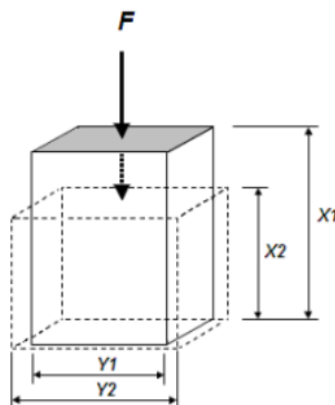


Fig. 5.6 Aplicación de la fuerza F produce deformación en dirección del eje Y

La deformación en dirección del eje X, (ϵ_x), fue dada en la ecuación 3.2, y para la deformación en dirección del eje Y, también estará dado por una ecuación similar:

$$\epsilon_y = \frac{y_1 - y_2}{y_1} = \frac{\Delta y}{y_1} \dots\dots\dots (5.5)$$

Se debe notar que este valor es negativo, ya que este es un resultado de la forma y dirección de las fuerzas que actúan. Entonces, la deformación por compresión será positiva y la deformación por tensión será negativa.

Por tanto, la relación de Poisson's se define mediante la siguiente ecuación:

$$\nu = - \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \dots\dots\dots (5.6)$$

La relación de Poisson's es un factor muy importante en la determinación del gradiente de tensión de las formaciones, pero es menos importante en la definición de dimensiones de una fractura, a pesar de que tiene algún efecto. Los valores típicos para la relación de Poisson's para las rocas están entre 0.2 y 0.35, siendo esta relación sin unidades, es decir, es adimensional.

5.6 OTRAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS

5.6.1 Esfuerzo de Tensión

El esfuerzo a la tensión de un material es el nivel o esfuerzo que se requiere para hacer que el material falle. Normalmente cuando un esfuerzo es aplicado el material se deformará elásticamente (etapa reversible), luego pasara a la deformación plástica (etapa irreversible) y finalmente fallará, es decir, se romperá.

Esta propiedad es importante en fracturamiento hidráulico porque es el nivel del esfuerzo que tiene que ser superado para romper la roca. Normalmente el gradiente de fractura (la cual es la presión necesaria para hacer que la roca se fracture) tiene dos componentes: el esfuerzo inducido por la sobrecarga (overburden) y la fuerza de tensión de la roca.

Se debe notar que los materiales tienen una fuerza compresiva, la cual es la carga de compresión, más allá de la cual un material fallará. Los mecanismos de falla son muy complejos, debido a que los materiales son frecuentemente

compresibles en varias direcciones a la vez. Generalmente, las rocas son mucho más fuertes en compresión que en tensión, un hecho del cual se tiene ventaja durante el fracturamiento.

5.6.2 Módulo de Corte

El modulo de corte es similar al modulo de Young's, a excepción que se refiere al material que está siendo cortado, sea en compresión o tensión. Ello define cuanta energía es requerida para deformar elásticamente un material en corte.

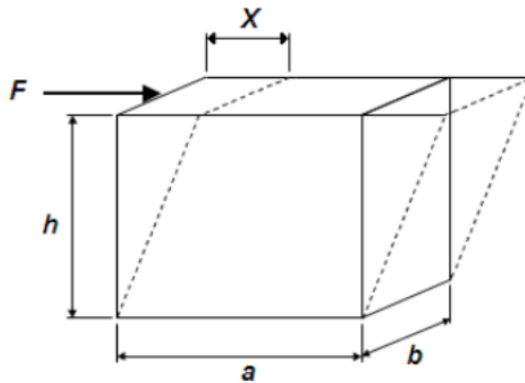


Fig. 5.7 Fuerza F aplicada para producir un esfuerzo de corte

Con referencia a la figura anterior, el esfuerzo de corte: τ , estará dado por:

$$\tau = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (5.7)$$

donde: A es el área del bloque del material que es paralelo a la línea de acción de la fuerza F , (esto es el plano a lo largo del cual el esfuerzo de corte actúa), y será igual al producto: $a \times b$.

El esfuerzo de deformación, γ , es definido por la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{x}{h} \dots\dots\dots (5.8)$$

por tanto, el modulo de corte G , es igual al esfuerzo de corte dividido por el esfuerzo de deformación:

$$G = \frac{t}{g} = \frac{Fh}{xA} \dots\dots\dots (5.9)$$

CAPÍTULO VI: MECÁNICA DE FLUIDOS

La mecánica de fluidos estudia el comportamiento de los fluidos. En el campo, esto significa que la mecánica de fluidos es muy usada para predecir la presión de fricción del fluido y las fuerzas debido a la dinámica de flujo de los fluidos.

La reología es el estudio de la deformación y flujo de la materia. En el campo, es usada para predecir la resistencia de un fluido a la aplicación de una fuerza o presión.

6.1 PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS FLUIDOS

Todo fluido tiene tres propiedades fundamentales, las cuales son:

6.1.1 Densidad (ρ)

La densidad es la cantidad de materia que contiene un material dentro de una unidad de volumen. Cuanto más denso es un material, más pesado es su volumen, siempre que la composición del líquido se mantenga constante, entonces podemos pensar en la densidad del fluido como una constante (especialmente para sistemas de fluido base agua) - aunque en la realidad exista una ligera disminución cuando se incrementa la temperatura y también hay un ligero aumento cuando se incrementa la presión. Debemos tener mucho cuidado cuando se trata de sistemas de fluidos base hidrocarburos, ya que al ser estos significativamente más compresibles, el asumir una densidad constante, puede dar lugar a inexactitudes.

6.1.2 Viscosidad (μ)

La viscosidad es una medida de cuanto resiste un fluido a la deformación como resultado de la aplicación de una fuerza o presión. La viscosidad es una medida de cuan “grueso” es el fluido. La viscosidad raramente es un valor constante y puede cambiar dramáticamente con la temperatura, aplicación de un esfuerzo de corte y la composición del fluido. Finalmente, la viscosidad es definida como la relación entre esfuerzo de corte y el régimen de corte.

La propiedad que define cuanto esfuerzo de corte es producido por un régimen de corte es llamada viscosidad. La viscosidad será mayor cuando mayor es la resistencia de un fluido a un esfuerzo de agitación

6.1.3 Temperatura (T)

La temperatura es la medida de cuanta energía contiene un material – el calor es la mayor energía. Estrictamente hablando, la temperatura no es una propiedad fundamental, pero en el campo del petróleo este es un parámetro muy importante que necesita ser cuantificado. La mayoría de de las propiedades de los fluidos son afectados en gran o pequeña extensión por la temperatura.

6.2 ESFUERZO DE CORTE Y REGIMEN DE CORTE

6.2.1 Velocidad de Corte (γ)

En mecánica de fluidos, la velocidad ó régimen de corte es una medida de qué rápido un fluido fluye mas allá de una superficie fija. El esfuerzo de corte puede considerarse como una medida de cuanta agitación está recibiendo un fluido.

Las causas del esfuerzo de corte pueden ser debido: al giro de la bomba centrífuga, flujo a través de una tubería, pruebas en viscosímetro Fann 35, jet o chorro de mezcla, agitadores en tanques de almacenamiento, etc.

6.2.2 Esfuerzo de Corte (τ)

El esfuerzo de corte es la resistencia que produce un fluido al aplicársele un régimen de corte. Por ejemplo, vamos a requerir mayor fuerza (presión) para bombear agua a 20 bpm que a 10 bpm.

6.3 LEY DE FLUIDOS NEWTONIANOS

La Ley de fluidos newtonianos, establece que la viscosidad está definida como:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \dots\dots\dots (6.1)$$

En unidades de campo, la ley de fluidos Newtonianos puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\mu = 47.879 \frac{\tau}{\gamma} \dots\dots\dots (6.2)$$

donde: μ es la viscosidad en cp (centipoise), τ es el esfuerzo de corte (lbf/ft²) y γ es el régimen de corte en (sec⁻¹).

Newton fue el primero en realizar las relaciones de los fluidos entre la fuerza aplicada y la resistencia a esta fuerza. Su experimento fue llevado a cabo con fluidos simples tales como el agua y salmuera, y no con fluidos complejos tales como los que se usa en la actualidad en los trabajos de estimulación.

Los fluidos newtonianos exhiben una proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Esta constante de proporcionalidad se visualiza con la mayor o menor inclinación de la curva correspondiente. (Ver ejemplo de la siguiente figura).

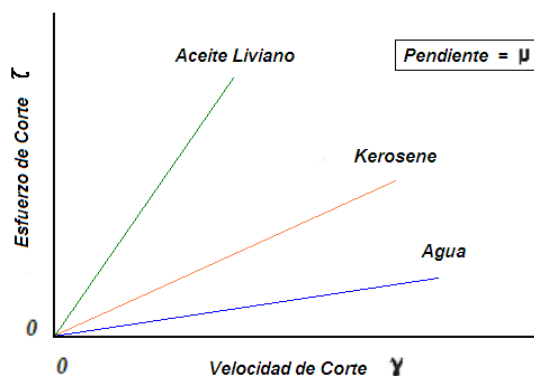


Fig. 6.1 Relación para Fluidos Newtonianos

Sin embargo hay fluidos cuyo comportamiento es considerablemente más complejo, como es el caso de los geles y la gran mayoría de fluidos heterogéneos: pastas, suspensiones, espumas, emulsiones, etc. Abarcan desde la pasta dentífrica hasta las arenas movedizas, pasando por gran parte de los fluidos relacionados con la explotación de hidrocarburos: emulsiones, lodos de perforación, lechadas de cemento, fluidos de fractura, etc.

6.4 TIPOS DE FLUIDOS

En el campo del petróleo generalmente se relaciona tres tipos de fluidos, de acuerdo a cuanto es desarrollada la relación entre el esfuerzo de corte y el régimen de corte. Los tres fluidos son los siguientes:

6.4.1 Fluidos Newtonianos

Son fluidos para los cuales es válida la Ley de Fluidos Newtonianos, es decir, la relación entre el esfuerzo de corte y el régimen de corte de un fluido newtoniano

es una línea recta hasta que ocurra la turbulencia. Para estos fluidos son validas las dos ecuaciones anteriores.

El comportamiento típico se puede observar en el siguiente grafico notándose el paso de la recta por el centro del eje de coordenadas (0,0). Como ejemplos de fluidos Newtonianos tenemos: agua fresca, agua de mar, diesel, alcohol, gases, mayoría de ácidos no gelificados.

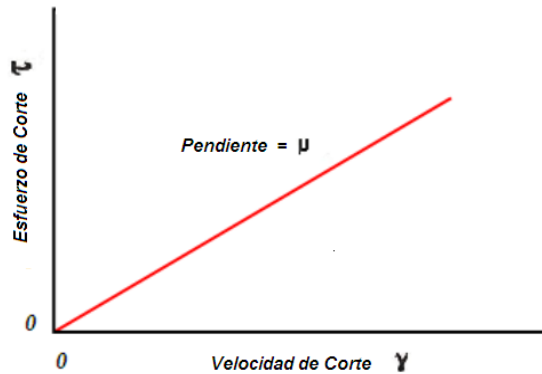


Fig. 6.2 Relación para Fluidos Newtonianos

6.4.2 Fluidos Plásticos de Bingham

Un fluido plástico de Bingham requiere de un esfuerzo de corte inicial para ser inducido antes que ellos se deformen. Estos fluidos tienen un Yield Point (punto de cedencia) que debe ser “roto” antes de que el fluido pueda moverse, aunque algunos fluidos tienen un esfuerzo de gel que es insignificante para la cedencia. Este tipo de fluidos no son newtonianos, aunque ellos usualmente tienen una viscosidad constante desde que el esfuerzo de gel inicial ha sido superado. La siguiente ecuación nos muestra el comportamiento de estos fluidos:

$$\tau = Y_p + P_v \gamma \dots\dots\dots (6.3)$$

donde: Y_p es el punto de cedencia y en unidades del campo de petróleo es lbf/100ft². Notar que en el campo de petróleo, τ tiene unidades de lbf/ft², por lo que el valor de Y_p debe ser convertido antes de ser usado, mientras que P_v es la viscosidad plástica con unidades en cp (centipoises).

En el siguiente grafico podemos ver el comportamiento de un fluido plástico de Bingham. Como ejemplo podemos considerar a las lechadas de cemento y algunos fluidos de perforación.

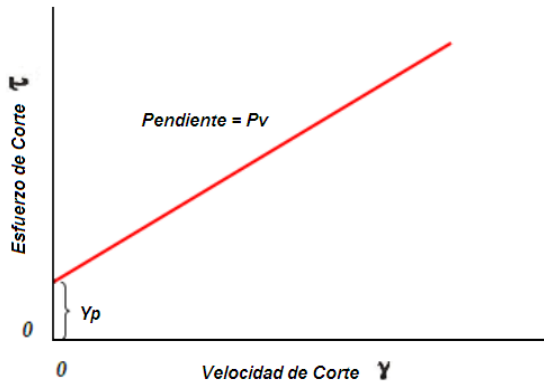


Fig. 6.3 Relación para Fluidos Plásticos de Bingham

6.4.3 Fluidos de Ley de Potencias

El tercer grupo de fluidos se conoce generalmente como fluidos de ley de potencia, aunque hay otros nombres que se utilizan para describirlos. En general, no existe una relación entre el régimen de corte y el esfuerzo de corte, de modo que los cambios de la viscosidad aparente varíen con la velocidad de corte. La siguiente ecuación nos describe el comportamiento de los fluidos de ley de potencia:

$$\tau = K' \gamma^{n'} \dots \dots \dots (6.4)$$

donde: K' está referido como el índice de consistencia de la ley de potencia, y con el fin de ser coherente tiene las unidades bastante incómodas de $\text{lbf} \cdot \text{sec}^{n'}/\text{ft}^2$, y n' es el índice de la ley de potencia que es dimensional.

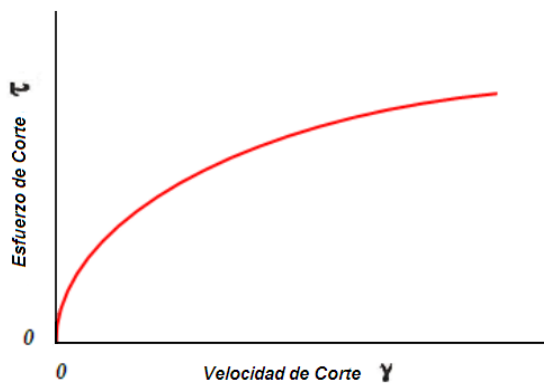


Fig. 6.4 Fluidos de Ley de Potencia

A fin de determinar el valor de n' y K' , tomamos el logaritmo de la ecuación anterior y obtendremos:

$$\text{Log } \tau = \text{Log } K' + n' \text{Log } \gamma \quad \dots\dots\dots (6.5)$$

Si ploteamos: $\text{Log } \tau$.vs. $\text{Log } \gamma$, la intersección con el eje vertical será $\text{Log } K'$ y n' será la pendiente o gradiente de dicha línea, tal como se muestra en la siguiente figura:

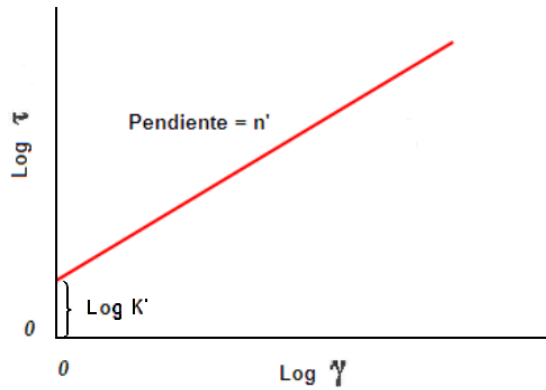


Fig. 6.5 Grafico $\text{Log } \tau$.vs. $\text{Log } \gamma$

Los fluidos de la ley de potencia pueden ser divididos en tres categorías mayores:

Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos son un caso especial de los fluidos de la ley de potencia en el cual n' es igual a 1, es decir, la viscosidad es constante e igual a K' .

Fluidos Adelgazados

En estos fluidos, el valor de n' es menor que uno, de modo que los fluidos experimentan una disminución en la viscosidad aparente, así como un incremento en el régimen de corte. La mayoría de los fluidos usados en las operaciones de fractura están dentro de esta categoría.

Fluidos Densificados

Estos fluidos tienen un valor de n' mayor que uno, y por lo tanto exhiben un incremento en la viscosidad aparente así como una disminución en el régimen de corte. Ejemplos extremos de estos fluidos utilizados pueden comportarse como cuando eran sólidos y expuestos a moderadas fuerzas de corte.

Otro ejemplo de fluidos de la ley de potencia son los fluidos Herschel-Buckley, los cuales son usados a menudo para modelos de comportamiento de flujo de espumas:

$$\tau = \tau'_o + K'' \dot{\gamma}^{n''} \dots \dots \dots (6.6)$$

donde.- τ'_o es el umbral del esfuerzo de corte, K'' es el índice de consistencia de Herschel-Buckley y n'' es el exponente de Herschel-Buckley

Los fluidos Herschel-Buckley son básicamente una combinación de los fluidos plásticos de Bingham y fluidos de la ley de potencia. Un umbral inicial del esfuerzo de corte tiene que ser superada antes de que el fluido fluya. Una vez que esto ocurra, la viscosidad no será constante y variará de acuerdo al régimen de corte.

6.5 VISCOSIDAD APARENTE

La viscosidad aparente de un fluido, es la viscosidad a determinado esfuerzo de corte. Para un fluido Newtoniano, la viscosidad aparente es la misma que la viscosidad real. Para otros fluidos, la viscosidad aparente es la pendiente o gradiente de la curva: esfuerzo de corte vs velocidad de corte, desde el origen, a determinado régimen de corte.

Como puede verse en la figura 2.4.a, para un esfuerzo de un fluido de la ley de potencia, la viscosidad aparente del fluido disminuye conforme la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) se incrementa, es decir, para una velocidad de corte "a", la pendiente de la línea 1 es mayor que la pendiente de la línea 2 que corresponde a una velocidad de corte mayor, tal como "b".

Esto nos muestra claramente que el mismo fluido ha sido adelgazado, es decir se ha reducido su viscosidad. Esto es una práctica muy común con los lodos de perforación en las operaciones de cemento, donde se busca "adelgazar" el lodo previo a la operación de cementación.

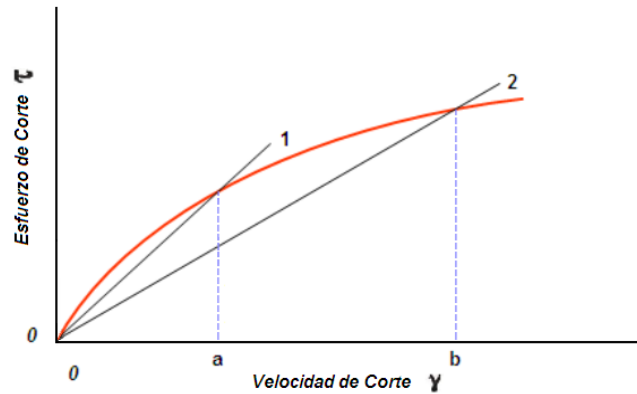


Fig. 6.6 Cambio de viscosidad aparente para un fluido de Ley de Potencia

En la práctica, la viscosidad que usualmente es medida es la viscosidad aparente, a partir de las lecturas de un viscosímetro Fann 35. También, la viscosidad aparente, para un fluido de la ley de potencia, puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\mu_{app} = \frac{47879 K'}{\gamma^{1-n'}} \dots\dots\dots (6.7)$$

6.6 REGIMENES DE FLUJO Y EL NUMERO DE REYNOLDS

Hay tres diferentes regímenes de flujo que un fluido puede experimentar, siendo el flujo tapón la de más baja velocidad y el flujo turbulento la de mas alta velocidad.

6.6.1 Flujo Tapón

A un régimen de flujo bajo, el fluido fluye con un perfil de velocidad casi uniforme. El fluido se mueve con un frente uniforme a través de casi toda el área de flujo.

6.6.2 Flujo Laminar

Cuando el régimen de flujo se incrementa, perfil comienza a cambiar. El fluido cerca de la pared de la tubería (o ducto o fractura) fluye más lento, mientras que el fluido del centro de la tubería fluye más rápido. La velocidad del fluido es una función de la distancia de la pared al centro de la tubería.

6.6.3 Flujo Turbulento

Conforme el régimen de flujo se incrementa, el contraste en la velocidad a través de la zona de flujo se convierte en insostenible y el fluido se descompone en un flujo turbulento. Este se caracteriza por una serie de remolinos pequeños y giros, moviéndose todos en la misma dirección general del flujo.

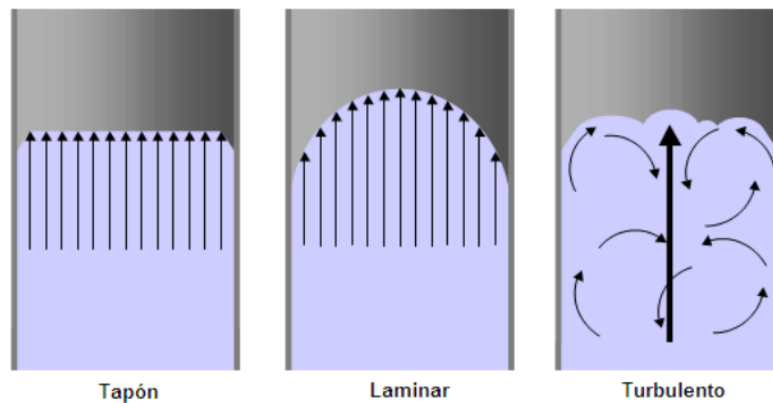


Fig. 6.7 Perfil de flujo de los tres tipos de flujo

La presión de fricción producida por el flujo del fluido, es altamente dependiente del régimen de flujo, por lo tanto, es importante la determinación de dicho régimen.

6.7 NUMERO DE REYNOLDS

El régimen de flujo de un fluido, es determinado a partir del uso del número de Reynolds como sigue:

$N_{Re} < 100$	Flujo Tapón
$100 < N_{Re} < 2000$	Flujo Laminar
$N_{Re} > 2000$	Flujo Turbulento

Debería recordarse que estos son números muy generales. Los números reales pueden variar significativamente dependiendo de las circunstancias. El número de Reynolds puede ser hallado a partir de la siguiente fórmula:

$$N_{Re} = \frac{\rho d v}{\mu} \dots\dots\dots (6.8)$$

donde: ρ es la densidad del fluido, d es el diámetro interno de la tubería por donde fluye el fluido, v es la velocidad del fluido a granel a lo largo de la tubería y μ es la viscosidad. La ecuación anterior es aplicable para el Sistema Internacional.

