
Universidad Nacional Autónoma de México



Facultad de Ingeniería



“MEJORAMIENTO DE LA CONDUCTIVIDAD EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:

JUAN FCO VAZQUEZ CARDENAS

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

CO-DIRECTOR DE TESIS: ING. EDUARDO SORIANO DUVERNEY

Ciudad Universitaria, Octubre del 2009.

Índice

	PAGINA
INTRODUCCION.....	I
Capítulo 1 FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS BASICOS.....	1
1.1 FUNDAMENTOS DE MECANICA DE ROCAS.....	1
1.1.1 Definición de Mecánica de Rocas.....	1
1.1.2 Definición de Fuerza y Esfuerzo.....	2
1.1.3 Tensión.....	5
1.1.4 Compresión.....	6
1.1.5 Deformación.....	6
1.1.6 Relación esfuerzo-deformación.....	7
1.1.7 Ley de Hooke y Módulo de Young.....	8
1.1.8 Límite Elástico.....	9
1.1.9 Relación de Poisson.....	10
1.1.10 Compresibilidad.....	11
1.2 ESTIMULACION DE POZOS.....	12
1.2.1 Introducción.....	12
1.2.2 Métodos de Estimulación.....	12
1.2.3 Factor de Daño.....	14
1.2.4 Tipos de Daño.....	16
1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	19
1.3.1 Viscosidad.....	19
1.3.2 Densidad.....	19
1.3.3 Volumen Específico.....	20

Índice

	PAGINA
1.3.4 Peso Específico.....	20
1.3.5 Teorema de Bernoulli.....	20
1.3.6 Clasificación y Descripción de los Fluidos.....	21
1.4 REOLOGIA DE LOS FLUIDOS.....	29
1.4.1 Introducción.....	29
1.4.2 Modelos Reológicos.....	30
1.4.3 Modelo de Newton.....	30
1.4.4 Modelo de Bingham.....	31
1.4.5 Modelo de Ley de Potencias.....	31
1.4.6 Modelo de Ley de Potencias Modificado.....	32
REFERENCIAS.....	33
Capítulo 2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	34
2.1 CONCEPTOS BASICOS.....	34
2.1.1 Objetivo.....	34
2.1.2 Introducción.....	34
2.1.3 Historia y Desarrollo del Fracturamiento Hidráulico.....	35
2.2 MECANICA DE ROCAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	38
2.2.1 Introducción.....	38
2.2.2 Esfuerzos In Situ.....	38
2.2.3 Deformación del Esfuerzo Causado por el Agujero del Pozo.....	41
2.2.4 Inicio de la Fractura.....	42
2.2.5 Propagación de la Fractura.....	43

Índice

	PAGINA
2.2.6 Medición de la Presión de Cierre de Fractura.....	45
2.2.7 Esfuerzo del Apuntalante.....	47
2.2.8 Contención Vertical del Crecimiento de la Fractura.....	48
2.3 INCREMENTO DE LA PRODUCCION DEBIDO AL	
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	49
2.3.1 Nuevas Zonas Descubiertas.....	49
2.3.2 Reducción del Daño.....	49
2.3.3 Cambio del Patrón de Flujo Radial a Flujo Lineal.....	49
2.3.4 Conductividad Cercana al Pozo.....	51
2.4 APUNTALANTES Y CONDUCTIVIDAD.....	55
2.4.1 Agentes Apuntalantes.....	55
2.4.2 Especificaciones API.....	56
2.4.3 Tipos de Apuntalante.....	59
2.4.4 Conductividad de la Fractura.....	60
2.5 FLUIDOS Y ADITIVOS.....	66
2.5.1 Función de los Fluidos de Fracturamiento.....	66
2.5.2 Sistemas de Fluidos.....	66
2.5.3 Fluidos de Fracturamiento Espumado.....	69
2.6 REOLOGIA DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES.....	73
2.6.1 Ley de Potencias.....	73
2.6.2 Flujo en Tuberías y Fricción en los Disparos.....	74
2.6.3 Flujo en la Fractura.....	75
2.6.4 Efectos de Temperatura en la Viscosidad.....	75

Índice

	PAGINA
2.6.5 Fluidos Viscoelásticos.....	76
2.6.6 Pruebas de Flujo In Situ.....	81
2.7 TRANSPORTE DEL APUNTALANTE.....	83
2.8 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	87
2.9 PRINCIPAL EQUIPO USADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	89
2.9.1 Blender.....	90
2.9.2 Gel Pro.....	98
2.9.3 Tipos de Bombas.....	98
2.9.4 Manifold, Tanques y Montaña.....	100
2.9.5 Laboratorio y TCC.....	102
2.10 INTERPRETACION Y DIAGNOSTICO.....	103
2.10.1 Medición de la Altura de la Fractura.....	103
2.10.2 Presión de la Fractura en el Fondo del Pozo.....	105
2.10.3 Declinación de la Presión Después del Fracturamiento.....	107
2.10.4 Pruebas de Mini Fractura.....	110
2.11 RENTABILIDAD ECONOMICA.....	111
REFERENCIAS.....	116
Capítulo 3 CONDUCTIVIDAD Y FACTORES QUE LA AFECTAN.....	118
3.1 INTRODUCCION.....	118
3.2 TERMINOLOGIA.....	120
3.3 ESTABILIDAD DEL APUNTALANTE.....	124
3.4 DIAGENESIS EN EL APUNTALANTE.....	128

Índice

	PAGINA
3.4.1 Presión de Solución y Mecanismo de Compactación.....	130
3.4.2 Reducción de la Diagénesis en el Apuntalante.....	131
3.4.3 Modificación de la Superficie del Apuntalante.....	132
3.5 DAÑO DENTRO DEL PAQUETE.....	133
3.5.1 Depositación y Acumulación de Partículas en la Superficie.....	135
3.6 ESTUDIOS DE LABORATORIO.....	137
3.6.1 Prueba de Conductividad API.....	139
REFERENCIAS.....	142
Capítulo 4 MEJORADORES DE LA CONDUCTIVIDAD.....	143
4.1 INTRODUCCION.....	143
4.1.1 La Necesidad del Mejoramiento de la Tecnología.....	143
4.1.2 Servicios y Productos del Mejoramiento de la Conductividad.....	145
4.2 AGENTES MODIFICADORES DE SUPERFICE, SMA.....	148
4.2.1 Introducción.....	148
4.2.2 Tratamiento Químico y Mecánico de Control.....	148
4.2.3 Control de Finos con Tecnología SMA.....	149
4.3 RESINAS LIQUIDAS.....	150
4.3.1 Introducción.....	150
4.3.2 Mecanismos de Falla.....	151
4.3.3 Cinética del Curado y Esfuerzos de Cierre.....	153
4.3.4 Ventajas del Sistema Líquido de Resinas.....	155
4.4 TECNOLOGIA CARBOCERAMICS.....	157

Índice

	PAGINA
4.4.1 Introducción.....	157
4.4.2 Efectos en el Fondo del Pozo.....	158
4.4.3 La Conductividad Requerida es la Mejor Meta.....	160
4.5 TECNOLOGIA SANTROL.....	162
4.5.1 Introducción.....	162
4.5.2 Tecnología de Recubrimiento G2.....	162
4.6 TECNOLOGIA HALLIBURTON.....	165
4.6.1 Sistema SandWedge.....	165
4.6.2 Sistema Expedite.....	169
REFERENCIAS.....	171
Capítulo 5 APLICACION EN MEXICO Y EL MUNDO.....	172
5.1 APLICACIÓN EN MEXICO, CUENCA DE BURGOS.....	172
5.1.1 Introducción.....	172
5.1.2 Caso de Aplicación 1.....	173
5.1.3 Caso de Aplicación 2.....	177
5.2 APLICACIÓN EN EL RESTO DEL MUNDO.....	180
5.2.1 Caso de Aplicación 1.....	180
5.2.2 Caso de Aplicación 2.....	181
5.2.3 Caso de Aplicación 3.....	182
REFERENCIAS.....	183
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	184
BIBLIOGRAFIA.....	187

Introducción

Uno de los objetivos de la Ingeniería Petrolera es la explotación adecuada de un yacimiento, buscando extraer el mayor volumen de hidrocarburos posible a menor costo, sin que se presente un agotamiento por explotación inadecuada. Una gran parte de las reservas petroleras se encuentran localizadas en formaciones de valores bajos de permeabilidad, las cuales no pueden ser producidas económicamente con las técnicas ahora conocidas.

Las diferentes operaciones que se realizan desde el inicio de la perforación de un pozo hasta su terminación provocan una alteración en las condiciones naturales de la formación, lo cual repercute en una disminución de su capacidad productiva.

Una manera de intentar restituir o mejorar esta capacidad, es mediante un tratamiento de estimulación del pozo, dentro de estos tratamientos uno de los más efectivos y utilizados por los resultados obtenidos es el fracturamiento hidráulico.

La finalidad del fracturamiento hidráulico es crear un canal altamente conductivo dentro del yacimiento en la zona inmediata al pozo, que facilite el paso de los fluidos de la formación hacia el pozo o de este hacia el yacimiento, por lo que la fractura inducida y sustentada al ser altamente conductiva, tendrá una marcada influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones en el estrato productor.

Esta técnica de estimulación de pozos ha venido a resolver, aunque no de una manera total, si en gran parte problemas que se presentan en los siguientes casos:

- Formaciones de baja permeabilidad
- Formaciones altamente dañadas
- Formaciones con sistemas permeables aislados
- Procesos de recuperación secundaria
- Almacenamiento en el subsuelo

En general los tratamientos de fracturamiento hidráulico proveen una excelente conductividad, pero en muchas ocasiones solo por un lapso de tiempo muy corto. Prácticamente los efectos de reducción de la conductividad empiezan inmediatamente después de que el bombeo es parado, dichos efectos continúan hasta que el pozo esta en producción.

Inmediatamente después de que el tratamiento de fracturamiento hidráulico es terminado, el apuntalante, que es puesto dentro de la fractura para que esta no se cierre, puede en ocasiones regresarse o ser arrastrado por los fluidos de fracturamiento hacia la vecindad del pozo una vez que estos han alcanzado el tiempo de rompimiento, reduciendo así el ancho de la fractura ocasionando una disminución en la conductividad, a este proceso se le conoce como "flowback". Estudios recientes dentro de la industria petrolera han mostrado que este efecto (flowback) es uno de los principales causantes en la reducción de la conductividad.

Introducción

Tan pronto como la presión se reduce por debajo de la presión de fracturamiento, la fractura comienza a cerrarse haciendo que el apuntalante sea integrado y empaquetado cada vez más ocasionando así fricción y rose entre los mismos granos de apuntalante y por consecuencia la creación de partículas finas que pueden invadir o quedar incrustadas dentro del empacamiento del apuntalante reduciendo así la conductividad.

También cuando dicha presión de fracturamiento se reduce y la fractura empieza a cerrarse el apuntalante tiende a desintegrarse parcialmente ocasionando así la presencia de mas partículas finas reduciendo aun más la conductividad.

Durante la producción de los hidrocarburos, la formación y el apuntalante están en un ambiente bajo altas presiones y temperaturas pudiendo ocasionar la degradación del apuntalante (diagénesis) reduciendo así el espacio poroso y por consecuencia la conductividad.

Cuando todos estos efectos se combinan:

Retorno del apuntalante, intrusión de finos, desintegración del apuntalante y la diagénesis, el resultado puede ser una reducción significativa en la conductividad de la fractura, la cual se traduce en un decremento de la producción.

Resultados de campo e investigaciones exhaustivas han mostrado que aplicando o cubriendo con ciertas resinas liquidas (SMA) al apuntalante se reduce de manera significativa estos efectos dando como resultado un empacamiento estable y manteniendo una alta conductividad por más tiempo, ayudando así a mantener o incluso incrementar la producción.

Los agentes modificadores de superficie SMA fueron introducidos dentro del mercado de la estimulación en el año de 1997. El agente fue diseñado para mejorar y sostener la conductividad de la fractura haciendo la superficie del apuntalante pegajosa.

Existen dos mecanismos importantes resultantes del incremento de la pegajosidad de la superficie que son: aumento de la porosidad del paquete resultando incrementada la permeabilidad del mismo; e incremento de la estabilidad del paquete que previene la invasión de finos de la formación dentro del paquete y migración de finos dentro del mismo. El mito de que un exceso en la conductividad puede poner o permitir la producción de finos dentro de la fractura ha sido descartado. Numerosos estudios y pruebas de laboratorio han verificado que bloqueando los finos en el lugar mantendrán mayor conductividad en el paquete que permitiéndole producirse.

En términos de mantenimiento extendido de conductividad, el control de finos ha resultado la más valiosa característica desarrollada del producto. En el pozo, el apuntalante es cubierto con SMA (material térmicamente estable y a base de polímero) durante el tratamiento. Se convierte pegajoso, resultando un cambio a largo plazo en las propiedades del paquete. Debido a esta pegajosidad, el

Introducción

apuntalante cubierto con SMA resiste la depositación e integración, resultando en el incremento de la porosidad y la permeabilidad.

También resiste el movimiento causado por el fluido. Adicionalmente, los SMA no se endurecen, el recubrimiento pegajoso hace que el apuntalante resista a los cambios en los esfuerzos debido a diferentes condiciones de producción.

El mantenimiento de la conductividad, entonces, es el beneficio obtenido a largo plazo del uso de SMA para disminuir la declinación de la conductividad de la fractura. El mantenimiento de la conductividad es más que simplemente establecer niveles de alta conductividad, control del regreso del apuntalante y la estabilidad del mismo.

Cerca del 35 % al 40 % de pozos perforados en la actualidad serán fracturados hidráulicamente y se estima que cerca del 75 % de los pozos que han sido fracturados hidráulicamente han incrementado su producción.

1.1 FUNDAMENTOS DE MECANICA DE ROCAS

1.1.1 Definición de Mecánica de Rocas

La mecánica de rocas es la rama de la mecánica, ciencia teórica y aplicada que trata el comportamiento mecánico de las rocas en relación a los campos de fuerza que se encuentran en su entorno físico y que actúan sobre ellas.

Para la solución de problemas de ingeniería, relativos a la mecánica de rocas, es necesaria la aplicación de modelos matemáticos por lo que a efecto de facilitar su solución es conveniente hacer ciertas suposiciones, siendo las más importantes:

- Considerar que el material es isotrópico, es decir, que sus propiedades elásticas no cambian con relación a la dirección del cuerpo
- Que es homogéneo, entonces el más pequeño elemento de material posee las mismas propiedades físicas del cuerpo mismo
- Que tiene comportamiento elástico

En el caso de hacer estas consideraciones, las ecuaciones de mecánica de rocas solo tienen dos constantes: el modulo de Young y la relación de Poisson, pero en caso contrario se hacen necesarias más de veinte constantes independientes para poder identificar el material mecánicamente.

En fracturamiento hidráulico, la mecánica de rocas es importante para determinar ciertas propiedades mecánicas así como las condiciones de los esfuerzos in-situ de la formación, el cálculo de la deformación que sufre la roca, y el comportamiento de la roca causado por el fracturamiento así como finalmente determinar la geometría de la fractura.

Las propiedades mecánicas de la roca que generalmente están involucradas en el diseño y análisis de un tratamiento de fracturamiento hidráulico son

- Propiedades elásticas, como el modulo de Young y la relación de Poisson
- Propiedades de las Fuerzas aplicadas, tales como resistencia, esfuerzos compresivos y tensionales
- Ductibilidad
- Fricción

El más importante parámetro para el diseño de un fracturamiento hidráulico son los esfuerzos in-situ. Los esfuerzos no solo controlan o influyen en la mayoría de los aspectos en el desarrollo del fracturamiento, sino que también influyen directamente en las propiedades del yacimiento como en las propiedades mecánicas de la roca. Por ejemplo, si se incrementa la aplicación de esfuerzo confinante, tendrá como resultado una disminución en la permeabilidad, porosidad de la roca y

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

por consecuencia los resultados para el modulo de Young y la relación de Poisson se verán afectados.

1.1.2 Definición de Fuerza y Esfuerzo

Fuerza

Las fuerzas son fenómenos de atracción y repulsión entre los cuerpos que se pueden representar cuantitativamente por medio de vectores, son el producto de una aceleración por una masa:

$$F = m * a \quad (Ec. 1.1)$$

Existen dos tipos de fuerzas: de cuerpo y de superficie.

Las fuerzas de cuerpo son fuerzas que pueden trabajar sobre un objeto a distancia donde la magnitud de la fuerza depende de la cantidad de materia afectada, como por ejemplo, la fuerza de gravedad y el magnetismo. Las fuerzas de superficie se denominan así, por que operan a través de una superficie de contacto, situación gobernada por la Tercera Ley de Newton (para un cuerpo en reposo o en movimiento uniforme, a toda acción existe una reacción igual y opuesta). La magnitud de una fuerza de superficie depende del área sobre la que actúa.

Una fuerza que actúa a través de un plano puede tener cualquier dirección relativa al plano; si la fuerza tiene una dirección paralela a la normal del plano se denomina fuerza normal y si tiene una dirección perpendicular a la normal del plano, es decir, es paralela al plano, se llama fuerza de cizalla, cortante o tangencial.

Una fuerza puede ser representada por medio de un vector el cual tiene una magnitud, dirección y sentido característico. Por lo tanto, con las fuerzas se pueden realizar todas las operaciones vectoriales.

Unidades de fuerza

[masa][longitud][tiempo⁻²]

Newton (N): Equivalente a la fuerza que comunica a un cuerpo de 1 kilogramo de masa una aceleración de 1 metro por segundo al cuadrado:

$$N = kg \frac{m}{s^2} \quad (Ec. 1.2)$$

Dina (D): Unidad de medida de fuerza que equivale a 10^{-5} N (0.00001 N)= 1.0197×10^{-3} gr_f

$$D = gr \frac{cm}{s^2} \quad (Ec. 1.3)$$

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Kilogramo Fuerza o Kilopondio (Kg_f): Unidad de fuerza que equivale a la fuerza con que una masa de 1 kilogramo es atraída por la Tierra.

Tipos de Fuerzas

Cuando se aplican fuerzas en direcciones diferentes se denominan fuerzas diferenciales. Si aplicamos una fuerza a través de un plano, de tal manera que las partículas a cada lado del plano sean “empujadas”, una hacia otra, la fuerza es compresiva. En ciencias de la Tierra, las fuerzas compresivas se consideran positivas.

Cuando las fuerzas diferenciales tienden a alargar un cuerpo se conocen como fuerzas tensionales, las partículas a cada lado del plano tienden a separarse, en Ciencias de la Tierra, las fuerzas tensionales se consideran negativas.

La componente normal de una fuerza siempre puede ser clasificada como compresiva o de tensión (es positiva o negativa), una fuerza de cizalla es positiva cuando produce un giro relativo en contra de las manecillas del reloj y es negativa cuando ocurre lo contrario.

Esfuerzo.

Esfuerzo se puede definir como un par igual y opuesto de fuerzas que actúan en un cuerpo, por unidad de área. La magnitud del esfuerzo depende de la magnitud de la fuerza y el tamaño de la superficie sobre la que actúa.

El esfuerzo es la fuerza interna resultante, que se opone a un cambio en el tamaño o forma del cuerpo sobre el que actúan las fuerzas externas. Un cambio en el tamaño o forma se inicia cuando se aplica una carga, y es detenido cuando el esfuerzo resistente interno mantiene las fuerzas externas en equilibrio, si las fuerzas externas que actúan sobre el cuerpo superan el límite que puede desarrollar el máximo esfuerzo resistente, entonces este resulta insuficiente para balancear las fuerzas externas, por consiguiente el cambio en forma incrementara rápidamente y el cuerpo se romperá.

El esfuerzo a través de un plano se representa por el vector de esfuerzo, el cual tiene una magnitud igual a la razón de fuerza por área y una dirección paralela a la dirección de la fuerza a través del plano en que actúa; este vector puede ser descompuesto en componentes paralelas a cualquier marco de referencia conveniente.

Cuando se aplican esfuerzos en direcciones diferentes se denominan esfuerzos diferenciales, cuando los esfuerzos diferenciales acortan un cuerpo se conoce como esfuerzos compresivos, y cuando los esfuerzos diferenciales tienden a alargar un cuerpo se conoce como esfuerzos tensionales.

Los vectores de esfuerzo alrededor de un punto en tres dimensiones definen un elipsoide llamada “elipsoide de esfuerzo”, los cuales se designan por $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, cuyas magnitudes siempre son $\sigma_1 \geq \sigma_2$

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

$\geq \sigma_3$, siendo también normales entre si. Cuando los tres esfuerzos principales son diferentes que cero se denomina esfuerzo triaxial; si solo dos de los esfuerzos principales son diferentes de cero se denomina esfuerzo biaxial; si solo uno de los esfuerzos principales son de igual magnitud se llama esfuerzo hidrostático. En la figura 1.1, se ilustra el caso de compresión triaxial, caso muy común en la Tierra en el que los tres esfuerzos principales son compresivos. En la figura 1.2, se ilustra el caso de extensión axial donde dos de los esfuerzos son compresivos y uno de tensión. En la figura 1.3, se ilustra el caso de tensión uniaxial, donde uno de los esfuerzos principales es diferente de cero y es de tensión.

Figura 1.1

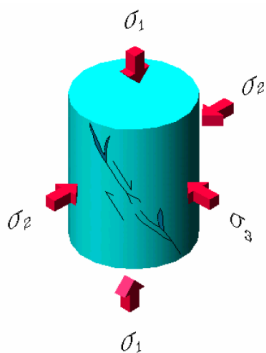


Figura 1.2

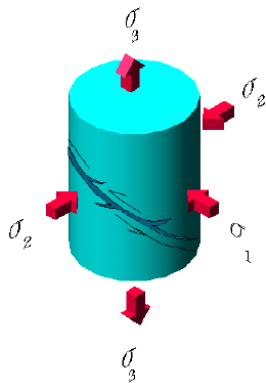
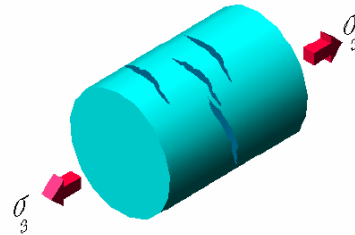


Figura 1.3



Unidades de Esfuerzo

$$[\text{masa}][\text{longitud}^{-1}][\text{tiempo}^{-2}]; \text{ Pascal (Pa)} = \frac{1 \text{ N}}{\text{m}^2}$$

Kilopascales (KPa)

Gigapascales (GPa)

Megapascales (MPa)

Bares (Ba)

Kilobares (KBa)

$$\frac{\text{Dinas}}{\text{cm}^2}$$

$$\frac{\text{lbs}}{\text{in}^2}$$

$$\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

$$1 \text{ MP} = 10^6 \text{ Pascales}$$

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

1 bar = 10^6 Pascales

Desde el punto de vista matemático, para el cálculo de esfuerzo, podemos realizar la siguiente consideración:

$\sigma = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}}$; como $F = mg$, sustituyendo se tiene:

$\sigma = \frac{mg}{A}$; como $\rho = \frac{m}{V}$ sustituyendo y simplificando:

$\sigma = \frac{\rho V g}{A} = \frac{\rho A h g}{A} = \rho h g$

$$\sigma = \rho h g \quad (\text{Ec. 1.4})$$

1.1.3 Tensión

Tensión o esfuerzo tensional es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a incrementar la longitud del cuerpo.

La tensión es desarrollada en una barra cuando las fuerzas externas actúan en direcciones hacia fuera de sus límites (figura 1.4) la tendencia es separar la barra en dos partes A y B; para mantener el equilibrio, cada parte actúa en la sección mn con esfuerzos tensionales, cuya resultante es igual y contraria en dirección a la resultante de las fuerzas que actúan en el extremo de cada parte considerada.

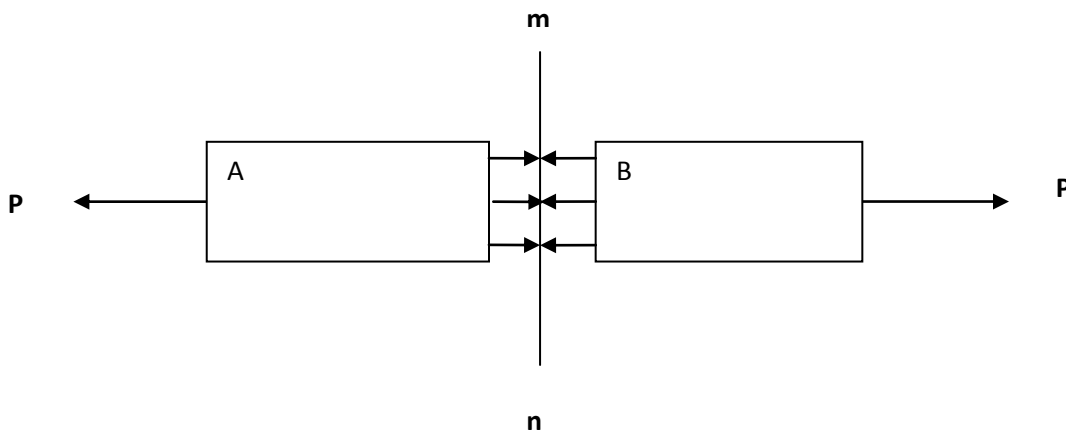


Figura 1.4

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

1.1.4 Compresión

Compresión o esfuerzo compresivo es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a disminuir la longitud de un cuerpo.

La compresión se genera en una barra cuando fuerzas externas actúan en las direcciones hacia adentro con respecto a sus extremos. En la figura 1.5 la tendencia de las fuerzas externas es acortar la barra al empujar alguna de las dos partes, A y B, acercando ambas. Cuando el equilibrio es mantenido la resultante de los esfuerzos compresivos actuando en cada parte de la sección mn es igual y de dirección contraria a la resultante de las fuerzas externas actuando en el extremo de las partes consideradas.

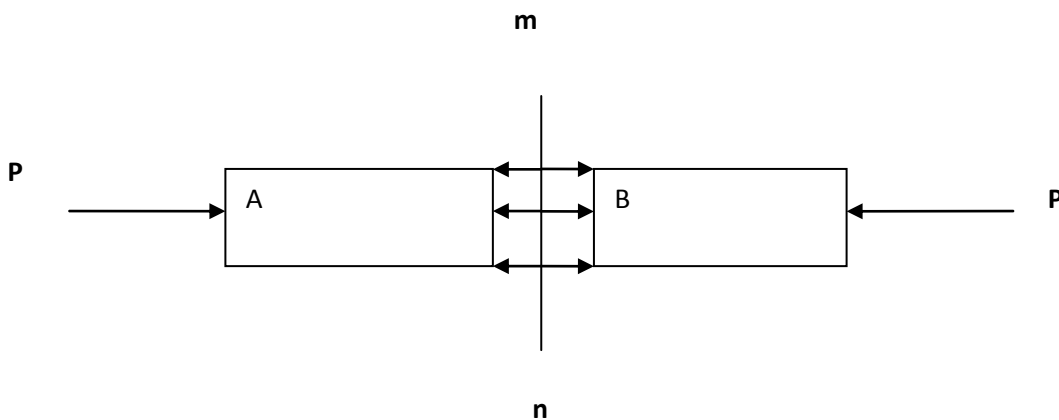


Figura 1.5

1.1.5 Deformación

La deformación es la magnitud del cambio en la forma, volumen o posición de un cuerpo, causado por la aplicación de fuerzas externas; cuando las fuerzas externas causan tensión la deformación se refleja en una elongación o incremento en la longitud original; cuando se origina la compresión, la deformación es un acortamiento en la longitud y en el caso de fuerzas cortantes, la deformación produce un deslizamiento de una capa del cuerpo sobre otra parte adyacente.

La aplicación de una fuerza sobre un cuerpo causa que su masa cambie de posición y/o forma; es decir, las partículas que constituyen su masa cambian de lugar con respecto a un sistema de referencia o cambia de posición internamente y por consecuencia su forma también se modifica. El cambio de posición de las partículas que forman un cuerpo se conoce como desplazamiento.

Si la intensidad de las fuerzas aumenta puede ocurrir la ruptura total del cuerpo, lo cual origina el desequilibrio del sistema de las fuerzas ejercidas sobre él.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Las rocas son cuerpos sólidos constituidos por un conjunto de partículas unidas entre si y que cuando a estos se les aplica una carga o un esfuerzo se ocasiona un cambio permanente, este cambio se puede expresar como:

- Translación:** Transporte relativo de un cuerpo con respecto a un sistema de ejes coordenados
- Rotación:** Un giro relativo de un cuerpo con respecto a un sistema de ejes coordenados
- Distorsión:** Cambio de la forma del cuerpo
- Dilatación:** Cambio del volumen del cuerpo

Estas manifestaciones que ocasionan cambios en los cuerpos rocosos, pueden ser agrupadas en dos clases:

Deformación de Cuerpos Rígidos: Ocurre en materiales muy competente mecánicamente, caracterizándose por que los esfuerzos que actúan sobre ellos ejercen una acción externa, donde se produce una modificación en su estado de reposo o de movimiento con el consecuente cambio de posición de todas las partículas de la masa sin presentar cambio interno alguno con relación a un sistema de ejes coordenados.

Deformación de Cuerpos Plásticos: Ocurre cuando se aplican esfuerzos a cuerpos rocosos causando un cambio de posición de unas partículas con relación a otras dentro del cuerpo.

1.1.6 Relación esfuerzo-deformación

Al someter un núcleo a diferentes fuerzas, para las cuales se producirán las correspondientes deformaciones unitarias, y graficar los valores medidos experimentalmente, en un sistema cartesiano se obtiene lo que se llama, comportamiento “esfuerzo-deformación” del material.

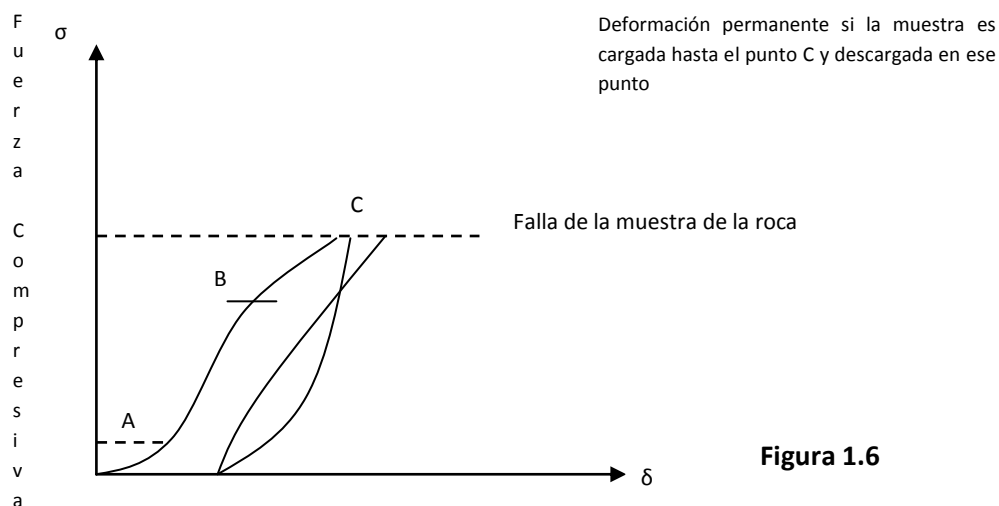


Figura 1.6

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

La figura 1.6 muestra una curva típica esfuerzo-deformación.

Durante la etapa inicial de carga, de cero al punto A, la roca se vuelve más dura, este régimen no lineal es debido al cierre de micro fracturas preexistentes extendidas en la muestra; esta región particular de la curva de esfuerzo-deformación, es una huella de la historia de esfuerzos llevada a cabo en la muestra de roca.

Para incrementos mayores de carga, la curva de esfuerzo-deformación se hace lineal (de A a B).

Cuando la carga en la muestra de roca está más allá del punto B, el daño será irreversible y ocurrirán grandes deformaciones; en esta etapa se hace imposible describir el comportamiento de la roca usando una constante elástica.

Después de la descarga, la muestra de roca exhibirá una deformación permanente y la trayectoria de la descarga será diferente de la de carga; la diferencia corresponde a la energía disipada por semejante proceso irreversible como la creación de nuevas fracturas.

1.1.7 Ley de Hooke y Módulo de Young

En el caso de que el comportamiento de la curva esfuerzo deformación del material, se ajuste a una línea recta, se dice que el material se ajusta a la ley de Hooke.

La ley de Hooke se puede definir de la siguiente manera: Si una barra empotrada de acero de longitud C , se somete a una fuerza de tensión F , se observara que dentro de ciertos límites, su deformación longitudinal ($\frac{\delta}{l}$), es proporcional a la fuerza aplicada e inversamente proporcional al área transversal A de dicha barra, o sea:

$$\frac{F}{A} = E \frac{\delta}{l} \quad (Ec. 1.5)$$

Donde E es la constante de proporcionalidad, conocida como modulo de Young. Su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente.

El modulo de Young puede ser interpretado como una medida de “dureza” de la roca o un parámetro que expresa la resistencia de la roca a la deformación bajo condiciones de carga, por lo anterior se entiende que el modulo de Young tiene un papel importante en el diseño del fracturamiento hidráulico, por ser un parámetro que influye en la manera en la cual se abrirá la fractura, de aquí que afecte directamente la geometría de la fractura.

En la siguiente tabla se presenta algunos valores típicos del modulo de Young, para rocas de interés en el fracturamiento hidráulico.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

TIPO DE ROCA	$\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
Arena poco consolidada	10 000 – 50 000	142 106 – 710 529
Arenisca Arcillosa	50 000 - 100 000	710 529 – 1 421 057
Marga y Caliza suave	60 000 – 100 000	852 634 – 1 421 057
Arenisca consolidada	200 000 – 300 000	2 842 115 – 4 263 172
Arenisca muy consolidada	300 000 – 500 000	4 263 172 – 7 105 286
Caliza dura y muy dura	500 000 – 1 000 000	7 105 286 – 14 210 573

No todos los materiales siguen un comportamiento de acuerdo a la ley de Hooke, por lo que se tiene básicamente dos casos:

Material elástico (siguen la Ley de Hooke) y

Material plástico (no siguen la ley de Hooke)

1.1.8 Límite Elástico

Para los materiales elásticos y dentro de ciertos límites, al cesar la fuerza que los deforma, estos tienden a recuperar sus dimensiones originales; sin embargo, si la fuerza se incrementa paulatinamente se alcanzara un valor, el cual depende del material del que se trate, en el que ya no se recupera su forma original, es decir, para este valor el material se desvía de su comportamiento elástico lineal, este es el denominado limite elástico, mostrado en la figura 1.7. Si se continúa aumentando la fuerza aplicada, el material falla (se rompe), a este valor de esfuerzo se le denomina limite de ruptura.

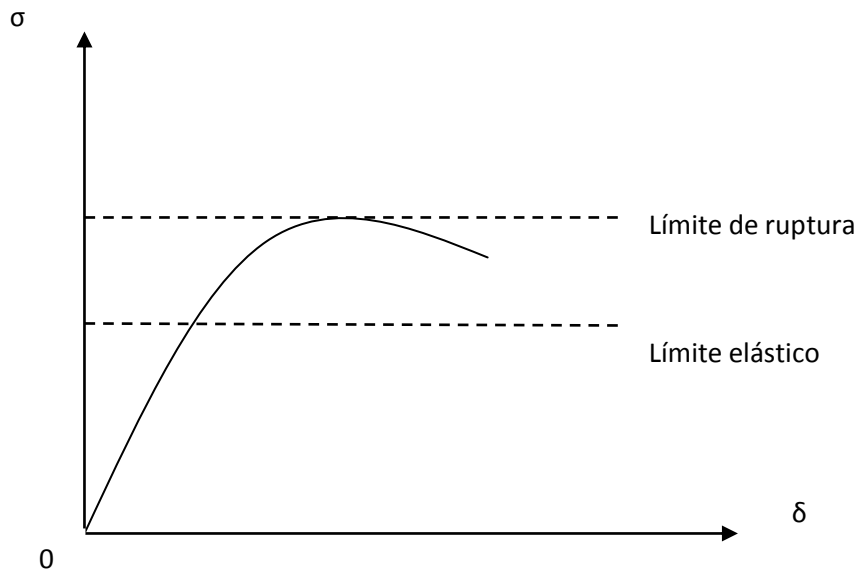


Figura 1.7

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

La falla del material puede presentarse prácticamente de inmediato al límite elástico, caso en el cual se le llama falla frágil, caracterizada por la nucleación y propagación rápida de una fisura con poca deformación plástica; o bien, puede tolerar mayor esfuerzo después del límite elástico, denominándose falla dúctil, este tipo de falla se caracteriza por una propagación lenta de la fisura, siguiendo por lo general una dirección en “zig-zag” a lo largo de los planos en los cuales se tiene un esfuerzo cortante máximo. En las figuras 1.8 y 1.9 se representan este tipo de fallas.

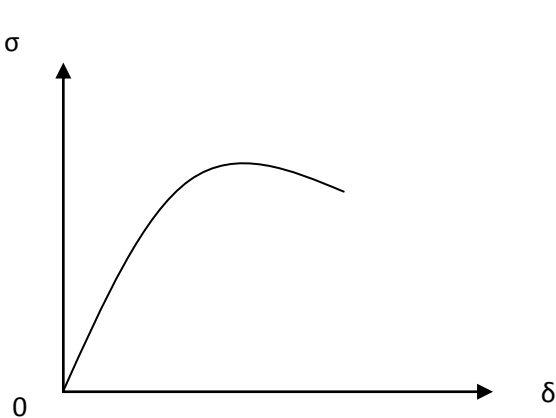


Figura 1.8 Falla frágil

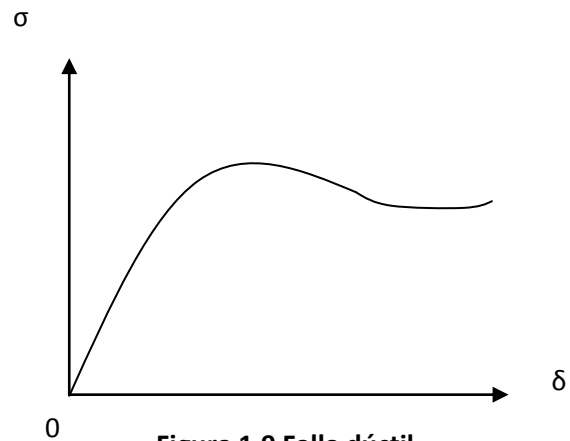


Figura 1.9 Falla dúctil

1.1.9 Relación de Poisson

Si se observa la barra empotrada sometida a la fuerza de tensión, se detectará también la presencia de una deformación transversal. Si E_v representa la deformación unitaria longitudinal (vertical) o sea:

$$E_v = \frac{\delta}{l}$$

Y E_h es la deformación unitaria transversal.

$$E_h = \frac{D - D_l}{D}$$

Entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical.

$$\nu = \frac{E_h}{E_v} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de ν (relación de Poisson). Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos enlistados a continuación:

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

TIPO DE ROCA	ν (RELACION DE POISSON)
ARENISCAS	0.15 – 0.25
CALIZAS	0.20 – 0.30
MARGAS	0.20 – 0.45
ROCA DE SAL	0.30 – 0.40

1.1.10 Compresibilidad

La compresibilidad de un material está definida por la siguiente expresión:

$$C_F = \frac{1}{\Delta P} \frac{\Delta V}{V} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Es decir, es el cambio en el volumen total de la roca por unidad de volumen para cada unidad diferencial de presión.

Utilizando la relación de Poisson y el módulo de Young la compresibilidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$C_F = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

En la tabla siguiente se presentan valores típicos de compresibilidad, para rocas de interés en el fracturamiento hidráulico.

TIPO DE ROCA	[10^{-6} cm ² /kg]	[10^{-7} pg ² /lb]
ARENISCAS CONSOLIDADAS, CALIZAS DURAS, MARGAS	3 - 6	2.11 – 4.22
ARENISCAS NO CONSOLIDADAS, CALIZAS SUAVES	20 - 30	14.10 - 21.10

1.2 ESTIMULACION DE POZOS

1.2.1 Introducción

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además de favorecer en la recuperación de las reservas.

Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre.

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado ácido fluorhídrico o más recientemente, a través de fracturamientos hidráulicos.

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia nos ha revelado que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso del ácido clorhídrico. Muchos de los pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones NO ACIDAS debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis de gabinete. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantísimos que deben considerarse para la seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

1.2.2 Métodos de Estimulación

En el área de estimulación de pozos, es de primordial importancia la selección del tratamiento más adecuado para cualquier pozo cuya productividad o inyektividad deba ser mejorada. Para la selección del tratamiento, además de los factores técnicos deben de tomarse en cuenta los económicos. Los diferentes tratamientos de estimulación que se aplican actualmente son la acidificación matricial, el fracturamiento hidráulico, el fracturamiento con ácido y el fracturamiento con espuma.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

El fracturamiento hidráulico se utiliza básicamente para establecer o restablecer condiciones de flujo tales que se facilite la afluencia de los fluidos de la formación al pozo. Existen cuatro casos en los cuales se puede aplicar este método.

- a) Cuando el yacimiento se compone de una roca homogénea de baja permeabilidad. En este caso la fractura que se crea, puede ser incluso mayor que el radio de drenaje y ayudara a los fluidos a moverse más rápido a través de ella.
- b) Para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo. Para este caso se requiere de un tratamiento de bajo volumen, suficiente para conectar al pozo con la formación de permeabilidad inalterada.
- c) Cuando la fractura generada actúa como una línea de captación, conectando los sistemas permeables, que de alguna forma, se encuentran aislados por barreras impermeables.
- d) Aplicando la recuperación secundaria, ayuda en el mejoramiento del índice de inyectividad, J_i del pozo, y en la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje del pozo productor, incrementando así la eficiencia del proyecto de inyección de gas o agua.

La acidificación matricial es una técnica de estimulación que consiste en la inyección de una solución ácida a través de los poros de la formación, a una presión mayor que la del yacimiento, pero menor que la de fractura.

La reducción de la permeabilidad (daño) cerca del pozo se remueve por medio de una solución ácida la cual amplía los espacios porosos y/o disuelve las partículas que taponan esos espacios, que pueden ser minerales de la formación y/o los sólidos extraños de los fluidos de control que se hayan filtrado en la formación.

El fracturamiento con ácido es la técnica de acidificación más utilizada para la estimulación de formaciones de caliza y dolomía, esto es de formaciones carbonatadas. Consiste en la inyección de un volumen de fluido a la formación, a un gasto mayor que el que esta puede captar intersticialmente provocando una falla en la roca e iniciando una fractura cuya longitud y amplitud serán incrementadas al continuar la inyección, después se inyecta un ácido en solución el cual reacciona con los minerales de la formación disolviéndoles y creando un canal de flujo altamente conductivo.

Este tipo de fracturamiento no se utiliza en areniscas debido a la dificultad existente para que la fractura generada se mantenga abierta después del tratamiento, ni tampoco cuando exista alguna intercalación de lutita o de alguna otra frontera natural de flujo.

El fracturamiento con espuma como fluido fracturante tiene grandes ventajas sobre los convencionalmente usados, bajo ciertas condiciones, ya que tiene una alta capacidad de acarreo, bajas pérdidas de presión por fricción, poco daño a la formación, poca o nula reducción en la

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

conductividad de la fractura por la saturación residual de fluidos del tratamiento y un costo competitivo.

La espuma normalmente utilizada está compuesta de agua, una fase gaseosa de nitrógeno y un agente apuntalante.

1.2.3 Factor de Daño

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

Así mismo, el daño se define como un factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No- Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo (Van Everdingen, 1953).

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Por otra parte, cabe señalar que matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por Hurst (1953) y Van Everdingen (1953). Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no- ideal. La introducción del concepto incluye dos ejemplos de campo para ilustrar el uso del concepto de daño para cuantificar el daño a la formación y la restricción al flujo debido a las perforaciones. A saber, estas son las causas más comunes de restricción al flujo en las cercanías del pozo. Hurst (1953) y Everdingen (1953) señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Así mismo, ellos pensaron que ésta caída de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la arena del pozo. En relación a el IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La Fig. 1.10 ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto- presión. La figura indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

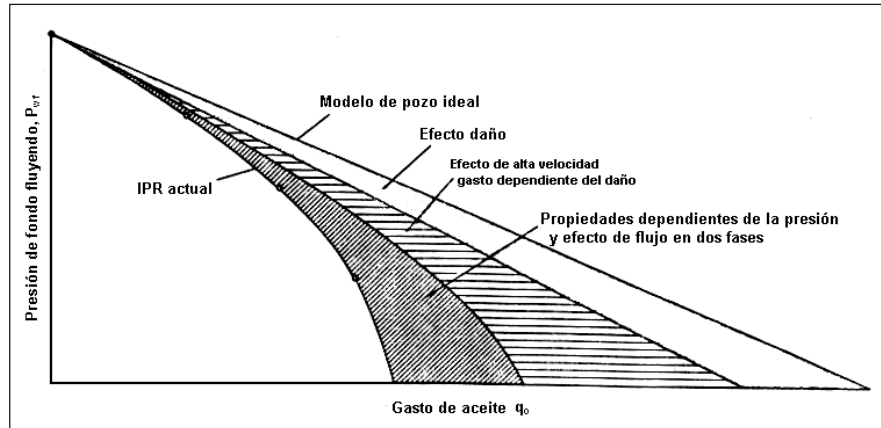


Figura 1.10

Generalmente, solo interesa el factor de daño durante el periodo pseudoestacionario y se desprecia el efecto de daño en el periodo de transición debido a los tiempos tan cortos.

Para condiciones de periodo pseudoestacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $p_y - p_{wf}$. Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$p_y - p_{wf} = p_y - p'_{wf} + (p'_{wf} - p_{wf}) \quad (Ec. 1.8)$$

Donde:

P_y : presión del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{wf} : presión de fondo fluyendo a condiciones reales $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la actual, $p'_{wf} - p_{wf}$, representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación, estimulación de la zona alrededor del pozo y otras restricciones al flujo a la entrada del pozo.

La Fig. 1.11 muestra la comparación gráfica de la distribución de presión actual de un pozo a condiciones reales y un pozo a condiciones ideales.

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El factor de daño adimensional S , proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{kh}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta p_s \quad (\text{Ec. 1.9})$$

O bien:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} S \quad (\text{Ec. 1.10})$$

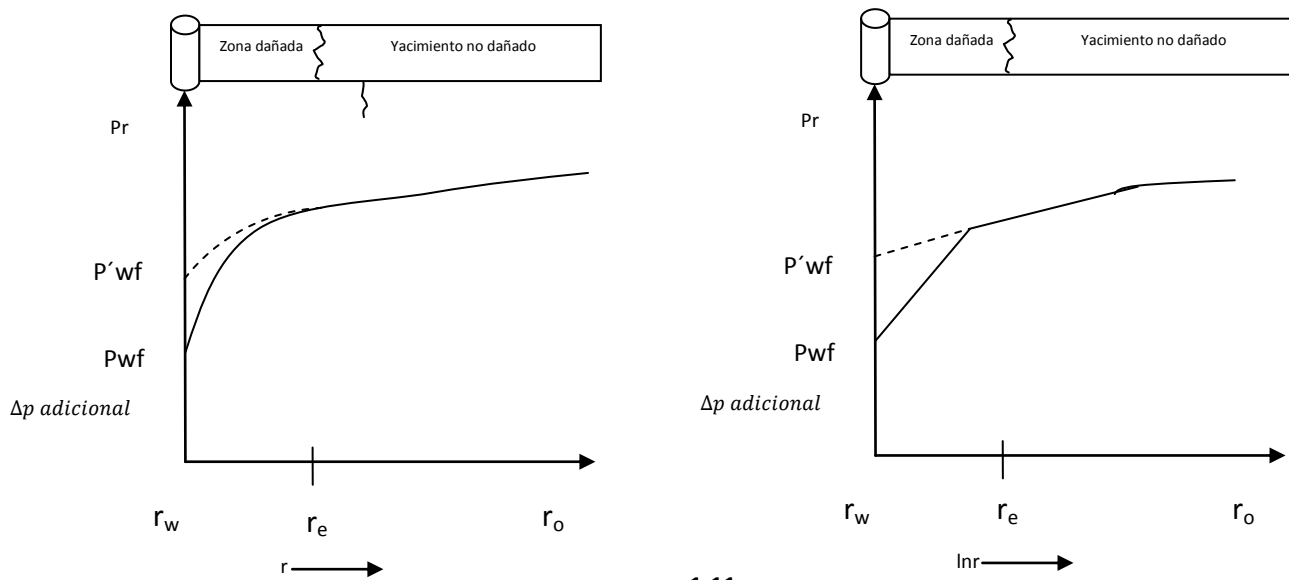


Figura 1.11

1.2.4 Tipos de Daño

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los daños que tradicionalmente conocemos, presentes en el sistema roca-fluidos, los podemos agrupar en tres tipos básicos:

a) Daño a la permeabilidad absoluta

En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:

- 1) La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
- 2) Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
- 3) Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos o parafinas) o
- 4) Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos, entre otros.

b) Cambios en la permeabilidad relativa

Esta reducción es ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo como resultado de una alta invasión de filtrado y si el filtrado contiene surfactantes se puede presentar un cambio de mojabilidad de la roca dando como resultado una reducción en la permeabilidad relativa al aceite.

c) Alteración de la viscosidad

Esta alteración ocurre cuando los fluidos que invaden la formación son incompatibles con los fluidos contenidos propiciando la formación de emulsiones. Se sabe que las emulsiones de agua en aceite (fase continua el aceite) son más viscosas que las de aceite en agua y que los surfactantes en unión con sólidos finos tienen la tendencia a estabilizar las emulsiones. Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, la presión y temperatura disminuyen produciendo cambios en la composición de los mismos por la pérdida de componentes ligeros o la precipitación de material orgánico.

La figura 1.12 describe las condiciones de la vecindad del agujero, donde r_x y k_x representan la penetración del daño y la permeabilidad de la zona afectada respectivamente, k_x es diferente a la permeabilidad de la formación en la zona virgen, representada con la permeabilidad k .

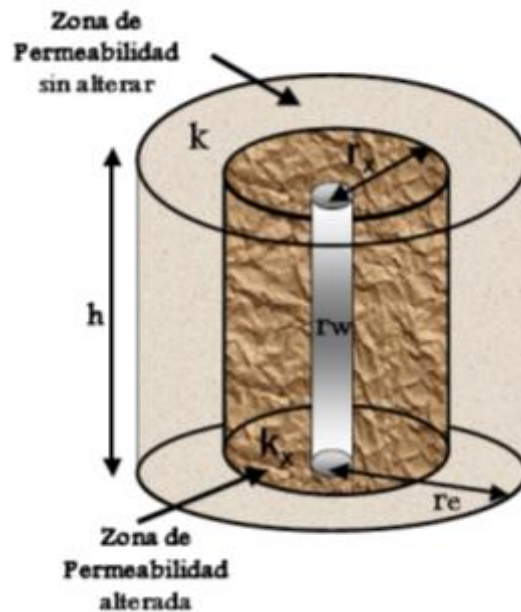


Figura 1.12

El factor de daño (S) está dado por siguiente ecuación:

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

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

En general el efecto del daño (S) implica:

Si $K_x < K$, el valor de $S > 0$ esto nos indica un pozo dañado.

Si $K_x = K$, el valor de $S = 0$ esto nos indica un pozo sin daño.

Si $K_x > K$, el valor de $S < 0$ esto nos indica un pozo estimulado.

1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.3.1 Viscosidad

Es la resistencia de un fluido a la deformación y se denota con la letra griega μ : se le llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad. En la industria petrolera la unidad de medida más empleada es el centipoise [cp], que resulta del análisis dimensional quedando de la siguiente manera.

$$\mu: \left[\frac{gr_{masa}}{cm \text{ seg}} \right] = 1 \text{ poise} \quad (\text{Ec. 1.13})$$

1 cp= 0.01 poise

Viscosidad cinemática

En muchos problemas en los que interviene la viscosidad frecuentemente aparece dividida por la densidad; este cociente se conoce como viscosidad cinemática:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \left[\frac{cm^2}{seg} \right] = 1 \text{ stoke} \quad (\text{Ec. 1.14})$$

La medición rutinaria de la viscosidad cae en dos categorías: Una cualitativa para detectar una variación apreciable en las propiedades del fluido, para ello utiliza el viscosímetro de embudo Marsh. La medida de la viscosidad cuantitativa se conoce con el viscosímetro Fann obteniendo lecturas de 600 y 300 [rpm], que se pueden relacionar de la siguiente manera:

$$\mu = \theta 600 - 300(cp)$$

1.3.2 Densidad

La densidad de una sustancia es la medida de su masa por unidad de volumen.

$$\rho = \frac{m}{v} \left[\frac{gr_{masa}}{cm^3} \right] \text{ o } \left[\frac{lb_{masa}}{gal} \right] \quad (\text{Ec. 1.15})$$

La densidad relativa de un cuerpo (sólido o líquido), es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia; en este caso se hacen con el agua pura a 4° C y a 1 atm de presión. Se puede definir como el valor de la densidad a cierta temperatura, con respecto al agua.

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 1.16})$$

En el campo la densidad de fluido se determina por medio de una balanza convencional, la mayoría de las balanzas tienen una regla graduada de tal manera que se puede leer la densidad directamente, en diferentes unidades, $\left[\frac{lb_{masa}}{gal}, \frac{gr_{masa}}{cm^3} \right]$.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

1.3.3 Volumen Específico

Es el volumen ocupado por unidad de peso del fluido.

$$V_s = \frac{v}{w} \left[\frac{\text{gal}}{\text{lb fuerza}} \right] \text{ o } \left[\frac{\text{cm}^3}{\text{gr fuerza}} \right] \quad (\text{Ec. 1.17})$$

Entonces el volumen específico de una sustancia es el inverso del volumen específico y generalmente se aplica a los gases:

$$V_s = \frac{1}{\gamma} \quad (\text{Ec. 1.18})$$

Donde: γ : peso específico

1.3.4 Peso Específico

El peso específico de una sustancia se define como la relación entre su peso por unidad de volumen y representa la fuerza que ejerce la aceleración de la gravedad por unidad de volumen de fluidos:

$$\gamma = \frac{w}{v} \left[\frac{\text{gr fuerza}}{\text{cm}^3} \right] \text{ o } \left[\frac{\text{lb fuerza}}{\text{gal}} \right] \quad (\text{Ec. 1.19})$$

1.3.5 Teorema de Bernoulli

Un fluido contiene dos formas de energía cinética en virtud del peso y velocidad del fluido y energía potencial en forma de presión. Bernoulli demostró que para un gasto constante la energía se transforma de una forma a otra cuando existen variaciones en el recipiente que los contiene. Para entender mejor este concepto obsérvese la figura 1.13 que nos muestra un tubo de Ventury y en el cual podemos apreciar lo siguiente:

- A mayor área, menor velocidad (esto está dado porque las partículas del fluido que están en contacto con la superficie del recipiente que los contiene son muchas y en consecuencia la fuerza de fricción es mucha, lo que hace que el fluido sea frenado y disminuya su velocidad).
- A menor área, mayor velocidad (es el caso opuesto al anterior, también podemos decir que las partículas se mueven a mayor velocidad mientras más alejadas están de las paredes del recipiente que los contiene).
- A mayor volumen de fluido mayor presión (para este caso recordemos los tanques de almacenamiento sujetos a presión como los bulks cubiertas o las tolvas).
- A menor volumen del fluido menor presión (para este caso recordemos las llantas de las bicicletas).

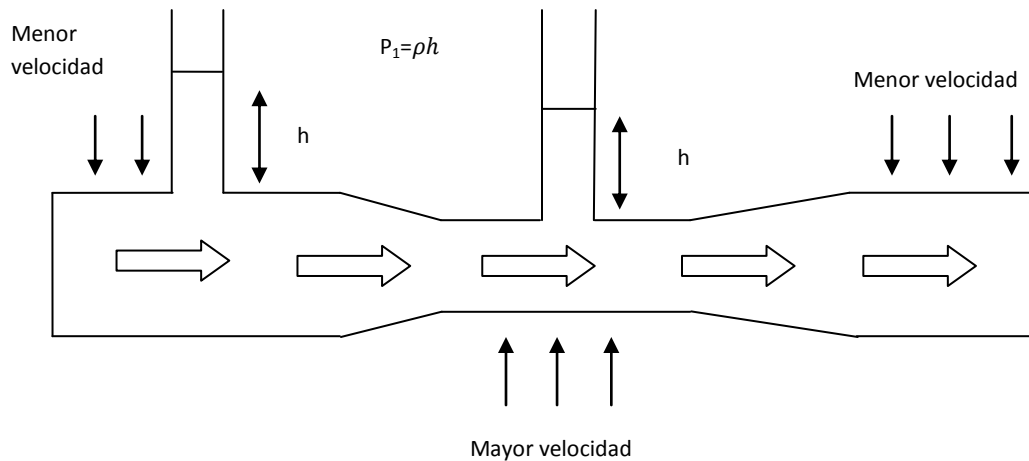


Figura 1.13

1.3.6 Clasificación y Descripción de los Fluidos

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y a la velocidad corte inducida por dicho esfuerzo resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

Considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, como el mostrado en la figura 1.14.

Las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas.

Suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad $u_x + du_x$, en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad u_x . Así la velocidad de flujo adyacente a las placas es la misma que la velocidad de estas. Por lo tanto, el fluido está sujeta a una deformación $\frac{du}{dy}$ la cual es un gradiente de velocidad de corte γ .

En tanto que la fuerza cortante F por área unitaria A , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominada esfuerzo cortante τ .

Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente, esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura. Por lo tanto, la relación:

$$\tau = f(\gamma) \quad (\text{Ec. 1.20})$$

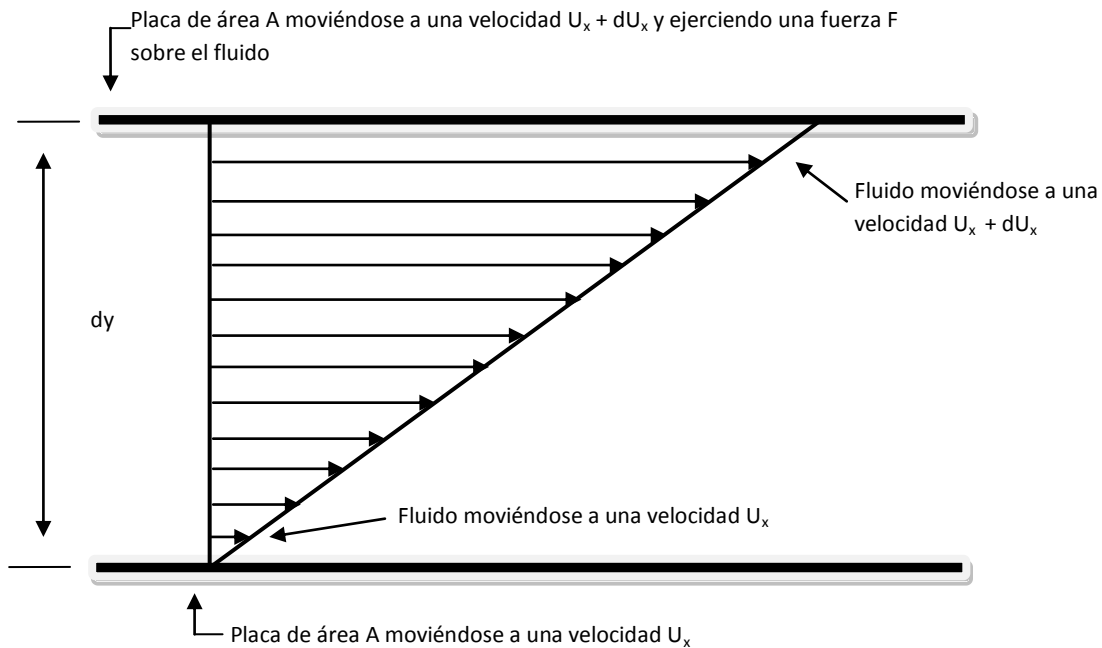


Figura 1.14

Es única para cada tipo de fluido; siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura. Esta relación funcional entre el esfuerzo y velocidad de corte es conocida como la ecuación reológica o constitutiva del fluido.

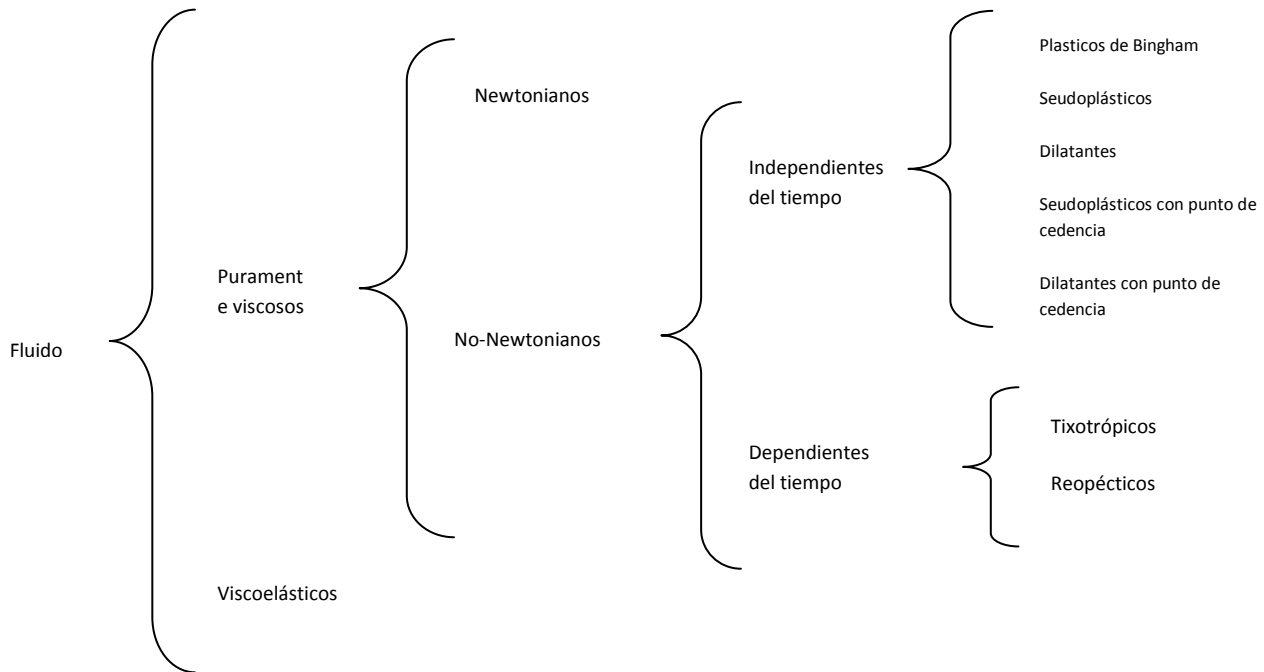
De ésta manera, basados en la forma de las ecuaciones geológicas, los fluidos se clasifican en varios tipos.

