



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“FRACTURAMIENTO ÁCIDO”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RAYMUNDO LANDEROS ISLAS



DIRECTOR DE TESIS: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA,

2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Penetración del ácido en la fractura.....	3
<i>Ejemplo 1-1. Distancia de penetración del Ácido.....</i>	<i>7</i>
1.2 Conductividad de las fracturas creadas por el ácido.....	9
<i>Ejemplo 1-2. Promedio de la conductividad de un fracturamiento ácido.....</i>	<i>13</i>
1.3 Productividad de un pozo fracturado con ácido.....	15
1.4 Comparación entre una fractura apuntalada y una fractura ácida.....	15
Capítulo 2 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA ROCA.....	17
2.1 Comportamiento de la roca	18
2.1.1 Módulo de Elasticidad o de Young.....	19
2.1.1.1Módulo de Young Estático.....	20
2.1.1.2 Módulo de Young Dinámico.....	20
2.1.2 Relación de Poisson.....	20
2.1.3 Constante Poroelástica.....	22
2.1.4 Estado de esfuerzos.....	22
2.2 Efectos o factores que inciden sobre el estado de esfuerzo.....	22
2.2.1 Temperatura.....	23
2.2.2 Criterios de falla.....	24
2.2.3 Orientación de la fractura.....	24
Capítulo 3 INTERACCIÓN ENTRE EL ÁCIDO Y ROCA.....	26
3.1 Penetración de la fractura conductiva.....	27
3.1.1 Pérdida del fluido reactivo.....	28

ÍNDICE

3.1.2 El mecanismo de reacción entre el ácido y la roca.....	29
3.1.2.1 Estequiometría de la reacción.....	29
<i>Ejemplo 3.1 Cantidad de caliza que disuelve un ácido, concentración del ácido.....</i>	<i>35</i>
3.1.2.2 Equilibrio Termodinámico de la reacción.....	37
3.1.2.3 Velocidad de reacción.....	38
3.1.3 La velocidad de flujo del ácido en la fractura.....	45
3.2 Conductividad de la fractura.....	46
3.2.1 Cantidad de roca disuelta.....	47
3.2.2 Composición química de La roca y distribución de los minerales.....	47
3.2.3 La resistencia de la roca y el esfuerzo de cierre.....	47
Capítulo 4 SISTEMAS DE FLUIDOS FRACTURANTES	48
4.1 Sistemas para el fracturamiento hidráulico.....	49
4.1.1 Fluidos base de agua.....	50
4.1.2 Geles de baja viscosidad base agua.....	50
4.1.3 Gel de alta viscosidad.....	51
4.1.4 Emulsiones viscosas.....	51
4.1.5 Fluidos de colchón base aceite.....	51
4.1.6 Polímeros viscosificantes.....	52
4.1.7 Aditivos.....	52
4.1.7.1 Activadores de viscosidad.....	53
4.1.7.2 Rompedores de gel (quebradores).....	54
4.1.7.3 Aditivos para pérdida de filtrado.....	54
4.1.7.4 Bactericidas.....	55
4.1.7.5 Estabilizadores.....	55
4.1.7.6 Surfactantes.....	55

ÍNDICE

4.1.7.7 Controladores de pH (buffers).....	55
4.1.7.8 Estabilizadores de arcilla.....	56
4.2 Sistemas para la Acidificación.....	56
4.2.1 Base del sistema.....	56
4.2.1.1 Ácidos inorgánicos.....	57
4.2.1.1.1 Ácido Clorhídrico (HCL).....	57
4.2.1.1.2 Ácido Fluorhídrico (HF).....	57
4.2.1.1.3 Mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico (HCL/HF).....	58
4.2.1.2 Ácidos orgánicos.....	58
4.2.1.2.1 Acético (CH ₃ COOH).....	59
4.2.1.2.2 Ácido Fórmico (HCOOH).....	59
4.2.1.2.3 Mezcla de ácido orgánico y fluorhídrico.....	59
4.2.1.3 Ácidos especiales.....	60
4.2.1.3.1 Ácido sulfámico.....	60
4.2.1.3.2 Ácido fluorhídrico retardado.....	60
4.2.1.3.3 Ácido clorhídrico retardado.....	60
4.2.1.3.4 Ácidos retardados químicamente.....	61
4.2.1.3.5 Ácidos emulsificados.....	61
4.2.1.3.6 Ácidos Espumados.....	61
4.2.2 Aditivos utilizados en sistemas ácidos.....	62
4.2.2.1 Inhibidores de corrosión.....	63
4.2.2.1.1 Inhibidores de corrosión inorgánicos.....	66
4.2.2.1.2 Inhibidores de corrosión orgánicos.....	67
4.2.2.2 Surfactantes.....	68
4.2.2.3 Solventes mutuos.....	73

ÍNDICE

4.2.2.4 Aditivos de control de hierro.....	73
4.2.2.5 Agentes suspensores.....	74
4.2.2.6 Agentes anti lodos asfálticos (Anti sludging).....	75
4.2.2.7 Agentes Antiemulsificantes.....	75
4.2.2.8 Agentes divergentes.....	75
4.2.2.9 Reductores de fricción.....	76
4.2.2.10 Gas.....	76
Capítulo 5 MODELOS DE TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO ÁCIDO.....	77
5.1 Geometría de la fractura.....	78
5.1.1 Modelo de Geertsma-Klerk.....	79
<i>Ejemplo 5.1. Cálculo de geometría de fractura.....</i>	<i>80</i>
5.2 Temperatura del fluido.....	83
5.2.1 Modelo de Eickmeier y Ramey.....	85
5.2.2 Modelo Wheeler.....	86
5.3 Modelos de reacción ácida.....	87
5.3.1 Modelo Nierode-Williams.....	88
5.3.2 Modelo Roberts–Guin.....	92
5.3.3 Modelo Lo-Dem.....	94
5.3.4 Modelo Settari.....	94
5.4 Conductividad de la fractura debida al ácido.....	95
Capítulo 6 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO ÁCIDO.....	97
6.1 Determinación de las propiedades de la matriz de formación y de los fluidos.....	100
6.1.1 Espesor de la formación.....	100
6.1.2 Permeabilidad de la formación.....	101
6.1.3 Porosidad de la formación.....	101

ÍNDICE

6.1.4 Profundidad de la formación.....	101
6.1.5 Gradiente de fractura.....	101
6.1.6 Relación de Poisson.....	103
6.1.7 Tiempo medio de viaje Sónico.....	104
6.1.8 Temperatura de la formación.....	104
6.1.9 Temperatura del fluido de inyección.....	104
6.1.10 Presión de yacimiento.....	104
6.1.11 Viscosidad de los fluidos de formación.....	105
6.1.12 Compresibilidad de los fluidos de formación.....	107
6.1.13 Densidad del fluido de formación.....	111
6.2 Selección de los parámetros variables de diseño.....	111
6.2.1 Tipo y viscosidad del fluido colchón.....	112
6.2.2 Concentración del ácido y aditivos.....	112
6.2.3 Gasto de inyección.....	112
<i>Ejemplo 6-1. Cálculo del gradiente de presión por fricción permisible.....</i>	<i>113</i>
6.3 Cálculo de la geometría de fractura y distancia de penetración del ácido.....	113
<i>Ejemplo 6-2 Cálculo de la geometría de fractura y distancia de penetración del ácido.....</i>	<i>114</i>
<i>Predicción de la temperatura de inyección en el fondo del pozo.....</i>	<i>116</i>
<i>Predicción de la geometría de la fractura dinámica.....</i>	<i>116</i>
<i>Predicción de la distancia de penetración del ácido.....</i>	<i>117</i>
6.4 Predicción de la conductividad de la fractura debida al ácido y la relación del volumen de colchón y del ácido para la estimulación.....	121
6.4.1 Predicción de la conductividad de la fractura debida al ácido.....	121
<i>Ejemplo 6-3. Cálculo de la conductividad de la fractura debida al ácido.....</i>	<i>122</i>
6.5 Selección del tratamiento más económico.....	126

ÍNDICE

Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 128

REFERENCIAS

Capítulo I

INTRODUCCIÓN.

1 Introducción.

El propósito fundamental de un fracturamiento a la formación ya sea apuntalado o ácido es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca, de esta manera permita colocar apuntalante o la entrada de un tratamiento ácido, estos con el fin de que la fractura no se cierre de nuevo.

Las fracturas se realizan para:

- Incrementar el gasto de producción.
- Extender la vida económica de un pozo.
- Incrementar el radio efectivo de drene.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Recuperación acelerada de producción.
- Incrementar la inyectividad de un pozo para propósitos de inyección.
- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.

El fracturamiento ácido se puede definir como el proceso de estimulación que combina la Acidificación Matricial con la Fractura Hidráulica en el cual un fluido reactivo se inyecta en formaciones carbonatadas a una presión suficiente para fracturar la misma, de tal forma que el ácido inyectado tienda a grabar la roca de una manera no uniforme, creando con ello canales conductivos que permitan un drene o inyección más eficiente en el yacimiento.

El fracturamiento ácido es por lo general usado en formaciones limpias altamente solubles como las calizas y las dolomías, no siendo candidatos carbonatos sucios con solubilidades menores del 65% en ácido clorhídrico (HCl), ya que la creación de canales de flujo gravados se verían dañados debido a la baja solubilidad, además que la liberación de finos tendera a taponar los canales de flujo creados en las formaciones de baja permeabilidad. El fracturamiento ácido a mostrado poca eficacia en arenas, ya que, aunque estas son solubles en ácido fluorhídrico (HF), no se grabará adecuadamente la cara de la fractura, además que existe la posibilidad de que si la arena contiene calizas como material cementante, la liberación de finos a través de la disolución del cementante taponará la fractura y aunado a esto existe el riesgo de la formación de precipitados insolubles.

Uno de los principales problemas a vencer en este tipo de fracturamiento es la longitud que el ácido puede viajar a lo largo de la fractura generada hidráulicamente para grabar adecuadamente las caras de la misma, ya que la penetración del ácido está limitada por la rapidez en que este se consume al entrar en contacto con la formación. Esta longitud alcanzada por el ácido dependerá de varios factores:

Capítulo I

- Tipo de fluido inyectado.
- Volumen.
- Concentración.
- Velocidad de reacción del ácido.
- Temperatura del yacimiento.
- Pérdida de fluido en la formación.

El fracturamiento ácido es muy parecido al fracturamiento hidráulico con apuntalante, La diferencia está en la forma en que generan la conductividad de las fracturas, mientras que en el fracturamiento apuntalado la conductividad se obtiene colocando un material (apuntalante) fuerte y muy permeable que mantenga abierta la fractura luego de que el bombeo se ha detenido y el fluido se ha filtrado hacia la formación, las fracturas ácidas aprovechan la gran reactividad de ciertas rocas del yacimiento con determinados fluidos comúnmente ácidos que graban las paredes de la fractura de tal manera que al cerrarse la misma quedan abiertos conductos de gran permeabilidad.

Las cuestiones principales que deben abordarse en el diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido son:

- La distancia de penetración del ácido vivo en la fractura.
- La conductividad creada por el ácido (y su distribución a lo largo de la fractura).
- La productividad como resultado de un fracturamiento ácido.

1.1 Penetración del ácido en la fractura.

Para predecir la distancia a la que es creada la conductividad de la fractura por el ácido y la distribución final de la conductividad en la roca, necesitamos conocer la distribución de la disolución de la roca a lo largo de la fractura. Esto, a su vez, requiere de una predicción de la concentración de ácido a lo largo de la fractura. La distribución del ácido a lo largo de la fractura se obtiene de la ecuación de balance de ácidos y las condiciones de frontera adecuadas para el flujo lineal en la fractura, con pérdidas de fluido y difusión del ácido a las paredes de fractura (Fig. 1-1).

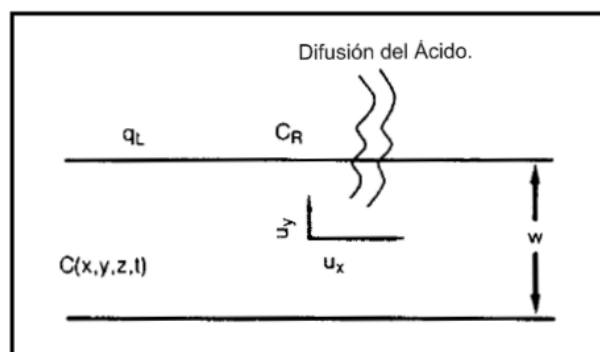


Figura 1-1. Transporte del ácido en la fractura con difusión y pérdida de líquidos.¹

Capítulo I

Nierode y Williams (1972) presentaron una solución para la ecuación de balance de ácido para el flujo en una fractura, adaptada para la solución presentada por Terrill (1965) para la transferencia de calor entre las placas paralelas. Suponiendo estado estacionario y flujo laminar de un fluido newtoniano entre placas paralelas con pérdida constante de fluidos a lo largo de la fractura.

La solución para el perfil de concentración se presenta en la figura 1-2 en función del número de Peleet de pérdida de fluido, definido como:

$$NPe^* = \frac{\bar{w}V_N}{2De^{(\infty)}} \quad (1-5)$$

Donde:

\bar{W} = Espesor promedio de la fractura, ft

V_N = Velocidad promedio de pérdida de fluido a través de las caras de la fractura, ft/min

$De^{(\infty)}$ = Coeficiente de difusión efectiva, ft²/min

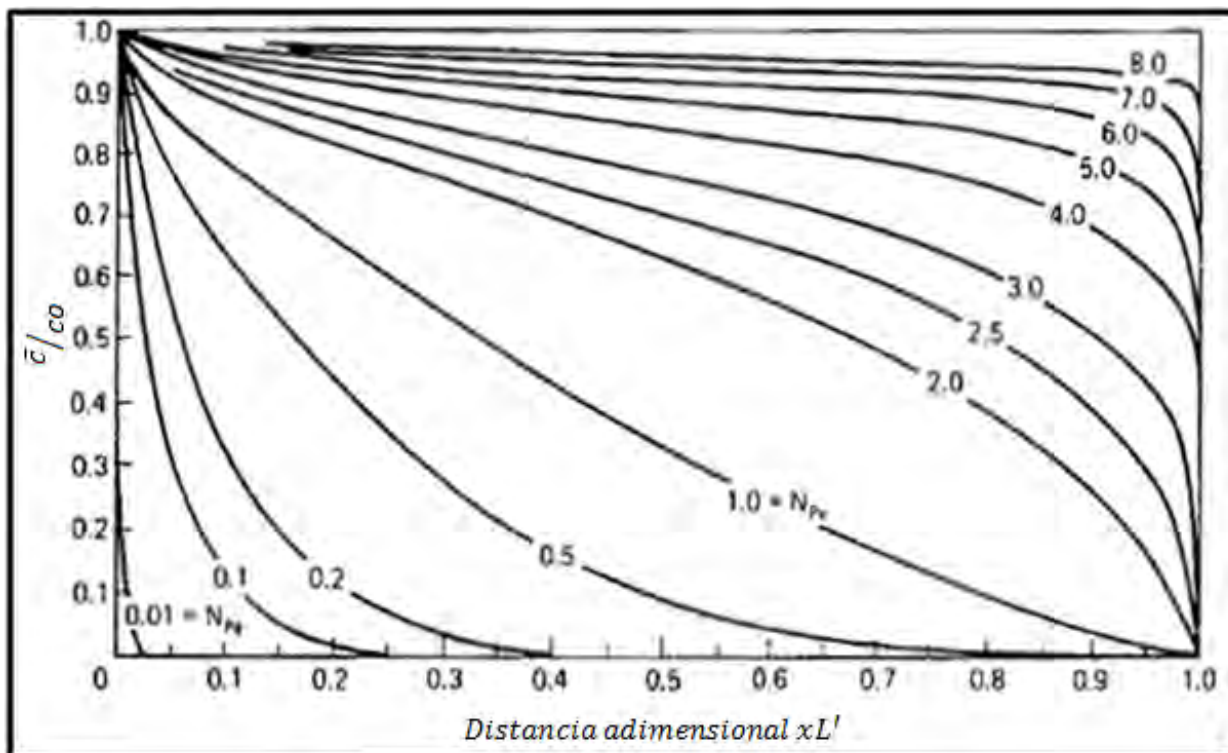


Figura 1-2. Perfiles de concentración de ácido a lo largo de una fractura.²

El coeficiente de difusión efectiva, $De^{(\infty)}$, es generalmente mayor que el coeficiente de difusión molecular, debido a las mezclas adicionales causadas por gradientes de densidad. Los coeficientes de difusión efectiva reportados por Roberts y Guin (1974) se muestran en la figura 1-3, en función del número Reynolds en la fractura ($w^*u_x\rho/\mu$).

Capítulo I

En la figura 1-2, es evidente que a bajos números de Péclet, la concentración de ácido es muy baja antes de llegar al final de la fractura; para un alto número Péclet, las altas concentraciones de ácido llegan al final de la fractura.

Cuando tenemos números bajos de Péclet, la difusión controla la propagación de ácido, mientras que a altos números de Péclet, la pérdida de fluidos es factor de control. Para completar la predicción de la penetración de los ácidos, es necesario un modelo de propagación de la fractura, ya que la distancia real de propagación de ácido depende de la longitud de la fractura.

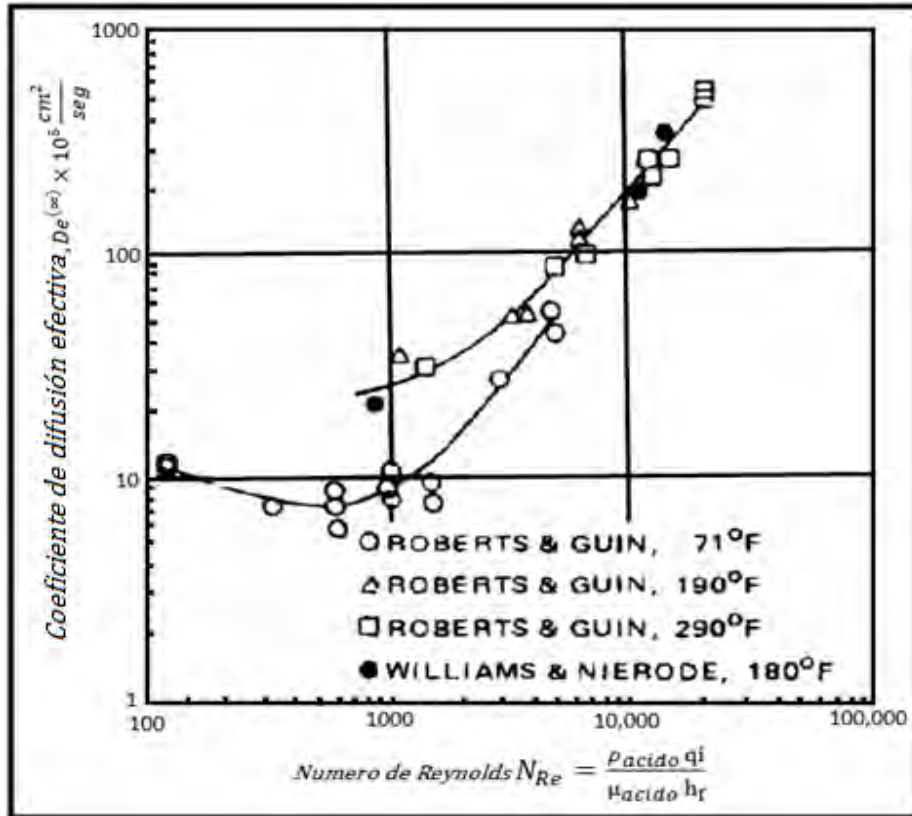


Figura 1-3. Coeficientes de difusión efectiva de ácido.³

Nolte y Economides (1989) demostraron que para que la fractura tenga una eficiencia $\eta \rightarrow 1$, el volumen de fractura debe ser igual al volumen de fluido inyectado.

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \tag{1-6}$$

Donde:

V_f = Volumen de la fractura

V_i = Volumen del fluido inyectado.

Para el cálculo de la longitud de la fractura cuando la eficiencia $\eta \rightarrow 0$

Capítulo I

$$X_f = \frac{5.165q_i\sqrt{t}}{2\pi hC_L} \quad (1-7)$$

Donde:

q_i = gasto de inyección, bpm

h = espesor del yacimiento, ft

t = tiempo, minutos

C_L = coeficiente de pérdida de fluidos, $ft/min^{\frac{1}{2}}$

El cálculo de la anchura promedio de la fractura está dada por el modelo de Perkins y Kern, que posteriormente complemento Nordgren, modelo conocido con las siglas "PKN".