Para unidades de campo haciendo las conversiones correspondientes, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$N_{Re} = 132.624 \frac{SG q}{d \mu} \dots\dots\dots (6.9)$$

donde: SG es la gravedad específica, q es el régimen de flujo en bpm , d es el diámetro interior en *pulgadas* y μ es la viscosidad en cp (centipoise).

Estas ecuaciones son aplicables solamente a fluidos Newtonianos, es decir, fluidos con una viscosidad constante y como se dijo anteriormente, los ingenieros de fractura rara vez tratan con fluidos newtonianos.

La ecuación convertida para fluidos de ley de potencia es de la siguiente:

$$N_{Re} = 15.49 \frac{SG \cdot v^{2-n'}}{K' (96/d)^{n'}} \dots\dots\dots (6.10)$$

donde: v es la velocidad en ft/sec .

El valor de v , también puede ser hallado fácilmente a partir del régimen de flujo: q , mediante la siguiente ecuación:

$$v = 17.157 \frac{q}{d^2} \dots\dots\dots (6.11)$$

donde: q esta en bpm y d en *pulgadas*.

Por lo general, cuando se realiza trabajos de fractura, es mejor mantener los fluidos abrasivos a velocidades de flujo por debajo del necesario para estar en flujo turbulento, esto es para prevenir la erosión de las líneas de flujo y evitar el desgaste o "lavado" de sellos, causados por la acción del agente propante.

6.8 PRESION DE FRICCION

Uno de los últimos objetivos de la mecánica de fluidos es ser capaz de predecir la presión de fricción (ΔP_{frict}) de los fluidos que están siendo bombeados. A menudo esto es muy difícil debido a que la composición y la temperatura del

fluido están constantemente cambiando conforme se desarrolla el tratamiento. En resumen, es muy común el flujo de dos fases (líquido y propante) y de tres fases (líquido, propante y gas).

Siendo difícil la predicción de la presión de fricción, es por lo tanto, un proceso poco confiable y realmente no hay sustituto para datos confiables de presión en el fondo del pozo. Debido a esto, la mejor opción es el uso de tablas de presión de fricción, las mismas que usualmente están basadas en datos generados por bombes reales de fluido alrededor de un bucle o curvatura de flujo, siendo estas una situación similar a la de un proceso de tratamiento real. La mayoría de simuladores modernos tienen incorporado estos datos en sus fluidos, haciendo que la predicción de estos sea razonablemente confiable, a menos que haya un propante en el fluido.

Cuando la presión de fricción no es posible determinar por el método antes mencionado, podemos calcularla usando los datos del fluido y uno de los métodos disponibles. El método que describiremos a continuación, está basado en el uso de los factores de fricción Fanning, los cuales son confiables siempre que no estén destinados para su uso en tuberías de diámetro estrecho a regímenes de flujo más altos que en condiciones normales:

$$\Delta P_{frict} = 0.325 \frac{SG L v^2 f}{d} \dots\dots\dots (6.12)$$

donde: L es la longitud de la tubería en pies (ft) y f es el factor de fricción.

El factor de fricción puede ser determinado usando el número de Reynolds.

Para flujo tapón y flujo laminar podemos aplicar la siguiente ecuación:

$$f = \frac{16}{N_{Re}} \dots\dots\dots (6.13)$$

y para flujo turbulento podemos aplicar la siguiente ecuación:

$$f = \frac{0.0303}{N_{Re}^{0.1612}} \dots\dots\dots (6.14)$$

Por tanto, el primer paso en el proceso de encontrar el ΔP_{frict} es determinar el número de Reynolds. Una vez que ha sido encontrado este número, el factor de fricción puede ser determinado.

CAPÍTULO VII: PROPANTES / AGENTES DE SOSTEN / APUNTALANTE

Los propantes son materiales granulares, que se colocan en el interior de la fractura con el fin de mantener la fractura abierta a medida que la presión disminuye por debajo de la presión de cierre. La conductividad de la fractura está directamente relacionada con la cantidad del propante dentro de la fractura, el tipo propante, el tamaño de los granos y las condiciones de producción.

El propósito del fracturamiento hidráulico consiste en colocar el propante en una cantidad adecuada, la clase correcta y en el lugar correcto. Cuando esto se hace correctamente, el pozo quedará estimulado efectivamente.

Por años el propante convencional fue la arena natural, pero con el avance de la industria y la perforación de pozos más profundos donde las presiones de confinamiento son cada vez mayores, se hizo necesario desarrollar productos capaces de resistir estas condiciones más rigurosas, tales como: arenas resinadas, bauxita, cerámicos, cerámicos recubiertos con resina, etc.

7.1 PERMEABILIDAD DEL PROPANTE Y CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Uno de los principales factores que afectan la efectividad post-tratamiento es la conductividad de la fractura. Este es el producto de la permeabilidad del propante por la anchura de la fractura. En otras palabras, la conductividad de la fractura es una función del tipo de material que tengan la fractura “abierta” y la cantidad de este material dentro de la fractura.

La permeabilidad del propante es controlada por varios factores:

7.1.1.- Soporte del propante

El material del que el propante está hecho, tiene un gran efecto en la permeabilidad del propante. Algunos materiales son más fuertes que otros y son capaces de soportar más las enormes fuerzas que tratan de aplastar el propante a medida que la fractura se cierra. Cuanto más débil es el material, el grano del propante se deformará más y lo más probable es que produzca finos debido a que los granos son empujados para juntarse en una serie de contacto de punto a punto. Esta deformación del propante reducirá la porosidad del empaque y a la

vez el ancho de la fractura global. Debemos tener en cuenta que los finos reducen significativamente la permeabilidad del propante.

7.1.2.- Distribución del tamaño de grano del propante

Una formación sedimentaria normalmente tiene una amplia variedad de tamaños de grano, dependiendo de lo cuán bien "ordenados" estén los granos individuales de la roca. Normalmente, cualquier arenisca es una mezcla de granos pequeños, medianos y grandes. Esta mezcla de tamaños de granos, actúa reduciendo la permeabilidad de la formación y la porosidad, debido a que los granos más pequeños ocuparán el espacio poral entre los granos más grandes y también tienden a taponar las gargantas de los poros. Sin embargo, si un conjunto de partículas son de tamaño casi idéntico, entonces no habrá finos para bloquear los espacios y gargantas de los poros, de modo que tanto la porosidad como la permeabilidad se maximizan.

Esta es la razón porque los propantes se producen generalmente dentro de una distribución de tamaño de grano específico. Esta uniformidad del tamaño de grano es una de las razones principales por las que el propante es de un orden de magnitud más permeable que el de formación, y también una de las razones principales por las que se gasta mucho esfuerzo en garantizar esta uniformidad de tamaño. Esto se ilustra en las siguientes figuras.

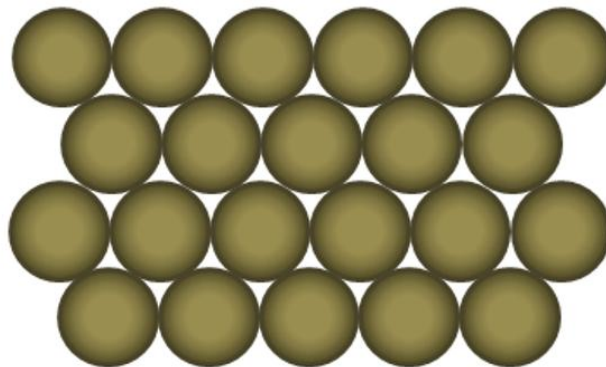


Fig. 7.1 Distribución de granos uniforme

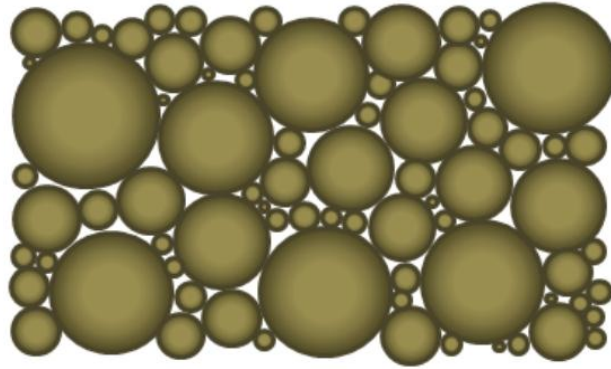


Fig.7.2 Distribución de granos natural – no uniforme

7.1.3.- Tamaño promedio del grano del propante (Tamizado)

Generalmente, cuanto mayor es el tamaño medio de grano del propante, mayor será la permeabilidad, (siempre que la distribución del tamaño de grano sea razonablemente uniforme). Esto es porque los granos más grandes producen espacios más grandes en los poros y las gargantas de los poros, lo cual permite un aumento del caudal para una porosidad similar, sin embargo, los granos más grandes son más susceptibles a producir finos y reducir la permeabilidad que los granos de tamaño más pequeños. Esto es porque los granos más grandes distribuyen la presión de cierre a través de un menor número de puntos de contacto entre grano y grano, y por lo tanto las cargas en los puntos de contacto tienden a ser mayores. Esto se ilustra en las siguientes figuras.

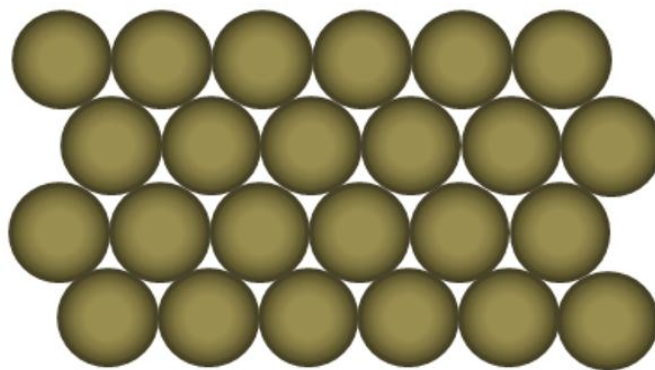


Fig. 7.3 A menor tamaño de grano, menor espacio poral

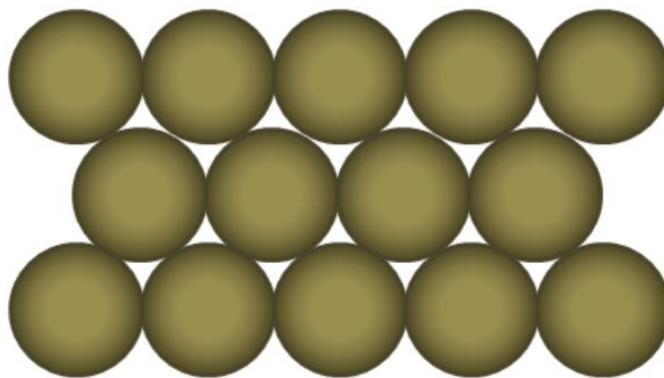


Fig.7.4 A mayor tamaño de granos, mayor espacio poral

Los propantes se suministran dentro de un rango de tamaño de grano específico. Este tamaño de grano se refiere al tamaño de tamiz usado para clasificar el propante. Por ejemplo, el tamaño de 20/40 significa que la gran mayoría de los granos del propante se ajustan a través de un tamiz de tamaño 20 (20 agujeros por pulgada cuadrada), pero no se ajusta a través de un tamiz de tamaño 40 (40 agujeros por pulgada cuadrada). Esto es a veces confuso, ya que los tamaños más grandes de granos corresponden a los números de malla menor. Los tamaños más comunes de propantes son: 8/12, 12/20, 16/30, 20/40 y 40/60, aunque en teoría cualquier combinación de tamaños pueden ser producidos.

7.1.4.- Esfericidad y redondez

La esfericidad determina el grado de acercamiento de la forma de una partícula examinada respecto a una esfera perfecta. La redondez en cambio, es una medida de la rugosidad relativa de la partícula o curvatura superficial, respecto a una superficie totalmente lisa.

Estas cantidades definen cuan esféricos son los granos del propante y cuántos bordes bruscos y agudos tienen los granos. Obviamente, que cuanto más suave y más esférica es el grano del propante, mayor será la permeabilidad del propante. Existen procedimientos API estándar para determinar estas cantidades, pero desafortunadamente se basan en un análisis subjetivo. La norma establece que una esfericidad y redondez mínima aceptable de 0.6 en la escala patrón. Por consiguiente, a menudo es difícil ver una tendencia clara entre un tipo de propante y otro. Los propantes artificiales tendrán mejor esfericidad y redondez que los propantes de origen natural. Esto se ilustra en la siguiente figura.

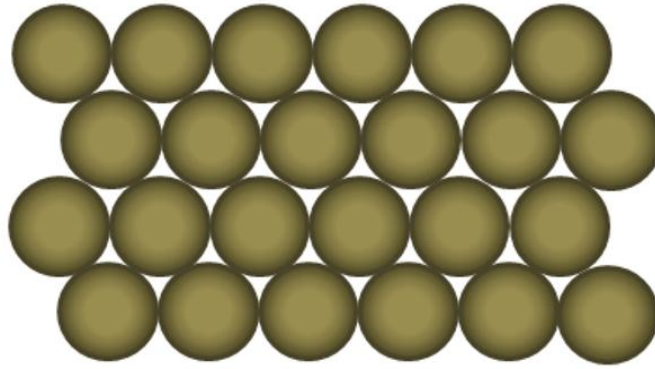


Fig. 7.5 Propante con buena esfericidad y redondez

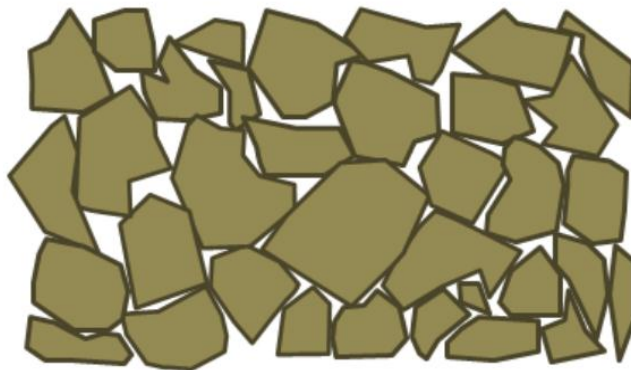


Fig.7.6 Propante con pobre esfericidad y redondez

Los granos angulares también tienden a producir más finos, debido a que las esquinas y los bordes tienden a romperse con el esfuerzo de compresión que se aplica. Por lo tanto, los propantes con buena esfericidad y redondez tienden a retener una mayor permeabilidad a las altas tensiones, además, los propantes con baja esfericidad y redondez producirán una trayectoria de flujo más complicado para los fluidos producidos, las pérdidas de presión no-Darcy tienden a ser mayores en estos materiales, lo que conduce a una disminución de la permeabilidad efectiva del propante

7.1.5.- Resistencia a la ruptura

Cuando un propante es sometido a altos esfuerzos de compresión, se produce la ruptura de gran parte de los granos, generando partículas de menor tamaño y de forma indefinida. Este efecto es lo menos deseable, pero es una característica particular del cuarzo por su elevada fragilidad.

El grado de ruptura depende del esfuerzo aplicado, de la geometría del propante, de la concentración superficial, de la granulometría y de la dureza de las superficies de apoyo.

Para evaluar la ruptura de las arenas, API utiliza un aparato como el que se muestra en la figura, al cual se le coloca una determinada cantidad de arena y luego se le somete a una presión a través del pistón que se coloca en la parte superior. Finalmente se tamiza y se determina la cantidad de finos generados por una diferencia de peso.

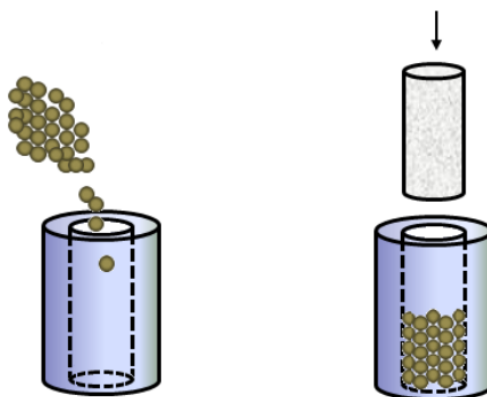


Fig.7.7 Prueba de resistencia a la ruptura

La siguiente tabla nos muestra los máximos valores de ruptura de arenas:

Malla	Fuerza (lbf)	Presión sobre la arena (psi)	Máximo Finos Aceptados (%)
6 / 12	6,283	2,000	20
8 / 16	6,283	2,000	18
12 / 20	9,425	3,000	16
16 / 30	9,425	3,000	14
20 / 40	12,566	4,000	14
30 / 50	12,566	3,000	10
40 / 70	15,708	5,000	8
70 / 140	15,708	5,000	6

Tabla N° 1 Valores máximos de finos aceptados para arenas

7.1.6.- Calidad del fluido de Fractura

La cantidad de residuo dejado por el fluido de fracturación también puede tener una gran influencia en la permeabilidad del propante. Con el fin de evaluar el efecto de estos fluidos, una cantidad denominada Permeabilidad Retenida es

medida. Se pone una muestra del propante en una celda de carga y se somete a una presión de cierre a una elevada temperatura. Luego, un fluido estándar, sin daño, se hace fluir a través de esta celda de ensayo. Mediante el análisis de la caída de presión y velocidad de flujo, la permeabilidad del propante puede ser calculado. A continuación, el fluido de fracturamiento que se fluyó a través de la celda de ensayo, permanecerá allí durante un tiempo específico, durante el cual deberá romperse. Una vez que el fluido se ha roto, la permeabilidad del empaque se mide de nuevo, por el mismo método anterior. Las dos permeabilidades son comparadas y el resultado (permeabilidad retenida) se da como el porcentaje de la permeabilidad original que permanece después de la prueba.

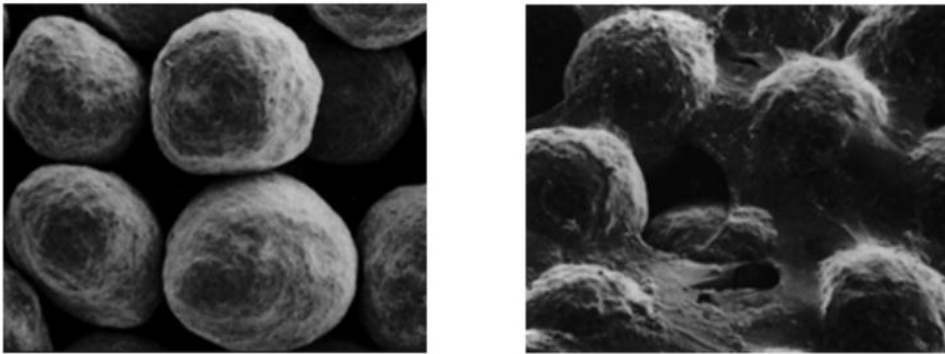


Fig.7.8 Fluido con alta y baja permeabilidad retenida

El propante puede perder una proporción significativa de su permeabilidad por los daños del fluido. Fluidos baratos y mal diseñado puede causar permeabilidades retenidas tan bajo como el 30% o incluso menos, mientras que los fluidos “hechos con arte” pueden producir valores que exceden al 90%.

7.1.7.- Esfuerzo de Cierre

Como el propante es aplastado por el cierre de la formación, este comenzará a producir finos, por tanto, cuanto más fuerte es el propante, se producirán menos finos, sin embargo, todos los tipos de propante experimentan una disminución de la permeabilidad en un mayor o menor grado, a medida que aumenta el esfuerzo de cierre. Además, la mayoría de los propantes también tienen un esfuerzo "máximo", por encima del cual el propante se comienza a escurrir, en lugar de producir finos. En este punto, la permeabilidad del propante cae dramáticamente.

Debe tenerse en cuenta que la presión del reservorio tiene una influencia en el esfuerzo de cierre que experimenta el propante. La relación entre la presión del reservorio y la presión de cierre depende de un número de factores - hay circunstancias en las que una disminución de la presión del yacimiento puede resultar en un aumento del esfuerzo de cierre, además, puede haber zonas localizadas de baja presión de reservorio (por ejemplo cerca del pozo), donde una vez más el propante experimenta una mayor presión de cierre. Este aumento potencial del esfuerzo con la vida útil del pozo, debe tomarse en cuenta al momento de seleccionar el propante.

7.1.8.- Flujo No-Darcy

Como la tasa de flujo a través del propante se incrementa, la caída de presión aumentará a un ritmo mayor que la predicha por la ley de Darcy. Esto es debido a los efectos de la energía inercial se pierde, conforme el fluido cambia rápidamente de dirección al moverse a través del espacio poral. A medida que aumenta la velocidad del fluido, la caída de presión debido a los efectos inerciales de flujo aumenta con el cuadrado de la velocidad. Así que a velocidades bajas de flujo, (como en una roca reservorio), el efecto no-Darcy puede ignorarse, mientras que a altas tasas (por ejemplo, en el propante), la permeabilidad efectiva del propante tiene que ser reducido para reflejar este efecto. Este fenómeno es particularmente significativo en terminaciones de alta velocidad con gases.

7.1.9 Flujo Multifásico

El flujo multi-fase tiene un efecto similar sobre la permeabilidad del propante como lo hace en la permeabilidad de la formación. Este se reduce, por una cantidad que es dependiente de la permeabilidad absoluta, y la saturación relativa de cada fase, ya que es muy raro que un reservorio puede producir una sola fase (con la excepción de algunos yacimientos de gas), por lo tanto, la permeabilidad efectiva real del propante puede ser significativamente inferior a los datos publicados, que se produce generalmente por una sola fase de flujo.

7.2 SELECCIÓN DEL PROPANTE

Hay un número considerable de variables que deben tenerse en cuenta al momento de seleccionar el propante. Sin embargo, en muchos casos el proceso de selección se ha simplificado.

Todos los proveedores y fabricantes de propante publican los datos de permeabilidad del propante contra el esfuerzo de cierre, en todos sus tipos de propante y tamaños de grano. Siempre que el esfuerzo de cierre es conocido, la permeabilidad absoluta del propante se puede encontrar fácilmente, eliminando la necesidad de que el Ingeniero de frac tenga que esperar datos sobre la esfericidad, redondez, resistencia a la compresión, distribución de tamaño de grano, material del sustrato, etc. sólo tiene que buscar el propante en que está interesado y ver la permeabilidad a un esfuerzo de cierre dado. La mayoría de los simuladores de fractura ya tienen incorporado estos datos para la mayoría de tipos de propantes importantes. Esto le permite al simulador predecir la conductividad de la fractura para la mayoría de las combinaciones de esfuerzo del propante-cierre. Generalmente, hay también un "factor de daño del propante", que permite al usuario simular los efectos de permeabilidad retenida de los fluidos de fracturación. Algunos - pero no todos – simuladores, también modelan los efectos del flujo no-Darcy, que muestra una disminución de la permeabilidad efectiva al aumentar la tasa de producción.