Así, los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos:

- Fluidos puramente viscosos
- Fluidos viscoelásticos

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como se muestra en la siguiente tabla:

- Fluidos Newtonianos
- Fluidos No Newtonianos



Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos o iguales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de viscosidad de Newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida como se muestra en la figura 1.15.

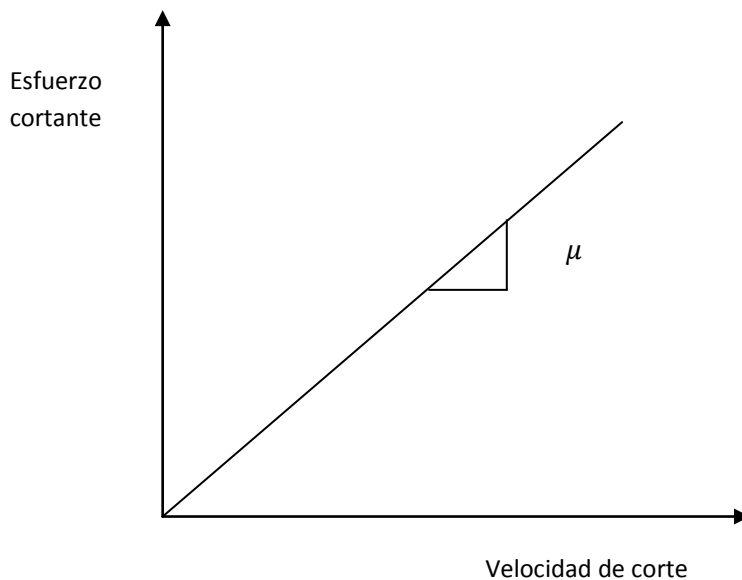


Figura 1.15

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Fluidos No Newtonianos

Los fluidos no-newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo a la ley de la viscosidad de Newton. Por exclusión, en este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos: Fluidos Independientes del Tiempo y Fluidos Dependientes del Tiempo.

Fluidos Independientes del Tiempo

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre estos se encuentran los fluidos plásticos de Bingham, pseudoplásticos, dilatantes, y pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia.

Fluidos Plásticos de Bingham.

Son caso idealizado de los fluidos no-newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se muestra en la figura 1.16

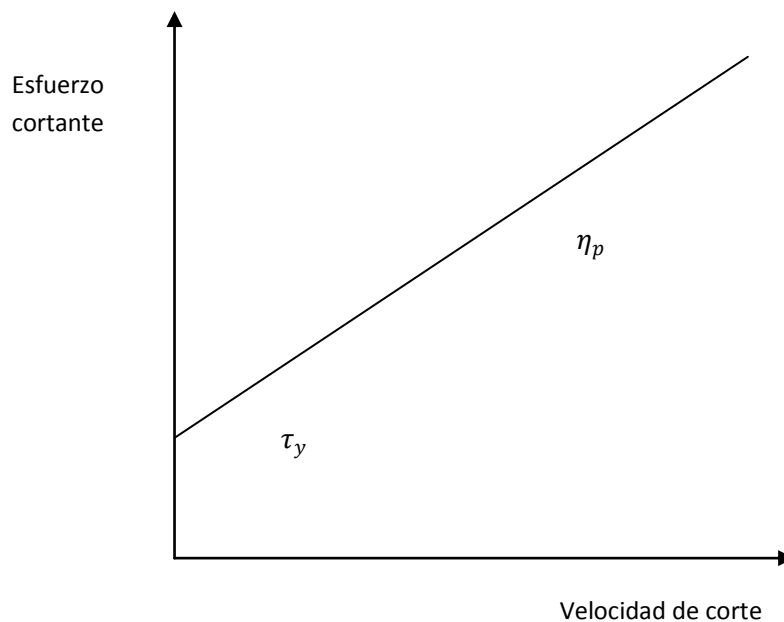


Figura 1.16

Fluidos Seudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciara su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte, según se observa en la figura 1.17

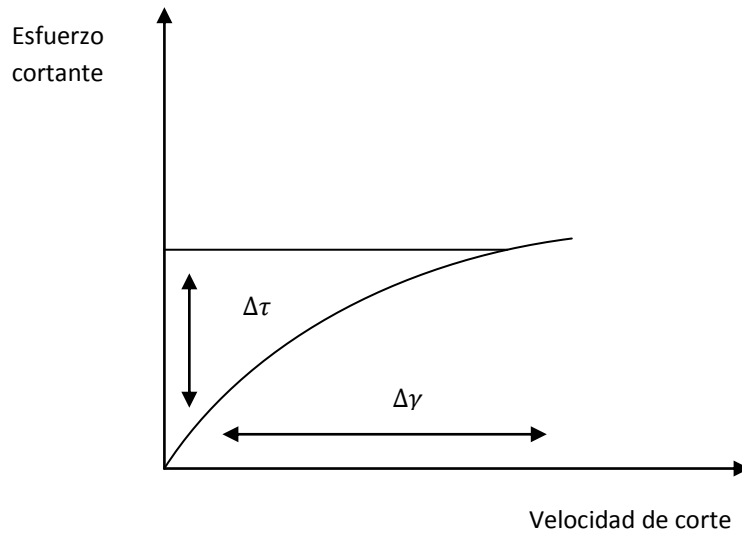


Figura 1.17

Fluidos Dilatantes

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos seudoplásticos, con la diferencia de que los fluidos dilatantes el ritmo de incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, como se observa en la figura 1.18

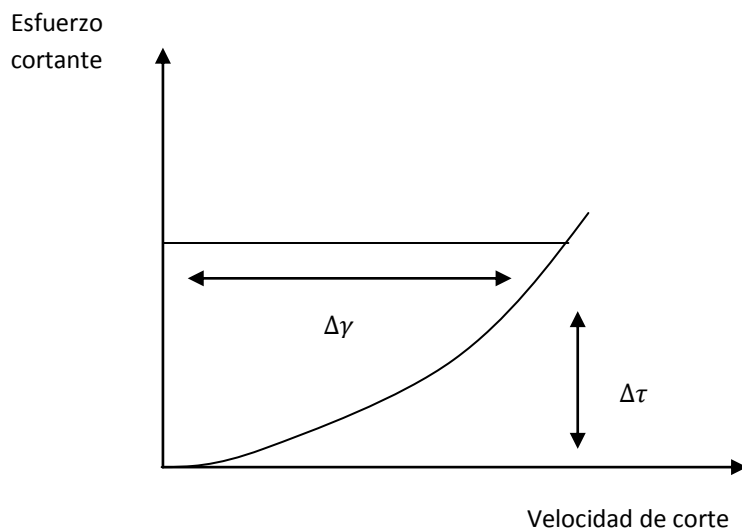


Figura 1.18

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Matemáticamente estos fluidos son similares a los fluidos seudoplásticos y por lo tanto, para ambos tipos de fluidos se aplican las mismas ecuaciones empíricas, con valores apropiadamente diferentes de ciertas constantes reológicas.

Fluidos Seudoplásticos Dilatantes con punto de Cedencia

Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los fluidos plásticos de Bingham; pero una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los fluidos seudoplásticos o dilatantes, como se muestra en la figura 1.19

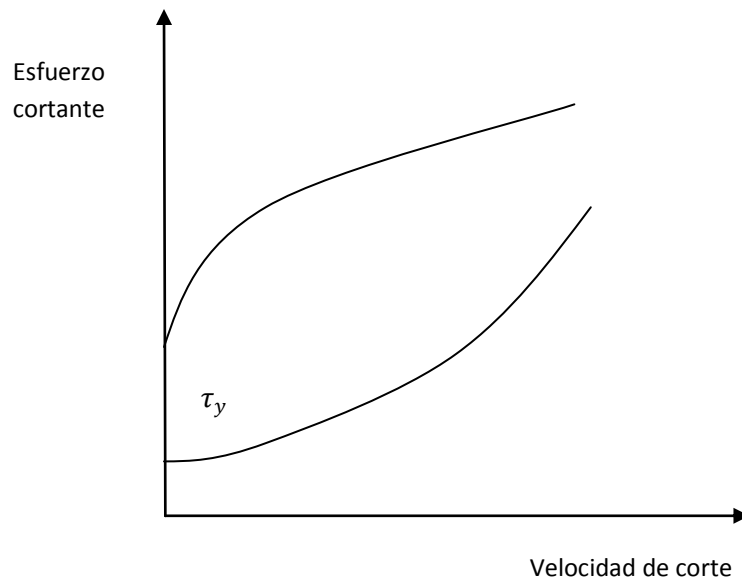


Figura 1.19

Fluidos Dependientes del Tiempo

Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del corte (esfuerzo cortante y velocidad de corte), dentro de ciertos límites. Los fluidos dependientes del tiempo se subdividen: Fluidos Tixotrópicos y Fluidos Reopécticos.

Fluidos Tixotrópicos

Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración de corte como se aprecia en la figura 1.20

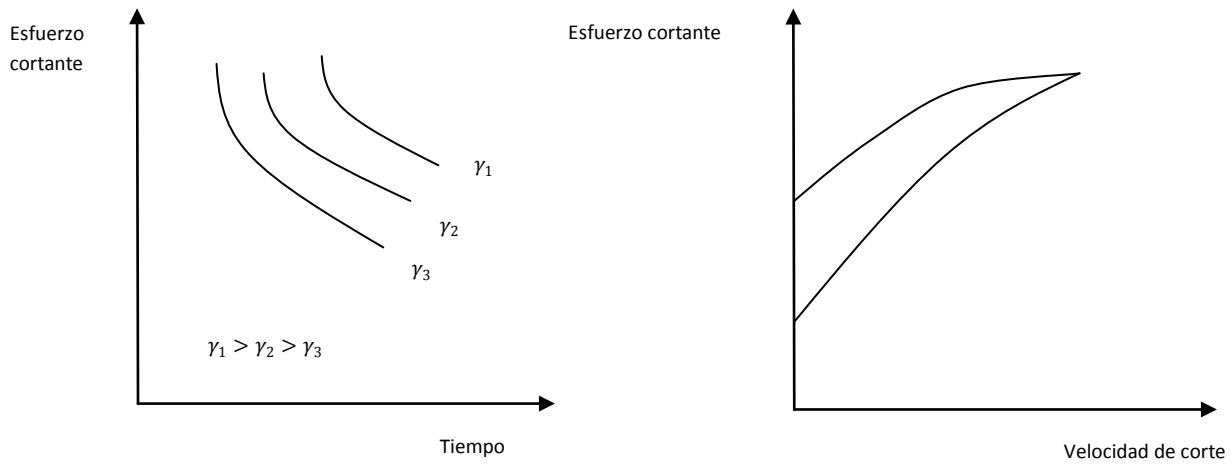


Figura 1.20

Fluidos Reopéticos

A diferencia de los fluidos Tixotrópicos, en los fluidos Reopéticos el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte, como se aprecia 1.21

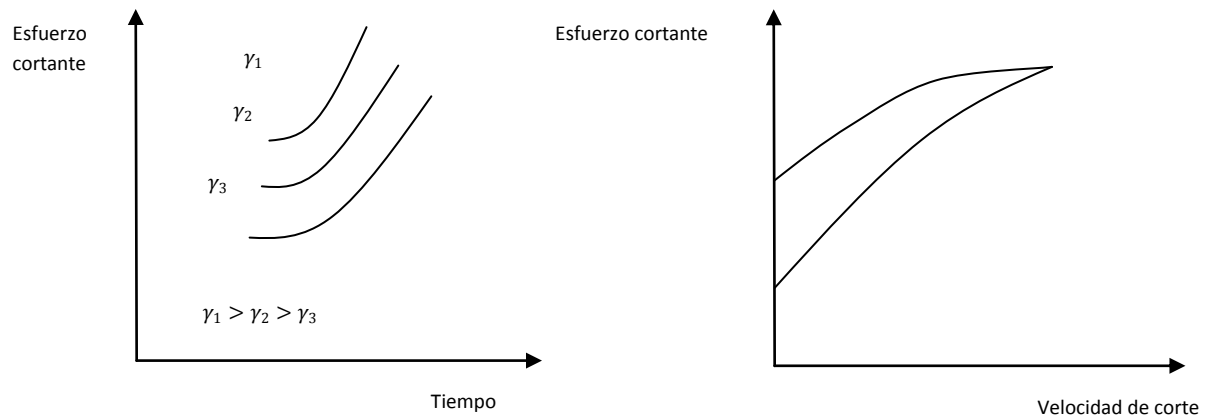


Figura 1.21

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Fluidos Viscoelásticos

Los fluidos Viscoelásticos son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos, especialmente la característica de deformación bajo la acción de un esfuerzo y que recobra su forma original después de la formación a la que han estado sujetos, cuando cesa la acción del esfuerzo.

1.4 REOLOGIA DE LOS FLUIDOS

1.4.1 Introducción

El flujo de fluidos o sistemas de fluidos, a través de conductos circulares y espacios anulares, es uno de los aspectos comúnmente encontrados en el campo de la ingeniería; especialmente en la terminación y reparación de pozos petroleros. Por lo tanto las características reológicas o de flujos de los fluidos deberán de ser bien definidas, a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlos.

Reología

Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales. Es la rama de la física de la mecánica de los cuerpos deformables.

Deformación

La deformación que sufren los materiales puede ser arbitrariamente dividida en dos grupos:

- Deformación espontáneamente reversible llamada elasticidad.
- Deformación irreversible denominada flujo.

Elasticidad

Esta deformación corresponde a una energía mecánicamente recuperable. Es decir, el trabajo empleado en deformar un cuerpo perfectamente elástico, es recuperado cuando el cuerpo es retornado a su forma original indeformada. Por lo que esta deformación elástica es considerada como una función del esfuerzo.

Flujo

La deformación llamada flujo corresponde a la conversión de la energía mecánica en calor. El trabajo empleado en mantener el flujo es disipado en una forma de calor y no es mecánicamente recuperable. En el flujo, la deformación es una función del corte.

Debido a la similitud que existe entre la resistencia viscosa al flujo y la fricción entre dos superficies solidas, la resistencia al flujo de un fluido es, algunas veces, denominada "fricción interna".

En términos generales, las ecuaciones que describen los efectos viscosos y elásticos, en una forma combinada, son establecidos en base a tres términos principales, desde el punto de vista de la reología, las propiedades mecánicas de todos los materiales pueden ser totalmente descritas en términos de las contribuciones elásticas, viscosas y de inercia.

Corte

El corte es un tipo de deformación muy importante. En donde el corte simple es un caso especial de la deformación laminar y puede ser considerado como un proceso, en el cual planos paralelos infinitamente delgados, se deslizan uno sobre otro.

En el corte simple las laminas de fluido son planas, pero el corte o deformación laminar puede ser encontrada en otras geometrías.

Fluido

Un fluido puede ser definido simplemente como una sustancia la cual tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando la consistencia de este. En un fluido, los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales al ritmo de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

Un material determinado puede ser considerado como un cuerpo elástico ideal cuando puede soportar deformaciones por periodos de tiempo relativamente cortos y como un fluido viscoso ideal cuando puede soportar deformaciones por periodos de tiempo relativamente largos.

1.4.2 Modelos Reológicos

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente en el campo de la ingeniería los fluidos no-Newtonianos más abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Por lo que pueden ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas.

1.4.3 Modelo de Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo. Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma \quad (\text{Ec. 1.21})$$

Donde μ : es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del flujo permanezcan inalterables.

Algunos ejemplos de fluidos newtonianos lo son todos los gases, líquidos de moléculas simples no elongadas y suspensiones pseudohomogéneas de partículas esféricas en gases o líquidos.

1.4.4 Modelo de Bingham

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia, τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica, η_p . Así, el modelo de Bingham está representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y \quad (\text{Ec. 1.22})$$

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del fluido de tratamiento no representa una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

1.4.5 Modelo de Ley de Potencias

Es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como:

$$\tau = K\gamma^n \quad (\text{Ec. 1.23})$$

Donde: K (índice de consistencia): es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido.

n (índice de comportamiento de flujo): indica que tan NO-NEWTONIANO es el fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, mas NO-NEWTONIANO es el comportamiento del fluido.

Si el valor de K es alto, el fluido es mas “viscoso” y viceversa, y si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos; en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes.

No obstante que el modelo de Ley de Potencias es eminentemente empírico, ha sido ampliamente utilizado, debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

este modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee únicamente dos constantes reológicas (n y K); además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

1.4.6 Modelo de Ley de Potencias Modificado

Fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presenta un punto de cedencia.

Entre los modelos propuestos que involucran el uso de tres constantes o parámetros ajustables, es de los más simples y exactos. Este modelo está representado por:

$$\tau = K\gamma^n + \tau_y \quad (\text{Ec. 1.24})$$

Donde: τ_y : representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia.

n y K : tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias.

Capítulo 1 Fundamentos y Conceptos Básicos

REFERENCIAS

1. ARELLANO GIL JAVIER, ET AL. "EJERCICIOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 2002
2. CINCO LEY H. "APUNTES DE EVALUACION DE LA PRODUCCION". MEXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 1982
3. CINCO LEY, H. SAMANIEGO. "TRANSIENT PRESSURE ANALYSIS FOR FRACTURED WELLS". JPT, 1749-1766, SEPTEMBER 1981
4. GARAICOCHEA P. F. "APUNTES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 1980
5. GARAICOCHEA P.F. ET AL. "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A.C. 1991
6. GEOLOGIA DE YACIMIENTOS, APUNTES DE CLASE

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.1 CONCEPTOS BASICOS

2.1.1 Objetivo

El objetivo del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo creando una ruta o camino altamente conductivo (en comparación con la permeabilidad del yacimiento) a partir de cierta distancia del pozo y hacia el interior de la formación. Generalmente la conductividad es mantenida por un sustentante o apuntalante de arena para mantener la fractura abierta logrando así que los hidrocarburos tengan una ruta o canal por donde fluir hacia el pozo.

2.1.2 Introducción

El fracturamiento hidráulico tiene un papel de suma importancia en la incorporación de reservas petroleras así como en la producción diaria.

El fracturamiento hidráulico consiste en mezclar una serie de componentes químicos para crear un fluido fracturante, dicho fluido es bombeado hacia la formación productora a presiones y gastos lo suficientemente altos para crear y propagar la fractura a través de la formación.

En primer lugar, se bombea un “colchón” o “pad” de fluido sin apuntalante, es decir, fluido o gel lineal para iniciar y establecer la propagación de la fractura a través de la formación productora. Esto, es seguido por el gel mezclado con un sustentante o apuntalante. Este gel continúa siendo bombeado hasta extender la fractura y simultáneamente transportar el sustentante a través de la formación.

Después de que el fluido es bombeado y se han alcanzado los gastos y presiones deseadas para establecer la geometría de la fractura, el gel químicamente se rompe, es decir, baja su viscosidad logrando así que este fluya hacia fuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico ha hecho una significativa contribución en el mejoramiento de la producción y recuperación de reservas de aceite y/o gas. El fracturamiento hidráulico, que fue introducido a mediados de los años 40's, se ha convertido en una práctica común en la estimulación de pozos. Para la década de los años 80's, se realizaron y desarrollaron más de 800 000 tratamientos de fracturación hidráulico en los Estados Unidos, para mediados de la década de los 90's, los tratamientos de fracturamiento hidráulico habían crecido en más de 1 millón.

Cerca del 30 al 40 % de los pozos perforados están fracturados hidráulicamente, y cerca del 25 al 30 % del total de las reservas de aceite de los Estados Unidos han sido recuperadas por este proceso. El fracturamiento hidráulico ha sido el responsable de incrementar en casi más de 8 billones de barriles las reservas totales de Norte América.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La figura 2.1 muestra un trabajo “típico” de fracturamiento hidráulico.

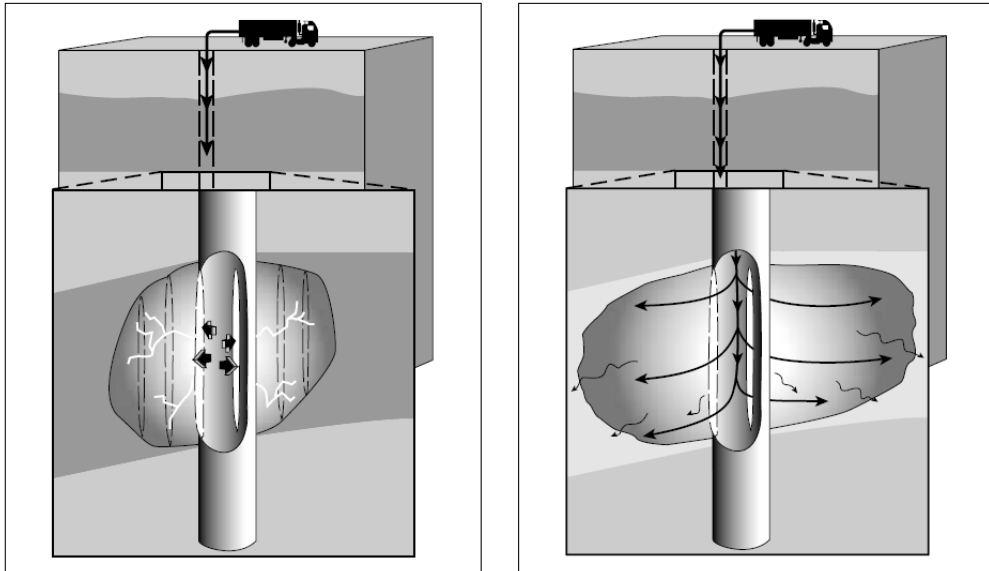


Figura 2.1

2.1.3 Historia y Desarrollo del Fracturamiento Hidráulico

El primer fracturamiento hidráulico específicamente diseñado para estimular la producción de un pozo fue llevado a cabo en el campo de gas Hugoton en julio de 1947, en el pozo Kelper 1 localizado en el estado de Kansas. El pozo se encontraba en cuatro zonas productoras de gas, en un intervalo de 2340 pies a 2580. La presión en el fondo del pozo era de aproximadamente 420 [psi]. Este pozo, fue terminado con una estimulación ácida, fue escogido para fracturarse hidráulicamente porque tenía una baja producción y ofrecería una comparación directa entre los tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico.

El equipo de bombeo usado consistía en una bomba centrífuga para mezclar la gasolina napalm usada como fluido de fracturación y una bomba dúplex, de desplazamiento positivo para bombear el fluido hacia el interior del pozo. Debido al peligro y riesgo de fuego, todos los equipos utilizados fueron colocados a una distancia de 150 pies del pozo, lo cual complicaba la operación.

Este trabajo consistía en realizar cuatro diferentes tratamientos de fracturamiento, (uno en cada zona productora). El tratamiento de fracturamiento para cada zona consistía en bombear 1000 galones de gasolina napalm seguido por 2000 galones de una gasolina que contenía 1 % de una emulsión catiónica rompedora que actuaba como reductora de la viscosidad.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Para mediados de los años 60's, el método de fracturamiento hidráulico se convirtió en el más utilizado en este campo petrolero. El uso de grandes volúmenes a bajo costo, de fluidos base agua bombeados a grandes gastos proveyó un efectivo y económico procedimiento para el fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Hugoton.

Desde su comienzo, los procesos de fracturamiento hidráulico han sido desarrollados desde lo más simple (volúmenes bajos y gastos bajos) hasta procedimientos de ingeniería muy complicados. Este proceso puede ser usado para mejorar la productividad del pozo minimizando así los daños en el agujero por la perforación y la terminación de pozos; también puede ser usado para crear un canal altamente conductivo en yacimientos de baja permeabilidad.

El fracturamiento hidráulico ha sido usado en procesos de recuperación secundaria y mejorada, como las operaciones de inyección de agua, combustión in situ e inyección de vapor, para mejorar la eficiencia de barrido. El fracturamiento hidráulico es actualmente el proceso de estimulación de pozos de aceite y gas más ampliamente usado.

En retrospectiva, podemos decir que el fracturamiento hidráulico ha tenido un gran éxito porque en el pasado no se tenían que diseñar tratamientos con un alto grado de precisión para poder trabajar adecuadamente, no como ahora que se tiene que tomar en cuenta un mayor número de factores, como materiales más sofisticados, evaluaciones económicas, etc., lo que demanda un diseño de fracturamiento hidráulico más riguroso y preciso.

Al paso de los años la tecnología utilizada en el fracturamiento hidráulico ha sido mejorada significativamente. Una parte importante que ha sido desarrollada y mejorada son los fluidos de fracturamiento hidráulico, estos fluidos han sido desarrollados para yacimientos que van desde formaciones con baja temperatura y someros, hasta yacimientos muy profundos y con temperaturas muy altas. Muchos tipos de sustentante han sido desarrollados, que van desde la arena sílice o estándar, hasta materiales que resisten grandes presiones y grandes esfuerzos compresivos, como la bauxita, para formaciones muy profundas y en donde los esfuerzos de cierre de la fractura exceden los rangos de la capacidad de ciertos tipos de arena. También se han desarrollado y surgido nuevos modelos analíticos y de diagnóstico, la industria ha desarrollado nuevos equipos para hacer frente a los retos actuales.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico típicos, han variado en su tamaño y en su forma, desde tratamientos muy pequeños (500 galones) hasta tratamientos de fracturación masivos MHF, por sus siglas en inglés (massive hydraulic fracturing), donde se excede el millón de galones de fluido y tres millones de libras de sustentante. Los tratamientos masivos de fracturación han jugado un papel importante en el desarrollo de formaciones económicamente no rentables, como formaciones altamente compactadas o de muy baja permeabilidad, como las formaciones "tight gas".

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Después de más de 40 años de experiencia e investigación los conocimientos para determinar las dimensiones, forma, simetría y características de la conductividad de la fractura todavía no están desarrollados por completo, de cualquier manera, la tecnología en fracturamiento hidráulico está avanzando en su desarrollo significativamente.

2.2 MECANICA DE ROCAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.2.1 Introducción

La mecánica del inicio y de la prolongación de la fractura, y de la geometría resultante están relacionados con las condiciones y características de esfuerzos cerca del agujero del pozo y de la roca circundante al mismo, así como las propiedades de dicha roca, las características del fluido de fracturación y la manera de cómo dicho fluido es inyectado hacia la formación.

Hubbert y Willis¹ presentaron una teoría de mecánica de fracturas simplificada, la cual parece explicar muchos de los eventos observados que se presentan en las operaciones de campo, como, la cementación, empacamiento de grava, fracturamiento hidráulico y en algunas circunstancias la pérdida de circulación durante la perforación.

Las mejoras de la teoría básica fueron desarrolladas, pero el conocimiento de la teoría de Hubbert y Willis provee las bases para el entendimiento del fracturamiento en las formaciones.

2.2.2 Esfuerzos in-situ

La superficie de las rocas normalmente está en un estado de esfuerzos compresivos, debido al peso de sobrecarga que se ejerce sobre ella (figura 2.2). Este peso de sobrecarga crea esfuerzos compresivos en las direcciones vertical y horizontal.

Las rocas sedimentarias tienen una pequeña fuerza de tensión inherente, la cual es debida a los esfuerzos compresivos que existen en las rocas.

Una fractura se extiende o es creada cuando se aplica una presión diferencial hidráulica suficientemente mayor capaz de vencer estos esfuerzos compresivos.

Si asumimos que la corteza terrestre se comporta como un material elástico, los esfuerzos compresivos verticales y horizontales se pueden calcular de la siguiente manera:

El esfuerzo compresivo total se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\sigma_v = 0.007\rho D \quad (Ec. 2.1)$$

Donde:

$$\sigma_v = \text{esfuerzo vertical total, psi}$$

$$\rho = \text{promedio de la densidad de la roca, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$D = \text{profundidad, ft}$$

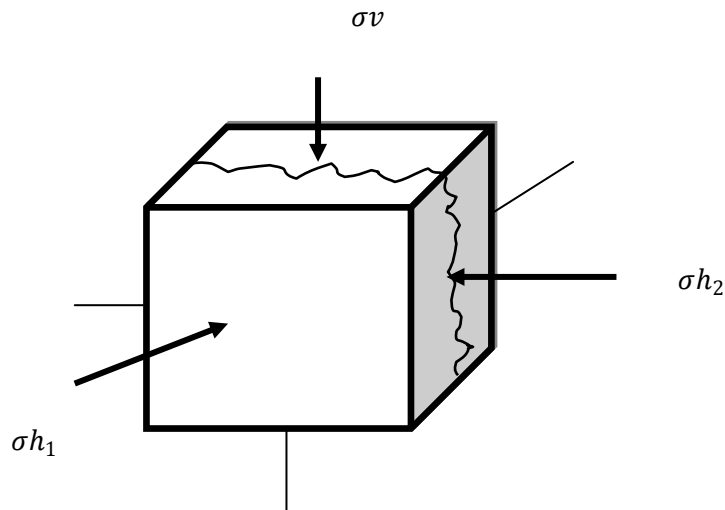


Figura 2.2

La densidad de las rocas varía de 125 a 200 $\frac{lb}{ft^3}$; un promedio razonable es de 144 $\frac{lb}{ft^3}$, y es la base para la “regla de dedo” de que el esfuerzo vertical total, debido a la sobrecarga es de 1.00 $\frac{psi}{ft}$. En el area del Valle del algodón en el este de Texas, las mediciones de registros de densidad indicaban un promedio de densidad de la roca a una profundidad de 10000 pies de 155 $\frac{lb}{ft^3}$. En aguas profundas costa afuera, la densidad del agua de mar puede afectar significativamente las mediciones de esfuerzo tomadas de un pozo en particular.

La presión de poro afecta los esfuerzos matriciales.

El esfuerzo compresivo matricial es reducido debido a la porosidad de la formación y al contenido de fluidos. Parte de la sobrecarga en la formación es soportada por la presión de los fluidos contenidos en ella.

Así, el esfuerzo compresivo vertical efectivo $\tilde{\sigma}_v$, en la matriz de la roca puede ser calculado por:

$$\tilde{\sigma}_v = 0.007\rho D - P_r \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$P_r = \text{presion de poro, psi}$

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Como lo indica la ecuación anterior, el esfuerzo vertical matricial está influenciado por la presión de poro. El esfuerzo matricial se incrementa mientras la presión del yacimiento declina. Las zonas de presiones anormales reducen el esfuerzo matricial así, la edición de la densidad de las lutitas es un indicador muy útil de zonas anormales de presión en operaciones de perforación porque una alta presión de poro reduce la compactación de la lutita.

El esfuerzo compresivo horizontal efectivo, $\widetilde{\sigma}_h$ en la matriz de la roca puede ser calculado por:

$$\widetilde{\sigma}_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - P_r) \quad (EC. 2.3)$$

$\nu = \text{relación de Poisson}$

Mediante mediciones de laboratorio se conoce el intervalo de valores de la relación de Poisson que van desde 0.14 a 0.40. Basándose en el gradiente de fractura de la caliza localizada en la parte central del continente la relación de Poisson puede tener un valor de 0.27 comparado con el 0.33 para las areniscas de la costa del golfo. Con los registros sísmicos se puede conocer la relación de Poisson in – situ.

El esfuerzo matricial horizontal depende de las propiedades de la roca y de la presión de poro.

En una área sin actividad tectónica y donde las rocas se comporten como materiales elásticos, el esfuerzo matricial horizontal es aproximadamente un tercio a un medio el esfuerzo vertical, dependiendo de la relación de Poisson de cada roca. Con un valor de la relación de Poisson para zonas adyacentes debería ser posible predecir cual zona se fracturaría preferentemente.

En lutitas suaves o arenas no consolidadas, el esfuerzo matricial horizontal debería ser relativamente más alto. En materiales más rígidos, como dolomías o calizas, debería fracturarse a presiones bajas. En zonas de sal donde la relación de Poisson puede ser de 0.50, el esfuerzo matricial horizontal puede ser igual al esfuerzo matricial vertical y en consecuencia se necesitarían presiones altas de fractura dando lugar a fracturas horizontales.

A través del tiempo geológico, la “relajación” de las rocas pueden afectar los esfuerzos horizontales, causando que estos sean mayores que los calculados por la teoría elástica. Este es un caso particularmente cierto en el caso de las lutitas.

La presión de poro también afecta el esfuerzo matricial horizontal, así también la presión de poro afecta, como ya se vio, el esfuerzo matricial vertical. En rocas permeables la presión de poro es un parámetro dinámico que está influenciado por la producción e inyección durante un trabajo de fracturamiento.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.2.3 Deformación del Esfuerzo Causado por el Agujero del Pozo

Los investigadores Hubbert y Willis¹ han demostrado que los esfuerzos compresivos en la pared del pozo dependen de la relación de dos principales esfuerzos horizontales regionales, así como, la magnitud de dicho esfuerzo.

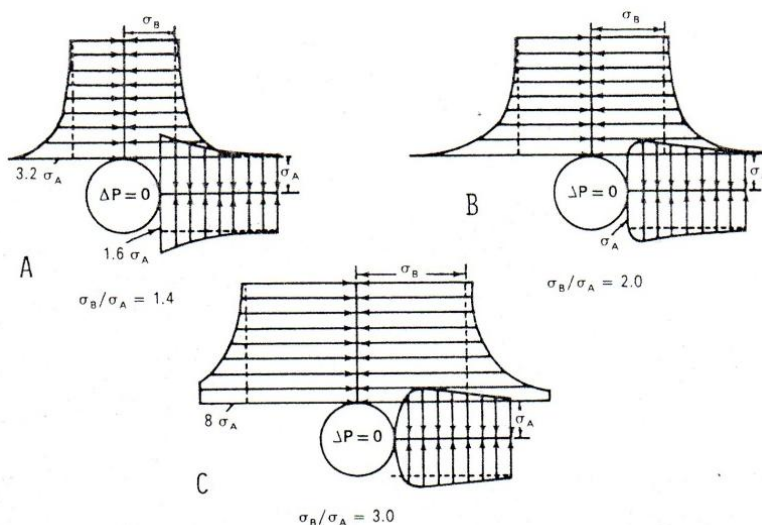
Según la relación del esfuerzo principal, el esfuerzo mínimo en la pared del pozo puede variar un par de veces con respecto al esfuerzo principal, esto sucede cuando dos de los principales esfuerzos son iguales, y cuando el valor es igual a cero uno de los esfuerzos principales es tres veces mayor que el otro.

Cuando la magnitud del esfuerzo horizontal principal no es igual, la roca en la pared del agujero no es sometida a esfuerzos de manera homogénea. En este caso, puede resultar una geometría elíptica en la cercanía de la pared del pozo tal y como se ilustra en la figura 2.3.

En operaciones de perforación de pozos altamente desviados, se vería la mayoría de los agujeros como elípticos.

La componente del esfuerzo vertical, perpendicular a los ejes de referencia del agujero inclinado, generalmente debería ser mayor que el esfuerzo horizontal, así una variación en los esfuerzos alrededor del agujero podría existir.

Este fenómeno de geometría elíptica en la pared del pozo en perforaciones altamente desviadas se puede confirmar con el uso herramientas de calibración de 4 brazos.



Distribución de los esfuerzos en la pared del agujero.

Figura 2.3

2.2.4 Inicio de la Fractura

Fractura horizontal

Suponiendo que las componentes verticales de la fuerza son ejercidas en contra de la formación, la condición necesaria para el inicio de la fractura horizontal es que la presión del pozo tiene que ser mayor al esfuerzo vertical más la fuerza de tensión de la roca más la presión de poro de la formación:

$$(P_i) = \widetilde{\sigma}_v + S_v + P_r \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

$(P_i)_h =$ presión requerida en el pozo para iniciar la fractura horizontal

$S_v =$ fuerza de tensión vertical de la roca

Fractura vertical

Las condiciones para el inicio de la fractura vertical dependen de la fuerza de dos de los principales esfuerzos verticales compresivos.

Para causar que la formación se rompa, la presión en el pozo debe ser un poco mayor que el esfuerzo mínimo en la pared del pozo, y también tiene que superar la fuerza de tensión de la roca. Esto puede ser expresado como sigue:

$$(P_i) = 3 \widehat{\sigma}_{h2} - \widehat{\sigma}_{h1} + S_h + P_r \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$(P_i)_v =$ presión requerida en el pozo para iniciar la fractura vertical

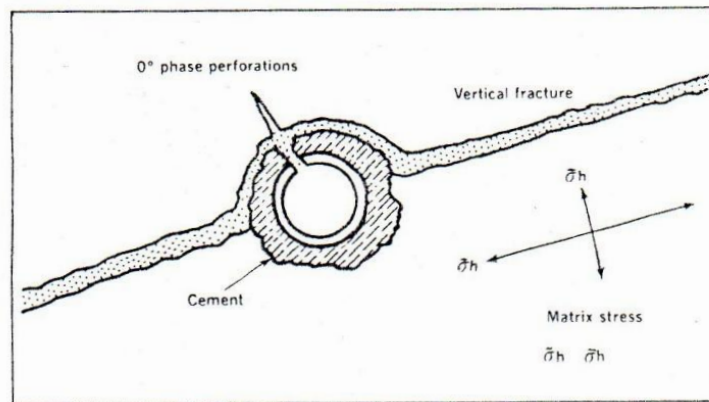
$\widehat{\sigma}_{h1} =$ esfuerzo matricial máximo horizontal

$\widehat{\sigma}_{h2} =$ esfuerzo matricial mínimo horizontal

$S_h =$ fuerza de tensión horizontal de la roca

$P_r =$ presión de poro de la formación

La existencia de la TR y del arreglo de los disparos tiene un efecto en la orientación de la fractura como se ilustra en la figura 2.4, pero la presión para romper la formación se reduce cuando se incrementa el número de disparos. La práctica de hacer los disparos en una sola línea vertical en un solo lado del la TR, incrementa significativamente la presión para romper la formación si los disparos están orientados 90° en referencia al plano vertical.



Orientación de los disparos VS el esfuerzo mínimo horizontal mínimo

Figura 2.4

2.2.5 Propagación de la Fractura

Una vez que la fractura ha sido iniciada e invadida por el fluido fracturante, la concentración de los esfuerzos cerca de la pared del pozo desaparece.

Orientación de la Fractura

La fractura se propaga en dirección de un plano perpendicular al mínimo esfuerzo matricial.

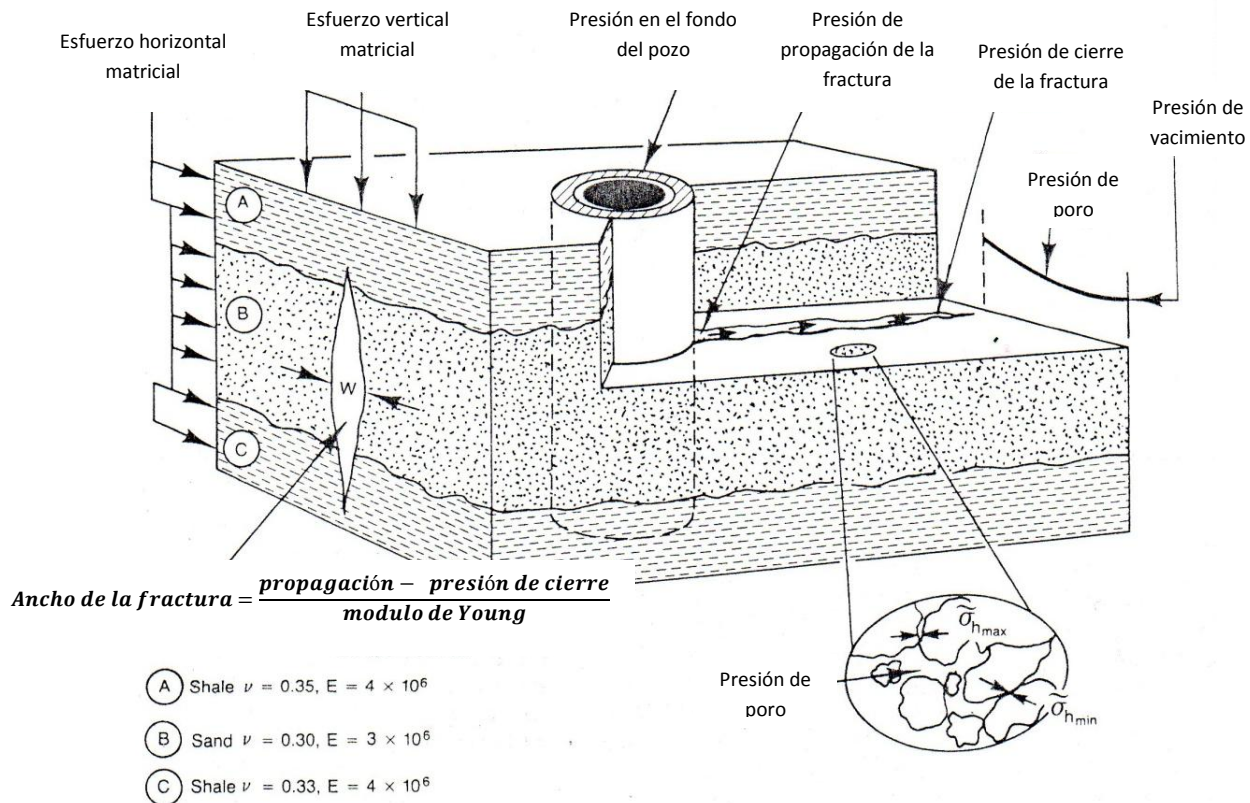
Generalmente el esfuerzo mínimo es horizontal, y la fractura resultante es vertical. Cuando los esfuerzos horizontales no son iguales, la fractura será preferentemente vertical. En áreas donde se encuentran fallas o donde la erosión ha ocurrido después de la depositación, las rocas pueden estar bajo grandes esfuerzos compresivos horizontales de esfuerzos verticales de sobrecarga. Si el esfuerzo mínimo matricial efectivo es vertical, entonces resultara una fractura horizontal.

La figura 2.5 esquematiza presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucradas en la propagación de una fractura vertical.

Presión de Cierre de la Fractura

Para mantener la fractura abierta después del inicio, la presión en la fractura tiene que exceder la presión de poro por una cantidad igual al mínimo esfuerzo matricial efectivo de la roca. Esta presión usualmente es llamada "presión de cierre de la fractura". El gradiente de fractura es la presión de cierre de la fractura dividida por la profundidad.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Principales factores involucrados en la propagación de una fractura vertical (presiones, esfuerzos y propiedades de la roca)

Figura 2.5

Presión de Propagación de la Fractura

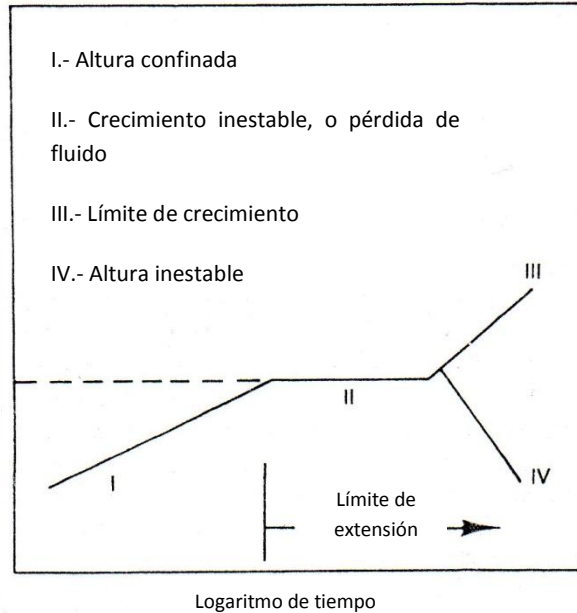
Cuando la fractura es extendida, la presión de la fractura en el pozo se incrementa, como resultado de la fricción del fluido fracturante. Un segundo factor que puede causar un incremento en la presión de propagación es la posibilidad de que la presión de poro cerca de la fractura puede ser incrementada debido a la pérdida de fluido. Un incremento en la presión de poro o en la "presión del sistema" resulta en un incremento en la presión de cierre.

Presión de Fractura Neta

La presión de fractura neta, es la presión en exceso de la presión de cierre de fractura. La presión neta de fractura actúa en contra de la elasticidad, o del modulo de Young de la roca y se ve afectada en la extensión de dicha fractura. Durante un trabajo de fracturamiento hidráulico la presión neta de fractura puede ser usada como un indicador de la extensión de la fractura como se muestra en la figura 2.6.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Logaritmo de la presión de fractura



Comportamiento del progreso de la extensión de la fractura Figura 2.6

Si la presión neta de fractura se incrementa en forma normal, la fractura se está propagando lejos de la vecindad del pozo en una pequeña dirección vertical. Si la presión neta de fractura se incrementa de una manera anormal, la fractura se ha dejado de extender y se está "inflando" como un balón, es decir, está ocurriendo un arenamiento. Si la presión neta de fractura cae en forma drástica, la fractura se ha "arruinado" a través de una barrera por encima o por debajo. Una presión constante de propagación indica una condición anormal que en poco tiempo resultara en un posible arenamiento.

2.2.6 Medición de la Presión de Cierre de Fractura

Con la suposición de un área geológica homogénea y una roca actuando como material elástico, la presión de cierre de la fractura puede ser calculada a partir de la densidad de la roca, profundidad, relación de Poisson y la presión de poro. Sin embargo, en muchas áreas estas suposiciones pueden tener poca validez, y por consecuencia, se necesitan técnicas para la medición de presión de cierre y esfuerzo mínimo matricial de la roca.

Método de Cierre Instantáneo

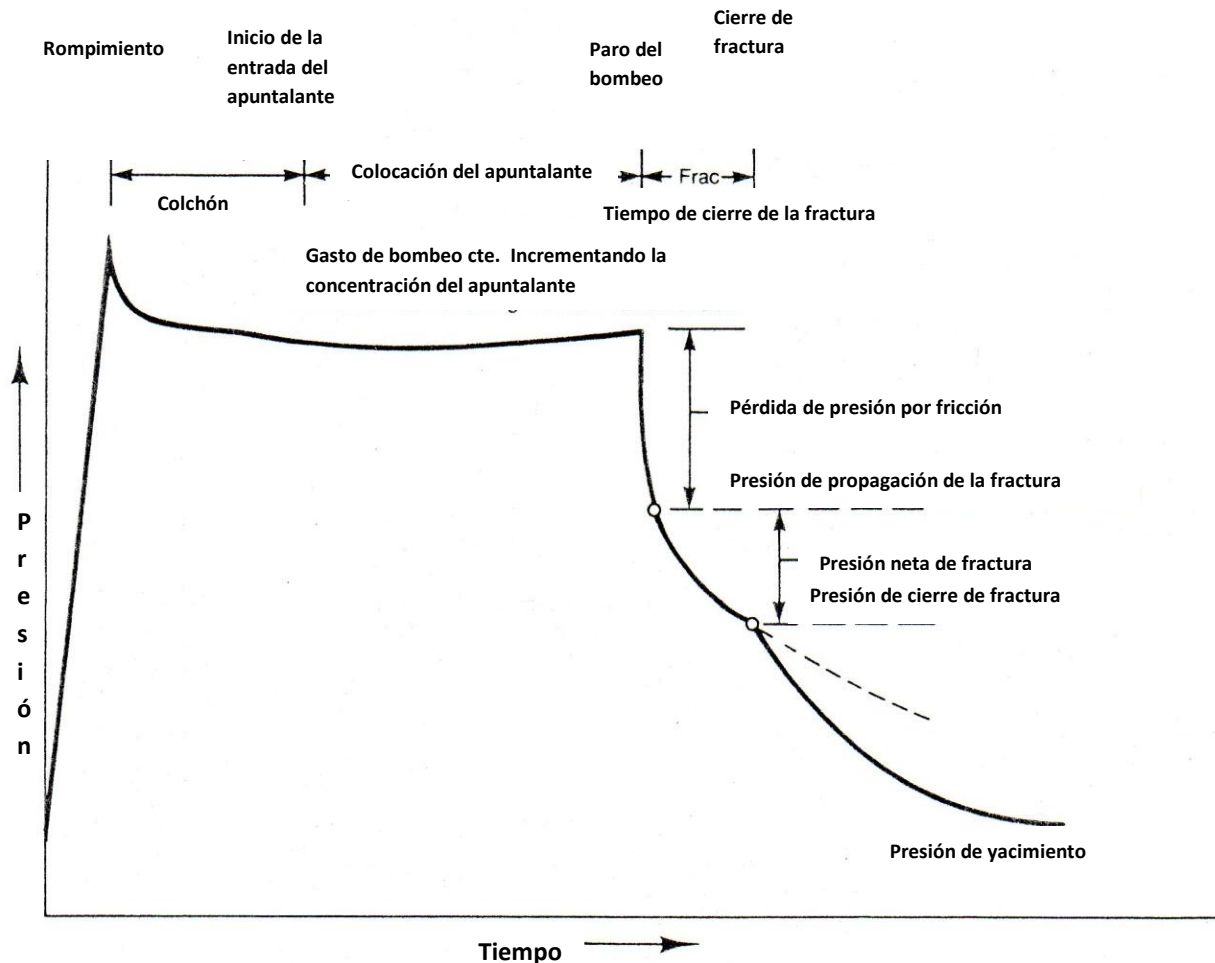
Esta técnica incluye el registro de la presión en la cabeza de pozo inmediatamente después de que las bombas son paradas en el fracturamiento hidráulico. La presión de cierre instantáneo en la cabeza del pozo más la presión ejercida por la columna hidrostática en el fondo del pozo es conocida como la presión de propagación de la fractura. La presión de propagación de la fractura cae hasta la presión de cierre de fractura como resultado de la pérdida de fluido hacia fuera de la formación.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Después del cierre, la presión cae más rápido, así una anomalía ocurre en el punto de cierre. Generalmente el tiempo entre el paro de las bombas y el cierre de la fractura puede ocurrir en unos minutos o en varias horas en formaciones muy consolidadas o "apretadas".

Prueba de bombeo y flujo

Una manera de obtener la presión de cierre de la fractura, cuando el tiempo de cierre puede ser muy largo, es regular la presión en la cabeza del pozo con un estrangulador adecuado para así obtener un gasto constante en el fluido de regreso. En una grafica de presión en superficie contra tiempo se vería un cambio suave en la pendiente en el punto en el que la fractura se cierra como se observa en la figura 2.7.



Comportamiento ideal de la presión durante el fracturamiento hidráulico

Figura 2.7

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Prueba de incremento de gasto en etapas

Con esta técnica, el gasto de inyección dentro de la formación se incrementa gradualmente, y así la presión en la superficie se registra. Un cambio brusco en la pendiente de una grafica de presión contra gasto indica la presión en la superficie a la cual ocurre la fractura. Esta presión en superficie, mas la presión hidrostática por columna del fluido, es la presión de cierre de la fractura.

En cada uno de estos procedimientos se debe recordar que la presión de cierre está afectada por la presión de poro. En consecuencia, si en el proceso de medición la presión de poro se incrementa la presión de cierre también se incrementara.

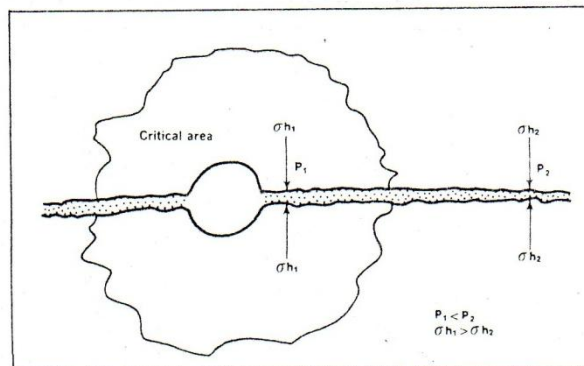
Esfuerzo mínimo matricial.

El esfuerzo mínimo matricial se obtiene de restar la presión de cierre de la fractura, la presión de poro. La presión de poro generalmente se asume como la presión estática del yacimiento. De cualquier manera, se debe correr una prueba de presión de cierre antes de que la presión de poro sea cercana a la fractura incrementada por el fluido inyectado.

2.2.7 Esfuerzo del Apuntalante

El esfuerzo mínimo matricial es de suma importancia porque ese es el esfuerzo que el apuntalante tendrá que soportar para mantener la fractura abierta. Este esfuerzo se incrementa cuando la presión de poro es reducida. Por lo tanto, el apuntalante que está cerca del pozo está sometido a un mayor esfuerzo que el que esta mas lejos del pozo, porque la presión de poro cercana al pozo se reduce debido a la caída de presión durante el proceso de producción como se observa en la figura 2.8. Este efecto puede ser significativo cuando hay grandes caídas de presión.

Usualmente la resistencia del apuntalante se especifica a condiciones de presión de poro igual a cero.



El apuntalante cercano a la cara del pozo es sometido a mayores esfuerzos. Figura 2.8

2.2.8 Contención Vertical del Crecimiento de la Fractura

Conocer el esfuerzo mínimo horizontal en zonas adyacentes es también de suma importancia, porque es un factor que influye sobre la extensión de las fracturas por encima y por debajo de intervalos productores.

Un alto Esfuerzo horizontal crea una barrera; En grandes fracturamientos, como en otro tipo de trabajos de fracturamiento más pequeños, la existencia de una barrera para limitar la extensión de la fractura en forma vertical es importante para la longitud de la fractura obtenida y para el éxito del trabajo. Con los valores de la relación de Poisson de una zona productora, y con barreras adyacentes, debe ser posible estimar el esfuerzo horizontal matricial en cada zona. La eficacia de la barrera en contener la fractura puede elevarse. Con una relación de Poisson alta el esfuerzo matricial horizontal debe ser también elevado. Incluso si las fuerzas tectónicas están activas, las diferencias en el esfuerzo horizontal entre zonas deben ser significativas.

La presión neta de fractura controla la extensión vertical; También es posible asignar un límite superior en la presión neta de fractura para reducir la extensión vertical de la misma.

En zonas donde la presión de poro ha sido parcialmente agotada, el esfuerzo mínimo matricial será más alto que en zonas normales de presión. La presión de cierre de la fractura, de cualquier manera, será más baja en zonas de presión de poro bajas.

Un factor adicional es que el esfuerzo mínimo horizontal calculado con fundamento en el desarrollo lineal elástico de las rocas, no representa grandes valores. La relajación de los materiales por un periodo de tiempo geológico puede incrementar este esfuerzo horizontal. Las lutitas podría esperarse que tuvieran un mayor grado de relajación que las areniscas; por lo tanto las lutitas pueden servir como barreras más efectivas.

2.3 INCREMENTO DE LA PRODUCCION DEBIDO AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Las razones por las cuales se incrementa la productividad de un pozo por fracturamiento hidráulico son:

- Nuevas zonas descubiertas
- Reducción de la Zona Dañada
- Cambio del patrón del flujo de radial a lineal

2.3.1 Nuevas zonas descubiertas

El incremento en la producción depende de una combinación de factores geológicos y de esfuerzos en la formación, los cuales en muchas ocasiones son desconocidos.

En una formación de carbonatos donde la productividad depende de la porosidad –o en una zona fracturada donde la capacidad de flujo está relacionada con el sistema de fracturación- o en una formación de arenas donde la permeabilidad está relacionada con la geometría y forma de la depositación de los sedimentos, la posibilidad de incrementar la productividad del pozo en una nueva zona puede ser muy importante. En algunos casos, la nueva zona puede ser de gas o agua.

2.3.2 Reducción del Daño

El incremento de la producción debido al mejoramiento de la permeabilidad en la zona dañada es una función de la profundidad o longitud de la zona dañada y de la relación del daño entre la zona no dañada.

Puede verse que con un fracturamiento hidráulico pequeño es suficiente para evitar casi todas las zonas dañadas, pero es de suma importancia mantener la fractura cerca de la cara del pozo para proveer una gran conductividad a través de la zona dañada.

2.3.3 Cambio del Patrón de Flujo Radial a Flujo Lineal

El incremento en la productividad cambiando el patrón de flujo de radial a lineal resulta en la creación de una fractura altamente conductiva, extendiéndose a una gran distancia del pozo.

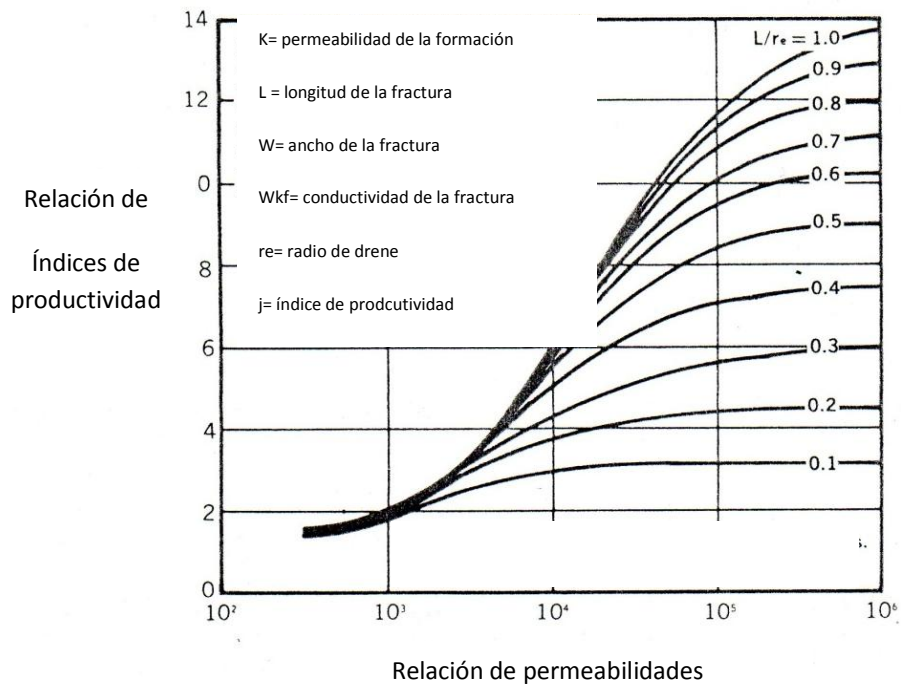
Para fracturas verticales el incremento de la productividad depende básicamente de la conductividad creada por la fractura, en comparación con la permeabilidad de la formación.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

A menos que se generen fracturas altamente conductivas, la longitud de la fractura tiene poca importancia. Pero si el contraste o relación de permeabilidad puede desarrollarse (como en zonas de gas muy compactas) entonces la longitud de la fractura juega un papel importante.

De acuerdo a la figura 2.9 un contraste de permeabilidad mayor a 10,000 md/in /md es difícil de lograr a menos que las permeabilidades de la formación sean absolutamente bajas. Por ejemplo, con 50 md de permeabilidad de formación, la conductividad de una fractura debe de ser de 500,000 md por pulgada para alcanzar dicho contraste.

Si la fractura es creada con apuntalante de malla 8/12 teniendo una permeabilidad de 1000 darcys, la longitud del cierre de la fractura tendría que ser de 0.5 pulgadas para obtener esa conductividad. Bajo estas condiciones ampliar una fractura más allá del 40% al 50% del radio del drenaje no mejoraría productividad del pozo perceptiblemente.



Efecto de la conductividad y longitud de la fractura.

Figura 2.9

En una zona de gas con permeabilidad de 0.1 md, y una fractura de 0.2 pulgadas con apuntalante con arena de malla 20/40 produciendo una conductividad de 10,000 md por pulgada, debería proporcionar un relación de contraste de permeabilidades de 100,000 md in/md. Con una fractura de 200 pies en una espacio de 320 acres se incrementara la productividad en 3.7; un fractura de 1000 pies proporcionaría un incremento de 8.9. Así, cuando se puede obtener un contraste de

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

permeabilidades significativo, el incentivo para desarrollar fracturas más largas y con mejor empacamiento se incrementa.

2.3.4 Conductividad Cercana al Pozo

La conductividad cercana al pozo es crítica, las figuras 2.10 y 2.11 muestran la importancia de mantener la fractura con un buen soporte en una zona cercana al pozo. Si una pequeña porción de la fractura (menor al 3 % del total de la longitud de la fractura) se deja sin soporte, la fractura se cerrara. La mayor parte de la estimulación que se podría haber alcanzado se perdería por dicho fenómeno.

Estas figuras muestran la relación de estimulación (J/J_0) con la longitud del frente de la fractura (r_c).