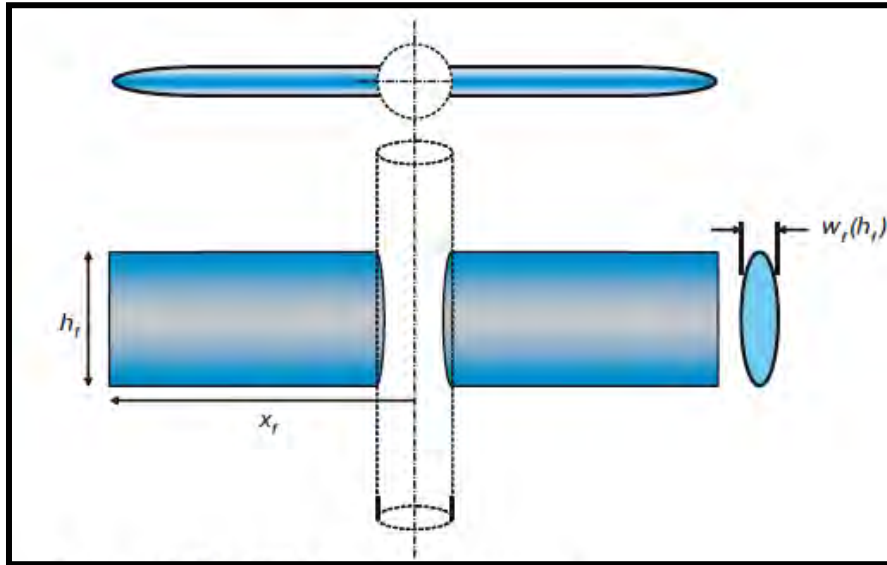


Figura 1-4. Geometría del modelo PKN⁴

En este modelo el pozo tiene forma elíptica, y en el centro de esta elipse se encuentra la mayor anchura y cero para los extremos de la elipse. La anchura promedio de la fractura para una longitud de fractura x_f y para un fluido newtoniano está dada por la ecuación:

$$\bar{w} = 0.3 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (1-8)$$

Donde:

q_i = Gasto de inyección, bpm

\bar{w} = Espesor promedio de la fractura, in

μ = Viscosidad aparente, cp

x_f = Longitud de la mitad la fractura, ft

G = Modulo elástico, psi

= Factor geométrico

ν = Relación de Poisson

Capítulo I

El factor geométrico se aproxima generalmente a 0.75 y el segundo termino de la ecuación a 0.59. El modulo elástico y el modulo de Young se relaciona con la ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (1-9)$$

Donde:

$E = \text{modulo de Young, psi}$

Ejemplo 1-1. Distancia de penetración del Ácido

Para los siguientes datos:

$$\begin{aligned} q_i &= 40 \text{ bpm,} \\ h &= 100 \text{ ft,} \\ C_L &= 5 \times 10^{-3} \text{ ft/min}^{1/2} \\ E &= 2 \times 10^6 \text{ psi,} \\ \nu &= 0.25, \\ \mu &= 100 \text{ cp} \end{aligned}$$

¿A qué distancia del pozo la concentración de ácido será 50% de la concentración inyectada después de 15 minutos de inyección? ¿A qué distancia estará a 10% de la concentración inyectada? Suponga que un coeficiente de difusión efectivo de $De^{(\infty)}_f = 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{s}$ y $\eta \rightarrow 0$. Suponer que el fluido de fracturamiento es un gel ácido.

Solución

Para responder estas preguntas tenemos que calcular el número de Peclet de pérdida de fluido. Cuando $\eta \rightarrow 0$, el gasto de pérdida de líquido es igual al gasto de inyección y el flujo promedio de pérdida de líquidos es la velocidad de inyección dividido por el área de superficie de la fractura:

$$\bar{u}_y = \frac{q_i}{4hx_f} \quad (1-10)$$

De la ecuación 1-7 obtenemos la longitud X_f de la fractura:

$$X_f = \frac{5.165(40)\sqrt{15}}{2\pi(100)(5 \times 10^{-3})} = 254.698 \text{ ft}$$

Ahora calculamos el modulo elástico con la ecuación 1-9:

$$G = \frac{2 \times 10^6}{2(1 + 0.25)} = 0.8 \times 10^6 \text{ psi}$$

Capítulo I

Calculamos ahora el ancho promedio de la fractura con la ecuación 1-8:

$$\bar{w} = 0.3 \left[\frac{(40)(100)(1 - 0.25)(254.698)}{0.8 \times 10^6} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} 0.75 \right) = 0.174 \text{ in} = 0.01455 \text{ ft}$$

Para tener unidades consistentes haremos las siguientes conversiones.

El coeficiente de difusión efectivo en ft^2/min es igual a:

$$De^{(\infty)} = 10^{-4} \frac{cm^2}{s} = 6.458 \times 10^{-6} \frac{ft^2}{min}$$

Y el gasto de inyección en ft^3/min es:

$$qi = 40 \text{ bpm} = 224.583 \frac{ft^3}{min}$$

Ahora con la ecuación 1-10 calculamos el flujo transversal debido a la pérdida de líquidos:

$$\bar{u}_y = \frac{(224.583)}{4(100)(254.698)} = 2.204 \times 10^{-3} \text{ ft/min}$$

De la ecuación 1-5 el número de Peclet de pérdida de fluidos es:

$$N_{Pe} = \frac{(2.204 \times 10^{-3})(0.01455)}{2(6.458 \times 10^{-6})} = 2.489 \approx 2.5$$

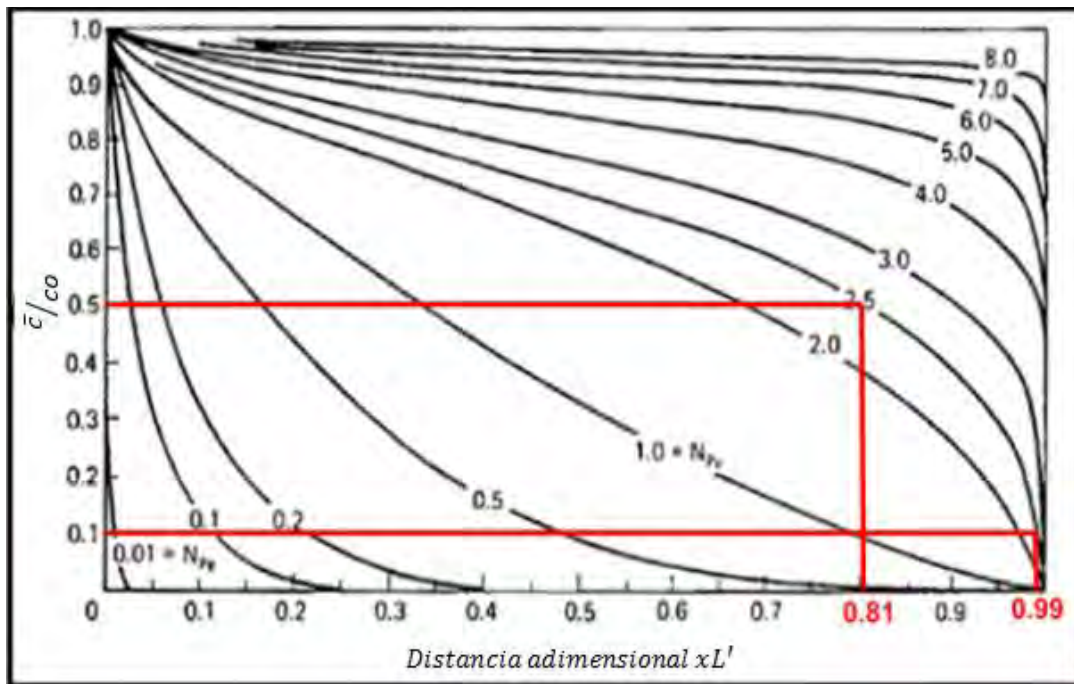


Figura 1-5. Lecturas de ejemplo 1-1

Capítulo I

Con este valor en la figura 1-2 hacemos la lectura para un número Peeler de 2.5, la concentración de ácido será del 50% del valor inyectado a una distancia adimensional de 0.81, o en $(0.81)(224.583) = 181.912$ ft. Del mismo modo, una concentración de 10% de la inyección penetra a una distancia adimensional de 0.99, o una distancia real de $(0.99)(224.583) = 222.337$ ft.

1.2 Conductividad de las fracturas creadas por el ácido.

La conductividad (wk_f) de una fractura ácida es difícil de predecir, porque depende inherentemente de un proceso estocástico: Si las paredes de la fractura no están grabadas heterogéneamente, la conductividad después del cierre será muy pobre. Así, el enfoque adoptado para predecir la conductividad de las fracturas ácidas es una cuestión empírica. Primero, basado en la distribución de ácido en la fractura, se calcula la cantidad de roca disuelta en función de la posición a lo largo de la fractura. Después se utiliza una correlación empírica para calcular la conductividad de fractura basada en la cantidad de roca disuelta. Finalmente, ya que la conductividad generalmente varía significativamente a lo largo de la fractura, se utiliza un procedimiento para obtener la conductividad media de la fractura completa.

No se debe esperar que los métodos para predecir la conductividad de la fractura ácida sean muy precisos. Al medir la conductividad efectiva del fracturamiento ácido en el campo utilizando pruebas de presión transitoria, las técnicas aquí mostradas pueden ser calibradas en campo.

La cantidad de roca disuelta en una fractura ácida está representada por un parámetro llamado el ancho ideal, Wa , definida como el ancho de la fractura creada por la disolución de ácido antes del cierre de la fractura. Si todo el ácido inyectado en una fractura se disuelve en la cara de fractura (es decir, el ácido vivo no se penetra en la matriz o forma agujeros de gusano en las paredes de fractura), el promedio del ancho ideal es simplemente el volumen total de roca disuelta dividido por el área de la fractura:

$$Wa = \frac{XV_a}{2x_f h_f (1-\varphi)} \quad (1-11)$$

$$V_a = q_i * t \quad (1-12)$$

Donde:

X = Poder de disolución volumétrico, definido en la ecuación 3-2

V_a = Volumen del ácido, ft^3

q_i = Gasto de inyección del ácido, ft^3/min

t = Tiempo de inyección, min

x_f = Distancia de penetración del ácido, ft

h_f = Altura de la fractura, ft

φ = Porosidad

Capítulo I

La conductividad ideal de la fractura, wk_{fi} , está dada por:

$$wk_{fi} = 9.36 \times 10^{13} \left(\frac{w_a}{12} \right)^3 \quad (1-13)$$

Donde:

w_a = Espesor medio de la fractura acidificada, in

wk_{fi} = conductividad ideal de la fractura, md-in

Para números de Peclet superiores a 5, la concentración de ácido es casi igual a la concentración inyectada a lo largo de la mayor parte de la longitud de la fractura (ver figura 1-2), y el ancho ideal real es aproximadamente igual a la anchura media ideal. Para números de Peclet bajos, el ácido se gasta mucho más cerca del pozo que a lo largo de la fractura, para calcular la distribución de ancho ideal se deben considerar la distribución y la concentración.

Schechter (1992) presenta una solución (Figura 1-6) basada en los perfiles de concentración de ácido a lo largo de una fractura (figura 1-2).

A partir del ancho ideal de la fractura, la conductividad de una fractura ácida se obtiene de la correlación de Nierode y Kruk (1973). Esta correlación se basa en muchas mediciones de la conductividad de las fracturas ácidas en laboratorio, correlaciona la conductividad con el ancho ideal, esfuerzo de cierre (σ), y la resistencia a la incrustación de la roca (S_{RE}). La correlación de Nierode y Kruk es:

$$wk_f = C_1 \exp(-C_2 \sigma) \quad (1-14)$$

Donde:

$$C_1 = 0.265(wk_{fi})^{0.822} \quad (1-15)$$

$$C_2 = (19.9 - 1.3 \ln(S_{RE})) \times 10^{-3} \quad (1-16)$$

Para $0 < S_{RE} < 20000 \text{ psi}$

$$C_2 = (3.8 - 0.28 \ln(S_{RE})) \times 10^{-3} \quad (1-17)$$

Para $20000 \text{ psi} < S_{RE} < 500000 \text{ psi}$

$$\sigma = \text{esfuerzo de cierre} = (G_f D) - Pwf \quad (1-18)$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura

D = Profundidad

Pwf = Presión de fondo.

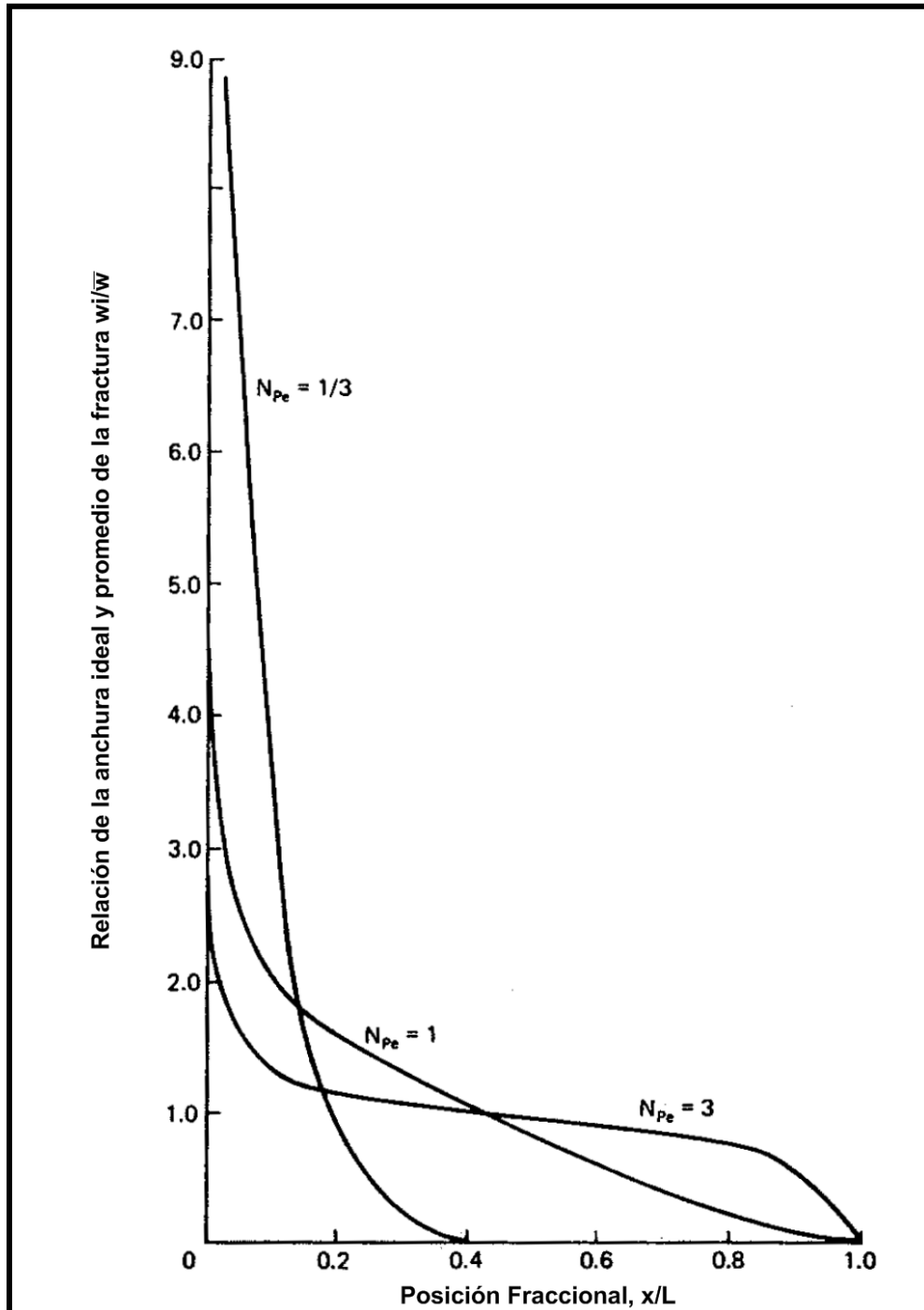


Figura 1-6. Perfiles de anchura ideal de la fractura a lo largo de la fractura.²

Por las constantes de estas ecuaciones, wk_f está en md-ft, w_a está en pulgadas, σ y S_{RE} en psi la resistencia a la incrustación de la roca, es la fuerza necesaria para empujar una esfera de metal a una cierta distancia en la superficie de una muestra de roca. Valores medidos en laboratorio por Nierode y Kruk (1973) de la resistencia a la incrustación y conductividad de fracturas ácidas para varias formaciones carbonatadas se presentan en la siguiente tabla.

Capítulo I

Conductividad efectiva de fracturas para yacimientos conocidos en función de la resistencia a la incrustación de la roca, S_{RE} y el esfuerzo de cierre, σ .

Yacimiento	Conductividad Máxima	S_{RE}	0	1000	3000	5000	7000
San Andres dolomite	2.7×10^8	76,600	1.1×10^4	5.3×10^3	1.2×10^3	2.7×10^2	6.0×10^1
San Andres dolomite	5.1×10^8	63,800	1.2×10^4	7.3×10^3	3.0×10^2	1.2×10^2	4.7×10^1
San Andres dolomite	1.9×10^7	62,700	2.1×10^2	9.4×10^4	1.9×10^6	3.7×10^8	7.2×10^9
Canyon limestone	1.3×10^8	88,100	1.3×10^6	7.6×10^5	3.1×10^3	4.8×10^1	6.8×10^0
Canyon limestone	4.6×10^7	30,700	8.0×10^5	3.9×10^5	9.4×10^4	2.3×10^4	5.4×10^3
Canyon limestone	2.7×10^8	46,400	1.6×10^6	6.8×10^5	1.3×10^3	2.3×10^2	4.4×10^1
Cisco limestone	1.2×10^8	67,100	2.5×10^5	1.3×10^5	3.4×10^2	8.8×10^1	2.3×10^1
Cisco limestone	3.0×10^8	14,800	7.0×10^3	3.4×10^3	8.0×10^2	1.9×10^2	4.4×10^1
Cisco limestone	2.0×10^8	25,300	1.4×10^5	6.2×10^4	1.3×10^4	2.7×10^3	5.7×10^2
Capps limestone	3.2×10^8	13,000	9.7×10^3	4.2×10^3	7.6×10^2	1.4×10^2	2.5×10^1
Capps limestone	2.5×10^8	30,100	1.8×10^4	6.8×10^3	9.4×10^2	1.3×10^2	1.8×10^1
Indiana limestone	4.5×10^8	22,700	4.6×10^3	1.5×10^3	1.5×10^2	1.5×10^1	1.5×10^0
Indiana limestone	2.8×10^7	21,500	7.9×10^3	3.0×10^3	4.3×10^2	6.3×10^1	9.0×10^0
Indiana limestone	3.1×10^8	14,300	7.4×10^3	2.0×10^3	1.4×10^2	1.0×10^1	7.0×10^0
Austin chalk	3.9×10^8	11,100	5.6×10^3	1.6×10^3	1.3×10^2	—	—
Austin chalk	2.4×10^8	5,600	3.9×10^3	1.2×10^3	1.2×10^2	—	—
Austin chalk	4.8×10^8	13,200	1.0×10^4	1.7×10^3	4.9×10^2	1.4×10^2	—
Clearfork dolomite	3.6×10^8	35,000	3.4×10^3	1.7×10^3	4.1×10^2	1.0×10^2	2.4×10^1
Clearfork dolomite	3.3×10^8	11,800	9.3×10^3	1.6×10^4	4.5×10^3	1.3×10^3	—
Greyburg dolomite	8.3×10^8	14,400	2.5×10^3	4.0×10^3	1.0×10^3	2.5×10^2	—
Greyburg dolomite	3.9×10^8	12,200	2.1×10^3	7.9×10^2	1.0×10^2	1.5×10^1	2.0×10^0
Greyburg dolomite	3.2×10^8	16,600	8.0×10^3	1.5×10^4	4.8×10^3	1.6×10^3	—
San Andres dolomite	1.0×10^9	46,500	8.3×10^4	4.0×10^4	9.5×10^3	2.2×10^3	5.2×10^2
San Andres dolomite	2.4×10^8	76,500	1.9×10^4	6.8×10^3	8.5×10^2	1.0×10^2	1.3×10^1
San Andres dolomite	3.4×10^8	17,300	9.4×10^3	2.8×10^3	2.5×10^2	2.3×10^1	—

Tabla 1-1. Conductividad efectiva de fracturas para yacimientos conocidos en función de la resistencia a la incrustación de la roca (S_{RE}) y el esfuerzo de cierre (σ).⁵

Una vez que se obtiene la variación de la conductividad a lo largo de la fractura, se puede calcular una conductividad media de toda la fractura con el fin de estimar la productividad del pozo fracturado con ácido. Si la variación de la conductividad no es demasiado grande, Bennett (1982) demostró que un simple promedio de la conductividad predice la productividad del pozo después de la producción temprana.

Este promedio se calcula como:

$$\overline{wk_f} = \frac{1}{x_f} \int_0^{x_f} wk_f \bar{w} dx \quad (1-16)$$

Este promedio debería ser el adecuado para números Peleeet mayores a 3. Para valores menores, este promedio sobreestimara la productividad del pozo, ya que está fuertemente influenciado por la conductividad elevada cerca del pozo. Esto es posible en fracturas ácidas en que la conductividad es máxima a cierta distancia del pozo (provocadas, por ejemplo, por difusión o por aumento en las velocidades de reacción ya que el ácido se calienta) (Elbel, 1989).

Ejemplo 1-2. Promedio de la conductividad de un fracturamiento ácido

El tratamiento de fracturamiento descrito en el Ejemplo 1-1, se realiza mediante 15% en peso de HCl en una formación de piedra caliza con porosidad del 15%. La formación tiene una resistencia a la incrustación de la roca, S_{RE} de 60.000 psi, y esfuerzo de cierre, σ , de 4000 psi. El ácido es inyectado por un total de 15 minutos. Calcular la conductividad media de fractura después de fracturar.

Solución.

En primer lugar, el ancho ideal promedio se calcula con la ecuación 1-11.

Antes calculamos el volumen total de fluido inyectado en 15 minutos con el gasto de 40 bpm.

$$V_a = (40)(15) = 600 \text{ bbl} = 3368.75 \text{ ft}^3$$

$$W_a = \frac{(0.082)(3368.75)}{2(1 - 0.15)(100)(254.698)} = 0.00638 \text{ ft} = 0.076558 \text{ in}$$

Para este ejemplo se utilizó $X = 0.082$ para el poder de disolución volumétrico del ácido, en el tema III de esta tesis se tomara más a fondo el cálculo de este y se agrega una tabla con valores de X .

El número de Peeler de pérdida de fluido resultó ser 2.5 en el ejemplo 1-1. Interpolando entre las curvas para la $NPe = 1$ y $NPe = 3$ en la figura 1-6, se obtienen los valores de wk_{fi} / W_a . Estos se muestran en la Tabla 1-2.

Resultados de Ejemplo 1-2			
x/xf	wk_{fi} / W_a	wk_{fi} (in)	wk_f (md-ft)
0.2	1.3	0.0995254	2769.92125
0.4	1.05	0.0803859	1634.42467
0.6	0.85	0.0650743	969.822126
0.8	0.65	0.0497627	499.94627

Tabla 1-2. Resultados de ejemplo 1-2.