La Tabla siguiente da directrices como el esfuerzo de cierre máxima de cada uno de los tipos principales de propante puede soportar antes de que la falla de soporte comience a ocurrir. Obviamente, estos límites son muy generalizados, y son altamente dependientes de factores tales como el tamaño de grano y la calidad del proceso de fabricación y/o fuente de la arena. Información más detallada se encuentra disponible en los fabricantes o en las referencias:

Type	Maximum Closure Stress (psi)	Product Example
Frac Sand	5,000	<i>Brady, Ottawa, Colorado</i>
Low Density Ceramics	9,000	<i>CarboEconoprop, CarboLite, ValueProp</i>
Intermediate Density Ceramics	12,000	<i>CarboProp, InterProp</i>
Sintered Bauxite	14,000	<i>Carbo HSP, Bauxite</i>

Tabla N° 2 Máximos esfuerzos de cierre (psi)

Nota Importante:

La calidad del agente de sostén y la conductividad de la fractura, posteriormente tiene un mayor efecto sobre la producción post-tratamiento.

Por ejemplo, aunque una cerámica de baja densidad cuesta dos a tres veces más que arena frac, tiene cuatro a cinco veces la permeabilidad del empaque - incluso a bajas tensiones de cierre - debido a su alta esfericidad y redondez.

7.2.1 Propante revestido con Resina

Muchas empresas de explotación prefieren utilizar un propante recubierta con resina o arena para algunos o todos de sus tratamientos. Hay muchos tipos de revestimiento de resina y los fabricantes continúan mejorando y actualizando sus productos. Por lo tanto, es aconsejable consultar las especificaciones del fabricante para los detalles del producto específico. Sin embargo, en términos generales, un propante recubierto con resina se pueden dividir en dos categorías principales:

7.2.2 Propante curado

El propante o arena es recubierto con una resina diseñada para endurecer cuando se expone a la temperatura y/o esfuerzo de cierre. Esto permite a los granos recubiertos de resina a adherirse entre sí, y por lo tanto reducen drásticamente los efectos de contraflujo del propante. Para bajas temperaturas, se añade un activador al fluido de fracturación con el fin de mejorar la adhesión.

7.2.3 Propante templado o pre-curado

Los propante templados o pre-curados son revestimientos de resina más duros que la que recubre las resinas curables. Se basan más en la presión de cierre que en la temperatura con el fin de hacer que la arena o granos del propante se adhieren entre sí. Estos recubrimientos de resina, también tienen un efecto secundario debido a que la capa de resina actúa para reducir las tensiones de contacto localizados entre el propante o granos de arena y porque cualquier fino producido por este proceso se mantiene dentro de la capa de resina, estos materiales tienden a tener una resistencia de presión de cierre mayor que el mismo material sin el revestimiento de resina. Esto significa que retienen la permeabilidad bajo cargas de aplastamiento más alta.

Los propantes o arena revestido de resina tienen algunos inconvenientes significativos:

- a. Costo.- El recubrimiento de los granos con resina puede aumentar considerablemente el coste del propante, especialmente cuando se utiliza los recubrimientos diseñados para alta presión y la temperatura.
- b. Las capas de resina tienden a afectar las propiedades del fluido de fracturación.- La variación en las propiedades del fluido de fractura depende del pH del fluido y el tipo de revestimiento de resina. Sin embargo, es común que los propantes recubiertos con resina hagan más difícil de romper el fluido de fractura, por tanto, se recomienda, hacer una prueba con el propante en el fluido de fractura.
- c. Resina frac-in. Muchos operadores tratan de ahorrar dinero en un tratamiento utilizando arena revestida con resina o propante solo en el último 20-30% del tratamiento. La teoría es que realmente sólo la parte del estrechamiento al pozo es lo que necesita adherencia para prevenir el contraflujo de propante, sin embargo, debido a los efectos de convección y sedimentación, no hay ninguna garantía de que el agente de sostén bombeado al final del tratamiento termina justo al lado del pozo. De hecho, la única manera de garantizar esto es para bombear 100% de material recubierto de resina.

CAPÍTULO VIII: MODELOS DE FRACTURAS

La forma y dimensiones de las fracturas creadas en condiciones dinámicas, (es decir mientras se bombea), es un problema muy complejo, debido a que intervienen muchos factores de diversa naturaleza, como: propiedades mecánicas de la formación, propiedades del fluido de tratamiento y los parámetros hidráulicos de la operación.

Para acercarnos con criterios técnicos a esta compleja realidad, se hizo preciso elaborar modelos matemáticos con simplificaciones y suposiciones. Así por ejemplo, el solo hecho de presumir propiedades mecánicas y petrofísicas homogéneas, incluyendo la isotropía, restringe severamente la aplicación a formaciones naturalmente fracturadas o fisuradas.

Los modelos de geometría de fractura se iniciaron considerándolas solo en dos dimensiones, posteriormente se fueron desarrollando hasta la actualidad y tener los simuladores que consideran fracturas en tres dimensiones.

8.1 MODELOS DE FRACTURA EN 2D

Los primeros intentos de la industria fueron modelos hechos en 2 dimensiones, para tratar de modelar matemáticamente la propagación de la fractura. Para los estándares de hoy en día, son aproximaciones rudimentarias, sin embargo hay dos puntos importantes que anotar:

- a. Para entender como trabajan los modernos modelos en 3D, primero es necesario entender los modelos en 2D,
- b. Hay algunas circunstancias en las cuales ciertamente los modelos 2D pueden ser validos. Esto incluye fracturamiento de capas de carbón (Modelo KZD - Kristianovich y Zheltov-Daneshy) y fracturamientos masivos en formaciones uniformes (Modelo Radial o Penny-Shaped).

8.1.1 Modelo de Kristianovich y Zheltov-Daneshy (KZD)

Este modelo fue inicialmente desarrollado por dos rusos Kristianovich y Zheltov, y posteriormente fue modificado por Daneshy, Geertsma y de Klerk, y también por Le Tirant y Dupuy. Por tanto este modelo es referido como GDK y después como Geertsma y de Klerk.

Este modelo plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura, es decir, que debe haber un deslizamiento entre la formación que se está siendo fracturado y las formaciones por encima y por debajo. Como se puede ver en la figura 4.2.a, el modelo de Kristianovich y Zheltov-Daneshy (KZD) produce una fractura con una altura constante.

Esto es poco probable, (pero no posible), en la mayoría de las situaciones, pero puede suceder cuando se fractura capas de carbón.

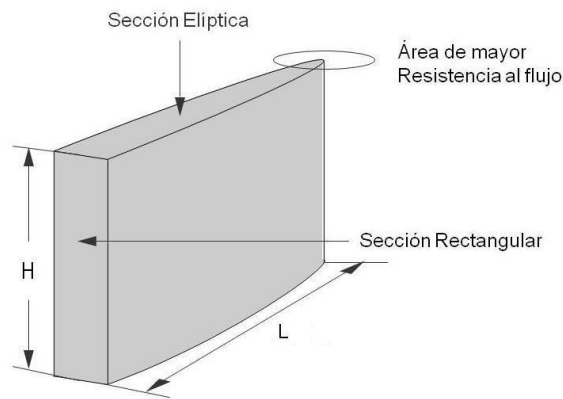


Fig. 8.1 Propagación de una fractura tipo KZD.

El máximo ancho está relacionado a la mitad de la longitud, es decir L , mediante la siguiente ecuación:

$$W_{max} = \frac{4 (1 - \nu^2) \Delta P L}{E} \dots\dots\dots (8.1)$$

Notar que para una determinada Presión Neta y la mitad de la longitud, el ancho máximo de una fractura tipo KZD es mayor que el ancho máximo de una fractura radial por un factor de $\pi/2$.

El ancho promedio estará dado por

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{max} \dots\dots\dots (8.2)$$

Es decir, para dos "alas" de fractura, la longitud estará dada por:

$$L = \sqrt{\frac{\eta Q t E}{2 \pi (1 - \nu^2) \Delta P H}} \dots\dots\dots (8.3)$$

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

8.1.2 Modelo de Perkins and Kern - Nordgren (PKN)

Este modelo de fractura fue inicialmente concebido por Sneddon y desarrollado por Perkins y Kern, con un posterior trabajo de Nordgren, Nolte y Advanti.

En este modelo, se presume que no hay deslizamiento en los planos que confinan la fractura y el ancho varía elípticamente con la altura. El ancho máximo está relacionado a la altura de la fractura, de manera que:

$$W_{max} = \frac{2(1 - \nu^2) \Delta P H}{E} \dots\dots\dots (8.4)$$

El ancho promedio estará dado por:

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max} \dots\dots\dots (8.5)$$

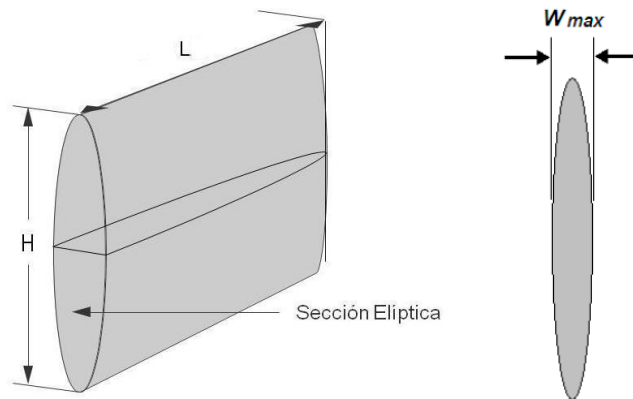


Fig. 8.2 Propagación de una fractura Perkins and Kern - Nordgren.

Por lo tanto, la altura y el ancho de la fractura son constantes, bajo la misma longitud de fractura.

La longitud de la fractura puede ser determinada por un método similar a los usados en las fracturas radial y KZD:

$$L = \frac{5 \eta Q t E}{2 \pi (1 - \nu^2) \Delta P H^2} \dots\dots\dots (8.6)$$

La geometría de fractura PKN fue usada por muchos años en la industria como un estándar, hasta que se desarrollo los simuladores de fractura 3D, se mejoro el entendimiento de la propagación y los mecanismos de las fracturas.

8.1.3 Modelo Radial o Penny-Shaped

El modelo radial, es un caso límite entre el modelo de KZD y PKN, donde la altura de la fractura es igual a su longitud de. Este modelo, la altura H , es una función del radio o la mitad de la longitud de la fractura, R , de manera que $H = 2R$. Esta produce una fractura la cual es en forma circular. El siguiente grafico muestra la propagación de una fractura radial o Penny-Shaped.

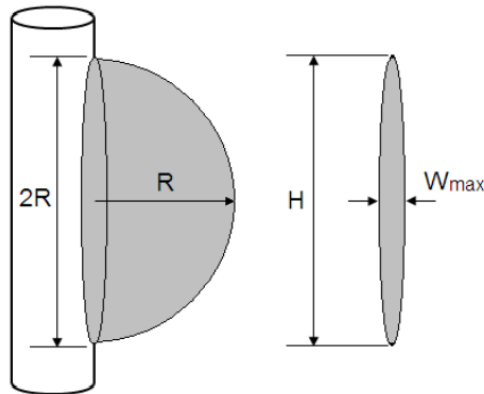


Fig. 8.3 Propagación de una fractura radial.

El ancho de la fractura estará dado por la siguiente ecuación:

$$W_{max} = \frac{8 (1 - \nu^2) \Delta P R}{\pi E} \dots\dots\dots (8.7)$$

donde: ΔP es la presión neta, ν es la relación de Poisson's y E es el modulo de Young's.

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

$$W(r) = W_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2} \dots\dots\dots (8.8)$$

$$\bar{W} = \frac{8}{15} W_{max} \dots\dots\dots (8.9)$$

Tomar en cuenta los siguientes puntos que son aplicables a todos los modelos de fractura en 2D:

- a. W_{max} es inversamente proporcional al modulo de Young's, esto significa que a medida que se hace más dura la formación, (es decir el modulo de Young's se incrementa), la presión neta requerida para producir un mayor ancho,

también aumentará. Por lo que, se necesitará más energía para producir un determinado ancho en una formación dura, que en una formación blanda.

b. W_{max} es directamente proporcional a la mitad de la longitud de la fractura – si la mitad de la longitud de la fractura es el doble, el ancho será el doble. Tener en cuenta que esto es el ancho creado, no el ancho final empaquetado. Ahora, este ancho empaquetado siempre será igual o menor que el ancho creado, y es una función del volumen del propante colocado por unidad de área de la fractura.

c. W_{max} es relativamente insensible a los cambios en la relación de Poisson's. Un incremento en ν , desde 0.2 a 0.25 (incremento del 25%) cambiara el termino $(1 + \nu^2)$ desde 0.96 a 0.9375, es decir una disminución de 2.34 %. Sin embargo, ν puede tener un efecto significativo en la magnitud de los esfuerzos horizontales. Si el gradiente de fractura es desconocido, puede ser importante hallar los valores reales de ν .

El modelo radial no tiene límites para el crecimiento en altura. Mientras que la fractura está creciendo hacia el exterior (es decir, R esta incrementándose), entonces también será cada vez mayor hacia arriba y hacia abajo del pozo, incrementándose H . Este tipo de propagación puede hallarse en una formación masivamente uniforme sin variaciones verticales en las propiedades de la roca y donde no hay barreras para el crecimiento en altura. Esto también puede ser hallado para pequeñas fracturas que no tengan contacto con cualquier barrera, tal como en un fracturamiento para by-pasear el daño

El volumen de la fractura es obtenida a partir del volumen de fluido bombeado dentro de la fractura, menos el volumen del fluido filtrado (leaked off). El volumen del fluido filtrado es una función del área de filtrado de la fractura (el cual es igual a $2\pi R^2$).

Entonces, si los valores de la eficiencia de fluido (η), volumen inyectado de fluido (E), relación de Poisson's (ν) y presión neta (ΔP), son conocidos, el valor de R puede ser obtenido con la siguiente relación:

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \eta Q t E}{16 (1 - \nu^2) \Delta P}} \dots\dots\dots (8.10)$$

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

CAPÍTULO IX: SIMULADORES EN 3D

Los tres principales modelos de simulación de fractura utilizados en la industria hoy en día son: FracPro, FracproPT y MFrac. Entre ellos, se utilizan en más del 90% de todos los tratamientos que realizan actualmente. El otro simulador, como StimPlan, GOHFER y los simuladores de propiedad producidos por Schlumberger, Halliburton, Shell y otras, están disponibles, pero su uso está limitado principalmente a los ingenieros que trabajan para la empresa que produce el simulador.

La mayor parte de los simuladores 3-D y parámetros agrupados, son producidos por empresas cuyas tareas principales es la producción de software o la prestación de un servicio de fractura. Como tal, hay una cantidad considerable de detalles con respecto a estos simuladores que son de propiedad privada y no están disponibles para el dominio público. Por lo tanto, las descripciones detalladas de los algoritmos reales detrás de los modelos no son posibles conocer. El término pseudo o grupo de parámetros 3-D, es aplicado a la mayoría de los simuladores, como todo lo que se refiere de nuevo a una sola dimensión característica (normalmente media longitud de fractura), que se encuentra por una variedad de métodos. Todos los modelos 3-D tienen sus dimensiones como variables independientes.

Como se ha indicado, la mayoría de las simulaciones se llevan a cabo por uno de los tres simuladores (FracPro y FracproPT son esencialmente el mismo modelo). En la industria, existe la percepción de que el modelo FracPro-FracproPT es más aplicable a formaciones de baja permeabilidad, "duras", mientras que el modelo MFrac es más aplicable a formaciones de alta permeabilidad, "suaves". En cualquier caso, se debe recordar que los productores de estos simuladores son todos los competidores. La mayoría de las discusiones sobre los méritos relativos de cada modelo son subjetivas y partidistas.

9.1 FRAC PRO

El enfoque que da FracPro casi a terminado completamente con el concepto tradicional de resistencia a la fractura, lo que significa que los usuarios de los simuladores basados en este modelo, encuentran que los cambios en los valores de entrada de resistencia de fractura tienen poco o ningún efecto sobre la geometría de la fractura. En cambio, la teoría dice que en las profundidades, el

efecto del esfuerzo de confinamiento es mucho más importante que el efecto de la dureza o resistencia a la fractura. Así, el valor de k_{Ic} puede ser ignorado si se cumple la siguiente condición:

$$\sigma \sqrt{p R} \gg k_{Ic} \quad \dots\dots\dots (9.1)$$

donde: R es el radio de la fractura y es análoga a la longitud de la fractura característica utilizada en la mecánica clásica de elasticidad lineal de la fractura. La ecuación anterior muestra que la resistencia a la fractura es más importante para las pequeñas fracturas en formaciones poco profundas, tal como sucede durante el bypass con fractura.

El fluido de fracturación no penetra hasta el final de la fractura. Esto significa que hay un cambio muy rápido en la presión a una distancia ω desde la punta de la fractura. Si la condición descrita en la ecuación anterior satisface, entonces ω se puede encontrar de la siguiente ecuación:

$$\omega \approx \frac{R}{2} \left(\frac{P_{net}}{P_{net} + P_c} \right)^2 \quad \dots\dots\dots (9.2)$$

Debido a que el fluido no penetra en la punta de la fractura, la energía se pierde conforme la punta de la fractura se deforma. Se postula que esta deformación se produce de una manera no-lineal o dilatante. Esta dilatación de la punta de la grieta reduce la energía del fluido de fractura para propagar la fractura, y por lo tanto reduce el tamaño de la fractura, para una P_{net} dada. Una vez que la energía absorbida por la punta de la fractura se ha encontrado, el modelo pasa luego a resolver la geometría de la fractura utilizando una serie de ecuaciones que relacionan conservación de la masa, conservación de la energía, dinámica de fluidos y transferencia de calor. El modelo 3-D, permite separar la mecánica de la roca de las propiedades del yacimientos, para poder ser ingresado el dato de cada estrato de roca diferente.

Este modelo fue el primero en incorporar diversos aspectos que están tomadas en serie, como la fricción del wellbore, convección del propante y fracturas múltiples. Este modelo también tiene incorporado la opción para convertir y editar los datos fácilmente, un simulador de fractura ácido y un simulador de producción simple.

Aunque todos los tres simuladores principales pueden modelar las fracturas en tiempo real, sólo FracPro y FracproPT tienen la capacidad de predecir un

estimado hacia adelante y hasta el final del trabajo, mientras se está realizando un tratamiento. Esta es una herramienta muy potente, que permite que las características de la fractura se puedan predecir en el medio del tratamiento. El modelo toma los datos de tratamiento recibidos hasta ese momento, y luego utiliza el resto de datos de entrada del tratamiento para predecir la fractura en el final del tratamiento. Así, el ingeniero de fractura puede "ver cómo van las cosas", basada en datos reales de tratamiento y modificar el esquema de tratamiento del trabajo que está siendo bombeado. Hasta el momento no hay otro simulador disponible en el mercado que haya llegado a dominar esto.

9.2 MEYER

La metodología de MFrac, se pega mucho más a la mecánica clásica de elasticidad lineal de la fractura (LEFM) y aproximación a la propagación de la fractura que da el enfoque FracPro / FracproPT. El modelo utiliza el criterio básico LEFM, que afirma que para que la fractura se propague, el factor de intensidad de esfuerzos (k) debe ser mayor que k_{lc} (el factor de intensidad de esfuerzo crítico, o resistencia a la fractura). Esto utiliza una longitud característica (referido como H_ξ) y un factor de geometría, γ , en la Ecuación LEFM clásica:

$$\sigma_c = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{\gamma H_\xi}} \dots\dots\dots (9.3)$$

El valor real para σ_c depende del modelo de fractura utilizado (PKN, KZD, elipsoidal o 3-D), al igual que la dimensión que se utiliza realmente para la longitud característica. Para el modelo 3-D, la longitud característica se encuentra en un conjunto de ecuaciones en derivadas parciales, que se refieren a la conservación de masa, continuidad de masa, conservación del momentum y los regímenes de propagación vertical y lateral.

Los autores de este modelo de propagación de la fractura reconocen que hay un efecto de "sobre-presión en la punta" que no puede explicarse. Esto se controla mediante el uso de un "factor de sobre-presión", que tiene que ser obtenido empíricamente o mediante el uso de valores grandes de tenacidad a la fractura.

CAPITULO X: CONCEPTOS AVANZADOS DE FRACTURA

Para tener una mejor idea de otros factores que afectan un trabajo de fractura, vamos a aclarar algunos conceptos más avanzados que se usa en los procesos de diseño de un tratamiento de una fractura hidráulica. Así como en el diagnóstico de lo que pudo haber ocurrido durante un tratamiento de minifrac o de fracturamiento.

10.1 TORTUOSIDAD

La fractura hidráulica es creada por presión y no por rate. Por lo tanto nosotros usamos el rate para ayudar a generar la presión requerida, pero no se debe perder de vista el hecho de que es la presión la que divide a la roca. Sobre un gran intervalo perforado, las fracturas pueden formarse en cualquier parte en que la presión del fluido supera el gradiente local. Generalmente, la roca tendrá un punto que es más débil que el resto y es aquí donde el inicio de la fractura se formará, sin embargo, si la presión continua subiendo, fracturas adicionales también pueden estarse formando. Potencialmente toda simple perforación es una fuerte de iniciación de una fractura. Muchas de estas fracturas serán pequeñas, pero algunas pueden ser grandes y lo suficiente como para tomar una porción significativa del fluido de tratamiento.

Lejos del entorno de esfuerzos artificiales del wellbore, los tratamientos tienden a producir un número relativamente pequeño de grandes fracturas. Normalmente, las fracturas no tienden a juntarse - el régimen de esfuerzos alrededor de la punta de la fractura tiende a mantener las fracturas separadas. Sin embargo, bajo la influencia de las tensiones complejas en el wellbore y las perforaciones, las fracturas pueden unirse, dando a veces varios caminos estrechos hacia una única gran fractura. Por lo tanto el fluido de tratamiento tiene que viajar de una región que contiene un gran número de pequeñas fracturas a una región que contiene un pequeño número de grandes fracturas. Al hacerlo, el fluido tiene que moverse a través de una serie de fracturas complicadas y estrechas - o dicho de otra manera, a través de un camino tortuoso. Esta tortuosidad puede producir una significativa pérdida de presión, resultando en una fractura más pequeño de lo esperado y con posibles arenamientos prematuros antes de completar el tratamiento.