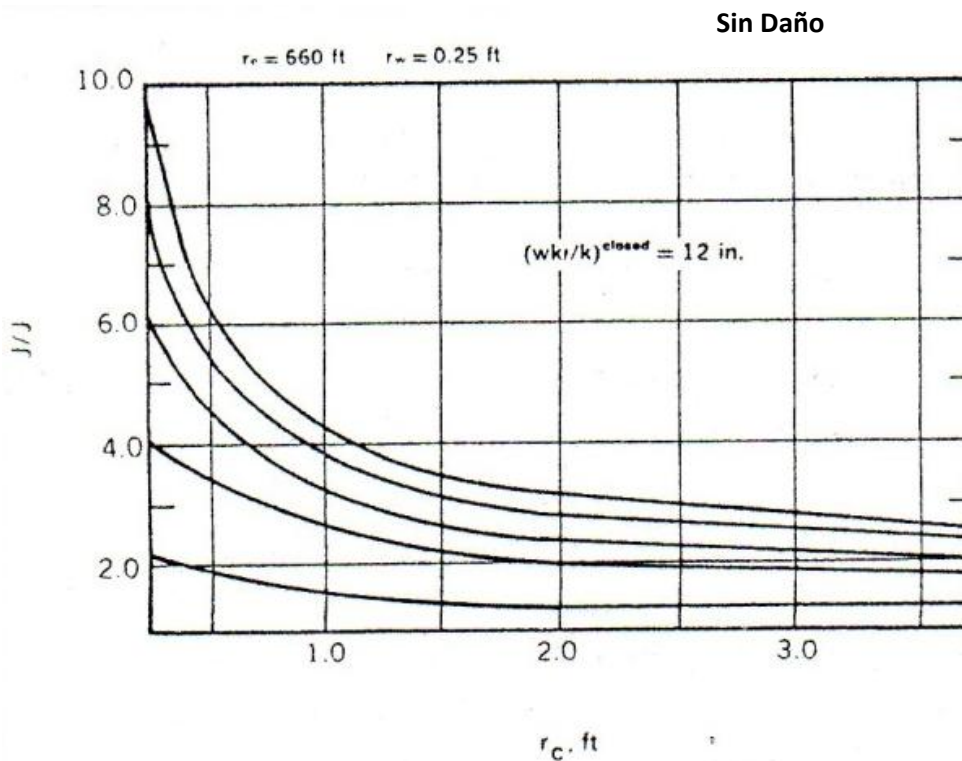


Figura 2.10

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

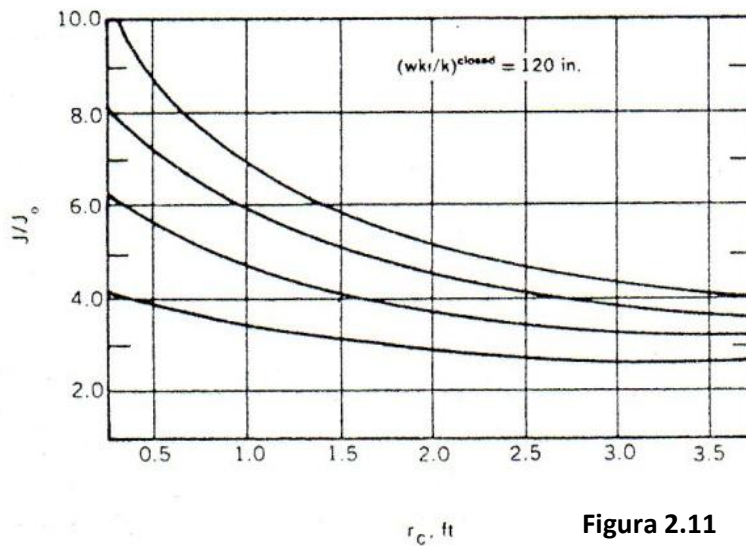
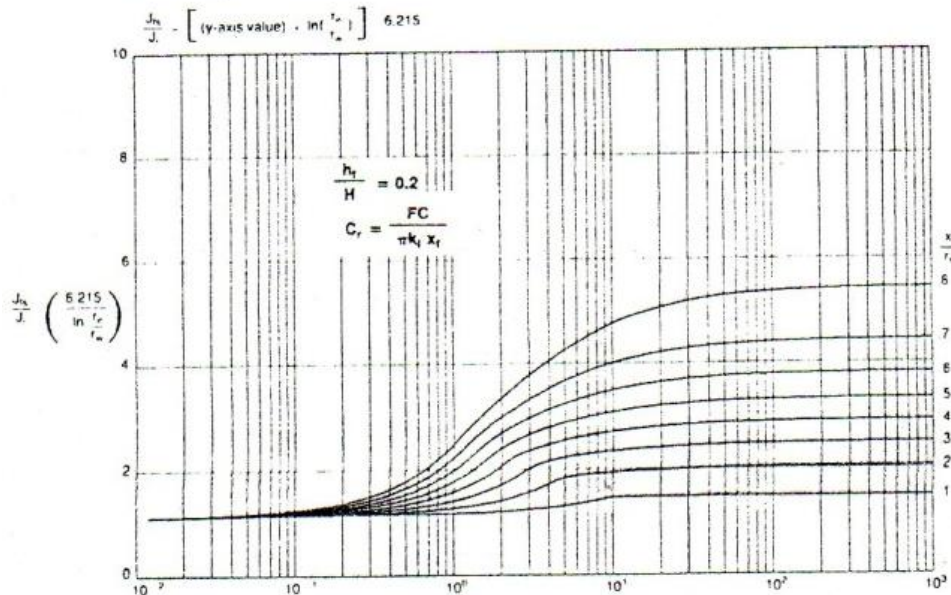


Figura 2.11

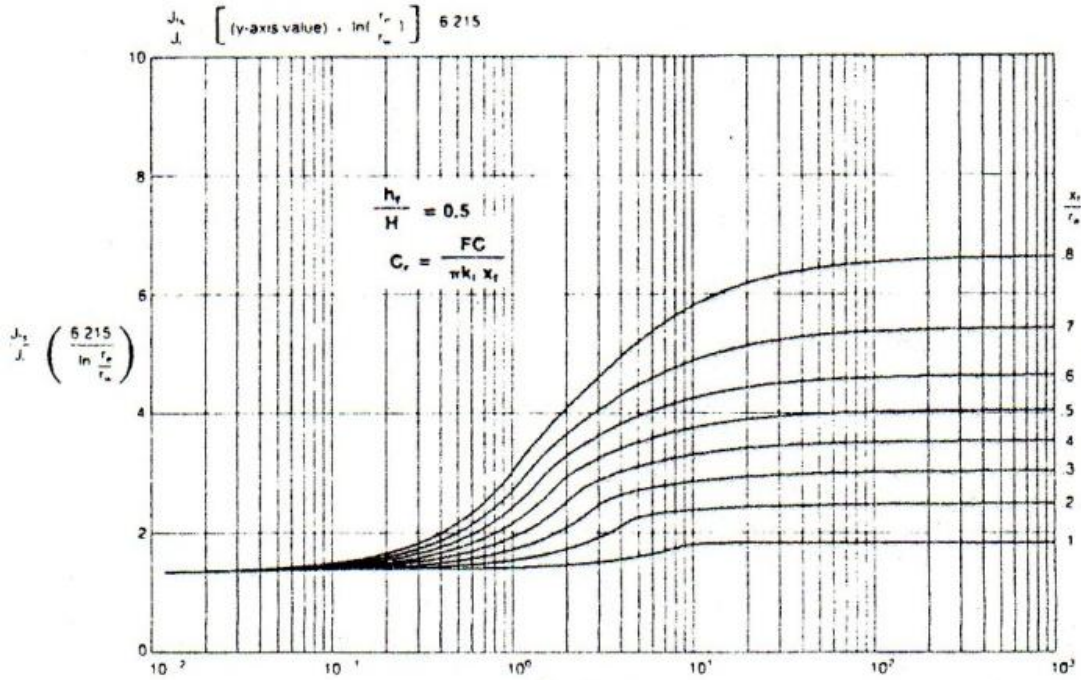
En la Figura 2.9 también se muestra la importancia de la altura de la fractura; la cual asume que la fractura es soportada a lo largo de todo el intervalo productor, y de la parte cercana al pozo hasta el extremo más alejado. Las figuras 2.12, 2.13, y 2.14, relacionan el incremento de la producción (J/J_0) con la capacidad relativa (contraste de permeabilidades) para fracturas soportadas desde la zona cercana al pozo hasta la punta de la fractura en cada dirección, pero no a lo largo de todo el intervalo productor. Todas estas figuras asumen una formación homogénea. En una formación en capas, el llenado de la fractura es mucho más importante que lo que indican estas figuras.



Efecto de la altura de la fractura con el 20 % soportado

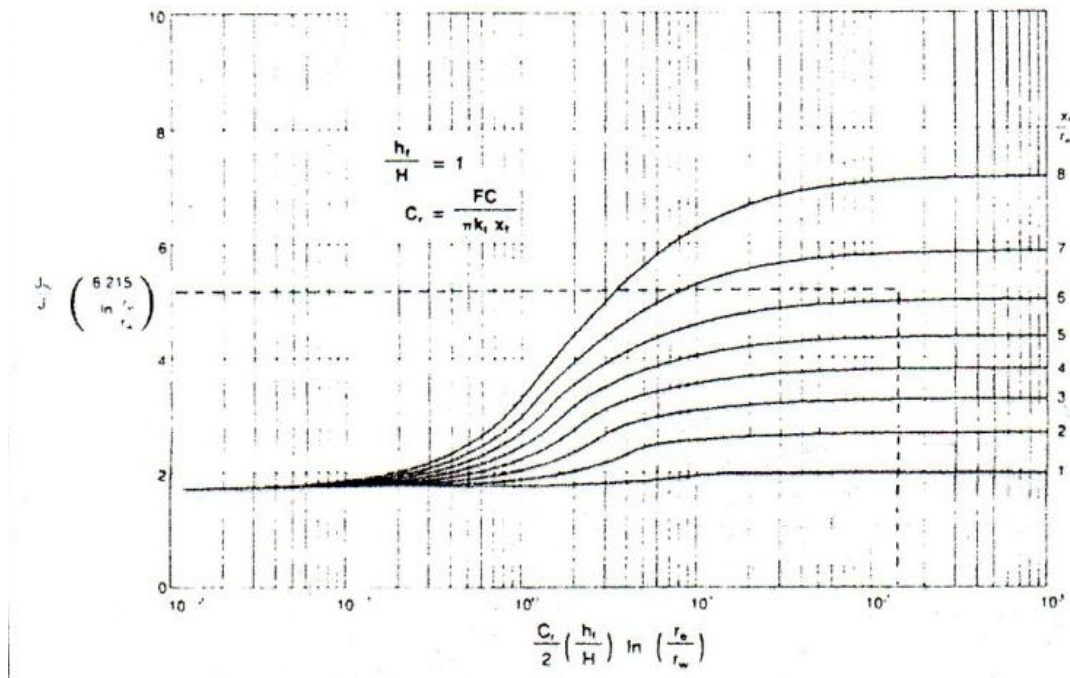
Figura 2.12

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Efecto de la altura de la fractura con el 50 % soportado

Figura 2.13



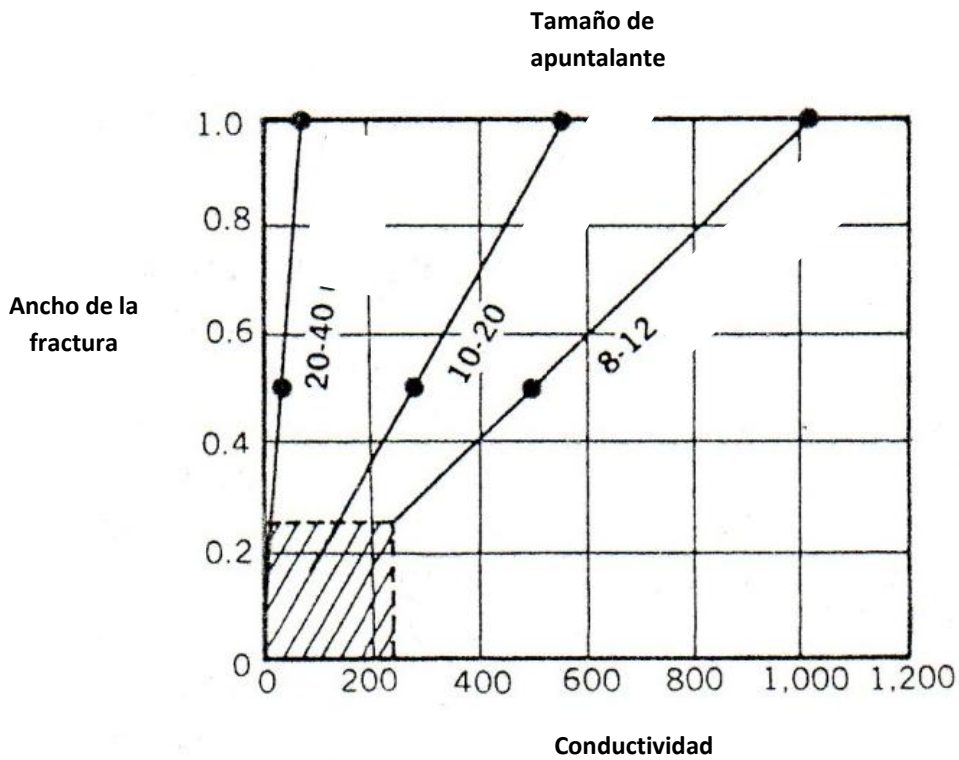
Efecto de la altura de la fractura con el 100 % soportado

Figura 2.14

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La conductividad de la fractura obtenida con un fluido fracturante típico, de baja a media viscosidad y con tamaño de apuntalantes típicos, se muestra en la figura 2.15, es decir la relación de la longitud de la fractura con la conductividad creada usando diferentes tipos de apuntalante o sustentante.

Para producir resultados significativos en formaciones con permeabilidades mayores a 5 md, los esfuerzos deben enfocarse en maximizar la capacidad del fluido fracturante.



Conductividad de la fractura vs ancho de la fractura

Figura 2.15

2.4 APUNTALANTES Y CONDUCTIVIDAD

2.4.1 Agentes Apuntalantes

La función de un agente apuntalante o sustentante es la de mantener abierta la fractura después de que el fluido de inyección (fluido fracturante) es dejado de bombear y dicho fluido es removido del yacimiento. Los fluidos del yacimiento pueden así fluir a través de los canales conductivos creados por la fractura en el yacimiento.

La arena de Sílice es uno de los apuntalantes más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos. La rápida disponibilidad y bajos costos de un sustentante de gran calidad que puede crear una buena conductividad en la fractura con un amplio intervalo de condiciones especiales hacen que sea muy atractiva para su uso en los fracturamientos hidráulicos. El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido especificaciones de la calidad de los apuntalantes usados en los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Estas especificaciones básicamente son: tamaño, esfericidad y redondez, solubilidad en ácido, contenido de limo y arcilla y resistencia. La designación del tamaño de los apuntalantes está descrito en las siguientes tablas:

Tamaños Primarios

Intervalo de la Malla	Tamaño (μm)
12/20	850 - 1700
20/40	425 - 850
40/70	212 - 425

Tamaños alternativos

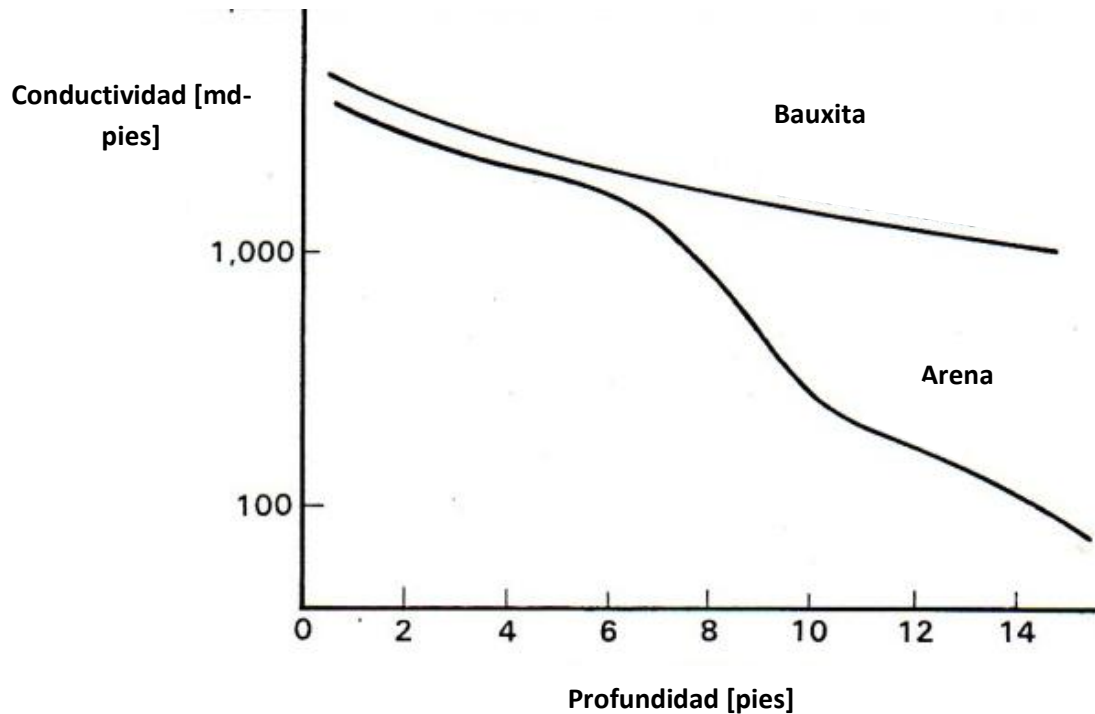
Intervalo de la Malla	Tamaño (μm)
6/12	1700 - 3350
8/16	1180 - 2360
16/30	600 - 1180
30/50	300 - 600
70/140	106 - 212

Otro apuntalante sintético usado comúnmente es la bauxita (óxido de aluminio). Es significativamente más resistente que la arena común y es usado en formaciones profundas donde existen grandes presiones de cierre y donde los esfuerzos de sobrecarga son mayores.

La figura 2.16 muestra el comportamiento de la conductividad de la fractura ante la profundidad, respecto a los dos tipos de apuntalante. La bauxita muestra un mejor comportamiento, especialmente a profundidades entre 8,000 a 1,000 pies donde la arena de sílice no resiste los esfuerzos de sobrecarga.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La bauxita tiene una mayor densidad de 3.5 a 3.7 $\left[\frac{lb}{gal}\right]$, en comparación con la arena de sílice 2.65 $\left[\frac{lb}{gal}\right]$.



Representación gráfica de la conductividad vs la profundidad Figura 2.16

Una gran variedad de materiales- aluminio, cordierita, mullita, carburo de silicio, y algunos otros materiales cerámicos- han sido introducidos como apuntalante. Ciertos tipos de apuntalante cerámicos han sido desarrollados comercialmente para tener una gama intermedia entre la arena y la bauxita. El aluminio de zirconio está disponible en ciertas regiones de Europa, debido a las características de las formaciones que ahí se presentan, como alternativa a la bauxita.

Algunos apuntalantes con recubrimiento de resina han sido introducidos en la industria petrolera. Uno de los objetivos de cubrir con resinas los apuntalantes es la de reducir los grandes esfuerzos y la degradación causada por el contacto grano a grano y así mejorar su empacamiento. Otro de los propósitos es consolidar o mantener el empacamiento entre granos debido a la adherencia que existe uno a otro.

2.4.2 Especificaciones API

Algunas de las características de los apuntalantes que se usan en los tratamientos de fracturamiento hidráulico que se necesita monitorear constantemente son:

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

- Redondez
- Esfericidad
- Gravedad Especifica
- Densidad Bulk
- Tamaño de grano (tamiz)
- Solubilidad en Ácido
- Contenido de limo y arcilla
- Resistencia a la compresión
- Agrupamiento

Redondez y Esfericidad

Estas dos propiedades son factores que influyen en el empacamiento y en la capacidad de transporte del apuntalante. La redondez es la medición relativa de la agudeza de las esquinas de los granos o la curvatura de dichos granos. La esfericidad es la medición de que tanto una partícula se aproxima a la forma de una esfera. El API recomienda ciertos límites para la arena, cuyo valor es de 0.6. Para arenas cubiertas con resinas los límites propuestos por el API son de 0.7.

La figura 2.17 es una tabla propuesta por Krumbein donde se muestran los parámetros patrón para esfericidad y redondez.

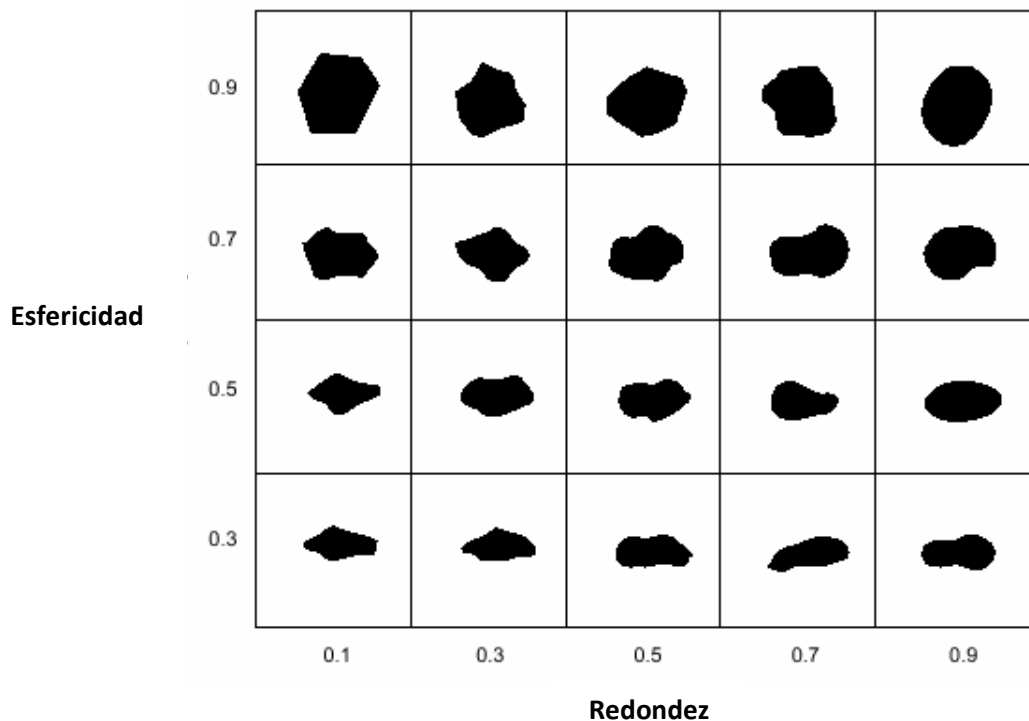


Figura 2.17

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Para tener una aproximación de estas propiedades, se tienen que observar muchas muestras de arena para poder hacer la comparación correcta. En algunos casos, la angularidad puede ser una característica ventajosa porque el apuntalante tiende a formar un puente en la fractura lo que puede ocasionar que se regrese cierta cantidad de apuntalante hacia el pozo.

Gravedad Específica

La gravedad específica del apuntalante es la medición de la densidad absoluta de la partícula de apuntalante con relación al agua. La recomendación del API respecto a los límites máximos de la gravedad específica para la arena es de 2.65.

Densidad Bulk

La densidad Bulk es el volumen ocupado por una unidad de masa de apuntalante- la cantidad de material para llenar un volumen dado. Las unidades para la densidad bulk son [lb/ft³] o [g/cc.] La recomendación máxima del API es de 105 [lb/ft³.] o 8.55 [g/cc].

Solubilidad en Ácido

La solubilidad de apuntalante en ácido clorhídrico al 12 % es un indicador de la cantidad de contaminantes presentes y de la estabilidad relativa del apuntalante en el ácido. También esta puede ser un indicador de la tendencia del apuntalante para disolverse en ambientes con temperaturas muy elevadas. El API recomienda un máximo para arena del 2% mientras que para arenas cubiertas con resinas el límite de solubilidad es del 7%.

Limo y Partículas Finas

Esta medición indica la cantidad de arcilla y limo o de otras partículas finas presentes. Con lavar o procesar el apuntalante, este no tendrá un exceso en el contenido de estas partículas.

El API recomienda un límite máximo de 250 unidades de turbidez.

Resistencia a la Compresión

La resistencia al aplastamiento indica la fuerza relativa de apuntalante medido por la cantidad de material aplastado bajo una carga dada. Esta medición es expresada en porcentaje de partículas finas. El API recomienda que los límites máximos para arena sean:

- Para tamaño de malla 12/20 – 16 % a 3000 psi
- Para tamaño de malla 20/40 – 14 % a 4000 psi

El API recomienda que los límites máximos para apuntalantes de alta resistencia sean:

- Para tamaño de malla 12/20 -25 % a 7500 psi

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

- Para tamaño de malla 16/20 -25% a 10000 psi
- Para tamaño de malla 20/40 – 10 % a 12500 psi
- Para tamaño de malla 40/70 – 8% a 15000 psi

2.4.3 Tipos de Apuntalante

Arena

Dos tipos de arena son las que más se usan en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, la Ottawa y la Brady. La arena Ottawa es una arena de alta calidad de la parte Noreste de los Estados Unidos. Su composición es puramente cuarzo, de color blanco, con gran redondez y esfericidad. Los granos están compuestos casi en su totalidad por monocristales, lo cual hace que tengan gran resistencia.

La arena Brady es otro tipo de arena también de muy alta calidad del estado de Texas, caracterizada por su angulosidad y presencia de feldespatos. También es conocida como la arena café debido a su color, es considerada con un poco menos de calidad que la arena Ottawa.

Las propiedades físicas de algunos tipos de arena usada comúnmente en los tratamientos de fracturamiento hidráulico se presentan en la siguiente tabla:

PROPIEDADES DEL APUNTALANTE ²				
Propiedades	Arena Premium (Jordan/Ottawa)		Arena Estándar (Hickory/Brady)	
	12/20	20/40	12/20	20/40
Redondez	0.8	0.8	0.7	0.7
Esfericidad	0.8	0.8	0.8	0.7
Gravedad Especifica	2.65	2.65	2.65	2.65
Densidad Bulk (lb/ft ³)	96	102	100	102
Solubilidad en Acido (% de peso)	1.3	1.2	0.9	1.6
Resistencia al Aplastamiento (% finos)	2.4	1.8	11.1	11.0
Agrupamiento (% de peso)	0.3	0.1	0.8	0.3

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Arena Cubierta con Resinas

Dentro de las compatibilidades incluyen el efecto del pH en un fluido, tiempo de activación, concentraciones de rompimiento y estabilidad en espumas. Los recubrimientos con resinas están disponibles para casi cualquier tipo de arenas, cerámicas, y bauxita.

Este recubrimiento de resina no mantendrá unidos a los granos pero si impartirá un alto nivel de conductividad en comparación con los apuntalantes sin este tipo de tratamiento.

Bauxita

La bauxita de alta resistencia y la bauxita de resistencia media, son fabricadas en esencia por el mismo proceso.

El mineral de la bauxita es un grano que es molido y formado dentro de “píldoras” verdes. Después de ser secadas y cribadas, las píldoras son fundidas en hornos a altas temperaturas. El proceso de quemado o de fundición de las píldoras, fusiona las caras de cada grano de bauxita.

La bauxita sintética de alta resistencia es formada por su mayoría de mineral puro de bauxita, esto le imparte gran densidad (3.7) y gran resistencia.

La bauxita de media resistencia es formada con materiales menos puros.

Apuntalantes Cerámicos

Los materiales cerámicos están dentro de una larga lista de materiales en los cuales se puede dividir, incluidos los metales. Generalmente, un material cerámico es cualquier no orgánico, no metálico sólido formado por un proceso a altas temperaturas. Ejemplos de materiales cerámico son vasos, refractarios, materiales abrasivos, cementos, etc.

Los apuntalantes cerámicos están hechos de una manera diferente. La composición de este tipo de apuntalante está hecho a base de mullita, una compuesto de aluminio, con algunos compuestos de sílice. Esto produce un material un poco más denso que la arena aproximadamente de 2.65 a 2.75. Este tipo de apuntalantes tienen una mayor resistencia que la arena pero un poco menos que la bauxita intermedia.

2.4.4 Conductividad de la Fractura

Numerosos estudios y análisis de los resultados de campo recientemente publicados por las compañías de servicios y fabricantes de apuntalantes han provisto de un gran número de investigaciones y pruebas de laboratorio acerca de la conductividad de la fractura.

Para estimar la conductividad de la fractura se necesita conocer las características del apuntalante, como son:

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

1. Tipo de apuntalante
2. Tamaño
3. Concentración del apuntalante en la fractura
4. El esfuerzo de carga (generalmente relacionado con la profundidad y la presión de poro)
5. Características de incrustación de la formación
6. Degradación bajo condiciones y ambientes in-situ.
7. Posible taponamiento por los residuos del fluido de fracturamiento

Las investigaciones y trabajos publicados en los años recientes intentan cuantificar la reducción de la conductividad como resultado de una larga cadena de fenómenos que ocurren en la formación. El deterioro bajo un ambiente de efectos in-situ puede reducir significativamente la conductividad de la fractura. La reducción de la conductividad de la fractura puede ser el resultado de diferentes procesos:

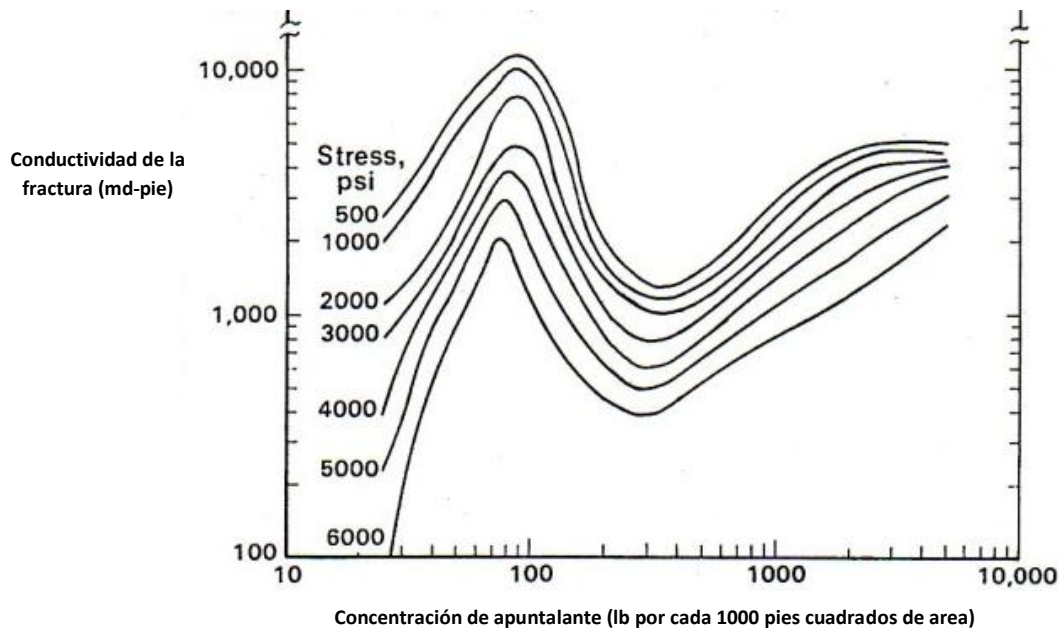
- Agrietamiento y o disolución del apuntalante por factores como esfuerzos, temperatura y fluidos
- Efectos causados a largo plazo por los esfuerzos de sobrecarga y temperatura
- Migración y redistribución de finos

Las diferentes tipos de pruebas de laboratorio desarrolladas en celdas para flujo radial o lineal hicieron posible la creación de la siguiente grafica (figura 2.18) en la cual se muestra la conductividad creada por un apuntalante de tamaño 20/40 para una gran variedad de esfuerzos de cierre y concentraciones de apuntalante.

Los picos observados en el incremento de la conductividad a concentración de 100 lbm/1,000 ft² de área de apuntalante reflejan la existencia de una capa parcial. Mientras la concentración de apuntalante se incrementa de 200 a 400 lbm/1000 ft² se crea una capa completa de apuntalante la conductividad declina. El incremento de la conductividad y en la concentración de apuntalante por encima de 500 lbm/1000 ft² resulta en la creación de múltiples capas de apuntalante. En la mayoría de los diseños de fracturamiento hidráulico se espera tener una concentración de 1 lbm/ft².

En las fracturas verticales en donde el apuntalante puede caer a la parte más baja de la fractura, puede resultar muy difícil diseñar un tratamiento para crear una capa parcial de apuntalante. Otro problema usualmente asociado con las monocapas es la incrustación del apuntalante con la formación. Para formaciones muy suaves donde la incrustación del apuntalante es severa, la conductividad de la fractura de monocapas parciales o totales puede ser mucho menor que lo que muestra la grafica.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

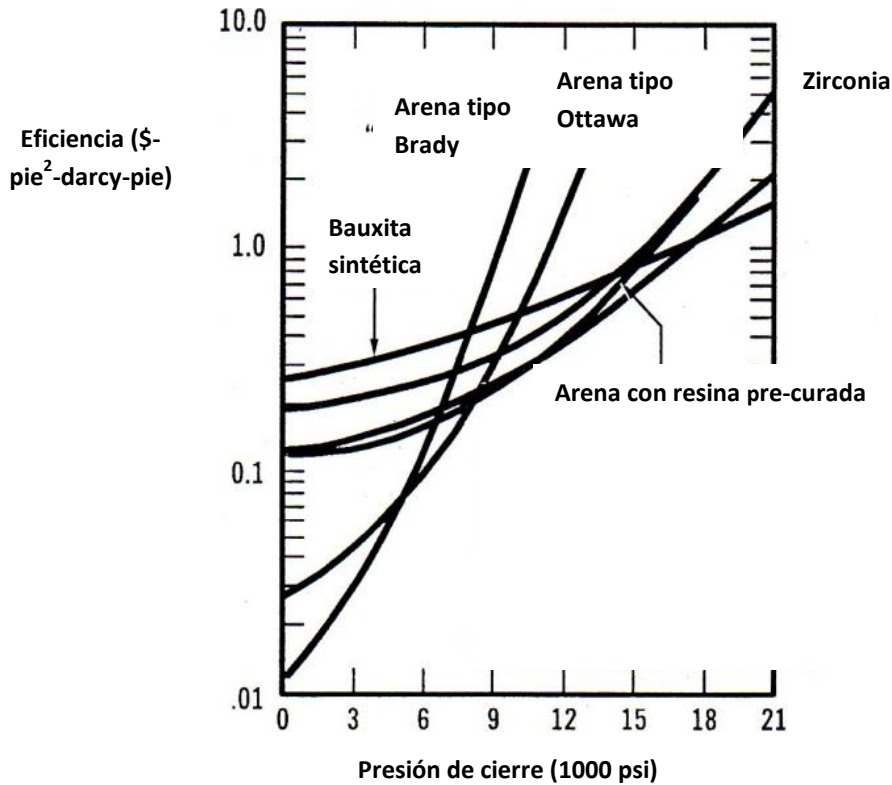


Conductividad de la fractura, esfuerzos de cierre y concentración de apuntalante

Figura 2.18

Algunos trabajos de investigación han conducido a investigar la reducción de la conductividad por el daño que pueda sufrir el empacamiento o por el posible taponamiento. La reducción de la conductividad de la fractura por posible taponamiento por residuos de fluido de fracturamiento fue investigada por Cooke y Almond³. Los investigadores Kim y Lascano⁴ orientaron su trabajo al daño que pueda sufrir el empacamiento, donde las pruebas realizadas fueron para una arena de tamaño 20/40 para diferentes tipos de fluidos de fracturamiento para una gran variedad de esfuerzos de cierre para diferentes temperaturas. Los resultados mostraron que la conductividad de la fractura se puede reducir de un 40 a un 60 % solo por el taponamiento de residuos del fluido de fracturamiento. El investigador Cheung⁵ encontró que para varias concentraciones de ácidos estas pueden disolver una parte significativa de apuntalante, con lo que se vería reducida la conductividad. También se establece que apuntalantes con gran contenido de sílice se pueden degradar en salmueras a altas temperaturas. Los investigadores Phillips y Anderson⁶ demostraron un método para modificar la tradicional grafica conductividad vs esfuerzos de cierre, la cual incluye el costo de diferentes tipos de apuntalante como se muestra en la figura 2.19

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



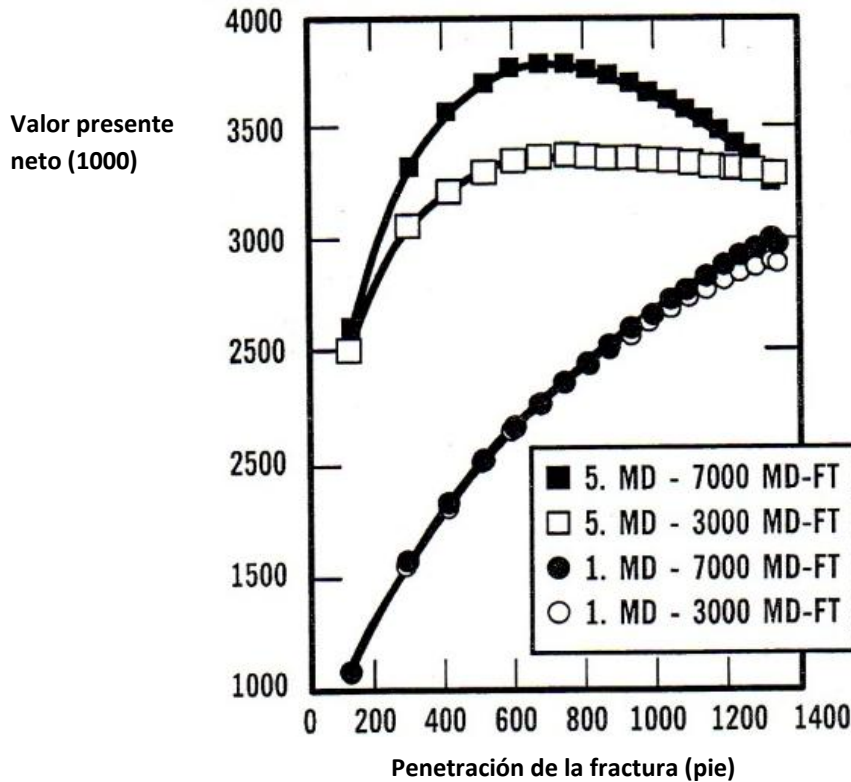
Efecto del tipo de apuntalante en la relación beneficio-costo

Figura 2.19

Estas curvas representan el costo por unidad de área de fractura por unidad de conductividad en un gran rango de esfuerzos de cierre.

Un trabajo presentado por los investigadores Britt y Veatch⁷ demostraron algunas aproximaciones económicas para optimizar la conductividad de la fractura. La figura 2.20 compara el valor presente neto para dos diferentes conductividades de fractura (3000 y 7000 md-ft) en formaciones de 1 a 5 md de permeabilidad. Así el costo del apuntalante para una conductividad de 3000 md-ft. Es de 8 dólares por cada 100 lbm. Para 7000 md-ft el costo del apuntalante (bauxita) es de 70 dólares por 100 lbm.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Valor presente neto vs longitud de la fractura

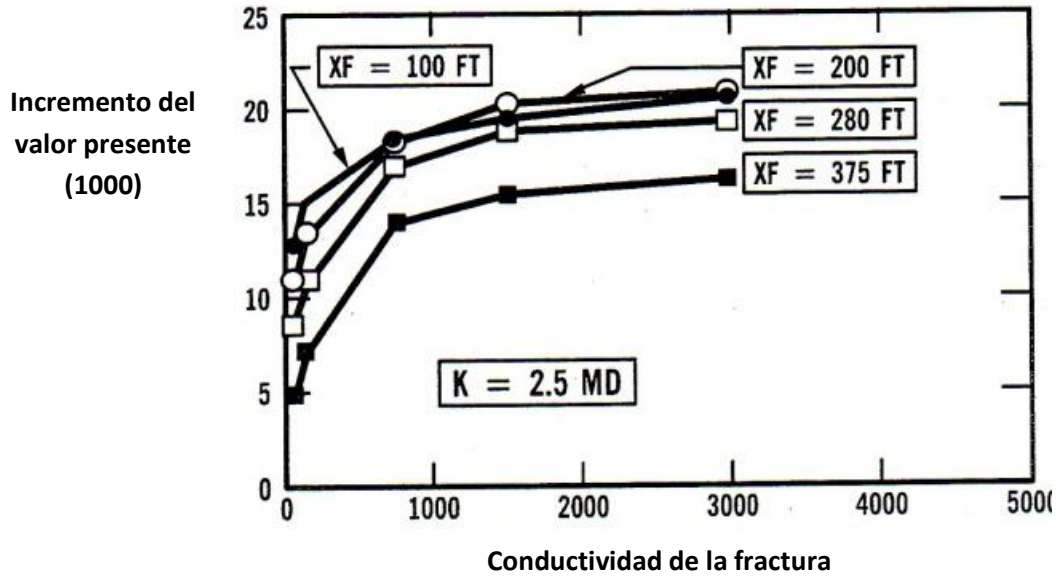
Figura 2.20

Los resultados indican que una conductividad de 3000 md-ft con arena como apuntalante, el diseño es adecuado para formaciones de 1 md de permeabilidad. Para formaciones con 5 md de permeabilidad, el uso del apuntalante más caro para lograr una conductividad de 7000 md-ft permitirá un retorno más alto.

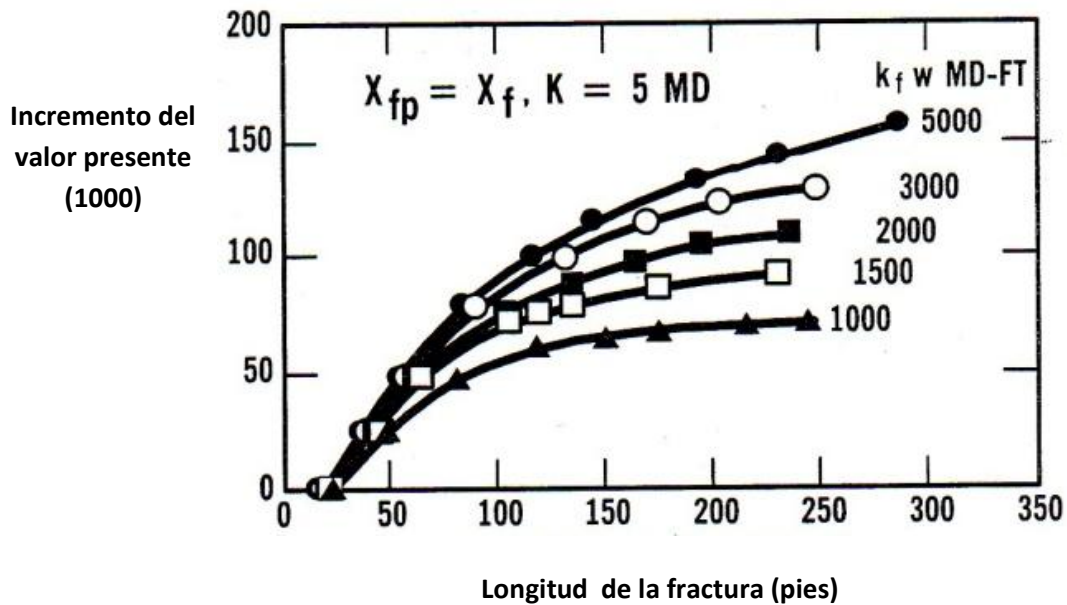
Uno debe ser muy cuidadoso de evitar estas reglas de dedo y usar estos resultados como fueron presentados para inferir que la arena es el apuntalante mas optimo para formaciones de 1 md de permeabilidad o que la bauxita es el mejor para formaciones de 5 md. En algunas formaciones, especialmente las más profundas, no es posible desarrollar conductividades con estos ejemplos.

Las figuras 2.21 y 2.22 muestran el incremento de ingresos totales por fracturas realizadas en formaciones de baja permeabilidad, es decir, el incremento en la producción gracias al fracturamiento hidráulico.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Incremento de la ganancia vs Conductividad
Figura 2.21



Incremento de la ganancia vs longitud media de la fractura
Figura 2.22

2.5 FLUIDOS Y ADITIVOS

2.5.1 Función de los fluidos de fracturamiento.

El propósito de los fluidos de fracturamiento hidráulico está enfocado básicamente en dos aspectos: para mantener abierta y extender la fractura hidráulicamente y para transportar y distribuir el apuntalante a lo largo de la fractura.

El fluido seleccionado para un tratamiento puede tener una influencia significativa en el resultado efectivo de la longitud de la fractura, en la conductividad de la fractura y en el costo del fracturamiento hidráulico. Las propiedades de los fluidos gobiernan fuertemente el desarrollo de la propagación de la fractura y la distribución y empacamiento de los agentes apuntalantes. Fluidos que tengan una filtración rápida dentro de la formación tienen una baja eficiencia en el acuífero y en la extensión de la fractura. El filtrado del fluido puede también resultar en una concentración indeseable de residuos en la fractura.

Una buena y adecuada viscosidad del fluido de tratamiento controla la presión interna de la fractura y las características de transporte del apuntalante. A continuación se presentan algunas características deseables para la mayoría de los fluidos de tratamientos de fracturamientos hidráulicos.

1. Baja pérdida de fluido para obtener la penetración deseada con el mínimo de volúmenes de fluidos.
2. Una viscosidad buena y adecuada para crear una fractura con el ancho deseado y transportar y distribuir el apuntalante como lo requiera la fractura.
3. Minimizar las pérdidas de fricción en la fractura.
4. Buena estabilidad de temperatura para la formación a tratar.
5. Efectos mínimos de daño en la permeabilidad de la formación.
6. Mínimo taponamiento en la conductividad de la fractura.
7. Buenas características de rompimiento del fluido.
8. Buen desarrollo de limpieza y retorno de fluido.
9. Bajos costos.

2.5.2 Sistemas de Fluidos

Diferentes tipos de fluidos están disponibles para los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

En la siguiente tabla se presentan varios tipos de fluidos o sistemas de fluidos usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

SISTEMAS DE FLUIDOS USADOS COMUNMENTE EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Soluciones de polímeros en base agua.

Goma Guar (polímero usado para crear el gel)

Emulsiones de polímeros agua – aceite

2/3 hidrocarburo + 1/3 de soluciones de polímero base agua

Hidrocarburos gelificados

Petróleo destilado, diesel, keroseno, petróleo crudo.

Alcohol gelificado, metanol

CO2 Gelificado

Geles Acidificados

Espumas acuosas

Soluciones en fase acuosa.

Soluciones en fase gaseosa, nitrógeno y CO₂

Adicionalmente existen diversos tipos de aditivos que sirven para mejorar y desarrollar diferentes funciones en los fluidos base.

Algunas de las consideraciones más importantes para el diseño de un sistema de fluido para el fracturamiento hidráulico son:

1. Temperatura de la formación, temperatura y características del fluido, duración de la fractura.
2. Gastos de bombeo y volúmenes usados en el fracturamiento hidráulico.
3. Tipo de formación (areniscas o calizas)
4. Requerimientos de posibles pérdidas de fluidos.
5. Compatibilidad de fluidos en la formación
6. Presión
7. Profundidad
8. Tipo de apuntalante a ser bombeado
9. Requerimientos de rompimiento del fluido.

ADITIVOS MAS USADOS EN LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Agentes Espumantes

Agentes de control de bacterias

Rompedores y reductores de viscosidad

Buffers o Agentes de control de pH

Agentes para la estabilización de arcillas

Activadores

Antiespumantes

Agentes Desemulsificadores

Agentes dispersantes

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Agentes Emulsificadores Agentes de bloqueo de flujo Agentes reductores de fricción Inhibidores de corrosión Agentes secuestrantes Surfactantes Agentes estabilizadores de temperatura Agentes para el control de agua Inhibidores de lodo

Los sistemas de polímeros base agua, los cuales constituyen la mayoría de las aplicaciones, cubren un gran intervalo de tipos de formación; profundidades, presiones y temperaturas y son relativamente económicos. Algunos (goma guar, goma guar hidroxipropil, y la celulosa carboximetil hidroxietil) pueden ser adicionados y/o mezclados con otra celulosa para dar y adicionar mayor viscosidad y ampliar el intervalo de aplicación de acuerdo a las limitantes de temperatura.

La estabilidad de la temperatura ha sido mejorada por la adición de algunas sustancias como sales de trisulfato o metanol.

Para el mejoramiento de la pérdida de fluido se utiliza hidrocarburos dispersos al 5 % o con varias concentraciones y diferentes tipos de partículas finas.

Las emulsiones de polímero en general proveen un mejoramiento en el control de la pérdida de fluido, así como menor daño tanto a la formación como a la conductividad generada por la fractura, y posiblemente un mejoramiento en el transporte del apuntalante. Pero este tipo de sistema de fluido tienen una limitante con relación a la temperatura que es de aproximadamente 250 ° F (120 °C). También, pueden tener problemas al momento del rompimiento a bajas temperaturas y pueden ser un poco costosos.

Los sistemas de fluidos con geles de hidrocarburos, son usados principalmente en formaciones donde no existe compatibilidad con el agua de formación y donde esta podría llegar a causar daño en la permeabilidad de la formación. Los sistemas de fluidos con geles a base de alcohol también son considerados para formaciones que están sujetas a bloqueo por agua en los poros. Los geles a base de CO₂ pretenden o buscan tener un daño mínimo hacia la formación con características de buen retorno del fluido una vez roto.

Los geles con ácido han demostrado ser muy efectivos en la estimulación de formaciones de carbonatos. Un problema común en los sistemas a base de hidrocarburos, alcoholes, CO₂ y sistemas con ácido, es que son considerablemente más costosos que los sistemas de polímeros a base de agua.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

En algunos casos, se pueden utilizar diferentes tipos de fluidos en el mismo tratamiento en diferentes etapas. Por ejemplo en formaciones de caliza o dolomía, se pueden inyectar por etapas, pequeñas cantidades de geles acidificados o de geles base agua. En formaciones con presiones bajas es común inyectar geles base agua con asistencia de nitrógeno, espuma o geles de CO₂ para mejorar la limpieza.

2.5.3 Fluidos de Fracturamiento Espumados

El uso de fluidos de fracturamiento hidráulico espumado ha tenido un gran crecimiento y aceptación en los últimos años. Las espumas acuosas generalmente tienen un muy buen comportamiento y desarrollo de limpieza después del tratamiento en estimulaciones donde las presiones del yacimiento son bajas o en yacimientos donde se tienen problemas de limpieza con fluidos muy densos. El uso de este tipo de fluidos está convirtiéndose en práctica más común en los fracturamientos hidráulicos; en formaciones muy profundas, donde las presiones de bombeo son inusualmente altas y los requerimientos de volumen de gas pueden ser excesivos. Por lo tanto, las aplicaciones para formaciones muy profundas pueden ser costosas.

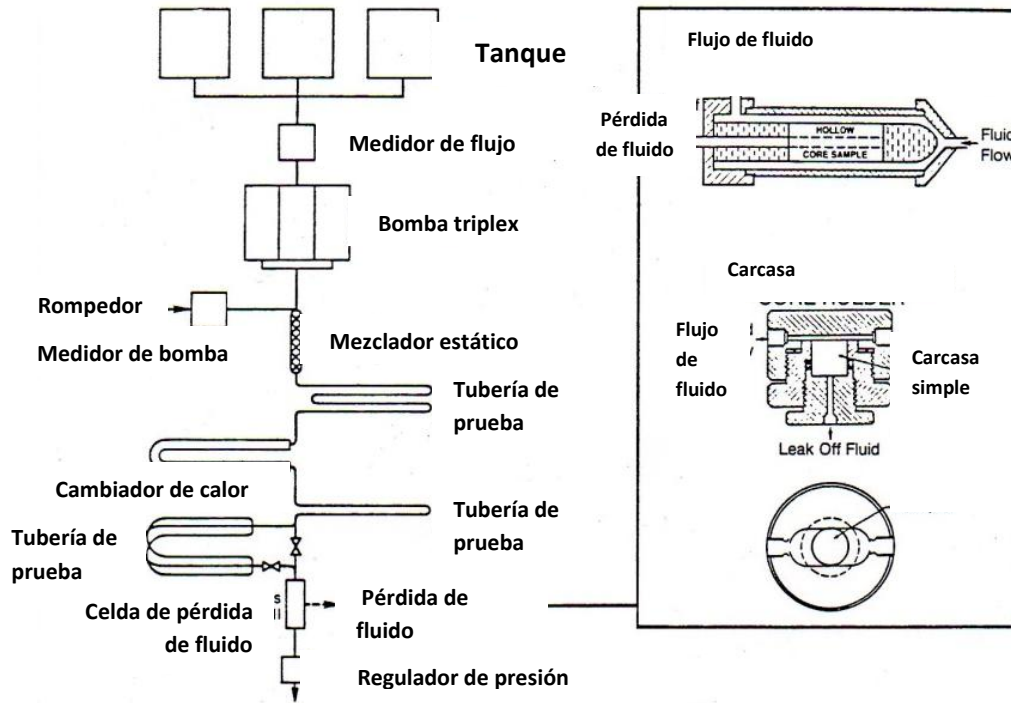
Varios laboratorios alrededor del mundo han construido equipos especiales para realizar pruebas de reología y pérdida de fluido para las espumas.

Ciertos trabajos de laboratorio⁸ han mostrado que las espumas exhiben un desarrollo reológico y de pérdida de fluido extremadamente bueno bajo un amplio intervalo de condiciones.

La mayoría de los laboratorios realizan sus pruebas basándose en los trabajos y sistemas usados por Wendorff y Earl⁹. Básicamente estos son generadores de alta presión, cámaras de visualización, curvas de comportamiento reológico, células de pérdida de fluido en línea y cámaras de estimulación y fracturamiento.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

En la siguiente figura se muestra un esquema del equipo utilizado.



Equipo utilizado para las pruebas de pérdida de fluido

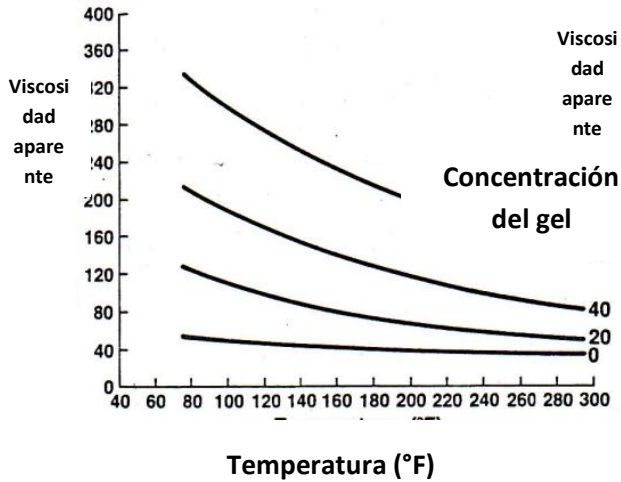
Figura 2.23

Algunos investigadores han desarrollado e investigado como la textura de la espuma tiene cierta relación con el comportamiento reológico. Algunas de estas conclusiones son:

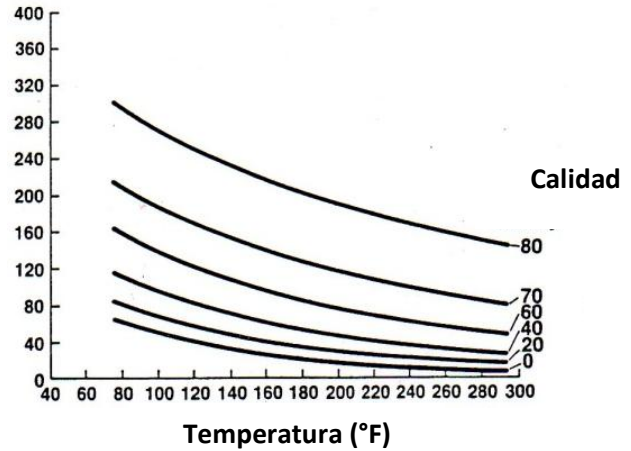
- 1) Las espumas tienen una relación de corte dependiente de los fluidos.
- 2) La viscosidad de las espumas es determinada principalmente por su calidad y las propiedades de la fase líquida y en un menor grado por su textura.
- 3) Altas concentraciones de apuntalante producen una textura fina en las espumas.
- 4) Las mediciones de la viscosidad a bajas presiones pueden no ser simuladas como las usadas a altas presiones.
- 5) El tipo de aditivo químico (surfactante) de la fase líquida influye en la textura.
- 6) Grandes burbujas de hidrocarburo y metanol resultan sensibles a la degradación a grandes gastos de corte.

Algunos ejemplos de estos efectos: Calidad de la espuma concentración del gel sobre la viscosidad aparente, se muestran en las siguientes graficas (figuras 2.24 y 2.25).

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



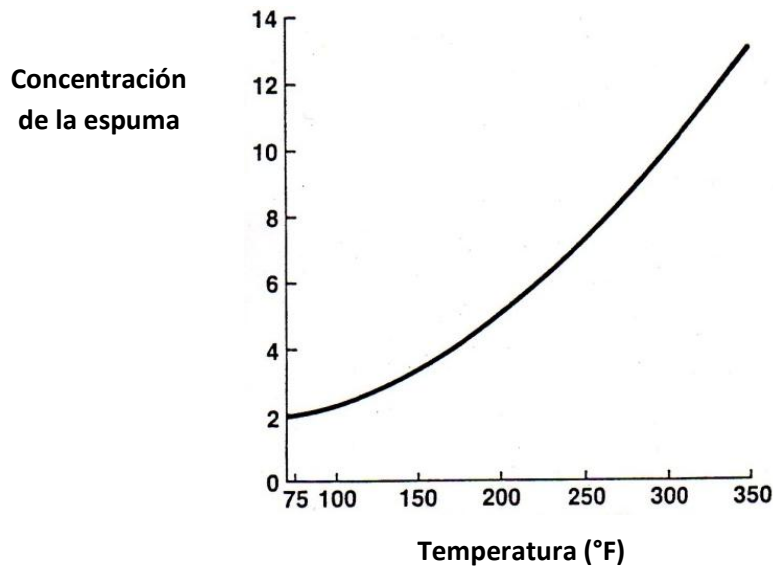
Viscosidad aparente de la espuma
Figura 2.24



Viscosidad aparente de la espuma para 40 lbm
Figura 2.25

Aquí se puede ver buenas viscosidades incluso a grandes temperaturas para espumas de alta calidad con 40 a 60 lbm/1000 galones de gel de concentración.

Las concentraciones de espumante típicas para mantener una espuma estable con estas buenas condiciones de viscosidad a diferentes temperaturas se muestran en la figura 2.26.



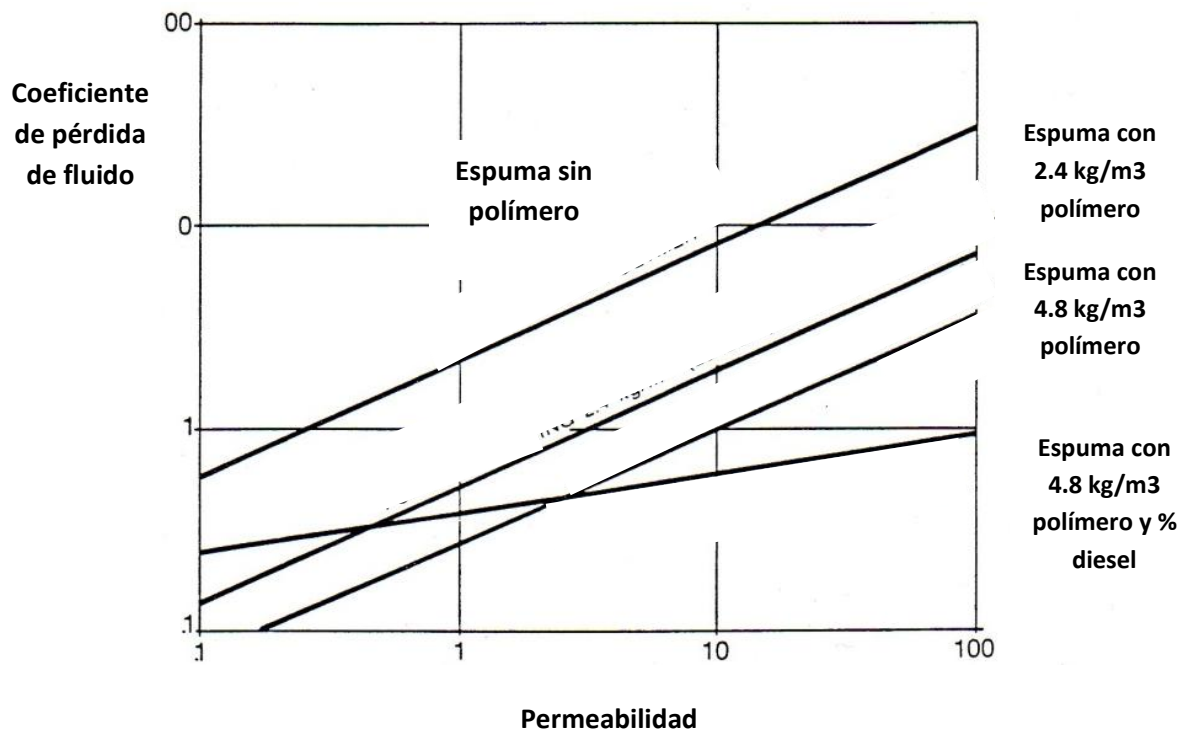
Concentración requerida para mantener dinámicamente estable la espuma
Figura 2.26

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Datos de pruebas de pérdida de fluido dinámico realizadas por Watkins, como se muestra en la figura 2.27, que en formaciones de baja permeabilidad, los coeficientes de filtrado para ciertas espumas pueden ser menores que los fluidos de fracturamiento a base de agua.

Los estudios realizados por Craighe¹⁰ concluyeron que la solubilidad del apuntalante en espumas generadas con capas ligadas entre geles, fueron en dos órdenes de magnitud más alta que en geles no ligados. También ellos encontraron que geles espumados fueron menos afectados por los cambios en la calidad de la espuma.

Esta es una ventaja en formaciones de baja presión donde la energía del yacimiento tiene un límite que impide limpiar el pozo después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.



Comparación de pérdida de fluido entre espumas y fluidos convencionales Figura 2.27

2.6 REOLOGIA DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES

2.6.1 Ley de Potencias

La gran variedad de diferentes tipos de fluidos de fracturamiento es acompañado por un gran rango de diferencias en el desarrollo reológico. Algunos de los fluidos exhiben un desarrollo y comportamiento Newtoniano. Otros exhiben un comportamiento No-Newtoniano, pero esencialmente desarrollan un comportamiento como el de Leyes de Potencias. Sin embargo algunos otros, como los fluidos ligados con polímeros frecuentemente usados en los tratamientos “masivos”, pueden ser muy complejos y no presentar este comportamiento. Para este tipo de fluidos con un comportamiento Newtoniano o leyes de Potencias, los datos del comportamiento reológico son relativamente confiables.

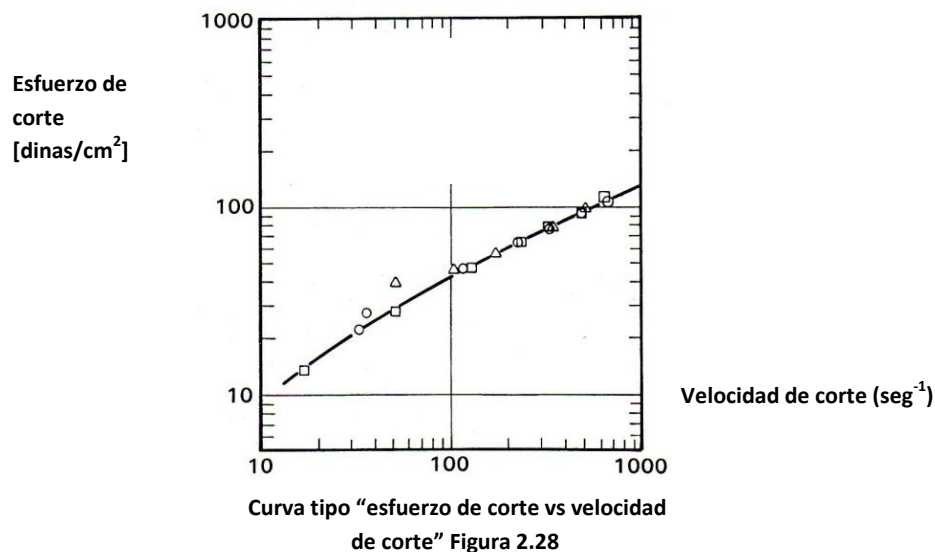
El comportamiento de la viscosidad generalmente es determinado por las especificaciones API, usando un viscosímetro tipo COUETEE. Para los fluidos que desarrollan un comportamiento de leyes de potencias, el esfuerzo cortante y la velocidad de corte está relacionado por la siguiente ecuación:

$$\tau = K\gamma^n \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde: K (índice de consistencia): es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido.

n (índice de comportamiento de flujo): indica que tan NO-NEWTONIANO es el fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, mas NO-NEWTONIANO es el comportamiento del fluido.

Algunos modelos son corridos para desarrollar curvas tipo, donde se relaciona el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como el mostrado en la figura 2.28



Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

De estas graficas, los valores para el índice de comportamiento, n , y el índice de consistencia, k , son determinados por la pendiente y la intersección.