Utilizando la correlación Nierode-Kruk, y ya que $S_{RE} > 20000$, entonces C_2 se calcula con la ecuación 1-17.

$$C_2 = (3.8 - 0.28 \ln(60000)) \times 10^{-3} = 7.194 \times 10^{-4}$$

Capítulo I

y la combinación de las ecuaciones 1-14 y 1-15.

$$wk_f = 1.47 \times 10^7 wk_{fi}^{2.47} e^{-(7.194 \times 10^{-4})(4000)}$$

$$wk_f = 827124.976 wk_{fi}^{2.47}$$

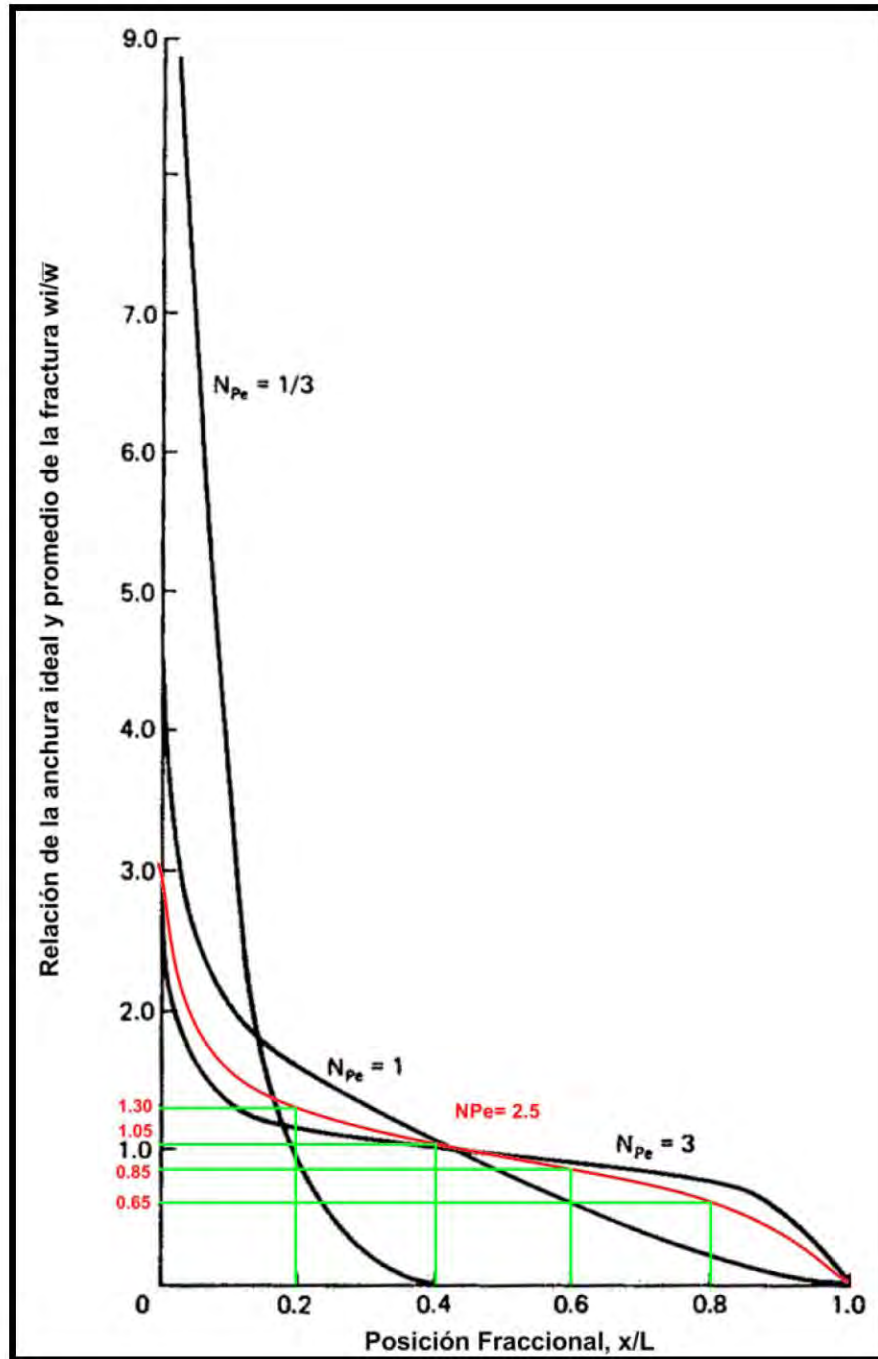


Figura 1-7. Solución de ejemplo 1-2

Capítulo I

En la Tabla 1-2 se muestra la conductividad de fractura de 4 incrementos iguales a lo largo de la fractura, usando el promedio simple, la conductividad media es de $wk_f = 1468.52$ md-pie. Este valor es probablemente alto debido a la alta conductividad cerca del pozo. Por el contrario, según la media armónica da un valor de 998.95 md-pie.

1.3 Productividad de un pozo fracturado con ácido.

La productividad de un pozo fracturado con ácido se puede predecir en la misma forma que para un pozo con una fractura apuntalada, en caso de una fractura, la conductividad media describe adecuadamente el comportamiento del flujo. Un factor que complica es que la conductividad de una fractura de ácido depende en gran medida de la tensión de cierre, y la tensión de cierre será incrementada así como la presión de fondo fluyendo disminuya durante la vida útil del pozo.

Ya que la P_{wf} para un gasto determinado depende de la conductividad de la fractura y la conductividad de fractura depende de la tensión de cierre y este de P_{wf} , es necesario un procedimiento iterativo para determinar la productividad de un pozo fracturado con ácido.

1.4 Comparación entre una fractura apuntalada y una fractura ácida.

La decisión de elegir una fractura apuntalada o una fractura ácida en una formación carbonatada, debe tomarse en base a los resultados esperados después del tratamiento y el costo del tratamiento. El hecho de que el fracturamiento ácido, esté destinado específicamente para las formaciones de carbonato, no descarta la posibilidad del uso de una fractura apuntalada, en caso de que ésta pudiera llevarse a cabo con ventajas económicas.

Las fracturas ácidas, son relativamente cortas y no son en absoluto de infinita conductividad, sobre todo a altas tensiones de cierre. Por otro lado, las fracturas apuntaladas pueden ser mucho más largas, y es casi imposible realizarlas en formaciones carbonatadas, ya que estas frecuentemente están naturalmente fracturadas.

Para pozos fracturados con ácido o apuntalados, existe una longitud de fractura óptima, y por tanto un diseño de tratamiento óptimo. Este tratamiento óptimo es determinado con base en el valor presente neto del tratamiento de fracturamiento. Para seleccionar entre un fracturamiento ácido y uno apuntalado, se deben comparar el valor presente neto de los tratamientos óptimos. En general, puesto que los fracturamientos ácidos resultan en fracturas relativamente cortas, se verán más favorecidos en formaciones de mayor permeabilidad; las fracturas apuntaladas se vuelven más favorables como la longitud de la fractura se vuelve más importante, como sucede con formaciones de baja permeabilidad.

Capítulo I

En algunos casos, especialmente en carbonatos, existe la opción entre tratamientos ácidos y apuntalados. Cada uno tiene ventajas y desventajas, operacionalmente, los tratamientos ácidos son menos complicados debido a que no se utiliza agente apuntalante, además, los riesgos por un arenamiento prematuro, problemas de retorno de arena y la limpieza del pozo no se tienen. El transporte de apuntalante para un fluido de fractura no es más preocupante, sin embargo, el ácido es más caro que un fluido no reactivo.

El ácido utilizado como fluido fracturante elimina muchos problemas inherentes al fracturamiento apuntalante, pero se tienen otros problemas de diferente naturaleza. La longitud efectiva de un fracturamiento apuntalado está limitada por la distancia en que el apuntalante puede ser transportado hacia dentro de la fractura. En una manera similar, la longitud efectiva de un fracturamiento ácido está limitada por la distancia en que el ácido viaja a lo largo de la fractura antes de que esta sea gravada. A altas temperaturas, esto puede ser un problema, sin embargo, la mayor barrera para una penetración de fractura efectiva para el ácido parece ser la pérdida excesiva de fluido. La pérdida de fluidos es un gran problema cuando se usa ácido y es muy difícil su control. La constante erosión de la cara de fractura durante el tratamiento hace difícil la creación de un enjarre que sirva como barrera. En resumen, la pérdida de fluido es muy uniforme y resulta en la creación de agujeros de gusano y amplitud de las fracturas naturales, esto incrementa grandemente el área efectiva cuando la pérdida ocurre y esta pérdida es muy difícil de controlar.

Capítulo II

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA ROCA

2 Características mecánicas de la roca

Como se vio en el capítulo anterior, un fracturamiento ácido, requiere de la generación y propagación de una fractura hidráulica mediante un fluido viscoso, el cual mantiene abierta dicha fractura, este proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la fractura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drene de fluidos del yacimiento.

Una vez creada y propagada la fractura, se coloca ácido dentro de ella para que este reaccione con las caras de la fractura, con la finalidad de realizar un grabado en ellas y obtener los canales conductivos necesarios para la aportación de los fluidos de la formación.

Las características mecánicas de la formación controlan el diseño de las fracturas hidráulicas. La altura de la fractura está relacionada al contraste de las magnitudes de los esfuerzos principales menores en los diferentes estratos geológicos. La presión de fractura y el gradiente de fractura están relacionados al esfuerzo principal menor. La dirección de los esfuerzos indica la dirección de la fractura hidráulica, ya que la misma es perpendicular a la dirección del esfuerzo principal menor. La longitud de la fractura y su propagación están relacionadas con la resistencia al corte y dureza de la roca.

2.1 Comportamiento de la roca

La selección del modelo matemático que represente el comportamiento mecánico de la roca es muy importante. Existe una amplia gama de modelos que intentan representarlo, los hay desde el modelo lineal elástico hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones físico-químicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura.

El modelo más conocido es el lineal elástico, este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo σ y deformación ε , los cuales relaciona la Ley de Hooke, la cual gobierna el comportamiento de un material en su región lineal, es decir que la relación lineal entre el esfuerzo y la deformación para una barra de sección uniforme sometida a tensión o compresión simple puede expresarse mediante la ecuación:

$$\sigma = E\varepsilon \tag{2-1}$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad o Young, psi.

σ = Esfuerzo normal, psi.

ε = Deformación del material, adimensional.

2.1.1 Módulo de Elasticidad o de Young.

El módulo de Young, E , (también conocido como módulo de elasticidad) se define como el cociente entre el esfuerzo sobre la tensión:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (2-2)$$

Debido a que la tensión es adimensional, E , tiene las mismas unidades que el esfuerzo, siendo este una medida de cuanto el material se deforma elásticamente bajo una carga.

En un nivel más fundamental, si el estrés y la presión están estrechamente relacionados (aplicando una presión a una superficie induce un estrés), a continuación, al fracturar podemos pensar en el módulo de Young como una medida de la cantidad de un material (es decir de roca) que elásticamente se deforma cuando uno aplica presión a la misma. Dado que la presión almacena energía, E es también es una medida de cuánta energía se necesita para hacer que se deforme la roca.

Los materiales con un alto módulo de Young (por ejemplo, vidrio, carburo de tungsteno, diamantes y granito) tienden a ser muy duros y frágiles (susceptibles a la rotura frágil). Por el contrario, los materiales con una baja de E (por ejemplo, goma, espuma de polietileno y cera) tienden a ser suave y dúctil (resistente a la rotura frágil).

La deformación elástica es reversible: si la fuerza (o la presión o el estrés) es removida, el material vuelve a su tamaño y forma original. Si tanta fuerza se aplica a un material que pasa más allá de su límite elástico, el material comenzará a deformarse plásticamente. Esto es permanente cuando un resorte se estira ligeramente, regresará a su forma original. Sin embargo, si el resorte se estira demasiado, será permanente, o plásticamente, deformado. El módulo de Young sólo se aplica a la deformación elástica. Como un grupo de materiales, las rocas tienden a no deformar plásticamente. En su lugar, se deforma elásticamente y luego si la fractura de estrés se eleva demasiado. Las excepciones notables a esta son sales, carbonatos suaves y carbonos jóvenes.

2.1.1.1 Módulo de Young Estático.

Esta es la medida estándar de E y es aplicable al fracturamiento hidráulico. El material se está deformando poco a poco y en una sola dirección.

2.1.1.2 Módulo de Young Dinámico.

Esta es la propiedad de roca medida por los medios especiales de registro sonoro. El material ya no es estático, sino que está siendo continuamente estirado y comprimido rápidamente. A menudo hay una variación significativa entre los valores estáticos y dinámicos de E debido a un proceso conocido como histéresis. La histéresis es un retraso de los efectos de las fuerzas, cuando las fuerzas que actúan sobre un cuerpo cambian (como de viscosidad o fricción interna). En esta situación, representa la dependencia de los sistemas físicos. En un material perfectamente elástico, el estrés y la tensión elástica son infinitamente repetible. En un sistema de exhibición de histéresis, la tensión producida por una fuerza depende de la magnitud de la fuerza.

Módulo en el plano preferencial de fractura.

En fracturamiento hidráulico, la tensión en la dirección perpendicular al plano de fractura (es decir, la dirección en que se produce ancho de la fractura) es efectivamente cero. Esto se conoce como "deformación plana", lo que implica que la tensión sólo existe en una dirección perpendicular a la dirección en la que la tensión es cero. Para dar cuenta de esta anomalía, los modelos de fractura utilizan el módulo de deformación plana, E', para el cálculo de ancho de la fractura:

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad (2-3)$$

De la ley de Hooke como ya se dijo anteriormente E se conoce como Modulo de Elasticidad o Modulo de Young, siendo una medida de la rigidez de la roca y sus valores típicos para las rocas de yacimientos varían entre $0.5 E^6 < E < 5 E^6$; a mayor valor de E, mayor es la rigidez de la roca. Esta constante afecta directamente a la propagación de la fractura, a valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada; mientras que a valores grandes resultan en una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

2.1.2 Relación de Poisson (ν).

Cuando un material es comprimido, este sufre una deformación en dos direcciones distintas, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo como se muestra en la figura 2-1.

Si definimos ambas deformaciones con sus respectivas deformaciones tenemos:

$$\epsilon = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad (2-4)$$

$$\epsilon = \frac{D_2 - D_1}{D_1} \quad (2-5)$$

Capítulo II

Donde:

ϵ = Expansión lateral de la roca.

σ = Contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

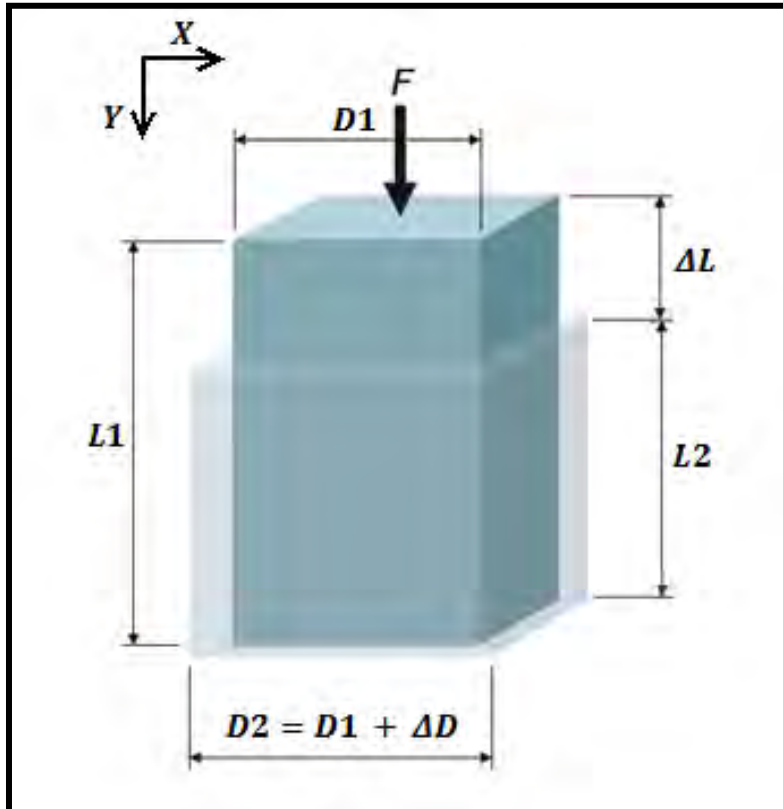


Figura 2-1. La aplicación de la fuerza F en la dirección Y , también producirá una deformación en la dirección X .⁴

La relación de Poisson, se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\epsilon}{\sigma} \quad (2-6)$$

Es adimensional y su rango de variación está entre 0.1 y 0.4.

Tipo de Roca	Modulo de Young (10^6 psi)	Relación de Poisson
Caliza	5-13	0.30-0.35
Arena no Consolidada	0.2-1.3	0.25-0.35
Arena Consolidada	1-8	0.15-0.30
Pedernal	4-8	0.20-0.30
Esquisto/Lutita	1-5	0.25-0.45
Carbón Mineral	0.10-1.0	0.35-0.45

Tabla 2-1 de Valores Típicos de las Constantes Elásticas.

Capítulo II

La relación de Poisson es un factor importante para determinar el gradiente de tensión de la formación, pero es menos importante para definir las dimensiones de fractura, aunque sí tiene algún efecto. Por definición, la relación de Poisson es siempre inferior a 0.5 (de lo contrario un esfuerzo de compresión uniaxial se traduciría en un aumento de volumen) y los valores típicos de la relación de Poisson de las rocas está entre 0.2 y 0.35 como se muestra en la Tabla 2-1.

2.1.3 Constante Poroelástica (α).

Cuando en el modelo elástico se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca, éste se convierte en un modelo poroelástico, el cual es ampliamente utilizado en simuladores comerciales para diseño de fracturamiento hidráulico.

Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Uno de los más comunes es el coeficiente poroelástico (α), llamada también "Constante de Biot", la cual refleja la eficiencia del fluido para contrarrestar la carga vertical aplicada. Cuanto más alto es su valor, mayor es la eficiencia y menor el Esfuerzo Efectivo (σ') aplicado sobre la matriz rocosa. Para pozos de aceite el valor de esta constante es de 0.70 aproximadamente, cambiando durante la vida del pozo, ya que se ve afectada por el decremento en la presión del yacimiento. Por lo que se tiene que si $P_y \rightarrow 0$, entonces $\alpha \rightarrow 0$ y $\sigma' \rightarrow \sigma$

2.1.4 Estado de esfuerzos.

El concepto de esfuerzo se refiere a la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie, en base a esto se obtienen:

- Esfuerzos normales que actúan perpendicularmente al plano de aplicación σ .
- Esfuerzos de corte que actúan paralelamente al plano de aplicación τ .

Esfuerzos efectivos (σ'), se entienden por la carga neta soportada por la estructura mineral sólida, la existencia de fluido en los poros de la matriz de la roca, induce que parte de la carga sea soportada por el fluido, de esta manera, se experimentan diferencias entre el esfuerzo total y el esfuerzo efectivo.

Los Esfuerzos se consideran positivos (+) cuando son de Compresión y negativos cuando son de Tensión (-).

2.2 Efectos o factores que inciden sobre el estado de esfuerzo

Son efectos o factores que inciden sobre el estado de esfuerzos presentes en la formación, de los cuales podemos mencionar los principales.

- Presión de poro
- Temperatura

Capítulo II

- Criterios de falla
- Orientación de la fractura

La matriz rocosa solo se ve afectada por el esfuerzo efectivo, debido a que el fluido contenido en ella soporta parte del esfuerzo aplicado y actúa como un “muelle amortiguador”, la ecuación que lo representa es:

$$\sigma' = \sigma - \alpha * P \quad (2-7)$$

Donde:

σ' = Esfuerzo efectivo, psi.

σ = Esfuerzo normal, psi.

α = Coeficiente Poroelástica de Biot, adimensional.

P = Presión de poro

Analizando la ecuación podemos ver que, a medida que la presión de poro disminuye, el esfuerzo efectivo se hace mayor, hasta alcanzar el valor de la carga litológica cuando la presión de poro cae a cero (P= 0).

Con este análisis podemos deducir que la porosidad de la roca disminuye por la aplicación de una carga mayor y, por ende, la permeabilidad es más baja. Al mismo tiempo, si se desea fracturar esta zona, la energía a aplicar para iniciar y propagar la fractura es mayor, debido a que ya no tenemos un fluido presurizado dentro del yacimiento que nos ayude a abrir la roca. Es por eso que durante el fracturamiento es más difícil iniciar una fractura cuando la formación está en su etapa madura.

Ahora, en caso inverso, en que la presión de poro se incrementa debido a la inyección de fluidos al yacimiento durante el fracturamiento, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye. En este caso, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta se filtra hacia la formación, lo que ocasiona una disminución del esfuerzo efectivo permitiendo iniciar la fractura más fácilmente.

2.2.1 Temperatura.

Cuando introducimos fluidos a la formación se crea un efecto importante, ya que estos generalmente se inyectan a menor temperatura que los fluidos contenidos en el yacimiento, esto origina un súbito golpe térmico por cambio de temperatura que altera el estado de esfuerzos de la roca. La magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía directamente proporcional a la variación de temperatura (dT); por ello, el enfriamiento ocasionado a la formación con el fluido fracturante disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y facilita el inicio de la fractura hidráulica. Esta es la principal razón que justifica el bombeo de un precolchón, además que una temperatura más baja en el yacimiento ayudara en un mejor desempeño del tratamiento ácido.

2.2.2 Criterios de falla.

Estos criterios se utilizan para comprender bajo qué condiciones de carga la roca falla, al estar dentro de un ambiente cerrado, la interacción de los tres esfuerzos principales, junto con una cuarta componente que es la presión de poro (variable con el tiempo), hace que bajo cierta combinación la roca falle.