El arenamiento también puede ser causado por la tortuosidad por otras razones – el ancho de estos canales a través de la roca no son lo suficiente grandes para poder llevar el propano concentrado pasando a través de ellas. Esto causa un puente de propano que impide cualquier flujo adicional de propano.

La tortuosidad se manifiesta como una caída de presión en la región cercana al wellbore. Hay también otros fenómenos que pueden resultar en caída de presión en la cercanía del wellbore tal como una pobre calidad en los perforados. Sin embargo, el punto importante es que hay una pérdida de presión, la cual puede ser una porción sustancial de la presión neta observada, es decir, la energía total disponible para propagar la fractura.

Debido a que las presiones en el interior de la fractura llevan las presiones a la superficie, la pérdida de presión debido a la tortuosidad produce realmente una BHTP superior y por lo tanto mayor STP. Esto daría la impresión que la presión neta es mayor de lo que realmente es. Por ejemplo, para un pozo con una presión neta de 200 psi y 300 psi de presión de pérdida debido a la tortuosidad, a un ingeniero que no es consciente de la tortuosidad, le parecería que la presión neta es de 500 psi, cuando en realidad no lo es. Esto significa que Ingeniero de diseño que está realizando el trabajo, asuma que el fluido de fractura tiene mucha más energía para crear un volumen fractura que lo que realmente tiene, resultando potencialmente en un diseño de tratamiento que contenga más propano de lo que físicamente puede ingresar a la fractura. Por tanto, es importante comprender la magnitud de la pérdida de presión cerca del pozo, de modo que este puede ser considerado en el diseño del tratamiento.

No todos los wellbore's son afectados por la tortuosidad ni tampoco todas las formaciones son susceptibles a la tortuosidad. Sin embargo, hay algunas formaciones donde es casi imposible colocar algún propano a pesar del hecho que es relativamente fácil crear y propagar una fractura.

Los siguientes son algunos factores que afectan la tortuosidad, siendo que algunos pueden ser controlados y otros no:

10.1.1 Longitud del intervalo perforado

Toda perforación es una fuente potencial de iniciación de la fractura, entonces, mientras más perforaciones existan, se tendrá mayor chance de tener fracturas múltiples y complejidad entre los perforados y la fractura. Reducir el número de perforados ayuda a ser más simple las cosas, sin embargo, mientras esto ayuda

en la ejecución de la fractura, esto puede conducir a fracturas “chokeadas” durante la producción, lo cual es un impedimento en formaciones de alta permeabilidad.

10.1.2 Dirección y fase de los perforados

La óptima estrategia de perforación en pozos verticales es 180° de fase, orientadas en la dirección del máximo esfuerzo horizontal. La fractura tendrá la tendencia de propagarse en esta dirección. El único camino para hacer esto es a través de perforaciones orientadas y el conocimiento del azimut de la fractura a priori. Las perforaciones que se apuntan fuera de la dirección del máximo esfuerzo horizontal incrementarán la complejidad de la situación near-wellbore.

10.1.3 Diámetro de la bala y profundidad de penetración

Un trabajo hecho por Pongratz Et (2007), indica que la fractura se forma inicialmente desde la base de las perforaciones, en la interface cemento-roca, más que en el extremo o lado del túnel de perforaciones. En tales casos, diámetros pequeños (usualmente, aunque no siempre, asociados con cargas de penetración profunda), producen un pequeño “stress cage” (caja de esfuerzo) alrededor del túnel de perforación y hacen el inicio de la fractura más fácil y menos compleja. Este efecto es mucho mayor en formaciones duras de baja permeabilidad.

10.1.4 Dureza de la roca

Ello se refiere a rocas con alto módulo de Young's y baja resistencia a la fractura, las cuales tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que las rocas suaves. En este tipo de formaciones frágiles, ya hay una fractura formada como consecuencia de la explosión de la carga de cada perforado o punzado. Cuando nosotros bombeamos el fluido, lo que se hace es que estas fracturas se extienden a través de un medio que permite la extensión de la fractura de una manera fácil. Debido al alto módulo de Young, las concentraciones de esfuerzos en la punta de la fractura son más intensas y así estas fracturas pequeñas son menos propensas a unirse. Es decir, las rocas duras son más propensas a producir un gran número de pequeñas fracturas que las rocas blandas.

10.1.5 Desviación de los pozos

Los pozos desviados tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que los pozos verticales. Como en la propagación de la fractura, la roca se comprime a

cada lado de ella, será más difícil para otras fracturas, propagarse en esta misma zona. Existen algunas evidencias que sugieren que en algunos pozos desviados, la fractura puede iniciarse a lo largo del pozo, en algún momento, no demasiado lejos del pozo, la fractura crecerá lo suficiente como para que la influencia del pozo sea menos significativa que la influencia de los esfuerzos in situ. En este punto de la fractura tiene que cambiar su orientación, rápidamente si la roca es muy duro. Esto produce una "esquina" alrededor de la cual el fluido y el propante tienen que fluir, lo cual provoca una mayor pérdida de presión. Por lo tanto, las rocas duras en pozos altamente desviados, son más propensas a experimentar problemas de tortuosidad que las formaciones suaves en pozos verticales. Esto no significa, que la tortuosidad no se encuentra en formaciones blandas o en pozos verticales, simplemente significa que es menos probable.

10.1.6.- Contraste del esfuerzo horizontal

Los contrastes entre el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal pueden también influenciar en la tortuosidad. Cuando hay un gran contraste entre el esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo, $\sigma_{h,max} \gg \sigma_{h,min}$, esto produce un estrechamiento de la fractura hacia el pozo y un radio de giro muy ajustado para la fractura



Fig. 10.1 Diagrama con gran diferencia de esfuerzos entre el máximo y mínimo.

Cuando hay poca diferencia entre los dos esfuerzos horizontales, $\sigma_{h,max} = \sigma_{h,min}$, entonces la fractura se inicia con un ancho más amplio y gradualmente cambia de dirección.

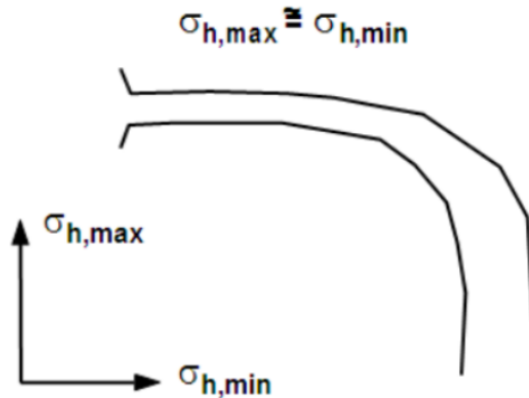


Fig. 10.2 Diagrama con pequeña diferencia de esfuerzos entre el máximo y mínimo.

Por lo tanto, dependiendo de la orientación de la fractura inicial (que es a su vez se ve afectada por la estrategia de perforación y desviación del pozo), el contraste entre los esfuerzos horizontales de la roca, pueden tener un efecto significativo sobre la tortuosidad.

10.1.7 Cura de la Tortuosidad

Si la tortuosidad es detectada antes de iniciar el tratamiento principal, algunas veces puede ser curada bombeando un “slugs”, que viene a ser un fluido viscoso con una baja concentración de arena. La trasnacional *Maersk Olie og Gas*, fue la primera en tener éxito en este tema. *Maersk* bombeó un “slugs” en el Minifrac, idealmente en la máxima concentración del propante esperado para el tratamiento principal. Si este “slugs” pasado a la formación sin un aumento significativo de la presión, se podía estar razonablemente seguro de que la tortuosidad no afectaría significativamente el tratamiento. A veces se bombeó una serie de “slugs”, mezclado en concentraciones crecientes de propante. Si estos “slugs” encontraban un aumento significativo de presión, entonces sabían que tenían un problema. Entonces se realizaban bombeos de “slugs” con propante y luego se cerraba con el “slugs” a la altura de las perforaciones y la región del wellbore, con la finalidad de bloquear los canales estrechos y forzar la apertura de los canales anchos.

Años más tarde, *Mearsk* llegó a ser tan diestro en esto - y así familiarizarse con sus formaciones - que desarrollaron un método estándar utilizado en cada tratamiento. Esto consistía en el bombeo de una etapa relativamente larga de arena de malla 100 con una concentración de 1 o 2 ppa durante el Minifrac, seguido por una etapa relativamente corta con propante 20/40 en concentración de 4 o 5 ppa. Luego del Minifrac, el pozo era cerrado con el propante 20/40 a la

altura de las perforaciones. La arena de malla 100 bloquea los canales estrechos, mientras que el agente de sostén 20/40 ayuda a abrir los canales más anchos, de modo que aceptarían el fluido cuando el tratamiento principal sea iniciado. Usando este método, *Mærsk*, logró un récord casi perfecto para los tratamientos en una zona que era conocida por los problemas de tortuosidad.

10.2 ANALISIS DE NOLTE

El Análisis de Nolte es una rama de la teoría fractura desarrollado originalmente por Ken Nolte en 1980. Este análisis utiliza un ploteo de: ($\text{Log } P_{net}$) versus (Log Tiempo), para determinar la forma de la fractura, tal como se ilustra en la siguiente figura

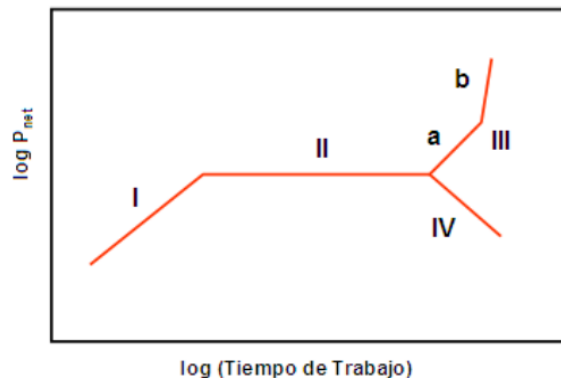


Fig. 10.3 Diagrama con pequeña diferencia de esfuerzos entre el máximo y mínimo.

Como se definió al principio, la presión es una energía almacenada, o en el caso de los fluidos de fractura, es energía almacenada por unidad de volumen. Como trabajo (también conocida como caballos de fuerza) es la tasa de uso de la energía. En un gráfico de presión contra el gradiente del tiempo, sería la cantidad de trabajo que se realiza. En este caso, es la cantidad de trabajo que realiza el fluido de fractura en la formación.

Nolte, utilizó este análisis matemático, (grafico: $\text{Log } P_{net}$ versus $\text{Log Tiempo de trabajo}$), para demostrar que en ciertos gradientes, ciertas geometrías de fractura son aplicables. De la figura 5.2.a, tenemos:

10.2.1 Modo I

Se contiene una buena altura y la fractura preferentemente se propagará en la dirección horizontal.

10.2.2 Modo II

A pesar del crecimiento de la fractura, fractura se propaga con forma elíptica vertical, como en crecimiento horizontal.

10.2.3 Modo III-a

Arenamiento, la fractura se está llenando con propante y tiene la forma de un "globo" con el fin hacer frente al volumen de fluido que está ingresando en la fractura.

10.2.4 Modo III-b

Arenamiento cerca del wellbore. Se hace imposible seguir bombeando más propante a la fractura.

10.2.5 Modo IV

El crecimiento es en altura pero sin control. También la geometría de la fractura es radial.

El trabajo de Nolte se llevó a cabo con respecto a los tres modelos principales en 2D y que fueron utilizados ampliamente a su momento. Sin embargo, sigue siendo una herramienta útil para el ingeniero de fractura para evaluar la geometría de la fractura, sin la necesidad de utilizar un simulador.

El análisis de Nolte, llegó a ser muy popular y al mismo tiempo, las compañías de servicio, comenzaron a utilizar el monitoreo computarizado y los sistemas de almacenamiento de datos en la locación. Esto hizo posible tener un gráfico de Nolte funcionando en tiempo real y proporcionando a la industria su primera herramienta de simulación de fractura en tiempo real y de diagnóstico.

10.3 CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA

La Conductividad Adimensional de la Fractura, (F_{CD}) o Conductividad Relativa de la Fractura, definida por el API como: C_{fD} , es la medida de cuán conductiva es la fractura comparada con la formación. Con el fin de producir un aumento de la producción, la fractura con propante, tiene que ser más conductiva que la formación. Como definimos anteriormente, la conductividad de la fractura (F_C) es

el producto del ancho de la fractura por la permeabilidad del propante. Entonces, la Conductividad Adimensional de la Fractura se define como sigue

$$C_{fD} = \frac{F_c}{X_F K} = \frac{K_p \bar{w}}{X_F K} \dots\dots\dots (10.1)$$

donde: X_F es la mitad de la longitud de la fractura, K_p es la permeabilidad del propante, \bar{w} es el ancho promedio de la fractura, y k es la permeabilidad de la formación. Con la finalidad de que la fractura sea más conductiva, tiene que ser mayor que uno.

Esta ecuación (10.1), compara la habilidad de la formación de entregar fluidos a la fractura, con la habilidad de la fractura de entregar fluidos al wellbore. Si, C_{fD} es menor que uno, entonces, el incremento de producción post fractura, estará limitado por la baja conductividad de la fractura. Si C_{fD} es mayor que uno, entonces el factor limitante para la entrega de hidrocarburos a la fractura será la formación.

De los cuatro componentes, la permeabilidad de la formación es fija, mientras que la permeabilidad del propante se define por el tipo de propante usado, el esfuerzo de cierre y las condiciones que producen. Con el fin de maximizar la C_{fD} , es necesario controlar la media longitud de fractura y al mismo tiempo, conseguir el ancho y la permeabilidad del propante tan grande como sea posible. Si es mayor la cantidad del propante que se coloca por unidad de área de la fractura, entonces, mayor será la fractura apuntalada, es decir que tiene propante. Por lo tanto, hay dos formas de aumentar la C_{fD} : uno: bombeando más propante, o dos: bombeando un propante de mejor calidad.

En formaciones altamente permeables, esto no es suficiente. Incluso con la fractura totalmente lleno de propante de buena calidad, el C_{fD} aún puede ser menor que uno. Por lo tanto, lo más recomendable es usar una técnica llamada el "Tip Screen Out".

10.4 ARENAMIENTO – TIP SCREEN OUT (TSO)

El "Tip Screen Out" es una técnica usada para incrementar artificialmente el ancho de la fractura, sin incrementar la longitud. Como vimos previamente, existe una relación fija entre el ancho y la longitud de la fractura, entonces si

nosotros logramos superar artificialmente esta relación, estaremos incrementando drásticamente la C_{fD} .

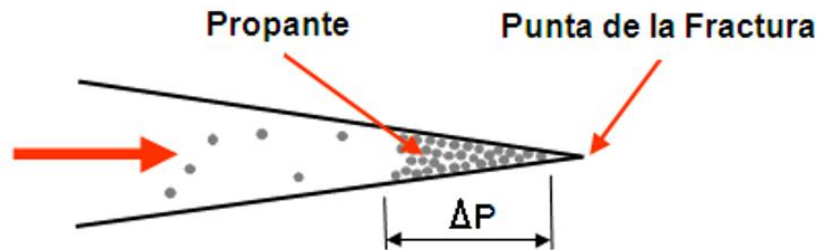


Fig. 7.4 Diagrama representativo de un Tip Screen Out -Arenamiento.

Esta técnica se usa generalmente en formaciones altamente permeables. La alta permeabilidad de la formación significa que es muy difícil conseguir un C_{fD} mayor que uno. Con el fin de generar el "Tip Screen Out" (TSO), el propante es bombeado más rápido de lo que normalmente sería el caso. Como la formación tiene una alta permeabilidad, el fluido de fracturación se filtra a la formación, relativamente más rápida, haciendo que se deshidrate el fluido cargado con el propante. Si el tratamiento está correctamente diseñado, esta deshidratación hará que el propante se acumule en la punta de la fractura. Para que la fractura siga propagándose, una P_{net} positiva debe mantenerse en la punta de la fractura. Como el propante se acumula en la punta de la fractura, el fluido tiene que fluir a través de ella para llegar a la punta y mantener la P_{net} .

Mientras el fluido fluye a través del propante acumulado, este pierde presión debido a la fricción al pasar entre los granos de propante. Cuando el propante acumulado crece lo suficiente, el ΔP del fluido se iguala y luego excede a la P_{net} y por tanto la fractura deja de propagarse.

En este punto, el fluido está siendo bombeado a la fractura y tiene que ir a alguna parte. Parte de este líquido se escape, (pero no todo), por lo que el volumen de fractura aún tiene que crecer, esto significa que la fractura empieza a ensancharse. También significa un aumento en la P_{net} , y que la formación se hace cada vez compacta - esta es la forma como se detecta el TSO durante un tratamiento.

La técnica TSO se basa en dos cosas: una alta permeabilidad (y por lo tanto, alta pérdida de fluido), y un bajo módulo de Young. Por tanto será necesaria una alta pérdida de fluido, para que el fluido con el propante, se deshidrate suficientemente y permita que el propante se acumule en la punta. El bajo módulo de Young es necesario para permitir que el ancho se incremente. Si la formación es demasiado duro (es decir, módulo de Young muy alto), la presión aumentará rápidamente y pronto excederá la presión máxima del tratamiento.

10.5 FRACTURAS MÚLTIPLES

Cualquier perforación es potencialmente una fuente de iniciación de una fractura. Todo lo que se necesita es que la presión del fluido supere la presión de extensión en cualquier punto dado y entonces, la fractura se formará. Qué tan grande sea la fractura, dependerá del volumen de fluido que la fractura reciba. Si las fracturas están lo suficientemente separados (en pozos desviados es bastante fácil), más de una fractura se desarrollará en un tamaño significativo. Esto a menudo es perjudicial, como las fracturas múltiples que cubren el mismo plano vertical, se desperdician en gran medida, a menos que estén ampliamente espaciadas. Adicionalmente, como la velocidad (y por lo tanto, el volumen del fluido de fractura) se divide en dos o más fracturas, el tratamiento termina produciendo una serie de pequeñas fracturas más estrechas (es decir, menos conductivas), en lugar de una gran fractura única. Finalmente, aunque cada fractura recibe sólo una fracción del régimen total, la concentración del propante se mantendrá sin cambios. Como el ancho de la fractura es menor, y la velocidad del fluido está decreciendo, existe una probabilidad mayor que el propante forme un puente y se produzca un arenamiento prematuro.

En resumen, las fracturas múltiples pueden conducir a una estimulación menos efectiva y un incremento en la probabilidad de falla en el trabajo.

La mayoría de los pozos en el mundo son completados con más de un conjunto de perforaciones. Las fracturas múltiples son probables de darse, a menos que se haga algo para aislar estas perforaciones y controlar el punto de iniciación de la fractura. Sin embargo, hay una situación en la que este se utiliza deliberadamente con la finalidad de producir la estimulación de un intervalo completo de una sola vez. Esto se conoce como fractura de entrada limitada.

10.6 FRACTURA DE ENTRADA LIMITADA

Se conoce que cuando se realiza una fractura, los fluidos seguirán la ruta (o rutas) de menor resistencia. Esta resistencia al flujo de los fluidos, procede de tres fuentes: fricción de los perforados, tortuosidad y presiones de extensión de fractura. Todos estos factores pueden variar con el tipo de fluido. Sin embargo, la presión de extensión de fractura y la tortuosidad no son controlables, mientras que la fricción de los perforados si es controlable.

Si la presión de extensión de la fractura de cada formación sería conocida, así como la tortuosidad (que por lo general se supone que es cero), el número y tamaño de las perforaciones se puede variar para equilibrar el flujo de fluido, de modo que cada conjunto de perforaciones recibe la misma proporción de líquidos. Esta técnica se llama Entrada Limitada, ya que estamos tratando de limitar y controlar la cantidad de líquido que entra en cada zona

Al variar el número de perforados, la proporción de líquido que entrar en cada zona se puede ajustar para producir el tratamiento óptimo para esa zona, de hecho que más fluido entrará en las zonas que necesitan más estimulación. Los cálculos para la elaboración del tamaño y número de perforados puede ser bastante complejo, una vez que hay más de dos zonas, se necesitan un modelo de computadora para mantener las cosas en orden. Además, los resultados serán buenos, si la entrada de datos también es buena, si estamos tratando de adivinar el gradiente de frac, entonces también estaremos tratando de calcular el número de perforados necesarios. Finalmente, este análisis también asume perforados perfectas, algo que no se puede garantizar. Por lo tanto, las fracturas con entrada limitada no son confiables a menos que los datos que se dispone sean exactos y precisos.

Aparte de de ser poco fiables, los tratamientos de fractura con entrada limitada tienden a ser muy grandes. El tratamiento trata de colocar fracturas eficaces en varias zonas simultáneamente. Esto significa una gran velocidad y grandes volúmenes de fluidos, así como gran cantidad de propante, ya que este tratamiento está tratando de hacer el trabajo de varios tratamientos más pequeños de una sola vez.

10.7 CONVECCION Y ASENTAMIENTO DEL PROPANTE

La Convección del Propante, es causada por la variación en la densidad del fluido con el propante, y que puede llevar a colocar la mayor parte del propante en la parte inferior de la fractura. Por ejemplo, poner una mezcla de 10 ppa que es mucho más densa que una mezcla 5 ppa. Esto significa que si una mezcla de 10 ppa sigue a otra mezcla de 5 ppa dentro de la formación, la mezcla de mayor densidad tenderá a deslizarse por debajo de la suspensión más ligero, llevando al asentamiento de la mayor concentración del propante a la parte inferior de la fractura, la que no necesariamente pueden estar conectado con las perforaciones. Esto se ilustra en la siguiente figura.

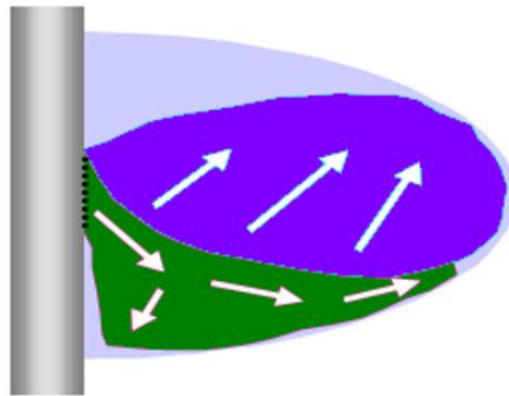


Fig. 10.5 Diagrama representativo de la convección del propante.

La convección del propante realmente no es un problema en el diseño del Tip Screen Out (TSO), ya que el plan original es llenar completamente la fractura desde la punta hasta el wellbore. Sin embargo, cuando se fractura formaciones de permeabilidad bajas, la convección del propante puede causar serio problemas. La forma de evitar esto es utilizar largas etapas de propante mezclados en la misma concentración. Una vez en la formación, la mezcla (fluido + propante), se deshidrata con el tiempo debido a la pérdida por filtrado – incrementando las PPA del propante - por lo tanto puede ser necesario incrementar gradualmente la concentración del propante en el blender conforme avanza el tratamiento.