2.6.2 Flujo en Tuberías y Fricción en los Disparos

Para flujo en tuberías, una forma comúnmente usada para el comportamiento del modelo reológico es expresada por la siguiente ecuación:

$$\frac{d_p \Delta p}{4L_p} = K' (8v/d_p)^{n'} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde: $8v/d_p$ es la velocidad aparente de corte en la tubería y K' está relacionada con el índice de consistencia K de la ley de potencias, que es expresada por la siguiente ecuación:

$$K' = K \left(\frac{3n + 1}{4n} \right)^n \quad (\text{Ec. 2.8})$$

La figura 2.29 ilustra el comportamiento del flujo en la tubería que generalmente está disponible para un gran rango de configuraciones de tubería. Esta serie muestra los regímenes laminar (pendiente 1/2 ciclo/ciclo) y turbulento (pendiente 2 ciclo/ciclo) para varias concentraciones de geles en TR's de 4.5 pulgadas de diámetro.

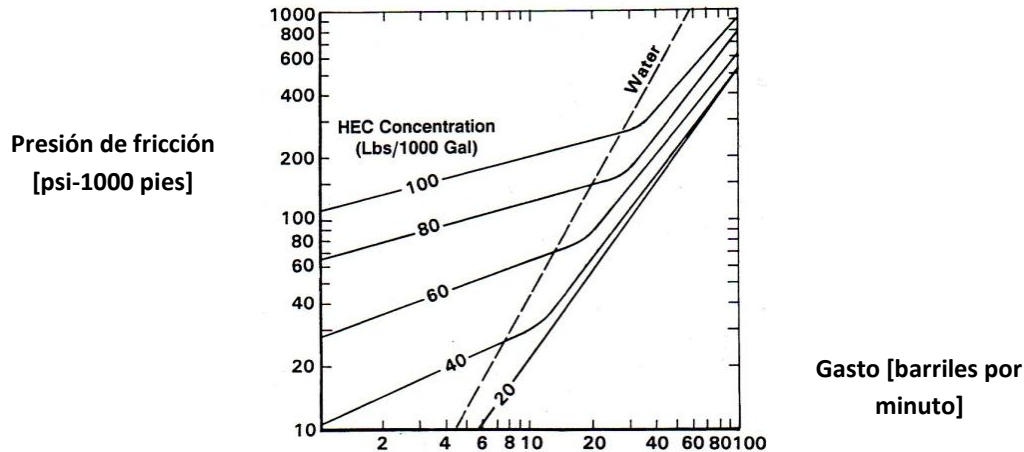
La experiencia ha indicado una excelente concordancia entre los datos de diseño y la práctica en el campo para fluidos sin ligar. En fluidos ligados, de cualquier manera, las variaciones en los mecanismos de ligar a diferentes puntos de la tubería durante el bombeo pueden crear fluctuaciones.

Perdidas de presión por fricción en los disparos normalmente es calculada por la siguiente ecuación:

$$P_{fp} = \frac{0.2369 q_i^2 \rho}{\alpha^2 n_p^2 d_p^4} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde los valores para α varían de 0.8 a 0.9

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Fricción en la tubería vs gasto y concentración del fluido Figura 2.29

2.6.3 Flujo en la Fractura

Para el flujo en la fractura, el comportamiento reológico generalmente es modelado por la siguiente ecuación:

$$\frac{w\Delta p}{2x} = k_f' (6v/w)n_f' \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde $6v/w$ es la velocidad de corte aparente en la fractura y

$$K_f' = K \left(\frac{2n + 1}{3n} \right)^n \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Aunque algunos de los fluidos no se comportan estrictamente como el modelo de leyes de potencias, siguen un comportamiento muy cercano al de ley de potencias dentro de un rango de esfuerzo de corte, que para efectos prácticos, se pueden predecir adecuadamente con un simple juego de valores para n y para k . Este es el caso que de muestra en la figura 1.43, el cual indica una ligera desviación en comparación con el comportamiento del modelo de ley de potencias.

2.6.4 Efectos de Temperatura en la Viscosidad

Todos los fluidos de fracturamiento exhiben una dependencia de la temperatura. La naturaleza y el grado de dicha dependencia, dependen del tipo de fluido seleccionado. Para muchos fluidos Newtonianos, la viscosidad puede ser relacionada con la temperatura por medio de la relación de Arrhenius:

$$\mu = Fe^{\left(\frac{E_a}{RT}\right)} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

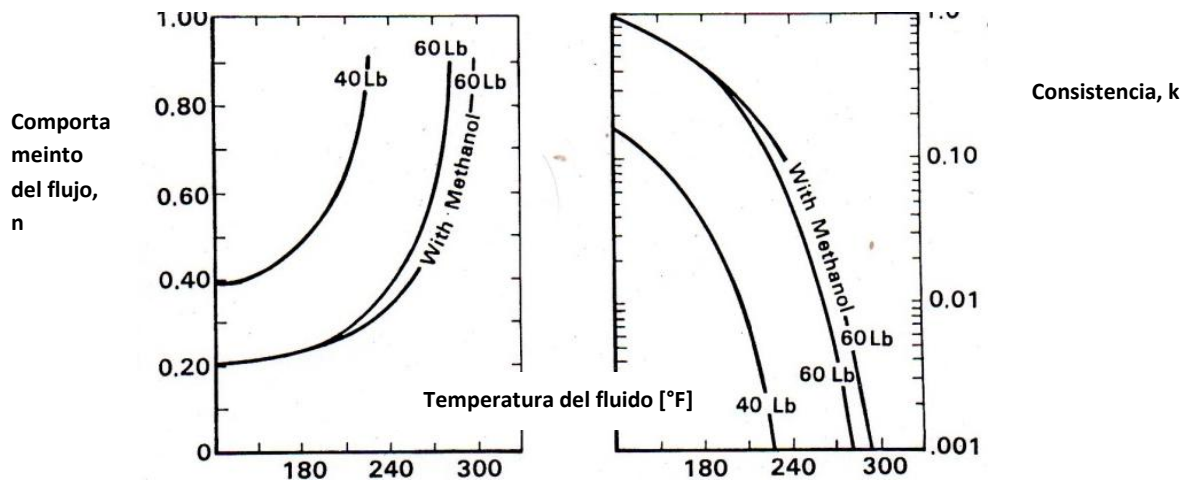
Esta ecuación puede valer para algunos comportamientos de ley de potencias, e incluso para algunos fluidos que no exhiben dicho comportamiento, fluidos cuya viscosidad aparente siguen dicha relación por encima de ciertos rangos de temperatura. Por consiguiente, es común graficar $\log(\mu a vs \frac{1}{T})$ para investigar los efectos de la temperatura.

Muchos de los fluidos del tipo de leyes de potencias se degradaran con el tiempo, y esta degradación se acelera a elevadas temperaturas. También aparecerán signos de la degradación del gel a elevados esfuerzos de corte. Esto como ya se vio antes también depende del tipo de fluido usado. De cualquier manera, el comportamiento usualmente puede ser identificado bien si se tienen un juego de pruebas a diferentes condiciones.

2.6.5 Fluidos Viscoelásticos (ligados)

Los fluidos crosslinkados o viscoelásticos, comúnmente usados en los fracturamientos hoy en día por su buena capacidad de transporte del apuntalante y rendimiento en la estabilidad de la temperatura, tiene algunas propiedades reológicas complicadas. Estos fluidos en su mayoría son a base de Guar y ligados con algunos componentes metálicos como borato o titanio. Los fluidos ligados con otros componentes generalmente pretenden ser únicos o específicos para cada compañía de servicios. El comportamiento del gel está afectado por un gran número de variables, temperatura, velocidad de corte, tiempo de degradación y contaminación y contenido de químicos. Las técnicas usadas actualmente para caracterizar el comportamiento reológico no siempre son lineales y repetibles. Estas pueden mostrar cierta dependencia en la temperatura y la velocidad de corte.

Aquí, n y k son generalmente estimados con una línea tangencial a la curva de flujo a la temperatura seleccionada y a la velocidad de corte esto con el fin de generar un juego de datos como los que se muestran en la figura 2.30



Comportamiento de las constantes n y k

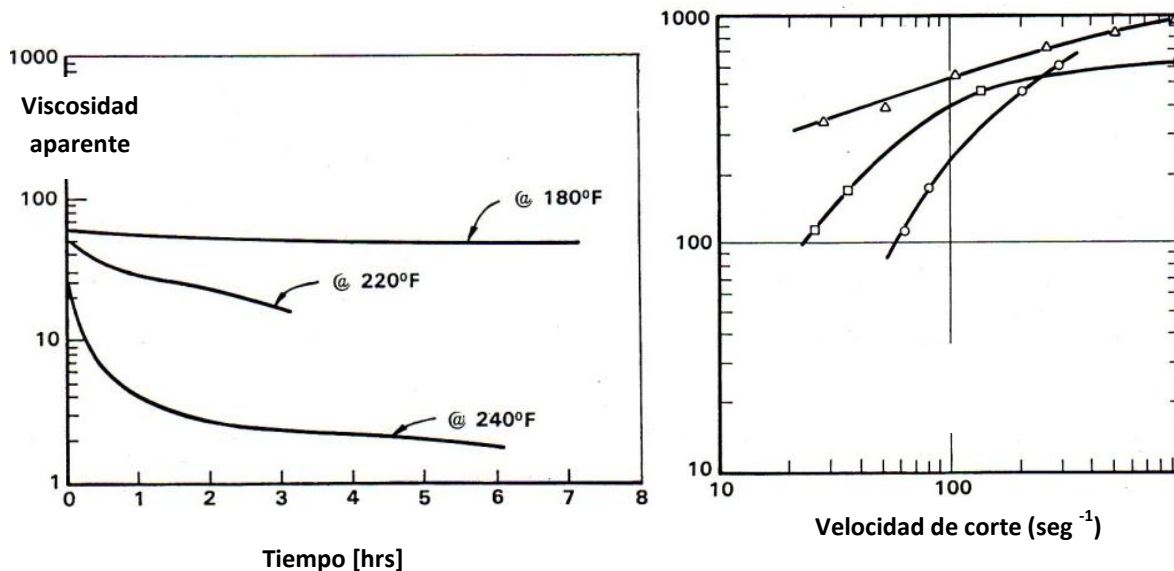
Figura 2.30

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Este conjunto de datos es poco probable único para velocidades de corte ($170 \text{ segundos}^{-1}$) y condiciones de tiempo de la prueba. Una variación en la velocidad de corte o en el tiempo podría resultar en un conjunto de datos diferentes. Esto hace ver la importancia de las pruebas realizadas para caracterizar el comportamiento del fluido para aplicaciones prácticas en los diseños de fracturas.

La práctica común dentro de la industria para fluidos viscoelásticos o “crosslinqueados” es para estimar la viscosidad aparente, μ_a , con las ecuaciones desarrolladas para el modelo de ley de potencias. Un ejemplo de los datos computados del comportamiento de la viscosidad se muestra en la fig. 2.31. En dicha grafica se muestra el efecto de la temperatura sobre los datos computados de la viscosidad aparente para fluidos a base de hidroxipropil. Se puede observar que el fluido se degrada con el tiempo a una determinada velocidad de corte y por elevadas temperaturas, estos efectos de degradación se incrementan en forma importante.

Se han desarrollado procedimientos poco comunes o no estandarizados para predecir el comportamiento de los fluidos viscoelásticos y/o de las fluidos espumados correctamente. Uno de los problemas es la repetitividad de los datos al momento de registrarlos. Para ilustrar este problema, la figura 2.32, del trabajo presentado por Rogers, muestra una comparación de datos “idénticos” entre un viscosímetro Couette y de tubería para fluidos viscoelásticos.



Efectos de la temperatura y el tiempo sobre la viscosidad Figura 2.31

Curvas de flujo Figura 2.32

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

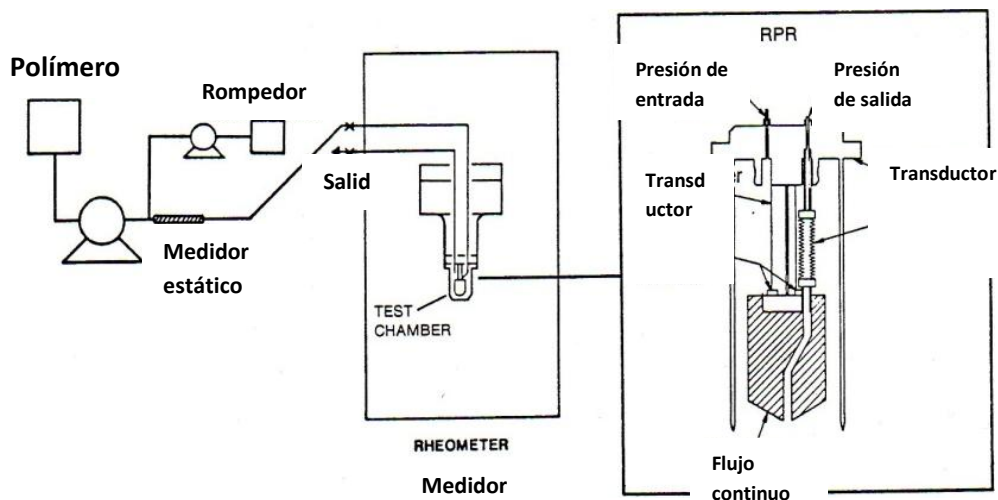
Los intentos fueron hechos para pruebas de fluidos bajo las mismas condiciones, aunque los datos no fueron escalados. Las razones para este tipo de comportamiento todavía no están resueltas.

La caracterización reológica de este tipo de fluidos representa una dificultad y un reto difícil de alcanzar, pero algunas percepciones han sido desarrolladas para extender el trabajo de otros investigadores.

Algunos investigadores como Guillot y Dunand han demostrado que con el uso de anemómetros con laser se puede observar los perfiles de velocidad y así investigar el fenómeno de resbalamiento. Usando un aparato de sección transversal circular de flujo, los investigadores reportaron esto, a bajas velocidades de corte, los fluidos a base de polímeros acuosos exhiben perfiles de velocidad muy diferentes de lo que se conoce o debería ser los resultados del comportamiento de la ley de potencias. Algunos trabajos realizados por investigadores en aparatos coaxiales cilíndricos exhiben un comportamiento anómalo en comparación con los modelos de fluidos conocidos.

Para resolver estos problemas y caracterizar mejor el fluido es necesario trabajar más para así poder explicar estas anomalías.

Estudios de laboratorio con viscosímetros oscilatorios usados por los investigadores Knoll y Prud'homme¹¹ proveyeron ciertas intuiciones o visiones dentro de estos métodos para investigar la estructura de los geles, el resbalamiento y el papel importante que juegan la mezcla de procedimientos en las pruebas de estos fluidos. La figura 2.33 muestra un esquema de aparato usado por Knoll, el cual incluye un aparato especial capaz de medir los cortes oscilatorios y estacionarios.



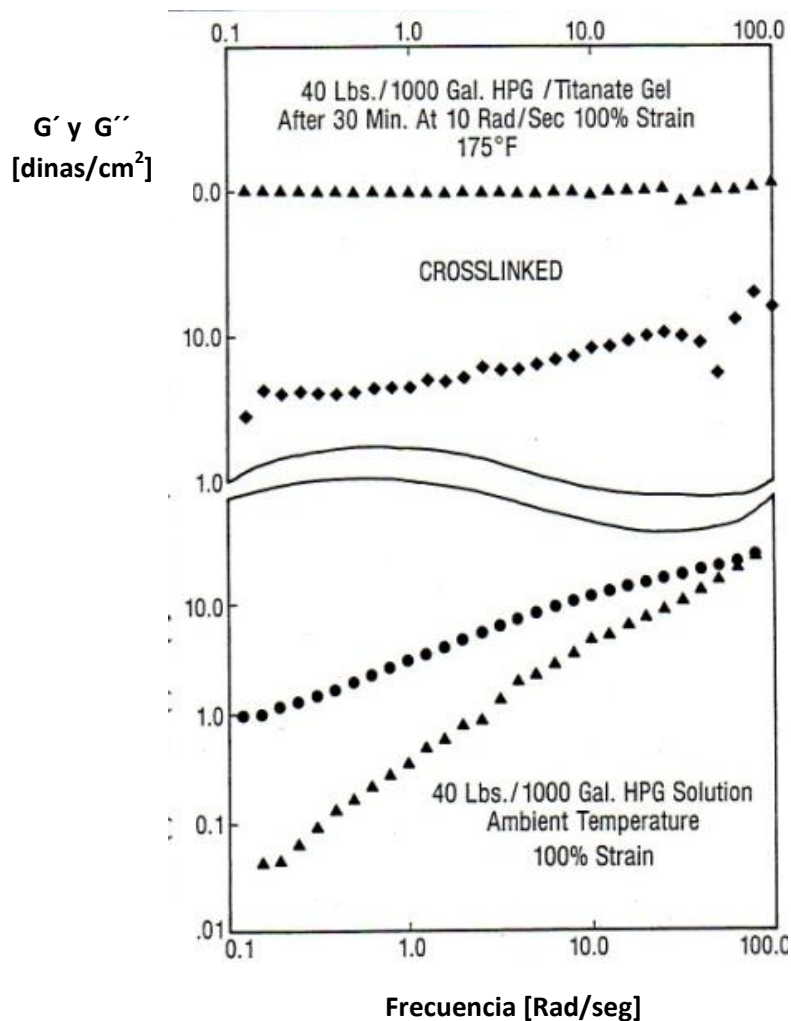
Esquema del equipo utilizado para las Pruebas

Figura 2.33

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Prud'homme y Knoll indicaron que la naturaleza física de los fluidos puede ser demostrada experimentalmente por mediciones de corte oscilatorias que evalúen el comportamiento elástico y viscoso del fluido o gel. El modulo elástico o almacenamiento, G' , como desarrollo de la teoría clásica de redes de macromoléculas, indica la densidad del fluido viscoelástico. El modulo de viscosidad o perdida, G'' , describe el comportamiento del polímero para estos materiales. Determinando el comportamiento de los módulos G' y G'' como una función del esfuerzo de deformación y la frecuencia (gasto), la estructura del material puede ser analizada. Así, es posible investigar la naturaleza de los fluidos viscoelásticos.

La figura 2.34 muestra la diferencia de las mediciones para los módulos G' y G'' para fluidos no viscoelásticos y para geles viscoelásticos con activadores de titanio.

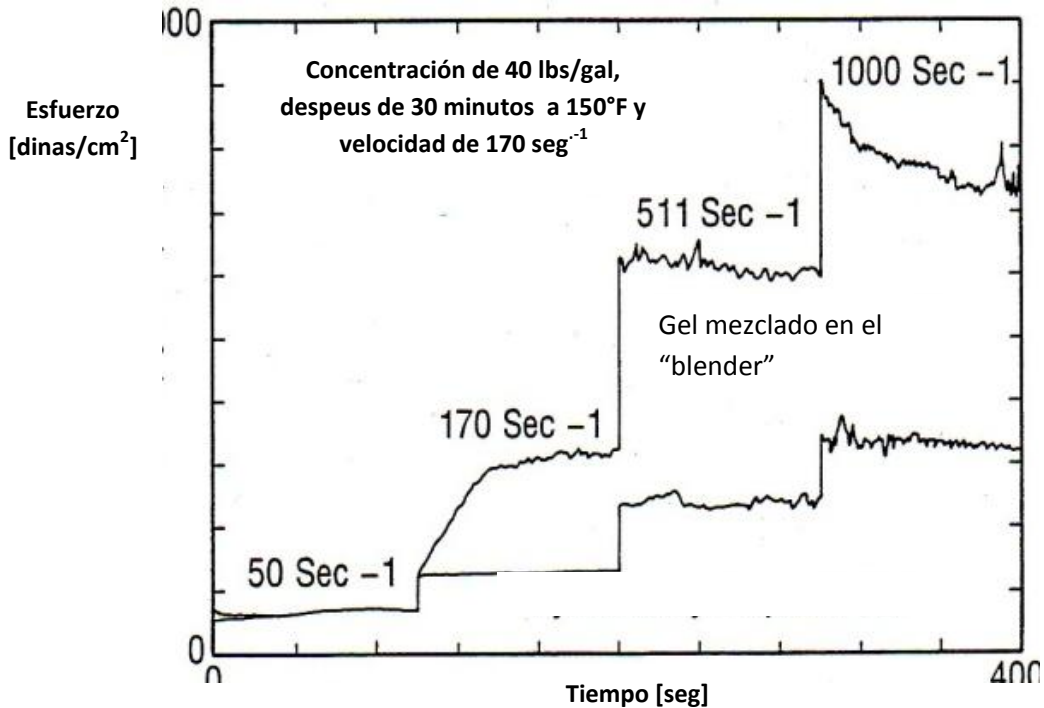


Modulo de elasticidad G' y viscosidad G''

Figura 2.34

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Knoll también demostró las variaciones entre las pruebas en geles preparados en el blender y los preparados dinámicamente. El ejemplo de la figura 2.35 muestra diferentes esfuerzos para varias velocidades de corte que resultan de la preparación de diferentes procedimientos. Con esto podemos ver la complejidad de la caracterización reológica de los fluidos de fracturación.

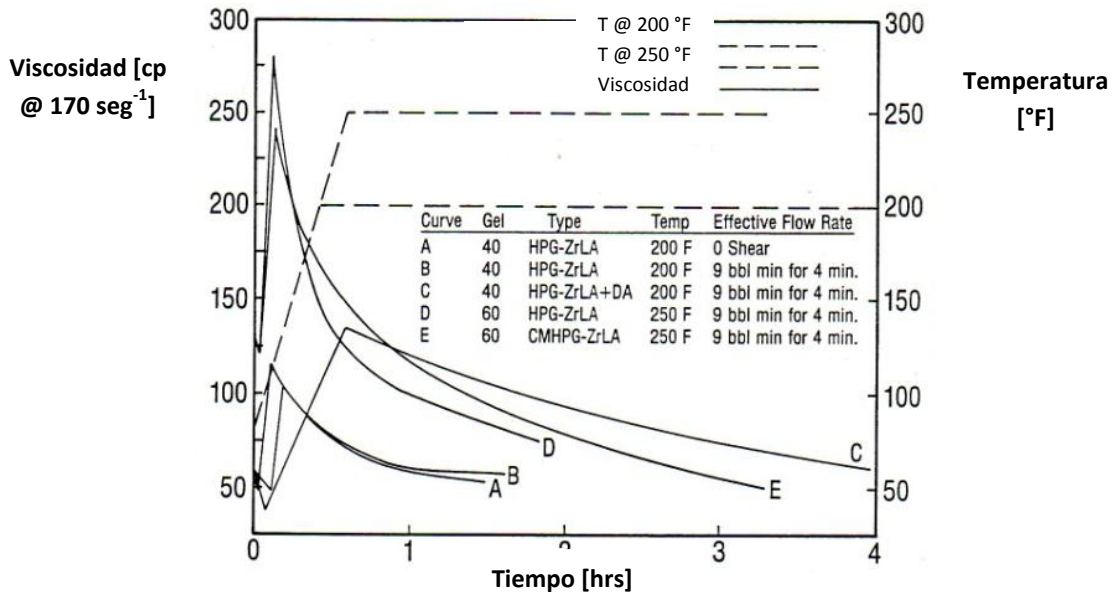


Efecto de la preparación del fluido en el esfuerzo de corte a diferentes velocidades de corte Figura 2.35

Estudios recientes de flujo en tuberías o de capilaridad daban datos adicionales de esfuerzos de corte, temperatura y tiempo para diferentes sistemas de fluidos. Estos estudios muestran que a altos ambientes de corte pueden destruir el gel si este es severamente mezclado. Observaciones realizadas por los investigadores Gardner y Eikerts indican que a altos niveles de corte antes de que la mezcla sea activada tiene un pequeño efecto sobre todo el rendimiento y que la temperatura se activara el mecanismo de activación.

La figura 2.36 muestra la composición de una serie de pruebas para diferentes tipos de fluidos (HPG y carboximetil HPG) con activadores de zirconio.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Viscosidad vs tiempo para varios sistemas de fluidos fracturantes Figura 2.36

La curva C muestra el mejoramiento en el rendimiento de un sistema retrasado comparado con un sistema sin retaso (curvas A y B). Como resultado de estos avances, la industria está moviéndose para el uso de estos sistemas de retraso para activarlos después de que los fluidos han sido bombeados por las tuberías y por los disparos. Este es uno de los desarrollos más significantes en la tecnología de los fluidos de fracturamiento.

2.6.6 Pruebas de Flujo In Situ

Warpinski¹² realizó un experimento de flujo de fluido a través de fracturas creadas en el sitio de pruebas de U.S. DOE. La fractura fue instrumentada desde un túnel a una profundidad de 1 400 pies. Los factores de fricción teóricos, f_{th} , fueron calculados por la siguiente expresión:

$$f_{th} = \frac{64\mu a}{d_{h\nu\rho}} \quad (Ec. 2.13)$$

Estos valores fueron comparados con los factores de fricción medidos, f_m , calculados y medidos con la ecuación de caída de presión:

$$f_m = \frac{\pi^3 h_f^2 w^3 \Delta p}{64_\rho Q^2 \Delta x} \quad (Ec. 2.14)$$

Los resultados que se muestran en la tabla, muestran que la caída de presión a lo largo de la fractura fue mucho más largas que las que se perderían por la teoría de viscosidad, la cual es usada en la mayoría de los modelos de estimulación de la industria. Las razones para esta predisposición no son

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

identificadas al grado de que uno puede hacer más que las correlaciones empíricas, pero es algo difícil y tortuoso.

TABLA COMPARATIVA DE LOS FACTORES DE FRICIÓN MEDIDOS vs TEÓRICOS					
PRUEBA	FLUIDO	GASTO (GAL/MIN)	ALTURA (PIES)	VISCOSIDAD APARENTE (cp)	fm/ft
4	AGUA	10	10	1	1.39
5	AGUA	20	12	1	2.45
6	AGUA	30	12	1	2.75
7	AGUA	40	15	1	3.11
9	50 lbm gel	20	20	20	2.15
10	50 lbm gel	40	20	22	2.16
11	50 lbm gel	20	20	45	1.48

2.7 TRANSPORTE DEL APUNTALANTE

Los modelos que incluyen predicciones del transporte del apuntalante o sustentante generalmente usan expresiones desarrolladas por la ley de STOKES para flujo laminar de fluidos Newtonianos y la ley de Newton para flujo turbulento.

Clark y Quadir¹³ presentaron un resumen de varias aproximaciones propuestas para calcular la velocidad de acarreo. Casi todas las expresiones usadas parten del comportamiento Newtoniano o del modelo de ley de potencias.

Para fluidos Newtonianos, la solución de las velocidades están en función de la aceleración gravitacional, fuerza de arrastre, de las densidades del fluido y partículas, diámetro de la partícula, viscosidad del fluido y de la rugosidad de la superficie. Si se asume que las partículas son uniformes y que no exhiben interacción electrostática entre ellas, es decir, fuerzas de repulsión y atracción, Govier y Aziz indican que la velocidad de acarreo, v_s , para flujo laminar, transición y turbulento se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$v_s = \frac{g(\rho_p - \rho)^2}{18\mu} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

$$v_s = 0.20 \left[\frac{g(\rho_p - \rho)}{\rho} \right]^{0.72} \frac{d^{1.18}}{(\mu/\rho)^{0.45}} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Y

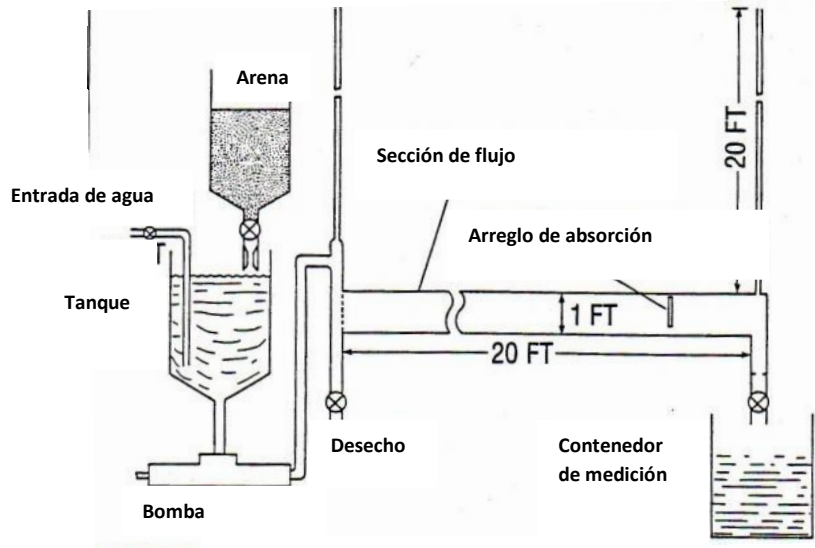
$$v_s = 1.74 \left[\frac{g(\rho_p - \rho)d}{\rho} \right]^{0.5} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Respectivamente. Las ecuaciones anteriores son para partículas sencillas. En lodos o medios acuosos, la solución de este comportamiento es un poco diferente debido a interferencia por la aglutinación.

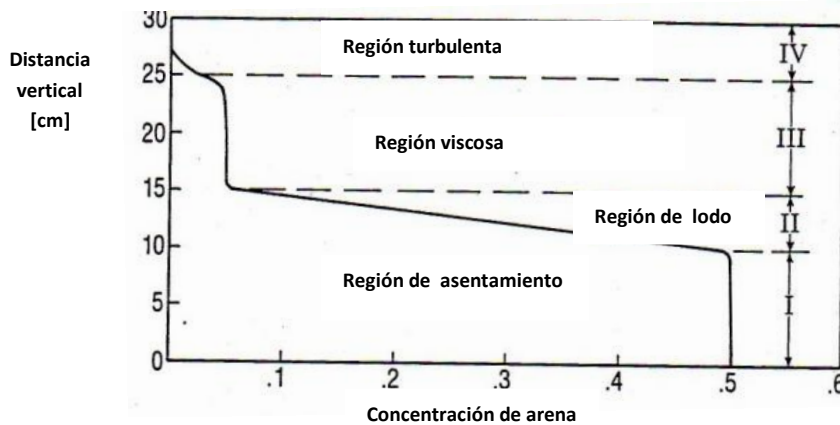
Para soluciones de partículas en fluidos no Newtonianos, la viscosidad Newtoniana, μ , comúnmente es remplazada por el cálculo de la viscosidad aparente. Govier y Aziz sugieren que para fluidos no viscoelásticos, esta puede ser una aproximación adecuada.

Biot y Medlin¹⁴ realizaron un experimento para el transporte del apuntalante en fluidos no viscoelásticos. Con el aparato mostrado en la figura 2.37, ellos observaron 4 regiones de transporte, mostradas en la figura 2.38

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Modelo usado para medir el transporte del apuntalante en el flujo Figura 2.37



Regiones observadas de transporte durante el experimento Figura 2.38

Aquí, se puede observar que la región 1 es un banco asentado donde la concentración está en función de las características de empaquetamiento del apuntalante; la región 2, llamada "cama de lodo", es una capa con fluido de poca altura; la región 3 es una zona de arrastre viscosa donde la concentración de apuntalante es más o menos constante; y la región 4 es una zona de transporte turbulenta a través de la cual la concentración declina a cero, las conclusiones realizadas por los investigadores indican que casi todo el transporte para fluidos no viscoelásticos es por arrastre viscoso.

Los investigadores Roodhart y Acharya¹⁵ usaron un aparato similar al de Medlin, y ambos desarrollaron expresiones teóricas para calcular la velocidad de acarreo bajo diferentes condiciones de flujo.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

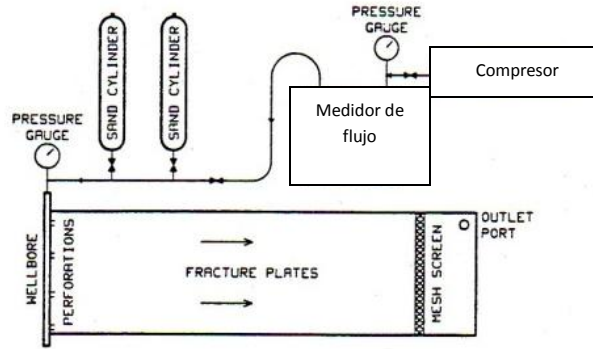
Algunas de sus conclusiones a las que llegaron son las siguientes:

1. Las correlaciones fueron desarrolladas para soluciones de transporte de apuntalante para fluidos no elásticos y viscoelásticos para números de Reynolds bajo e intermedio.
2. Para una región con número de Reynolds intermedio ($2 < NRe < 500$), el modelo de leyes de potencia no sería adecuado para fluidos viscoelásticos.
3. Para datos de esfuerzos anormales no publicados para la caracterización de la mayoría de los fluidos usados, se tendrán que medir en el diseño de la fractura.

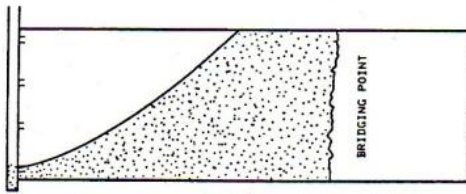
Roodhart¹⁶ sostenía la necesidad de establecer expresiones separadas para diferentes regímenes de flujo; Su trabajo incorpora términos que relacionan valores de viscosidad extrapolados a cero y un esfuerzo de corte infinito y un aparente esfuerzo de cedencia para describir el transporte de apuntalante.

Gottschilng¹⁷ realizó experimentos de transporte de apuntalante bajo condiciones simuladas de fractura usando nitrógeno como medio de transporte. Algunos de los resultados se muestran en la figura 2.39 representando los bancos de apuntalante para varios gastos de inyección y las condiciones de asentamiento.

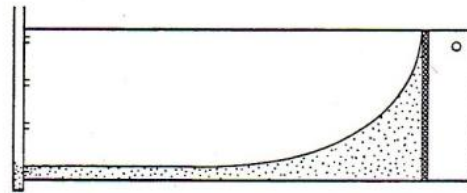
Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



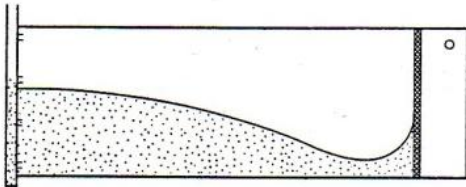
Modelo de fracturación plexiglass



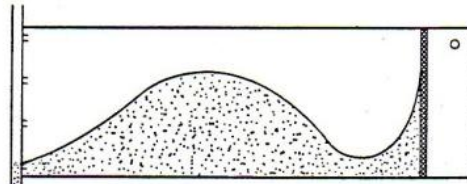
Banco de apuntalante para fracturas actuales



Altura de la fractura < banco del apuntalante



Prueba a grandes velocidades



Altura de la fractura > banco del apuntalante

Transporte del apuntalante con nitrógeno

Figura 2.39

2.8 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Muchos factores influyen en la efectividad y costo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. En esencia, se tiene muy poco control en cómo y dónde se propagaran las fracturas. Nuestros esfuerzos se han concentrado y están limitados en la selección del tipo de apuntalante, los volúmenes apropiados de materiales, los gastos de inyección y los volúmenes para ser bombeados, así como un programa de bombeo. Se han tenido algunos desarrollos exitosos en el crecimiento vertical de la fractura controlando la viscosidad y/o usando diferentes tipos de aditivos durante el fracturamiento hidráulico.

Con la tecnología actual, el proceso completo de un diseño puede usar un conjunto de datos y/o características como las mencionadas a continuación, para evaluar el potencial de producción del yacimiento y para especificar la información apropiada para el diseño del fracturamiento hidráulico.

1. Radio de drene y configuración
2. Distribución de la zona productora
3. Permeabilidad de la formación, porosidad, saturación de hidrocarburos y perfil de distribuciones de estos parámetros
4. Propiedades de los fluidos de formación
5. Presión estática del yacimiento
6. Temperatura de la formación
7. Altura de la fractura y crecimiento de la extensión de la misma que ocurrirá durante el tratamiento de fracturamiento
8. Extensión de la fractura y perfiles de esfuerzos de cierre
9. Presión neta crítica de fractura
10. Relación de Poisson y perfiles de densidad.
11. Características reológicas del fluido de fracturación, puede ser posible que sea necesario especificar estos valores como función de la velocidad de corte, tiempo y temperatura.
12. Características de flujo y pérdidas de presión por los disparos
13. Pérdida del fluido de fracturamiento y si es necesario, la dependencia de este con la temperatura.
14. Coeficiente de filtrado del fluido de fracturamiento, y si es necesario, el comportamiento como una función de la presión diferencial y la temperatura.
15. Extensión vertical y altura neta del filtrado.
16. Propiedades térmicas del fluido.
17. Tamaño del apuntalante.
18. Densidad del apuntalante.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

19. Conductividad del apuntalante como función de los esfuerzos de cierre, tipo de apuntalante, tamaño de la distribución del apuntalante, concentración del apuntalante en la fractura, y empacamiento dentro de la formación.
20. Presión de empacamiento y/o integración de la formación
21. Configuración de los disparos (intervalos, disparos por pie, y tamaño de los agujeros)
22. Configuración y características del árbol de válvulas, tamaños y presiones que soportan.

Los puntos 1 al 4 pertenecen principalmente a las características de comportamiento del yacimiento. Los puntos 5 y 6 pertenecen tanto a aspectos del yacimiento como del fracturamiento. Los puntos 7 a 22 se refieren principalmente al diseño del fracturamiento hidráulico.

Aunque la lista parece ser un poco sencilla, no refleja fielmente los muchos factores que intervienen en el diseño de fracturamiento.

La sensibilidad y veracidad de la predicción de resultados depende de la calidad de la información y el costo del fracturamiento; de la naturaleza y experiencia de los equipos de trabajo. En algunas áreas, puede ser típico y normal para algunos operadores progresar a través de un extensivo proceso y probando con diferentes tipos de fluidos, tamaños del tratamiento y procedimientos que los llevan a conseguir resultados aceptables. En esas áreas donde los tratamientos de fracturamiento constituyen una pequeña parte del total de los costos de perforación y terminación por ejemplo, formaciones de alta permeabilidad donde las fracturas son muy cortas, estas aproximaciones generalmente son usadas para obtener resultados efectivos. De cualquier manera, en formaciones de baja permeabilidad donde se requieren que los tratamientos sean muy penetrantes, la calidad de los parámetros antes mencionados tiene que ser muy buenos. En áreas donde existen grandes tratamientos y las cantidades son cercanas a la mitad del total de los costos del pozo, la importancia del fracturamiento es igual o mayor que el desarrollo de pozos para incrementar las reservas.

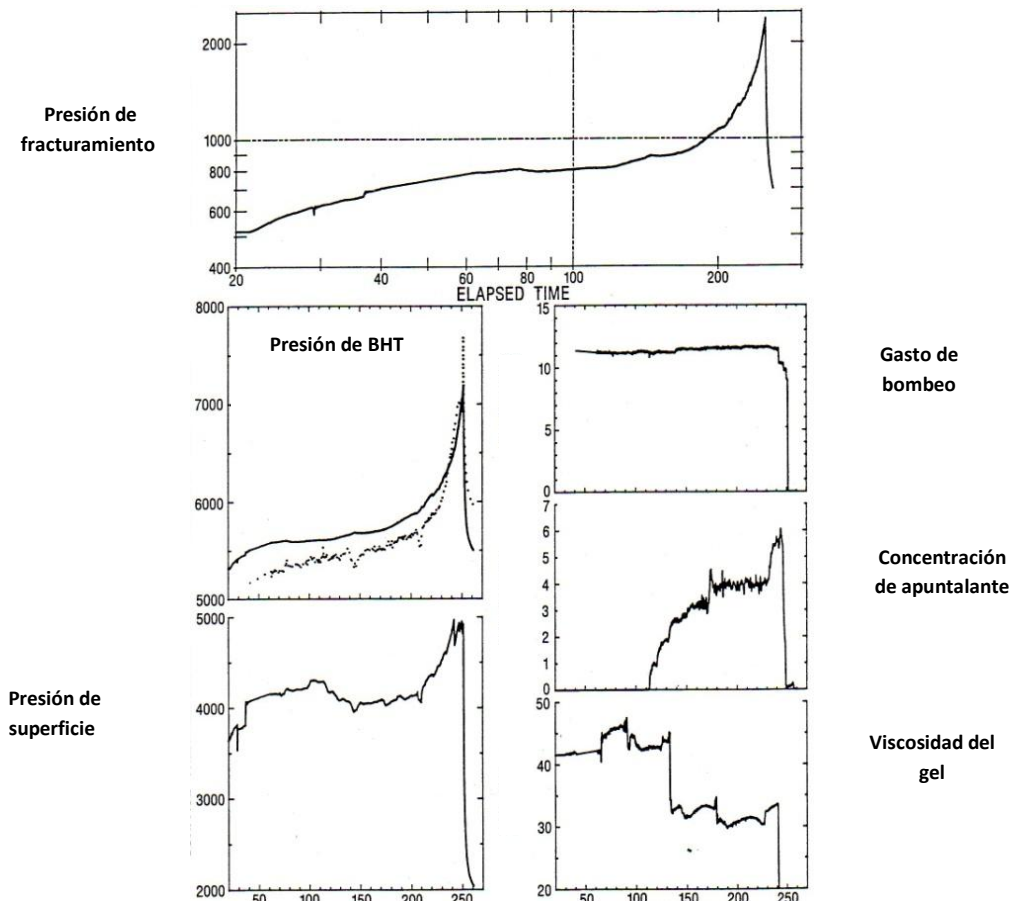
Existen métodos para cuantificar adecuadamente algunos de los parámetros de fracturamiento- como son longitud de la fractura, anchura, conductividad, altura, azimut, forma, y/o geometría cercana al pozo- aunque algunos de esos están en etapa de experimentación. Esto hace extremadamente difícil poder evaluar adecuadamente como podemos predecir el comportamiento y efectividad para un conjunto de datos dados en el diseño.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.9 PRINCIPAL EQUIPO USADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Uno de los avances más recientes en la tecnología de fracturamiento hidráulico ha sido el desarrollo de herramientas y equipos para el monitoreo y la obtención de datos en tiempo real y en el campo de trabajo.

Algunos investigadores como Cooper, Hannah y Harrington describen algunas de las graficas obtenidas por trabajos en tiempo real así como sistemas de monitoreo. Estos sistemas de monitoreo computarizados y de toma de datos en tiempo real incluyen un sistema de computo durable, portátil y de acceso fácil; software para análisis en tiempo real y pantalla grafica del proceso de fracturamiento, bombeo, y datos del comportamiento de la presión de cierre; así como pruebas en sitio de la reología del fluido. La figura 2.40 muestra un ejemplo de tiempo real de graficas para los diferentes procesos del fracturamiento, que actualmente se encuentran disponibles con las compañías de servicios.



Factores medidos en tiempo real durante un trabajo de fracturamiento hidráulico Figura 2.40

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Las mejoras y avances en los equipos de computo, tanto en hardware, software, microprocesadores, equipo de mezclado, densitómetros, y equipo de pruebas reológicas han hecho que el diseño de tratamientos se mejore día con día.

2.9.1 Blender

El “blender” es un equipo especializado para adicionar y mezclar correctamente aditivos químicos y arena en el fluido de fracturamiento. Los Blenders han sido desarrollados de tal forma que tienen todo el equipo necesario montado en la base de un camión.



Figura 2.41

Dentro de los principales componentes que constituyen el Blender son:

- Mangueras
- Bombas Centrifugas
- Tina Agitadora
- Sistema de Adición de aditivos
- Tornillos para Arena
- Sistemas Hidráulicos
- Instrumentación

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

A continuación se describirán las características y funcionamiento más importantes de dichos componentes.

Mangueras

Las mangueras flexibles de goma son un componente principal en los trabajos exitosos de fracturamiento y estimulación. Su importancia y características naturales requieren una selección cuidadosa así como un mantenimiento y cuidado especial, ya que es en estas donde se transporta el fluido de fracturamiento hacia el interior del pozo.

Mangueras de succión

Algunas de las características de las mangueras más importantes para tener una buena

Selección son:

- Si las mangueras tienen un espiral de acero alrededor
- Tipo de fluido
- Gasto y presiones a manejar

La siguiente tabla fue desarrollada para proveer una guía fácil para la selección del número de secciones de mangueras de succión para fluidos altamente viscosos y de alta presión.

VOLUMEN (BBL/MIN)	No DE LINEAS	DIAMETRO (IN)
5	2	4
10	3	4
30	5	4
40	6	4
50	8	4



Figura 2.42

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Mangueras de Descarga

Las bombas de descargas son usadas para transferir líquidos y aditivos del blender hacia las bombas de alta presión. Generalmente estas mangueras están cargadas con fluidos a alta presión por lo que tienen que ser más resistentes que las mangueras de succión. Estas mangueras por lo general tienen 10 pies de longitud y también están reforzadas con un espiral de metal que las protege. Estas mangueras al estar expuestas a altas presiones tienen que tener un recubrimiento especial que evite la pérdida de fluido y/o filtrado.



Figura 2.43

Recomendaciones Básicas Para su Cuidado

Las mangueras usadas en el fracturamiento hidráulico son fuertes y durables, pero pueden tener fallas si se tiene un uso excesivo de ellas. A continuación se presentan algunos tips para incrementar la vida de uso de estas mangueras.

- Usar las mangueras para su aplicación específica, por ejemplo, las mangueras de succión usarlas para succión y las mangueras de descarga usarlas para trabajos de descarga
- No estirar la manguera para alcanzar una conexión, el esfuerzo adicional a la presión del fluido puede acortar la vida útil de esta
- Inspeccionar la manguera frecuentemente, buscar signos de roturas, desgastes, etc.
- No arrastrar las mangueras sobre superficies abrasivas o rugosas
- Seleccionar las mangueras de acuerdo al programa de trabajo
- No reutilizar mangueras
- Proteger las terminaciones y coples de las mangueras con un sellador especial

Bombas Centrifugas

Las bombas centrifugas son usadas en los blenders para extraer los fluidos fuera de los tanques de almacenamiento y comunicarlo con la arena para ser bombeada a altas presiones.

Las bombas centrifugas son usadas por que son más tolerantes a los fluidos abrasivos que otros tipos de bombas. Esta tolerancia causa menor deterioro a las bombas alargando así su vida útil.



Figura 2.44

Tina Agitadora

La tina agitadora consiste en un juego de dos hojas agitadoras sobre un eje. Estas hojas o aletas agitadoras están en la parte baja y media de la tina. El propósito de esta tina agitadora es la de ayudar a mantener el apuntalante suspendido en el fluido sin la presencia de burbujas de aire. Si la velocidad del agitador es muy lenta, el apuntalante puede acumularse en la parte baja de la tina y repentinamente convertirse en piedras o lingotes que más adelante se bombearan. Si la velocidad del agitador es demasiado rápida puede entrar aire formándose burbujas ocasionando que la presión sea mayor debido al aire contenido en el fluido.

La velocidad del agitador es controlada por computadora. En la computadora la velocidad predeterminada es sin apuntalante. Cuando el apuntalante es adicionado a la tina, la velocidad del agitador es aumentada por la computadora conforme se aumenta la concentración de apuntalante. La velocidad por de fault es de 40 rpm sin apuntalante y es aumentada en 4 rpm por cada libra de apuntalante adicionado.

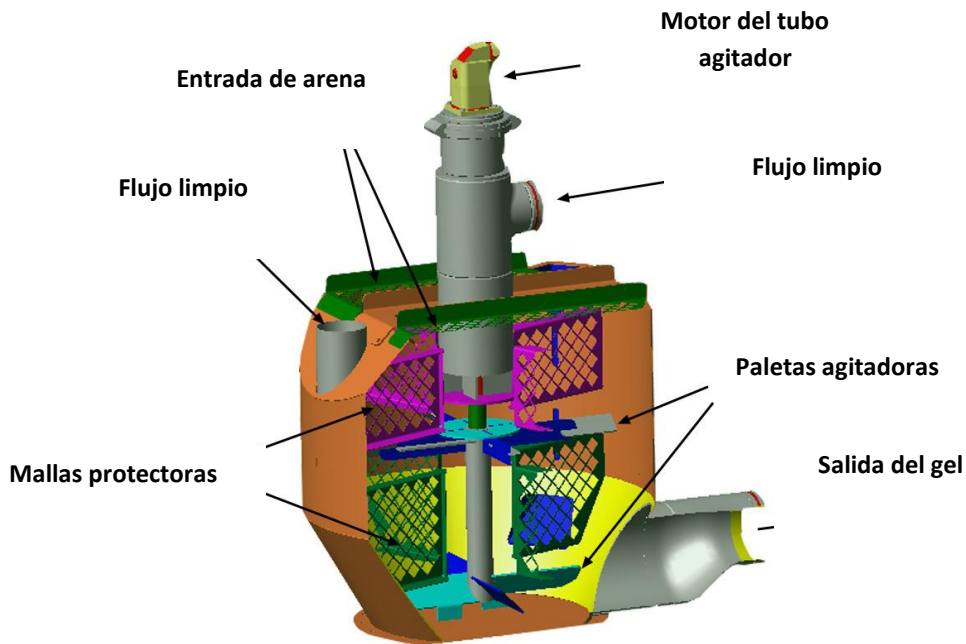


Figura 2.45

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Sistema de Adición de Aditivos

Debido a la naturaleza de los fluidos de estimulación, algunos aditivos solo pueden ser adicionados “al vuelo” es decir, mientras es bombeado el fluido. Estos aditivos pueden ser en forma solida o liquida. Varias bombas y tolvas montadas en el blender permiten la medición y adición correcta de estos aditivos.

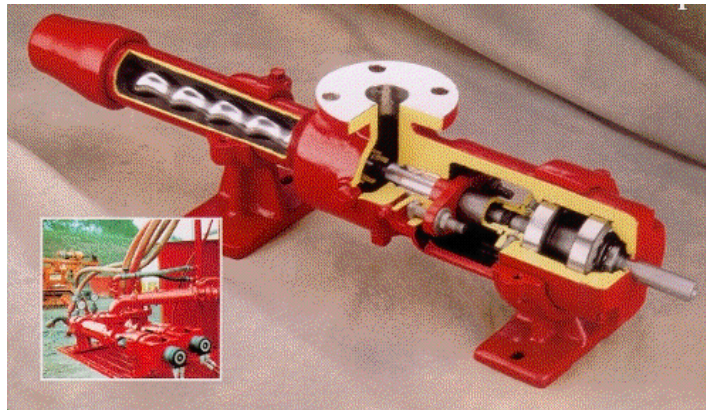


Figura 2.46

Bomba de cavidades progresivas para aditivos líquidos



Figura 2.47

Tanques de almacenamiento de aditivos líquidos



Figura 2.48

Tolvas para la adición de aditivos sólidos

Tornillos para Apuntalante

Los trabajos de fracturamiento normalmente requieren la adición de agentes sustentantes en el fluido de fracturación. Los tornillos comunican estos agentes sustentantes de la montaña hacia la tina agitadora. Cada tornillo es operado por computadora en forma independiente.

La mayoría de los tornillos transportadores de apuntalante están fabricados con diámetros de 12 y 14 pulgadas con separación entre cada espiral de 11 y 13 pulgadas respectivamente. Estos tornillos pueden ser modificados para permitir adicionar ciertos sistemas de aditivos del sistema SandWedge.

La salida máxima de un tornillo de 12 pulgadas es de 100 sacos de sustentante por minuto y de 130 para los tornillos de 14 pulgadas a una velocidad máxima de 350 a 360 rpm.

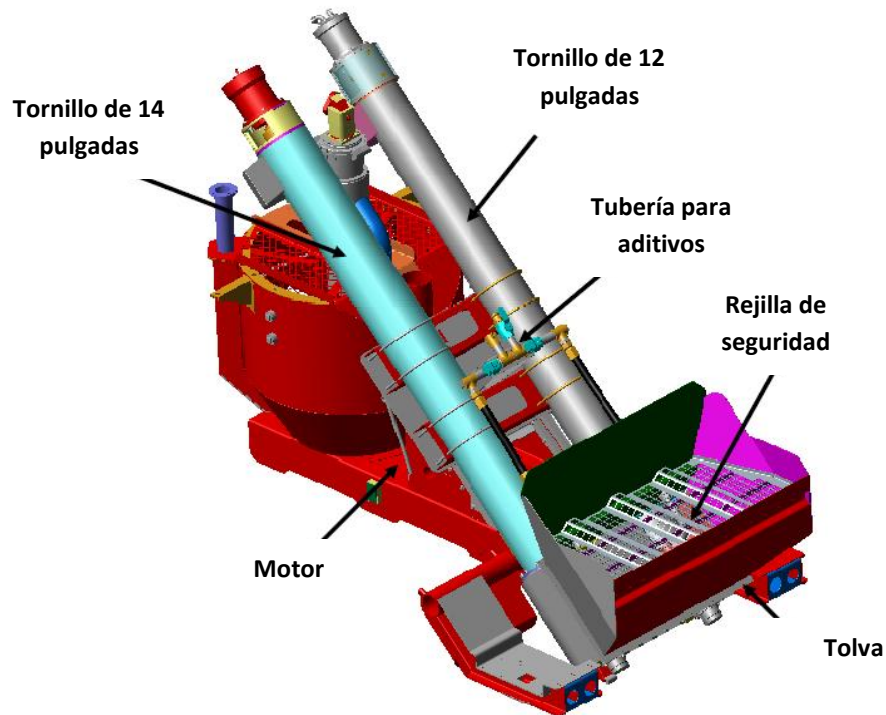


Figura 2.49

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Sistemas Hidráulicos

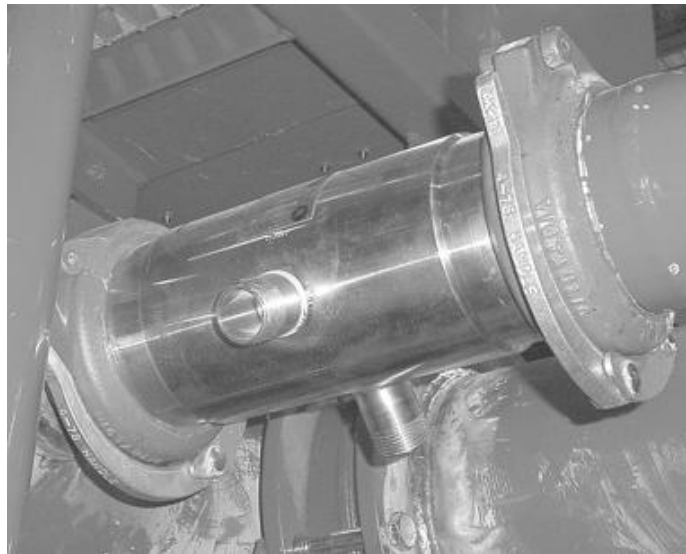
Dentro de los sistemas que son manejados hidráulicamente se encuentran:

- Motores
- Enfriadores
- Tanques
- Filtros
- Bombas
- Acumuladores
- Cilindros
- Válvulas

Instrumentación

Debido a la complejidad hoy en día de los químicos usados en la estimulación y de los procedimientos desarrollados, la instrumentación adecuada para la medición dentro del blender es de suma importancia para la correcta aplicación de los tratamientos. Los instrumentos más usados en el blender para la correcta medición son:

- Medidores de Flujo
- Transductores de Presión
- Densímetros Radioactivos
- Probadores de pH



Medidores de flujo

Figura 2.50



Figura 2.51

Transductores de presión



Figura 2.52

Densímetros radioactivos



Probadores de pH

Figura 2.53

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.9.2 Gel Pro

Almacena el agua necesaria para el tratamiento y es donde se llevaba a cabo la hidratación del gel lineal, también una de las funciones principales es la de controlar el suministro del agua y el tiempo de residencia de la hidratación.



Figura 2.54

El fluido mezclado en el gelpro es enviado al blender para que le sea agregado el sustentante y así bombearlo a la formación para crear la fractura.

2.9.3 Tipos de Bombas

Dentro de los diferentes tipos de bombas con los que se efectúan los trabajos de fracturamiento están:

- HQ- 2000
- HT-400
- Fracturadores
- Panther

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

HQ-2000

La bomba HQ-2000 es la bomba quintuplex usada por Halliburton, esta bomba tiene una potencia de salida de 2000 caballos de fuerza a máxima velocidad y un torque de hasta 1600 caballos de fuerza. Esta bomba es una modificación de la bomba HT 400 a 5 pistones.

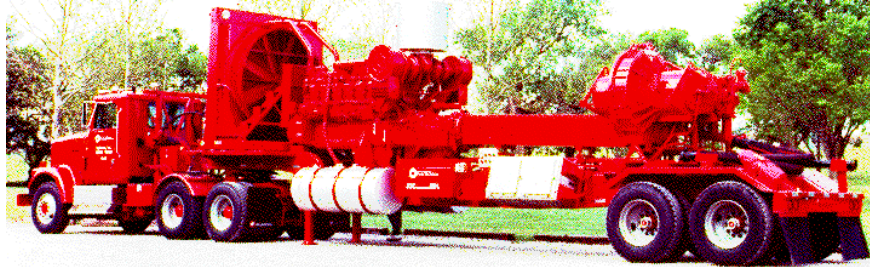


Figura 2.55

HT-400

Es una bomba como todas las bombas operadas por Halliburton de desplazamiento positivo con un power end como un fluid end como componentes principales, aunque algunas tienen espaciadores entre los dos componentes.

Algunas de las principales características de la bomba son:

- Capaz de manejar presiones extremas cercanas a las 20000 psi
- Capaz de manejar un gasto máximo de 38 bbl/min
- Compacta y ligera

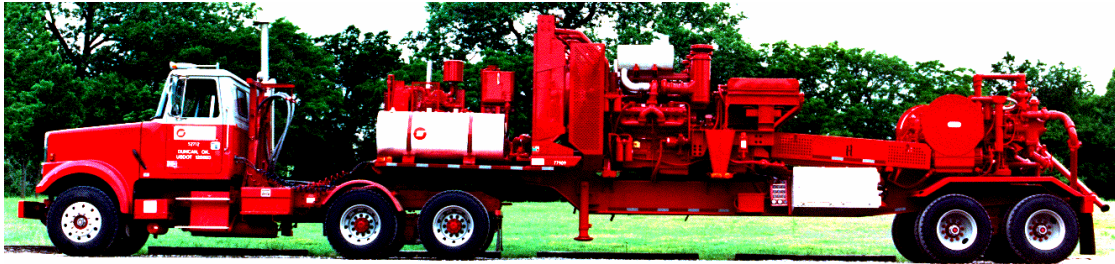


Figura 2.56

Consideraciones generales

- A mayor presión menor gasto
- Algunos fracturadores tienen pistones de 4 y 4 ½ pulgadas
- Para fines operativos, no importa el acomodo de las bombas en relación al manifold.
- Las bombas HQ 2000 que tengan ACE se pueden interconectar y ser operadas desde un solo punto
- Las tapas de seguridad rompen a 11 200 psi
- Un buen empacamiento es esencial para evitar que el fluido penetre al Carter
- Las bombas HQ 2000 están diseñadas para altos gastos.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

	HQ 2000	HT 400
PISTONES	5	3
PIÑÓN:CORONA	6.313:1	8.4:1
PRESIÓN MAXIMA	11 200 PSI @ 4 ½ “	11 200 PSI @ 4 ½ “ Y 15000 @ 4”
GASTO A PRESIÓN MAXIMA	4.17 – 5.4 BBL/MIN	2.5 BBL/MIN
GASTO MAXIMO	20.3 BBL/MIN @ 4190 PSI	17.5 BBL/MIN @ 3600 PSI
HHP	2000	750
POTENCIA DE MOTOR bHP	2250	800
ARRANQUE	HIDRAULICO	NEUMATICO/HIDRAULICO
TEMP. BOMBA	180 °F	220 °F
PRESIÓN DE ACEITE	165 PSI	60-150 PSI

2.9.4 Manifold, Tanques y Montaña

El manifold es u equipo que concentra el fluido de todas las bombas usadas durante el tratamiento y lo envía hacia el interior de la formación.

Están diseñados para transportar fluidos abrasivos arriba de 35 pies por segundo.

El equipo manifold tiene varios componentes de suma importancia para su operación, el cual incluye:

- Conexiones de entrada y salida
- Juntas de descarga y pivote
- Válvulas tipo Lo torc
- Válvulas check



Figura 2.57

Tanques

Los tanques son equipos donde se almacena el agua que se usara para el tratamiento de fracturamiento. También es donde se controla el tiempo de residencia de hidratación del gel.

Dentro de las principales características se encuentran:

- Capacidad de 21000 galones al 100 %
- Únicamente se llenan a 20000 galones

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

- Llenado de agua por la parte superior
- Manifold de descarga de 8 “
- Conexiones entre tanques con mangueras flexibles de 8 “
- Indicadores de nivel cada 2000 galones
- Se consideran 1000 galones de seguridad para asegurarse de que no entre aire en el manifold y por lo tanto a la centrifuga del Gel Pro



Figura 2.58

Montaña

Su función principal es la de almacenar el apuntalante y lo hace llegar al blender y controla la cantidad de apuntalante que entra hacia el blender.

Dentro de las principales características se encuentran;

- 3 compartimientos de 460 pies cúbicos
- 2 compartimientos de 560 pies cúbicos
- Motor CAT 3116 para impulsar el sistema hidráulico
- Extensión de la banda
- Sensores de nivel y válvulas de apertura y cierre
- Capacidad de 200 sacos/min



Figura 2.59

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.9.5 Laboratorio y Centro de Control General

Dentro de las pruebas de laboratorio se encuentran la calidad de agua, la temperatura del gel, nivel de pH y la viscosidad.

Esto con la finalidad de tener un control óptimo y preciso de las condiciones de nuestro fluido que fue diseñado previamente y no cambien sus propiedades en el transcurso de viaje hacia la formación.



Figura 2.60

Centro de Control General

Es el centro de operaciones donde se concentran y conectan los equipos para su constante monitoreo durante el trabajo de fracturamiento, es el centro de comando donde se toman las decisiones y actividades a seguir si surgiera una contingencia.



Figura 2.61

2.10 INTERPRETACIÓN Y DIAGNÓSTICO

Muchos de los avances significativos en los trabajos de fracturamiento hidráulico, diagnóstico y diseño están relacionados con la interpretación de las presiones en el fondo del pozo durante el bombeo y el análisis de la presión de cierre después de que el bombeo es detenido.

Muchos programas para analizar los datos obtenidos durante el tratamiento han incrementado la habilidad de poder diagnosticar y obtener de manera más adecuada las estimaciones de pérdida de fluido, módulo elástico, comportamiento del crecimiento de la fractura, etc. Que son esenciales para un buen diseño de fracturamiento. Estos programas han provisto de una gran visión dentro de simuladores para observar como sería el comportamiento de la fractura y como se pueden adicionar ciertos aditivos para mejorar la conductividad de la misma.

Una serie muy extensa y variada de juegos de datos condujeron a la U.S. Doe's a realizar una serie de experimentos con el propósito de investigar la efectividad de la tecnología de estimulación con instrumentos de diagnóstico y desarrollo de pruebas de producción.