La roca puede fallar cuando es sometida a compresión o a tensión, uno de los criterios de falla más comunes es el de Mohr-Coulomb, basado en el clásico diagrama de Mohr; donde una envolvente de falla define el límite entre la integridad de la roca y el punto donde falla.

En un fracturamiento hidráulico, la presión ejercida en la pared del pozo incrementa los esfuerzos de tensión hasta fracturar la formación. Una falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo efectivo mínimo en la pared del pozo (σ_{min}) es mayor que la resistencia a la tensión de la roca (σ_t). Una vez que la fractura se inició, el criterio para definir si la fractura se propagará hacia el interior de la formación está definido por la siguiente ecuación.

$$Pf \geq \sigma'_{min} \quad (2-8)$$

Los criterios de falla nos ayudan no solo a determinar esa condición, sino también la dirección del plano de falla.

2.2.3 Orientación de la fractura.

La orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos *in-situ* y al mecanismo que la genera. El caso que aquí nos ocupa es donde el estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

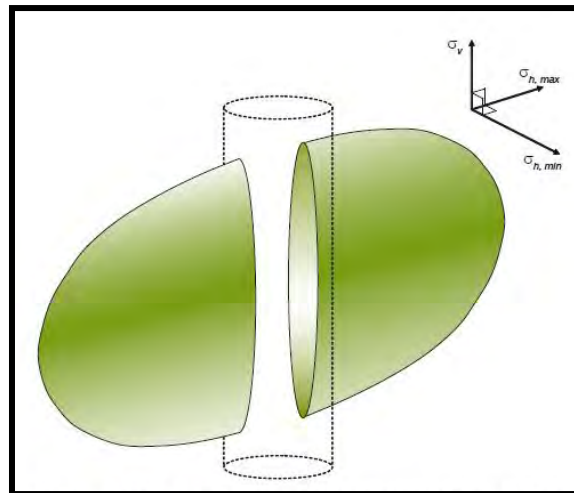


Figura 2-2. Propagación perpendicular de la fractura al esfuerzo principal mínimo.⁴

Capítulo II

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular a σ_h , como lo ilustra la figura 2-2, independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos. Las técnicas de cálculo y evaluación de una fractura se basan en el entendimiento absoluto de la mecánica de las rocas, para ello se deben determinar las condiciones "in-situ" para alcanzar un diseño y una interpretación adecuada y tan cercana a la realidad como sea posible.

Capítulo III.

INTERACCIÓN ENTRE ÁCIDO Y ROCA.

3 Interacción entre ácido y roca

Después de haber realizado la fractura hidráulica el siguiente paso es la interacción de los fluidos reactivos con la formación para crear los canales conductivos. Hay dos factores que controlan la efectividad de un fracturamiento ácido:

- Penetración de la fractura conductiva (longitud de fractura)
- Conductividad de la fractura

Debido a lo anterior, se debe estimar primeramente la cinética de reacción del ácido, la cual depende de la velocidad con que se transporte hacia la superficie de la roca fracturada y de la velocidad con que éste reaccione en dicha superficie.

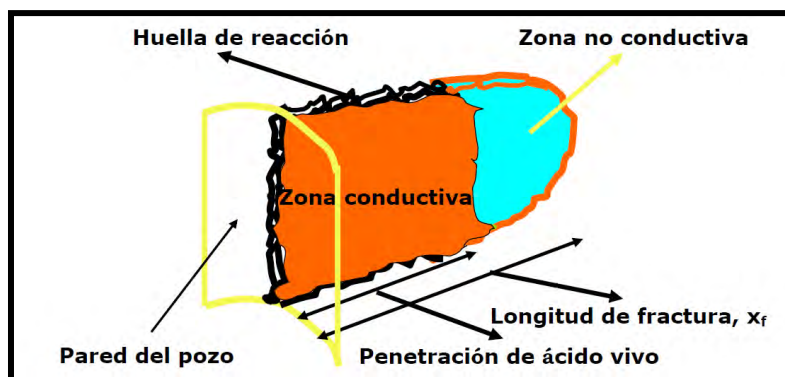


Figura 3-1. Conceptualización esquemática de una fractura ácida.¹¹

3.1 Penetración de la fractura conductiva.

La longitud de esta penetración corresponderá a la longitud de fractura que efectivamente ayude al drene de los fluidos del yacimiento. Cuando el ácido entra en contacto con los minerales expuestos en las paredes de la fractura, éste las disolverá hasta gastarse, dejando una longitud limitada con huella de reacción.

Como ya se menciona, la longitud que pueda avanzar el ácido en la fractura es uno de los problemas principales de este tipo de fracturamiento, y esta dependerá de:

- Las características de pérdida del fluido reactivo.
- El mecanismos de reacción entre el ácido y la roca
- La velocidad de flujo del ácido en la fractura.

3.1.1 Pérdida del fluido reactivo.

La pérdida de fluido reactivo es quizás el problema más grave que se pueda presentar, ya que éste tiende a perderse perpendicularmente a las caras de la fractura y dadas sus características de reacción se producen los llamados “agujeros de gusano”, a través de los poros más grandes o de las fisuras que se encuentre a su paso, los agujeros de gusano incrementan la pérdida del ácido en la formación y limitan considerablemente la penetración del ácido vivo en la fractura para continuar disolviendo minerales calcáreos, esto propicia que sólo una pequeña parte de la fractura quede con huella de reacción.

Para evitar este problema, el primer fluido no reactivo que desarrolla la fractura debe construir un pseudoenjarre para limitar la pérdida del ácido, sin embargo suele ocurrir que el ácido, por su alta reactividad con la roca, destruya cualquier pseudoenjarre formado por los aditivos de control de pérdida.



Figura 3-2. Agujeros de gusano generados en un núcleo debido a la inyección de una mezcla con 15% de HCl y un 9% de ácido fórmico.⁶

Estos canales conductores llamados agujeros de gusano, durante el transcurso del tratamiento forman una compleja red de alta permeabilidad, y la creación de estos puede describirse a través de la relación entre la velocidad de disolución neta del ácido y el transporte del ácido vivo hacia la superficie del agujero de gusano, expresada por el número adimensional de Damkoehler⁷ El número de Damkoehler depende de una variedad de factores, incluyendo las características específicas de las rocas, las propiedades del sistema ácido, la velocidad de inyección y la temperatura.



Figura 3-3. Formación de un agujero de gusano en una geometría radial.¹⁰

Al igual que en el fracturamiento con sustentante, en el fracturamiento ácido se usan aditivos para el control de pérdida de fluidos, solo que en el caso del fracturamiento ácido, los aditivos tienen menos efectividad por la constante erosión del pseudoenjarre. La efectividad de los aditivos de pérdida de fluido dependerá de su estabilidad en el ácido y se utilizan en mayor proporción.

Si durante un fracturamiento se observa una caída continua de presión, es en general indicativo de una excesiva pérdida del ácido en la formación, lo que nos causa poca penetración de ácido vivo en la fractura, y por el contrario, si la presión permanece constante se evidencia una baja pérdida de ácido en la formación y por lo tanto una mayor penetración de fractura conductiva.

3.1.2 El mecanismo de reacción entre el ácido y la roca.

Cuando inyectamos un fluido reactivo a la formación, este reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca, a este tipo de reacción entre un fluido y un sólido se conoce como Reacción Heterogénea y se presenta cuando dos moléculas se ponen en contacto y tienen suficiente energía para vencer la barrera de activación.

Los mecanismos implicados en una reacción son:

- Estequiometría de la reacción.
- Equilibrio Termodinámico de la reacción.
- Velocidad de reacción.

3.1.2.1 Estequiometría de la reacción.

La estequiometría se puede definir como el cálculo de las relaciones cuantitativas entre reactivos y productos en el transcurso de una reacción química, estos cálculos se realizan para conocer con precisión la cantidad que se va a obtener de un determinado producto, conocidas las cantidades de los reactivos o, por el contrario, las cantidades de reactivo que se han de utilizar para obtener una determinada cantidad de producto. Para nuestro propósito se puede definir como el proceso que describe el número de moléculas de fluido reactivo (ácido) requeridas para disolver una cantidad de sólidos (roca).

Capítulo III.

En una estimulación o un fracturamiento ácido, las principales reacciones químicas de interés se dan entre el ácido clorhídrico (HCl) con los compuestos de las formaciones carbonatadas, como: la caliza (CaCO_3) y la dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), las cuales reaccionan dando como resultado: cloruro de calcio (CaCl_2), agua (H_2O) y dióxido de carbono (CO_2). En arenas y arcillas la reacción se hace con ácido fluorhídrico (HF), que por lo general se utiliza mezclado con HCl, esto nos da como resultado ácido flusilico (H_2SiF_6) y agua (H_2O).

Los ácidos más comunes son el HCl y HF/HCl, mientras que los ácidos orgánicos tienen aplicación en situaciones especiales, todos los ácidos tienen la particularidad de que al reaccionar liberan iones y aniones de hidrógeno. Las reacciones más comunes entre estos ácidos y los minerales de las formaciones, se dan en la siguiente tabla.

Tabla de Reacciones primarias del ácido con minerales de la formación.	
Para el HCl	
Calcita	
$2\text{HCl} + \text{CaCO}_3$	$\longrightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$
Dolomía	
$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	$\longrightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$
Siderita	
$2\text{HCl} + \text{FeCO}_3$	$\longrightarrow \text{FeCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
Para el HF/HCl	
Cuarzo	
$4\text{HF} + \text{SiO}_2$	$\longrightarrow \text{SiF}_4 + \text{H}_2\text{O}$
$\text{SiF}_4 + 2\text{HF}$	$\longrightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6$
Feldespato de sodio	
$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+$	$\longrightarrow \text{Na}^+ + \text{AlF}_2 + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$
Feldespato de potasio	
$\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+$	$\longrightarrow \text{K}^+ + \text{AlF}_2 + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$
Kaolita	
$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 24\text{HF} + 4\text{H}^+$	$\longrightarrow 4\text{AlF}_2 + 4\text{SiF}_4 + 18\text{H}_2\text{O}$
Montmorilonita	
$\text{Al}_2\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4 + 40\text{HF} + 4\text{H}^+$	$\longrightarrow \text{AlF}_2 + 8\text{SiF}_4 + 24\text{H}_2\text{O}$
Hematita	
$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 6\text{HCl}$	$\longrightarrow 2\text{Fe}^{3+} + 6\text{Cl}^- + 3\text{H}_2\text{O}$
Magnetita	
$\text{Fe}_3\text{O}_4 + 8\text{HCl}$	$\longrightarrow 2\text{Fe}^{3+} + \text{Fe}^{2+} + 8\text{Cl}^- + 3\text{H}_2\text{O}$

Tabla 3-1. Reacciones primarias del ácido con minerales de la formación.

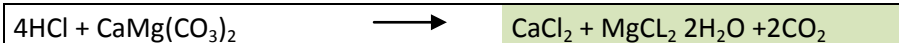
Capítulo III.

Usando como ejemplo el caso de las calizas en reacción con HCl tenemos:



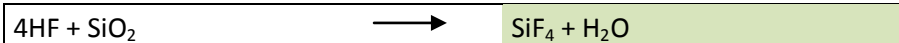
Esta expresión indica que se necesitan dos moles de HCl para reaccionar con un mol de CaCO_3 y dar como resultado un mol de CaCl_2 , H_2O y CO_2 . Los números 2 y 1 que multiplican los la HCl y CaCO_3 son conocidos como coeficientes estequiométricos

Otro ejemplo puede ser el caso de las dolomías con HCl.

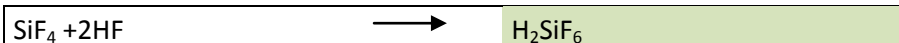


Aquí se necesitan 4 moles de HCl para reaccionar con un mol de $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ y obtener un mol de CaCl_2 y MgCl_2 , dos moles de H_2O y CO_2 .

En el caso de los silicatos de las arenas, cuando el ácido fluorhídrico reacciona pueden ocurrir otras reacciones secundarias, que tienen influencia sobre la reacción total estequiométrica. Por ejemplo cuando el HF reacciona con el cuarzo (SiO_2), la primera reacción es:



Produciendo tetrafluoruro de sílice (SiF_4) y agua, la estequiometría de esta reacción muestra que 4 moles de HF se requieren para reaccionar con un mole de SiO_2 . Sin embargo el SiF_4 , producido puede también reaccionar con el HF y formar ácido fluosilico (H_2SiF_6) de acuerdo con la siguiente reacción.



Si esta segunda reacción se completa quiere en total se requerirán 6 moles de HF para reaccionar con 1 mole de cuarzo, ya que 4 son consumidos en la primera reacción y 2 más en la segunda. Finalmente la cantidad total de HF requerido dependerá de la concentración del ácido.

Cabe mencionar que las reacciones entre el HF y los minerales de sílice, únicamente la primera reacción es mencionada en la tabla, las reacciones secundarias consumirán mayor cantidad de HF por mole de mineral, lo cual cambia la estequiometría.

Este tipo de cálculos estequiométricos son de gran importancia en las reacciones ácido-roca y nos permiten calcular el volumen de roca disuelta para un volumen de ácido dado. Una manera conveniente de expresar las reacciones estequiométricas es mediante el poder de disolución⁸, que expresa la cantidad de mineral que puede ser consumido por una cantidad dada de ácido sobre una masa o volumen.

Capítulo III.

La estequiometría es determinada cuando, el tipo de roca y el ácido están bien definidos, como es el caso de las reacciones entre caliza o dolomía con el ácido clorhídrico. En el caso de minerales más complejos, como las mezclas de arcillas que forman varios productos al reaccionar con el ácido fluorhídrico, la estequiometría se basa en valores promedio. En la Tabla 3-1 se muestran las ecuaciones estequiométricas entre ácidos y minerales, implicados en una estimulación reactiva.

El poder de disolución es definido como la masa consumida de mineral por una masa de ácido dado.

$$\beta = \frac{v_{\text{mineral}} MW_{\text{mineral}}}{v_{\text{ácido}} MW_{\text{ácido}}} \quad (3-1)$$

Donde:

β = Poder gevimétrico de disolución.

v_{mineral} = Coeficiente estequiométrico del mineral, adimensional

$v_{\text{ácido}}$ = Coeficiente estequiométrico del ácido, adimensional.

MW_{mineral} = Peso molecular del mineral, gr/mol.

$MW_{\text{ácido}}$ = Peso molecular del ácido, gr/mol.

El poder de disolución volumétrico "X", es otra manera de definir el poder de disolución de una solución ácida sobre un mineral. Y está definido entre el volumen de mineral disuelto para un volumen de ácido dado y se relaciona con el poder de disolución gevimétrico de la siguiente manera:

$$X = \frac{\rho_c \beta C}{\rho_{CaCO_3}} \quad (3-2)$$

Donde:

X = Poder de disolución

C = Concentración del ácido, porcentaje.

ρ_c = Densidad del ácido, gr/cm³

ρ_{CaCO_3} = Densidad de la roca, gr/cm³

Poder de disolución del HF a una concentración (Xc)			
X	Cuarzo	X	Albita
0.015	0.006	0.019	0.008
0.023	0.010	0.028	0.011
0.030	0.018	0.037	0.015
0.045	0.019	0.056	0.023
0.060	0.025	0.075	0.030

Tabla 3-5. Poder de disolución del ácido fluorhídrico a una concentración (Xc)

Capítulo III.

Para facilitar los cálculos se dan las siguientes tablas, del peso molecular de los componentes presentados en las reacciones con los ácidos.

Tabla de pesos moleculares de los componentes presentados en la reacción ácido-roca.		
Elementos		
Elemento	Símbolo	Peso Molecular(masa/mole)
Hidrógeno	H	1.0079
Carbón	C	12.0107
Oxígeno	O	15.9994
Flúor	F	18.9984
Sodio	Na	22.9897
Magnesio	Mg	24.3050
Aluminio	Al	26.9815
Sílice	Si	28.0855
Cloro	Cl	35.4530
Potasio	K	39.0983
Calcio	Ca	40.0780
Fierro	Fe	55.8450
Moléculas		
Ácido clorhídrico	HCL	36,46
Ácido Fluorhídrico	HF	20,01
Calcita	CaCO ₃	100,10
Dolomía	CaMg(CO ₃) ₂	2184.40
Siderita	FeCO ₃	115.80
Cuarzo	SiO ₂	60.08
Albita(Feldespatos de sodio)	NaAlSi ₃ O ₈	265.30
Ortoclasta (Feldespatos de potasio)	KAlSi ₃ O ₈	278.40
Kaolita	Al ₄ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₈	516.40
Bentonita o montmorilonita	Al ₄ Si ₈ O ₂₀ (OH) ₄	720.80

Tabla 3-2. Peso molecular de los componentes presentados en reacción con los ácidos.

En general, la HCl tiene la mayor capacidad de disolución, seguido por el ácido fórmico y ácido acético. Las cifras presentadas en la Tabla 3-3, no tienen en cuenta las limitaciones que pueden presentarse por el equilibrio químico. Por lo general, en los tratamientos de campo, los ácidos orgánicos no reaccionan por completo, por lo que un determinado volumen de ácido se disuelve menos roca que se indica en la Tabla 3-3.

Capítulo III.

Poder de disolución para varios ácidos y minerales ⁷						
Formulación	Ácido	%100	5%	10%	15%	30%
Caliza CaCO ₃ con ρ _{CaCO₃} =2.71 gr/cc	Clorhídrico (HCL)	1.37	0.026	0.053	0.081	0.175
	Fórmico (HCHO2)	1.09	0.2	0.41	0.062	0.129
	Acético (HC2H3O2)	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomía CaMg(CO ₃) ₂ con ρ _{CaMg(CO₃)₂} =2.87 gr/cc	Clorhídrico (HCL)	1.27	0.023	0.046	0.071	0.152
	Fórmico (HCHO2)	1	0.018	0.036	0.054	0.112
	Acético (HC2H3O2)	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

Tabla 3-3. Comparación del poder de disolución para varios ácidos y minerales.⁸

Tabla de Densidad del ácido clorhídrico a diferentes concentraciones (a 20°C)	
Porcentaje de HCl, %	Densidad, gr/cm ³
1	1.0032
2	1.0082
4	1.0181
6	1.0279
8	1.0376
10	1.0474
12	1.0574
14	1.0675
16	1.0776
18	1.0878
20	1.098
22	1.1083
24	1.1187
26	1.129
28	1.1392
30	1.1493
32	1.1593
34	1.1691
36	1.1789
38	1.1885
40	1.1980

Tabla 3-4. Densidad del ácido clorhídrico a diferentes concentraciones (a 20°C)⁸

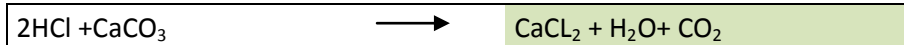
Capítulo III.

Ejemplo 3.1 Cantidad de caliza que disuelve un ácido, concentración del ácido.

Estimar la cantidad de caliza disuelta por 1000 litros de solución de HCL al 15% en peso.

Solución.

De la Tabla 3-1 de reacciones primarias del ácido con minerales de la formación, la reacción química del HCL con Caliza, es:



Los pesos moleculares de los elementos químicos involucrados en esta reacción los obtenemos de la Tabla 3-2 de pesos moleculares de los componentes presentados en la reacción ácido-roca.

Hidrógeno	H	1.0079
Carbón	C	12.0107
Oxígeno	O	15.9994
Cloro	Cl	35.4530
Calcio	Ca	40.0780

El peso moléculas de los compuestos que intervienen en la reacción son:

$$2\text{HCl} = 2 \times (1.0079 + 35.453) = 72.921 \frac{\text{kg}}{\text{mol-kg}}$$

$$\text{CaCO}_3 = 40.078 + 12.0107 + 3 \times 15.9994 = 100.087 \frac{\text{kg}}{\text{mol-kg}}$$

$$\text{CaCl}_2 = 40.078 + 2 \times 35.453 = 110.984 \frac{\text{kg}}{\text{mol-kg}}$$

$$\text{H}_2\text{O} = 2 \times 1.00797 + 15.9994 = 18.015 \frac{\text{kg}}{\text{mol-kg}}$$

$$\text{CO}_2 = 12.01115 + 2 \times 15.9994 = 44.009 \frac{\text{kg}}{\text{mol-kg}}$$

De esto podemos deducir que:

73 kg/mol-kg de **HCL** reaccionarán con 100 kg/mol-kg de **CaCO3** para producir 111 kg/mol-kg de **CaCl2**, 18 kg/mol-kg de **H2O** y 44 kg/mol-kg de **CO2**.

El único dato que tenemos es que se trata de una solución de 1000 litros al 15%.

$$V_{\text{HCl}} = 1000 \text{ litros de HCL } 15 \%$$

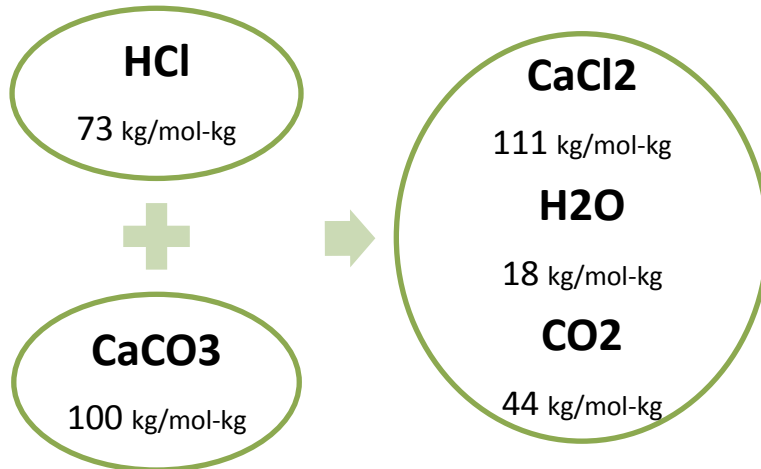


Figura 3-4. Reacción entre 2 moléculas de HCl y una de CaCO₃

De la Tabla 3-4 de densidad del ácido clorhídrico a diferentes concentraciones interpolamos para obtener la densidad del HCl a 15%.

$$\rho_{\text{HCl}} = 1.0726 \text{ kg/l (densidad del HCl al 15\%)}$$

Por definición:

$$\rho = \frac{w}{V}$$

Para nuestro caso, tenemos que:

$$\rho_{\text{HCl}} = \frac{w_{\text{HCl}}}{V_{\text{HCl}}}$$

Donde w_{HCl} es el peso de la mezcla de HCl + H₂O y V_{HCl} es el volumen de la misma mezcla.