El Asentamiento del Propante, se produce cuando el fluido de fractura no tiene una viscosidad suficiente para suspender el propante dentro de la fractura, haciendo que el propante se mueve hacia abajo, llevándolo en el peor de los casos, a una fractura que sólo tenga propante correcto en la parte inferior. Esto puede estar completamente desconectado del wellbore. Una vez más, este

fenómeno no es un problema cuando se está realizando un tratamiento tipo TSO. Sin embargo, en formaciones de baja permeabilidad, especialmente aquellos con largos tiempos de cierre, el asentamiento si puede ser un problema significativo.

La clave para prevenir la sedimentación del propante, es diseñar el fluido de fractura correctamente. Con la finalidad de evitar dicha sedimentación, el fluido de fractura debe exhibir buenas cualidades de transporte del propante a la temperatura estática del fondo (BHST) por lo menos para el tiempo de trabajo previsto, tiempo de cierre anticipado y más un factor de seguridad. Esto puede ser probado usando el reómetro modelo 50 de alta temperatura. Un criterio ampliamente aceptado para el transporte del propante es tener al menos 200 cp de viscosidad aparente a un régimen de corte de 40 seg⁻¹. Debemos tener en cuenta, que este criterio, no es un estándar API ya que es algo subjetivo. Diferentes estándares se utilizan en diferentes lugares.

Una ecuación para calcular la velocidad terminal (es decir, la velocidad máxima posible) para una partícula esférica que cae a través de un fluido de ley de potencia, puede ser dado por la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{1}{36} \sqrt[n']{\frac{0.04212 d_p^{n'+1} (SG_p - SG_f)}{K'}} \dots\dots\dots (10.2)$$

donde: donde V_t es la velocidad terminal (pies/seg), d_p es el diámetro del grano del propante (pulgadas), SG_p es el peso específico absoluto del propante, SG_f es el peso específico del fluido, n' es el índice de comportamiento de flujo (adimensional) y K' es el índice de consistencia (lbs.sec^{n'}ft⁻²).

10.8 FLOWBACK O CONTRAFLUJO DEL PROPANTE

Se define como contraflujo al hecho cuando el propante que se ha colocado en la fractura, fluye de regreso al pozo durante la producción, es decir sale de la fractura y vuelve a superficie. Este ha sido un tema de intenso debate y de investigación en los últimos 10 años. Entre algunas de las causas del contraflujo del propante, tenemos a los siguientes:

10.8.1 Ciclo del Esfuerzo o Tensión

Cada vez que la presión del pozo disminuye, el esfuerzo de cierre sobre el propano va en aumento, debido a que la presión del reservorio en la fractura se estará reduciendo efectivamente. Cuando el pozo se cierra, la presión se acumula de nuevo y la presión de cierre se reduce. Este es el ciclo del esfuerzo, que se identificó por primera vez en 1994 por Shell y Stim-Lab como una causa importante del contraflujo del propano. A medida que el pozo se abre y se cierra, el empaque del propano se expande y se contrae ligeramente, lo que debilita su integridad. Si el ciclo de la tensión se realiza suficientes veces - o demasiado rápido - el empaque literalmente "se rompe", lo que permitirá que el propano vuelva a fluir hacia el pozo. Por esta razón, los pozos que se han sido fracturados deben ser manejados con mucho cuidado, no se deben cerrar a menos que no haya alternativa, y si se tiene que cerrarlo, entonces deberá hacerse con mucho cuidado y lentamente.

10.8.2 Formaciones débiles

Si la formación que sostiene el propano se deshace, entonces el propano tendrá un contraflujo. Para formaciones que son susceptibles a ello, se hace necesario fracturar y empacar (empaque de grava), en lugar de fracturar solamente y prevenir el contraflujo.

10.8.3 Insuficiente conductividad de fractura

Si la fractura empaquetada tiene una conductividad insuficiente, especialmente en el wellbore, la mayor velocidad de los fluidos producidos, junto con el incremento del gradiente de presión a lo largo del plano de la fractura, resultará en un aumento de la fuerza neta que actúa para empujar hacia afuera los granos individuales del propano de la fractura.

10.8.4 Calidad del fluido de fractura

Si el fluido de fractura no tiene suficiente viscosidad para mantener el propano en suspensión hasta que la fractura se cierre, entonces el propano se asentará en la parte inferior de la fractura. En casos extremos, esto puede resultar en tener todo el propano en la mitad inferior de la fractura, mientras que la mitad superior se cierra sobre nada. Esto último, creará un espacio vacío en la parte superior como se ilustra en la siguiente figura.

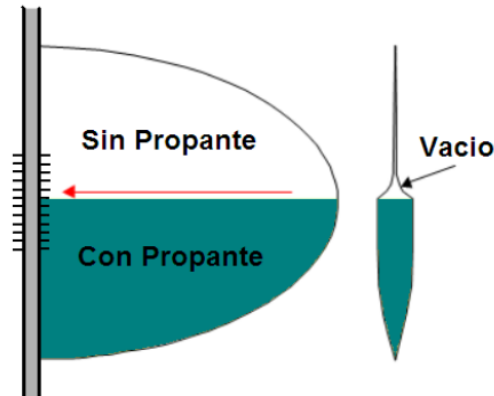


Fig. 10.6 Diagrama representativo del efecto "pipelining" (canalización)

Siendo un pozo productor, el fluido fluirรก rápidamente a travs de la parte superior del propante empaquetado, es decir a travs del espacio vacio, ya que este es el camino de menor resistencia. Al hacerlo, el fluido recogerรก granos del propante y los llevara hacia fuera de la fractura, e incluso hasta la superficie. Este efecto se conoce como "pipelining" (canalizaci3n) y puede resultar en que casi todo el propante regrese fuera de la fractura.

10.8.5 Prevenci3n del Contraflujo del Propante

Una vez que el contraflujo del propante ha comenzado, por lo general es muy difcíl detenerlo, por lo tanto, la mejor opci3n es evitar el contraflujo del propante antes de que suceda. Obviamente, un tratamiento bien diseado utilizando un fluido de fractura de buena calidad, junto con un buen manejo, puede recorrer un largo camino para atenuar el contraflujo del propante. Sin embargo, tambi3n es cierto que para algunas formaciones, esto no es suficiente. Para combatir esto, hay varios m3todos diferentes los cuales pueden ser empleados.

10.8.5.1 Propante Revestido con Resina.- Es el m3todo m3s com3n para controlar el contraflujo del propante. El propante revestido con resina (RCP) es simplemente el propante que ha sido recubierto con una capa diseada para hacer que los granos del propante se peguen. Por lo general, se requiere una temperatura y un esfuerzo de cierre para que esto suceda. Los propantes revestidos con resina (RCP) son de dos tipos principales: curables y pre-curados (o templado). Los RPC curables, tienen un revestimiento blando, que est diseado para curarse quimicamente cuando se exponen a la temperatura, los RCP pre-curados, tiene una capa de resina m3s dura, que se basa m3s en la presi3n de cierre para que los granos de propante se peguen. Los RCP tienen un efecto adicional, que hace al propante m3s tolerante a la presi3n de cierre,

porque la capa de resina captura la permeabilidad - reduciendo la producción de finos a medida que la fractura se cierra.

Los RCP se utilizan generalmente como una alternativa al propante ordinario, sea para todo el tratamiento, o para las últimas etapas del propante. En este último caso, si bien es más barato, pero es menos fiable, ya que no hay garantía de que la etapa que se bombea será la última etapa y que quedará posicionado por el pozo, pues un arenamiento prematuro podría hacer que la etapa que contiene el propante revestido con la resina no llegue a la posición planeada.

Los RCP pueden ser muy eficaces, pero tiene tres desventajas que debemos tomar en cuenta: a).- en primer lugar, el costo es caro, casi siempre es hasta mas dos veces más caro que el propante no revestido, b).- en segundo lugar, puede tener un efecto significativo en el fluido de fractura, especialmente a alto pH, ya que algo de la resina se elimina y se disuelve en el fluido, c).- finalmente, los sistemas neumáticos de manipuleo a granel estándar que se usan para el manejo de grandes volúmenes de propante, no se puede utilizar para RCP ya que la capa de resina puede desprenderse.

10.8.5.2 Micro-Fibras.- Otro método para prevenir el reflujo del propante es el bombeo de fibras muy pequeñas junto con el propante. Estas fibras, si se utilizan en cantidad suficiente, formarán una malla tridimensional dentro del empaque del propante, actuando para evitar que los granos individuales se deslizen una sobre otra. El uso de estas fibras puede dar lugar a una ligera disminución en la permeabilidad de empaque del propante, pero esto puede tenerse en cuenta en el diseño de la fractura. Las fibras son generalmente hechas de un polímero.

Los principales problemas de este sistema, muy aparte de su costo, son de tipo operativo, debido a que las fibras son muy pequeñas, que tienen un área superficial muy alta con relación a su masa. Esto a su vez significa que puede ser muy difícil mezclar las fibras en un fluido, especialmente al paso, durante el tratamiento. Debido a la gran diferencia de gravedad específica entre el propante y las fibras, también es muy difícil mezclar el propante y las fibras entre sí, antes de añadirlos al gel.

Las fibras también tienen una temperatura máxima limitada, por encima de la cual se desintegran. Esto reduce significativamente el número de pozos candidatos para este tipo de tratamiento. Por último, si se utiliza en las proporciones incorrectas con el propante (ya sea debido a un mal diseño o

ineficaz mezcla), la propia fibra puede salir fuera de la formación y resultando a veces en una "bola de pelos" que en termine en algún lugar de las instalaciones de producción.

10.8.5.3 Micro-Hojas.- Para competir con la Micro-Fibra, se introdujo un producto que usa pequeñas hojas u hojuelas de polímero, las cuales actúan envolviéndose alrededor del grano del propante. Este sistema tiene serios efectos. a).- primero y desafortunadamente el principal, es que se produce una significativa reducción de la permeabilidad del propante empaquetado, b).- segundo, estas hojas forman una malla tridimensional actuando en una manera similar a las micro fibras. Las hojas también actúan un poco como una capa de resina, ya que pueden atenuar los granos del propante y amarrar los finos. Desafortunadamente, las micro-hojas también sufren de muchos de los mismos problemas de limitación operacional y temperatura que los experimentados por las micro-fibras.

10.8.5.4 Partículas deformables.- Estas partículas, mezcladas con 10 a 15% en peso con el propante, se deformará - en una medida limitada - alrededor del propante a medida que la fractura se cierra. Estos actúan para bloquear los granos del propante juntos y reducir la tendencia a que se deslicen una sobre otra. Las partículas deformables también tienen el efecto de amortiguar los granos del propante y aumentar el área de contacto grano a grano. Estos actúa para aumentar la permeabilidad del empaque del propante, mediante la reducción de la producción de finos.

La principal desventaja de estas partículas deformables es la necesidad de un equipamiento extra para manipular y mezclar en las proporciones correctas. Sin embargo, esto no es peor que las micro-fibras y las micro-hojas.

10.9 CIERRE FORZADO

El cierre forzado es una técnica utilizada para producir un empaque del propante muy ajustado y en el wellbore. Tan pronto como se haya terminado el bombeo del tratamiento, se cierra la línea por donde se realizó el bombeo y se abre una línea auxiliar para comenzar a fluir en superficie a un caudal entre 0,5 - 1,0 bpm. Esto es, antes de que la fractura se cierre y antes de que el fluido se haya roto. Aunque el mecanismo exacto por el cual se evita el contraflujo del propante no está totalmente claro, hay suficiente evidencia empírica para hacer de ella una

técnica válida, en una formación adecuada. Sin embargo, no existen métodos para decidir qué formaciones son adecuados.

Los modernos software de monitoreo de tratamiento y los simuladores de fractura están configurados para permitir el cierre forzado. Muchos de ellos incluso permiten la entrada de un medidor de flujo colocado en la línea de flujo de retorno, mientras se está monitoreando la disminución de la presión post-tratamiento.

10.10 FLUJO NO DARCY

Darcy definió el flujo de fluido a través de un medio poroso en términos de dimensiones de flujo, viscosidad del fluido, presión diferencial y permeabilidad del medio, en una ecuación que es fundamental en la industria del petróleo:

$$q = \frac{k h \Delta P}{\mu (r_e/r_w)} \dots\dots\dots (10.3)$$

Si bien, esta ecuación puede ser muy fiable para el flujo de fluido a través de los medios de permeabilidad relativamente bajas (tales como rocas), que no toma en cuenta los efectos inerciales de flujo, en la escala microscópica, el fluido está constantemente cambiando de dirección a medida que avanza a través de las gargantas y espacios de los poros. Esto representa una pérdida de energía cinética, y así también un aumento de la pérdida de presión por unidad de distancia. Este efecto se cuantifica en la ecuación de Forcheimer:

$$\frac{-dP}{L} = \frac{\mu v}{k_p} + \beta \rho v^2 \dots\dots\dots (10.4)$$

(1) (2) (3)

El término $-dP/L$ es la caída de presión por unidad de longitud a lo largo de la fractura con propano, μ es la viscosidad, v es la velocidad del fluido, k_p es la permeabilidad del empaque con propano, β es una constante (factor "beta", factor de flujo no Darcy, o factor de turbulencia), y ρ es la densidad del fluido.

En la ecuación 5.4, las partes (1) y (2) son básicamente la ecuación de Darcy y la parte (3) es el término no-Darcy, y que es básicamente la energía cinética por unidad de volumen. Obviamente, el efecto de la expresión no Darcy varía con el cuadrado de la velocidad, por lo que a velocidades de flujo inferiores (como para

el aceite que fluye a través de una roca permeable), este efecto es insignificante. Sin embargo, a velocidades de flujos altos (como para el gas que fluye a través de una fractura altamente permeable) este término se vuelve muy importante y puede producir un gradiente de presión muchas veces mayor que la causada por el flujo Darcy.

También vemos que la magnitud del efecto no Darcy es altamente dependiente del factor beta. La magnitud de beta es determinado por un número de factores, pero la determinación experimental del factor beta, ha revelado dos relaciones:

$$\beta \propto D \dots\dots\dots (10.5)$$

donde: D es el diámetro promedio de los granos del propante.

$$\beta \propto \frac{1}{\sqrt{k_p}} \dots\dots\dots (10.6)$$

Los factores β de los propantes artificiales tienden a ser menores que la de las arenas de origen natural, debido a su mayor esfericidad y redondez. En la práctica, los factores β han sido determinados para una amplia gama de propantes y esfuerzos de cierre.

La siguiente tabla muestras valores para diferentes esfuerzos de cierre a partir de los fabricantes del propante:

Esfuerzo de Cierre, psi	β , atm sec ² /gran		
	12/18	16/20	20/40
2000	0.0001	0.0001	0.0002
4000	0.0002	0.0002	0.0003
6000	0.0007	0.0003	0.0004
8000	0.0018	0.0007	0.0007
10000		0.0023	0.0015

Tabla 10.1 Datos del Factor β para CarboLite (propante artificial de cerámica)

Así como se espera un incremento en la tasa de producción, también se espera una pérdida de presión debido al efecto no-Darcy, y esto siempre debe tenerse en cuenta al momento de seleccionar el propante y el incremento de producción.

CAPÍTULO XI: ASPECTOS OPERATIVOS

El concepto de fracturar una capa trae implícito el propósito de crear condiciones favorables para lograr un mejoramiento en la conductividad de la formación respecto a como estaba antes de ser fracturado.

La construcción de este “bypass” requiere de la inyección de diversos fluidos, propantes (agentes de sostén) de permeabilidades adecuadas de manera que puedan soportar la presión de confinamiento y aditivos que proporcionaran propiedades reológicas y de control de filtrado al fluido a ser utilizado.

A pesar de que existen variantes entre los trabajos, para una operación de fracturamiento básicamente se debe preparar un fluido a ser bombeado (generalmente gelificado), mezclarlo con el propante ó agente de sostén, alimentarlo a las bombas de alta presión y bombearlo a alta presión al pozo a través de las líneas de superficie.

Para lograr este objetivo y efectivizar la operación que debe cumplir rigurosamente el diseño pre-establecido, se debe recurrir a una amplia gama de equipamientos especialmente diseñados para tal fin.

11.1 HHP (CABALLAJE) REQUERIDO

La elaboración o determinación de los requerimientos de potencia es un tema relativamente fácil, basado en la información de la presión esperada y el rate de bombeo planificado. La presión estimada puede estar basada en alguna prueba de presión realizada antes del trabajo de fracturamiento o en algunos casos tomados como referencia los datos reales de trabajos anteriores realizados en formaciones y profundidades similares.

El HHP requerido podemos determinarlo con la siguiente ecuación:

$$\text{HHP} = \frac{\text{Presión} \times \text{Caudal}}{40.8} \dots\dots\dots (11.1)$$

donde: la presión esta en *psi*, y el caudal o rate en *bpm*. El 40.8 es el factor de conversión del sistema internacional de unidades a unidades usadas en la industria del petróleo.

Este valor obtenido le dará una idea del mínimo caballaje (HHP), que usted necesita disponer, de cuantos bombeadores y de que tamaño de bombeadores se necesita disponer en locación antes del trabajo. En toda operación es muy normal disponer de al menos un 20% de exceso adicional sobre el valor calculado, para el caso de falla de alguna bomba o de tener una mayor presión de tratamiento sobre lo estimado en el pre-diseño.

Es importante considerar el conjunto de curvas de eficiencia de cada bomba, (llamado: curvas de bombas). Estas curvas muestran el máximo rate y presión que cada bomba puede aportar en cada cambio correspondiente, es decir, nos mostrarán el máximo torque de los motores. También es muy importante considerar la relación entre el motor y la transmisión, y la transmisión y la bomba, los cuales afectarán el torque final disponible.

11.2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques para almacenar el fluido principal a ser bombeado al pozo y que es el de mayor volumen, son tanques construidos de diferentes formas y medidas. Sin embargo, con la experiencia, el uso de estos elementos se van estandarizando y generalmente poseen una capacidad e 500 bbl, habiendo también algunos casos de 470, 440 y 320 bbl.

Estos tanques generalmente están provisionados de 3 ó 4 conexiones con media unión de 4". Las líneas de recirculación de los mismos tanques, predominantemente son de 3", aunque pudieran ser de 4".

Cuando los trabajos demandan de mucho volumen, como es el caso de multifracturas, lo recomendable por una cuestión económica, es la utilización de piletas naturales las cuales deberán estar aisladas y totalmente protegidas. Los volúmenes que se manejan generalmente están en el orden de los 8,000 a 10,000 bbls o más.

Los tanques de fractura están provistos de un manifold de hasta 12" de diámetro con 3 ó 4 salidas de 4". En algunos casos pueden tener salidas laterales para la unión entre varios tanques, de manera tal, que se puedan comunicar entre sí, cuando las necesidades operativas lo requieran.

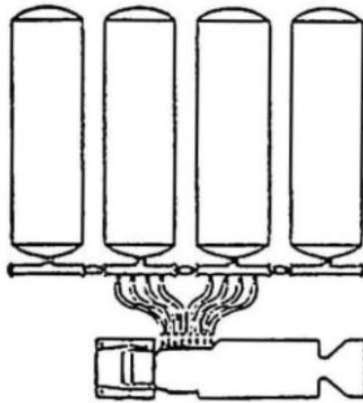


Fig 11.1 Tanque de Almacenamiento – Frac Tank´s

11.3 UNIDAD DE MEZCLADOR – BLENDER

El blender es un equipo especial y es considerado el “corazón” de los equipos de fractura, pues en este equipo es que se logra hacer la mezcla de los aditivos, productos y propante, (arena ó agente de sostén), luego de lo cual se realiza el bombeo de alimentación a los bombeadores ó bombas de alta presión.

Los elementos básicos de una unidad de mezclado – blender, son las siguientes:

- Manifold de succión
- Bomba de succión
- Batea de mezclado
- Bomba de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control

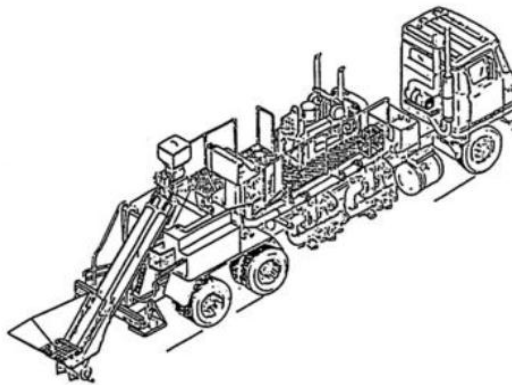


Fig 11.2 Vista general de una unidad de mezclado- Blender

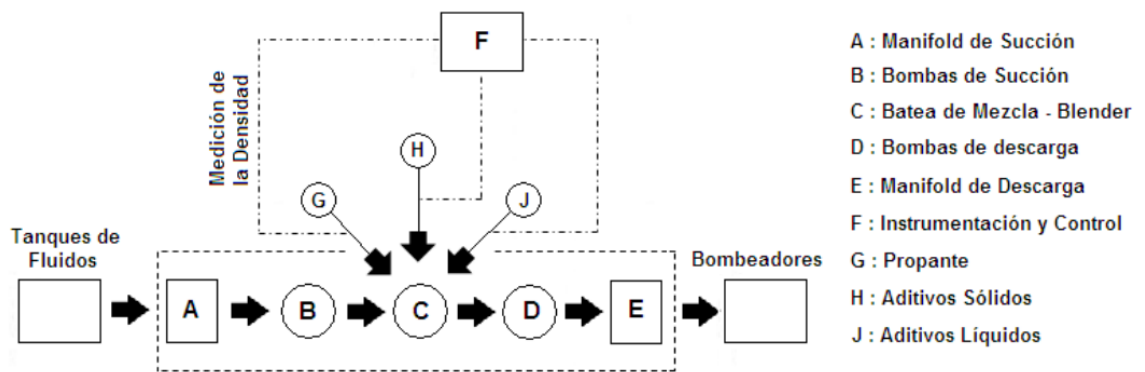


Fig 11.3.b.- Unidad de Mezclado – Blender

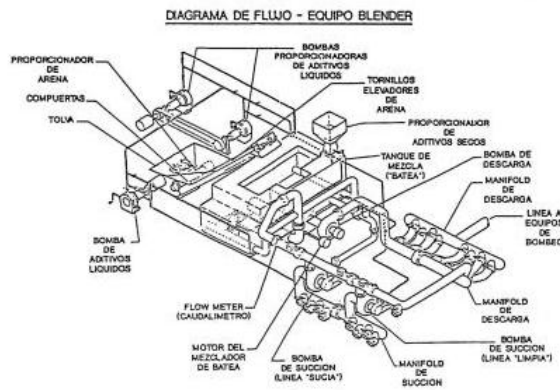


Fig 11.3 Plataforma de una Unidad de Mezclado – Blender

11.3.1 Manifold de Succión

Es la parte del blender cuya función es colectar el fluido de los tanques de fractura y con salida a la bomba de succión. El diámetro de las bocas de succión son medias uniones de 4" y su número puede variar desde ocho hasta dieciocho, generalmente divididas por una válvula de mariposa cuya función es separar dos líneas de bombeo: fluido "limpio", que es la va directamente desde: succión - bomba de succión - manifold de descarga, y fluido "sucio", que va desde: succión - bomba de succión - batea de mezcla - manifold de descarga.