Las características del trabajo de investigación y de experimentación fueron las siguientes:

- 1) Tres Pozos con poco espaciamiento de 35 a 66 metros para caracterización del yacimiento, perfil geofísico de pozo a pozo, e implementación y colocación de equipo de diagnóstico adyacente al equipo de fracturamiento.
- 2) Toma de muestras de núcleos (completas) del área de interés.
- 3) Uso de un programa de análisis de núcleos.
- 4) Un programa extensivo de toma de registros convencionales y experimentales.
- 5) Determinación de los esfuerzos in-situ.
- 6) Uso de varios estudios sismológicos y análisis para determinar formaciones lenticulares.
- 7) Uso de sísmica, y técnicas electro potenciales para caracterizar los tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- 8) Una serie de experimentos de estimulación para resolver preguntas clave

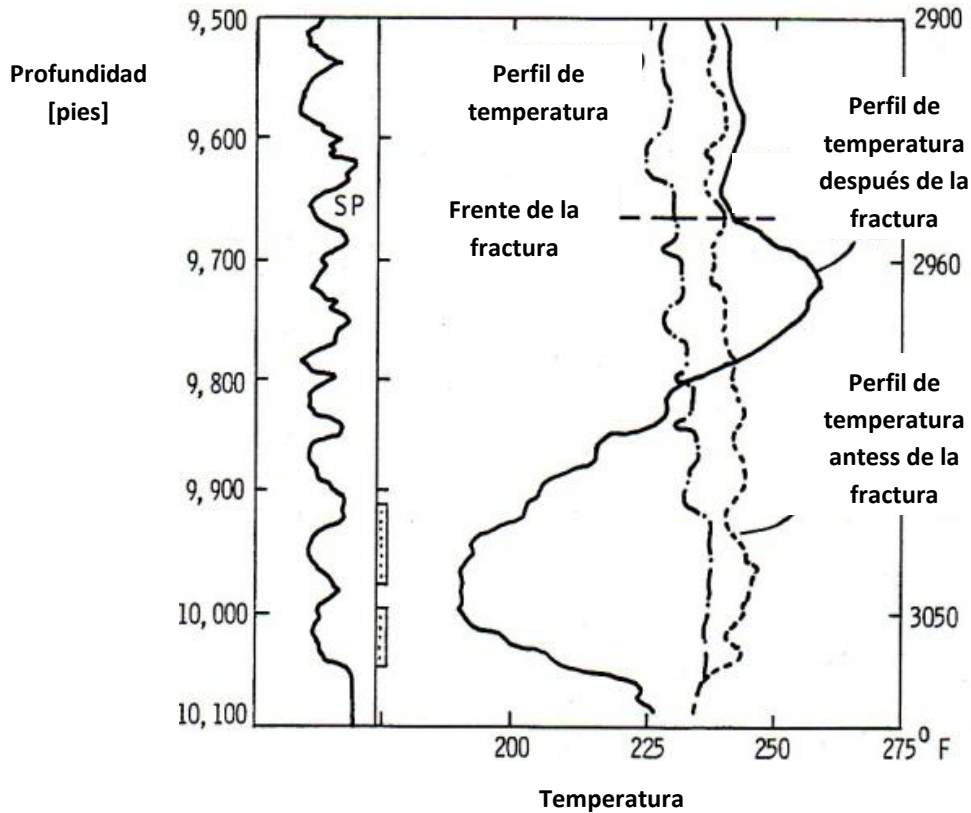
Muchas de estas técnicas y experimentos actualmente se encuentran aplicadas dentro de la industria.

2.10.1 Medición de la Altura de la Fractura

Una de las técnicas más usadas y más completas para la determinación de la altura de la fractura es el uso de estudios o registros de decaimiento de la temperatura en el pozo.

Generalmente la interpretación en algunos casos, envuelta por anomalías en la temperatura, usualmente es en forma de "nariz caliente", como se ilustra en la cercanía de los 9700 pies de profundidad de la figura 2.62

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico



Registro de temperatura Figura 2.62

El uso de registros de decaimiento de presión tomados antes de la perforación de los disparos puede mejorar significativamente la interpretación de estos datos para la altura de la fractura. Como muestra la figura 2.62, los registros de temperatura de pre fractura sirven como una línea base para el comportamiento de la misma donde no ha entrado fluido a la formación.

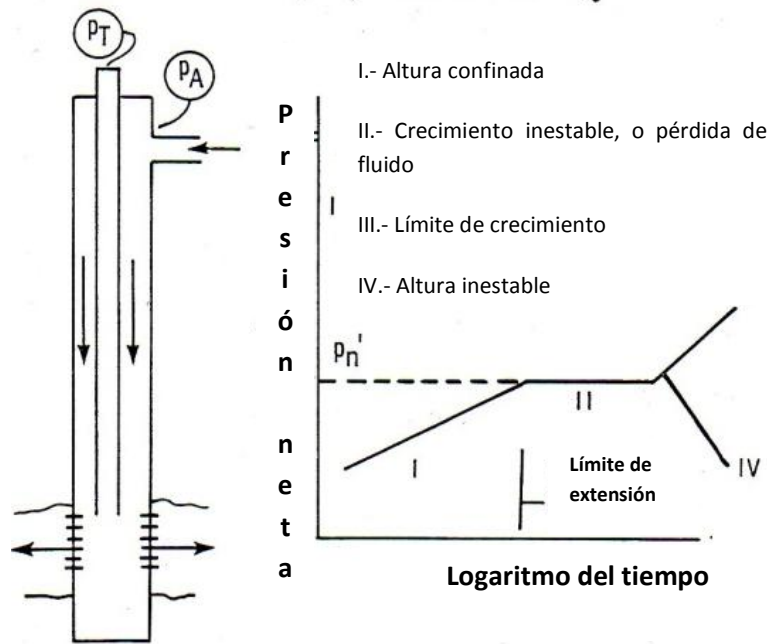
Una causa posible de esta "nariz" que es observada puede ser fluido caliente fluyendo de regreso de una porción de la fractura a otra después de que el bombeo ha cesado al final del trabajo de fracturamiento. Es sabido que la extensión de la fractura continúa en uno o varios puntos de la misma aun cuando se ha alcanzado la presión de cierre, ocasionando una redistribución del fluido en la fractura y así alterando la temperatura de los fluidos ahí contenidos dando lugar al desarrollo de esa anomalía en los registros de temperatura conocida como "nariz".

La corrida de registros radioactivos con registros de decaimiento de la temperatura después de la fracturación también han sido usados para la correcta interpretación de la altura de la fractura. Este tipo de registros es de mucha ayuda especialmente en la confirmación de la altura de la fractura cuando la "nariz" no aparece o es poco clara en los registros así como verificar la parte baja de la fractura.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.10.2 Presión de Fractura en el Fondo del Pozo

Algunos de los fenómenos que pueden inferir en la presión de fractura en el fondo del pozo son: extensión lateral de la fractura, presiones netas críticas, comportamiento del crecimiento vertical. Esto se demuestra en la figura 2.63 graficando el logaritmo de la presión neta de fractura vs tiempo.



Comportamiento de la presión neta de fractura

Figura 2.63

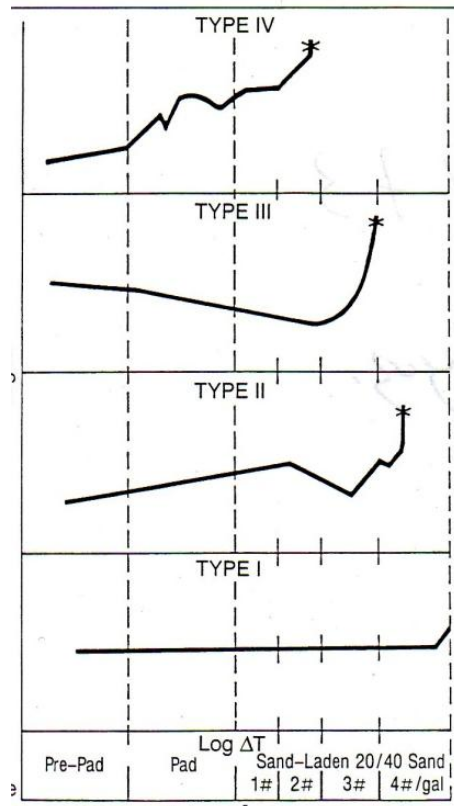
Modo 1 representa la altura confinada y la extensión lateral libre; El modo 2 indica un índice de penetración de fractura reducido cuando esta alcanza el valor de la presión neta. Una de las muchas explicaciones es que en este punto la presión es igual a la presión neta, y se desarrollan fisuras y toman fluido de la fractura principal. Otra explicación del comportamiento del modelo 2 es la existencia de un índice de crecimiento vertical lento. El modelo 3 puede ser interpretado como un modo de almacenamiento teniendo una restricción en cuanto al crecimiento y extensión de la fractura implicando un efecto de baloneo.

El modo 4 indica un rápido crecimiento vertical.

En esta área de estudio, Conway¹⁸ sugiere que se pueden identificar 5 tipos básicos del comportamiento de la presión de fractura en el fondo del pozo durante el bombeo.

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La Figura 2.64 muestra estos tipos básicos de comportamiento.



Comportamiento de la presión en el fondo del pozo Figura 2.64

El tipo I exhibe una presión neta constante con una pendiente de 0.005. El tipo II representa los modos 1,3 y 4 de la figura 2.63. El tipo III declina suavemente y después tiene un crecimiento súbito con una pendiente de 2 a 1 como si el tratamiento se comportara como en el tipo II.

El comportamiento del tipo IV, está caracterizado por un incremento temprano en la presión y por lo general se aproxima a un modo como el II y III y con el tiempo el fluido viscoso entra en contacto con la formación, resultando una entrada pequeña de apuntalante en la fractura. El tipo V se ilustra en la figura 2.63.

En la Figura 2.64, las curvas del tipo I a IV están arregladas en tendencia de salida de la pantalla, siendo así el tipo I el más bajo y el IV el más alto.

Muchos autores sugieren la importancia de la identificación de patrones de comportamiento tempranos durante un tratamiento de fracturamiento esto con el fin de mejorar el diseño y la ejecución de futuros programas de fracturamiento.

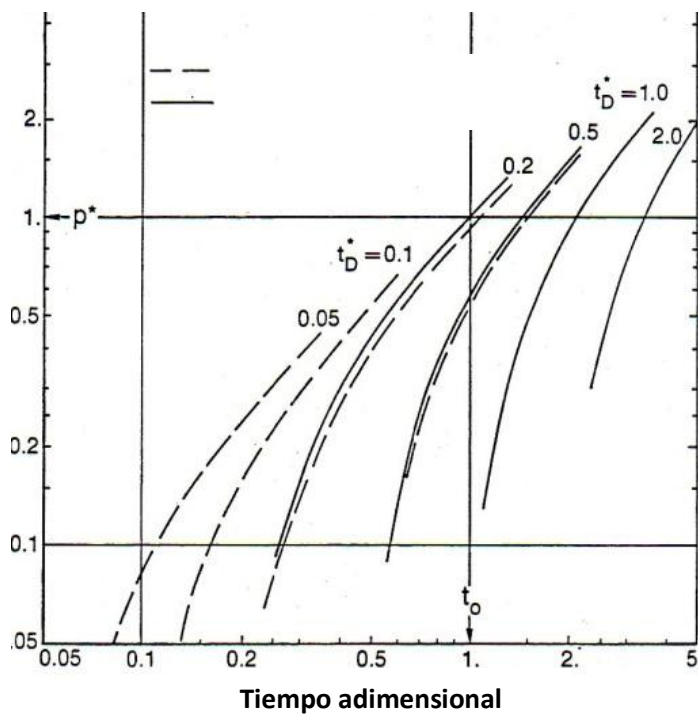
Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.10.3 Declinación de la Presión Después del Fracturamiento

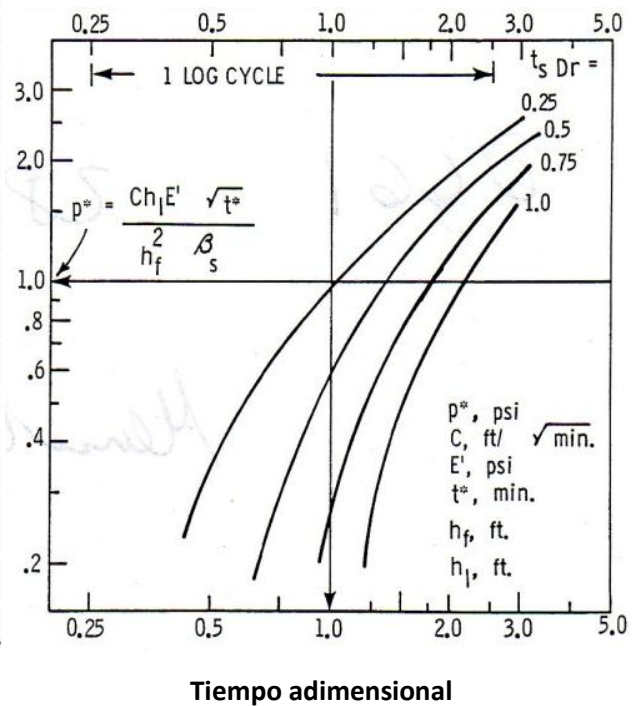
Un gran número de parámetros pueden ser inferidos a partir de la declinación de la presión después de la ISIP, incluido p_c , h_l , C , E , h_f , y x_f . Este análisis puede ser particularmente de mucho uso con una prueba de mini fractura. La obtención de los datos de la declinación de la presión después del tratamiento es muy fácil de obtener y con un costo relativamente bajo. Para la obtención de este tipo de datos no se requiere de instrumentos de alta resolución (una exactitud de más menos 10 psi).

Procedimientos para el análisis, usando curvas tipo para la declinación de la presión se muestran en las figuras 2.65 y 2.66. Este análisis cubre un rango muy amplio de condiciones desde formaciones con alta filtración hasta formaciones muy consolidadas y de bajo filtrado. Este análisis fue usado y desarrollado también para su uso con diferentes modelos de fracturamiento como lo son PKN y KGD.

La figura 1.65 puede ser usada para los caso más generales con un gran rango de condiciones de factores adimensionales de tiempo donde las curvas tipo fueron dadas por parámetros de presión diferenciales adimensionales, $G(t_d, t^*d)$.



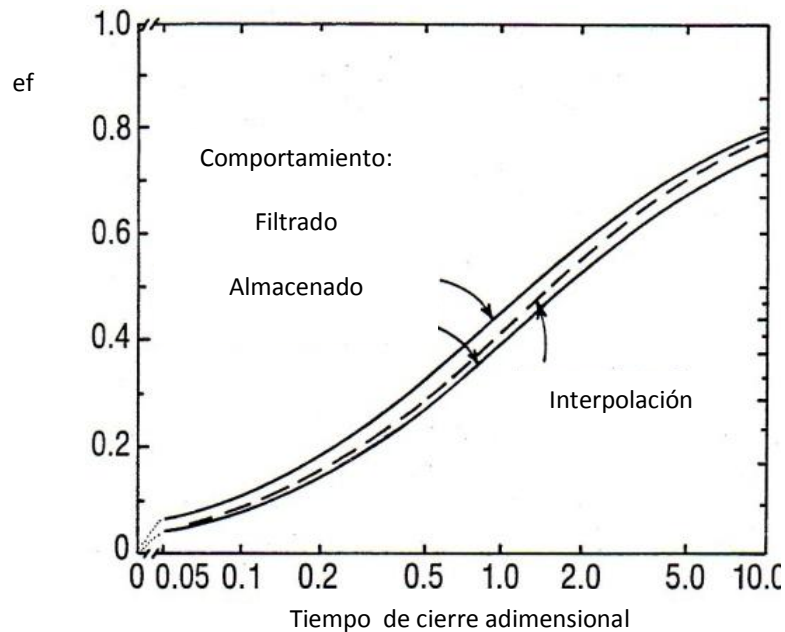
Declinación de la presión
Figura 2.65



Declinación de la presión
Figura 2.66

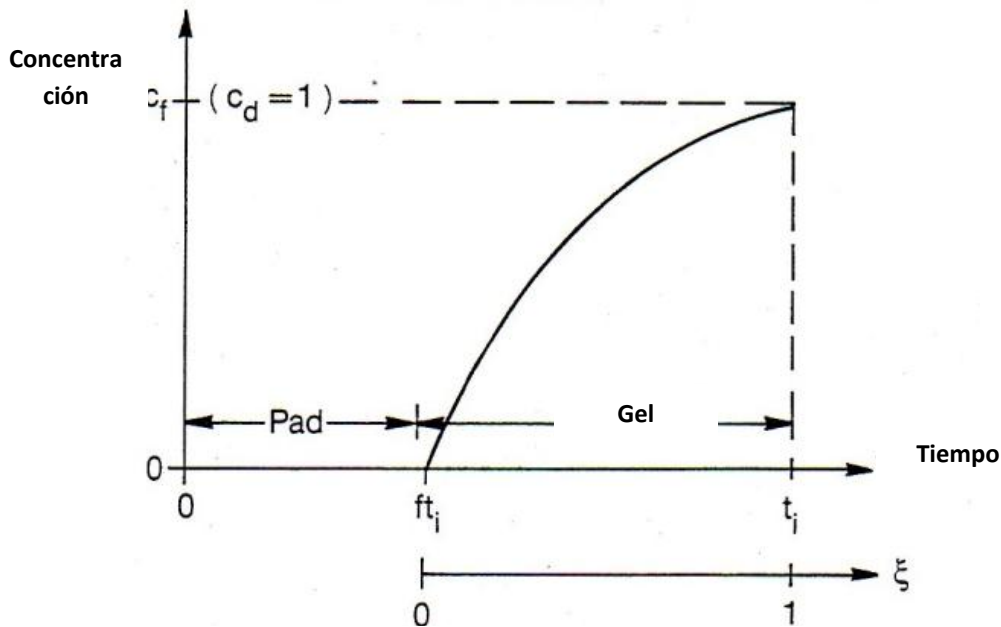
Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La figura 2.67 es usada para estimar la eficiencia del fluido, e_f , para el fluido a partir de tiempos de cierre adimensionales, por ejemplo la relación del tiempo de cierre para un determinado tiempo de bombeo. Curvas similares a estas se muestran en la figura 2.68 y pueden ser usadas para optimizar la concentración del apuntalante.



Relación de la eficiencia del fluido de fracturación y los tiempos de cierre

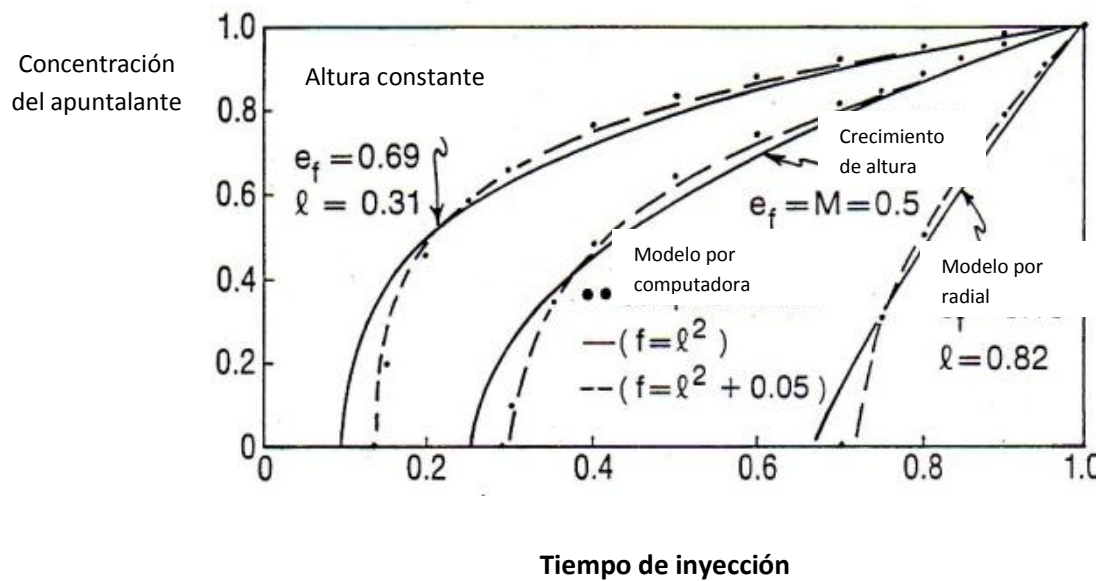
Figura 2.67



Concentración de apuntalante usando el método de la eficiencia Figura 2.68

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

La figura 2.69 muestra una gran coincidencia entre los programas de optimización del apuntalante usados con esta técnica y los usados con un simulador. Esta aproximación permite el diseño de programas de apuntalante a partir de datos de declinación de presión de mini fracs con un conocimiento muy leve de la geometría de la fractura.



Comparación del apuntalante entre el método de eficiencia y el método de simulación Figura 2.69

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.10.4 Pruebas de Mini fractura

Esta prueba está encaminada a la correcta medición y obtención directa de datos en el pozo antes de que se diseñe el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Este procedimiento puede dar excelentes valores de p_c , p_f , y C así como una ligera indicación de la relación E/h_f . El análisis de estos datos puede implicar una esperada relación de la presión neta durante el tratamiento.

Primero, es llevado a cabo pruebas de esfuerzos de cierre para obtener p_c y p_f con fluidos rompedores no dañinos (salmueras, ácidos, etc.). El procedimiento puede incluir pruebas de gasto en etapas, repetidas operaciones de bombeo o admisión con pequeños volúmenes de fluidos (de 100 a 500 galones), y pruebas de declinación de presión. La calibración de una prueba de mini frac es entonces realizado con volúmenes moderados (5000 a 40000 galones) del mismo tipo de fluido que se usara en el tratamiento. Este tipo de fluidos debe ser y estar libre de agentes apuntalantes para permitir que la fractura cierre sin restricción alguna. La presión de fractura en el fondo del pozo es medida durante el bombeo, y la declinación de la presión después del tratamiento es tomada después de la presión de cierre. Durante este periodo de cierre de la fractura se toman registros de decaimiento de la temperatura para poder medir la altura.

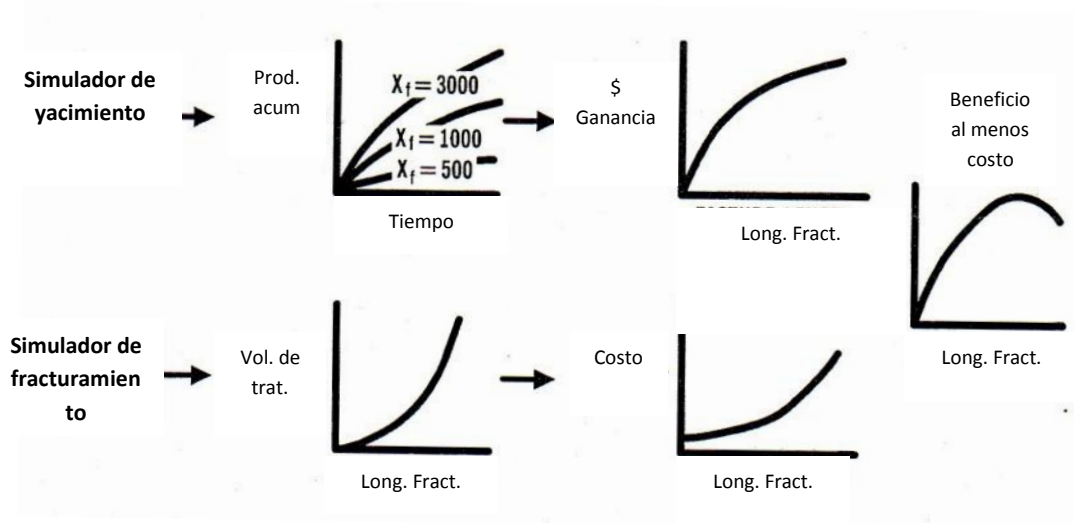
Estas pruebas han sido establecidas para dar paso a una buena caracterización de la formación. En algunos casos, puede ser también posible inferir en los valores de la presión neta y en el comportamiento de la altura de la fractura. Esta aproximación es especialmente efectiva para investigar valores estáticos *in situ* de C para el fluido paleando para el tratamiento. Esto, por supuesto, requiere de la estimación de h_f y h_l .

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

2.11 RENTABILIDAD ECONOMICA

Los diseños de tratamientos de fracturamiento hidráulico generalmente tienen 3 requerimientos básicos:

1. Determinar gastos de aceite o gas se producirán y que factores de recuperación se pueden esperar por cada fractura creada en un yacimiento.
2. Determinar los requerimientos del diseño del tratamiento para lograr las longitudes y conductividades deseadas.
3. Para combinar los requerimientos 1 y 2 para maximizar un retorno de la inversión. Este concepto se muestra en la figura 2.70



Diseño de un fracturamiento hidráulico con el concepto de optimización

Figura 2.70

Idealmente, la realización de un simulador de yacimiento proveerá de predicciones de los gastos y factores de recuperación para varias longitudes y conductividades de fracturas. A partir de estos datos, una estimación de los ingresos monetarios puede ser producida y/o desarrollada para varias longitudes de fractura. Como puede ser visto en la parte superior de la figura 2.70, el estimado de los ingresos como una función de la longitud de la fractura es una relación no lineal.

El ritmo del incremento de los ingresos disminuye con el incremento de la longitud de la fractura y eventualmente alcanza una pendiente relativamente plana.

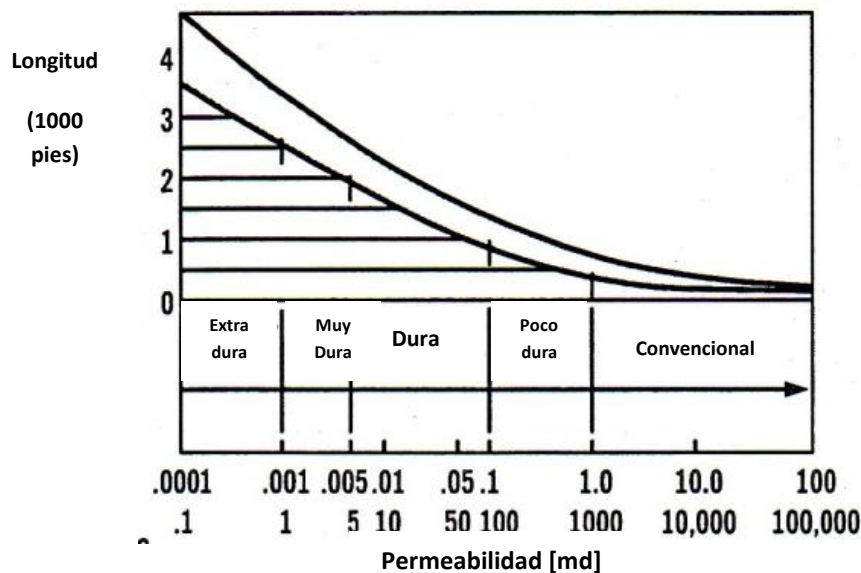
Un simulador de fracturamiento hidráulico generalmente es requerido para procesar o computar los volúmenes del tratamiento, tipo de materiales, y programas de bombeo necesarios para lograr varias longitudes y conductividades. Con estos datos, se puede generar una relación entre la longitud y/o

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

extensión de la fractura y el costo del tratamiento. Un ejemplo de esto se ilustra en la parte baja de la figura 2.70. Como puede ser visto, los costos del tratamiento usualmente crecen y aceleran con el incremento de la longitud de la fractura.

El paso final para investigar el ingreso total neto (ingreso menos costo) es mostrado en la parte de la derecha de dicha figura. La curva de ingreso neto exhibirá en algún punto en el cual el costo para lograr fracturas más largas exceda el ingreso generado por la producción. En consecuencia, se tendrá que elegir el diseño del tratamiento que maximice y optimice los ingresos como la producción.

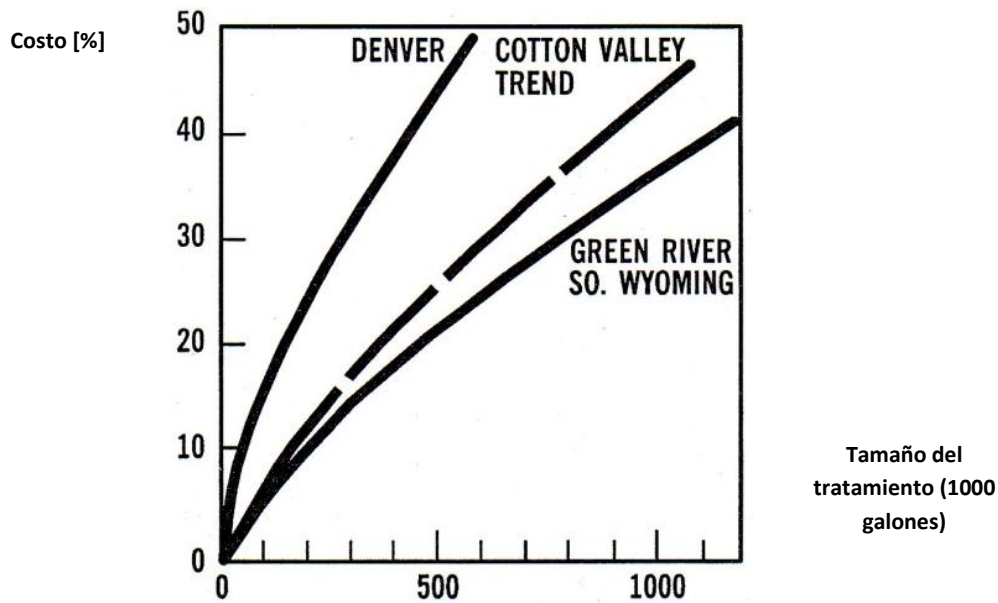
Los procedimientos específicos para determinar el diseño de tratamiento óptimo para una formación dada pueden no ser o estar dentro de estos pasos conceptuales. Pero ellos siempre implicaran algún tipo de balance entre los costos de los tratamientos y los ingresos obtenidos a partir de la producción asociada con el tratamiento. El factor importante y principal en la optimización implica lograr el balance apropiado entre las características de la fractura y las propiedades del yacimiento que gobiernan en el mejor rendimiento del yacimiento. Los yacimientos con altas permeabilidades requieren de conductividades altas pero no necesitan de fracturas muy profundas y penetrantes; formaciones con bajas permeabilidades requieren fracturas profundas y penetrantes pero pueden tolerar bajas conductividades. Algunos requerimientos típicos de longitudes de fracturas son ilustradas en la figura 2.71. Dicha figura muestra que los requerimientos típicos de la longitud media de la fractura son menores a 1000 pies para yacimientos con permeabilidades convencionales ($k > 1$ md), pero para formaciones con baja permeabilidad ($k = 0.0001$ md) pueden requerir de longitudes medias de 3500 a 4500 pies.



Longitudes promedio ideales, para diferentes permeabilidades Figura 2.71

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Un diseño óptimo rentable (económicamente) es de suma importancia para los tratamientos de fracturamiento masivos, los cuales pueden tener un costo importante del total del pozo. Un ejemplo de los costos relativos del tratamiento en función del porcentaje del costo total del pozo se da en la figura 2.72



% del costo total de terminación de un pozo en función del tamaño del tratamiento **Figura 2.72**

Como se puede observar, para tratamientos de 500000 galones o mayores, los costos de fracturamiento pueden aproximarse a casi la mitad del total del costo del pozo.

Se ha reconocido que los requerimientos para las longitudes medias de las fracturas dependen mucho de la permeabilidad del yacimiento y de la conductividad de la fractura. Sin embargo, la longitud y la conductividad pueden no ser los únicos parámetros que afecten la optimización de la fractura. Esto en algunos casos no es tan obvio en estudios paramétricos de fracturamiento, donde el objetivo principal es en la permeabilidad de la formación, penetración de la fractura y conductividad. En algunos casos, otros factores pueden convertirse en consideraciones importantes para la rentabilidad del proyecto. El incremento de los efectos en alguno de estos parámetros puede ser muy significativo. Por ejemplo, el efecto de la penetración de la fractura sobre el intervalo neto para optimizar el valor presente neto del tratamiento (el valor presente de la producción de hidrocarburos para una formación fracturada menos el valor presente de la producción de hidrocarburos para formaciones no fracturadas menos el costo del tratamiento). Los resultados de un ejemplo presentado por el investigador Veatch se describe en la figura 2.73, donde se puede observar el incremento del porcentaje del valor presente vs la penetración de las fracturas para un rango de intervalos de 2 a 100 pies en una formación de 5

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

md de permeabilidad. Aquí la conductividad es de 6000 md/pie y donde el espaciamiento entre pozos es de 160 acres por pozo.

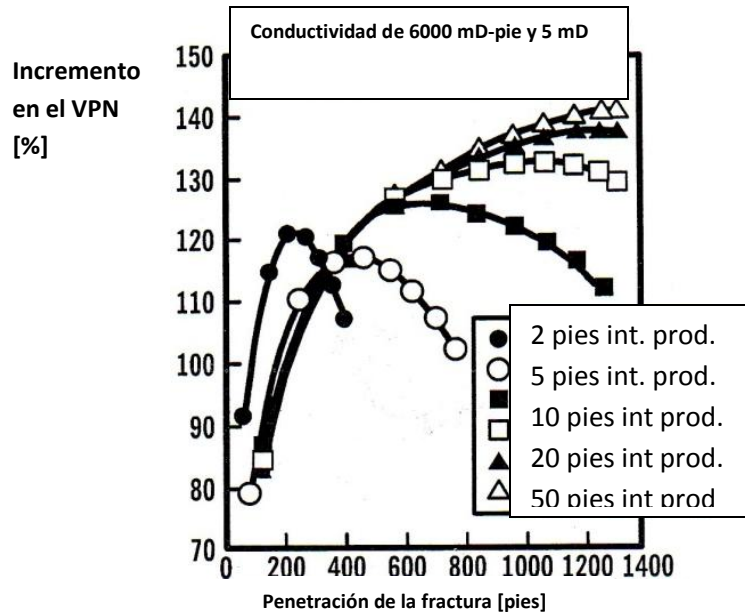


Figura 2.73

La figura 2.73 muestra que la penetración óptima de la fractura (la penetración a la cual el incremento máximo del valor presente neto ocurre) va más allá que de la longitud misma del intervalo. Los resultados para estos casos y dos más son resumidos y presentados en la figura 2.74, la cual muestra la gráfica de penetración óptima vs el intervalo neto.

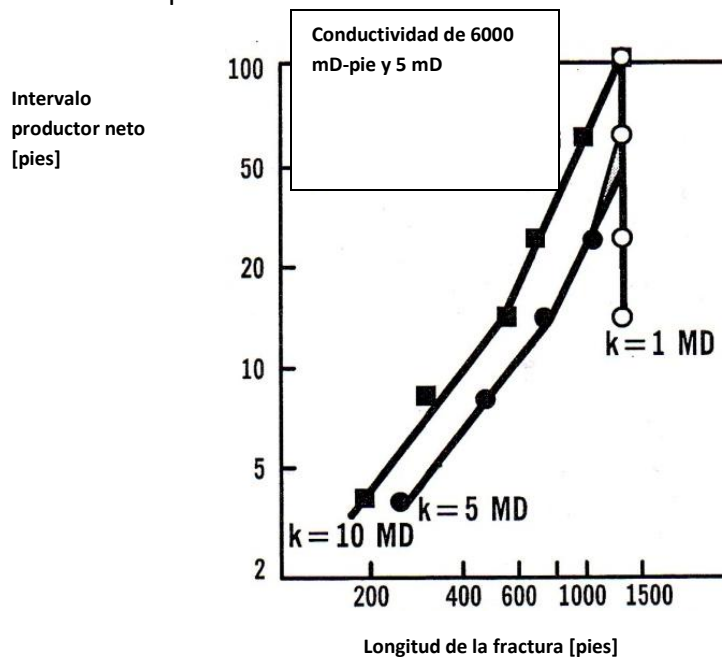


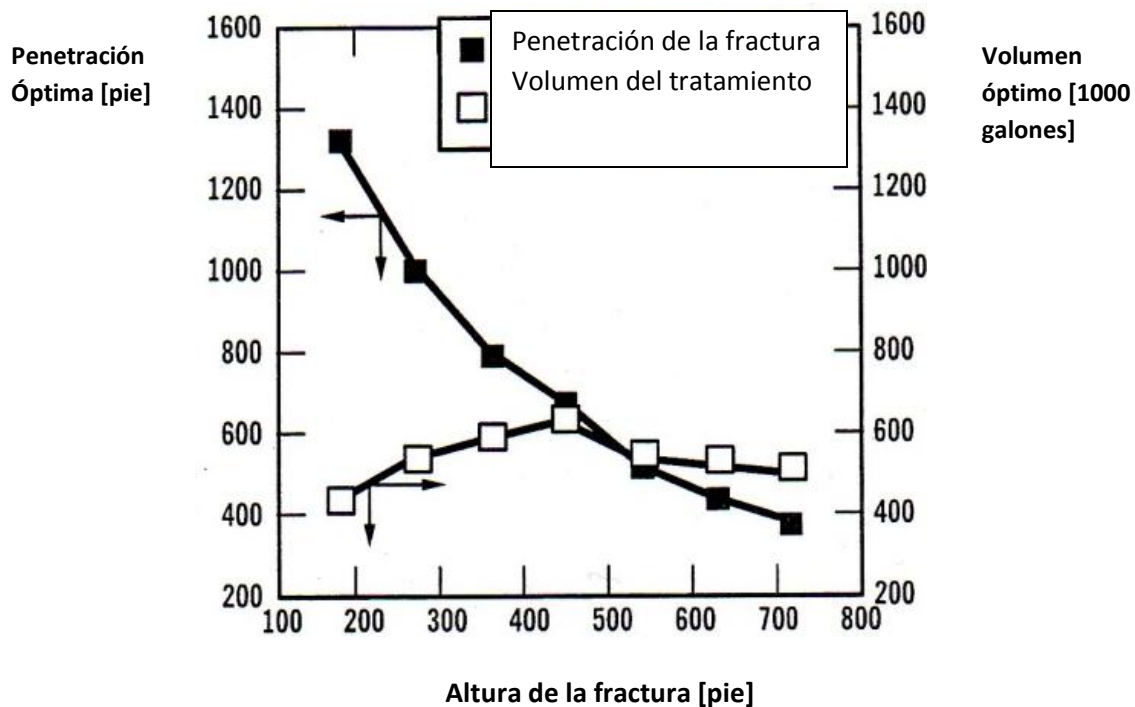
Figura 2.74

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

Aquí podemos ver que las longitudes óptimas de fracturas tienen un rango de 200 a 1320 pies para formaciones de 5 y 10 md de permeabilidad. Esto muestra que la longitud óptima puede variar para diferentes permeabilidades y conductividades, y que dependen de la magnitud total del intervalo.

Abordando la altura de la fractura como un punto de vista económico refuerza la necesidad para diseñar tratamientos fiables que contengan este parámetro. Adicionalmente al incremento de los costos, la altura de la fractura puede tener un impacto significativo en la penetración óptima (económicamente hablando), el cual puede afectar los requerimientos de espaciamiento entre pozos.

La longitud y volumen óptimo de tratamiento se presentan en la figura 2.75. Los valores óptimos fueron aquellos que dieron el máximo valor presente neto para cada altura dada. Como puede ser visto, el volumen óptimo de tratamiento no cambio dramáticamente sobre un gran rango de alturas de fractura, pero la longitud óptima sí. Para una altura de 180 pies, la penetración optima de la fractura se aproxima a la frontera de la vecindad del pozo (1320 pies); para alturas de 600 a 700 pies las longitudes optimas de fractura fueron de 300 a 400 pies. Esto sugiere en la necesidad de investigar la rentabilidad para espaciamientos entre pozos muy cercanos.



Longitud y volumen óptimo para diferentes alturas de fractura Figura 2.75

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

REFERENCIAS

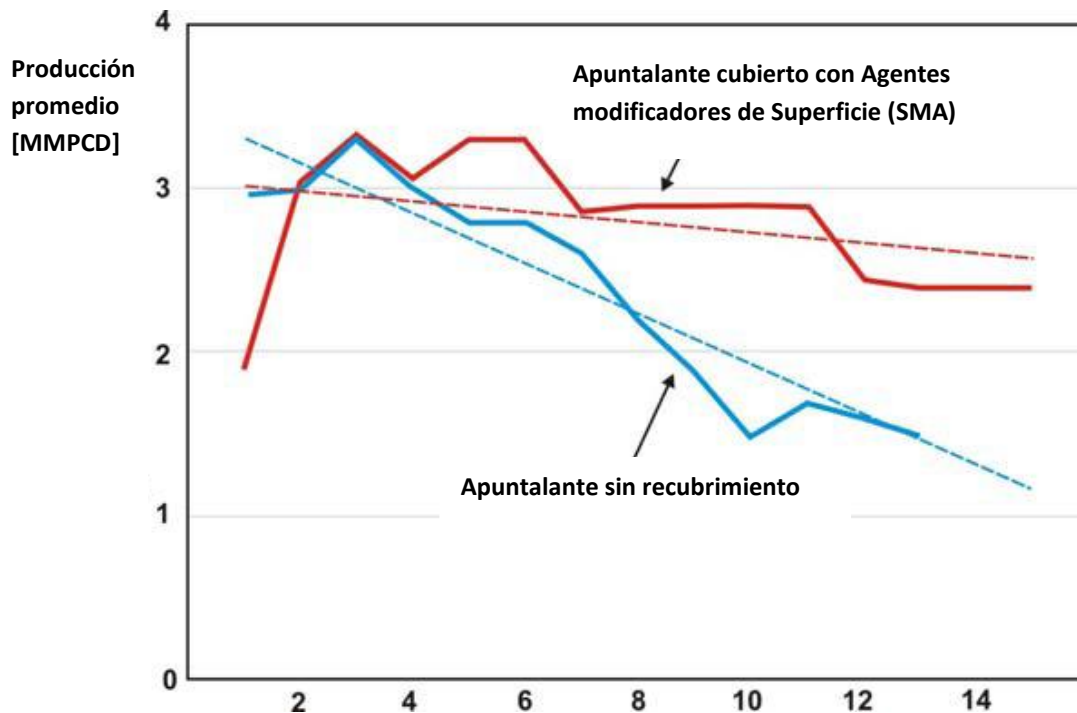
1. HUBBERT, KING M., AND WILLIS, D.G.: "MECHANICS OF HYDRAULIC FRACTURING", TRANS., AIME (1957) p. 153
2. HALLIBURTON, TECHNOLOGY BULLETIN, EXPEDITE SERVICE, 2006
3. ALMOND, S.W.: "FACTORS AFFECTING GELLING AGENT RESIDUE UNDER LOW TEMPERATURE CONDITIONS," PAPER SPE 10658
4. KIM, C. M. AND LASCANO, J. A.: "FRACTURE CONDUCTIVITY DAMAGE DUE TO CROSS-LINKED GEL RESIDUE AND CLOSURE STRESS ON PROPPED 20/40 MESH SAND," PAPER SPE 14436 (1985)
5. CHEUNG, S. K.: "EFFECTS OF ACIDS ON GRAVELS AND PROPPANTS," SPEPE (1988)
6. PHILLIPS, A. M. AND ANDERSON, R. W.: "USE OF PROPPANT SELECTION MODELS TO OPTIMIZE FRACTURING TREATMENTS DESIGNS IN LOW PERMEABILITY RESERVOIRS," PAPER SPE 13855 (1985)
7. VEATCH, R. W.: "ECONOMICS OF FRACTURING: SOME METHODS, EXAMPLES, AND CASE STUDIES," PAPER SPE 15509 (1986)
8. HARRIS, P. C.: "EFFECTS OF TEXTURE ON RHEOLOGY OF FOAM FRACTURING FLUIDS," PAPER SPE 14257 (1985)
9. WENDORFF, C. L. AND EARL, R. B.: "FOAM FRACTURING LABORATORY," PAPER SPE 12025 (1983)
10. CRAIGHEAD, M. S., HOSSAINI, M., AND FREEMAN, E. R.: "FOAM FRACTURING UTILIZING DELAYED CROSSLINKED GELS," PAPER SPE 14437 (1985)
11. PRUD'HOMME, R. K.: "RHEOLOGICAL CHARACTERIZATION OF FRACTURING FLUIDS," PRAC PROJECT 45 FINAL REPORTS 82-45 AND 84-45, API (1985)

Capítulo 2 Fracturamiento Hidráulico

12. WARPINSKI, N. R.: " MEASUREMENT OF WIDTH AND PRESSURE IN A PROPAGATING HYDRAULIC FRACTURE," SPEJ (1985) 46-54
13. CLARK, P. E. AND QUADIR, J. A.: "PROPPANT TRANSPORT IN HYDRAULIC FRACTURES: A CRITICAL REVIEW OF PARTICLE SETTLING VELOCITY EQUATIONS," PAPER SPE 9866 (1981)
14. BIOT, M. A., AND MEDLIN, W. L.: "THEORY OF SAND TRANSPORT IN THIN FLUIDS," PAPER SPE 14468 (1985)
15. ACHARYA, A.: "PARTICLE TRANSPORT IN VISCOUS AND VISCOELASTIC FRACTURING FLUIDS," SPEPE (1986) 104-10
16. ROODHART, L. P.: "PROPPANT SETTLING IN NON- NEWTONIAN FRACTURING FLUIDS," PAPER SPE 13905 (1985)
17. GOTTSCHLING, J. C., ROYCE, T. N., AND SCHUCK, L. Z.: "NITROGEN GAS AND SAND: A NEW TECHNIQUE FOR STIMULATION OF DEVONIAN SHALE," JPT (1985) 901-07
18. CONWAY, M. W. et al.: "PREDICTION OF FORMATION RESPONSE FROM FRACTURE PRESSURE BEHAVIOR," PAPER SPE 14263 (1985)

3.1 INTRODUCCION

El investigador Lehman¹ reporto que el uso de agentes modificadores de la superficie (SMA) para cubrir el apuntalante usado en el fracturamiento hidráulico resultaba en una mayor producción sostenida de los pozos. La figura 3.1 muestra datos comparativos de la producción de dos pozos estimulados con el mismo tamaño de apuntalante, en dicha grafica se puede observar que el pozo tratado con agentes SMA tiene una declinación menor que el pozo sin dicho tratamiento.



Prueba de producción para dos pozos adyacentes, estimulados con el mismo tamaño de apuntalante y tipo de fluido fracturante usando apuntalante cerámico 20/40

Figura 3.1

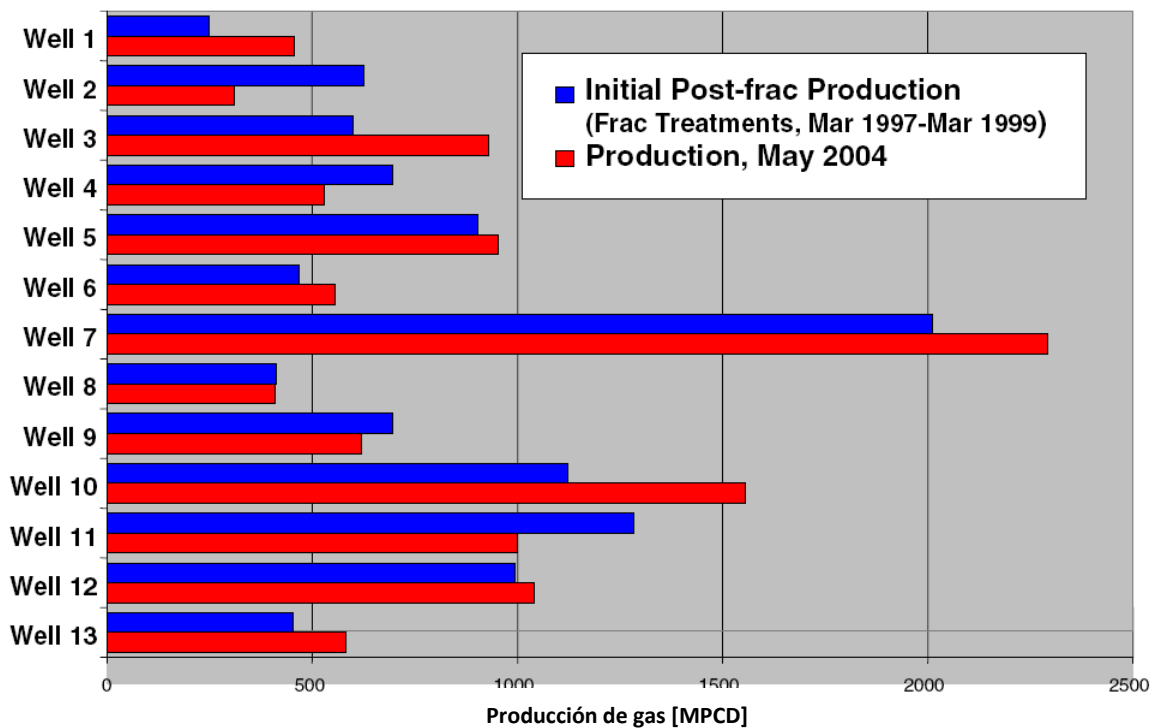
Inicialmente el uso de ese tipo de agentes modificadores en los tratamientos de fracturamiento hidráulico fue promovido como un método para incrementar la conductividad del apuntalante debido a su capacidad de prevenir un empacamiento excesivo, resultando en el incremento de la porosidad y la permeabilidad del paquete formado por el apuntalante por la presencia de una superficie pegajosa. Estudios subsecuentes demostraron que este tipo de agentes modificadores proveían una protección integral al empacamiento y al apuntalante de partículas finas y migración. Este mecanismo ha sido empleado para explicar los resultados obtenidos en la producción por el uso de este tipo de agentes modificadores. Esto va mas allá de las fundamentaciones hechas a largo plazo y de los

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

resultados obtenidos por el estudio de un campo con pozos donde se presentaba problemas con partícula finas.

Estos dos tipos de mecanismos (filtración y migración de finos) están activos y han sido bien catalogados y estudiados en laboratorio, pero ellos por si solos no explican completamente la reducción en la producción.

En el año de 2004 se reporto un caso de estudio en un campo a la comisión de gas y aceite del estado de Arkansas en los Estado Unidos donde se discutieron los resultados a largo plazo de la producción de gas. Estos fueron pozos en la cuenca de San Juan que requerían de fracturamiento hidráulico cada año, para producir a gastos económicamente rentables. Con el tratamiento de agentes modificadores en el apuntalante, no se requirió de re fracturamientos, y como se muestra en la figura 3.2, la producción se mantuvo constante por 5 o 6 años. Esta “longevidad” fue atribuida a la prevención de la invasión de partículas finas dentro del empacamiento; sin embargo, es posible que ayuden a minimizar otros mecanismos.



Pozos fracturados o re fracturados usando agentes modificadores, mostrando una estabilidad con el tiempo en su producción. Los pozos que no usaron estos recubrimientos tuvieron que ser re fracturados cada año para sostener su producción.

Figura 3.2

3.2 TERMINOLOGIA

Conductividad

La conductividad hidráulica es simplemente la habilidad de un conducto para transmitir fluidos. Es función de las propiedades del fluido y de la geometría del conducto. Es determinada por la medición de la caída de presión y el gasto del fluido para un fluido, en específico a través de un conducto de una longitud fija con respecto al área transversal de flujo.

Si el conducto es una tubería de longitud fija, la conductividad es usualmente presentada por tablas de pérdidas de fricción por longitud para un fluido en específico y es calculado por la ecuación de Darcy-Weisbach. Los parámetros importantes y esenciales en la determinación de cualquier conductividad hidráulica son la geometría del conducto, el gasto de fluido, la caída de presión y la viscosidad del fluido.

Conductividad de la Fractura

La fractura generada durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico es un conducto de fluido y tiene conductividad. Esta conductividad es responsable de la diferencia en productividad antes y después en un pozo. En la práctica, la geometría exacta de la fractura generada hidráulicamente no se conoce con exactitud; por lo tanto, la conductividad actual de una fractura no puede calcularse directamente. Métodos de prueba sofisticados de pozos han sido desarrollados de modo que utilizan la medición de la presión para proveer conductividades y dimensiones de la fractura.

Mono capa Parcial de Apuntalante

En algunas ocasiones, el apuntalante es usado por debajo de la concentración requerida para lograr una capa completa de apuntalante en la fractura. Esto es conocido como una capa parcial de apuntalante. Las capas parciales de apuntalante proveen muy altas conductividades de fractura debido a su alta porosidad. Están limitadas, sin embargo, por el diámetro del grano del apuntalante y generalmente no pueden soportar mucho esfuerzos de cierre, así una de las limitantes es, su uso en pozos con bajos esfuerzos compresivos.

Empacamiento del Apuntalante

La conductividad hidráulica de una serie de apuntalantes (paquete) más que una mono capa gruesa está limitada por la porosidad del paquete. Esto es típicamente entre el 38 y 42 % para un apuntalante específico. Cambios muy pequeños en la porosidad del paquete resultan en cambios significativos en la permeabilidad y la conductividad.

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

La conductividad de la fractura es diseñada por el control del apuntalante usado para mantener la fractura abierta y está limitada por la porosidad del paquete. Algunos agentes pueden ser usados durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico que mejoran la porosidad del paquete.

Conductividad de la Capa de Apuntalante

Este es el principal parámetro usado en los simuladores de fracturamiento para optimizar la conductividad de la fractura. El Instituto Americano del Petróleo API, implemento y estandarizo un método para la medición de la conductividad del apuntalante. Los valores de la conductividad del apuntalante derivados de este método son usados en la mayoría de los simuladores de diseño. Este término algunas veces también es llamado conductividad de la fractura y puede conducir a una confusión como el único factor de muchos que tienen impacto directo en la conductividad de la fractura.

La conductividad de la capa de apuntalante es determinada por la medición de la caída de presión de un fluido a través de una capa de apuntalante distribuida uniformemente sobre una celda con altura y longitud fija. La anchura varía con la concentración de apuntalante y los esfuerzos de cierre. La capacidad de flujo de esta capa de apuntalante es típicamente medida con respecto a los esfuerzos de cierre para un fluido y temperatura en particular. Para garantizar concordancia entre pruebas de laboratorio, el API implemento y adopto como método estándar la prueba RP-61². El principal uso de la conductividad de la cama o capa de apuntalante es para la optimización económica de diseños de tratamiento de fracturamiento hidráulico en simuladores desarrollados para permitir la simulación de la geometría de la fractura. La geometría predicha por estos simuladores es usada para optimizar la conductividad de la fractura basada en un criterio de diseño.

Integración (incrustación) del Apuntalante

El área de interface (donde la cara del paquete de apuntalante tiene contacto con la formación) lleva consigo la carga de los esfuerzos de sobrecarga y estos pueden no estar distribuidos de manera uniforme en esta área. Se cree que el mayor daño a la conductividad ocurre en esta región. La exanimación de las caras de la corteza de la formación después de la medición de la conductividad revela una visión dentro de la integración del apuntalante dentro de la corteza. Material muy suave de la formación puede ser incrustado en una roca muy dura. El tamaño y distribución de huellas de integración proveen alguna cuantificación de este efecto.

Esfuerzo de Ciclo del Apuntalante

Estudios de conductividad son realizados frecuentemente por esfuerzos de ciclo y esfuerzos de cierre y gastos de flujo para simular el flujo de pozos a diferentes presiones.

Generalmente, existe una pérdida significativa de la conductividad cada vez que el esfuerzo es incrementado antes de que el paquete sea establecido. Este tipo de pruebas es frecuentemente

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

usado con formaciones suaves para inducir movimiento de finos de la formación hacia el interior del paquete.

Desgajamiento del Apuntalante

El desgajamiento o aplastamiento del apuntalante puede ocurrir en muchos sitios durante las operaciones de fracturamiento. Mientras el apuntalante es bien clasificado en el sitio de fabricación, este es transferido por lo menos tres veces antes de que sea llevado al fondo del pozo. El agrietamiento y astillamiento puede ocurrir durante cada de estas transferencias y deberían de considerarse estos fenómenos y realizar esfuerzos para minimizar esta exposición. Sin embargo, la mayor fuente para el aplastamiento del apuntalante es el cierre de la formación, particularmente donde el apuntalante no está bien distribuido. La exanimación de paquetes de apuntalante después de estudios de conductividad indica que el aplastamiento o desgajamiento se presenta con mayor fuerza en la interface y menos significativamente hacia el centro del paquete (conjunto o serie de apuntalante en la formación).

Infiltración de Finos

Material de cascajo de la formación y material suave puede producir un regreso después de que la fractura es llenada con apuntalante. Si estos finos son muy largos, o en una concentración muy alta, se filtraran dentro de la cama de apuntalante y se creará una capa alterna con estos finos modificando así la permeabilidad.

La infiltración de finos dentro del paquete de apuntalante reduce considerablemente la longitud de la conductividad y provee una fuente de finos que pueden migrar sobre el esfuerzo de ciclo.

Invasión de Finos

El tamaño del apuntalante usado en formaciones suaves es frecuentemente dictado por el tamaño requerido para prevenir mecánicamente formación de finos hacia la cama de apuntalante.

El uso apropiado de agentes modificadores de superficie (SMA) permite el uso de apuntalantes en este tipo de formaciones.

Migración de Finos

El movimiento libre de finos a través del paquete de apuntalante generalmente no impacta mucho en la conductividad, pero puede resultar problemático en los equipos durante la producción. Sin embargo, el taponamiento del paquete puede ocurrir incluso cuando los finos son lo suficientemente pequeños para fluir libremente a través del paquete por fluctuaciones para formar partículas más largas, las cuales pueden reducir dramáticamente la permeabilidad del paquete. La floculación puede

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

ser inducida por ligeros cambios químicos en la superficie y la composición iónica de los fluidos producidos.

Superficie Reactiva

El proceso de fracturamiento hidráulico crea superficies altamente reactivas por el rompimiento mecánico de cadenas químicas de la formación y la exposición de superficies nuevas. Durante el cierre de la formación, algunos de los granos de apuntalante puestos en la fractura para soportar el cierre de la misma se romperán, otra vez creando superficies altamente reactivas. Estas superficies nuevamente se expondrán y estarán habilitadas para reaccionar con fluidos y minerales.

Diagénesis

La diagénesis es la alteración de los sedimentos dentro de la roca a temperaturas y presiones que pueden resultar en cambios significativos con la textura y composición mineralógica original. Es generalmente aceptado que los sedimentos se hagan más compactos debido a las altas fuerzas de sobrecarga causadas por la sucesiva sedimentación.

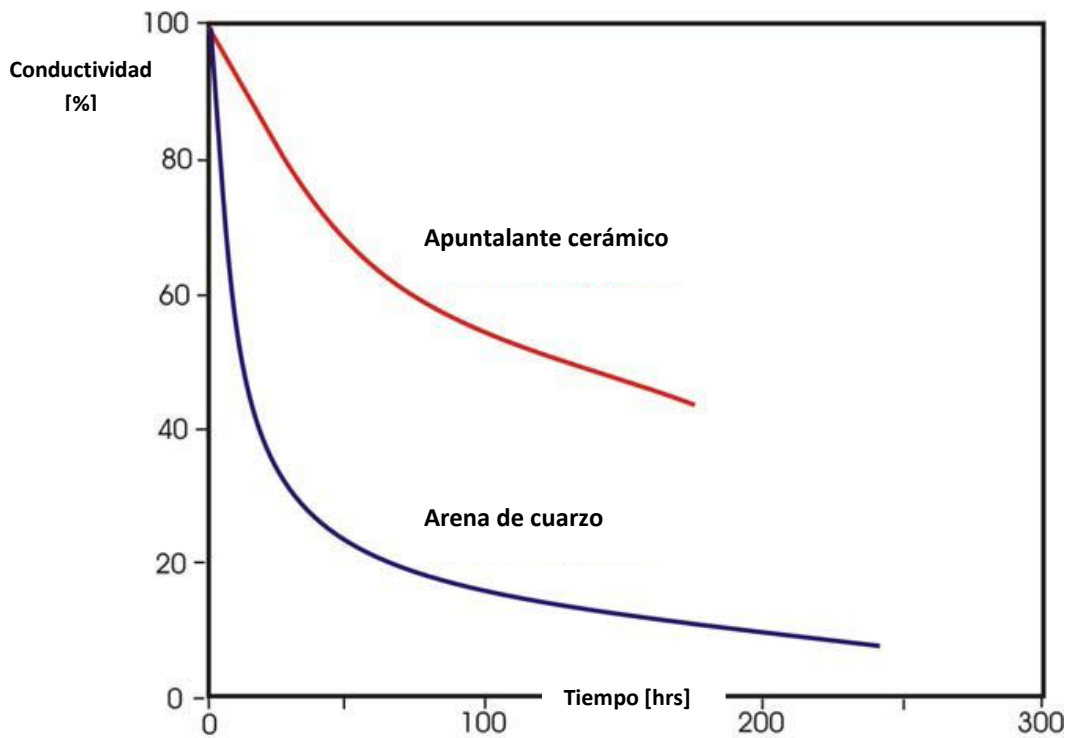
La porosidad del sedimento es gradualmente rellenada con depósito de minerales que cementan estas partículas para formar rocas. Este proceso es muy lento, requiriendo siglos para manifestar el cambio.

Diagénesis del Paquete de Apuntalante

El apuntalante limpio puesto hidráulicamente para crear fracturas en las formaciones está expuesto a condiciones de alta temperatura y grandes esfuerzos compresivos que son sometidos rápidamente a reacciones del tipo diagenético, resultando en la reducción dramática de la porosidad. Se han realizado estudios³ donde se ha descubierto que la disolución de partículas finas y la compactación de las mismas pueden ocurrir en tan solo unos cuantos años de vida del pozo como resultado del incremento de la temperatura y producción del mismo, reduciendo la porosidad. (15 a 25 % de la porosidad inicial).

3.3 ESTABILIDAD DEL APUNTALANTE

La estabilidad del apuntalante bajo condiciones reales en el fondo del pozo es un área dentro de la estimulación de pozos generalmente ignorada. Durante el desarrollo temprano de métodos analíticos, para clasificar el apuntalante, pruebas a largo plazo a altos esfuerzos y temperaturas indican que la conductividad decrece con el tiempo y la exposición a condiciones extremas. La figura 3.3, tomada de McDaniel⁴ muestra claramente que la conductividad declina con el tiempo. En el método API adoptado para clasificar el apuntalante², solo se usa conductividad a corto plazo. Se piensa que la mayoría del daño a la conductividad durante las pruebas, se debe a la falla del apuntalante causado por el desgajamiento, el cual resulta en la reducción de la anchura de la fractura y en la permeabilidad de la capa del apuntalante. Este mecanismo probablemente es predominante durante la etapa temprana a la que es sometido a los esfuerzos; sin embargo, esto no explica la declinación gradual y tan súbita en la conductividad con condiciones de grandes esfuerzos y grandes tiempos de exposición.