Despejando w_{HCl} de la expresión anterior y sustituyendo los valores obtenemos:

$$w_{\text{HCl}} = (1000 \text{ litros})(1.0726 \text{ kg/litro}) = 1072.6 \text{ kg de (HCl + H}_2\text{O)}$$

Para el peso del ácido, multiplicamos el peso de la mezcla por la concentración de HCl:

$$w_{\text{ácido}} = (1072.6 \text{ kg})(0.15) = 160.89 \text{ kg}$$

Ahora ocupamos una regla de tres para obtener la cantidad de CaCO₃ que Disuelve 160.89 kg de HCl.

$$\frac{72.921 \text{ kg (HCl)}}{100.087 \text{ kg (CaCO}_3)} = \frac{160.89 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CaCO}_3)}$$

$$X \text{ kg (CaCO}_3) = 220.636 \text{ kg (CaCO}_3)$$

Capítulo III.

De la misma manera para los componentes de la reacción, tenemos:

Para CaCl_2

$$\frac{72.921 \text{ kg (HCl)}}{110.984 \text{ kg (CaCl}_2)} = \frac{160.89 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CaCl}_2)}$$

$$X \text{ kg (CaCl}_2) = 244.870 \text{ kg (CaCl}_2)$$

Para CO_2

$$\frac{72.921 \text{ kg (HCl)}}{44.009 \text{ kg (CO}_2)} = \frac{160.89 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CO}_2)}$$

$$X \text{ kg (CO}_2) = 97.099 \text{ kg (CO}_2)$$

Para H_2O

$$\frac{72.921 \text{ kg (HCl)}}{18.015 \text{ kg (H}_2\text{O)}} = \frac{160.89 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (H}_2\text{O)}}$$

$$X \text{ kg (CaCO}_3) = 39.747 \text{ (CaCO}_3)$$

Entonces podemos deducir que:

1000 *litros de HCl al 15 % disolverán:*

220.636 *Kg de CaCO₃, produciéndose:*

244.870 *kg CaCl₂*

97.099 *kg CO₂*

49.747 *kg H₂O*

Por otra parte, si el peso específico del CaCO_3 es de 2.71 kg/litro, el volumen disuelto de CaCO_3 será de:

$$V = \frac{w}{\rho} = \frac{220.636 \text{ kg (CaCO}_3)}{2.71 \text{ kg/litro}} = 81.415 \text{ litros (CaCO}_3)$$

3.1.2.2 Equilibrio Termodinámico de la reacción.

El equilibrio termodinámico es alcanzado generalmente antes de que el ácido haya reaccionado totalmente, la reacción entre un ácido y un mineral conlleva a la formación de otros productos y esto prosigue hasta alcanzarse un equilibrio, punto en el cual la reacción cesa. Una vez que la reacción está en equilibrio, ésta es irreversible, es decir, los productos de reacción se combinan

Capítulo III.

para formar nuevamente moléculas de reactantes. El equilibrio depende de las condiciones termodinámicas en que se realiza la reacción y por supuesto de los reactantes implicados, especialmente en la reacción entre carbonatos y ácidos orgánicos, ya que estos pueden llegar a agotarse en un 50 % de su concentración inicial, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura. Dado que la cantidad de sólidos disueltos por una cierta cantidad de ácido está limitada en cada caso por las condiciones de equilibrio, el poder de disolución de los ácidos bajo condiciones de yacimiento deben modificarse apropiadamente.

3.1.2.3 Velocidad de reacción.

El control de la velocidad de reacción del ácido en la formación es crucial para el éxito de los tratamientos de estimulación ácida en yacimientos carbonatados. El sistema ácido debe atravesar la zona dañada para comunicar al yacimiento con el pozo, pero también debe minimizar el daño producido a los tubulares y realizar una buena limpieza después de agotado el ácido. A medida que el ácido viaja a través de la fractura va reaccionando constantemente con la roca y disminuye su concentración, cuando ésta alcanza alrededor del 10% de su concentración original, se considera que no tiene suficiente capacidad para continuar disolviendo minerales. En este caso el ácido se dice que se ha gastado y no propiciará canales conductivos adicionales.

La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan por unidad de tiempo y está gobernada por la rapidez con la que el ión hidrogeno es transportado a la superficie sólida y la rapidez que éste alcanza las moléculas del mineral.

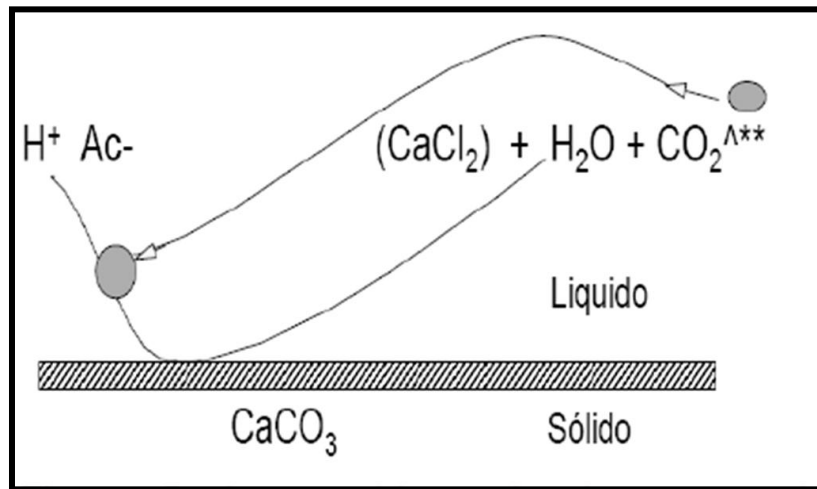


Figura 3-5. Intercambio molecular entre el ácido (HCl) y la roca (CaCO_3).¹⁰

Todas las reacciones en la estimulación de pozos entre ácidos y minerales contenidos en la formación, se dan por cambio químico y se producen a diferentes velocidades, la reacción del ácido clorhídrico en roca calcárea, está en mayor grado controlada por transferencia de masa; es

Capítulo III.

decir, por la rapidez con que los iones hidrógeno del ácido alcanzan las paredes de la fractura. Esta rapidez a su vez es determinada por las condiciones hidrodinámicas del fenómeno.

La velocidad de reacción en superficie, una vez que el ion hidrógeno la alcanza, depende de la composición química del sólido y del ácido, de la concentración del mismo en la superficie y de la temperatura de la formación, siendo en general muy elevada, gastándose el ácido muy rápidamente por este efecto

Para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral, debe determinar:

- El cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo (dC/dt).
- El tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial C_0 a una concentración final C , a este tiempo se le denomina tiempo de reacción o tiempo de gastado.
- La cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo.

Se han realizado muchos estudios experimentales con la finalidad de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido con las rocas. Y aun cuando la mayoría de estudios se han efectuado con ácido clorhídrico y rocas calcáreas, las conclusiones de los mismos, con cierta reserva, pueden extenderse a otros ácidos y minerales. Entre los factores que se han identificado y que afectan la velocidad de reacción son:

- Relación área / volumen.
- Temperatura.
- Tipo y concentración del ácido.
- Composición de la roca.
- Viscosidad.
- Presión.

Relación área / volumen. Este es el factor que más influye en la velocidad de reacción de los ácidos en la roca. La relación entre el área mojada por el ácido y el volumen de éste es directamente proporcional a la velocidad de reacción. Es decir, entre mayor sea el área de superficie de roca expuesta a él ácido, éste se gastará más rápidamente

Para el cálculo de esta relación, considerar los ejemplos de la imagen 3-6, en la cual, el primer caso se tiene un pozo terminado en agujero descubierto. Si en el intervalo de interés de espesor h se coloca ácido, la relación área mojada por el ácido a su volumen, R , será:

$$R = \frac{2}{rw} \quad (3-3)$$

Si $rw = 6 \text{ pg}$ entonces $R = 0.33 \text{ pg}^{-1}$

Donde:

rw = radio del pozo.

Capítulo III.

En el segundo caso de la figura, se muestra un canal de longitud Xf altura h y amplitud w , si se tiene ácido en la fractura, la relación área/volumen será:

$$R = \frac{2}{w} \quad (3-4)$$

Si $w = 0.1 \text{ pg}$ entonces $R = 20 \text{ pg}^{-1}$

En el tercer caso se supone un canal poroso de diámetro dp y longitud L , conteniendo ácido, su relación será:

$$R = \frac{4}{dp} \quad (3-5)$$

Si $dp = 0.001 \text{ pg}$ entonces $R = 4000 \text{ pg}^{-1}$

Como es evidente en los ejemplos de cálculos de R , sus valores son muy diferentes, reflejándose esta diferencia en la sensibilidad de la formación expuesta al ácido.

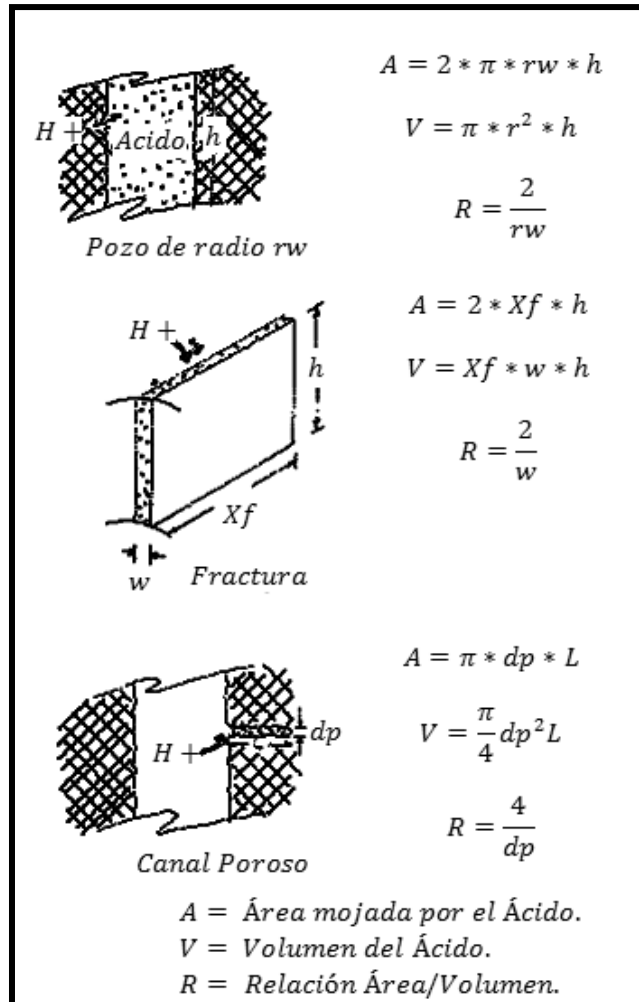


Figura 3-6. Cálculo de la relación Área/Volumen.¹¹

Capítulo III.

En la siguiente figura, se representan datos experimentales para diferentes relaciones R, estos datos corresponden a la reacción del ácido clorhídrico con una concentración inicial de 15% y una formación caliza.

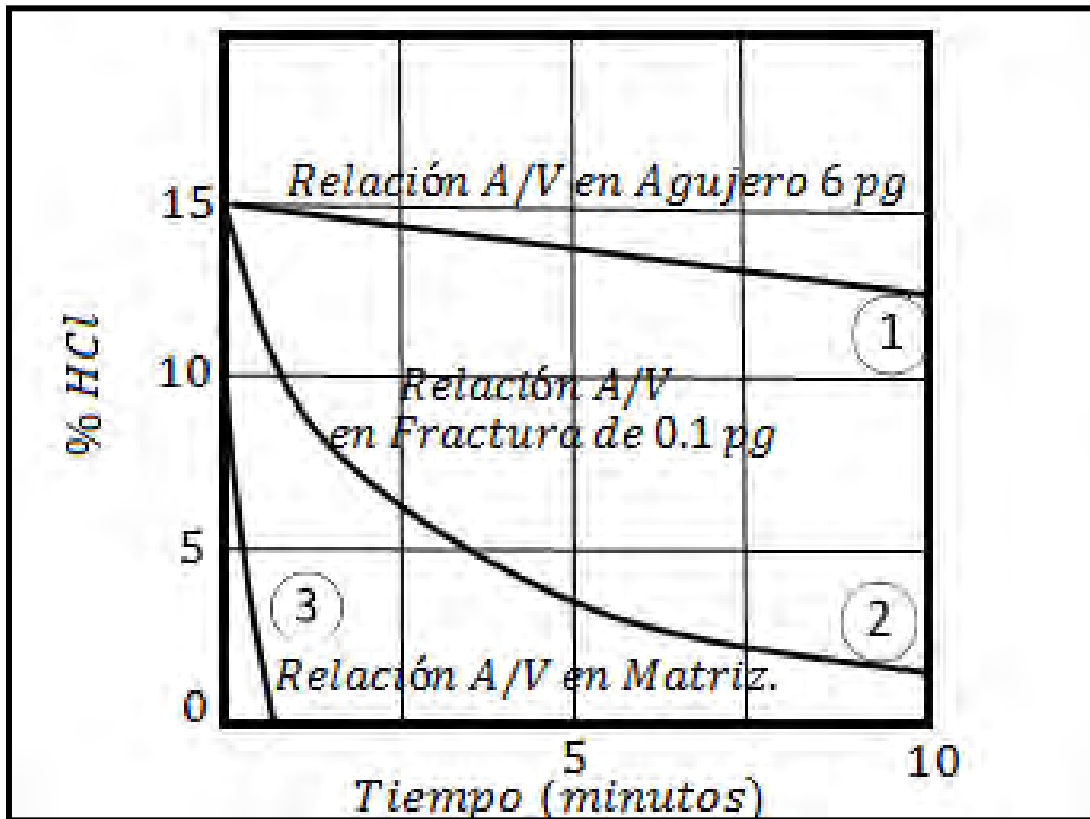


Figura 3-7. Efecto de la relación Área/Volumen en la reacción del HCl con Caliza a 1000 psi y 80 °F¹¹

Estas curvas corresponden a los casos citados anteriormente, la curva 1 corresponde a el caso del agujero de 6 µg, la 2 a la fractura de 0.1 µg y la curva 3 al caso del canal poroso. Podemos observar que a niveles de relación área/volumen en una matriz de formación, el tiempo en que se gastaría el ácido es significativamente menor al tiempo en que se gastaría el ácido para otras relaciones área/volumen.

Temperatura. A medida que la temperatura de un ácido se incrementa, éste tiende a reaccionar mas rápidamente con la roca de formación, esto debido a que a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones hidrogeno tienen mayor movilidad y alcanzaran la superficie del solido más rápidamente, además de esto, influye el comportamiento de la viscosidad, que a mayor temperatura disminuirá facilitando el transporte de los iones hidrogeno hacia la superficie del sólido. La figura 3-8 muestra datos experimentales entre el ácido clorhídrico y la calcita.

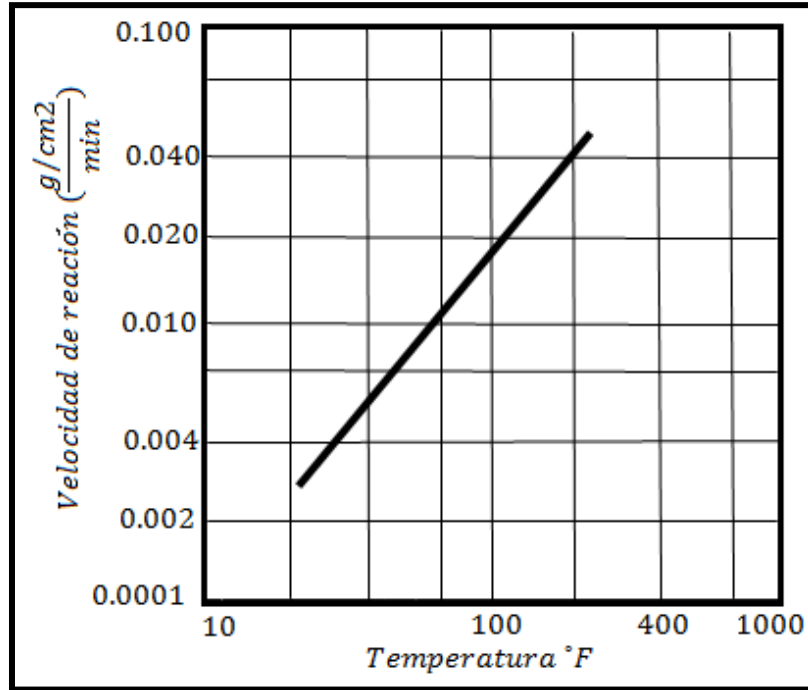


Figura 3-8. Efecto de la temperatura sobre la velocidad de reacción entre HCl y calcita.¹¹

Tipo y concentración del ácido. A mayor concentración y cantidad de iones H⁺ de un ácido, éste será más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción, por ejemplo, el ácido clorhídrico tiene mayor velocidad de reacción que los ácidos orgánicos en rocas calcáreas, siendo de estos el fórmico de mayor velocidad de reacción que el acético. Así mismo, el ácido fluorhídrico es más rápido de reaccionar con las rocas calcáreas y es el único que puede reaccionar con los sílices.

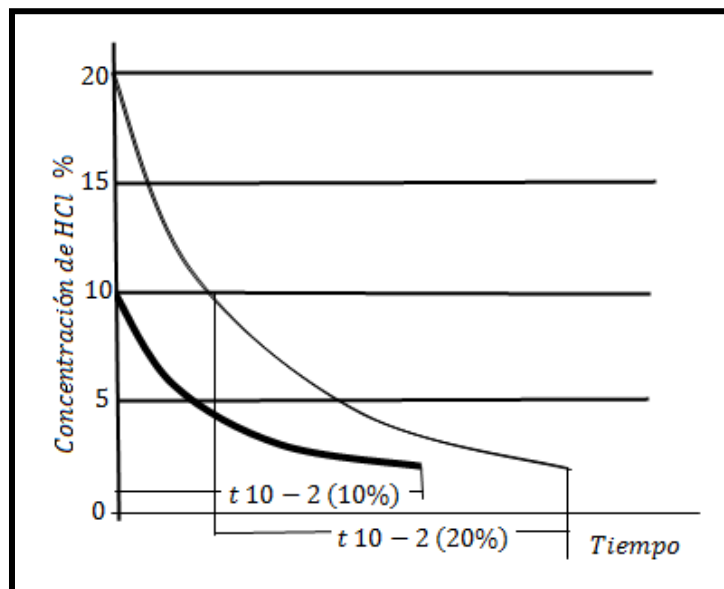


Figura 3-9. Efecto de la concentración del ácido.¹¹

En la figura 3-9 observamos que un ácido clorhídrico al 20% en una caliza tendrá mayor velocidad de reacción que un ácido clorhídrico al 10%, sin embargo, si se sigue la reacción del ácido

Capítulo III.

clorhídrico a través de su ciclo de gastado hasta un 10% de concentración, su velocidad de reacción será mucho menor que la del ácido que inicia su ciclo de gastado con una concentración inicial del 10%. Esto se debe a que cuando el ácido al 20% alcanza el 10% ya ha generado productos de reacción, los cuales interfieren la reacción disminuyendo su velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio a cualquier concentración se retardara su reacción.

Composición de la roca. La composición física y química de las rocas de la formación influyen directamente la velocidad de reacción del ácido, por ejemplo, el ácido clorhídrico reaccionara más rápidamente al contacto con calizas que con dolomías, otro ejemplo es el del ácido fluorhídrico, el cual reaccionara más rápidamente con las arcillas, mientras que con el sílice es más lento. La figura 3-10 muestra la velocidad de reacción del HCl en calcita y dolomía.

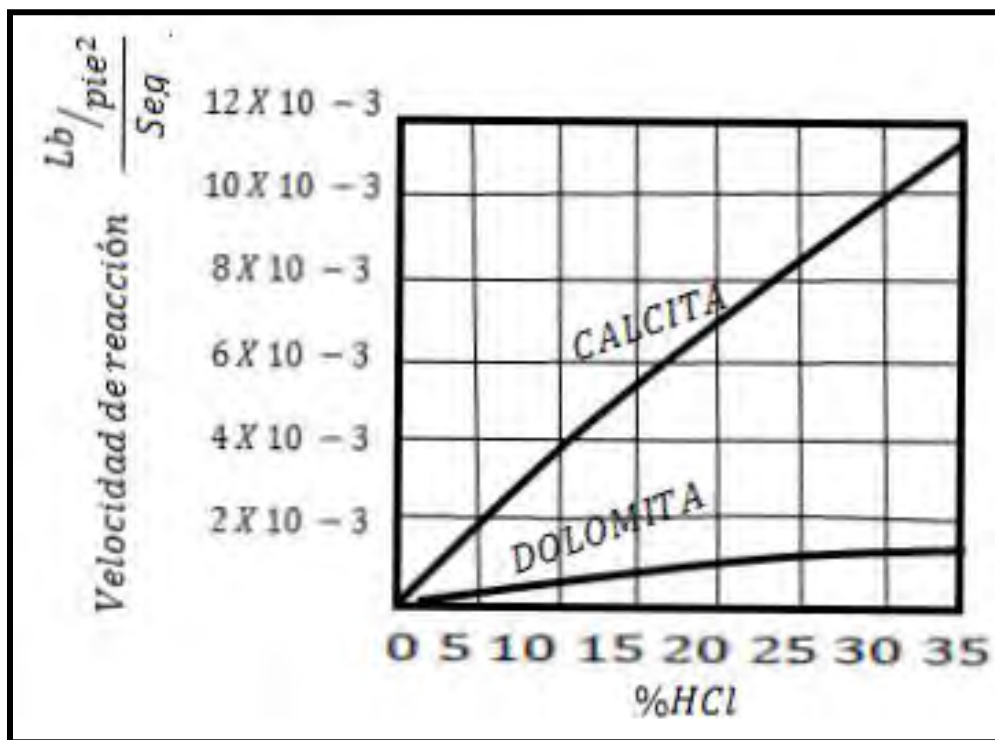


Figura 3-10. Efecto de la composición de la roca en la reacción con HCl para una fractura de 0.79 pg y 200 °F. ¹¹

Viscosidad. La viscosidad, como se vio en el efecto de la temperatura, afecta en el transporte de los iones hidrógeno hacia la superficie de la roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción si la viscosidad es alta. Pero con el efecto temperatura esta disminuye, lo que aumenta la velocidad de reacción. Esto lo podemos apreciar en la figura 3-11.