11.3.2 Bomba de Succión

Es una bomba centrífuga. Su función principal de esta bomba es aportar el fluido desde el manifold de succión hacia la batea de mezcla y/o al manifold de descarga, proporcionando caudales exactos de bombeo.

Para lograr la dosificación correcta se colocan unos flowmeters del tipo turbina, que indicará los volúmenes bombeados y que por un sistema de control de válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.

Hay que resaltar que todo el equipamiento de plataforma de la unidad de mezclado, es accionado hidráulicamente a partir de un motor independiente ubicado en la misma plataforma.

11.3.3 Batea de Mezclado

En esta batea se mezcla el fluido proveniente de los tanques de almacenamiento, aditivos y/o productos y el propante. Su construcción es de diferentes formas y medidas, pero lo principal es que basado en las características del fluido, debe ser capaz de soportar el propante en suspensión. Para ello, es construido con unos agitadores-mezcladores de paleta o tornillo sin fin con sus respectivos controles automáticos o manuales.

Durante la operación es muy importante mantener un nivel constante de la batea, ya que una variación de dicho nivel puede provocar unos cambios en la concentración del propante en el fluido, ocasionando variaciones en el diseño y con el riesgo de generar problemas operativos.

El control de aditivos sólidos o en seco, se efectúa con dispositivos asociados a sistemas de celdas o tornillos. Para la adición de aditivos líquidos se recurre a variados sistemas que dependerá del modelo de blender. El sistema que proporciona los aditivos líquidos, utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las RPM de los motores hidráulicos que los impulsa. Cuando los volúmenes son muy pequeños, se optan por usar bombas accionadas por presión de aire del tipo: Alemite, Lyncoln o Geyco, que pueden bombear fluidos corrosivos y no corrosivos, donde el control del caudal se realiza por flowmeters en la línea de bombeo de cada aditivo, pudiendo ser en galones ó litros por minuto.

Además de los aditivos, a la batea se adiciona el propante (arena o agente de sostén), el mismo que estará almacenado y posteriormente transportado en forma independiente al blender. Para su dosificación se utiliza sistemas de proporción tales como: a) dosificadores con celdas y tornillos sin fin, b) tornillos sin-fin dosificadores, y c) encoders.

El control se realiza básicamente por variación en las RPM del motor hidráulico que acciona los tornillos sin-fin y la medición con transducers, los que a la vez envían señales eléctricas a los paneles de control y es donde se realizan los cambios que son necesarios.

11.3.4 Bomba de descarga

Es una bomba centrífuga. Su función principales suministrar el fluido mezclado (fluido + propante) desde la batea hacia el manifold de descarga y de allí a la succión de las bombas de alta presión. En la mayoría de casos, también es utilizada para la gelificación de los fluidos para el retorno a los tanques de almacenamiento.

Las características de esta bomba está dada por: el diámetro de la succión, diámetro de la descarga y el diámetro del impulsor. Por ejemplo: una bomba centrífuga puede ser identificada por la marca y la especificación: 10 x 8 x 21.

La presión normal de descarga del fluido de esta bomba debe estar en el orden de 35 a 60 psi, lo cual asegurará un abastecimiento constante a los bombadores y evitando así que estas puedan “cavitar”, es decir, hacer un vacío al momento del bombeo.

11.3.5 Manifold de descarga

Este elemento funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga, de sistemas de aditivos líquidos y del sistema “línea limpia” y “línea sucia”.

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4” que se conectan a un manifold de succión de los bombadores o directamente a la succión de los bombadores de alta presión.

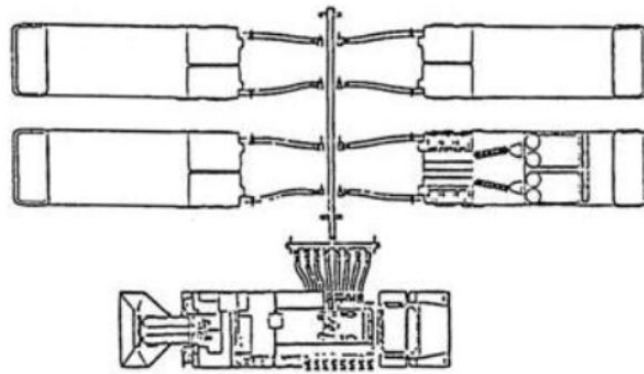


Fig 11.4 Manifold de descarga del blender a un manifold

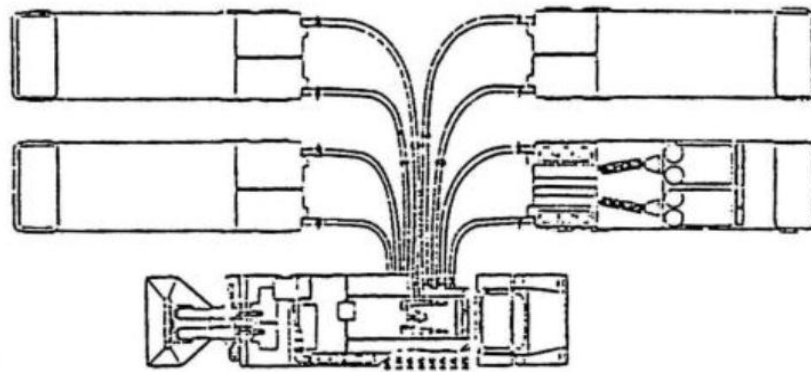


Fig 11.5 Conexión directa desde el manifold de descarga a succión de bombeadores

11.3.6 Instrumental y Control

En los blenders, todo el manejo se realiza desde el panel de control. Las señales de medición del caudal de las bombas centrífugas, los caudales de los aditivos líquidos y sólidos, y la proporción de arena, etc, llegan al panel de control, de manera que el operador pueda tener un control perfecto de las cantidades de todos los materiales involucrados en la operación.

Posteriormente, todas estas mismas señales son transmitidas a la unidad de monitoreo (frac van), donde se encuentra el ingeniero de diseño a fin de que pueda seguir la ejecución del trabajo y asegurarse del total cumplimiento de lo planificado para el éxito de toda la operación.

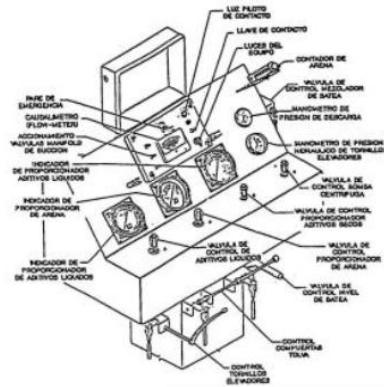


Fig 11.6 Panel de Control Central de unidad blender

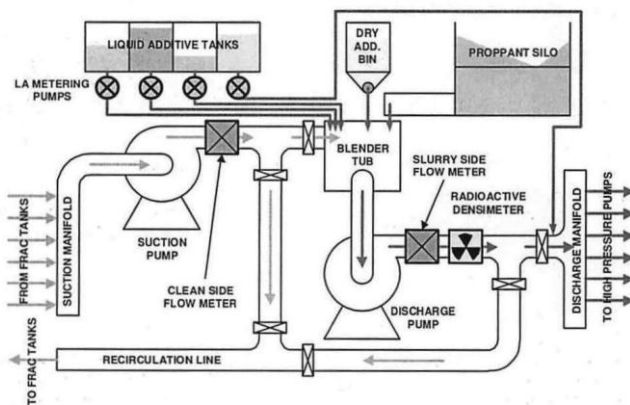


Fig 11.7 Monitor del unidad blender

Las mediciones flujo se realizan con flowmeters de 8", 6" y 2" del tipo turbina, la misma que es activada por el movimiento del fluido a través del cuerpo de este dispositivo. Las paletas de la turbina giran a una velocidad directamente proporcional al caudal del fluido, cortan líneas de fuerza magnética originadas por un "pick-up" magnético. Esta acción crea impulsos eléctricos que son transmitidos por conductores eléctricos a un instrumento de medida usado.

En la dosificación de sólidos, la forma de originar la señal es a través de una cremallera con determinada cantidad de dientes, los mismos que al girar ocasionan el mismo efecto que la turbina en la medición de líquidos.

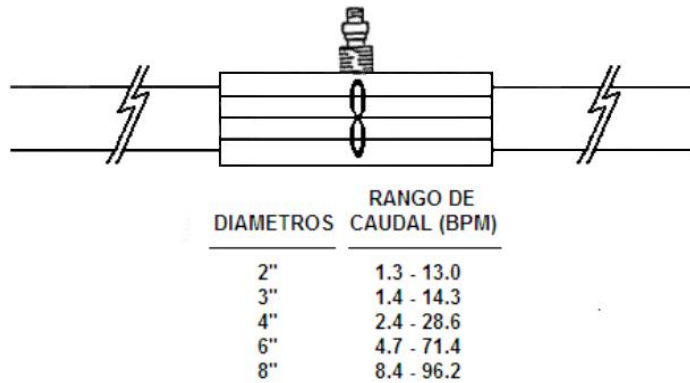


Fig 11.8 Flowmeter para Líquidos

Todas estas partes y elementos relativos a la instrumentación y medición, están en un constante desarrollo apoyados por la parte electrónica. En la actualidad se tiene muchos de estos equipos que vienen diseñados con flowmeters de masa y densímetros nucleares, los cuales proporcionan una medición más exacta de lo que se está bombeando y permite el cumplimiento del diseño planeado y haciendo más exitosas las operaciones.

11.4 BOMBEADORES

Debemos comenzar aclarando que los bombeadores utilizados para los trabajo de fracturamiento son bombas de alta presión y de desplazamiento positivo, las mismas que dan la potencia adecuada o necesaria para vencer las condiciones de fractura de la formación a ser tratada. Las características de la formación, consideradas en el diseño del trabajo, son las que determinarán la cantidad y modelo de bombas a utilizarse.

La mayoría de estas bombas usadas son triplex, aunque también se está haciendo más frecuente el uso de bombas quintuplex. Triplex significa que hay tres pistones actuando para bombear el fluido, similarmente, quintuplex, significa que hay cinco pistones. Estos pistones son accionados por un cigüeñal rotativo tal como se ilustra en la figura 11.4.a.

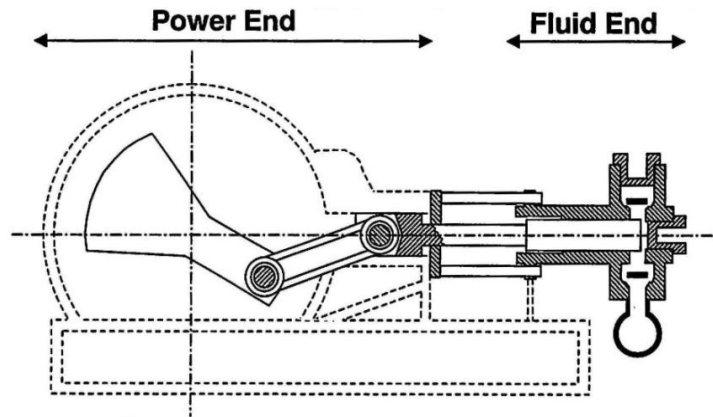


Fig 11.9 Diagrama genérico de una bomba de fracturamiento – Frac Pump

La siguiente figura 11.4.b nos muestra el momento de la succión o la carrera de admisión del ciclo. Como el pistón se mueve hacia atrás, (hacia el power end), el fluido es empujado a través de la válvula de succión por el blender. Esta válvula de succión es cerrada por acción del resorte que tiene y para su apertura requiere de 20-40 psi, lo cual se logra fácilmente por acción del blender.

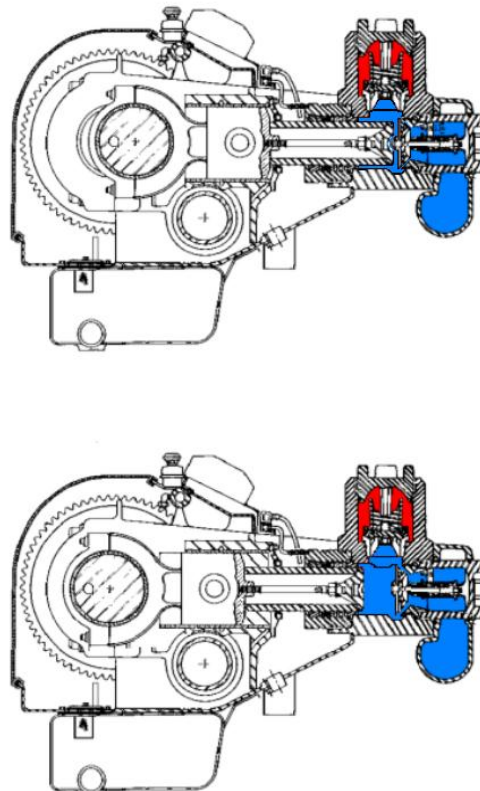


Fig 11.10 Diagrama genérico de una bomba al momento de la succión

La siguiente figura 11.4.c, nos muestra el momento en que la bomba está descargando ó aportando la potencia, es decir, el movimiento del pistón hacia

adelante, desde el power end (parte posterior), ocasiona el cierre de la válvula de succión e incrementando la presión de la “cámara”, lo que a su vez hace que la válvula de descarga se abra permitiendo el paso del fluido hacia las líneas de bombeo de alta presión.

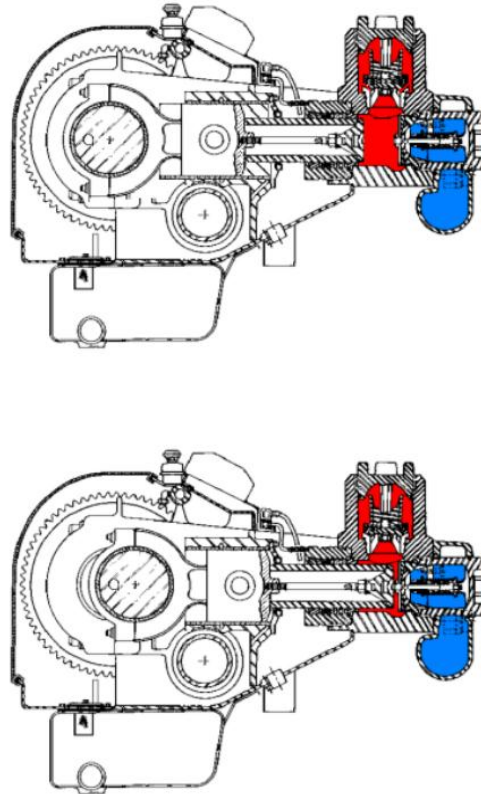


Fig 11.11 Diagrama genérico de una bomba al momento de la descarga

Las bombas de fractura son accionadas usualmente por motores diesel, aunque algunas veces se construyeron equipos con motores eléctricos y turbinas de gas. Estas unidades incluyen una transmisión, la misma que se encuentra entre el motor y la bomba. La transmisión permite saber y operar la bomba en determinado cambio. Un bajo cambio implicará una alta presión y un bajo rate de bombeo, mientras que un alto cambio implicará una “baja” presión y un alto rate de bombeo. Las trasmisiones normalmente incluyen un convertidor de torque, el cuál amplifica el torque proveniente de los motores para una correspondiente caída en la RPM.

Para cada tipo y modelo de bomba, existen unas curvas las cuales permiten conocer el máximo rate de bombeo y máxima presión posible de alcanzar en determinado cambio en la trasmisión.

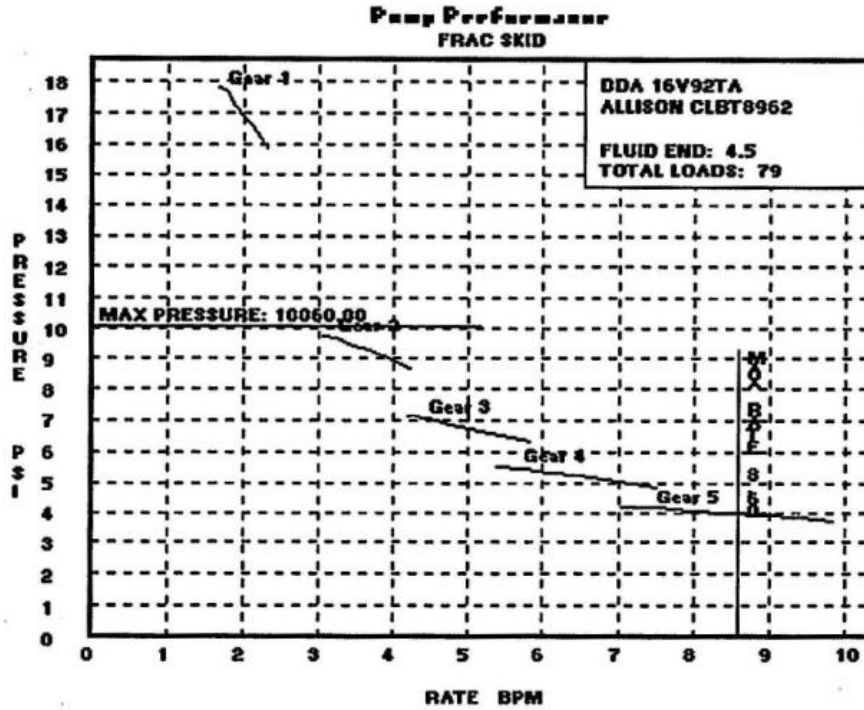


Fig 11.12 Curvas de Potencia de una bomba

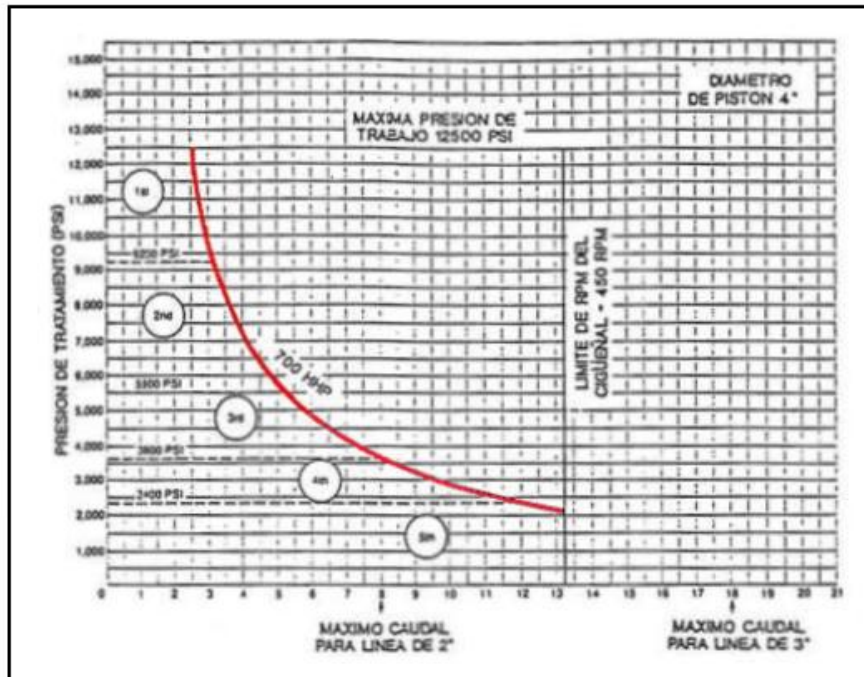


Fig 11.13 Curvas de Potencia de una bomba

Estas unidades de bombeo (frac pumps) existen en una gran variedad de tamaños que van desde 350 HHP a 2,700 HHP. Las grandes bombas (de mayor caballaje), si bien son de un mayor costo efectivo y para grandes tratamientos, tienen la desventaja de ser muy costosas y más difícil de movilizarse por las

carreteras hacia la locación. Las bombas más pequeñas tiene la desventaja de que deben ser mas en cantidad, mayor necesidad de operadores, mayor mantenimiento y necesitar mayor espacio en la locación.

11.5 INTENSIFICADORES DE PRESION

Cuando las exigencias de las presiones de trabajo son más duras, se emplearán mayores concentraciones de arena, y los tiempos de bombeo serán más prolongados, se recurre al uso de unidades denominadas: Intensificadores.

La función principal de los intensificadores es transferir la presión hidráulica proveniente de las unidades de potencia, es decir de un pistón más grande a uno de mucho menor tamaño. Como resultado de esto, es que logra aplicar, con el pistón pequeño, una presión intensificada sobre el fluido bombeado.

El uso de estos intensificadores elimina el desgaste inherente a la utilización de cigüeñales en las bombas triplex. Al tener una carrera mucho más larga se reduce el ciclaje de bombeo (eliminando desgaste en válvulas y empaquetaduras). A su vez son más resistentes al daño por corrosión, tales como ácidos ó altas concentraciones de arena, por lo que puede proveer un mejor servicio cuando las condiciones de la fractura se tornan críticas para las bombas de fractura comunes.

11.6 LINEAS DE FLUJO

En toda operación de fracturamiento hay diferentes conductos por donde el fluido fluye desde que sale de los tanques de fractura hasta ingresar al pozo.

11.6.1 Mangueras de Succión.- Estas son las mangueras que unen los tanques de fractura (donde se almacena los fluidos) con el blender y deben ser en cantidades suficientes de manera que puedan asegurar un normal abastecimiento de fluido de los tanques sin ninguna restricción. Normalmente son mangueras de jebe especial y con un alma de alambre. Sus típicas dimensiones son de 4" x 10ft.

Una "regla practica" para definir el numero de mangueras es considerar que cada una de estas mangueras con las características anteriores es que aportan

8 bpm. Por ejemplo, un trabajo que requiera de 25 bpm necesitará contar por lo menos con 4 mangueras, y adicionalmente, al menos 1 manguera más, por cualquier eventualidad que pueda presentarse en la operación.