Comparación de la conductividad entre apuntalantes cerámicos y arena con respecto al tiempo @ 6000psi de presión de cierre y 275 °F

Figura 3.3

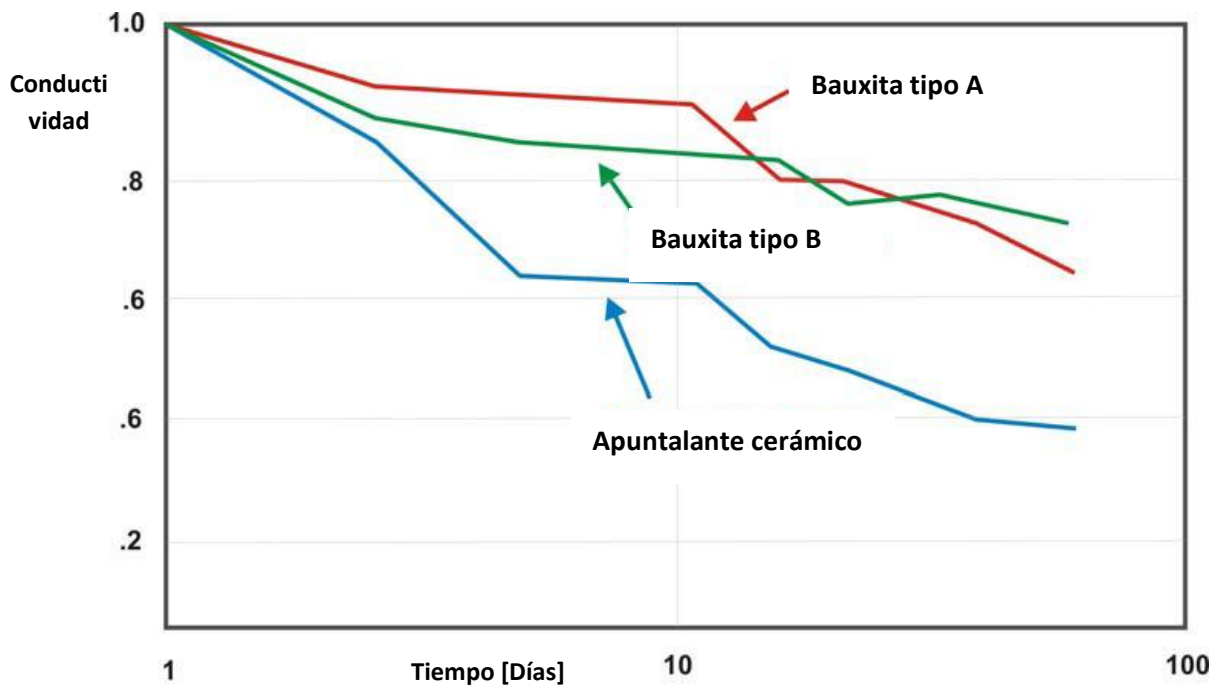
El investigador Cobb (figura 3.4) reportó una serie de datos⁵ de pruebas con un diseño especial encaminadas a la eliminación de otros mecanismos de daño a la permeabilidad, especialmente sistemas de daño de corrosión. Estas pruebas fueron realizadas durante un periodo de tiempo largo

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

(70 a 80 días bajo condiciones realistas) y demostrando que la conductividad continuaba declinando, las pruebas se realizaron con esfuerzos de cierre a 7000 psi y temperatura de 212 °F.

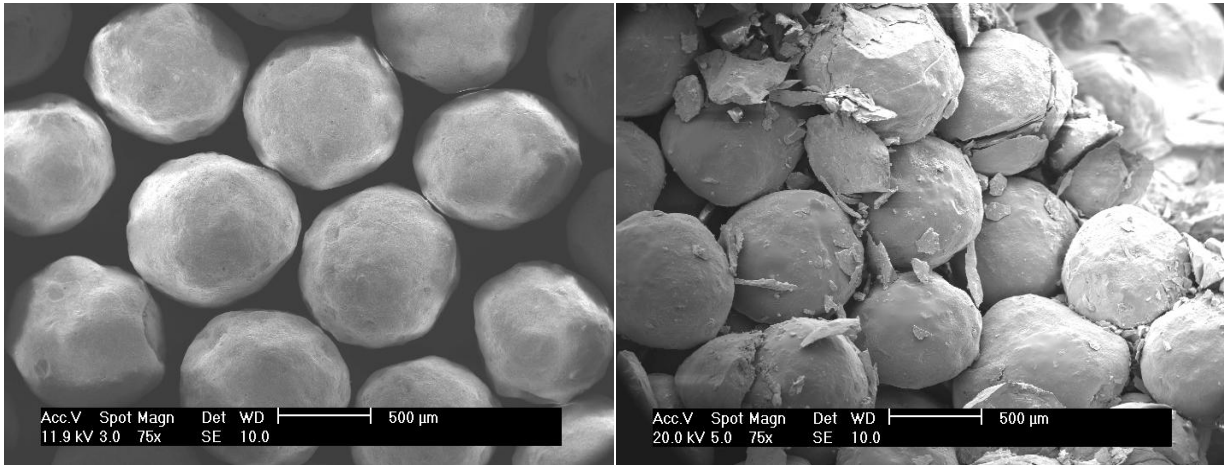
Una inspección visual de los paquetes de apuntalante después de la exposición a esfuerzos de cierre simulados y después de pruebas de conductividad API revela que la capa de apuntalante adyacente a una formación simulada (usualmente arenisca del estado de Ohio) presenta algún daño en el cual algunos granos están agrietados y un poco destrozados. (Figura 3.5). Esto es observado en algunos granos de apuntalante, siempre que las condiciones de esfuerzo de cierre estuvieran por debajo de la fuerza de desgajamiento del apuntalante.

Generalmente, se observa un ligero daño para cualquier grano de apuntalante en el interior del paquete. Sin embargo, ha sido observado que cantidades significantes de finos son generados en algunas de estas pruebas, y estos es frecuentemente atribuido al desgajamiento del apuntalante, pequeñas pruebas de laboratorio se reunieron para aportar esta conclusión.



Resultados obtenidos por el investigador Cobb donde se muestra las mediciones de la conductividad para diferentes tipos de apuntalante

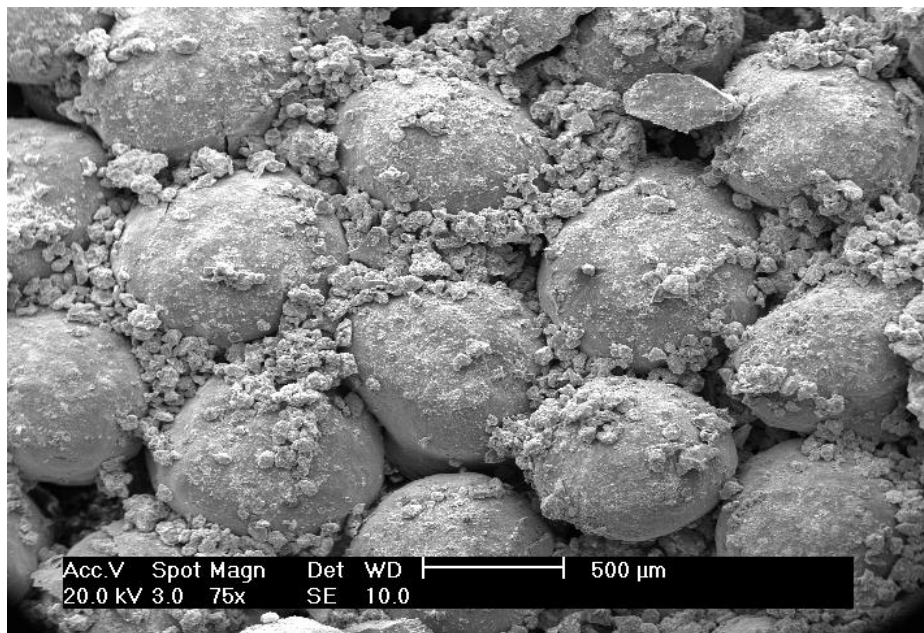
Figura 3.4



Apuntalante base alumina (20/40) antes y después de ser expuestos a 10000 psi de presión de esfuerzo. La micrografía de la derecha muestra la cara del apuntalante que fue forzado contra una formación de Ohio.

Figura 3.5

La figura 3.6 es un ejemplo de la porosidad que es llenada por este material fino que se forma durante las pruebas de esfuerzo. Este material no se ve que se forme a bajos esfuerzos de cierre.



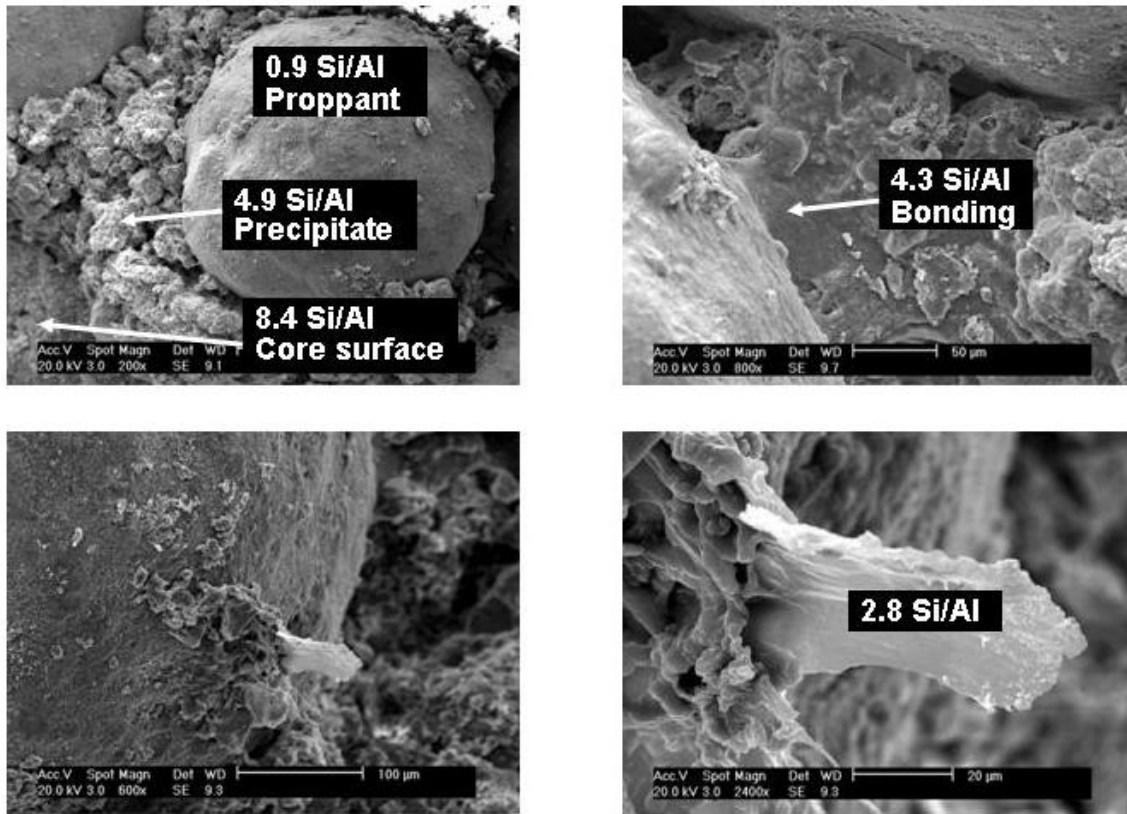
Apuntalante cerámico después de ser expuesto a esfuerzos de cierre De 10,000 psi @ 250 °F por 140 horas.

Figura 3.6

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

La figura 3.7 es una serie de micrográficas de una prueba realizada³ en la cual los esfuerzos fueron hechos para identificar este material formado durante las pruebas. Haciendo un aumento con rayos x hacia el interior de estas fotos en varios puntos de interés se vieron con agudeza varios detalles del fenómeno. La relación de sílice y aluminio observada para el apuntalante fue de 0.9, típico para un apuntalante del tipi cerámico, mientras que para la arenisca de Ohio fue de 8.4. La porosidad llenada con la precipitación de este material fue encontrado de 4.9. Una inspección visual de los paquetes de apuntalante después de la exposición revela numerosas áreas de crecimiento cristalino, como se muestra en la las últimas dos fotografías. La relación de sílice aluminio característica de algunos minerales es de 2.8.

Es aparente que algún tipo de reacciones geoquímicas están tomando lugar cuando grandes esfuerzos mecánicos son aplicados al apuntalante por la arenisca Ohio, y que esas reacciones parecen ser atenuadas por la temperatura.



Serie de micrográficas donde se muestra el aparente incrustamiento del apuntalante dentro de la formación durante una prueba realizada con esfuerzos de cierre de 6,000 psi y 225°F. En la foto de arriba a la izquierda se muestra que los desechos alrededor del apuntalante no son de la formación o del mismo apuntalante sino material alumina. En la foto arriba a la derecha se muestra como el material se está adheriendo al apuntalante. En las fotografías de abajo se muestra un crecimiento y creación de cristales.

Figura 3.7

3.4 DIAGENESIS EN EL APUNTALANTE

La diagénesis clásica ocurre cuando camas de arena o sedimentos son aplastados y enterrados por otros subsecuentes, resultando expuestos a altos esfuerzos de sobrecarga a altas temperaturas por siglos. Estos depósitos de arena y otros materiales, a través de reacciones geoquímicas, son convertidos en rocas de baja porosidad y permeabilidad.

La mayoría de las formaciones que contienen hidrocarburos que requieren fracturamiento hidráulico para producir económicamente son maduras, habiendo sufrido diagénesis. Cuando la roca es agrietada y empacada con apuntalante virgen, las condiciones son las correctas para promover reacciones geoquímicas que causen reacciones diagenéticas para empezar a rellenar los espacios porosos del paquete de apuntalante. Estas reacciones son sorprendentemente rápidas a lo que normalmente esperado.

Yasuhara⁶ reportó que en esfuerzos efectivos de 5000 psi, con un rango de temperatura de 170 a 570°F, los índices de reducción de la porosidad se incrementan con el incremento de la temperatura. Las últimas porosidades tienen un comportamiento asintótico del orden de 15 % (570°F) y del 25 % (170 °F) siendo completado este proceso mediante la disolución y compactación, este proceso pasa de unos cuantos siglos a solo una fracción de año.

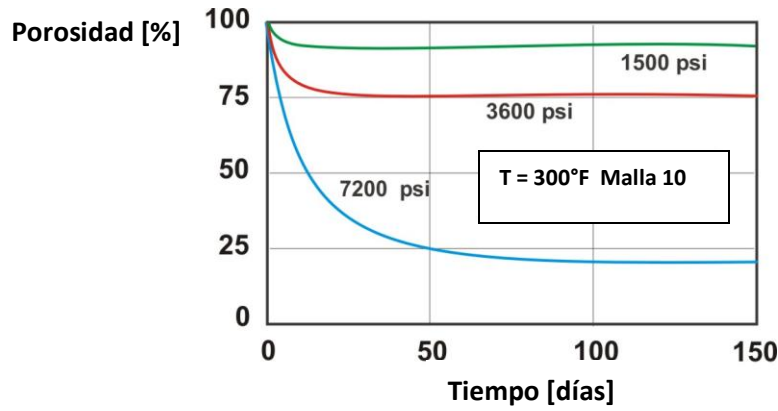
La figura 3.8 muestra la importancia y significado del tamaño del apuntalante, temperatura del yacimiento, y esfuerzos de cierre a los cuales la compactación y pérdida de la porosidad ocurren. La porosidad inicial de cada una de estas curvas fue del 37 %, y las gráficas 3.9 y 3.10 muestran el porcentaje de porosidad retenida basada en un modelo geoquímico de compactación. De acuerdo con este modelo, en pozos someros de baja temperatura, la compactación y pérdida de la porosidad puede no ser un tema significativo, pero mientras la temperatura y los esfuerzos se incrementen, la posibilidad de que este mecanismo contribuya a la pérdida de la conductividad de la fractura es significativa. Para yacimientos cercanos a los 390°F y 7000 psi, solo en 17% de la porosidad inicial del paquete sea esperado solo después de 10 días del trabajo de fracturamiento.

El modelo descrito asume que los materiales en contacto son a base de sílice y son los mismos; por lo tanto, no hay gran diferencia química entre la formación y el apuntalante.

Las propiedades del apuntalante, la integración, taponamiento por finos, y semejantes han sido bien estudiados y son en su mayoría entendidos. Sin embargo, la química asociada con la fractura creada hidráulicamente con apuntalante tiene diferencias mineralógicas de que esos yacimientos no han sido bien estudiados.

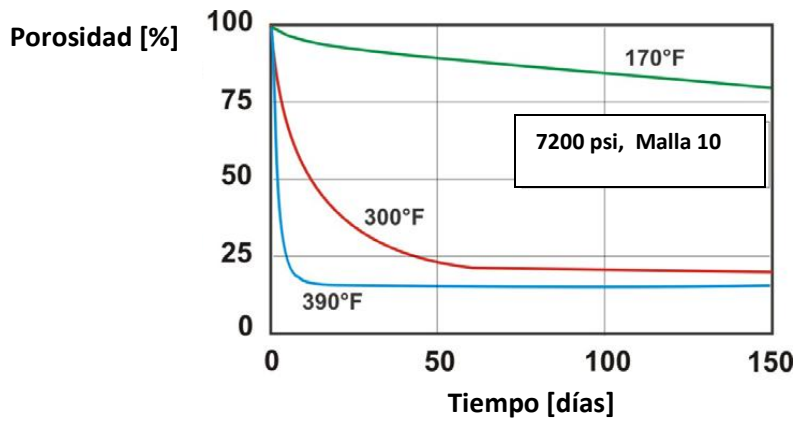
Conocimiento adicional y entendimiento de esta química puede dar paso al desarrollo de muchos minerales nuevos para el llenado de los espacios porosos.

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan



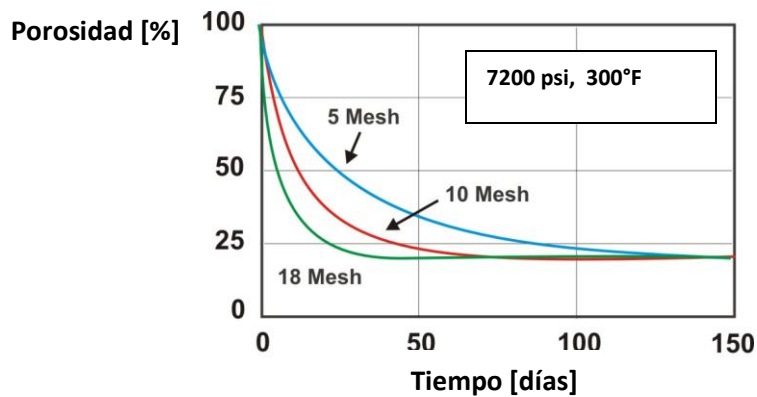
Importancia de los esfuerzo de cierre en el apuntalante

Figura 3.8



Importancia de la temperatura en el apuntalante

Figura 3.9



Importancia del tamaño del apuntalante

Figura 3.10

3.4.1 Presión de Solución y Mecanismo de Compactación

La solubilidad del cuarzo es aproximadamente de 50 ppm a temperatura ambiente e incrementa proporcionalmente con la temperatura. Sin embargo, cuando dos granos de cuarzo son puestos en contacto, y un alto esfuerzo mecánico es aplicado, la solubilidad en los puntos de contacto es grandemente incrementada debido a la tensión aplicada en los enlaces moleculares (figura 3.11) Como el sílice soluble se difunde a través de una película de agua hacia el espacio poroso, la solución en el espacio poroso se convierte en súper saturado por que no es mayor bajo altos esfuerzos mecánicos y subsecuentemente precipita, de este modo reduciendo el volumen de poro.

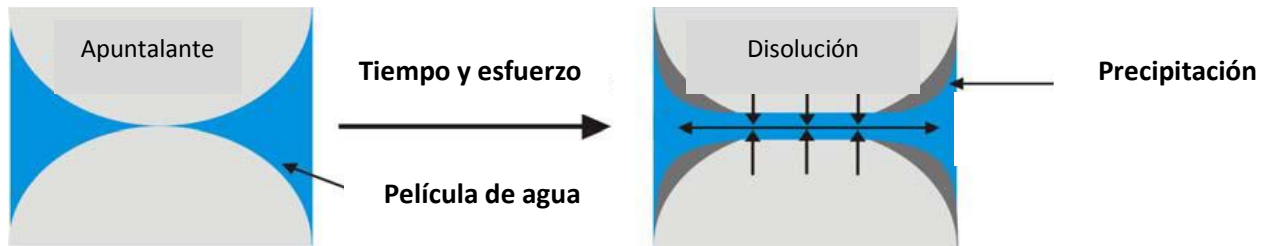


Figura 3.11

Esto resulta en dos efectos:

1. Eliminación de material entre los dos granos aplanando la superficie entre ellos y conduce a la compactación, la cual causa pérdida de la anchura de la fractura si el apuntalante está soportando el paquete (figura 3.12).
2. Reducción de la porosidad y por consecuencia reducción de la permeabilidad y conductividad de la fractura.

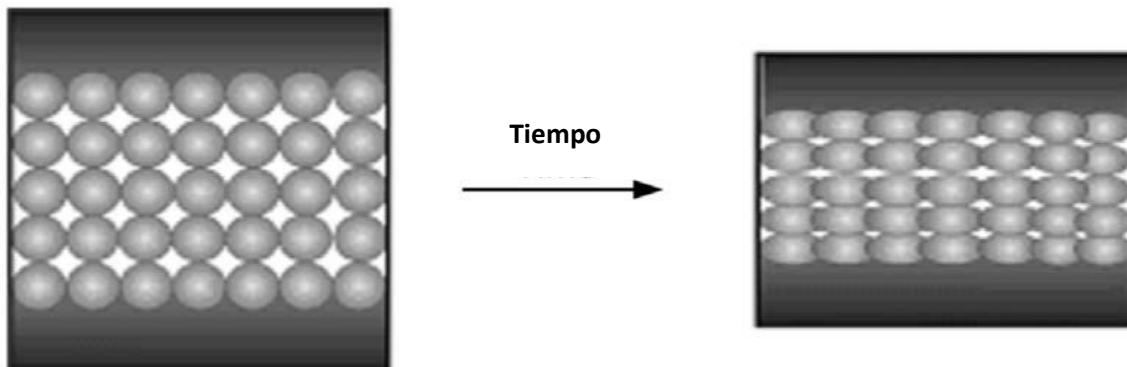


Figura 3.12

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

Ambos mecanismos dependen de que exista una capa mojante de agua para que la reacción ocurra.

Este modelo es muy simple, involucrando solo el uso de materiales de sílice. Cuando el aluminio, circonio, titanio, calcio, hierro y otros iones están presentes en el apuntalante, la formación de arcillas como minerales es muy probable⁷. Reconociendo que hay una considerable diferencia química en la energía potencial entre el apuntalante y la formación mineral conduce a un mecanismo de presión de solución y compactación. Como una analogía, considerar el sistema similar a la corrosión galvánica que ocurre cuando dos metales disimiles son puestos en contacto. Sin embargo, esta reacción solo ocurre cuando esta presenta una película conductiva de agua está presente. Para prevenir estas reacciones, una película dieléctrica o hidrófoba es puesta entre las dos superficies.

3.4.2 Reducción de la Diagénesis en el Apuntalante

Se ha encontrado que cubriendo el apuntalante con un material dieléctrico como SMA puede inhibir significativamente las reacciones geoquímicas que pueden conducir a la diagénesis y a la pérdida de porosidad. Mientras no sea desarrollado un método no analítico preciso capaz de cuantificar los cambios en los índices de la diagénesis en un tiempo razonable. Los mejores resultados parecen ser producidos cuando se cubre el apuntalante y la cara de la formación con agentes modificadores de superficie (SMA).

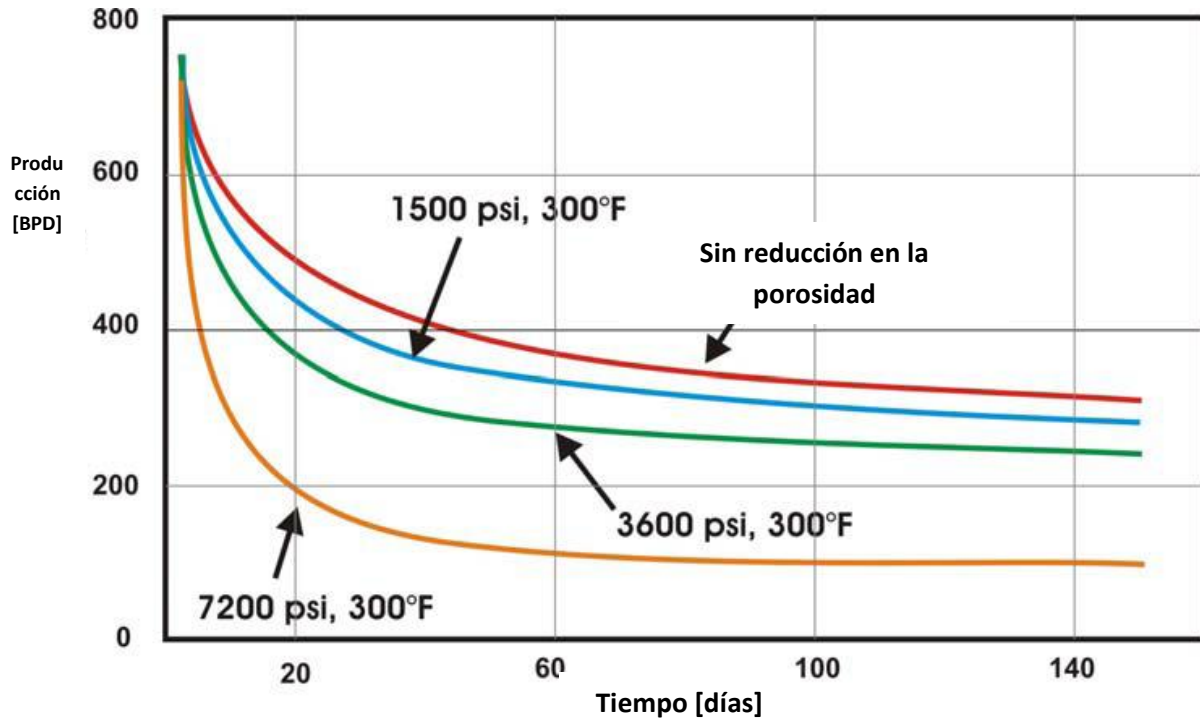
El uso temprano de agentes modificadores en el fracturamiento hidráulico implica la adición del material directamente en el fluido mezclado. Solo se logro una eficiencia del 70 % en el recubrimiento del apuntalante con este método; el resto se quedo en forma acuosa en el fluido de fracturamiento. Es posible que una parte significativa del material disperso cubra la cara de la formación y contribuyendo significativamente a la reducción subsecuentes de reacciones geoquímicas. Las aplicaciones posteriores de SMA que han sido mejoradas muestran que la eficiencia del recubrimiento del apuntalante llega a ser hasta del 90 %.

Se ha planeado la realización de estudios de redes neurales y análisis de resultados de campo para determinar si esto ha tenido un efecto en la declinación de los gastos de producción debido a las reacciones del tipo diagenético.

La introducción de modelos de compactación y presión de solubilidad dentro de modelos de estimulación muestra el efecto esperado que ocurrirán en los perfiles de declinación de la producción (figura 3.13).

Este perfil indica que a bajos esfuerzos compresivos, las reacciones diagenéticas tienen un efecto mínimo, pero a temperaturas y esfuerzos altos, estos se convertirán en factores predominantes.

Estas reacciones geoquímicas y su impacto en la anchura de la fractura y porosidad pueden explicar el por qué de los re fracturamientos en algunas formaciones para lograr una producción economicamente viable.



Simulación de producción realizada para yacimientos con 1mD y 300°F @ 3,000 psi con apuntalante de malla 10

Figura 3.13

3.4.3 Modificación de la Superficie del Apuntalante

Para combatir y prevenir la diagénesis, se ha desarrollado un nuevo material de SMA, específicamente para su uso en operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos acuosos. Este material ayuda a asegurar que se forme una capa hidrofóbica en la cara de la formación y del apuntalante para minimizar reacciones geoquímicas. Adicionalmente a la capa dieléctrica creada para la protección de la superficie del apuntalante del ataque de las reacciones acuosas, este material también provee una superficie pegajosa excelente para el control de finos debido a la invasión y migración de material a través del paquete.

3.5 Daño Dentro del Paquete

La invasión de finos dentro del paquete puede afectar la permeabilidad, resultando en la declinación prematura de la productividad del pozo. Las formaciones productoras con pozos completados o terminados con fracturamiento hidráulico son susceptibles de la invasión de finos y subsecuentemente en la pérdida de la permeabilidad y conductividad.

Con cada una de las técnicas de terminación, el objetivo de la productividad depende de la permeabilidad y conductividad. Un pensamiento convencional conduce a creer que incrementando el tamaño del apuntalante o la concentración del mismo proveerá una conductividad adecuada y permitirá a los finos ser producidos. Esto, sin embargo, no es el caso. Algunos finos si pueden ser producidos, pero los restantes o los que no sean producidos crearan un puente y reducirán finalmente la conductividad del paquete.

La invasión de finos ha sido limitada históricamente a un proceso de exclusión de tamaño en el cual el tamaño de la distribución del paquete es medido como la media del tamaño de la partícula de la formación. Esta aproximación es limitada porque el tamaño del apuntalante es seleccionado para formaciones que son generalmente heterogéneas. Como resultado, la producción puede ser limitada si no se asumen efectos como la invasión de finos y el daño al paquete. Incluso, en diseños adecuados de paquete en el cual la estructura de los granos de la formación son excluidos, muchas formaciones tienen una fina capa, o contienen una matriz con minerales propios de la formación dentro de la red de poros que puede convertirse en infiltración de finos hacia el paquete. Esta condición, la cual usualmente se diagnosticada después de la terminación de un pozo en muchas ocasiones necesita de trabajos de post terminación como la acidificación para remediarlo.

Sin embargo, soluciones alternativas y fundamentalmente usando tecnologías con SMA para prevenir el daño hacia el paquete ha emergido a través del estudio de los mecanismos de la invasión de finos, taponamiento y estabilización de la interface. Los agentes modificadores de superficie es una tecnología probada que ha cambiado la solución de paradigmas previos (figura 3.14).

Es importante hacer notar que la conductividad del apuntalante es una propiedad de escala pequeña de la conductividad de la fractura (figura 3.15).

El apuntalante y conductividad de la fractura pueden ser deteriorados o dañados por muchos mecanismos. En cada fase, la mecánica de la retención de la partícula y el efecto neto de la permeabilidad son diferentes. Los resultados más significativos e importantes del mecanismo de la depositación de partículas y la resultante reducción de la permeabilidad involucran la cinética de la depositación y la localización de la retención de la partícula.

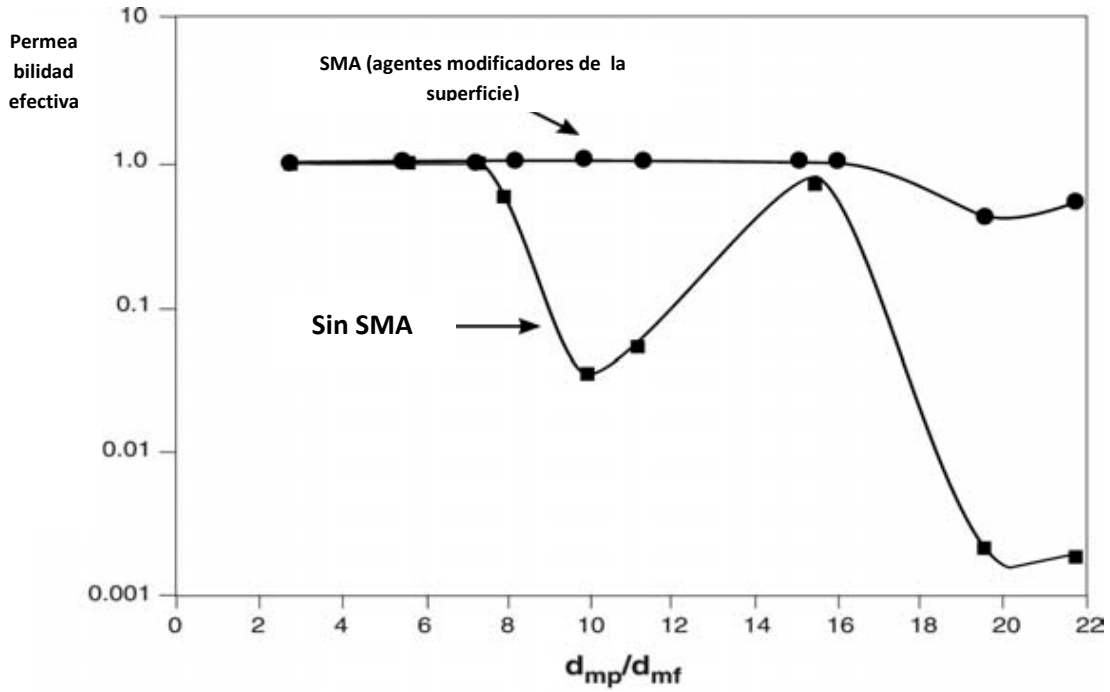


Figura 3.14

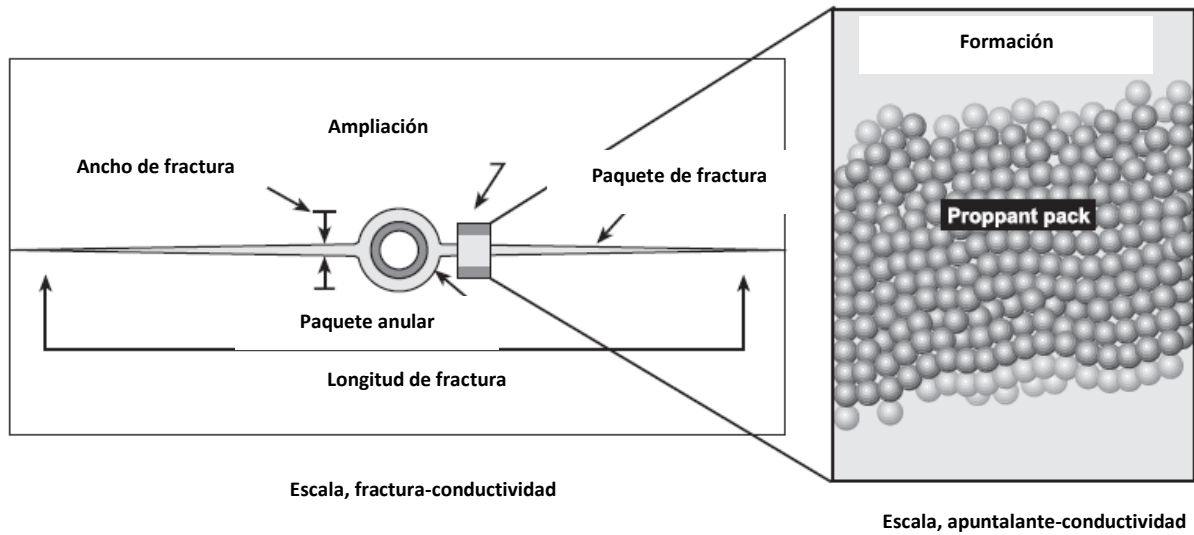


Figura 3.15

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

El régimen de flujo y el mecanismo que determina el daño a la permeabilidad dependen de estas variables. Una conclusión importante de un extenso análisis es que la conductividad interna del paquete o la reducción de la permeabilidad depende en específico del mecanismo de depositación (figura 3.16).

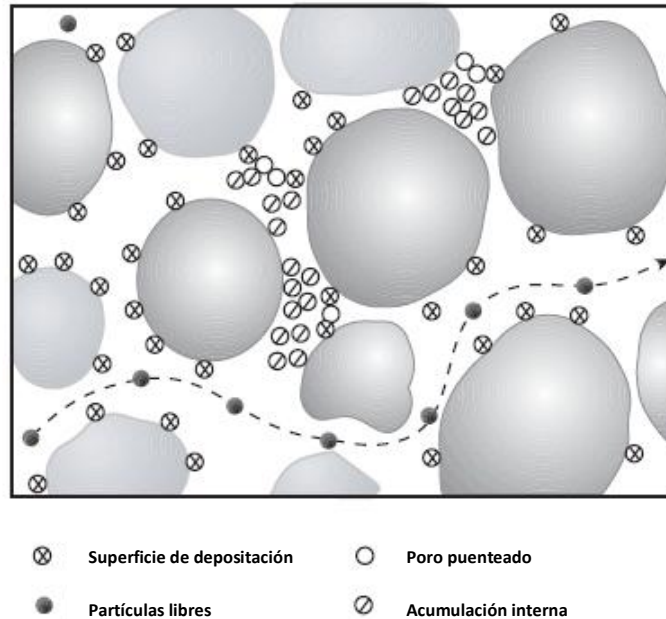


Figura 3.16

3.5.1 Depositación y Acumulación de Partículas en la Superficie

En este caso, las partículas se depositan en el poro/grano de la superficie. La cinética de este proceso depende de factores físicos y químicos como factores hidrodinámicos, diferencias de cargas electrostáticas entre partículas la superficie del poro, textura de la superficie del poro y composición de la partícula. Si la depositación en la superficie está restringida a depositación de monocapa o multicapas depende entonces de la tendencia para que las partículas sean agregadas. Se ha demostrado teóricamente y experimentalmente que esta fase o mecanismo actuando solo no representa un daño significativo.

Existe otro mecanismo importante de depositación y acumulación de partículas que es cuando una partícula fluye a través de la “garganta” del poro formando un puente. La partícula en este caso puede adjuntarse a dos partículas ya depositadas en la garganta del poro. Este mecanismo también puede ocurrir cuando las partículas son más grandes que la garganta del poro. Una vez formado, el puente en el poro forma una estructura para acumulaciones subsecuentes, disminuyendo

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

dramáticamente el flujo de fluidos a través de estos poros. La disminución más dramática de la permeabilidad ocurre en este proceso (figura 3.17).

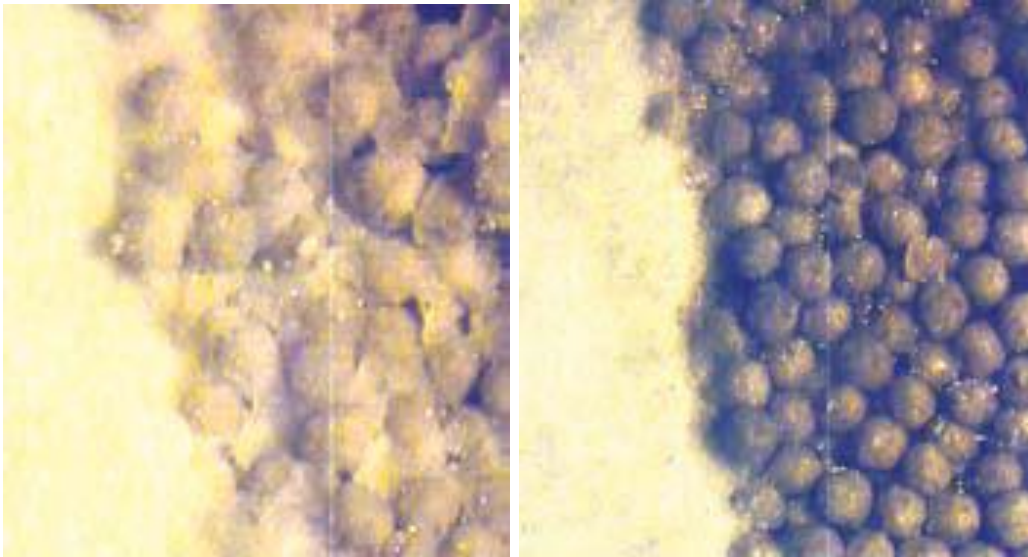


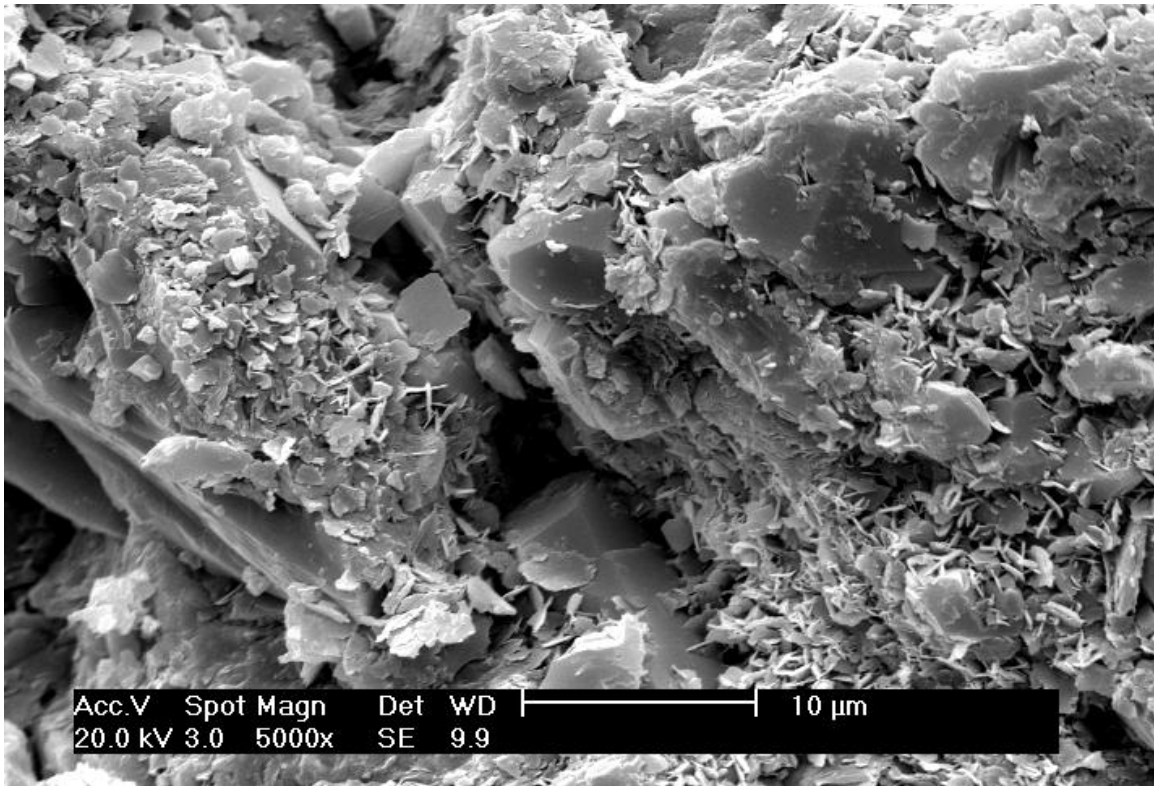
Figura 3.17

Una vez que se ha formado el puente en la garganta del poro y alcanza un valor crítico, los poros no estarán conectados. En este caso, todas las partículas intercomunicadas no solo en la garganta del poro, sino también dentro de todo el cuerpo del poro que todavía esté disponible para fluir, formaran una plasta interna. La profundidad del daño interno y de la permeabilidad de esta región controla la permeabilidad y conductividad. El inicio de la formación interna de esta plasta está caracterizado por una concentración rápida de partículas. La cantidad de daño a la permeabilidad depende de la concentración y distribución de partículas pequeñas.

3.6 ESTUDIOS DE LABORATORIO

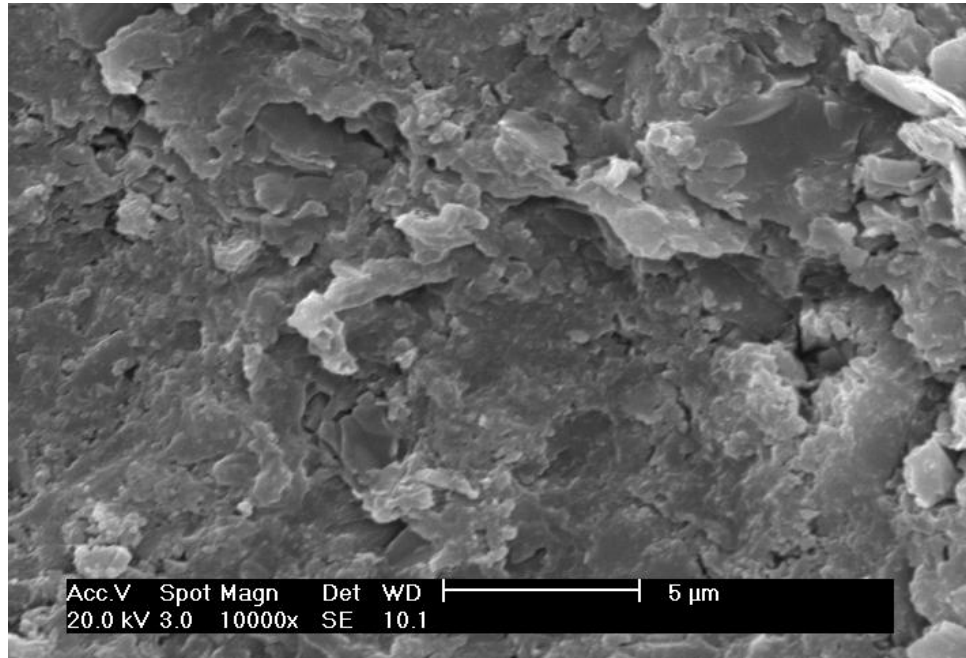
La mayoría de las pruebas fueron efectuadas usando celdas de conductividad de tres pulgadas de diámetro con núcleos de arenisca de Ohio. El fluido usado en la prueba fue con una concentración de 2 lb/ft² con 2 % de KCl. Es importante mencionar que en estas pruebas no se permitió el flujo de fluidos, solo condiciones estáticas. Para la mayoría de las pruebas se realizaron en un tiempo de 140 horas. Después de transcurrido el tiempo, las celdas fueron abiertas cuidadosamente y los núcleos de areniscas se examinaron para determinar la incrustación del apuntalante por medio de una microscopía. (Figuras 3.5 a 3.7).

En estas pruebas se usaron apuntalantes de alta calidad (cuarzo y bauxita) de malla 20/40. Durante el análisis se pudieron identificar áreas con cambio geoquímico, y se obtuvieron imágenes de alta resolución. Las figuras 3.18 a 3.22 muestran algunos resultados de apuntalante con y sin SMA para un tiempo de exposición de 140 horas a 250 °F y presiones de cierre de 10000 psi.



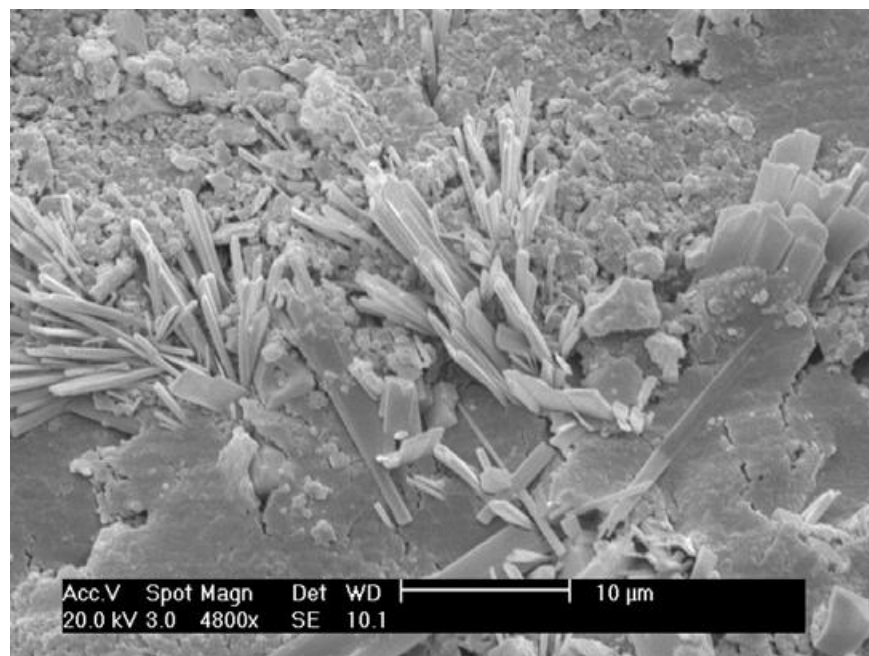
Crecimiento de cristales cercanos al apuntalante cerámico no tratado.

Figura 3.18



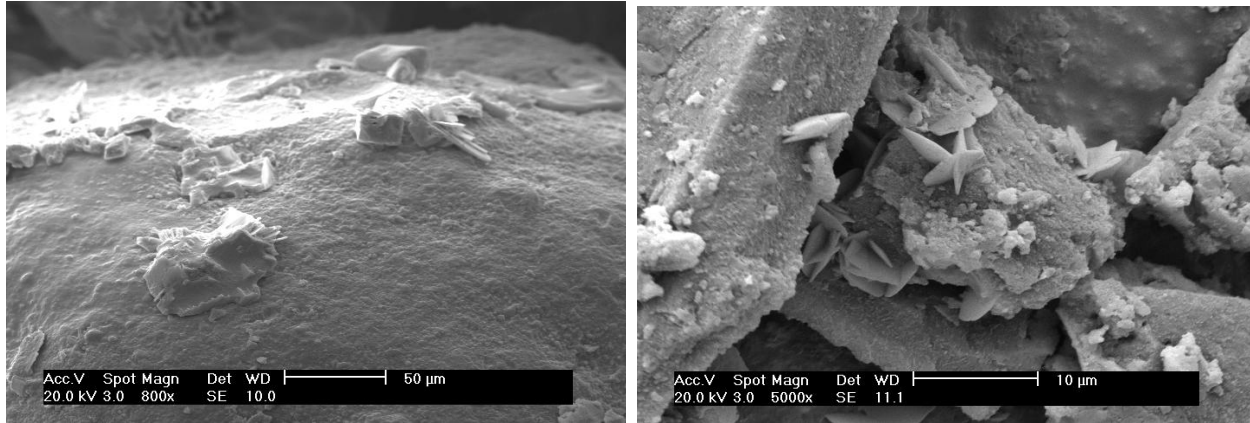
Apuntalante tratado con SMA, donde se puede apreciar que No hay crecimiento aparente de cristales.

Figura 3.19



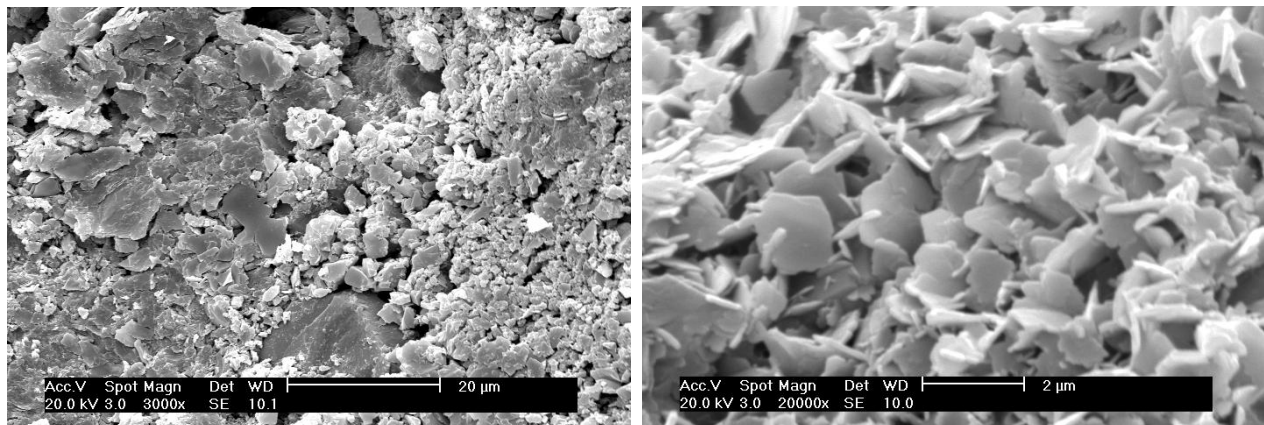
Crecimiento de cristales cercanos al apuntalante de cuarzo no tratado.

Figura 3.20



Crecimiento aparente de cristales formados del apuntalante cerámico después de 140 horas @ 250°F y 10,000 psi de esfuerzo de cierre.

Figura 3.21



Apuntalante cerámico no tratado donde se observa un ambiente de diagénesis considerable después de 140 horas de exposición @ 250°F y 10,000 psi de esfuerzo de cierre

Figura 3.22

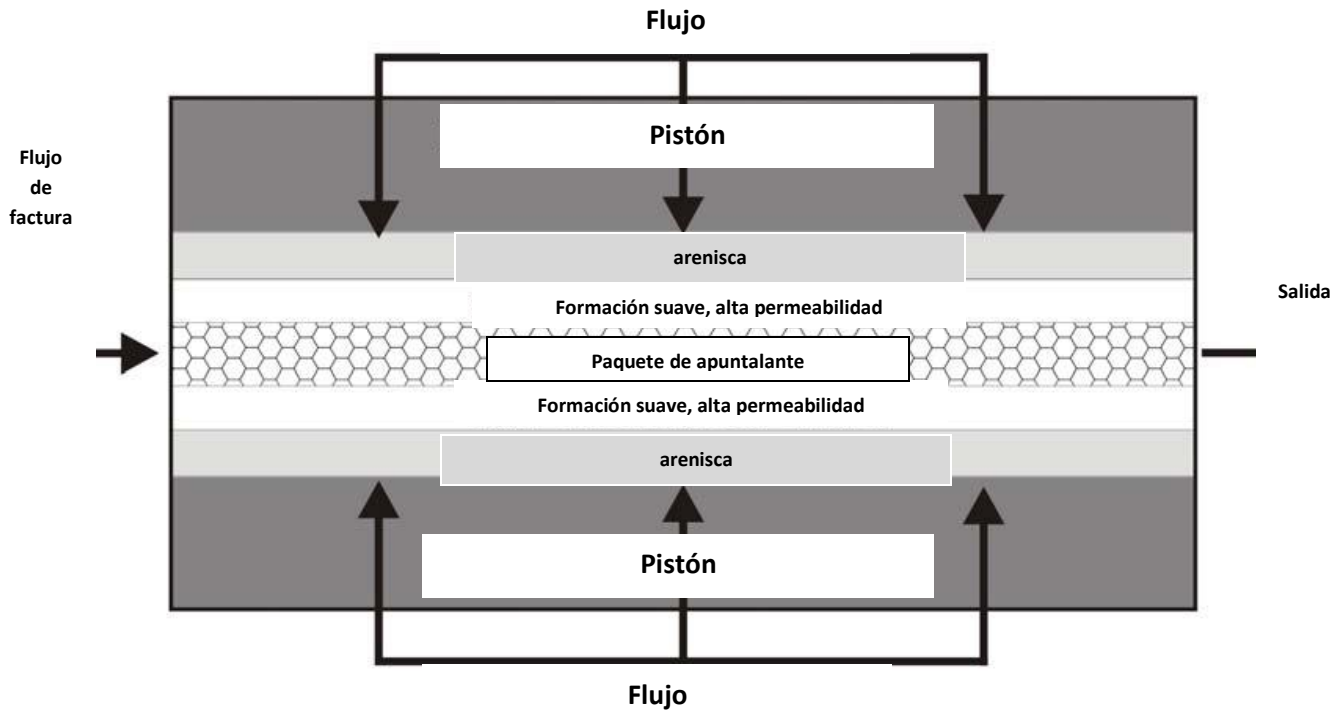
3.6.1 Prueba de Conductividad API

El objetivo de estas pruebas fue para comparar el desempeño de materiales convencionales y de los nuevos SMA. Las comparaciones que fueron usadas para determinar la reducción de la diagénesis, los nuevos SMA pueden controlar de manera efectiva la invasión de fino hacia la formación y mantener la permeabilidad y conductividad del paquete.

Un paquete de 5 lb/ft² y con apuntalante cerámico de malla 20/40 fue insertado entre dos capas de areniscas de Ohio, como se muestra en la figura 3.23. El congelado, fue preparado usando estratos u obleas de sílice mojadas con flúor con tamaño de partículas de malla 325 o menores para simular una formación no consolidada. Las celdas fueron llevadas a una presión inicial de 2000 psi y 180°F. La conductividad inicial fue obtenida haciendo fluir fluido en dirección lineal a través del paquete. Las

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan

comparaciones entre materiales convencionales y materiales nuevos SMA fueron realizadas inyectando fluido a través del paquete in dirección contraria.

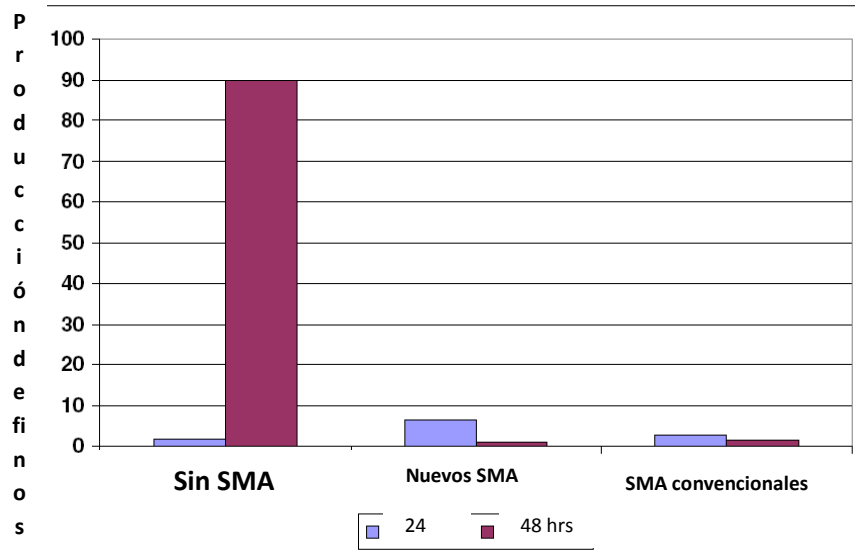


Esquema del aparato para determinar el efecto de la invasión de finos dentro del paquete de apuntalante

Figura 3.23

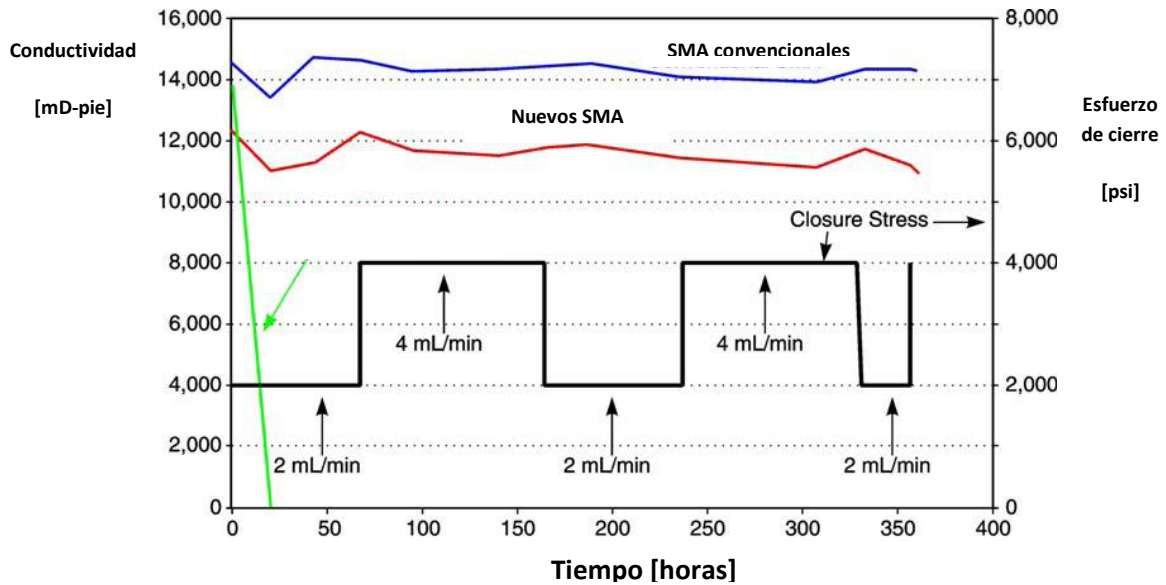
Después de haber establecido el flujo logrado, el flujo del núcleo fue introducido y el fluido residual fue capturado para examinarlo por producción de finos. El SMA convencional y los nuevos SMA se desarrollaron en forma similar, mostrando significativamente la reducción de finos después de 48 horas comparado con las pruebas en las cuales no se usó SMA (figura 3.24). Se reciclo a través del paquete con presiones de 2000 a 4000 psi por varias veces aumentando el doble de gasto en cada circulación. La figura 3.25 muestra que el apuntalante no tratado con SMA pierde toda la conductividad de manera rápida durante la prueba.

Capítulo 3 Conductividad y Factores que la Afectan



Producción de finos durante un estudio de conductividad realizado para apuntalantes tratados y no tratados con SMA

Figura 3.24



Comparación de la conductividad entre apuntalantes recubiertos con SMA nuevos y SMA convencionales

Figura 3.25

REFERENCIAS

1. LEHMAN, L. V., SHELLEY, B., CRUMRINE, T., GUSDORF, M. AND TIFFIN, J.: "CONDUCTIVITY MAINTENANCE: LONG-TERM RESULTS FROM THE USE OF CONDUCTIVITY ENHANCEMENT MATERIAL," PAPER SPE 82241 (2003)
2. API RP-61, RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATING PROPPANT CONDUCTIVITY
3. WEAVER, J. D., NGUYEN, P. D., PARKER, M. A., AND van BATENBURG, D.: "SUSTAINIG FRACTURE CONDUCTIVITY," PAPER SPE 94666 (2005)
4. McDANIEL, B. W.: "CONDUCTIVITY TESTING OF PROPPANT AT HIGH TEMPERATURE AND STRESS," PAPER SPE 15067
5. COBB, S. L. AND FARELL, J.J.: "EVALUATIONN OF LONG-TERM PROPPANT STABILITY," PAPER SPE 14133 (1986)
6. YASUHARA, H., ELSWORTH, D., AND POLAK, A.: " A MECHANISTIC MODEL FOR COMPACTION OF GRANULAR AGGREGATES MODERATED BY PRESSURE SOLUTION ," JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH VOL 108 (2003)
7. SCHOTT, J., AND OELKER, E. H.: "DISSOLUTION AND CRYSTALLIZATION RATES OF SILICATE MINERALS AS A FUNCTION OF CHEMICAL AFFINITY" PURE & APPLIED CHEM, VOL 67 (1995)

4.1 INTRODUCCION

4.1.1 La Necesidad del Mejoramiento de la Tecnología

El gerente ejecutivo David J. O'Reilly¹ de Chevron Texaco dijo:

“Los precios de la energía continúan y seguirán estando presionados, principalmente como un reflejo de los cambios en la demanda, suministro y condiciones geopolíticas. De hecho, estamos siendo testigos del cambio de la ecuación básica de la energía. Para entender el por qué, tenemos que entender los constantes cambios dinámicos de la oferta y de la demanda. La demanda de energía global se expandirá casi un 40% sobre las próximas dos décadas, manejada principalmente por el rápido crecimiento de la población y el rápido desarrollo industrial alrededor del mundo.”