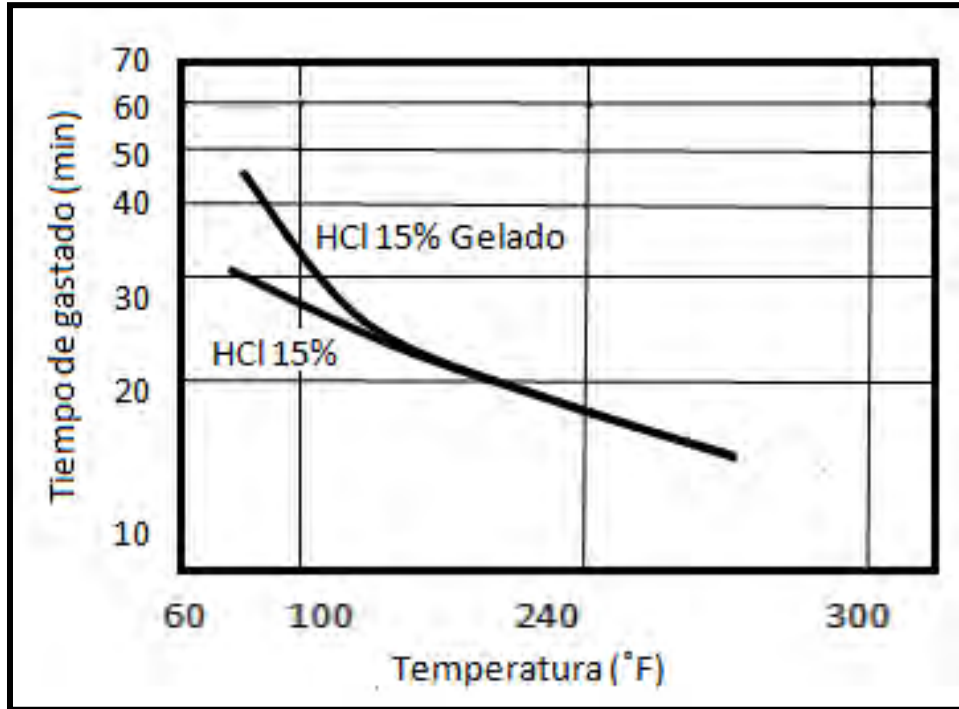


Figura 3-11. Efecto de la viscosidad en la reacción de HCl con caliza a 1500 psi en fractura de 0.24 pg¹¹

Presión. Este factor afecta generalmente en pozos con poca presión, ya que a baja presión parte del CO₂ sale de la solución. Sin embargo a presiones superiores a 750 psi dado que el CO₂ no escapa del ácido gastado, la presión tendrá poco efecto sobre la velocidad de reacción. Este comportamiento se muestra en la figura 3-12.

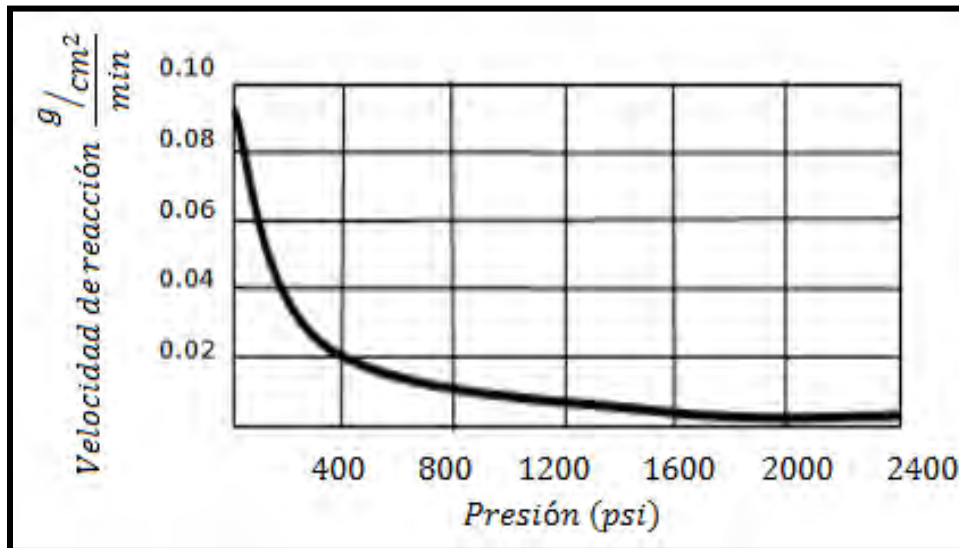


Figura 3-12. Efecto de la presión en la velocidad de reacción entre HCl-CaCO₃.¹¹

Capítulo III.

Los sistemas ácidos a menudo incluyen aditivos que demoran, o retardan, la reacción del ácido clorhídrico con el CaCO_3 , prolongando así el tiempo de reacción. También existen técnicas de retardo químico consisten normalmente en la emulsificación y formación de geles. Dependiendo de la concentración del ácido y el entorno de bombeo, una mezcla de ácido y diesel, por ejemplo, puede resultar muy efectiva porque retarda los tiempos de reacción en un factor de 15 a 40, en comparación con los sistemas ácidos convencionales que utilizan HCl ⁸. El retardo de la reacción y la minimización de la corrosión también pueden lograrse utilizando ácidos orgánicos; sin embargo, debido a su costo y a su menor capacidad de disolución, su empleo es limitado.

3.1.3 La velocidad de flujo del ácido en la fractura

La velocidad de flujo del ácido reactivo dentro de la fractura, depende de las condiciones hidrodinámicas del proceso, las cuales son determinadas fundamentalmente por el gasto de inyección y la amplitud de la fractura. Se ha comprobado que incrementando el gasto de inyección, se incrementa la penetración del ácido vivo; así mismo, se ha observado que a una mayor amplitud de la fractura se tiene como resultado un incremento de la distancia de penetración de ácido vivo en la misma. La amplitud de la fractura es proporcional a la viscosidad del fluido fracturante por lo que es conveniente crear fracturas con fluidos de alta viscosidad, permitiendo una mayor penetración.

Por otra parte, la velocidad de reacción del ácido es afectada fuertemente por la velocidad de flujo del ácido. A elevados gastos de flujo, la velocidad de reacción es más rápida removiéndose más material. Esto debido principalmente a que a mayores velocidades de flujo se removerán más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre los iones hidrógeno y la superficie de la roca. Sin embargo, si la velocidad de flujo es suficientemente alta, para un mismo tiempo una misma cantidad de iones hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, lográndose mayor tiempo de gastado y por lo tanto mayor penetración del ácido vivo.

Podemos decir que cualquier proceso que interfiera en la reacción del ácido y los minerales de la roca expuestos en las paredes de la fractura, ocasionará que el ácido dure más como ácido reactivo y por ende alcanzará mayores penetraciones de fractura conductiva. Cabe mencionar que en general solo el 40% de la fractura quedará con huella de reacción.

Entre los factores que permiten mayor penetración del ácido reactivo se tienen:

- Menores coeficientes de pérdida del fluido a la formación
- Mayores amplitudes de fractura
- Menores temperaturas en la fractura
- Mayores concentraciones de ácido
- Mayores viscosidades del ácido
- Mayores velocidades de flujo del ácido en la fractura
- Interferencia de los iones hidrógeno del ácido con las paredes de la fractura

Capítulo III.

La velocidad de reacción para la reacción química entre el HCl y una roca de carbonato es a menudo representado por la expresión general:

$$J_{sr} = k (1 - \Phi) (Cs)^n \quad (3-6)$$

Donde:

J_{sr} = Flujo o velocidad de reacción en superficie, mole/(cm²*s)
 k = Parámetro de velocidad de reacción, (mole/cm³)(1-n)(cm/s)
 Φ = Porosidad de la roca, adimensional
 Cs = Concentración en superficie de los iones de hidrogeno, mol/cm³
 n = Orden de la reacción, adimensional

El parámetro de velocidad de reacción varía con la temperatura a raíz de una dependencia de tipo Arrhenius:

$$k = k_o \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (3-7)$$

Donde:

k_o = Factor de frecuencia, (mole/cm³)(1-n)(cm/s)
 E_a = Energía de activación, (cal/mole)
 R = 1.987 cal/mole/K
 T = Temperatura, K

La velocidad de reacción superficial es función de la temperatura. En algunos casos es difícil o incluso imposible medir la velocidad de reacción de superficie en condiciones de yacimiento real, porque la reacción sería demasiado rápida. En estos casos, los experimentos se realizan bajo condiciones de laboratorio razonables para determinar el orden de velocidad de reacción, el factor de frecuencia (k_o) y energía de activación (E_a). Suponiendo que estos parámetros no dependen de la temperatura, la Ecuación 3-7 se utiliza para extrapolar los resultados experimentales a condiciones de yacimiento. Es posible que al ajustar la ecuación con estos 3 parámetros (n , k_o , E_a) se pueda generar más de un conjunto de tres parámetros que se ajusten igual de bien. La calidad de la extrapolación depende en gran medida de la exactitud de las mediciones de laboratorio y la validez del modelo utilizado para interpretar los datos.

3.2 Conductividad de la fractura.

Producir una adecuada conductividad, depende de la efectividad de la huella de reacción. Para esto, el ácido debe reaccionar con los minerales expuestos en las paredes de la fractura, disolviendo suficiente cantidad de estos minerales que componen la roca. Otros parámetros determinantes para la consecuente formación de canales de flujo conductivos son la distribución de los minerales y la heterogeneidad de estos en la composición de la roca de formación.

Capítulo III.

Por lo tanto los canales de flujo se formarán en función de:

- Cantidad de roca disuelta
- Composición química de La roca y distribución de los minerales
- Resistencia de la roca y el esfuerzo de cierre

3.2.1 Cantidad de roca disuelta

Está dependerá del tiempo en que el ácido permanezca vivo y por tanto con poder de disolver minerales. Si el tiempo de gastado es pequeño, pudiera no tenerse una suficiente huella de reacción para prevenir el cierre de la fractura; por el contrario si el tiempo es excesivo, la cantidad de roca disuelta puede ser considerable y los canales propiciados por la huella de reacción pueden formar estructuras débiles, las cuales no soportarán los esfuerzos de cierre de la fractura, con la consecuente pérdida de conductividad. Serán necesarias pruebas de laboratorio (pruebas de conductividad) para conocer estos efectos.

3.2.2 Composición química de La roca y distribución de los minerales.

La manera en que los minerales de la formación se disuelven, depende de su composición y de la distribución de los minerales reactantes con el ácido. Para obtener una huella de reacción es necesario que la formación tenga los minerales reactantes con el ácido distribuidos heterogéneamente, y si por el contrario la formación es muy homogénea puede no tenerse un ataque del ácido suficientemente selectivo, el ácido marcará las caras de la fractura de una manera más uniforme, lo que causará una ausencia de la huella de reacción requerida.

3.2.3 La resistencia de la roca y el esfuerzo de cierre

Estos dos parámetros están relacionados con la capacidad de los canales de flujo creados. Los canales conductivos deben permanecer después del fracturamiento y al cierre de la fractura para lograr sostener los valles con las crestas y generar la fractura conductiva. Una roca de baja resistencia, aún con esfuerzos de cierre no muy elevados, propiciará que las crestas producidas por el ácido se colapsen y en consecuencia se pierda el canal conductivo.

Las rocas homogéneas o rocas que al reaccionar con el ácido liberan una gran cantidad de finos, propician pobre conductividad y se requerirán técnicas y aditivos específicos para alcanzar buenos resultados de un fracturamiento.

La predicción de la conductividad de la fractura asume que la amplitud de la fractura es igual al volumen creado por la disolución de la roca y que la fractura no se cierra; en estas condiciones puede estimarse una conductividad ideal, la cual deberá corregirse por efecto del cierre de la fractura y la resistencia propia de la roca.

Capítulo IV

SISTEMAS DE FLUIDOS FRACTURANTES.

4 Sistemas de fluidos fracturantes.

Al realizar el proceso de fracturamiento se utilizan diferentes sistemas de fluidos los cuales serán en base a la función que realicen.

4.1 Sistemas para el fracturamiento hidráulico.

En un fracturamiento ácido, el fluido fracturante es un elemento crítico. De sus características depende la eficiencia del tratamiento y más aún, la posibilidad de crear y extender la fractura. Esto se logra con fluidos con propiedades químicas y mecánicas especiales, las funciones básicas del fluido fracturante son:

- Generar la energía suficiente de presión para crear una fractura en la formación
- Mantener abierta y propagar la fractura

Para que el fluido fracturante cumpla eficientemente estas funciones, requiere de las siguientes principales características:

- De fácil preparación.
- Prácticos y seguros en su manejo.
- Apropiaada viscosidad a condiciones de fractura.
- Baja pérdida de fluido en la formación.
- Reducidas pérdidas de presión por fricción.
- Fácil remoción después del tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.
- Económicos.

Debido a que las formaciones a fracturar varían considerablemente en sus características y condiciones (tipo de roca, composición, permeabilidad, temperatura, presión, etc.), se han desarrollado muchos tipos de fluidos fracturantes, los cuales se han acondicionado con aditivos para mejorar su comportamiento. Los fluidos fracturantes que se utilizan se clasifican atendiendo a diferentes características.

Con respecto al fluido base de preparación del fluido fracturante, se tienen:

- Fluidos base agua
- Fluidos base aceite
- Fluidos base ácido
- Fluidos base CO₂.

Capítulo IV

Con relación a su consistencia los fluidos se clasifican en:

- Fluidos Convencionales caracterizados por geles lineales preparadas con polímeros y fluidos base agua, aceite o ácido
- Fluidos Complejos caracterizados por su alta viscosidad, siendo en general geles lineales con agentes reticulantes, ya sea base agua, aceite o ácido
- Fluidos emulsionados preparados como dispersiones de fluidos base agua o ácido en aceite (emulsiones, poli-emulsión, micelares)
- Fluidos espumados preparados con fluidos convencionales o complejos como fase continua y N₂ o CO₂ como fase discontinua.
- Fluidos combinados. En este caso se han empleado como fluidos fracturantes la combinación de geles lineales o complejos con o sin alcoholes, espumados con N₂ y/o CO₂ gaseoso y/o líquido. A este tipo de combinaciones se les conoce como fluidos binarios.
- Fluido fracturante especial CO₂ líquido.

Los fluidos base agua y base aceite, son los más utilizados, y en un porcentaje mucho mayor los base agua, principalmente por su bajo costo, excelente comportamiento y facilidad al manejar. Estos fluidos ya sea convencionales o complejos, provienen del acondicionamiento de agua o un fluido base aceite (diesel, kerosina, crudo, etc.), con polímeros (agentes gelantes) que permiten incrementar la viscosidad, reducir las pérdidas de presión por fricción e incrementar la capacidad de acarreo de sustentante.

En general, un fluido convencional es la base para generar un fluido complejo. Esto se logra adicionando al fluido convencional un compuesto químico, denominado agente reticulante (crosslinking), que le incrementa considerablemente la viscosidad al fluido convencional. Los sistemas más utilizados serán descritos a continuación, para obtener información más detallada se puede revisar la literatura de empresas que ofrecen estos fluidos.

4.1.1 Fluidos base de agua

Bajo ciertas circunstancias, el agua sin gelificante puede ser un buen fluido de colchón. La desventaja de dicho radica en que tiene una baja viscosidad y normalmente genera fracturas de poco espesor. La principal ventaja de agua como fluido de fracturamiento es su bajo costo. El agua puede usarse sin un aditivo de pérdida de fluido por ejemplo para enfriar la tubería en formaciones con alta temperatura, lo que minimiza la corrosión y aumenta la distancia de penetración del ácido.

4.1.2 Geles de baja viscosidad base agua

Generalmente estos fluidos están preparados con guar. Y son los fluidos de fracturamiento más utilizados para fracturar. Estos líquidos suelen contener harina de sílice como aditivo de pérdida de fluido, en el mercado, se encuentran disponibles también con partículas inertes recubiertas de un material como el guar para poder ser usados en formaciones de alta temperatura.

Estos fluidos están limitados por su baja viscosidad que se degrada rápidamente con la temperatura, especialmente en presencia de ácido. Debido a esta baja viscosidad, estos líquidos a base de guar suelen crear fractura de poco espesor.

4.1.3 Gel de alta viscosidad

Estos fluidos están desarrollados para crear fracturas de mucho espesor y son muy efectivos como colchón en un tratamiento de fracturamiento ácido. Los geles de alta viscosidad disponibles, pueden ser clasificados como fluidos para temperaturas inferiores a 200 ° F (preparados con guar o polímeros de celulosa) y fluidos para temperaturas superiores a 200 ° F (preparados con polímeros sintéticos).

Los fluidos de alta viscosidad típicos preparados a partir de una base de guar se realizan mediante la disolución de 40 a 80 libras de guar por cada 1000 litros de agua y después se agregar una sustancia química que reacciona para enlazar las moléculas de guar. Debido a la estructura del gel formado

Después del rompimiento, estos líquidos son muy viscosos. La viscosidad del fluido puede variar con la concentración del polímero, la temperatura y la velocidad de corte.

4.1.4 Emulsiones viscosas.

Las emulsiones de ácido en aceite son empleadas como sistemas ácidos retardados en el fracturamiento con ácido. Estas emulsiones preparadas son preparadas con aceite como fase interna y como fase externa se puede usar agua dulce, salmuera o ácido. Pueden ser utilizadas como fluido de colchón. Este fluido tiene una viscosidad alta debido a que el contenido de aceite en la emulsión es alto (normalmente de 60 a 70 por ciento) y la fase acuosa externa contiene un polímero. Este tipo de fluido es estable si está correctamente preparado y se rompe cuando entra en contacto con ácidos o iones divalentes. La ventaja principal del fluido es su alta viscosidad, y su bajo costo.

4.1.5 Fluidos de colchón base aceite.

Los aceites viscosos pueden utilizarse eficazmente como fluido colchón antes de ácido, si están adecuadamente seleccionados para la temperatura y permeabilidad de la formación. Para formaciones con permeabilidad por debajo de los 10 md la viscosidad debe ser inferior a 200 cp y para permeabilidades menores a 1 md, deben tener una viscosidad inferior a 50 cp a temperatura de yacimiento.

La mayoría de las empresas de servicios petroleros han desarrollado agentes gelificantes para los aceites de baja viscosidad, estos agentes gelificantes aumentan la viscosidad del aceite sin aumentar las pérdidas de presión por fricción en la tubería. Los aceites gelificados tienen una viscosidad relativamente alta durante el flujo a lo largo de la fractura, y se rompen al entrar en contacto con el aceite de la formación o de algún rompedor químico. Dado que estos fluidos son a

menudo muy sensibles a los ácidos, deben llevarse a cabo pruebas para asegurar que no se rompan inmediatamente en contacto con el ácido y que los precipitados no dañen la formación.

4.1.6 Polímeros viscosificantes.

Estos productos son macromoléculas orgánicas formadas por una o más estructuras unitarias unidas químicamente. Su función principal es la de viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel lineal. Muchos polímeros se encuentran en la naturaleza, como la goma guar derivada de la semilla de la planta guar, los cuales se clasifican como polímeros naturales. Algunos de estos polímeros, como la celulosa no son solubles en agua o en aceite, por lo que su aplicación requiere un proceso para modificarlos, tomando el nombre de polímeros modificados. La ligadura en estos polímeros es en general débil y los hace un tanto inestables, con la ventaja de romper tal ligadura más fácilmente para su fácil remoción de la fractura.

Otro tipo de polímeros son fabricados, como la poliacrilamida (empleada solo como reductor de fricción) y son conocidos como polímeros sintéticos. Estos polímeros se forman ligando las estructuras unitarias a través de los carbonos. Esta ligadura es fuerte, tendiendo estos polímeros a ser estables, pero limitando su aplicación al no ser fácilmente removidos de la fractura.

Existen distintos tipos, derivados de la goma natural guar o derivados celulósicos. En este aspecto el avance tecnológico ha permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes, básicamente podemos nombrar los siguientes:

- Goma Guar.
- Hidroxipropil Guar (HPG).
- Carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG).
- Hidroxietil celulosa (HEC) o Hidroxipropil celulosa (HPC).
- Carboximetilhidroxietil celulosa (CMHEC).
- Goma xantana.
- Fluidos de nueva generación (fluidos de baja carga polimérica y visco elásticos).

4.1.7 Aditivos.

El uso de fluidos fracturantes está ligado al uso de aditivos, ya que estos se usan para efectuar el rompimiento del fluido, controlar la pérdida de fluidos, ajustar el pH, tener un control de bacterias o mejorar la estabilidad con la temperatura; debiendo tener cuidado que uno no interfiera en la

Capítulo IV

función de otro. Se cuenta con una gran variedad de ellos que se pueden utilizar, siendo los más comunes los siguientes:

- Activadores de viscosidad.
- Rompedores de gel (quebradores).
- Aditivos para pérdida de filtrado.
- Bactericidas.
- Estabilizadores.
- Surfactantes.
- Controladores de pH (buffers).
- Estabilizadores de arcilla.