También será importante revisar el diámetro del manifold del, o de los, tanques de almacenamiento. Así por ejemplo, un manifold de 8" tiene un área de flujo de 50.26 pulgadas cuadradas, lo que equivale al área de 4 mangueras de 4", lo cual nos limita al uso de solo 3 mangueras, ya que la 4^{ta} manguera será la de contingencia ó back-up. Las mangueras de succión necesitan ser rígido, de lo contrario las bombas de succión del blender puede "chuparlas" y ponerlas planas.

11.6.2 Mangueras de Descarga

Estas son las mangueras que unen el blender con los bombeadores o con el manifold de fractura. Generalmente se utiliza una manguera para cada bomba. Estas mangueras no necesitan ser rígidas y deben ser mangueras "grapeadas" en cada extremo, similar a las conexiones de mangueras de alta presión de sistemas hidráulicos. No se debe usar "clamp" para asegurar la manguera con el terminal de la conexión.

Para rates de bombeo menores a los 5 bpm puede utilizarse mangueras de descarga de 3", pero para rates de bombeo superiores a los 5 bpm, debe usarse mangueras de 4 " - aunque a tasas más elevadas de 15 bpm, más de una manguera se puede ser requerido.

11.6.3 Líneas de Alta Presión

Las líneas de alta presión son líneas de hierro que van desde la descarga de las bombas hacia la boca del pozo y cumplen un rol fundamental ya que son la única porción en superficie que en su interior conduce el flujo de un fluido a alta presión, y en la mayoría de casos, en condiciones abrasivas. El armado de estas líneas debe seguir un estricto cumplimiento de las normas de seguridad y normas estándares de armado, ya que durante la operación toda la zona circundante a estas líneas es un área restringida y cualquier problema será insalvable, a menos que el bombeo sea detenido, con el consiguiente riesgo de fracaso de la operación.

Cuando se bombean fluidos abrasivos - tales como un gel con propante - bajo una línea de tratamiento de alta presión, existe un límite de cuánto es lo

aconsejable bombear, pues por encima de este rate de bombeo, los sellos de las uniones giratorias y de la misma línea, comenzarán a lavarse, por tal razón en la industria se acepta que la velocidad de un fluido de fractura no debe exceder a los 40 ft/sec, esto significa que:

$$Q_{max} = 2.33 d^2 \dots\dots\dots (8.2)$$

donde: Q_{max} es el máximo rate de flujo para cualquier línea de alta presión y esta dado en *bpm*, y d es el diámetro interno de la línea de alta presión en *pulgadas*.

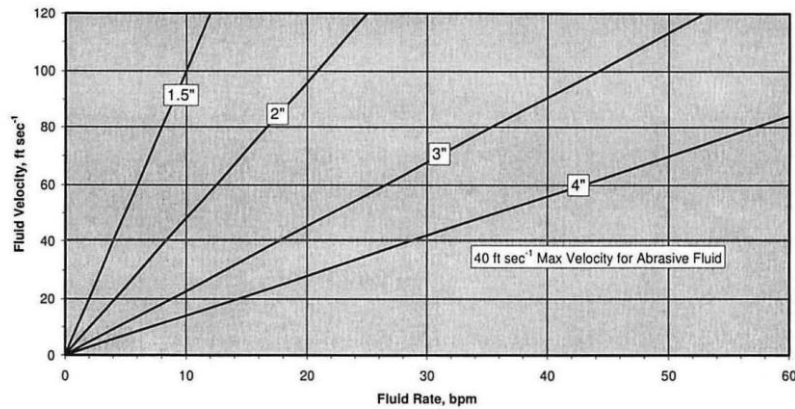


Fig 11.14 Curvas de Velocidad de Flujo

Hay dos consideraciones importantes que debemos tomar en cuenta:

- a) El diámetro interior real de la línea de flujo de alta presión, a menudo es significativamente menor que el diámetro nominal. Para el cálculo de la ecuación 8.2, se debe usar el diámetro interior real.
- b) Para el caso de líneas flexibles, como mangueras Coflexip, estas tienen unas guías de instrucciones separadas por lo que se debe seguir las instrucciones del fabricante.

La erosión de las líneas de flujo de alta presión dependerá de: la velocidad de flujo, el tipo de fluido y el lapso de tiempo que dure el bombeo. Por lo tanto, toda tubería y componente asociado, deberá ser inspeccionado periódicamente según la severidad de los trabajos en los que han sido involucrados.

Es importante que todos los elementos y/o accesorios involucrados para el servicio de fracturamiento, consistan de componentes de idéntico rango de presión y serán conectados con uniones rígidas de rosca no presurizada o del tipo integral.

La forma y el tamaño de armar las líneas hacia el pozo pueden ser diferentes, pero frecuentemente se uso elementos como: adaptadores a la salida de las bombas, uniones giratorias de dos giros (tipo chiksan estilo 50), uniones giratorias de tres giros (tipo chiksan estilo 10), válvulas de pistón (tipo Hammer ó Weco), chiksan de retención (o válvula “check”), conexión “T”, conexión “Y”, etc.

11.7 ALMACENAMIENTO Y MANIPULEO DE PROPANTES

Los propantes a ser bombeados al pozo, tienen que estar almacenados en el pozo previo a la ejecución del trabajo y listos para su uso. Estos tienen que estar limpios y secos y deben ser entregados suave y rápidamente al blender.

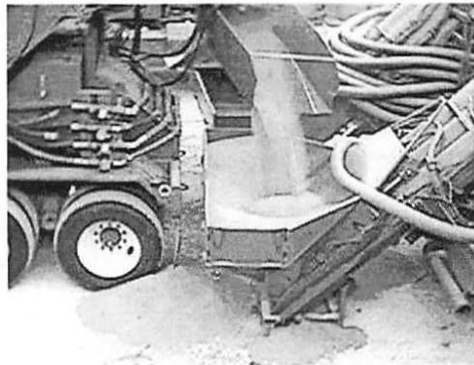


Fig 11.15 Suministro del propante al blender

Hay dos principales métodos de asegurar el suave flujo del propante desde su almacenamiento. El primer método es usando el sistema de gravedad que se basa en que el agente de sostén se almacena en un recipiente que esta a mayor altura que la tolva del blender. La caída de la arena, es controlada por una válvula de compuerta es usada para controlar el rate de arena. Este recipiente puede ser desde un recipiente vertical o desde un camión dumper (volquete).

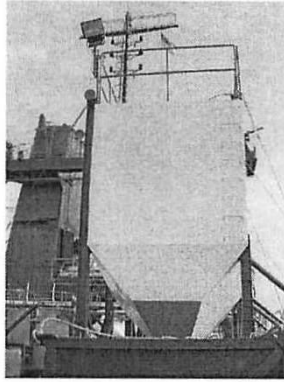


Fig 11.16 Sistema de abastecimiento por gravedad

El segundo método es el uso de un sistema de transporte por medio de fajas para mover el propante desde el recipiente o dumper. Este método es usado básicamente cuando se tiene que realizar trabajos grandes o cuando no se dispone de mucho espacio alrededor del blender

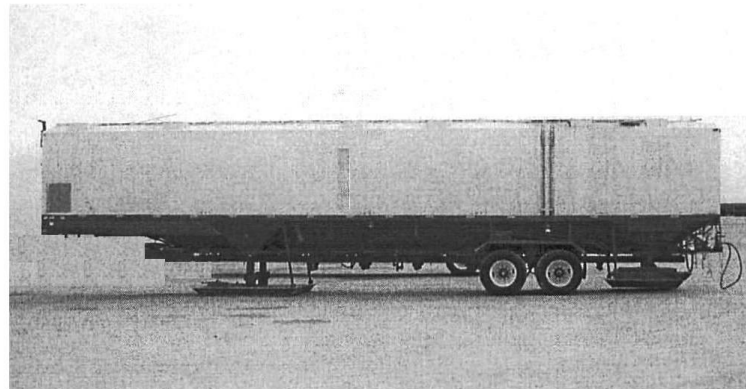


Fig 11.17 Sistema de abastecimiento por fajas de transporte

Normalmente estos equipos se hallan divididos en 3 compartimientos de diferentes capacidades para el evento que se tenga que disponer de diferentes tipos de propante.

Durante el trabajo es muy importante que el sistema de suministro del propante sea de manera suave é ininterrumpida y que el propante se encuentre totalmente seco a fin de no afectar la calibración de los tornillos sin fin del blender.

11.8 UNIDAD DE MONITOREO

En los trabajos de fracturamiento modernos, todos los parámetros pueden ser medidos, mostrados y registrados. El lugar donde se muestra y se registra estos datos es el centro de monitoreo del tratamiento, mas conocida como frac van, desde donde además se controla todo el tratamiento ó trabajo.

Normalmente, desde esta unidad, el supervisor de la fractura, el ingeniero de fractura, el operador de las bombas y el representante del cliente se encuentran siguiendo el trabajo paso a paso y coordinando todas las actividades a fin de que se haga el trabajo conforme lo planificado.

Para este fin, la compañía que ejecuta el trabajo cuenta con unos software, los cuales servirán de soporte para tener toda la información necesaria. Algunos de estos equipos vienen también equipados con instrumentos de laboratorio como: reómetro y medidor de pH, los cuales ayudarán a ver y registrar en tiempo real la viscosidad y pH del fluido que se está bombeando en ese instante.

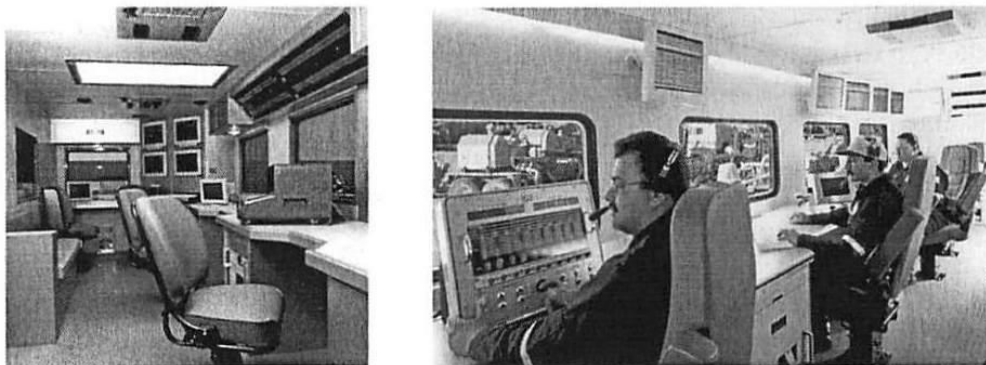


Fig 11.20 Sistema de abastecimiento por fajas de transporte

Los últimos avances logrados en los sistemas de monitoreo, tienen la opción de transmitir los datos de la operación en tiempo real hacia cualquier punto donde quiera seguirse las ocurrencias de la misma. Esto es logrado con el apoyo de la comunicación satelital ó de internet.

12.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL ÓPTIMO

Bajo la asunción de un flujo en estado pseudo-estable; Valko y Economides presentaron un esquema de optimización física para el diseño de fractura.

El máximo valor alcanzable para el índice de productividad adimensional está dado simplemente como función del número de propante.

$$J_{Dopt}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln(N_{prop})} & \text{si } N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[\frac{0.423 - 0.311N_{prop} - 0.089(N_{prop})^2}{1 + 0.667N_{prop} + 0.015(N_{prop})^2} \right] & \text{si } N_{prop} > 0.1 \end{cases}$$

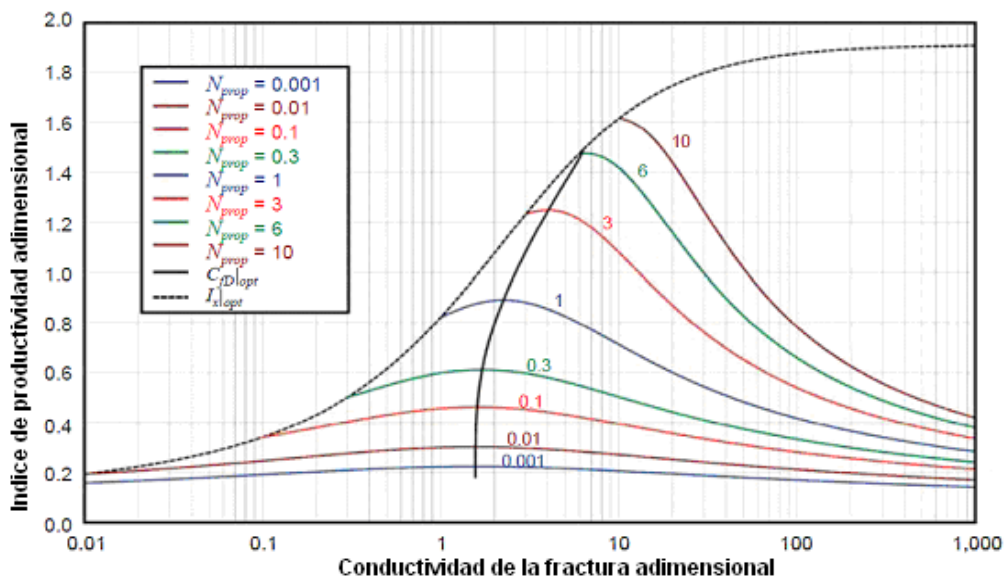


Figura 12.1-1 Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante

La óptima conductividad de fractura adimensional es 1.6 para números de propante bajos. Para números de propante mayores, la óptima conductividad adimensional de la fractura alcanza el valor del número de propante, lo cual es esperado ya que la razón de penetración se aproxima a la unidad. La correlación para el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura en función del Número de Propante está dada según:

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1.6 & si \cdot 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp\left(\frac{-0.583 + 1.48N_{prop}}{1 + 0.142 \ln(N_{prop})}\right) & si \cdot 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & si \cdot N_{prop} > 10 \end{cases}$$

Una vez que la óptima conductividad adimensional de fractura, es conocida, la óptima longitud y ancho de la fractura pueden ser determinados:

$$x_{fopt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h}\right)^{1/2} \quad y \quad w_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h}\right)^{1/2} \quad 12.1-3$$

donde V_f es el volumen de un ala de la fractura, $V_f = V_p/2$.

12.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Las etapas para un óptimo diseño son simples:

1. Determinar el monto de propante alcanzando la formación objetivo
2. Determinar el número de propante
3. Determinar la óptima conductividad adimensional de la fractura a partir del número de propante
4. Determinar el óptimo ancho y longitud desde la óptima conductividad adimensional y el propante disponible.
5. Determinar el tiempo de inyección y el programa del propante ejecutando las dimensiones óptimas.

Una vez que son conocidos, el volumen de propante que será ubicado dentro de una esquina de la fractura, V_f y la óptima conductividad adimensional de la fractura, las óptimas dimensiones de la fractura pueden ser calculadas de la ecuación 12.1-3

12.3 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE DISEÑO DE FRACTURA

Se ilustrará el diseño incorporando el paquete de diseño HF2D consistente de hojas de cálculo para el diseño 2D de tratamientos de fractura tradicional (permeabilidad moderada y rocas duras). Las siguientes hojas de cálculo están disponibles³⁸:

En H2DPKN:

- Diseño tradicional con Modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren)
- Diseño con CDM (Daño Mecánico Continuo) con Modelo PKN

En H2DGDK:

- Diseño tradicional con Modelo GDK

La única característica de este paquete de diseño es su procedimiento. El diseño empieza con el monto de propano disponible. Entonces las óptimas dimensiones de la fractura son determinadas. Finalmente, el programa (schedule) del tratamiento es encontrado para realizar la óptima colocación del propano. Si las restricciones no permiten una óptima colocación, una sub-óptima colocación es diseñada. Entonces, no se debe aceptar automáticamente el diseño “subóptimo”. En su lugar, se deberá analizar las razones y seleccionar otra opción (por ejemplo Tip Screenout).

Los resultados incluyen requerimientos de fluido y propano, programa del propano, rates de inyección, e información adicional sobre la evolución de las dimensiones de la fractura.

12.3.1 Requerimientos de Data

La siguiente tabla contiene la descripción de los parámetros de ingreso:

Parámetro de Ingreso	Anotación
Masa de propano para (dos alas), lbm	Esta es la más importante variable de decisión del procedimiento de diseño
Sp grav del material propano (water=1)	Por ejemplo, 2.65 para arena
Porosidad del paquete de propano	La porosidad del paquete puede variar con el esfuerzo de cierre, un valor típico es 0.3
Permeabilidad del paquete de propano, md	La permeabilidad retenida, incluido los efectos de residuo de fluido y esfuerzo de cierre, puede ser reducida por un factor tan grande como 10 en caso de flujo no-Darcy flow en el frac. Permeabilidades realísticas podrían estar en el rango de 10,000 to 100,000 md para condiciones de flujo in situ. Valores proporcionados por los proveedores, como 50,000 md para propano “alta resistencia” deben considerarse con precaución.
Max diámetro prop, Dpmax, inch	De tamaño mesh, para arena mesh 20/40 esta es 0.035 in.
Permeabilidad de la formación, md	Permeabilidad efectiva de la formación.

Espesor Permeable (leakoff), ft	Este parámetro es usado para calcular el índice de productividad (como espesor neto) y en los cálculos para el coeficiente leakoff aparente, debido a que se asume que no hay leakoff (y spurt loss) fuera del espesor permeable.
Radio del pozo, ft	Necesario para calcular el factor pseudo skin.
Radio de drenaje del pozo, ft	Necesario para el diseño óptimo. (No sobreestimar la importancia de este parámetro).
Pre-treatment skin factor	Puede ser cero, no influencia en el diseño. Afecta solamente las "veces de incremento" en la productividad, ya que es usado como base.
Altura de la fractura, ft	Usualmente mayor que la altura permeable. Uno de los más críticos parámetros de diseño. Puede obtenerse de información litológica, o puede ser ajustado iterativamente por el usuario, estará en el orden de la longitud del frac.
Módulo plano de esfuerzo, E' (psi)	Definido como módulo de Young dividido por uno menos el cuadrado de la razón de Poisson. $E' = E / (1 - \nu^2)$ Es casi lo mismo como el módulo de Young, y es cerca de dos veces el módulo de corte, debido a que la razón de Poisson tiene pequeño efecto sobre el. Para rocas duras puede ser 10^6 psi, para rocas suaves 10^5 psi o menos.
Rate de inyección del slurry (dos alas, liq + propante), bpm	El rate de inyección es considerado constante. Incluye a ambos el fluido fracturante y el propante. A medida que más propante es adicionado, el rate calculado de inyección será menor. Un valor típico es 30 bpm.
Reología, K' (lbf/ft ²)*sn'	Consistencia de ley de potencia del fluido fracturante (slurry, en frac)
Reología, n'	Índice de comportamiento de flujo en ley de potencia
Coeficiente Leakoff en formación permeable, ft/min ^{0.5}	El coeficiente leakoff fuera de la formación permeable es considerado cero. Si la razón de la altura del frac a la formación permeable es alto, el coeficiente leakoff aparente calculado desde este ingreso será mucho menor que el ingreso para este parámetro. Si el leakoff está significativamente fuera de la arena neta, se deberá ajustar este parámetro cuando se ajusta la altura de la fractura.
Coeficiente de pérdida por goteo, Sp, gal/ft ²	La pérdida por goteo en la formación permeable. Fuera de la formación permeable la pérdida por goteo es considerada cero. Ver anotación arriba.
Max posible concentración de propante adicionado, lbm/galón de fluido (ppga)	La más importante restricción de equipamiento. Actualmente algunos mezcladores pueden proporcionar más que 15 lbm/gal de fluido neto. A menudo no es necesario ir a la máxima técnica concentración posible.
Multiplicar la longitud opt por factor	Este parámetro de diseño puede ser usado para diseño sub-óptimo. Si la longitud óptima es demasiado pequeña (y el ancho de la fractura es demasiado grande), un valor mayor que la unidad es usado. Si la longitud óptima es demasiado grande (y el ancho de la fractura es demasiado pequeño), un valor fraccional es usado. Esta posibilidad del usuario de intervenir para investigar los pros y contras de las salidas del óptimo técnico. El valor por defecto debe ser 1.

Multiplicar pad por factor	De acuerdo a lo sugerido por Nolte, el exponente del programa de concentración del propano y la fracción de pad (relativo al volumen inyectado total) son considerados iguales. Esto sucede si el parámetro de diseño es su valor por defecto, que es 1. El usuario puede experimentar con otros valores. Ello tendrá el efecto de acortar o alargar el período del pad que está teniendo menos o más conservador diseño. El programa ajustará el esquema del propano, de manera de asegurar el requerido monto de propano inyectado
----------------------------	--

Parámetros adicionales de ingreso son:

TSO criterio Wseco/Wmojado	Este parámetro de diseño aparece solamente para el diseño TSO. Este especifica la razón del ancho seco (asumiendo solamente que el propano "seco" es menor en la fractura) al propano mojado (dinámicamente logrado durante el bombeo). De acuerdo a las asunciones, el screen-out sucede cuando la razón del ancho seco al mojado alcanza un valor especificado por el usuario. Se sugiere un número entre 0.5 y 0.75., pero el mejor método es gradualmente calibrar este parámetro en el campo por la evaluación de exitosos tratamientos TSO.
Presión de cierre, psi	La presión de cierre es irrelevante para el diseño tradicional PKN y diseño PKN-TSO (a los que le interesa solo la presión neta). Sin embargo, se necesita la presión de cierre para el diseño CDM, debido a que en el modelo de Daño Mecánico Continuo la velocidad de propagación de la fractura es afectada por el valor absoluto del esfuerzo mínimo. Entonces este valor es un parámetro de entrada para el diseño PKN-CDM.
CDM Ci^2 , $ft^2/(psi-seg)$	Este parámetro combinado CDM (junto con la presión de cierre) influenciará la velocidad de propagación de la fractura. Si este valor es "grande" (por ejemplo es del orden de 1) no hay retraso en la propagación de la fractura y esencialmente el modelo se conduce como un tradicional modelo PKN. Si este valor es menor (e.g. $0.01 ft^2/(psi-seg)$) entonces la propagación de la fractura es retrasada. Ello tomará más tiempo para alcanzar una cierta longitud y el ancho y la presión neta son mayores que el calculado con el tradicional modelo PKN. Este parámetro de diseño puede ser estimado mediante el ajuste del exceso de la presión neta experimentado durante el tratamiento de minifrac.

12.3.2 Resultados de los Cálculos

Los resultados contienen las dimensiones óptimas de fractura, seguido por las dimensiones de la fractura logradas tomando en cuenta las restricciones (máximo posible de concentración de propano adicionado). Las restricciones pueden o no permitir lograr el óptimo técnico de dimensiones de la fractura. Un mensaje en rojo señalará si las dimensiones óptimas pueden ser logradas o no.