Para ilustrar este punto, uno solo tiene que mirar hacia China, cuya población crece anualmente en 8 millones de personas. Así como el ingreso de China crece, también los propietarios de coches aumentan. La facturación de registros de carros en China se espera que tengan un salto de 20 millones a 50 millones entre 2002 y 2007. La importación de crudo por parte de los chinos aumenta un 30% en 2003, y las necesidades de energía del país serán de más del doble para el año 2020.

En los Estados Unidos el incremento de la demanda de aceite se espera que tenga un crecimiento cercano al 2%.

El incremento del uso de gas natural está proyectado en un incremento de 25% aproximadamente durante los siguientes 15 años. Con el incremento en la demanda, algún tipo de presión externa es puesto de forma directa o indirecta en el suministro, lo que significa que las importaciones incrementen. Más del 60% del aceite y 15% del gas usado actualmente en los Estados Unidos es importado¹.

Para 2003 el porcentaje de importaciones de aceite crudo y productos derivados del petróleo es de 12.25 millones de barriles por día, y se estima que incremente en cerca de 724 000 barriles por día o 6% a partir del 2002. Esto representa más del 61% de la demanda de petróleo para uso domestico.

Hace 15 años, en comparación, las necesidades de importación eran de 40% de la demanda de aceite crudo lo que constituía un comercio por 39 mil millones de dólares anualmente comparado con los 132.5 mil millones de dólares en la actualidad.

En 2003 la producción de barriles de aceite crudo en los Estados Unidos se estimaba en 5.74 millones de barriles por día comparado con el 5.75 en 2003, lo que representa un decremento en su producción anual del 25% desde el 1992².

Las importaciones de gas natural para el 2003 de 3.9 miles de millones de pies cúbicos diarios, casi el doble de las importaciones en 1992. Las importaciones de gas natural se han estado incrementando

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

desde 1986 en un 424% (25% anualmente) mientras que la producción ha aumentado solo un 19% durante el mismo periodo de tiempo.

El gas natural es una fuente de energía crítica y una materia prima, que atañe a todos los sectores de la economía de los Estados Unidos. Hoy en día, el gas natural provee cerca de una cuarta parte de los requerimientos de energía en los Estados Unidos, aparte de que es un combustible amigable con el medio ambiente contribuyendo significativamente a la reducción de los niveles de contaminación en el aire. Provee cerca del 19% de la generación de la energía eléctrica y es un combustible limpio para su uso en calefacción y en la cocina en más de 60 millones de hogares en Estados Unidos. En los Estados Unidos la industria toma más del 40% de toda la energía primaria del gas natural. La figura 4.1 ilustra la contribución del gas natural en los Estados Unidos.

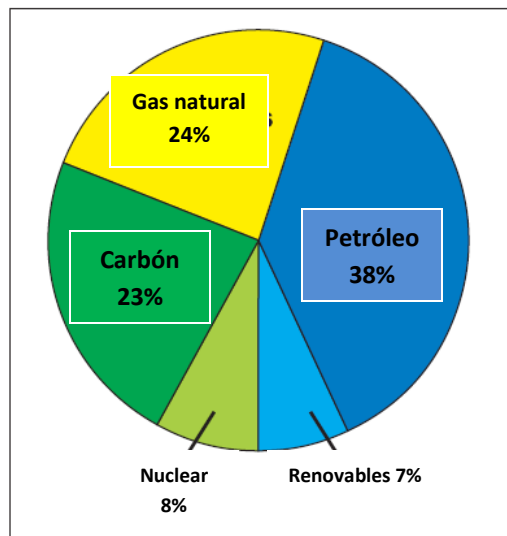


Figura 4.1

Durante los años 90's, el crecimiento económico y las normas ambientales fueron las fuerzas que controlaban la demanda de gas natural en norte América. Históricamente en los Estados Unidos, las actividades de perforación han respondido rápidamente a las señales del mercado y junto con el incremento del suministro por parte de Canadá, ha dado suficiente producción para cubrir la demanda. La figura 4.2 muestra la producción de Estados Unidos y Canadá de 1985 a 2002.

Parece que la capacidad de producción de gas natural de cuencas accesibles en los Estados Unidos y oeste de Canadá ha llegado a su fin. Experiencia reciente muestra una declinación empinada en los gastos de producción debido a los altos precios para pozos nuevos en estas áreas. Esta tendencia se espera que continúe. Como resultado, los mercados para gas natural han endurecido como nunca antes visto y los precios de los pozos se han incrementado en niveles históricos. Estos altos precios han sido acompañados por una volatilidad significativa en los precios (figura 4.3).

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

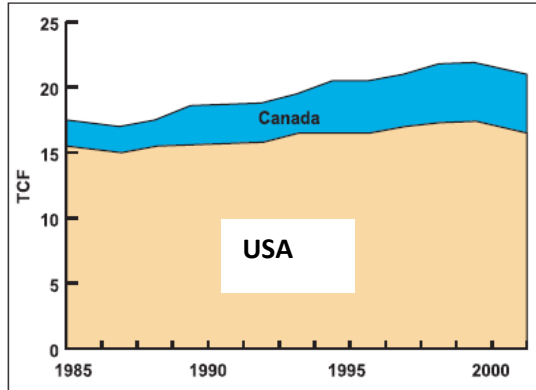


Figura 4.2

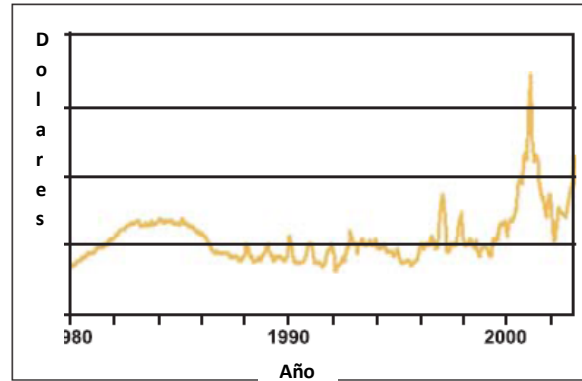


Figura 4.3

La necesidad para producir a altos gastos en corto y largo plazo existe. Los operadores de aceite y gas, en conjunto con compañías de servicios están buscando una solución a este reto, uno de los cuales involucra a toda la familia de operaciones y técnicas del fracturamiento hidráulico a las cuales Halliburton ha llamado como tecnologías de "mantenimiento o mejoramiento de la conductividad".

El fracturamiento hidráulico en formaciones de baja y alta permeabilidad, formaciones muy duras, y formaciones suaves han sido reconocidas como un método eficaz en el mejoramiento de la producción. Altos gastos de producción pueden ser logrados más fácilmente a través del uso de operaciones de fracturamiento hidráulico enfocado a la maximización efectiva de la longitud de la fractura y mantenimiento de la conductividad.

Investigaciones recientes y resultados de campo han demostrado y probado que el mantenimiento y mejoramiento de la conductividad pueden mejorar el resultado de los tratamientos de estimulación y lograr una producción sostenida a través de la combinación de los siguientes factores:

- Apropiado diseño del tratamiento
- Sistema de fluidos de bajo daño
- Selección adecuada del apuntalante
- Recubrimiento del apuntalante

4.1.2 Servicios y Productos para el Mejoramiento de la Conductividad

La calidad y cantidad de yacimientos disponibles está disminuyendo y la naturaleza en los cuales los pozos están produciendo es más agresiva hoy en día que en años pasados. Esto trae como resultado un incremento en el daño en la conductividad de la fractura, el cual reduce los gastos de producción.

Resultados recientes confirmados por una investigación independiente, junto con estudios completos de producción de pozos a largo plazo, han demostrado que a lo largo del agotamiento del yacimiento, existen dos factores adicionales que aceleran la declinación de la producción ligados a los

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

tratamientos de estimulación –invasión de partículas finas de la formación dentro del paquete de apuntalante y pérdida de la amplitud de la fractura debido a la integración y regreso del apuntalante.

Los estudios y resultados también han concluido que diseñando tratamientos y escogiendo material apuntalante basado en el mejoramiento del yacimiento y conductividad y aplicando el recubrimiento apropiado para cubrir el apuntalante se puede minimizar o mitigar estos efectos negativos.

Halliburton ha introducido tecnologías en el mantenimiento y mejoramiento de la conductividad basadas en una nueva familia de apuntalantes mejoradores y fluidos de fracturamiento complementarios.

Mientras no se afecte la calidad del yacimiento, estas nuevas tecnologías agregan mas conductividad en el apuntalante puesto en la fractura, permitiendo el incremento del flujo –dentro de la primera producción y a través de la vida productiva del pozo.

Adicionalmente, durante periodos de restricción o disponibilidad limitada del apuntalante, los nuevos sistemas de recubrimiento del apuntalante de Halliburton, el mejorador SandWedge y el agente Expedite, pueden lograr la conductividad necesaria usando 30 % menos de apuntalante. Estos agentes y sistemas están cambiando la manera en la cual la industria se acerca a estimulaciones en yacimientos de baja y alta permeabilidad.

El sistema mejorador de conductividad SandWedge ataca dos principales problemas que resultan en pérdida de la conductividad en la fractura: intrusión de finos de la formación dentro del paquete de apuntalante y el daño del paquete resultado de los esfuerzos de “cycling” de la producción.

El sistema trabaja modificando químicamente la superficie de los granos de apuntalante para mejorar su conductividad. El proceso de recubrimiento permite al sistema para ser usado en cualquier tipo de apuntalante disponible, y es compatible con todos los sistemas de fluidos de fracturamiento base agua de Halliburton. También permite que solo el apuntalante bombeado hacia la formación sea cubierto con este recubrimiento evitando así material no utilizado.

En yacimientos con temperaturas de 60°F a 550°F (16°C a 288°C) donde el control del regreso del apuntalante es el factor principal, el servicio Expedite puede mejorar el control del regreso del apuntalante, mejorar la conductividad y reducir el tiempo para producir, de este modo ayudando a mejorar el valor presente neto del tratamiento de fracturamiento. El servicio Expedite provee el más alto esfuerzo compresivo disponible, el cual es crítico para controlar efectivamente el regreso del apuntalante y permitiendo a los operadores producir sus pozos óptimamente.

El uso frecuente resinas para cubrir el apuntalante no provee el esfuerzo compresivo necesario ya que se necesita un buen contacto grano a grano antes de que la resina cure. Este requerimiento puede conducir el regreso del apuntalante, ocasionando que en muchas formaciones la fractura no cierre lo suficiente durante las primeras 24 horas después del tratamiento.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

Sin embargo, incluso sin esfuerzos de cierre, el apuntalante recubierto con Expedite puede proveer gran fuerza al mismo, consolidando los paquetes de apuntalante. Estos paquetes pueden reducir el regreso del apuntalante bajo las más severas condiciones y mantener gastos de producción altos.

Altos gastos de producción pueden lograrse lo más fácilmente posible a través del uso de fracturamientos hidráulicos más efectivos enfocados en maximizar la longitud efectiva de la fractura y manteniendo la conductividad. El mantenimiento de la conductividad de la fractura puede mejorar las inversiones hechas para tratamientos de estimulación y lograr una producción sostenida a través de la combinación de:

- Un diseño de tratamiento apropiado
- Sistemas de fluidos de bajo daño
- Selección apropiada del apuntalante; y
- Materiales recubiertos con resinas

Como en el pasado, los avances en la tecnología del fracturamiento hidráulico continuaran jugando un papel importante en el incremento de las reservas de hidrocarburos.

4.2 AGENTES MODIFICADORES DE SUPERFICIE, SMA

4.2.1 Introducción

Los agentes modificadores de superficie SMA fueron introducidos dentro del mercado de la estimulación en el año de 1997. El agente fue diseñado para mejorar y sostener la conductividad de la fractura haciendo la superficie del apuntalante pegajosa. Dos mecanismos importantes resultantes del incremento de la pegajosidad de la superficie son: incremento de la porosidad del paquete resultando incrementada la permeabilidad del mismo; e incremento de la estabilidad del paquete que previene la invasión de finos de la formación dentro del paquete y migración de finos dentro del mismo. El mito de que un exceso en la conductividad puede poner o permitir la producción de finos dentro de la fractura ha sido descartado. Numerosos estudios y pruebas de laboratorio han verificado que bloqueando los finos en el lugar mantendrán mayor conductividad en el paquete que permitiéndole producirse. En términos de mantenimiento extendido de conductividad, el control de finos ha resultado la más valiosa característica desarrollada del producto. En el pozo, el apuntalante es cubierto con SMA (material térmicamente estable y a base de polímero) durante el tratamiento. Se convierte pegajoso, resultando un cambio a largo plazo en las propiedades del paquete. Debido a esta pegajosidad, el apuntalante cubierto con SMA resiste la depositación e integración, resultando en el incremento de la porosidad y la permeabilidad. También resiste el movimiento causado por el fluido. Adicionalmente, los SMA no se endurecen, el recubrimiento pegajoso hace que el apuntalante resista a los cambios en los esfuerzos debido a diferentes condiciones de producción.

El mantenimiento de la conductividad, entonces, es el beneficio obtenido a largo plazo del uso de SMA para disminuir la declinación de la conductividad de la fractura. El mantenimiento de la conductividad es más que simplemente establecer niveles de alta conductividad, control del regreso del apuntalante y la estabilidad del mismo.

4.2.2 Tratamiento Químico y Mecánico de Control

Los métodos típicos empleados para prevenir o tratar el daño causado a la formación por finos incluye técnicas químicas y mecánicas. Estos métodos están diseñados para producir una reacción química con la arena de la formación con el propósito de inhibir la movilidad de las partículas finas. Normalmente incluyen el uso de floculación química, o el uso de cationes de polímeros orgánicos y surfactantes aceite-agua³. Aunque los tratamientos químicos se tienen la idea de que son permanentes, están sujetos al deterioro por el tiempo. También involucran cambios en la mojabilidad para reducir la tendencia de los fluidos a migrar. No se han desarrollado estudios y aplicaciones con estos sistemas en el contexto de la terminación de pozos. Todas estas tecnologías son confiables en el tratamiento siempre y cuando estas partículas sean móviles.

Otra solución es la aplicación temporal de estabilizadores de arcilla. Estos estabilizadores minimizan la tendencia a la dispersión de finos de la matriz de la formación.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

El método de exclusión mecánica usa pantallas o mallas. Sin embargo, la pantalla no tiene efecto en la conductividad de la fractura. La técnica de empacamiento, por ejemplo, provee una estimulación y control de la arena. En formaciones pobremente consolidadas terminadas por empacamiento, la exclusión de finos y arena y suficiente conductividad dependen de la selección cuidadosa del tamaño del apuntalante. Tamaños pequeños de apuntalante pueden proveer control de finos y arena pero sin la conductividad adecuada.

4.2.3 Control de Finos con Tecnología SMA

En operaciones de fracturamiento, el apuntalante recubierto con SMA se vuelve pegajoso, resultando en cambios a largo plazo de las propiedades del paquete. Debido a esa pegajosidad, el apuntalante resiste el movimiento grano a grano por el flujo de fluidos. El apuntalante recubierto también resiste el empacamiento y el asentamiento del mismo, resultando en un incremento de la porosidad y de la permeabilidad. Adicionalmente, debido a su flexibilidad, el recubrimiento pegajoso provee que el apuntalante no se haga duro resistiendo esfuerzos y fuerzas de diferentes condiciones de producción. Datos de laboratorio y miles de aplicaciones conducen a las siguientes conclusiones⁴:

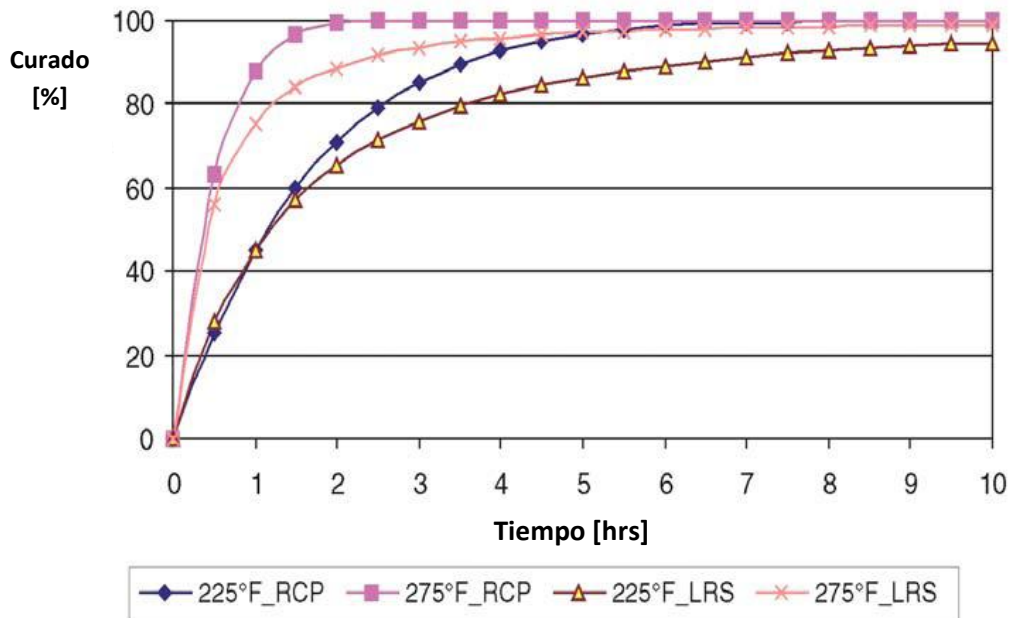
- El mantenimiento de la conductividad puede ser un beneficio económico extendido incrementando la recuperación disminuyendo las operaciones de reparación;
- El apuntalante recubierto con SMA resiste la invasión de partículas y mantiene la permeabilidad en condiciones de operación favorables;
- Tratar la superficie del apuntalante para hacerla pegajosa tiene el efecto de absorción de finos, y reduce o elimina la entrada de finos hacia el paquete estabilizando la interface del apuntalante y la formación;
- El puenteo y la acumulación, la formación interna de plastas y la filtración de sedimentos son mecanismos dominantes que causan en mayor parte el daño al paquete;
- El beneficio económico de usar SMA puede ser quitarse un peso de encima donde los finos contribuyen a la disminución de la conductividad;
- En casos donde los finos son el mayor factor para la pérdida de conductividad, re fracturar zonas con SMA es la solución y
- El recubrimiento con SMA es resistente a fluidos base agua e hidrocarburos.

En resumen los SMA pueden ser aplicados al apuntalante como aditivos en forma líquida. Debido al material de SandWedge antes de que se convierta en un recubrimiento con el fluido de fracturamiento, existe gel remanente, ayudando a mejorar la capacidad de los rompedores usados durante la limpieza. El material de SandWedge también ayuda a mejorar la conductividad del apuntalante logrando una distribución vertical adecuada del paquete. Esto se convierte en incrementos de la porosidad y en la permeabilidad del paquete.

4.3 RESINAS LIQUIDAS

4.3.1 Introducción

Hoy en día, existen dos procesos generales usados para el recubrimiento del apuntalante (Figura 4.4).



Comparación del tiempo de curado de los sistemas RCP y Expedite (LRS) a altas temperaturas.

Figura 4.4

El primero de ellos es pre recubrir el apuntalante con resina, (RCP) en una planta de manufactura y después curado parcialmente, así de ese modo el apuntalante puede ser almacenado y transportado al sitio de trabajo. El segundo método involucra el recubrimiento del apuntalante “al vuelo” con un sistema liquido de resina activado (LRS) en el sitio de trabajo usado en conjunto con el fluido de fracturación. Este sistema fue introducido al mercado por primera vez en los 90’s. Mientras más pozos son perforados en yacimientos más profundos, a condiciones más severas de temperatura, presión, altos gastos, etc. Más limitaciones tendrá el uso de sistemas de resinas curables.

Nguyen⁵ e investigadores hicieron un informe extensivo sobre el estudio relacionado de un nueva resina de recubrimiento líquida muy eficaz en el control de regreso del apuntalante en pozos con altas temperaturas y grandes gastos de flujo. Los aditivos que se incluyen en los sistemas LRS eliminan la interferencia con el fluido de fracturamiento y permite la consolidación de propiedades para ser alcanzadas sin ningún esfuerzo de cierre. Los resultados de este trabajo demostraron la dificultad para diseñar tratamientos de fracturamiento de esta manera el curado de la resina no ocurre lo suficientemente rápido relativamente en comparación con el tiempo del tratamiento y el tiempo

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

para que la formación cierre logrando la consolidación, pero si lo suficientemente rápido para prevenir el regreso de apuntalante en las operaciones de recuperación.

El uso de resinas para recubrir el apuntalante ha sido expandido por la incorporación de aditivos químicos simples dentro de la resina que reacciona con los fluidos de fracturamiento, haciéndolos que no interfieran en el proceso de consolidación.

Este nuevo estudio⁶ provee nuevas respuestas como el por qué los sistemas RPC algunas veces fallan al momento de aplicarlos en el campo. Estudios anteriores han demostrados que una fuerza compresiva de 150 psi es adecuada para controlar el regreso del apuntalante en pozos produciendo con temperaturas y gastos de producción moderados. Sin embargo, para que un paquete de apuntalante consolidado sea exitoso a largo plazo, uno puede inferir que altas fuerzas y/o esfuerzos se requieren para que se consolide, junto con la flexibilidad para manejar repetidamente cambios en los esfuerzos que ocurren con normalidad durante las operaciones de producción a temperatura de yacimiento.

Uno de los objetivos del estudio de Nguyen fue proveer una terminación de fracturamiento hidráulico que pueda, además de ser capaz de controlar el regreso del apuntalante a altas temperaturas, permita gastos altamente agresivos de regreso para remover el fluido de fracturamiento en muy poco tiempo, por lo tanto la producción de hidrocarburos puede comenzar tan pronto como la resina de recubrimiento se cure. Han existido muchas técnicas desarrolladas durante años para intentar abordar estas cuestiones.

4.3.2 Mecanismo de Falla

Las limitaciones y mecanismos de fallas de los sistemas RCP han sido estudiados extensivamente y bien documentados.

El investigador Vreeburg⁷ identificó dos tipos de regreso de apuntalante que ocurre cuando se usan los RCP. Uno de ellos ocurre durante la fase de limpieza del pozo, y el otro es después de un gran periodo de producción, donde el apuntalante queda libre y es enviado al pozo.

El escenario presentado en la producción temprana es causado por la insuficiente fuerza de unión entre los paquetes de RCP. Los factores que afectan la fuerza de los paquetes incluye la concentración de resina, tipo de resina, temperatura de curado, interacción del fluido de fracturamiento y la resina y la erosión de la resina debida a los granos del apuntalante.

El mecanismo tardío de regreso del apuntalante es causado por el daño a la consolidación de RCP debido a los esfuerzos de ciclo que el apuntalante sufre cada vez que el pozo es disparado y puesto en producción.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

Durante el tratamiento de fracturamiento a concentraciones normales de apuntalante, los granos de apuntalante, en general, no están en contacto mientras son enviados al fondo del pozo. Además, la temperatura del fluido y apuntalante se incrementa durante este tiempo. Una vez que el apuntalante es puesto dentro de la fractura, se cree que algunos granos de apuntalante entran en contacto unos con otros llegando a formar un paquete consolidado. La pérdida de la fuerza de consolidación junto con bajos esfuerzos de cierre ha sido identificada como un mecanismo potencial de falla. Algunos sistemas RCP han sido especialmente formulados para consolidarse solo bajo altos esfuerzos de cierre.

Los esfuerzos confinantes actuando sobre el paquete durante el proceso de curado es probable que no sea uniforme debido a las variaciones de los esfuerzos in situ de la formación y de las propiedades mecánicas de la roca. Algunos de las fracturas creadas hidráulicamente no completan el cierre durante las primeras 24 horas después del tratamiento de estimulación, especialmente en el caso de formaciones de baja permeabilidad. De hecho, se ha reportado⁸ que muchas rocas de la formación no cierran lo suficientemente bien para prevenir el regreso del apuntalante y asentamiento durante los primeros 90 días después de las operaciones de fracturamiento.

Los sistemas RCP pueden no ser muy efectivos en pozos con intervalos múltiples o muy largos. Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el tratamiento, si los RCP no están corriendo totalmente, algunas porciones de la fracturas pueden no contener ningún RCP y pueden solo contener apuntalante no recubierto que puede ser producido después. El apuntalante no cubierto también puede ser producido de un pozo que ha sido perforado en un intervalo relativamente corto y si el tratamiento no fue diseñado apropiadamente, debido a las fuerzas de flotabilidad o empuje.

Incluso cuando los RCP son puestos y diseñados correctamente las fallas pueden ocurrir. Muchos factores que pueden afectar las fuerzas consolidación de los apuntalantes pre recubiertos con resina (RCP) y en su rendimiento final son:

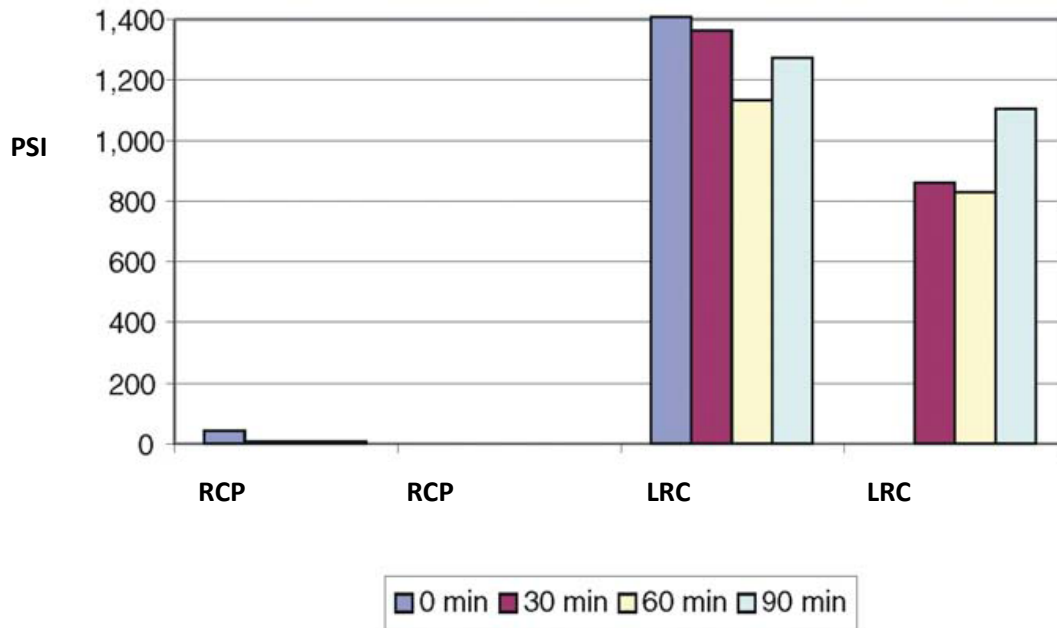
- Pérdidas de las fuerzas de consolidación con el incremento del pH del fluido;
- Incompatibilidad del fluido;
- Incremento de las fuerzas de corte;
- Altos y bajos esfuerzos de cierre; y
- Incremento de esfuerzos por ciclo.

Estos factores están bien identificados en la industria y usualmente son considerados en los diseños del trabajo. Un factor que usualmente no es considerado es el efecto de la cinética del curado del apuntalante en su última consolidación.

4.3.3 Cinética del Curado y Esfuerzos de Cierre

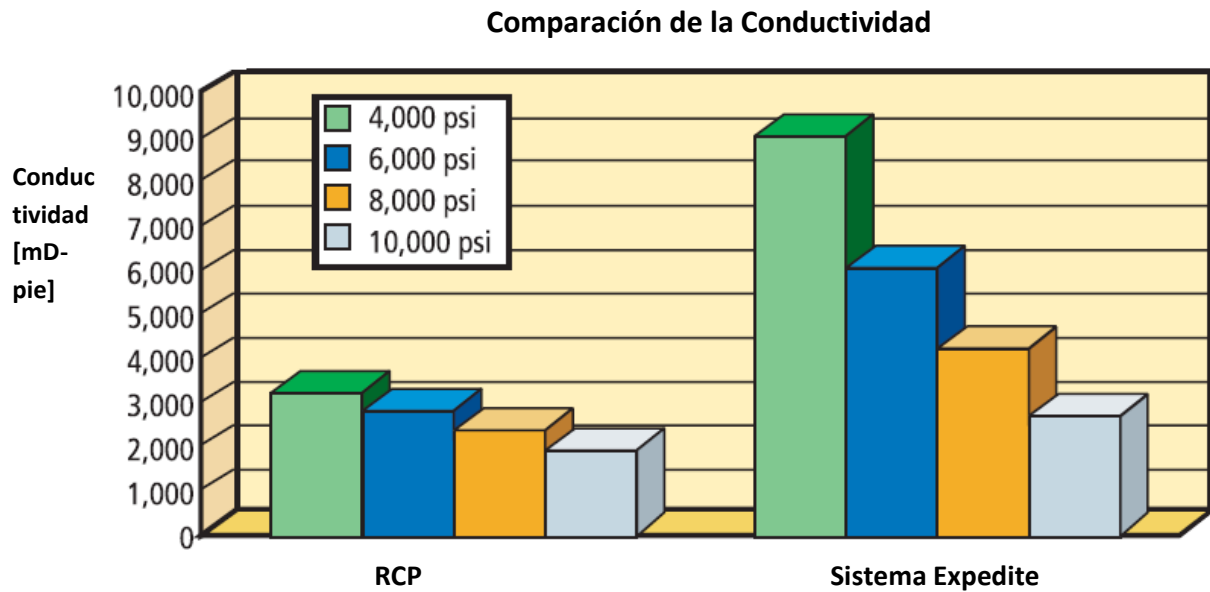
En un estudio reciente del investigador Nguyen⁹ se ha concluido que la mayoría, si no es que todos, de los apuntalantes RCP pierden su capacidad para consolidarse con las fuerzas adecuadas después de haber sido expuestos a tiempos largos de bombeo en fluidos de fracturamiento base agua y a altas temperaturas. Para lograr una máxima fuerza de consolidación, los gastos de curado deberían ser lo suficientemente bajos para que hubiera un mínimo daño mientras que el apuntalante es bombeado y hasta que la formación se empieza a cerrar.

En contraste, los sistemas que usan resina líquida aplicada al apuntalante mientras es puesto en la fractura han mostrado índices de curado bajos. Estos sistemas han demostrado la habilidad para lograr fuerzas de consolidación que son mucho más altas que los sistemas RCP (figuras 4.5 y 4.6).



El sistema expedite se mantiene en los granos del apuntalante para proveer una consolidación mayor durante el tiempo de bombeo.

Figura 4.5



Comparación de la conductividad entre los sistemas RCP y Expedite (LRS) a varios Esfuerzos de cierre, nótese que el sistema expedite provee tres veces más conductividad Que los sistemas tradicionales (RCP).

Figura 4.6

Las grandes fuerzas de consolidación son logradas incluso cuando hay grandes periodos de tiempo antes de que ocurra el cierre de la fractura y en algunos casos incluso sin esfuerzos de cierre aplicados a los granos de apuntalante.

Adicionalmente, los componentes de los fluidos de fracturamiento pueden tener un impacto significativo en los índices de curado de la resina (cualquier prueba desarrollada necesita ser conducida en un sistema de fluido actual planeado para un tratamiento). La combinación de estos efectos, tienen un dramático efecto sobre la última consolidación del paquete.

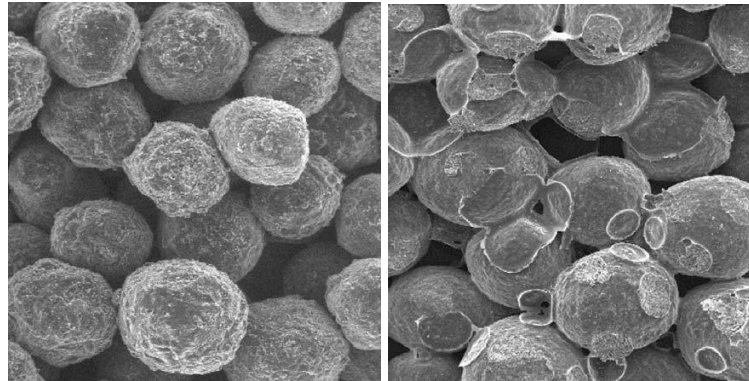
Se puede esperar que los sistemas de resinas con bajos índices de curado y aquellos que requieren mínimos esfuerzos de cierre para la consolidación mostraran menos pérdida en las fuerzas de consolidación en tratamientos con grandes tiempos de bombeo y esfuerzos de cierre lentos.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

4.3.4 Ventajas del Sistema Líquido de Resinas

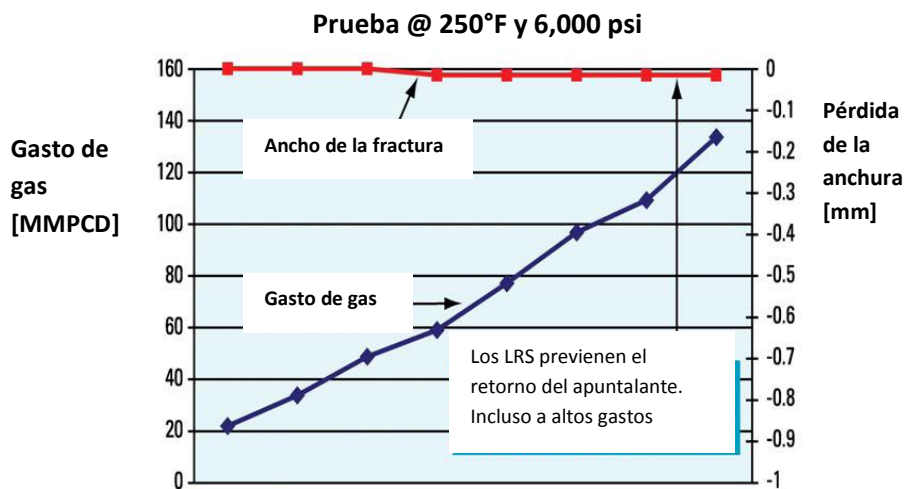
La empresa Halliburton propietaria del sistema líquido de resina Expedite muestra un rendimiento mejor sobre los sistemas RCP debido a:

- La acción capilar causa flujo de la resina líquida, concentrándola entre los granos de apuntalante resultando en una mayor concentración de resina en puntos de contacto (figuras 4.7 y 4.8)



Con el sistema expedite (LRS) la acción capilar causa flujo de la resina líquida concentrándose entre los granos de apuntalante obteniendo mejor contacto entre ellos e incrementando su durabilidad. En la micrografía de la izquierda se utilizó un apuntalante con RCP y en la derecha con sistema expedite (LRS). Las dos muestras fueron manejadas idénticamente y se realizaron pruebas de compresión a las mismas condiciones. En la micrografía de la derecha se puede observar un mayor contacto grano a grano permitiendo así una mayor estabilidad en el paquete.

Figura 4.7



El sistema de resinas líquidas puede prevenir la pérdida en el ancho de la fractura debido al regreso del apuntalante.

Figura 4.8

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

- La extrusión entre granos de apuntalante incrementa la porosidad y la conductividad de la fractura; y
- Los sistemas de resinas líquidas hacen que se haga pegajoso el apuntalante, el cual promueve un contacto grano a grano. En contraste, los sistemas RCP, incluso cuando son calentados, no se ponen pegajosos y tienen muy poco contacto grano con grano sin esfuerzos de cierre. Los sistemas LRS tienen un tiempo de curado lento y no es removido de la superficie del apuntalante durante la agitación, debido a que han sido especialmente formulados para ser usados con gel. Los RCP, por otra parte, tienen tiempos de curados muy rápidos, y la parte de la resina de algunos de los granos de apuntalantes han mostrado ser lixiviado dentro de los fluidos de fracturamiento.
- Los sistemas LRS son formulados con aditivos que promueven la remoción de fluido de fracturamiento que puede en ciertas ocasiones impedir el contacto grano a grano y así la consolidación; y
- Los sistemas LRS eliminan los problemas de daño inherente al manejo y almacenaje.
- Permiten procedimientos más agresivos de limpieza en el pozo para ser usadas después del tratamiento
- Minimiza las interferencias químicas con los fluidos de fracturamiento y permite recubrir el apuntalante justo antes de que se mezcle con el fluido
- Los tiempos de curado lentos permiten mayores fuerzas de consolidación
- Los aditivos incluidos en la resina líquida facilitan la remoción de fluidos activados del apuntalante
- La consolidación del apuntalante grano a grano permite que se formen grandes huellas, las cuales reducen la creación de finos y la migración del paquete durante el tiempo.

4.4 TECNOLOGIA CARBOCERAMICS

4.4.1 Introducción

Todas las compañías de servicios de fracturamiento hidráulico tienen un objetivo en común:

Entregar nada menos que una conductividad de fractura óptima para cada pozo, así el cliente se beneficiara más.

La empresa Carboceramic se encuentra en el estado de Texas en los Estados Unidos, y es el mayor fabricante de apuntalante cerámico amigable con el medio ambiente, que complementa el trabajo en los pozos de empresas prestadoras de servicio como Halliburton de diferentes maneras. Carboceramics no solo es un proveedor de apuntalante para trabajos de fracturamiento hidráulico en cualquier parte del mundo, sino que también tiene la experiencia y tecnología disponible para ayudar a las compañías y operadores a elegir el apuntalante más benéfico para el trabajo de fracturamiento hidráulico.

La empresa Carboceramics produce cerca de 735 millones de libras por año de apuntalante cerámico, el cual provee una mejor conductividad en comparación con todos los demás apuntalantes disponibles en el mercado. En todas las locaciones de Norte América, este material es entregado en el sitio donde se encuentra el pozo por camiones especializados para el manejo de sustancias peligrosas. En el resto del mundo las entregas se hacen por medio de distribuidores alrededor del mundo, América del Sur, Europa, Rusia, Asia y Australia.

Pero no solo se trata de capacidad de fabricación, calidad en el material y eficiencia en la entrega, sino que también, Carboceramics cuenta con un grupo de ingenieros petroleros con amplia experiencia en fracturamientos hidráulicos. Estos ingenieros de fracturamiento están capacitados para trabajar de manera cercana con el cliente antes del trabajo de fracturamiento para seleccionar el apuntalante correcto y específico para cada situación, también asisten y asesoran en el análisis de resultados después de que el trabajo es completado. Pero no solo el trabajo de análisis después del tratamiento ayuda a asegurar al cliente la mejor productividad del pozo, sino que los resultados del pozo son alimentados en la base de datos de Carboceramic, en la cual los ingenieros usan para demostrar que la selección del apuntalante fue la mejor a través de casos históricos, estudios de campo y presentaciones técnicas.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

4.4.2 Efectos en el Fondo del Pozo

El profundo interés de la compañía en tecnología para el mejoramiento de la conductividad tiene sus raíces en más de 25 años de fabricar y proveer apuntalante cerámico. En muchas ocasiones encontramos que la industria frecuentemente depende de modelos que no representan ni predicen correctamente la conductividad de la fractura bajo condiciones actuales del yacimiento, como resultado, la industria emplea frecuentemente arena de fracturamiento en situaciones donde el apuntalante cerámico produciría por mucho mejores resultados.

Los representantes de Carbo han encontrado que la mayoría de los modelos tradicionales que representan la conductividad no reflejan las muchas cuestiones y efectos complejos y condiciones a las que el apuntalante está expuesto en el fondo del pozo, incluidos los efectos de flujo multifásico; densidad e implicaciones de anchura; degradación del apuntalante a largo plazo; daño del gel; migración de finos; y esfuerzos de ciclo. Estos efectos pueden hacer que la conductividad del paquete decrezca cerca del 95 % (figura 4.9).

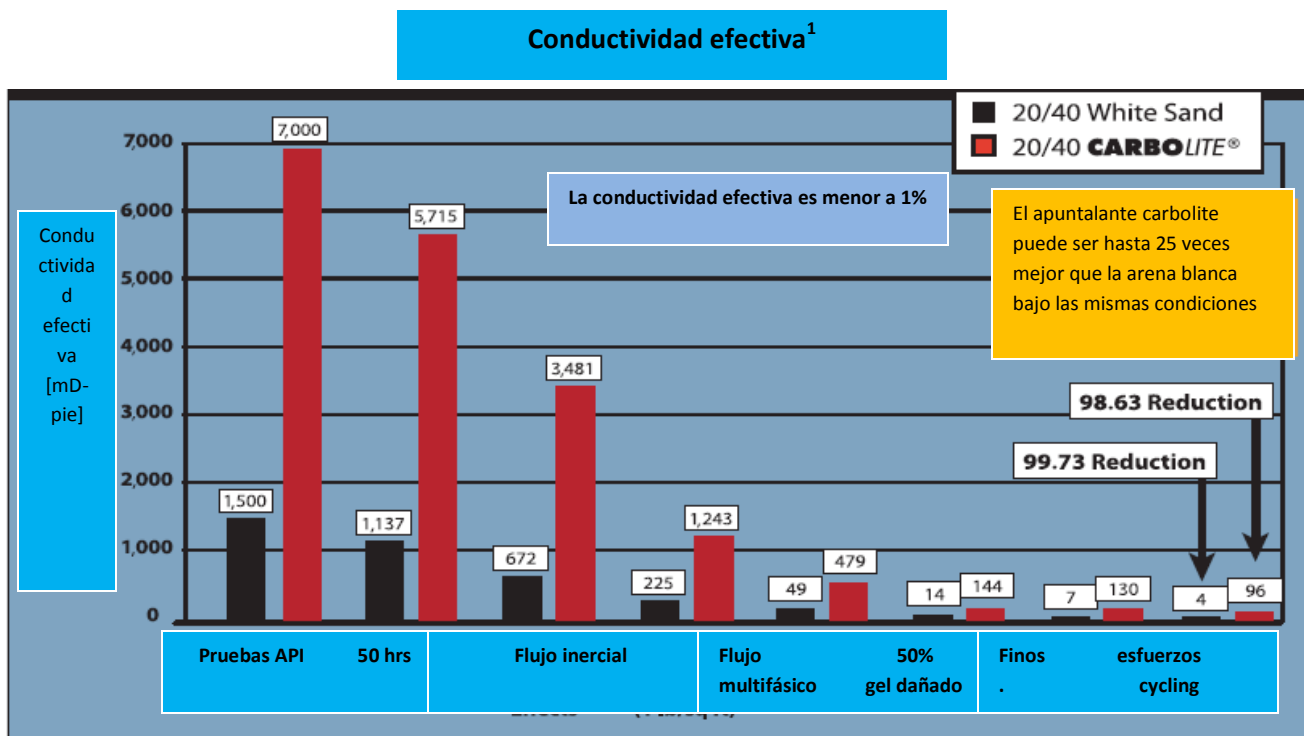


Figura 4.9

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

La empresa Carboceramics emprendió una campaña con diferentes operadores cinco años atrás en el cual, ellos identificaban campos que podían, bajo condiciones controladas, hacer comparaciones minuciosas y detalladas pozo a pozo entre las compañías de apuntalante cerámico y arenas recubiertas con resinas.

También pudieron checar otros campos en donde su producto fue usado, incluso en campos donde las condiciones no eran controladas para este tipo de pruebas, y estudiaron resultados de producción para evaluar el impacto de usar apuntalantes cerámicos, donde realmente pudieron checar que las predicciones de su modelo eran las correctas.

También la compañía complemento una revisión de artículos de más de 100 casos alrededor del mundo, que demostraba una correlación directa entre la tendencia de mantener la conductividad y el incremento de la producción. El articulo publicado mas reciente por la empresa fue el articulo No 90620 donde se detalla ampliamente esta proporcionalidad entre la conductividad y el incremento de la producción.

El mejoramiento en la producción se exhibe cuando se comparan campos que fueron tratados con Carboeconoprop contra los campos tratados con arenas recubiertas con resinas (figura 4.10²). Por experiencias pasadas se sabía que en los campos de Lance se tenían yacimientos de pobre calidad, y todos los operadores en el campo consideraron arenas recubiertas con resinas para proveer una adecuada conductividad de 0.0012 md. Sin embargo, cuando se trataron esos mismos intervalos con Carboeconoprop se noto un incremento significativo en la productividad del pozo. Representantes de Carbo recientemente han iniciado pruebas similares en el área de Pinedale y se están obteniendo resultados muy satisfactorios en comparación con otros pozos tratados con otro tipo de apuntalante.

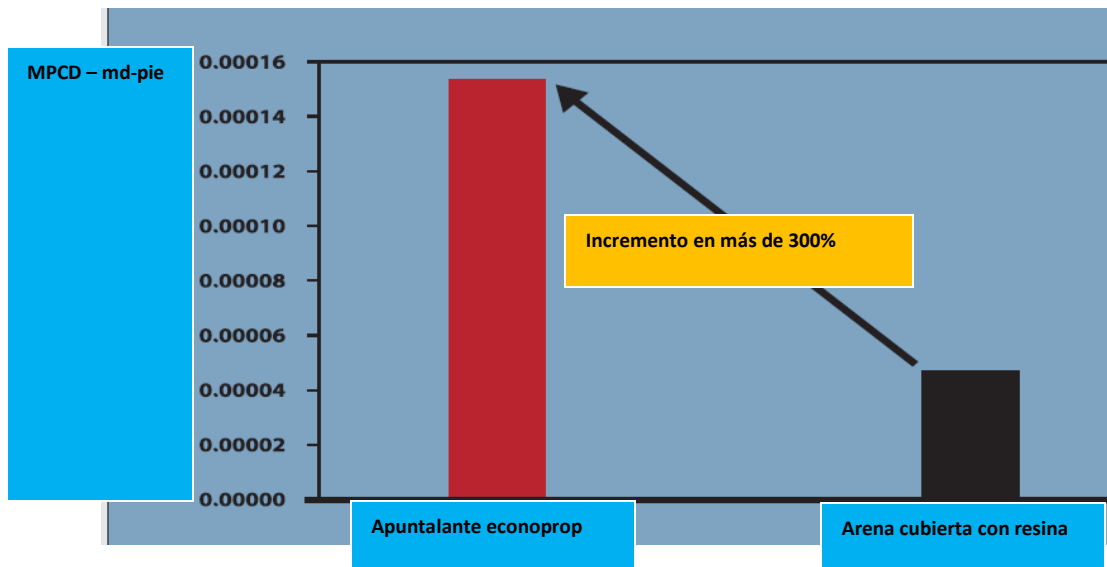


Figura 4.10

4.4.3 La Conductividad Requerida es la Mejor Meta

El grupo de vendedores e ingenieros de Carboceramics creen que el viejo paradigma de usar al esfuerzo como el único factor para seleccionar el apuntalante está siendo obsoleto. La mejor manera de enfocarse es en ver que conductividad se requiere, simplemente seleccionando el apuntalante basándose en la profundidad del pozo o incluso en reportes o datos de características estáticas de desgajamiento del mismo. La selección óptima del apuntalante puede hacer más adecuada el análisis económico basándose en las condiciones del yacimiento y en las características específicas del operador. En la figura 4.11³ se puede observar la comparación fracturas realizadas con apuntalante cerámico y fracturas hechas con arenas recubiertas de resina y como las primeras tienen una mejor y mayor conductividad que estas últimas.

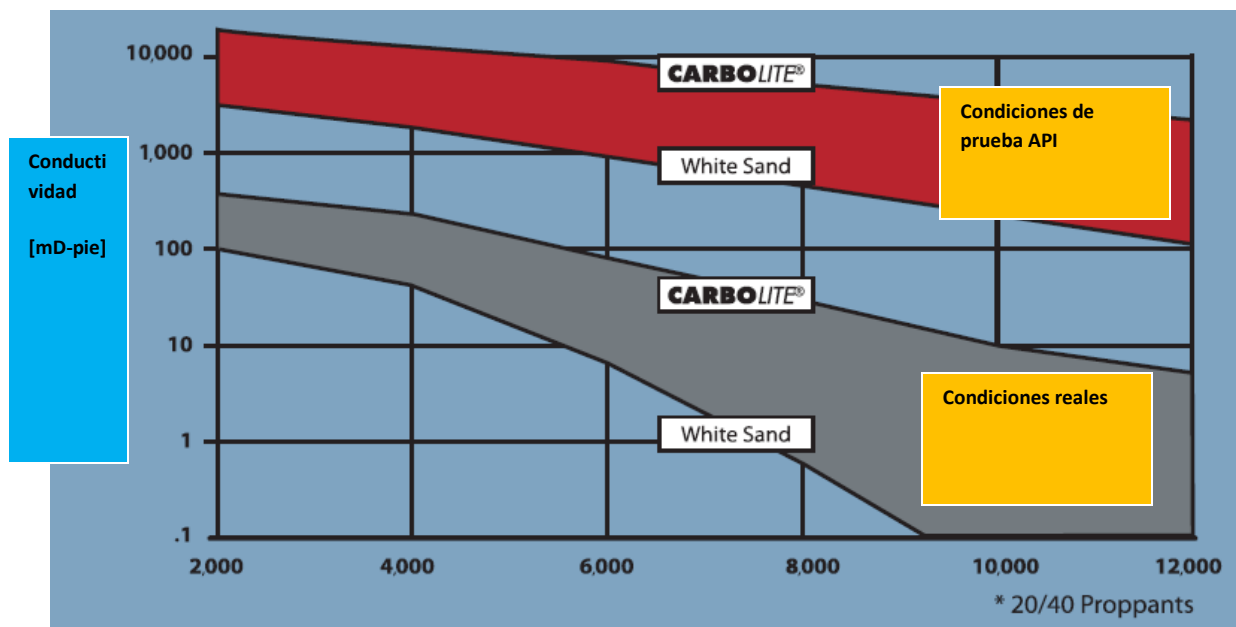


Figura 4.11

Los agentes de ventas y los ingenieros petroleros no son los únicos que están involucrados en hacer que los productos de la compañía sean de mejor calidad, sino que también se tiene y mantiene un equipo completo de laboratorios donde se cuenta con todas las facilidades para realizar estudios, pruebas e investigaciones a nuevos productos, y así asegurar la calidad del mismo.

En 2004 la empresa realizó por sí sola más de 45,000 pruebas destructivas, 30,000 análisis de tamizado y 30,000 mediciones de densidad bulk. También se realizaron más de 600 pruebas de conductividad y tipo beta a corto plazo y más de 75 a largo plazo. Adicionalmente, el equipo especializado en la

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

investigación y desarrollo está trabajando arduamente para evaluar y buscar nuevos productos que se adecuen a las adversidades actuales alrededor del mundo.

También la compañía invento siete tamaños de partícula 40/70, 30/60, 30/50, 20/40, 16/30, 16/20 y 12/18 en cuatro diferentes líneas de producto.

4.5 TECNOLOGIA SANTROL

4.5.1 Introducción

El regreso del apuntalante, el cual ocurre durante la fase inicial de la limpieza del pozo o después de que el pozo es puesto en operación, eventualmente restringe el flujo de fluidos. Y en muchas ocasiones puede ser muy costoso prolongando las operaciones de los servicios al pozo.

La capacidad de mantener y evitar el regreso del apuntalante al mínimo sirve para estabilizar la fractura, incluso bajo esfuerzos cíclicos, de este modo ayudando a conducir a los hidrocarburos dentro del pozo a alcanzar los gastos en el plan de fracturamiento. Con un regreso de apuntalante al mínimo los operadores justifican la inversión realizada en el pozo y se benefician por los resultados obtenidos a largo plazo en la conductividad de la fractura, que se traduce como una mayor recuperación de hidrocarburos.

Para prevenir el regreso del apuntalante y otros efectos negativos, los operadores frecuentemente eligen dentro de una amplia gama de apuntalantes recubiertos con resina y apuntalantes cerámicos fabricados por Santrol en Fresno, Texas donde son pioneros en el recubrimiento de apuntalantes con múltiples capas de compuestos fenólicos de alta calidad y otras resinas especiales que garantizan mayor resistencia al regreso del apuntalante y mayor permeabilidad en la totalidad de rangos de esfuerzos de cierre que actúan durante el fracturamiento hidráulico. Durante sus primeros 25 años la empresa empezó ofreciendo resinas para cubrir paquetes de arenas y desde entonces ha sido pionera en la tecnología de recubrimiento de apuntalante.

Los apuntalantes curados o tratados con resinas previenen el regreso del mismo, reduce la integración excesiva del paquete y el desgajamiento de finos así como incrementa la conductividad a largo plazo. Santrol usa una tecnología patentada de multicapas para recubrir apuntalantes del tipo cerámico y arenas, la diferencia de densidades de las capas permite al producto obtener mayor dureza y fuerza así como la capacidad de alcanzar una unión grano a grano dentro de la formación.

4.5.2 Tecnología de Recubrimiento G2

Entre los más recientes avances en tecnología del apuntalante se encuentra la segunda generación, G2, de recubrimiento de apuntalante, el cual representa un avance tecnológico que encapsula de manera integral al agente sustentante, es decir, se aplican varias capas delgadas de películas de resinas que cubren y protegen al apuntalante de los efectos negativos descritos con anterioridad (figura 4.12).

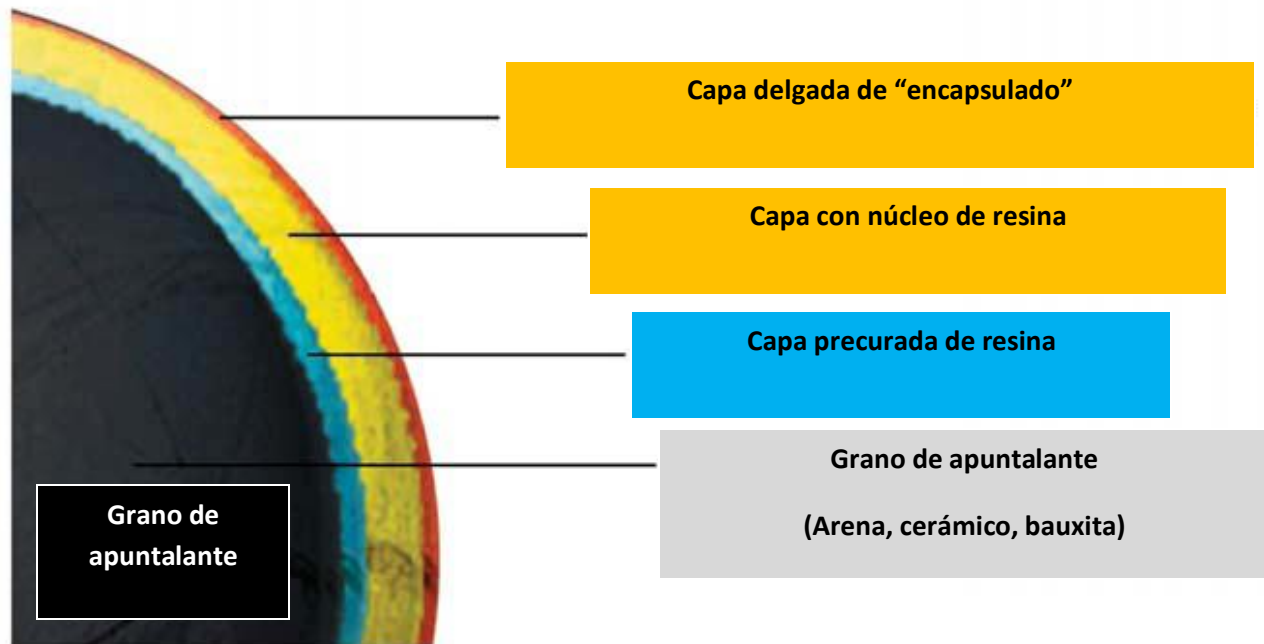


Figura 4.12

El grano del apuntalante es cubierto completamente por una resina de bajo peso molecular, seguido por un recubrimiento curable, después por un núcleo de resina que forma una capa, después es aplicada una capa epóxica que encapsula a todo el apuntalante, protegiéndolo de manera integral y por último una delgada capa de resina con agentes antiestáticos.

Este tipo de tecnología aplicada a apuntalantes de cualquier tipo, presenta una compatibilidad con todos los fluidos usados para el fracturamiento hidráulico, incluyendo los fluidos de baja concentración de polímeros y sistemas fluidos viscoelásticos, y son estables en temperaturas mayores a los 600°F.

Dentro de las líneas y desarrollos hechos por Santrol para la comercialización de esta tecnología se encuentran los siguientes productos:

- **Optiprop G2**

El apuntalante encapsulado multicapa estrella de la compañía, optiprop, provee un desempeño mayor para altos esfuerzos de cierre y alta compatibilidad con fluidos y sistemas rompedores. El diseño de este recubrimiento permite la consolidación solo bajo presiones de la formación, así eliminando la posibilidad de la adhesión del apuntalante en la cara del pozo. Está diseñado para pozos en donde la temperatura está por arriba de los 140°F y un rango de presiones de cierre entre las 6,000 y 10,000 psi.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

- **Magnaprop G2**

Es el apuntalante cerámico económico de la compañía, está diseñado para un desempeño superior en esfuerzos de cierre moderados y se consolida solo después de que el contacto grano a grano ha ocurrido bajo la presión de la formación. Magnaprop es ideal para fracturamientos multizona, pozos desviados y horizontales y con temperaturas mayores a los 140°F y un rango de presión de 6,000 a 12,000 psi.

- **Dynaprop G2**

Es el apuntalante cerámico de medio rango de bajo peso, este apuntalante contiene todas las capas usadas con la tecnología G2, está diseñado como un apuntalante que cura con los esfuerzos de cierre y se consolida con el contacto grano a grano bajo la acción de la presión de cierre de la formación. La resina protege la base del apuntalante de esfuerzos de carga y provee una dureza adicional haciéndolo más resistente al desgajamiento. Está diseñado para temperaturas de más de 140°F y un rango de presiones de 9,000 a 14,000 psi.

- **Hyperprop G2**

Es el apuntalante de mayor rango a base de bauxita de desempeño superior para esfuerzos de cierre de medianos a altos.

La efectividad de la bauxita combinado con el recubrimiento permite una colocación más fácil en la fractura y una reducción de costos por la menor cantidad de material que se ocupa.

El hyperprop está diseñado para usarse en pozos con temperaturas por encima de los 140°F y en un rango de presiones de 10,000 a 16,000 psi.

4.6 TECNOLOGIA HALLIBURTON

4.6.1 Sistema SandWedge

El sistema de mejoramiento de la conductividad “SandWedge” es un sistema integral de aplicaciones y conocimientos usados durante y en el fracturamiento hidráulico. Este sistema modifica químicamente la superficie de los granos de apuntalante para proveer importantes beneficios:

- Ayuda a mantener una alta producción por un periodo mayor de tiempo.
- Estabiliza la interface entre el paquete y la formación para ayudar a reducir la intrusión de material de la formación dentro del paquete.
- Mejora la limpieza del pozo del fluido de fracturamiento.
- Reduce la precipitación del apuntalante para ayudar a mejorar la permeabilidad del paquete.
- Ayuda a reducir el retorno del apuntalante.
- Reduce el efecto de los procesos de diagénesis.
- Es compatible con todos los fluidos a base de agua incluidos los de agua de mar.
- Satisface los requerimientos de los pozos de as de 350 °F.

Estudios recientes de campo han mostrado que la productividad del pozo que es fracturado y estimulado con un sistema integral producirá más hidrocarburos por un periodo de tiempo más largo si se usa la tecnología SandWedge.

Basándose en los problemas existentes en el yacimiento, existen diferentes sistemas adecuados a cada necesidad del yacimiento, SandWedge Lite, Plus y Max, han sido formulados para satisfacer una gran variedad de requerimientos en los tratamientos. Para la mayoría de pozos con una temperatura en el fondo del pozo arriba de 350°F y con el objetivo primario de mantener e incrementar la conductividad a largo plazo, existe una formulación especial diseñada para cubrir todo el apuntalante mientras es bombeado y mezclado hacia el interior de la formación.

Para tratamientos pequeños, existe una formulación especial que puede ser aplicada al apuntalante en el tubo del blender. En áreas donde la arena blanca no está disponible, existe una formulación para ser aplicada en arena café y proveer resultados que son esenciales y que son logrados con la arena blanca.

Para tratamientos con fluidos a base de agua donde solo una pequeña cantidad de apuntalante es usada, existe una formulación especial que ha sido probada para ayudar a impulsar una mejor producción a largo plazo.

Para formaciones donde los beneficios de SandWedge son el control del regreso del apuntalante, existe una formulación disponible. La efectividad del sistema SandWedge para el control del regreso del apuntalante se muestra en las figuras 4.13 y 4.14.

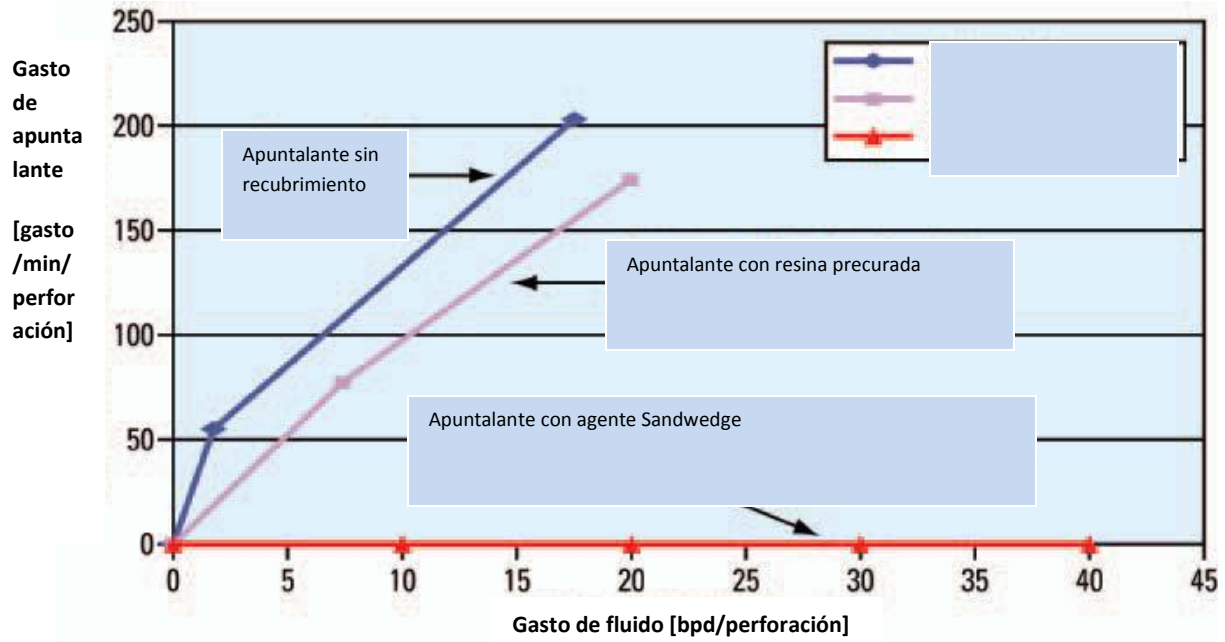


Figura 4.13

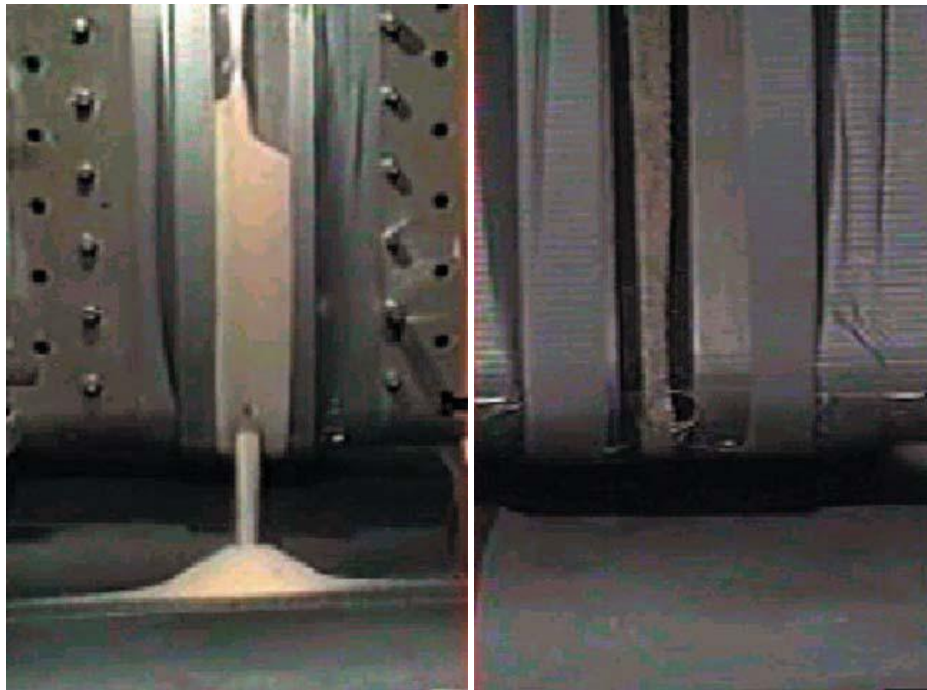


Figura 4.14

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

Es importante hacer notar que el sistema SandWedge es un mejorador de la conductividad y no es un aditivo para el control del regreso del apuntalante. Este sistema no detendrá el regreso del apuntalante bajo condiciones duras de altos gastos de producción y altas temperaturas.