Aditivos	Función	Productos típicos
Polímeros	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel lineal	GUAR, HPG, CMHPG, CMG, CMC, HEC, CMHEC, XA
Reticulantes	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel complejo	compuestos de boro, de zirconio, de aluminio, de titanio
Rompedores	Degradan al polímero en forma controlada, permitiendo la reducción de la viscosidad del fluido para su fácil remoción	ácidos, oxidantes, enzimas (persulfatos)
Controladores de pH.	Mantienen el pH del sistema para permitir que el polímero se hidrate y forme la gel y el reticulante revierta el proceso	bicarbonato y carbonato de sodio, ácidos fumárico, acético, cítrico
Estabilizadores de gel	Reducen la degradación térmica del gel	sodio, tiosulfato, metanol
Reductores de pérdida de fluido	Minimiza la pérdida del fluido fracturante a la formación	arena fina, adomita, resinas
Biocidas	Acondiciona el agua para evitar la degradación del polímero	amidas, aminos, fenoles
Reductor de pérdidas de presión por fricción	Disminuyen las pérdidas de presión por fricción	poliacrilamidas
Estabilizadores de arcillas	Evitan que el fluido fracturante genere en las arcillas de la formación su hinchamiento y/o su dispersión	aminas, compuestos de aluminio, zirconio
Surfactantes	Facilita la remoción de los fluidos , evita bloqueos de fluidos, previene la formación de emulsiones, asegura el mojado con agua de la formación, permite la formación de emulsiones y espumas	sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos, cloruros, óxidos

Tabla 4-1 .Aditivos de los fluidos fracturantes¹².

4.1.7.1 Activadores de viscosidad.

Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad a través de unir en una red tridimensional las moléculas de polímeros resultando compuestos de alto peso molecular y fluidos fracturantes complejos. Entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos y titanatos.

Capítulo IV

En general, los agentes reticulantes deben seleccionarse en función del polímero a reticular, la temperatura y el pH del sistema, factores de alta sensibilidad para la función del reticulante.

Por sus características, los agentes reticulantes que más se emplean son compuestos de borato y zirconio. Menos utilizados están compuestos de aluminio, de titanio, etc.

Las sales de borato maximizan la limpieza de la fractura, permiten una mayor resistencia a la degradación del fluido complejo por efecto del corte y son de menor costo; con el inconveniente de requerir altos pH por lo que no se emplean con CO₂. Los compuestos de zirconio tienen capacidades inferiores a las de los boratos, con la ventaja de poder emplearse con CO₂.

4.1.7.2 Rompedores de gel (quebradores).

Reducen la viscosidad del fluido, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular. En general, las altas temperaturas contribuyen al rompimiento del gel; sin embargo, es necesario emplear un rompedor de gel en el fluido base el cual no actúa hasta que el gel esté sin movimiento. Los más usados son los oxidantes y las enzimas.

Entre los oxidantes están los oxidantes de persulfato de amonio, potasio y sodio. Su descomposición térmica produce radicales de sulfatos altamente reactivos que atacan el polímero, reduciendo su peso molecular y su habilidad viscosificante.

Para geles base agua se utiliza las enzimas (persulfatos) con efectos similares a las bacterias que digieren al polímero. En el caso de fluidos base aceite, se utilizan ácidos y bases lentamente solubles. En general estos productos trabajan con el incremento de temperatura del fluido pero son materiales peligrosos y difíciles de manejar.

4.1.7.3 Aditivos para pérdida de filtrado.

La eficiencia de un fracturamiento depende fundamentalmente de confinar el fluido inyectado en la fractura. Sin embargo, dado que la presión en la fractura es muy superior a la presión de poro, el fluido fracturante tiende a perderse en la formación. La efectividad de los aditivos dependerá del tipo de problema de pérdida:

- Pérdida por una matriz de permeabilidad alta o baja.
- Pérdida por microfracturas.

Para controlar la pérdida de fluido se emplean varios tipos de materiales; entre los más comunes está la harina de sílice, muy efectivo en formaciones con permeabilidad de 2 a 200 mD. También se emplean resinas solubles en aceite, considerablemente más costosas que la harina de sílice, con la ventaja de ser solubles y no dejar daño por partículas sólidas. En formaciones de alta permeabilidad, los polímeros y aditivos pueden ser capaces de penetrar la mayoría de los poros y formar un enjarre interno.

4.1.7.4 Bactericidas.

Previenen la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero. En presencia de organismos sulfatoredutores, aeróbicos o anaeróbicos, en el fluido base agua los polímeros sufren una degradación debido a que tales organismos se alimentan de los polímeros. Los polisacáridos (polímeros de azúcar) usados para espesar el agua, son excelentes fuentes de origen de comida para las bacterias, en aguas contaminadas de bacterias es imposible que el gel se forme ya que éstas arruinan el gel reduciendo el peso molecular del polímero. Una vez que se introduce dentro del yacimiento, algunas bacterias pueden sobrevivir y reducir los iones de sulfatos a ácido sulfhídrico.

4.1.7.5 Estabilizadores.

Su función es prevenir la degradación de los polímeros a alta temperatura. Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación, normalmente arriba de 200 °F. Por lo general, ayudan a mantener la viscosidad del gel reticulado a estas temperaturas, retardando la degradación. Suelen ser compuestos salinos, como el tiosulfato de sodio ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$), que favorecen la formación de uniones intermoleculares.

4.1.7.6 Surfactantes.

Estos aditivos, también llamados agentes activos de superficie, son un material que, a bajas concentraciones absorbe la interfase de dos líquidos inmiscibles, como pueden ser dos líquidos (aceite y agua), un líquido y un gas o un líquido y un sólido. Esta característica les permite modificar la energía de superficie en cualquier interfase. Su empleo permite reducir las tensiones superficiales e interfaciales, alterando favorablemente las fuerzas en el medio poroso. Son aditivos requeridos para prevenir emulsiones estables, crear emulsiones, espumas, asegurar la mojabilidad por agua y principalmente facilitar la remoción del fluido de la fractura. Son compuestos orgánicos aniónicos (sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos), catiónicos (cloruros de amonio), no iónicos (óxidos de polietileno, polipropileno), anfotéricos (sulfonatos, fosfatos de amina).

4.1.7.7 Controladores de pH (buffers).

Se utilizan por dos razones específicas: para facilitar la hidratación o para proporcionar y mantener un determinado rango de pH, que permita el proceso de reticulación (activación). Los buffers de hidratación, por lo general son sales, como el acetato de sodio o el bicarbonato de sodio, y se adicionan para facilitar la formación del gel lineal (fluido sin activar), mejorando la hidratación, es decir, la incorporación del solvente en la cadena polimérica.

Los controladores de pH son imprescindibles debido a que los polímeros y los reticulantes requieren para su mecanismo de acción de medios de pH controlados, siendo aún más importantes para el trabajo de los boratos.

4.1.7.8 Estabilizadores de arcilla.

Estos productos permiten evitar el daño a la formación al contacto con el fluido fracturante base agua, previniendo el hinchamiento y dispersión de las arcillas contenidas en la roca. En general se utiliza el cloruro de potasio disuelto en el fluido base o aminas cuaternarias, oxiclорuro de zirconio o hidroxialuminio. Se usan soluciones del 1 al 3% de cloruro de potasio para estabilizar las arcillas y prevenir su hinchamiento. También los cationes orgánicos de tetrametil cloruro de amonio son usados como efectivos estabilizadores.

4.2 Sistemas para la Acidificación.

4.2.6 Base del sistema.

En la estimulación o fracturamiento de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones, estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes para dar productos de reacción, el conocimiento de cómo, cuándo y dónde se llevan a cabo es esencial para la selección y diseño de los tratamientos, este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción. Los ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor de 7. Entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrogeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido y este será un ácido fuerte. Por el contrario si se tiene una parcial y lenta ionización, el ácido será débil.

No todos los ácidos que se conocen son susceptibles de ser utilizados en la estimulación de pozos, un ácido para este caso requiere principalmente que los productos de reacción sean compuestos solubles en agua y removibles de la formación; además de ser controlables sus efectos dañinos, ser seguros de manejarse, encontrarse disponibles en grandes cantidades y tener bajo costo.

Los ácidos que se utilizan más comúnmente son:

Inorgánicos:

- Ácido Clorhídrico (HCL).
- Fluorhídrico (HF).

Orgánicos:

- Acético (CH_3COOH).
- Fórmico (HCOOH).

Ácidos especiales:

- Ácido sulfámico

- Ácidos retardados
- Ácidos químicamente retardados
- Ácidos emulsificados
- Ácidos espumados

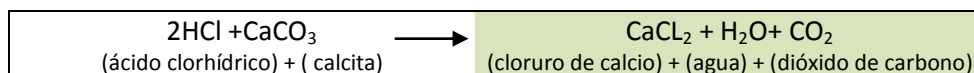
También, se emplean la mezcla de ellos y son de uso menos común otros ácidos como el sulfámico y el cloroacético, ya que se utilizan para aplicaciones específicas. Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás ácidos se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silíceos.

4.2.6.1 Ácidos inorgánicos.

4.2.1.1.1 Ácido Clorhídrico (HCL).

El ácido clorhídrico ha tenido bastante aplicación tanto en rocas carbonatadas como areniscas para tratamientos de estimulación. Químicamente es una solución acuosa compuesto de gas cloruro de hidrogeno disuelto en agua. El gas de cloruro de hidrogeno es fácilmente soluble en agua. Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un 43 % en peso a condiciones estándar; esta disociación le da la condición de ácido fuerte. Su amplio uso es debido a esa propiedad (disociación) debido a que genera un mayor volumen de roca disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua.

Su concentración se expresada como un porcentaje de peso de gas de HCl disuelto en agua, la concentración más utilizada es generalmente al 15%, para tratamientos en carbonatos, conociéndose un ácido de este tipo como ácido regular. Esta concentración se ha elegida debido a lo difícil de inhibir la acción corrosiva que el ácido causa sobre los elementos tubulares en el pozo, además de ser menos costoso que otros ácidos más fuertes, presentar menor riesgo de manejo y retiene mayor cantidad de sales disueltas en solución una vez que el ácido se gasta. Aunque mayores concentraciones al 15% pueden utilizarse en formaciones carbonatadas. En areniscas las más comunes se encuentran entre el 5 y 7.5% y forman parte del precolchón, la función en este caso en prevenir la precipitación de los productos de reacción que pudieran taponar los poros de la formación. La principal desventaja de este ácido es su alta corrosividad, lo que limita su uso a temperaturas altas (alrededor de 300 °F). Se encuentra comercialmente disponible hasta una concentración máxima de 31.45%. La reacción química del ácido acético y la caliza esta dado por la siguiente ecuación.



4.2.1.1.2 Ácido Fluorhídrico (HF).

Este ácido es el único que permite la disolución de mineral silicio como las arcillas, feldespatos y cuarzo, a causa de la mayor área superficial de contacto de las arcillas; además, reacciona con los

minerales calcáreos y al hacerlo se producen precipitados insolubles de fluoruro de calcio (Ca F_2), motivo por el cual no se utiliza en los tratamientos ácidos en carbonatos. Por lo que, se limita su utilización a la remoción de daños causados por arcillas en formaciones arenosas. Se utiliza mezclado con el ácido clorhídrico a una concentración no mayor al 3 %. En formaciones de alta temperatura se utiliza con ácidos orgánicos. Comercialmente se encuentra disponible en soluciones acuosas del 40 al 70 % de concentración en peso estas concentraciones no son muy utilizadas debido los problemas que representa su manejo (bajo punto de ebullición 66.9°F , el cual es fácilmente superado por la temperatura ambiente).

4.2.1.1.3 Mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico (HCL/HF).

El sistema de HF y HCL reacciona con los carbonatos y silicatos de la formación en areniscas que contienen carbonatos o calcita como material cementante. El volumen de precolchón de HCL remueve todo el material carbonatado. Sin embargo el HCL no trabaja igual de eficiente en formaciones que contienen un alto contenido de caliza o dolomía, ya que los carbonatos reducen la eficiencia del tratamiento por los productos de reacción secundarios.

Este sistema es diseñado especialmente para formaciones con un alto contenido de carbonatos. Las pruebas de laboratorio con este sistema han mostrado que su ritmo de reacción es más lento que una mezcla de 12% de HCL y 3% de HF en calizas y cercanamente igual de rápido en silicatos. Debido a que este sistema es ligeramente más lento en su ritmo de reacción que el HF solo, por lo que es posible obtener mayores penetraciones en la formación en la remoción del daño, este ácido es más costoso que un ácido de HF convencional pero su ritmo de reacción con los carbonatos permite mejorar la remoción del daño en formaciones de areniscas con alto contenido de calcita. Sin embargo, se debe tener precaución en su utilización debido a los problemas de precipitados que genera.

4.2.6.2 Ácidos orgánicos.

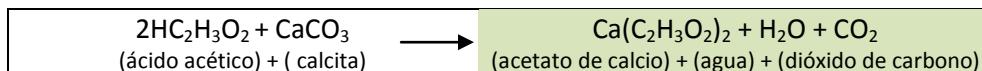
Los ácidos orgánicos han encontrado sus principales aplicaciones en pozos con alta temperatura. Estos ácidos se presentan en forma neutra, es decir de una fuente viva. El ácido Acético (CH_3COOH) y el Fórmico (HCOOH) son los dos principales ácidos utilizados en tratamientos de acidificación, estos ácidos son más débiles que los ácidos inorgánicos, reaccionan más lentamente por lo que son menos dañinos. El ácido acético por ejemplo, es el único ácido disponible que no dañara las superficies de una placa de cromo o aluminio. En ambos casos los ácidos orgánicos son mezclados con el HCL o HF para proporcionar mayor penetración al ácido dentro de la formación.

Los ácidos orgánicos tienen menor poder de disolución que el HCL y deben utilizarse en mayores volúmenes para obtener los mismos resultados, lo que resulta en un tratamiento más costoso. El costo del ácido acético por unidad basado en el poder de disolución es más costoso que el HCL o el ácido fórmico. En el caso de tratamientos de fracturamiento ácido, el poder de disolución no es la principal consideración que se toma en cuenta para la selección del ácido.

4.2.1.2.1 Acético (CH₃COOH).

Este ácido fue el primero de su tipo en emplearse en los tratamientos de acidificación, su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre de manera lenta, esto hace que reaccione lentamente con los carbonatos, por lo que es utilizado como ácido retardado y en condiciones de alta temperatura.

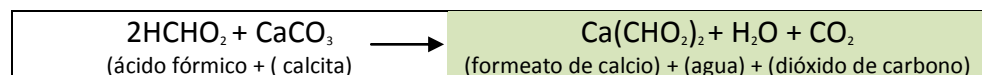
Por su característica de baja reacción y solubilidad con rocas carbonatadas se utiliza como agente secuestrante de fierro y controlador de arcillas. Además, se emplea en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor a 10 % en peso, a esta concentración los productos de reacción son solubles en el ácido gastado. La disponibilidad comercial del ácido acético puro, es hasta del 99% aproximadamente, este ácido es conocido como ácido glaciar debido a los cristales en forma de hielo que se forma a temperaturas cercanas a los 60° F y se solidifica a 48° F. Cuando el ácido glaciar es mezclado con agua, el volumen que se genera es mayor que el requerido. Una solución al 10% disolverá tanta caliza como una solución al 6% de HCl, la reacción química del ácido acético y la caliza esta dado por la siguiente ecuación.



4.2.1.2.2 Ácido Fórmico (HCOOH).

Es el más simple de los ácidos orgánicos, es más fuerte que el ácido acético y más débil que el clorhídrico, frecuentemente es utilizado en combinación con el HCl como un sistema de ácido retardado para pozos con alta temperatura. Este ácido es menos fácil de inhibir que el acético y bien inhibido puede utilizarse hasta temperaturas de 350 °F. Su utilización puede ser solo o en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor del 10 % en peso y se utiliza como ácido retardado.

Las aplicaciones principales del ácido fórmico se han encontrado en yacimientos con alta temperatura o en pozos que presentan bajos ritmos de admisión. A temperaturas altas los inhibidores orgánicos trabajan más eficientemente en el ácido fórmico que en el HCL solo, esta propiedad minimiza el peligro de ataque del hidrógeno al acero en tratamientos con HCl para formaciones con alta temperatura. La reacción química entre el ácido fórmico y la caliza es:



4.2.1.2.3 Mezcla de ácido orgánico y fluorhídrico.

Los sistemas ácidos de HF y acético o fórmico son empleados para disminuir la reacción del ácido sobre la arena o la arcilla, además de su corrosividad. Estos sistemas de ácidos pueden inhibirse eficientemente por más de 16 horas a 400° F. Los sistemas de HF con ácidos orgánicos pueden proporcionar bastante penetración y por consiguiente una remoción efectiva del daño en la formación. Las Mezclas de ácido orgánico con HF son recomendadas para temperaturas arriba de

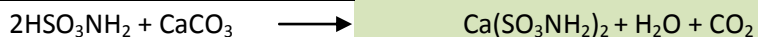
los 200° F, ya que abajo de esta temperatura se pueden formar precipitados indeseables de los productos de reacción.

4.2.6.3 Ácidos especiales.

Los ácidos especiales son diseñados para cubrir una necesidad específica para la formación, tales como daño severo por arcillas, bloqueo de parafinas en el yacimiento y situaciones que requieren de ácidos retardados.

4.2.1.3.1 Ácido sulfámico

Es un sólido granular no volátil, cristalino blanco, sus productos de reacción con los carbonatos son solubles en el agua y es altamente ionizado en agua. El ácido sulfámico es menos corrosivo que el HCl y tiene cerca del mismo poder de disolución a 77° F, una solución saturada de ácido sulfámico tiene el equivalente de fuerza que un ácido de HCl al 18%. La reacción química entre el ácido sulfámico y la caliza es:



Una ventaja del ácido sulfámico es su estado sólido, esto le permite que sea transportado y almacenado sin necesidad de utilizar equipo especial o tanques y mezclado con agua en el lugar de tratamiento. La desventaja de este tipo de ácido incluye la descomposición a temperaturas cercanas a los 180° F, haciéndolo inapropiado para formaciones donde la temperatura esta por arriba de 160° F.

4.2.1.3.2 Ácido fluorhídrico retardado.

El HF retardado puede penetrar dentro de la formación a mayor profundidad que un HF convencional para remover los sólidos de silicatos. La retardación del ácido permite que el ácido penetre a mayor profundidad sin gastarse, lo que le permite terminar de remover el daño a la formación e incrementar la producción de aceite.

4.2.1.3.3 Ácido clorhídrico retardado

El ritmo de reacción del HCl en formaciones carbonatadas puede ser retardado mediante la gelificación del ácido, la mojabilidad de los sólidos de la formación por aceite o por la emulsificación del ácido en el hidrocarburo.

Los sistemas ácidos gelificados son utilizados para retardar el ritmo de reacción del ácido durante los tratamientos de estimulación o fracturamientos. La retardación ocurre como resultado del incremento en la viscosidad que reduce el ritmo de contacto con la cara de la formación, otras ventajas que incluye la utilización de este tipo de ácidos son.

- Reducción el coeficiente de pérdida de fluidos.
- Mayor penetración en la formación.
- Mejor limpieza de finos o transporte de sólidos posterior al tratamiento.

Los agentes viscosificantes normalmente están asociados con los sistemas ácidos gelificados que consisten de polímeros naturales, polímeros sintéticos, surfactantes y aditivos químicos gelificantes.

4.2.1.3.4 Ácidos retardados químicamente

Cuando se desea extender el tiempo de gastado de un sistema ácido un retardador químico se utilizarse. Los aditivos químicos retardadores más comunes son los surfactantes aniónicos, tales como los sulfatos o sulfonatos, estos surfactantes están ávidos de aceite por lo que se adsorben en los carbonatos para formar una barrera física que evita que el ácido esté en contacto con la superficie de la roca.

4.2.1.3.5 Ácidos emulsificados

Se obtienen por la emulsificación del ácido con los hidrocarburos estos son efectivos sobre un amplio rango de temperaturas de fondo. La fase externa puede estar compuesta por aceite o ácido pero la más común es la formada por aceite.

Las emulsiones con aceite como fase externa están compuestas por un fluido base de hidrocarburos que puede ser aceite crudo, o refinado para formar la fase continua y el ácido como fase dispersa. Estos sistemas ácidos, retardan la reacción del ácido con la formación debido a que disminuyen la cantidad de ácido en contacto con los sólidos de la formación, a medida que éste se gasta el emulsificante reacciona con el cloruro de calcio en solución liberando y permite que la emulsión se rompa.

Los ácidos emulsionados que presentan al ácido como fase externa, se debe seleccionar adecuadamente el ácido ya que éste equivale al 80 O 90% de todo el sistema y será función de las condiciones del pozo. Generalmente, el tolueno o xileno son utilizados como la fase interna. Estos sistemas ácidos son empleados para remover materiales de hidrocarburos como parafinas, aceite solidificado y otros depósitos, de tal manera que el ácido esté en contacto con los materiales solubles en el mismo.

4.2.1.3.6 Ácidos Espumados

Estos tienen un amplio rango de aplicación tanto en tratamientos de estimulación matricial como en fracturamiento de yacimientos carbonatados. En ambos casos los yacimientos responden exitosamente. Los ácidos espumados son benéficos en formaciones que exhiben baja presión de fondo, poca permeabilidad y que son sensibles a los líquidos, debido a las siguientes características:

a) Alta viscosidad.- Mientras que esta condición es difícil de alcanzar con agentes gelificantes, las altas viscosidades aparentes son fácilmente desarrolladas por los ácidos espumados, las altas viscosidades pueden generar mejor control de la pérdida de fluido y en el caso de fracturamiento además se puede generar fracturas de mayor amplitud y mejores limpieza de pozo posterior al tratamiento.