Las características principales de fractura, tales como mitad-longitud, ancho promedio, y concentración areal de propano determinan la performance del pozo

fracturado, que es obtenida en términos de índice de productividad adimensional y también como factor pseudo-skin.

Los requerimientos de fluido y propante son dados en términos acumulativos y el rate de inyección de fluido y concentración del propante adicionado son presentados como función del tiempo.

Parámetro	Descripción
t, min	Tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo
qi_liq, bpm	Rate de inyección de líquido (para dos alas)
cum liq, gal	Líquido acumulativo inyectado hasta el tiempo t
cadd, lbm/gal	Propante adicionado a un galón de líquido, ppga
cum prop, lbm	Propante acumulativo inyectado hasta el tiempo t
xf, ft	Mitad-longitud de la fractura al tiempo t
wave, in.	Ancho promedio de la fractura al tiempo t
wave / Dpmx	La razón del ancho promedio de la fractura al máximo diámetro del propante, debe ser al menos 3
wdry / wwet	La razón del ancho seco al mojado Durante el bombeo el ancho mojado real es 2 a 10 veces mayor que el ancho seco, eso podría ser necesario para contener el mismo monto de propante sin ningún fluido dentro del paquete. Usualmente la razón debe ser menos que un número prescrito, tal como 0.3-0.5 para evitar screen-out durante el trabajo. El criterio TSO en la versión TSO de la hoja de cálculo de diseño es formulado en función de esta razón. En la hoja de cálculo TSO usualmente un valor de 0.5 – 0.7 es especificado como la razón crítica TSO. Este parámetro de ingreso controla el diseño TSO.

12.4 DISEÑO TÍPICO PRELIMINAR FORMACIÓN DE BAJA PERMEABILIDAD

La Tabla 12.4-1 muestra datos disponibles para una formación (con una permeabilidad de 1 md y arena bruta de 160 ft). Los datos de ingreso incluyen el radio del pozo y el radio drenaje (calculado de 40 acres de espaciamiento). Estos importantes parámetros del reservorio no deben ser excluidos.

Una decisión preliminar del tamaño del tratamiento es que 60,000 lb_m de propante deben ser inyectados. Al anticipado esfuerzo de cierre (5,200 psi), la seleccionada arena 20-40 mesh resin-coated tendrá una permeabilidad in-situ de 40,000 md. Este valor ya incorpora el efecto de algunos rompimientos de propante y el decrecimiento de la permeabilidad del paquete de propante debido al imperfecto rompimiento del gel. Obviamente, este es uno de los parámetros claves de diseño, y el ingeniero de diseño debe hacer todo lo posible para tener un estimado lo más relevante que se pueda.

El módulo del plano de deformación (i.e., básicamente el Módulo de Young) es 2×10^6 . Pruebas de minifrac en la misma formación con el mismo fluido usualmente resultan en un coeficiente de leakoff de $0.0017 \text{ ft/min}^{1/2}$; alguna pérdida por chorreo también es anticipada. (Notar que estos valores son con respecto a la formación productiva. Se asume que no hay leakoff fuera de la formación productiva). Los parámetros de reología son provistos por la compañía de servicios (debido a las limitaciones de presión en este caso) el rate de inyección es 22.6 bmp.

Notar que la línea de altura de la fractura está todavía vacía en el resumen de los datos de ingreso (tabla 12.4-1). Se conoce que la arena bruta (i.e., la distancia entre el tope del fondo del intervalo productivo) es 205 ft. Dentro de ese intervalo, sin embargo, solamente 160 ft es el intervalo productivo. Un estimado preliminar de la altura de la fractura debe ser un mínimo de 205 ft, pero la real altura estará relacionada a algunos de otros factores.

Tabla 12.4.1 Datos de Ingreso para el Fracturamiento

ENTRADAS	
Masa de propante para (dos alas), lb_m	60,000
Sp grav de material propante (water=1)	2.65
Porosidad del material propante	0.38
Permeabilidad del paquete de propante, md	40,000
Max diámetro prop, D_{pmax} , inch	0.031
Permeabilidad de la formación, md	1
Espesor Permeable (leakoff), ft	160
Radio del pozo, ft	0.33
Radio de drenaje del pozo, ft	745
Factor skin pre-tratamiento	0.0
Altura de la fractura, ft	205
Módulo plano de deformación, E' (psi)	$2.00E+6$
Rate de inyección del slurry (dos alas, liq+ prop), bpm	22.6
Reología, $K' (\text{lb}/\text{ft}^2) * \text{s}^{n'}$	0.07
Reología, n'	0.45
Coeficiente leakoff en formación permeable, $\text{ft}/\text{min}^{0.5}$	0.0017
Coeficiente de pérdida por goteo, S_p , gal/ft^2	0.01000
Multiplicador de Perdida de Fluido fuera de la arena neta	1.2

Una asunción razonable, en ausencia de datos reales sobre esfuerzo de contraste es que el aspecto de la razón de la fractura creada es 2:1. En otras palabras, se encuentra que la altura de la fractura h_f se ajusta a la longitud objetivo, de manera que $h_f = x_f$.

En este punto, se ingresa un estimado inicial de $h_f = 205$ ft dentro de la hoja de cálculo de diseño, y se especifica las adicionales restricciones operativas como se muestra en la Tabla 12.4-2.

Tabla 12.4.2 Ingresos Adicionales para el Fracturamiento

Max adición posible de concentración de propante, lbm/gal fluido neto	8.5
Multiplicar longitud opt por factor	1.1
Multiplicar pad Nolte por factor	1

De acuerdo a la compañía de servicio, la máxima concentración de propante disponible es 8.5 ppga (lb_m de propante adicionada a un galón de fluido fracturante neto). Los otros dos parámetros son fijados a su valor por defecto.

La salida de la primera corrida de la hoja de cálculo contiene tres partes. En la primera parte una “lista de deseos “es mostrada (Tabla 12.4-3).

Tabla 12.4.3 Óptimo Teórico para Fracturamiento ($h_f = 205$ ft)

SALIDAS	
Óptima colocación sin restricciones	
Número de propante, N_{prop}	0.1309
PI adimensional, J_{Dopt}	0.5
Condición de fractura adimensional óptima, C_{fDopt}	1.6
Mitad longitude óptima, x_{fopt} , ft	187.2
Ancho óptimo de propante, w_{opt} , inch	0.091
Pseudo factor skin post tratamiento, s_f	-4.97
Veces de incremento del PI	3.48

Esta establece que el número de propante es 0.1309, y con el propante ubicado óptimamente, se puede lograr un índice de productividad adimensional de 0.5 y un factor skin tan negativo como -4.97. Las veces de incremento del índice de

productividad de 3.48 (sobre la situación de cero skin que se fijó en el ingreso como base de comparación).

Sin embargo, un mensaje de advertencia (mostrado en la pantalla en rojo y resaltado) indica que la lista de deseos no puede ser realizada.

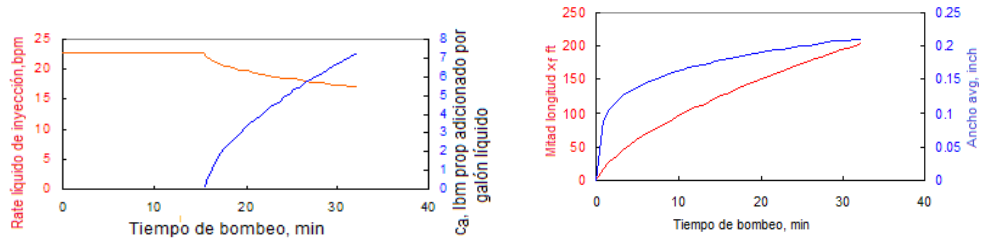
Colocación sub-óptima con restricciones satisfecha	
Longitud modificada	
Razón de aspecto 2:1 ($h_f = x_f$)	2.0

La real colocación del programa de diseño que fue hábil de producir es algo decepcionante, como se muestra en la Tabla 12.4-4

Tabla 12.4.4 Real Colocación para el Fracturamiento ($h_f = 205$ ft)

REAL COLOCACIÓN	
Masa de propante colocada (2 alas)	60,000
Número de propante, N_{prop}	0.1309
PI adimensional, J_{Dact}	0.5
Condición de fractura adimensional óptima, C_{fDopt}	1.3
Mitad longitud óptima, x_{fopt} , ft	206
Ancho óptimo de propante, w_{opt} , inch	0.08
Pseudo factor skin post tratamiento, s_f	-4.97
Veces de incremento del PI	3.47

DETALLES DEL TRATAMIENTO	
Eficiencia, e_{ta} , %	35.3
Tiempo de bombeo, t_e , min	32.2
Tiempo de bombeo del pad, t_e , min	15.4
Exponente concentración de propante adicionado, e_{ps}	0.4781
Uniforme concentración de propante en el frac al final lb_m/ft^3	41.6
Concentración areal del propante después del cierre, lbm/ft^2	0.7
Max concentración de propante adicionado, lb/gal fluido limpio	7.4
Presión neta al final del bombeo, psi	132.6

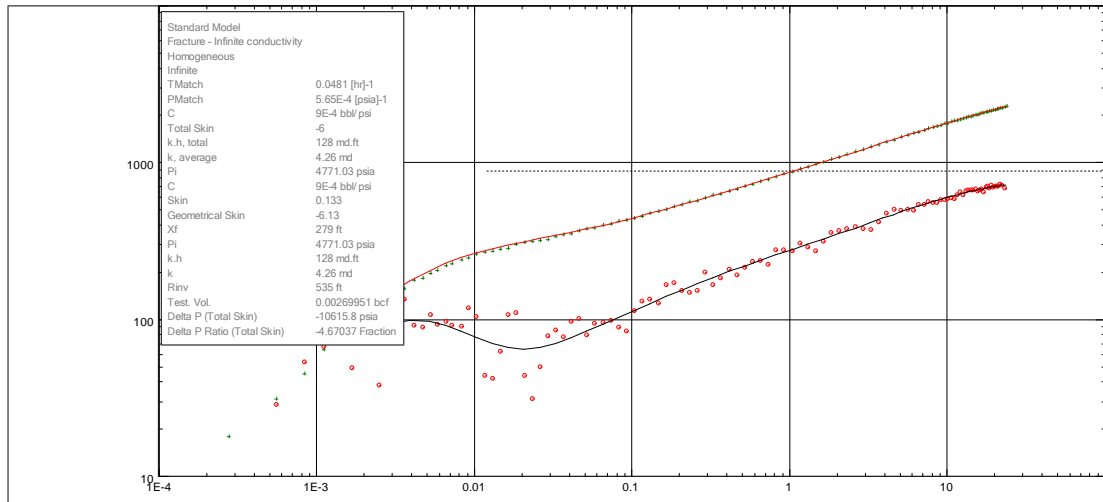


t, min	qi_liq, bpm	liq cum, gal	cadd, ppga	prop cum, lbm	x _f , ft	w _{ave} , in.	w _{ave} /D _p _{mx}	w _{dry} /w _{wet}
0.00	22.60	0	0.00	0	0.0	0.00	0	0.00
0.80	22.60	764	0.00	0	16.9	0.09	3	0.00
1.61	22.60	1,527	0.00	0	27.7	0.11	3	0.00
2.41	22.60	2,291	0.00	0	36.7	0.12	4	0.00
3.22	22.60	3,055	0.00	0	44.8	0.13	4	0.00
4.02	22.60	3,819	0.00	0	52.2	0.13	4	0.00
4.83	22.60	4,582	0.00	0	59.1	0.14	4	0.00
5.63	22.60	5,346	0.00	0	65.5	0.14	5	0.00
6.44	22.60	6,110	0.00	0	71.7	0.15	5	0.00
7.24	22.60	6,873	0.00	0	77.5	0.15	5	0.00
8.05	22.60	7,637	0.00	0	83.2	0.15	5	0.00
8.85	22.60	8,401	0.00	0	88.6	0.16	5	0.00
9.65	22.60	9,164	0.00	0	93.8	0.16	5	0.00
10.46	22.60	9,928	0.00	0	98.9	0.16	5	0.00
11.26	22.60	10,692	0.00	0	103.8	0.17	5	0.00
12.07	22.60	11,456	0.00	0	108.6	0.17	5	0.00
12.87	22.60	12,219	0.00	0	113.3	0.17	6	0.00
13.68	22.60	12,983	0.00	0	117.8	0.17	6	0.00
14.48	22.60	13,747	0.00	0	122.3	0.18	6	0.00
15.29	22.60	14,510	0.00	0	126.7	0.18	6	0.00
16.09	21.77	15,246	0.85	624	130.9	0.18	6	0.01
16.90	21.05	15,957	1.63	1,782	135.1	0.18	6	0.02
17.70	20.59	16,653	2.16	3,285	139.3	0.19	6	0.04
18.51	20.22	17,336	2.60	5,063	143.3	0.19	6	0.05
19.31	19.91	18,009	2.99	7,076	147.3	0.19	6	0.07
20.11	19.63	18,672	3.35	9,297	151.2	0.19	6	0.09
20.92	19.38	19,327	3.68	11,707	155.0	0.19	6	0.11
21.72	19.14	19,974	3.99	14,290	158.8	0.19	6	0.13
22.53	18.93	20,613	4.29	17,035	162.6	0.20	6	0.15
23.33	18.72	21,246	4.58	19,933	166.2	0.20	6	0.17
24.14	18.53	21,872	4.86	22,974	169.9	0.20	6	0.19
24.94	18.35	22,492	5.13	26,152	173.5	0.20	6	0.22
25.75	18.17	23,106	5.39	29,460	177.0	0.20	6	0.24
26.55	18.01	23,715	5.64	32,894	180.5	0.20	7	0.26
27.36	17.84	24,318	5.89	36,448	183.9	0.20	7	0.28
28.16	17.69	24,916	6.14	40,118	187.3	0.20	7	0.30
28.96	17.54	25,508	6.38	43,900	190.7	0.21	7	0.32
29.77	17.39	26,096	6.62	47,792	194.0	0.21	7	0.34
30.57	17.25	26,679	6.86	51,788	197.3	0.21	7	0.36
31.38	17.11	27,257	7.09	55,887	200.6	0.21	7	0.38
32.18	16.98	27,831	7.32	60,086	203.8	0.21	7	0.40

CAPÍTULO XIII: SIMULADOR PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN POST-FRACTURA

Posterior al trabajo de fractura se efectuó después de varios períodos de flujo, una prueba buildup de 24 horas, que arrojó los siguientes resultados:

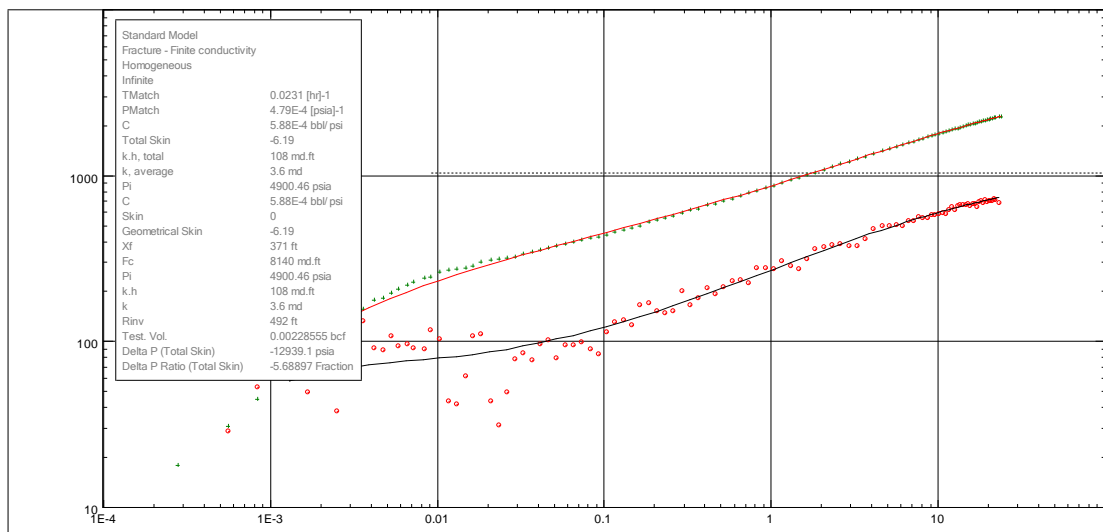
12.1 FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

$$X_f = 279 \text{ ft}; s = 0.133; C = 1 \text{ E}^{-3}, k_{\text{avg}} = 4.25 \text{ md}$$

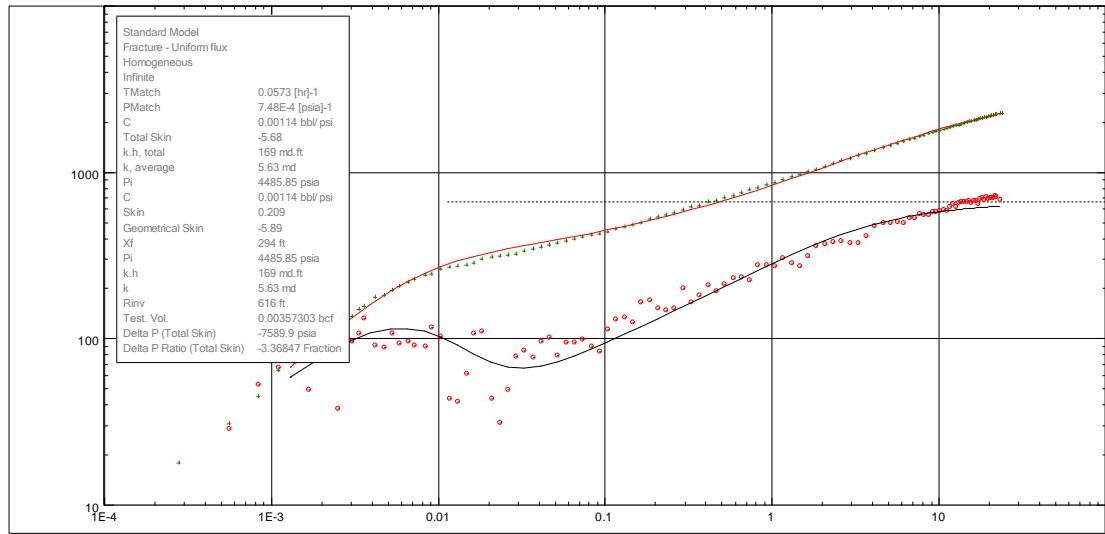
12.2 FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

$$X_f = 310 \text{ ft}; s = 0.063; C = 9 \text{ E}^{-4}, k_{\text{avg}} = 4.1 \text{ md}$$

12.3 FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD UNIFORME



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

$$X_f = 294 \text{ ft}; s = 0.209; C = 1.14 \text{ E}^{-3}, k_{\text{avg}} = 5.65 \text{ md}$$

CAPÍTULO XIV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las magnitudes de permeabilidades y volúmenes de la fractura y el reservorio, están relacionadas con el Número de Propante.
- Para cada masa de propante inyectado hay una correspondiente Número de Propante (que para un amplio rango de Números de Propante es igual a 1.6) donde la conductividad es óptima y el PI adimensional puede ser determinado.
- Se ha logrado aplicar el diseño de un fracturamiento en el Noroeste del Perú, maximizando el Índice de Productividad Adimensional (J_D) para lograr un aumento de la productividad hasta en 600% en pozos de bajo rate de producción entre 10 a 25 bpm.
- Los valores límites puede no darse por tres razones posibles:
 - ✓ Económica.- Un incremento en el tamaño del trabajo podría resultar en una horizontalidad de beneficios, no justificando los costos incrementales. Esto incluye considerar el uso de un mejor y más costoso propante.
 - ✓ Físico.- En reservorios de baja permeabilidad, (como los del Noroeste del Perú), donde el ancho de fractura puede ser demasiado pequeño. El ancho de la fractura no puede ser menor que tres veces el diámetro promedio del propante.
 - ✓ Físico.- En reservorios de alta permeabilidad, con anchos de fractura muy gruesos, pueden darse lugar a presiones netas muy grandes, excediendo los límites operacionales, lo cual puede llevar a alturas de fractura inaceptables.
- Basado en la optimización física y económica del trabajo, la masa de propante óptima, (dato de entrada para el diseño), para reservorios de una permeabilidad de 1 a 10 md (promedio de los pozos), es de 60,000 lbm.
- La práctica común en los trabajos de frac del Noroeste es utilizar 350 a 400 sxs por etapas de un espesor promedio de 150 ft., lo cual indica un empleo de 35,000 a 40,000 lbm, y que está por debajo del óptimo: 60,000 lbm.
- En cuanto a las Reservas, dependiendo del tiempo de realización del trabajo y de la tasa de declinación del pozo post-fractura, y con los precios actuales del precio del crudo, no se puede afirmar tajantemente que los fracturamientos son una manera de aceleración de la producción, sino que tienen una incidencia en las reservas recuperables. Su cuantificación dependerá de cada caso.

BIBLIOGRAFIA

1. Economides M. J., Oligney R.E. & Valkó P. – “Unified Fracture Design”. Orsa Press, Alvin – Texas, May 2002.
2. Economides M.J., Demarchos A.S., Mach J.M., Rueda J. and Wolcott D.S., Pushing the Limits of Hydraulic Fracturing in Russia, SPE 90357, September 2004
3. Dietrich, J.K., J_D as a Performance Indicator for Hydraulically Fractured Wells, SPE 93630, April 2005
4. Demarchos, A.S., Chomatas, A.S. y Economides, M.J.: “Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design.” Paper SPE 86483, 2004
5. Luis del Castillo Rodríguez.: “Mejoras en el diseño del Fracturamiento Hidráulico utilizando análisis de Riesgo en el Noroeste del Perú”, Lima Perú, 2010.
6. Daal, J.A., Economides, M.J.: “Optimization of hydraulically fractured wells in irregularly shaped drainage areas.” Paper SPE 98047, 2006.
7. Economides Michael J., Martin Tony, Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Chapter 4: Hydraulic Fracture Design for Production Enhancement, 2007
8. Ben-Naceur, K., "Modeling of Hydraulic Fractures" in Reservoir Stimulation, 2nd ed., M. J. Economides and K. G. Nolte, eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
9. Cinco-Ley, H., and Samaniego, E "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells" JPT, 1749-1766, September 1981.
10. B.J Services., Folleto Fracturación Hidráulica, Control de Calidad Pre-& Pst-Tratamiento, 2008
11. Nolte, K. G., and Economides, M. J., "Fracturing, Diagnosis Using Pressure Analysis" in Reservoir Stimulation, 2nd ed., M. J. Economides and K. G. Nolte, eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
12. Howard, G.C., and Fast, C.R.: Hydraulic Fracturing, Monograph Series Vol. 2, SPE, Dallas, Texas, USA,(1970).