Prevención de la Intrusión de Material de la Formación

La intrusión de material de la formación dentro del paquete es una de las causas que mayor contribución tiene a la declinación de la producción y al incremento operativo. Adicionalmente al taponamiento de los poros, la intrusión sin cesar de partículas finas dentro del paquete puede conducir a que se precipiten y bloqueen los canales conductivos creados dentro del paquete. Gastos relacionados con los cambios en el bombeo pueden incrementarse debido a la dificultad de ser producidos por la intrusión de finos.

El sistema SandWedge sirve como un mantenedor de la conductividad y disminuye los efectos de intrusión de finos:

1. Reduciendo el efecto de daño causado por la captura de finos en el paquete y
2. Manteniendo la integridad del paquete, estabilizándolo de la mecanismos de filtración

La figura 4.15 muestra la estabilidad de la interface del paquete y la formación lograda con el mejorador SandWedge.

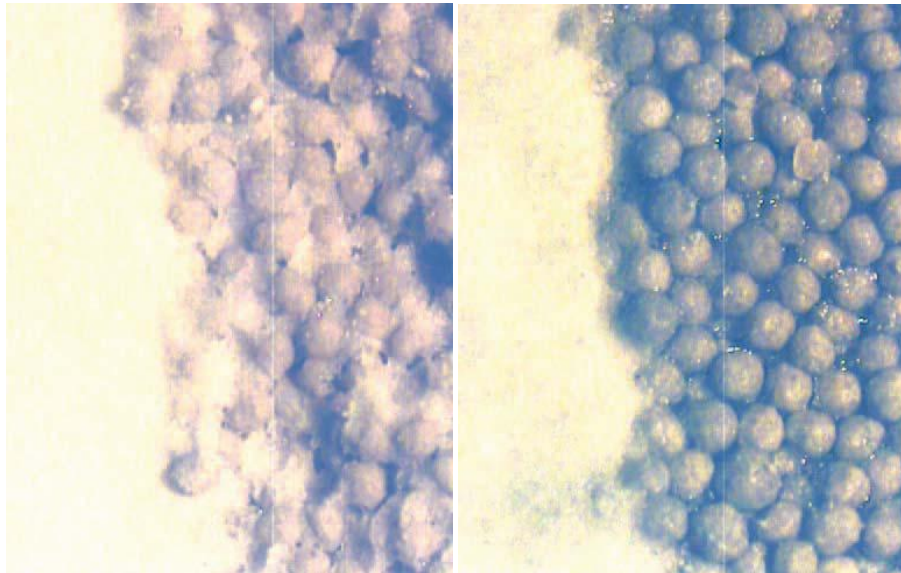


Figura 4.15

Mejoramiento de la Conductividad del Paquete

Pruebas de flujo han demostrado el incremento de la conductividad cuando se usa el sistema SandWedge (Figura 4.16).

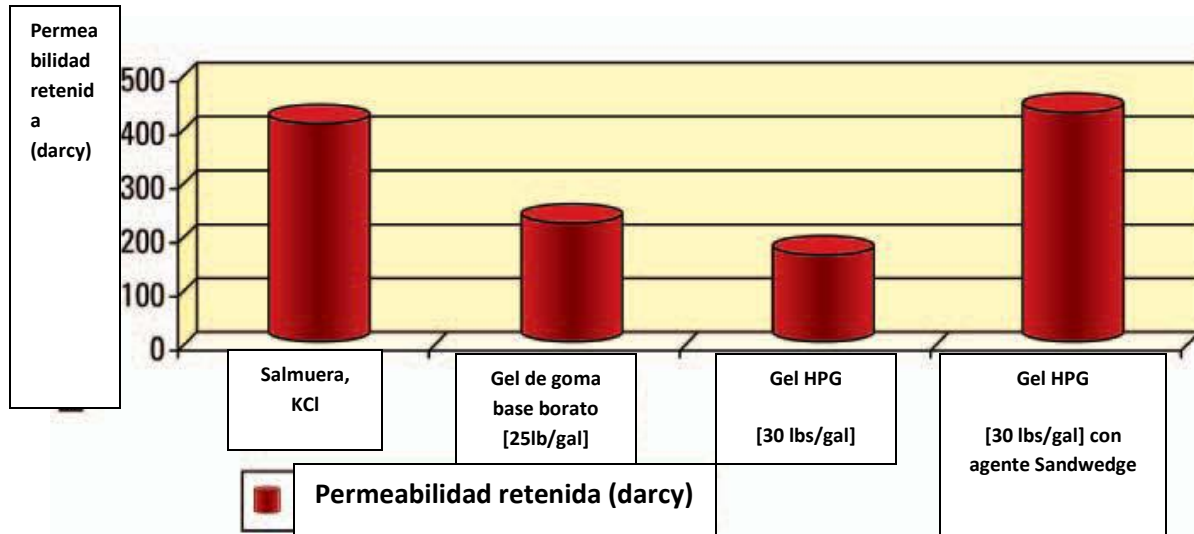


Figura 4.16

El sistema mejora la conductividad del paquete a través de diferentes mecanismos:

Maximiza la eficiencia de los rompedores.

Cubriendo el apuntalante, prácticamente encapsulando los granos, SandWedge ayuda a prevenir la absorción del fluido de fracturamiento en la superficie del apuntalante, esto mejora la efectividad de los rompedores reduciendo la viscosidad y ayudando a la limpieza del mismo.

Inhibe la precipitación del apuntalante.

El sistema reduce la precipitación del apuntalante en la fractura resultando un mejoramiento en la distribución vertical y en la altura de la misma. Adicionalmente, inhibe la precipitación dentro del paquete en formaciones muy consolidadas, esto significa mayor y mejor porosidad y permeabilidad.

Minimiza los efectos de la diagénesis.

Durante la producción, el apuntalante y la formación están en un ambiente mineralógico con altas presiones y temperaturas. Esto puede conducir a la diagénesis, resultando en la formación de depósitos que pueden tapar los espacios porosos y reducir la conductividad.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

Reduce el regreso del apuntalante.

Aunque no es su objetivo primario, el sistema estabiliza la cama de apuntalante incrementando las fuerzas de cohesión entre los granos y resultando una “pared” de fractura que puede resistir el incremento de la velocidad de flujo. Esta ayuda previene el regreso del apuntalante durante la producción y la limpieza del pozo.

4.6.2 Sistema Expedite

El sistema Expedite es un sistema de dos componentes, a base de una resina epóxica que puede cubrir el apuntalante durante los trabajos de estimulación, comparados con otros sistemas similares, la resina Expedite puede proveer un control de retorno de apuntalante para pozos de alta temperatura y grandes gastos de producción.

La fuerza de consolidación ayuda a reducir la cantidad de apuntalante que se produce de regreso hacia la superficie durante la limpieza y la producción del pozo. La consolidación del apuntalante llega a una fuerza compresiva mínima relativamente rápido, la cual acorta el tiempo de limpieza y acelera la producción, permitiendo al pozo lograr los máximos gastos de producción en un menor tiempo.

Esta resina tiene un tiempo de curado tardío, el cual permite a la consolidación del paquete en las fracturas y no en la tubería de producción. El curado tardío permite el tiempo suficiente para que el apuntalante obtenga un contacto grano a grano en la fractura y para que la resina sea tirada por efecto de la capilaridad en puntos de contacto de los granos, lo cual no sucede con los sistemas regulares de recubrimiento del apuntalante. El tiempo tardío de curado de este sistema permite un retorno inmediato del apuntalante si ocurriera un arenamiento, así como a prevenir una consolidación temprana del apuntalante en la cara del pozo eliminando la necesidad de usar tubería flexible para taladrar el puente creado. Este sistema de resina es activado en el lugar de trabajo, permitiendo a la capa de apuntalante alcanzar una máxima fuerza de consolidación. Sus componentes son medidos y bombeados a través de un mezclador estático y un contenedor para aditivos líquidos y son agregados directamente sobre el apuntalante en los tornillos del blender.

Ventajas

- Provee la mayor conductividad por dólar invertido.
- Permite a los operadores producir a grandes presiones de arrastre en un tiempo relativamente corto.
- Provee una fuerza compresiva muy alta comparada con los sistemas de recubrimiento de apuntalante convencionales.
- La resina puede ser adicionada directamente al apuntalante al vuelo, de ese modo el cliente solo paga por la resina usada.

Capítulo 4 Mejoradores de la Conductividad

- Provee un mantenimiento de la fractura y de la conductividad a largo plazo comparado con los sistemas convencionales.
- Reduce la invasión de finos y sus químicos usados son no inflamables.

Desventajas

- No es compatible con el sistema Delta Frac.
- Requiere dos bombas de líquidos adicionales y un mezclador estático.
- Puede requerir un control adicional de calidad.
- Requiere de limpieza del equipo de bombeo y mezclado.

Descripción

Los componentes del sistema Expedite son: un componente de resina líquida y un agente endurecedor, sin embargo en algunos casos se pueden requerir componentes adicionales como un catalizador.

La resina y el endurecedor son entregados en el sitio de trabajo y son bombeados a través de un mezclador estático, el cual provee el suficiente mezclado para crear una resina homogénea. Esta resina es añadida directamente sobre el apuntalante en la parte baja de los tornillos del blender.

El apuntalante ya recubierto es mezclado con el fluido de fracturación y después es bombeado hacia el pozo.

Después de que el fluido es bombeado y el gel se ha roto la temperatura del yacimiento causara que la resina se cure logrando así un paquete consolidado y una masa permeable.

La fuerza de consolidación esperada está entre las 500 y las 1500 psi dependiendo del sistema de fluido, temperatura de curado, tiempo de curado y concentración de resina. La fuerza de consolidación está en función de la concentración del apuntalante recubierto, de la temperatura y el tiempo de curado.

Los rangos de temperatura del sistema Expedite 350 son entre los 200 y 350°F.

Si la temperatura en el fondo del pozo es de 325°F o mayor se requieren por lo menos de 3 horas después del tratamiento. Se requiere de un programa de rompimiento de gel agresivo, el gel debe ser roto tan rápido como sea posible para permitir al apuntalante estar en contacto grano a grano antes de que los endurecedores lo hagan. Si el gel no se rompe antes de que los endurecedores actúen, las fuerzas compresivas del paquete serán demasiado bajas.

Las concentraciones recomendadas para el uso de esta resina son de 3.75 galones por cada 1000 libras de apuntalante con un porcentaje protección del 3 %.

REFERENCIAS

1. REMARKS MADE AT THE U.S. CHAMBER OF COMMERCE CEO LEADERSHIP SERIES IN WASHINGTON, DC, 2004
2. F. LAWRENCE: "STATE OF THE U.S. OIL & NATURAL INDUSTRY," AMERICA'S INDEPENDENT, p. 22-26, 2004
3. H. McLAUGHLIN AND J. WEAVER: "OIL WELL TREATING METHOD COMPOSITION," US PATENT 4, 366, 071 (1982)
4. M. BLAUCH.: " NEW INSIGHTS INTO PROPPANT-PACK DAMAGE DUE TO INFILTRATION OF FORMATION FINES," PAPER SPE 56833 (1999)
5. P. NGUYEN, J. WEAVER M. PARKER, M. McABE AND vanderHORST, " A NOVEL APPROACH FOR ENHANCING PROPPANT CONSOLIDATION: LABORATORY TESTING FIELD APPLICATIONS," PAPER SPE 7748 (2002)
6. NORMAN, L.: " APPLICATIONS OF CURABLE RESIN-COATED PROPPANTS," PRODUCTION ENGINEERING, 1992, p. 343
7. R. VREEBURG.: "PRODUCTION BACKPRODUCTION DURING HYDRAULIC FRACTURING- A NEW FAILURE MECHANISM FOR RESIN-COATED PROPPANTS," JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, 1994, p.884
8. R. BLAUER AND D. HOLCOMB.: "THE DETECTION, SIMULATION, AND RESERVOIR PERFORMANCE IMPACT OF SLOWLY CLOSING FRACTURES," PAPER SPE 37404 (1997)
9. P. NGUYEN.: " NEW GUIDELINES FOR APPLYING CURABLE RESIN-COATED PROPPANTS," PAPER SPE 39583 (1998)

5.1 APLICACION EN MEXICO, CUENCA DE BURGOS

5.1.1 introducción

La cuenca de Burgos está localizada al noreste de México a lo largo de la frontera sur de los Estados Unidos de Norte América. Esta cuenca de gas cubre más de 50,000 kilómetros¹ cuadrados y contribuye a una tercera parte de las reservas totales de gas no asociado del país. En la figura 5.1 se muestra la localización de dicha cuenca.

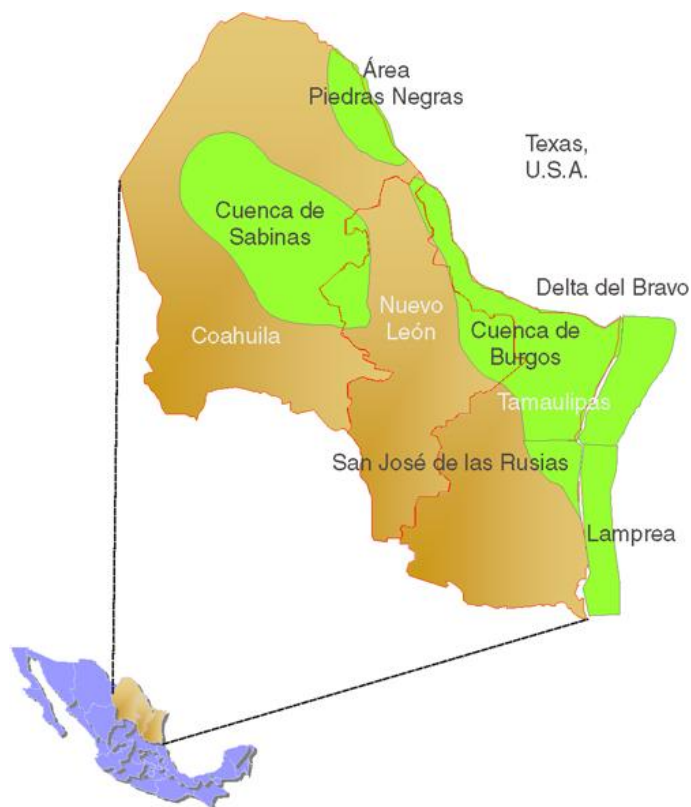


Figura 5.1

Los campos de gas están localizados a lo largo de bandas bien definidas que se extienden a través de la frontera compartida entre México y los Estados Unidos. Estos campos son complejos, yacimientos de arenas altamente compactadas, y están compuestos de un gran número de pequeños bloques independientes caracterizados por su muy baja permeabilidad. Sostener una alta producción en esta área requiere de un gran número de pozos perforados y fracturados hidráulicamente².

La cuenca de Burgos comenzó su producción de gas en los años 40's; sin embargo, sus características complejas causaron una rápida declinación hacia los años 90's. En el año de 1994, se comenzó una nueva etapa intensiva de trabajos de perforación de pozos para exploración y desarrollo de la cuenca, con el principal objetivo de incrementar la producción de gas.

Capítulo 5 Aplicación en México y en el Mundo

Existen muchos factores que afectan la conductividad de la fractura y por consiguiente la productividad del mismo.

Dentro de los principales procesos que afectan la conductividad de la fractura (vistos con anterioridad en el capítulo 3) están los siguientes:

- Esfuerzos de ciclo
- Incrustación del apuntalante
- Diagénesis del apuntalante
- Retorno del apuntalante

5.1.2 Caso de Aplicación 1

El campo Fundador está localizado en la cuenca de Burgos. Varios pozos han sido tratados usando el sistema de resinas líquidas (LRS) durante las operaciones de fracturamiento. Los pozos localizados en este campo son productores de la formación Vicksburg del Oligoceno, esta formación tiene muy baja permeabilidad, y su drenaje por lo tanto es controlado por medio de estimulaciones. Los rangos de permeabilidad en algunas áreas son de 0.01 a 1 md. Las temperaturas en el fondo del pozo están cercanas a los 250°F y la presión del yacimiento es aproximadamente de 6300 psi.

Los datos de producción presentados en este trabajo fueron reunidos por casi 12 meses de 6 pozos fracturados en este campo. En tres de estos seis pozos el apuntalante usado se recubrió con resinas líquidas, pero en los otros tres pozos restantes no se usó un material similar. En los pozos tratados con sistemas de resinas líquidas, el promedio de apuntalante bombeado fue de 350,000 libras del tipo cerámico, y en los pozos restantes se bombeó un promedio de 250,000 libras de apuntalante. En los tres casos se preparó un fluido de fracturamiento a base de goma guar del tipo CMHPG. De acuerdo a un simulador utilizado, las longitudes de las fracturas para estos pozos tenían un rango de los 80 a 120 metros. Los datos de las longitudes de las fracturas y otros parámetros se muestran en la siguiente tabla.

POZO No	BHST °F	BHSP psi	PERMEABILIDAD md	LONGITUD m	CONDUCTIVIDAD md-ft	APUNTALANTE lb	FLUIDO	TIPO DE APUNTALANTE
POZOS FRACTURADOS CON LRS								
1	226	6138	0.214	76	5946	2908	CMHPG	CERAMICO
2	232	4720	0.579	79	7017	3500	CMHPG	CERAMICO
3	215	6480	0.06	94	7735	3387	CMHPG	CERAMICO
POZOS FRACTURADOS SIN LRS								
4	246	6320	0.02	113	1787	2536	CMHPG	RCP
5	249	6200	0.06	114	2143	2000	CMHPG	CERAMICO
6	243	5523	0.07	140	3023	3000	CMHPG	CERAMICO

Capítulo 5 Aplicación en México y en el Mundo

La historia de producción de estos pozos después del fracturamiento hidráulico se muestra en la figura 5.2. Los pozos tratados con LRS están marcados en color rojo; y los pozos donde no se empleo este sistema están marcados en color azul. En la gráfica se puede observar que es evidente que los mejores resultados fueron obtenidos en los pozos tratados con sistemas de resinas liquidas. También se observa que su producción es más estable.

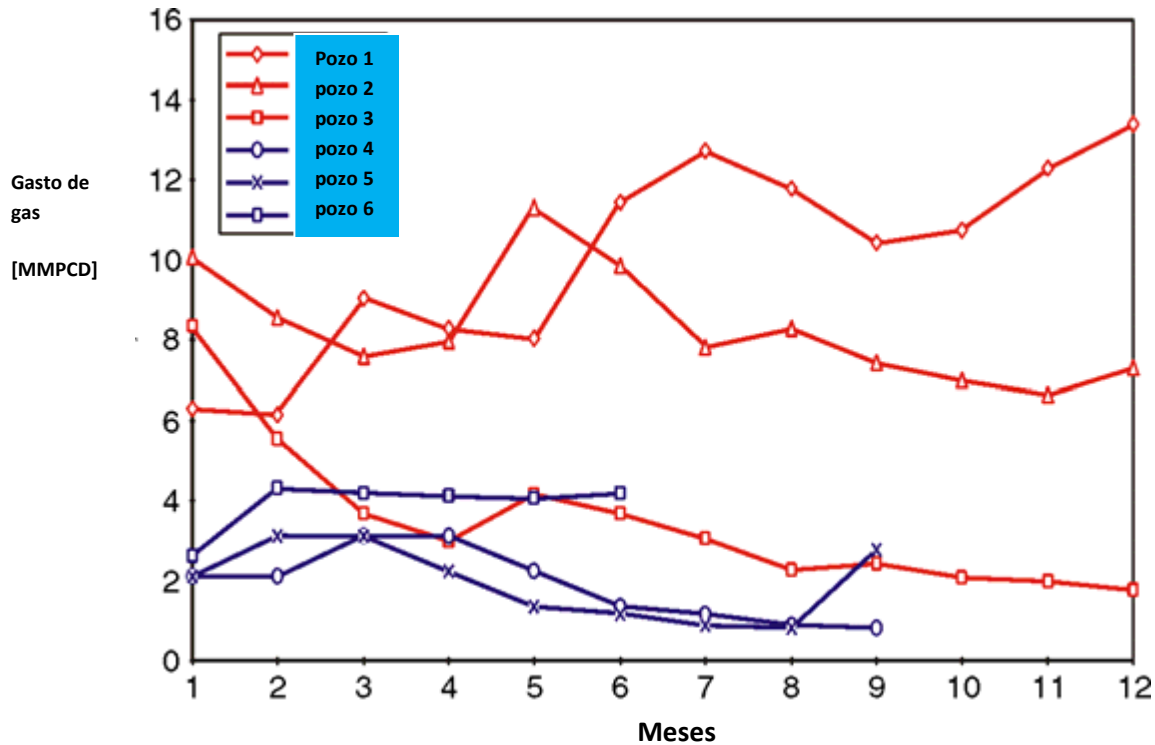


Figura 5.2

La producción acumulativa de cada pozo se muestra en la figura 5.3; esta información ha sido normalizada con el espesor del intervalo de cada arena. El potencial de cada arena también fue determinada usando datos de una prueba de presión desarrollada antes de cada trabajo de fracturamiento donde los valores de “kh” fueron obtenidos.

Después de cada prueba de presión se correlaciono con el mejor modelo ajustado para cada arena, y así se genero un modelo sintético del perfil de “kh” (figura 5.4).

La producción acumulativa que se observa en la figura 5.2 muestra una mejor tendencia y comportamiento de los pozos que fueron tratados con sistemas LRS.

De hecho, en algunos de los pozos no tratados con sistemas de resinas liquidas fue necesario obtener producción adicional de arenas superiores al intervalo productor, aislando intervalos con poca

Capítulo 5 Aplicación en México y en el Mundo

recuperación después de ocho o nueve meses de producción; una vez aislados, los nuevos intervalos fueron perforados para mantener la producción .

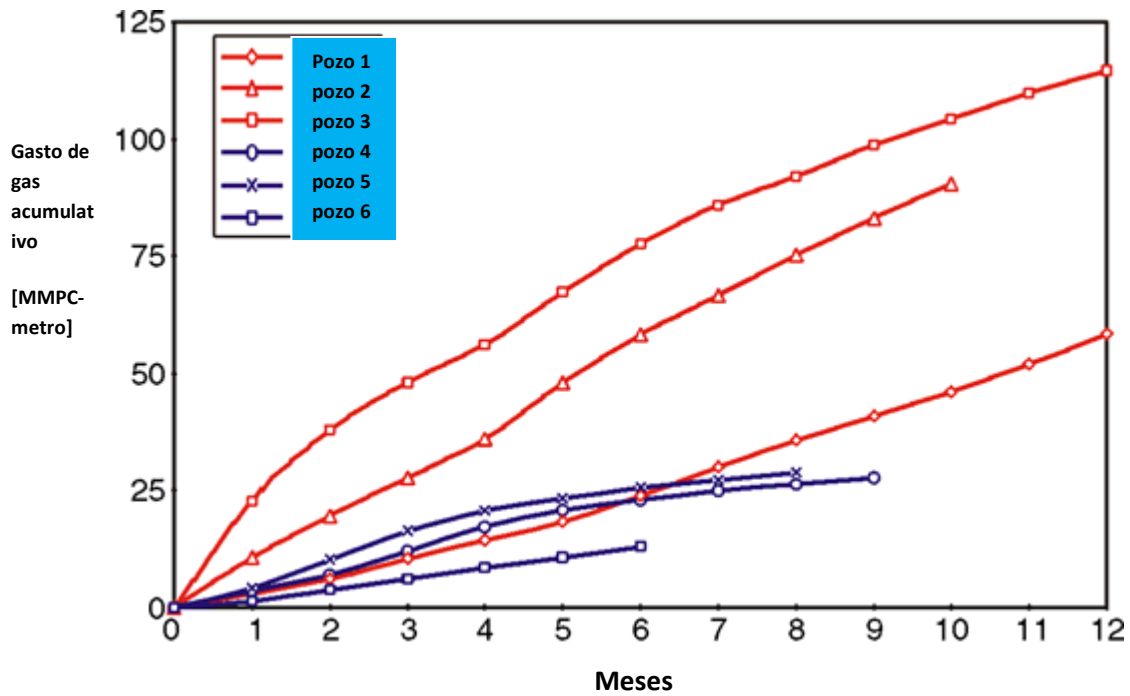


Figura 5.3

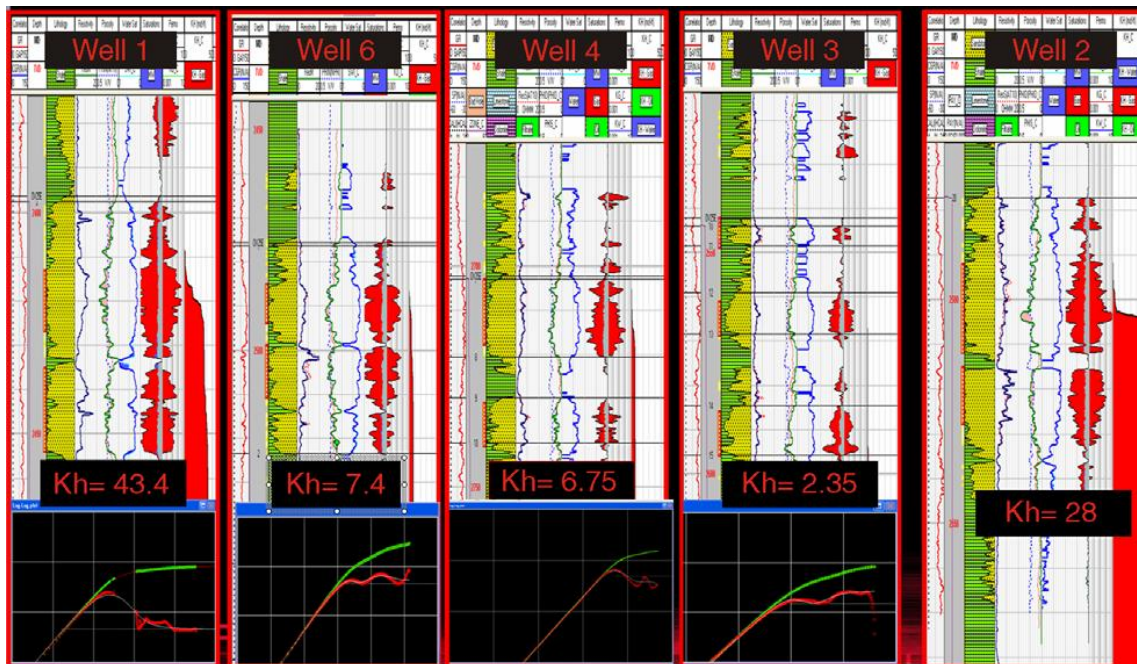


Figura 5.4

Capítulo 5 Aplicación en México y en el Mundo

La figura 5.5 muestra otra comparación en la cual la línea sólida roja es el promedio de la producción y la línea punteada es el promedio de la producción acumulada de los tres pozos cubiertos con resinas líquidas. Al hacer un análisis de esta grafica se observo que se recupero más de 1.3 Bcf en los pozos tratados con sistemas de resinas líquidas.

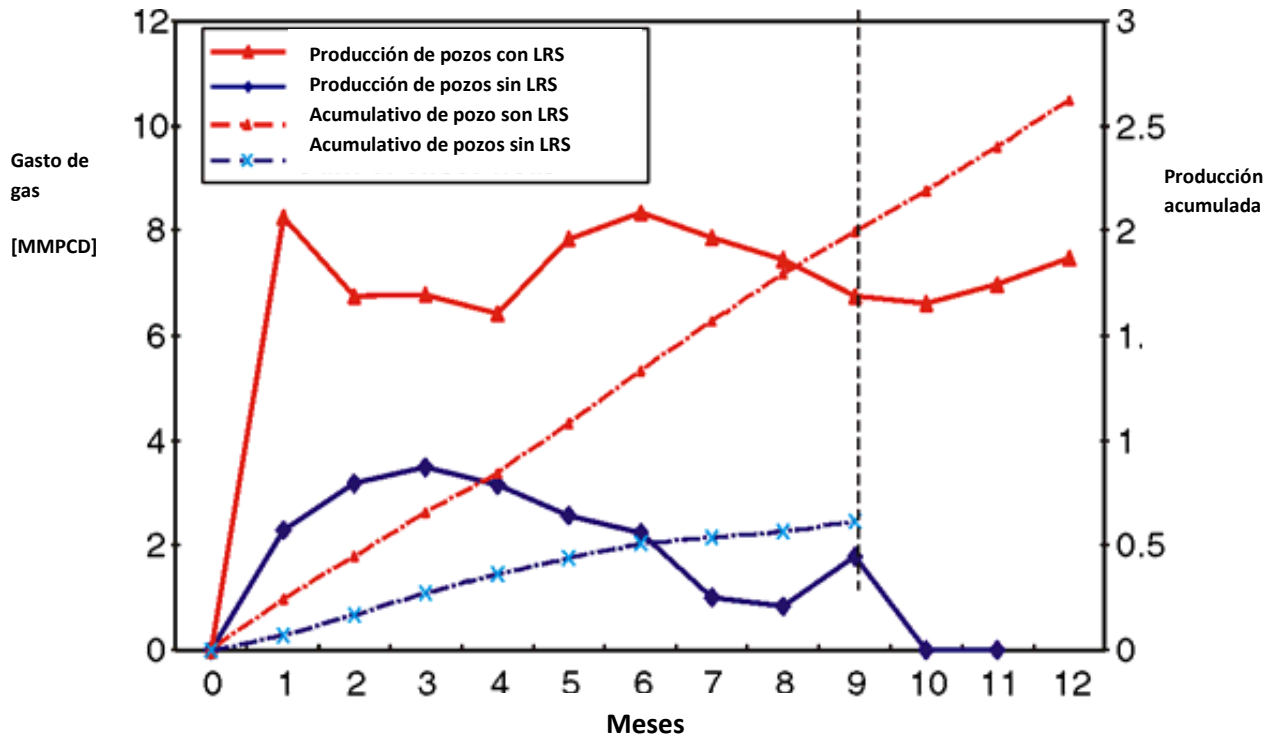


Figura 5.5

Capítulo 5 Aplicación en México y en el Mundo

5.1.3 Caso de Aplicación 2

El campo Cuitlahuac se localiza en la cuenca de Burgos productoras de la formación Vicksburg del Oligoceno; está localizada en la parte central de la cuenca y su producción de gas proviene principalmente de las arenas 60, 65, 55 y 30. El gasto de producción inicial por pozo estaba en el orden de 0.5 a 3.0 MMPCD.

La información presentada en este caso es del pozo perforado en la formación OV55, la cual se caracteriza por ser una arena con muy baja permeabilidad la cual puede considerarse como una formación “tight gas” ya que su rango de permeabilidad varía de 0.03 a 0.1 md. De cuatro pozos, uno fue fracturado usando 231,000 libras de apuntalante cerámico y recubierto con resinas líquidas (LRS) como mejorador de la conductividad y los otros tres no fueron recubiertos con este tipo de resina, dos de ellos usaron combinaciones de apuntalante cerámico con una capa muy delgada de resina (RCP). El total de 150,000 y 200,000 libras fueron bombeadas respectivamente y el tercer pozo restante se usó un apuntalante de bajo esfuerzo de cierre (RCP) con un total de 400,000 lbs. El fluido de gel fracturante empleado fue de baja carga polímera, CMHPG.

POZO No	BHST °F	BHSP psi	PERMEABILIDAD md	LONGITUD m	CONDUCTIVIDAD md-ft	APUNTALANTE lb	FLUIDO	TIPO DE APUNTALANTE
POZO FRACTURADO CON LRS								
4	244	6320	0.035	107	1151	231,100	CMHPG	CERAMICO
POZO FRACTURADO SIN LRS								
1	232	6138	0.01	56	2902	200,000	CMHPG	CERAMICO/RCP
2	239	4720	0.013	71	2497	147,500	CMHPG	CERAMICO/RCP
3	235	5200	0.039	81	2500	400,000	CMHPG	RCP

Después de 12 meses de producción, el pozo tratado con LRS mostró una mejor producción y una declinación muy suave, contrario a lo observado en los otros pozos. Los pozos número 1 y 4 iniciaron con producciones muy similares, sin embargo, la producción del pozo número 1 cae hasta el segundo mes de producción (figura 5.6). La figura 5.7 muestra la producción acumulada después de 12 meses; estos datos fueron normalizados al intervalo neto de cada arena, considerando el potencial del perfil sintético de “kh” (figura 5.8) también es calibrado con información de pruebas de incremento de presión como se muestra en la figura 5.9. Se puede observar que después de la normalización, el pozo tratado con LRS mostró mejores resultados, contrario al pozo número 3, que inclusive tenía mejor potencial “kh” que los otros pozos.

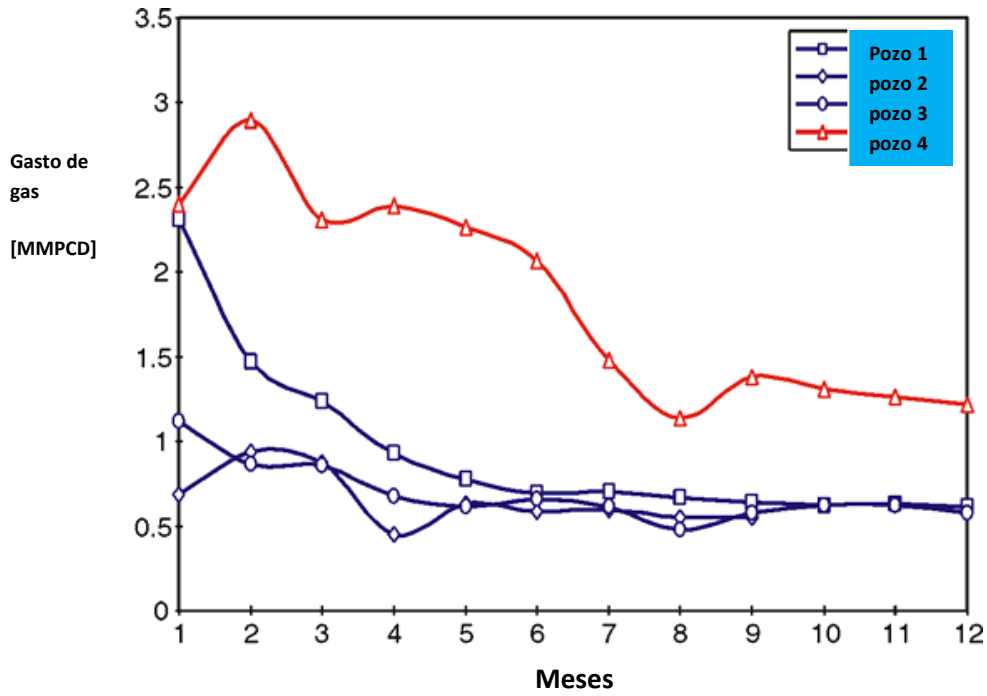


Figura 5.6

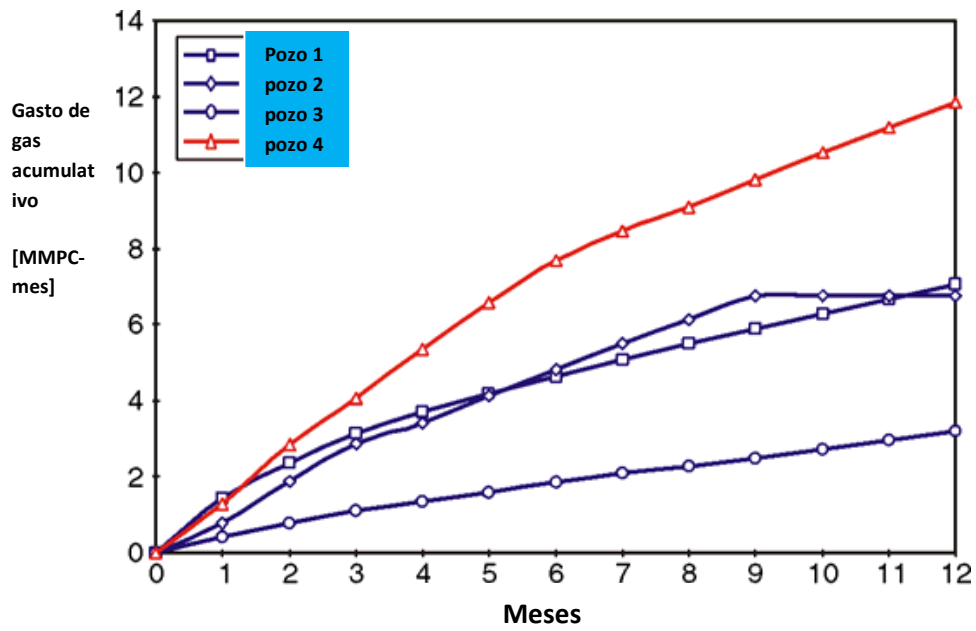


Figura 5.7

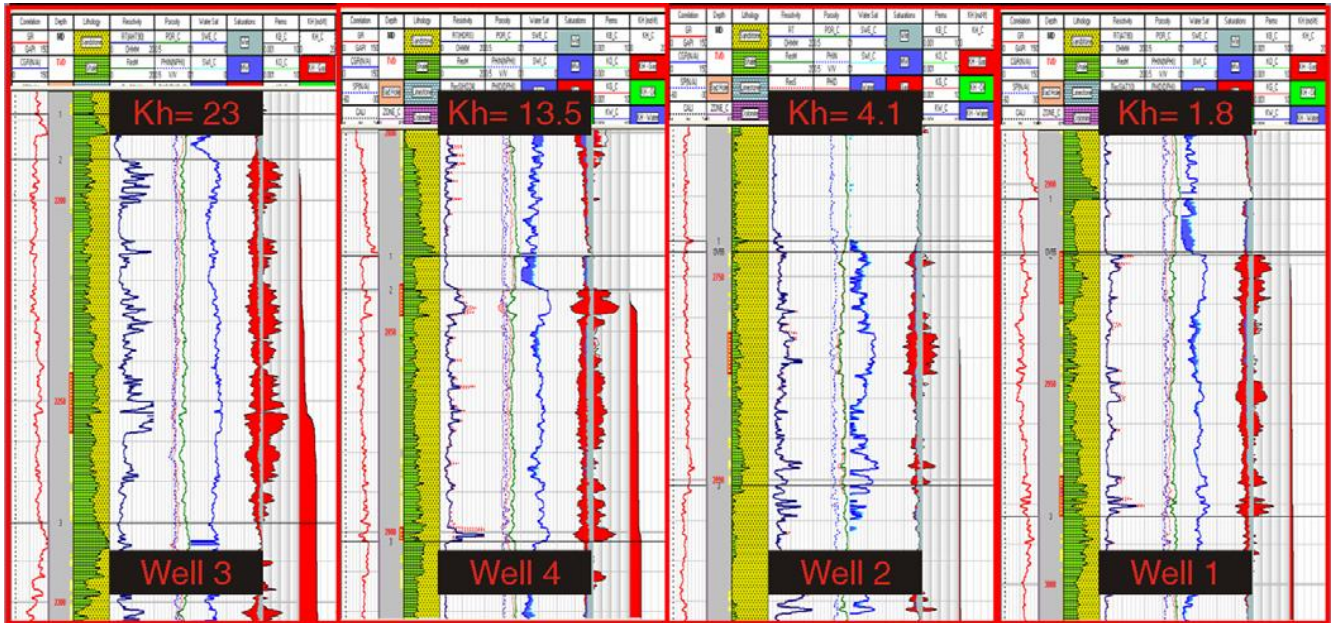


Figura 5.8

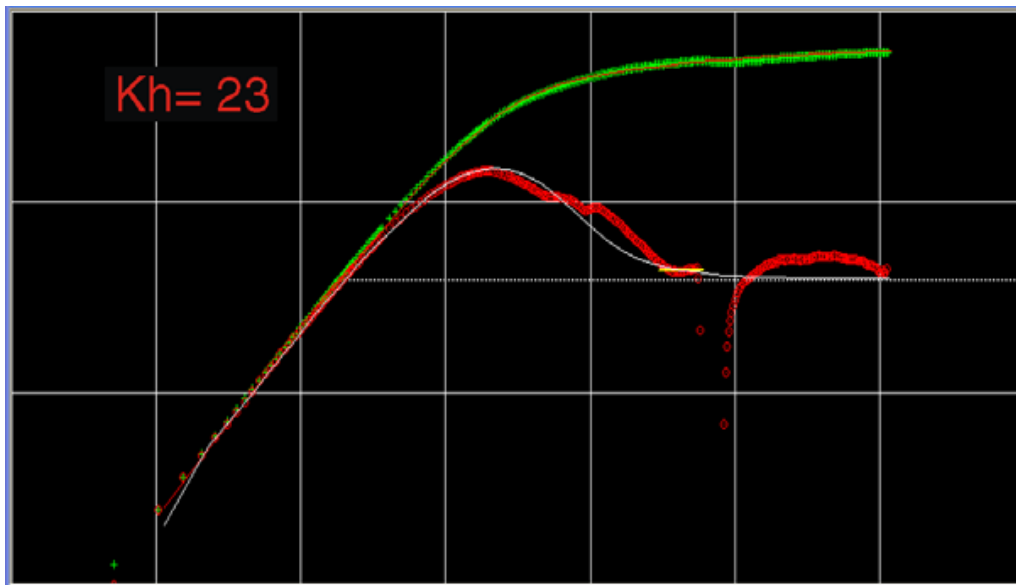


Figura 5.9

5.2 APLICACIÓN EN EL RESTO DEL MUNDO

5.2.1 Caso de Aplicación 1

Pozos en formaciones de alta permeabilidad en el Golfo de México

La producción de cuatro pozos fueron comparados (figura 5.10). Estos pozos eran idénticos y tenían terminaciones idénticas excepto que uno de ellos fue tratado con el sistema de resinas líquidas SandWedge. En la grafica se puede observar que el promedio de producción de los pozos que no fueron tratados con el sistema SandWedge es mucho menor que el pozo que si fue tratado incluso se observa que el pozo produjo más al inicio, manteniendo una alta producción por más tiempo y un 50% más de producción acumulativa que el resto de los pozos.

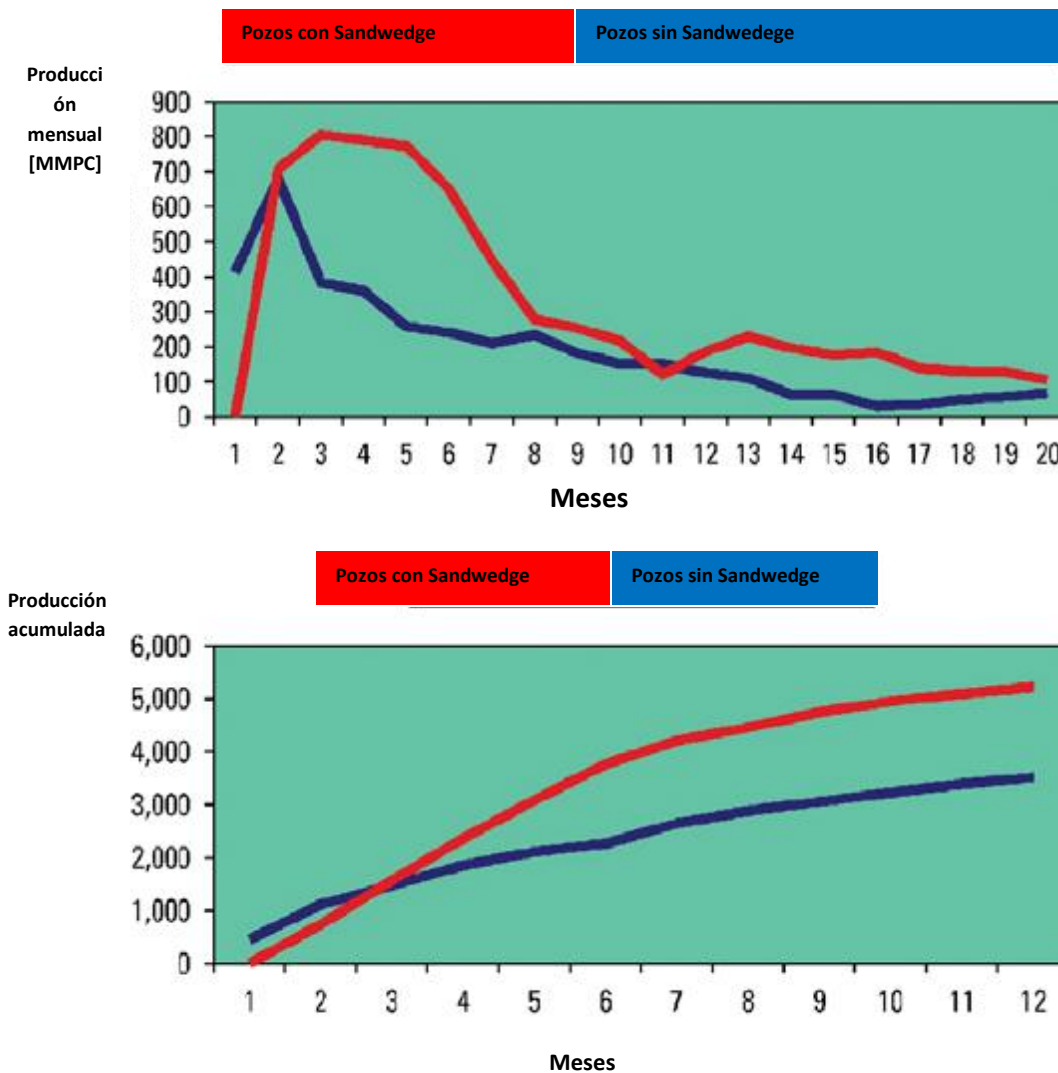


Figura 5.10

5.2.2 Caso de Aplicación 2

Pozos en plataformas del Golfo de México

Se comparo la producción de cuatro pozos en el Golfo de México, estos pozos fueron terminados de manera igual, pero uno de ellos fue tratado con sistemas LRS, los resultados obtenidos durante la producción de 12 meses fueron muy buenos, mostrando una leve declinación de la producción, contrario a lo observado para los pozos que no se trataron con LRS.

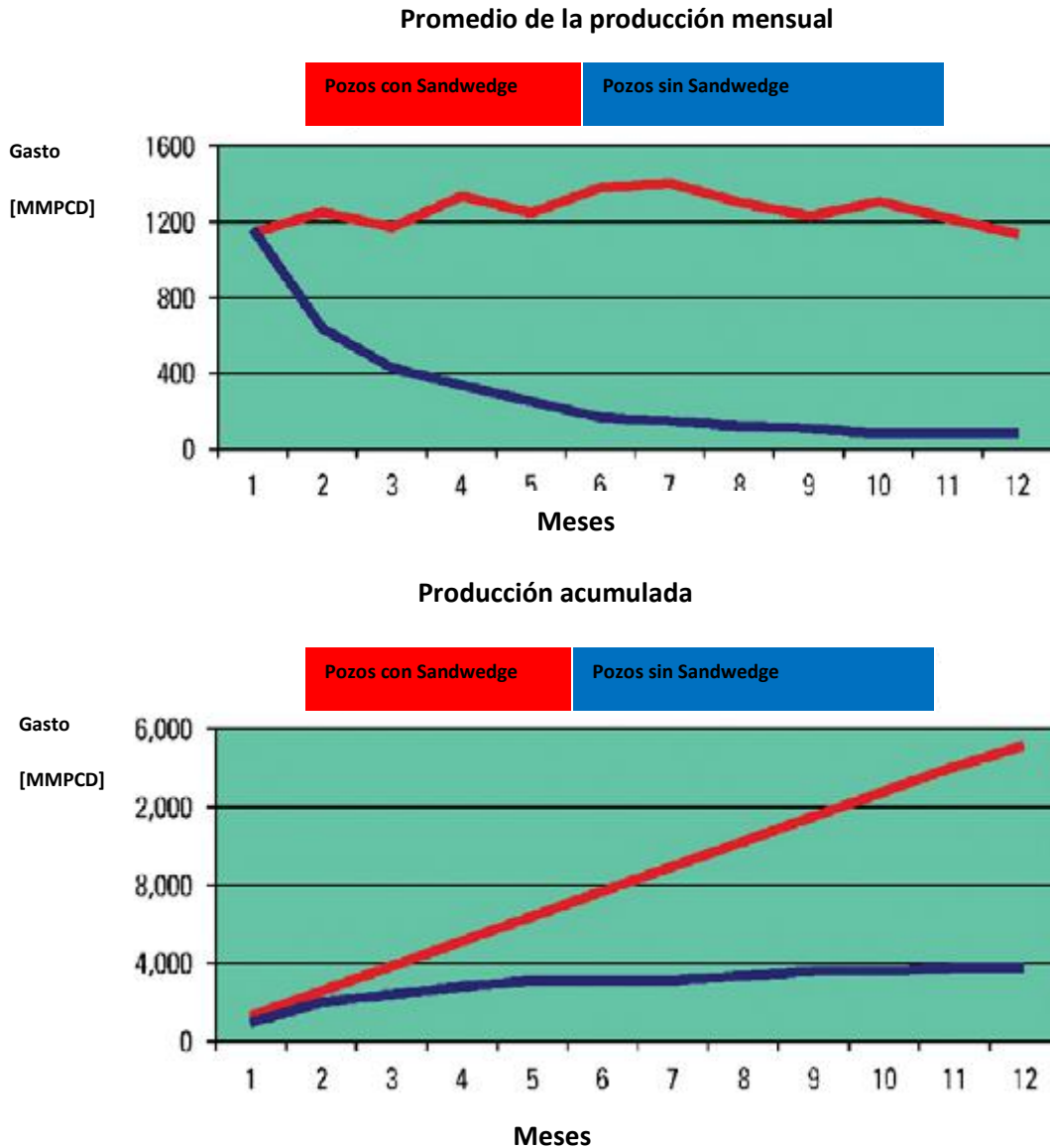


Figura 5.11

5.2.3 Caso de Aplicación 3

Pozos de gas en el Sur de Texas

En el sur de Texas un operador necesitaba estimular una serie de pozos y lograr que se pusiera en producción más rápido que los pozos estimulados con sistemas convencionales. Las condiciones de los pozos eran temperaturas mayores a los 325°F con presiones de cierre mayores a las 12,000 psi. Los tratamientos típicos tuvieron un gasto de 35 bbl/min para poner 300,000 libras de apuntalante de bauxita. Con el uso de los sistemas de resinas líquidas, la temperatura y la presión de estos pozos permitió comenzar la limpieza solo 2 horas después del fracturamiento con muy poco retorno de apuntalante. Los gastos de producción se incrementaron en un 30%. El tiempo para lograr un gasto de 40 MMPCD se redujo de 200 horas a solo 65 horas usando este sistema, así como el retorno del apuntalante se redujo en más del 60% comparado con los sistemas RCP.

REFERENCIAS

1. LEHMAN, L., PARKER, M., BLAUCH, M., HAYNES, R.: "PROPPANT CONDUCTIVITY-WHAT COUNTS AND WHY," PAPER SPE 52219 (1999)
2. ROJAS, S., SAPUTELLI, L., ECONOMIDES, M.: "MEXICO'S INFLUENCE IN THE WORLD'S OIL AND GAS SUPPLY AND DEMAND," PAPER SPE 93301 (2005)

Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

Como se vio a lo largo de este trabajo, el fracturamiento hidráulico es un método de estimulación muy efectivo, en el cual intervienen diferentes disciplinas y conocimientos que hacen posible su aplicación. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico desde su inicio proveen canales altamente conductivos por donde fluirán los hidrocarburos, además de ser una herramienta altamente efectiva en la recuperación e incorporación de reservas, ya que, su aplicación puede resolver de manera importante la mayoría de los problemas que se presentan en los siguientes casos:

- Formaciones de baja permeabilidad
- Formaciones altamente dañadas
- Formaciones con sistemas permeables aislados
- Formaciones muy compactas o de tipo “tight gas”
- Procesos de recuperación secundaria
- Almacenamiento en el subsuelo

Sin embargo también intervienen diferentes procesos y fenómenos a lo largo de la vida productiva del pozo que hacen que las fracturas pierdan la capacidad de poder permitir el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo. Dentro de los factores principales que causan esta pérdida de la conductividad y de la geometría de la fractura están:

- Retorno del apuntalante
- Incrustación del apuntalante
- Desgajamiento del apuntalante
- Intrusión de finos
- Diagénesis del apuntalante

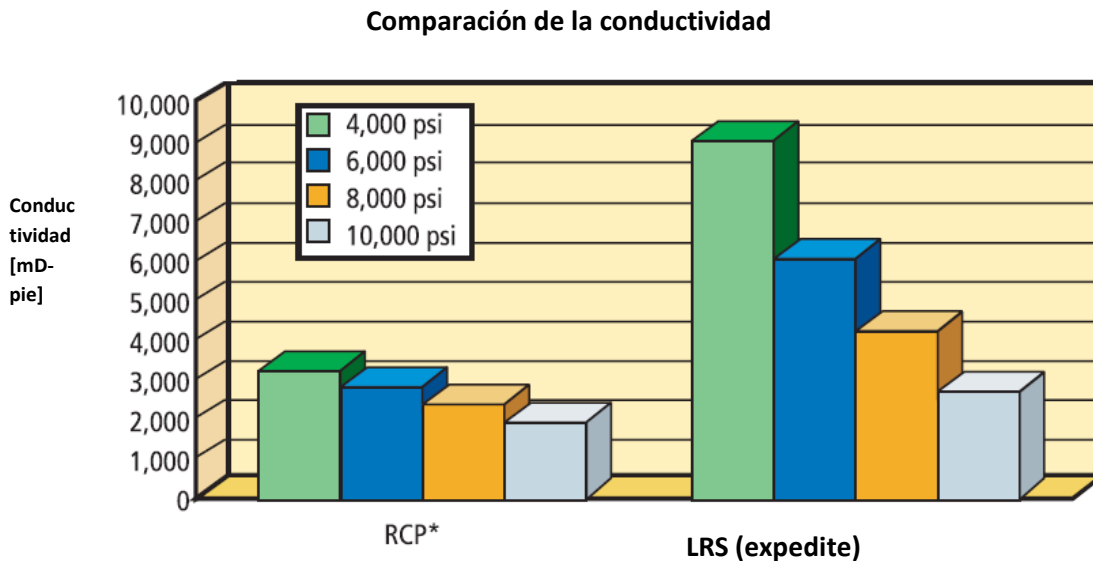
Para poder mantener la conductividad y la geometría de la fractura, existen diferentes métodos y materiales que ayudan a evitar los efectos y procesos que causan la disminución de la conductividad y por consecuencia de la producción.

Durante años de investigación y con la necesidad de mantener dicha conductividad y los gastos de producción deseados a largo plazo para poder recuperar la inversión realizada, se crearon agentes modificadores de superficie, mejor conocidos como SMA (por sus siglas en inglés), estos agentes modificadores son un conjunto de aditivos químicos o resinas líquidas que recubren el apuntalante creando una capa protectora, evitando así los problemas causantes de la pérdida de conductividad.

Dentro de los agentes modificadores de superficie existen dos procesos generales usados para el recubrimiento del apuntalante. El primero de ellos es pre- recubrir el apuntalante con resina (RCP) en una planta de manufactura y después curarlo parcialmente, de ese modo el apuntalante puede ser almacenado y transportado al sitio de trabajo. El segundo método involucra el recubrimiento del

Conclusiones y Recomendaciones

apuntalante “al vuelo” con un sistema líquido de resina (LRS), activado en el sitio de trabajo usado en conjunto con el fluido de fracturamiento. La siguiente gráfica muestra un comparativo de la conductividad creada para diferentes esfuerzos de cierre de los sistemas que usan un recubrimiento RCP y de los sistemas con resinas líquidas LRS.



Dentro de las principales ventajas en el uso de sistemas de resinas líquidas sobre los sistemas RCP están las siguientes:

- Los sistemas de resinas líquidas hacen que se haga pegajoso el apuntalante, lo cual promueve un contacto grano a grano. En contraste, los sistemas RCP, incluso cuando son calentados, no se ponen pegajosos y tienen muy poco contacto grano con grano sin esfuerzos de cierre. Los sistemas LRS tienen un tiempo de curado lento y no es removido de la superficie del apuntalante durante la agitación, debido a que han sido especialmente formulados para ser usados con gel. Los RCP, por otra parte, tienen tiempos de curados muy rápidos, y la parte de la resina de algunos de los granos de apuntalantes ha mostrado ser lixiviado, dentro de los fluidos de fracturamiento.
- Los sistemas LRS eliminan los problemas de daño inherente al manejo y almacenaje.
- Los sistemas LRS permiten procedimientos más agresivos de limpieza en el pozo para ser usadas después del tratamiento
- Los sistemas LRS minimizan las interferencias químicas con los fluidos de fracturamiento y permite recubrir el apuntalante justo antes de que se mezcle con el fluido

Conclusiones y Recomendaciones

- Los tiempos de curado lentos de los sistemas LRS permiten mayores fuerzas de consolidación del paquete
- Los aditivos incluidos en la resina líquida (LRS) facilitan la remoción de fluidos activados del apuntalante

Es importante mencionar que a pesar de que en la actualidad se cuenta con gran avance en la tecnología tanto en los equipos de fracturamiento como en los simuladores y en los sistemas de mejoramiento de la conductividad, es de vital importancia tener un buen conocimiento de todo el proceso para así poder tomar la mejor decisión en la optimización del fracturamiento hidráulico con diferentes escenarios de incertidumbre y variables de decisión con el fin de tener una adecuada explotación de nuestro yacimiento y que este sea económicamente rentable por más tiempo.

BIBLIOGRAFIA

1. "CONDUCTIVITY ENDURANCE" A SUPPLEMENT TO E&P AND OIL AND GAS INVESTOR
2. AGARWAL R.G., CARTER R.D., POLLOCK C.B. "EVALUATION AND PREDICTION OF PERFORMANCE OF LOW PERMEABILITY GAS WELLS STIMULATED BY MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING". JPT, 1979
3. ALLEN THOMAS, ROBERTS ALAN. "PRODUCTION OPERATIONS", VOLUME 2, OIL & GAS CONSULTANTS INTERNATIONAL, INC. 1998
4. ARELLANO GIL JAVIER, ET AL. "EJERCICIOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 2002
5. CINCO LEY H. "APUNTES DE EVALUACION DE LA PRODUCCION". MEXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 1982
6. CINCO LEY, H. SAMANIEGO. "TRANSIENT PRESSURE ANALYSIS FOR FRACTURED WELLS". JPT, 1749-1766, SEPTEMBER 1981
7. GARAICOCHA P. F. "APUNTES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 1980
8. GARAICOCHA P.F. ET AL. "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A.C. 1991
9. GEOLOGIA DE YACIMIENTOS, APUNTES DE CLASE
10. GIDLEY JOHN, HOLDITCH STEPHEN, NIERODE DALE, VEATCH RALPH. "RECENT ADVANCES IN HYDRAULIC FRACTURING". SPE, MONOGRAPH VOLUME 12, 2003
11. HALLIBURTON, TECHNOLOGY BULLETIN, EXPEDITE SERVICE, 2006
12. HONG K.J. "PRODUCTIVITY OF PERFORATED COMPLETIONS IN FORMATIONS WITH OR WITHOUT DAMAGE". SPE, CHEVRON OIL FIELD RESEARCH CO, JPT, 1975

Bibliografía

13. ISLAS C. "MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, 1991 (INEDITO)
14. LEÓN LOYA JUAN GILBERTO. "HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN". PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS, 2001
15. RAMÍREZ SABAG JETZABETH, ET AL. "PRODUCTIVIDAD DE POZOS PETROLEROS". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 2007
16. RODRIGUEZ NIETO R. "APUNTES DE EVALUACION DE LA PRODUCCION DE POZOS FLUYENTES". MEXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERIA, 1984
17. RODRIGUEZ NIETO R. "APUNTES DE MECANICA DE YACIMIENTOS". MEXICO, UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA, 1980
18. SCHECHTER R.S. "OIL WELL STIMULATION". PRENTICE HALL, 1992
19. SILVA GALICIA MARCO ANTONIO, TESIS "USO DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 2007
20. SMITH, M.B., SHLYAPOBERSKY, J. W. "BASICS OF HYDRAULIC FRACTURING". 2000
21. SORIANO DUVERNEY EDUARDO, GARCIA RAUL, RIVERA GALVAN JUAN, BARRERA CARILLO ALEJANDRO. "USE OF CONDUCTIVITY ENHANCEMENT MATERIAL TO SUSTAIN PRODUCTIVITY IN HYDRAULIC FRACTURED WELLS: NORTHERN MEXICO CASES". SPE 108697, 2007
22. STIMULATION 1, STUDENT WORKBOOK, HALLIBURTON ENERGY INSTITUTE, 2003
23. WEAVER JIM, PARKER MARK, BATENBURG DIEDERIK, NGUYEN PHILIP. "SUSTANING CONDUCTIVITY". SPE 98236, 2006
24. WILLIAMS B.B., GIDLEY J.L. "ACIDIZING FUNDAMENTALS". SPE, MONOGRAPH VOLUME 8, 1979
25. www.halliburton.com