Capítulo IV

b) Reducción en la pérdida de fluido.- La alta viscosidad aparente de los ácidos espumados genera una reducción de la pérdida de fluido el cual le permite al ácido tener una mayor penetración. En yacimientos de baja permeabilidad las burbujas de espuma pueden disminuir el filtrado a la matriz de la formación.

c) Mejora el transporte de sólidos.- En tratamientos ácidos convencionales pueden generarse grandes cantidades de finos que son dejados en la formación, debido a la poca viscosidad del ácido gastado. Estos sólidos reducen la permeabilidad en la vecindad del pozo o la conductividad de la fractura (En el caso de fracturamiento). Los ácidos espumados y las viscosidades altas remueven mayor cantidad de finos del pozo durante la etapa de limpieza de pozo.

d) Mejora la limpieza.- Los ácidos espumados son formados por la mezcla del ácido y un gas, esto permite una limpieza de pozo más rápida sin necesidad de inducir el pozo posterior al tratamiento.

e) Menor daño.- Los ácidos espumados tienen un bajo contenido de líquidos, normalmente el volumen de gas contenido se refiere como la calidad de la espuma esta se encuentra entre el 60 al 80%.

f) La experiencia con ácidos espumados ha mostrado que la viscosidad del ácido se incrementa con la utilización de aditivos gelificantes antes de ser espumar, lo que ayuda a tener una mayor estabilidad de la espuma.

4.2.2 Aditivos utilizados en sistemas ácidos.

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto al tipo y concentración de los mismos. Esta selección en lo general, se lleva a cabo en el laboratorio debiendo ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo del pozo y daños severos a la formación.

Algunos de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo, son similares a aquellos recomendados por el American Petroleum Institute en su API-RP-42.

Los problemas más importantes que el ácido puede propiciar son:

- Corrosión del acero del equipo de bombeo y del equipo subsuperficial y superficial del pozo.

Capítulo IV

- Daño de la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etcétera.

Para evitar estos problemas que puede causar el ácido, y asegurar la remoción de los productos de reacción del medio poroso, se utilizan los aditivos.

Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y daño, en ocasiones es necesaria la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las condiciones del pozo y la formación. Por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluido de estimulación de una zona a otra, etcétera.

Los ácidos y sus aditivos en general son sustancias peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener siempre a mano instructivos sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo.

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

- Inhibidores de corrosión.
- Surfactantes.
- Solventes mutuos.
- Aditivos de control de fierro.
- Agentes suspensores.
- Agentes anti lodos asfálticos (Anti sludging).
- Agentes Antiemulsificantes.
- Agentes divergentes.
- Reductores de fricción.
- Gas

4.2.2.1 Inhibidores de corrosión.

Son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, los cuales forman una película delgada en el interior de la tubería y la protegen a medida que el ácido es bombeado. Los inhibidores de corrosión no suspenden la corrosión pero la disminuyen considerablemente.

Las tuberías del pozo generalmente están constituidas de aleaciones, conteniendo fierro y carbono como compuestos principales de la aleación. El ataque del ácido sobre el metal se manifiesta en la forma siguiente: dada la tendencia característica del fierro metálico a donar electrones de su estructura para convertirse en fierro iónico, y a la correspondiente al ión H^+ del ácido a captar electrones, se establece que en determinados sitios microscópicos de la superficie metálica (sitios anódicos), el fierro libera electrones dentro de la estructura cristalina del metal, desplazando otros electrones y estableciéndose un flujo de corriente hacia otro sitio microscópico del metal llamado cátodo. Simultáneamente en los sitios catódicos los hidrógenos iónicos capturan electrones para convertirse en hidrógenos monoatómicos. Estos a su vez se combinan para formar hidrógeno

Capítulo IV

molecular gaseoso. En esta forma se produce fierro iónico que entra en solución e hidrogeno molecular.

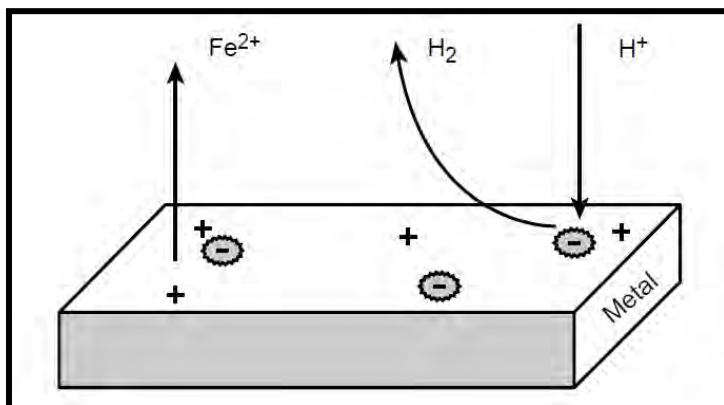
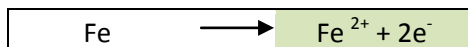


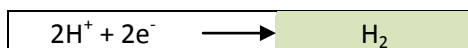
Figura 4-1. Superficie de metal con zonas anódicas y catódicas¹⁰.

En los siguientes diagramas se representan estas reacciones, las cuales son:

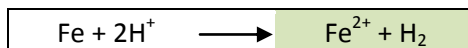
Reacción anódica



Reacción Catódica



Estas dos reacciones pueden sumarse en una sola para ejemplificar la reacción total.



La velocidad de reacción del ácido sobre el metal depende de:

- Tipo y concentración del inhibidor usado.
- Temperatura.
- Tiempo de contacto.
- Tipo y concentración de ácido.
- Tipo de metal.
- Relación volumen de ácido a área de metal expuesta.
- Presión.

La corrosión del acero es uniforme por naturaleza, sin embargo, por el efecto del inhibidor puede producirse una corrosión localizada. Esto debido a que los inhibidores de corrosión pueden degradarse o puede ser insuficiente la película adsorbida. Esto depende de la temperatura, de la concentración del ácido, del tipo de metal y de otros factores. La corrosión localizada también es agravada por impurezas y discontinuidades del metal. La corrosión localizada se manifiesta generalmente por cavidades que se forman en la superficie metálica y es mucho más grave que la corrosión uniforme, debido a que la pérdida de metal se concentra en puntos específicos y no se distribuye en toda la superficie metálica.

Capítulo IV

Adicionalmente al tipo de corrosión localizada, existe la fragilización del metal por hidrógeno. Esto ocurre debido a la formación de hidrógeno atómico y molecular en los sitios catódicos. Los átomos de hidrogeno son muy pequeños y son capaces de penetrar el metal y alojarse en espacios vacíos intercrystalinos de los componentes metálicos. Cuando dos hidrógenos atómicos llegan a estar en contacto se combinan para formar hidrógeno molecular, lo cual puede ocurrir dentro de la estructura del acero. La molécula de hidrogeno (H^2) por su tamaño es difícil que salga de la estructura del acero, resultando en el desarrollo de presiones extremadamente altas dentro del espacio intergranular; lo cual puede causar la fragilización del acero. Este fenómeno es común en pozos productores de hidrocarburos con altos contenidos de ácido sulfhídrico (H_2S). Los aceros de más alta dureza son los más susceptibles a este tipo de corrosión.

En general entre más agresivo o mayor grado de disociación de hidrogeno en agua exista, las moléculas de ácido son mas corrosivas y más difícil será inhibir su corrosividad. Entre los ácidos empleados en la estimulación de pozos, el clorhídrico es el de mayor y mas rápido grado de disociación por lo que es el más difícil de inhibir. Para disminuir la acción corrosiva de los ácidos es imprescindible utilizar inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión solo disminuyen la corrosividad de los ácidos sobre los aceros, llevándola a límites tolerables, recomendados por el American Petroleum Institute (API) y la National Association of Corrosion Engineers (NACE). Estos límites tolerables corresponden a una pérdida de peso uniforme de un tipo de metal por unidad de área expuesta, para un tipo y concentración de ácido, una concentración de inhibidor y una temperatura y tiempo de exposición dados.

Los valores más comunes aceptados son de 0.02 a 0.05 lb/pie², que corresponden a una pérdida de peso uniforme imperceptible; es decir, una pérdida de peso que no se encuentre localizada en algunos sitios anódicos, en caso contrario se presentan picaduras o concavidades más o menos profundas, conocidas como "pitting". El pitting puede ocurrir si existe una cantidad insuficiente de inhibidor para cubrir la superficie del acero eficientemente bajo ciertas condiciones. Las superficies del acero sin proteger serán rápidamente atacadas por el ácido en solución y el pitting ocurrirá. Otra condición que promueve la corrosión localizada o pitting es la presencia de impurezas o incrustaciones dentro del acero mismo. Por ejemplo pequeñas piezas de residuos pueden quedar atrapadas después de que el acero es fundido o impurezas por tratamiento de fundición inadecuados, que generan discontinuidades en la estructura del metal. Estas imperfecciones pueden convertir el acero circundante a ella misma en un ánodo y por lo tanto facilitar el ataque por el ácido.

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de varios factores, entre los principales están los siguientes:

Tipo de metal. Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido.

Capítulo IV

Temperatura. A mayor temperatura es más difícil proteger la superficie metálica. Para temperaturas altas será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección, aun con el uso de intensificadores.

Tipo y concentración del ácido. Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.

Tiempo de contacto. A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, especialmente a temperaturas altas, la protección con inhibidor será más difícil.

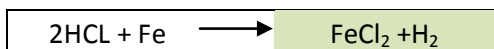
Tipo y concentración de inhibidor. La concentración del inhibidor no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el tipo de acero y el tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración del mismo no se tiene protección adicional y para algunos productos, esta puede disminuir.

Efecto de otros aditivos. Los inhibidores orgánicos son surfactantes, generalmente catiónicos, con grupos funcionales de naturaleza polar.

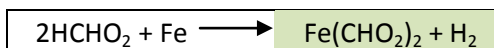
La presencia común de otros aditivos, también surfactantes, en los sistemas ácidos, pueden originar efectos sinérgicos en general impredecibles. Esto conduce a la necesidad de pruebas adicionales de laboratorio con el sistema de ácido y aditivos requeridos.

Los factores antes mencionados deben tomarse en cuenta en experimentación de laboratorio para determinar y seleccionar los inhibidores más apropiados para una estimulación en particular. Las siguientes son las reacciones que ocurren entre los ácidos utilizados para la estimulación de pozos.

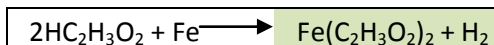
Ácido Clorhídrico.



Ácido Fórmico.



Ácido Acético.



Un buen inhibidor para ser aceptado debe tener los límites indicados de pérdida de peso por unidad de área y no presentar corrosión localizada, después de una prueba. Existen básicamente dos tipos de inhibidores de corrosión los orgánicos y los inorgánicos.

4.2.2.1.1 Inhibidores de corrosión inorgánicos

Esta clase de inhibidores incluye las sales de zinc, nickel, cobre arsénico, antimonio y varios metales. Los más utilizados son los compuestos de arsénico, cuando estos componentes de

Capítulo IV

arsénico son agregados a una solución ácida ellos forman una capa protectora o sulfuro de hierro en el cátodo de la superficie de acero expuesta, esto disminuye el ritmo intercambio de iones de hidrógeno, debido a que el sulfuro de hierro actúa como una barrera entre el metal y el ácido, este es un proceso continuo en el cual el ácido reacciona con el sulfuro de hierro más que con el metal.

Ventajas:

- Trabajan eficientemente a altas temperaturas para tiempos de contacto altos.
- Son menos costosos que los inhibidores orgánicos

Desventajas:

- Tienen a perder su eficiencia cuando el ácido exhibe una concentración mayor al 17%, reacciona con el ácido sulfhídrico vía iones de sulfuro férrico (FeS), para formar un precipitado insoluble conocido como sulfuro de arsénico. En el yacimiento este precipitado existe en estado gaseoso pero cuando entra en el pozo se enfría y forma un taponamiento sólido.
- Libera ocasionalmente gas arsénico tóxico como un producto de la corrosión.
- Es difícil de mezclar y manejar.

4.2.2.1.2 Inhibidores de corrosión orgánicos

Estos inhibidores están compuestos por una parte polar capaz de adsorberse en la superficie del metal, por lo que establece una película protectora que actúa como barrera entre el metal y el ácido en solución. Ellos generalmente funcionan como un polarizador catódico al limitar la movilidad de los iones de hidrógeno. Los inhibidores orgánicos están compuestos de unidades de hidrocarburo complejas con uno o más grupos polares, a partir del sulfuro, oxígeno ó nitrógeno. Algunas de las ventajas y desventajas que los inhibidores orgánicos presentan son:

Ventajas:

- Pueden utilizarse en presencia del ácido sulfhídrico sin riesgo de precipitación del sulfuro de arsénico, el cual puede taponar los disparos del pozo.
- Trabaja eficientemente para cualquier concentración de ácido.
- Los productos de reacción que generan no son venenosos

Desventajas:

- Tienen tendencia a la degradación in situ, es decir se degradan químicamente con el tiempo con la presencia de soluciones ácidas, por lo que no fácilmente proporciona protección por mucho tiempo especialmente a temperaturas arriba de los 220° F.
- Son más costosos que los inhibidores inorgánicos.

Capítulo IV

La siguiente tabla presenta la eficiencia de inhibidores de corrosión orgánicos e inorgánicos, para altas temperaturas en sistemas a base de HCL al 15%, el tiempo de protección refleja que el tiempo requerido para que el HCL remueva 0.05 lb/pie² de área de metal expuesta.

Tiempo requerido para remover 0.05 lb/ft ² de área de material expuesta.			
Tipo de inhibidor	Concentración del inhibidor %	Temperatura, °F	Tiempo de protección, hrs.
Orgánicos	0.6	200	24
	1	250	10
	2	300	2
Inorgánicos	0.4	200	24
	1.2	250	24
	2	300	12

Tabla 4-2. Eficiencia de los inhibidores de corrosión para alta temperatura en HCl al 15%¹⁰.

Un error común es considerar que el doble del inhibidor proporcionar también el doble de protección. La concentración límite varía de un inhibidor a otro. La regla general es utilizar una concentración máxima del 2%, ya que por arriba de este valor no se alcanzan beneficios prácticos. Se debe recordar que el propósito del inhibidor de corrosión es retardar el ritmo de reacción entre el ácido y el acero. La siguiente tabla presenta unos ejemplos de tiempos disponibles de protección a la corrosión de HCL a diferentes concentraciones y a las temperaturas más comunes en los tratamientos.

Tiempo requerido para remover 0.05 lb/ft ² de área de material expuesta.				
Tipo de inhibidor	Concentración del inhibidor %	Concentración del Ácido %	Temperatura °F	Tiempo de protección
Temperatura Baja.	0.10	15	100	7 días
Temperatura Baja.	0.15	15	150	2.5 días
Temperatura Baja.	0.50	15	200	17 hrs
Temperatura Baja.	1.00	28	200	21 hrs
Temperatura Media.	0.50	15	200	28 hrs
Temperatura Media.	0.80	28	200	44 hrs
Ácido Orgánico.	0.30	10	200	90 hrs

Tabla 4-3. Eficiencia de los inhibidores de corrosión orgánicos¹⁰.

4.2.2.2 Surfactantes.

Son aditivos comunes en todos los tratamientos ácidos y las funciones que realizan son: desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca. Tienen que ser compatibles con los fluidos de tratamiento y de la formación, y ser solubles a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.

Capítulo IV

Los surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas caracterizados por formar dos grupos químicos, uno soluble en agua (hidrofílico), y otro soluble en aceite (lipofílico). Estos productos, mezclados con fluidos acuosos u oleosos pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Por lo que es de gran importancia, considerar su acción durante los procesos de perforación, terminación, reparación y estimulación. Para entender la acción de los surfactantes, es necesario analizar la estructura de sus moléculas. Para ello se acostumbra representarlos en forma esquemática como se muestra en la figura 4-2.

La mayor parte de las formaciones son arenas, areniscas, calizas y dolomías. Las arenas y areniscas tienen una carga eléctrica de superficie negativa, mientras que las calizas y dolomías tienen su carga positiva y debido a que el grupo soluble en agua del surfactante puede tener carga eléctrica, se alteran las condiciones de mojabilidad de la roca o sólidos de la formación.

Los surfactantes buscan interfases y alteran las condiciones existentes en ellas, cambian los ángulos de contacto entre líquidos y sólidos, disminuyen la tensión interfacial entre líquido y gases, en líquidos inmiscibles, y en líquidos y sólidos.

Debido a que la acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, éstos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. En esta forma los surfactantes se dividen en:

- Aniónicos.
- Catiónicos.
- No iónicos.
- Anfotéricos.

La siguiente tabla presenta la clasificación en base a su naturaleza iónica con, las características de carga del grupo soluble en agua, los grupos químicos más importantes y sus usos principales.

Clasificación	Carga soluble en agua	Grupo químico	Aplicaciones
Aniónico	Negativa	Sulfatos	No emulsificantes
		Fosfatos	Retardadores
		Sulfonatos	No emulsificantes
		Fosfonatos	Limpiadores
Catiónico	Positiva	Compuestos de aminas	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Bactericidas
No-iónico	Sin carga	Polímeros	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Espumantes
Anfoterico	La carga depende del ph del sistema	Sulfato de amina	Viscosificantes
		Fosfato de amina	Inhibidores de corrosión

Tabla 4-4. Clasificación de los surfactantes en base a su naturaleza iónica.

Capítulo IV

El uso de los surfactantes en las estimulaciones, se ha hecho imprescindible, debido a la acción que este manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

a) **Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.** La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible.

b) **Cambios de Mojabilidad en la Roca.** Cuando la roca llega a estar mojada por aceite, éste se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca, con la consecuente disminución del área libre al flujo de aceite y/o gas, lo que ocasiona una reducción considerable en la permeabilidad a los hidrocarburos, que varía del 15 al 85 % en relación de aquella que tuviese la roca si estuviera mojada por agua.

c) **Rompimiento de Emulsiones.** La formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario romper tales emulsiones. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizar los efectos del agente emulsificante. Adicionalmente el cambio de mojabilidad también puede ayudar en el rompimiento de la emulsión. El éxito de una estimulación depende principalmente de la selección de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por tanto es conveniente indicar la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes.

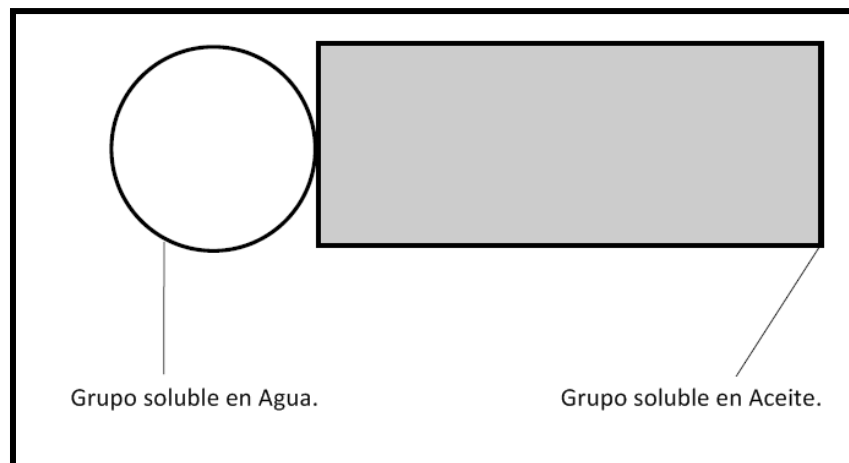


Figura 4-2. Representación esquemática de la estructura de un surfactante¹⁰.

Acción de los Surfactantes Aniónicos.

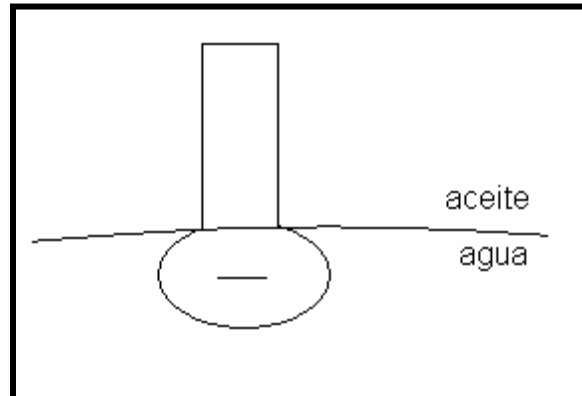


Figura 4-3. Representación de un Surfactante Aniónico¹⁰.

- Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla cargadas negativamente.
- Mojan de aceite la caliza o dolomía, cuando su PH es menor de 8.
- Mojan de agua la caliza o dolomía cuando su PH es mayor o igual a 9.5.
- Rompen emulsiones de agua en aceite.
- Emulsifican el aceite en agua.
- Dispersan las arcillas o finos en el agua.

Acción de Surfactantes Catiónicos.

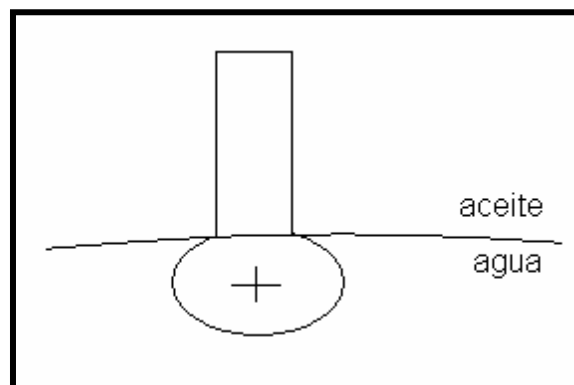


Figura 4-4. Representación de un Surfactante Catiónico¹⁰.

- Mojan de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojan de agua la caliza o dolomía, cuando su pH es menor a 8.
- Mojan de aceite la caliza o dolomía, cuando el pH es de 9.5 o mayor.

Capítulo IV

- Rompen emulsiones de aceite en agua.
- Emulsifican el agua en aceite.
- Dispersan las arcillas o finos en agua.

Acción de los Surfactantes No-iónicos.

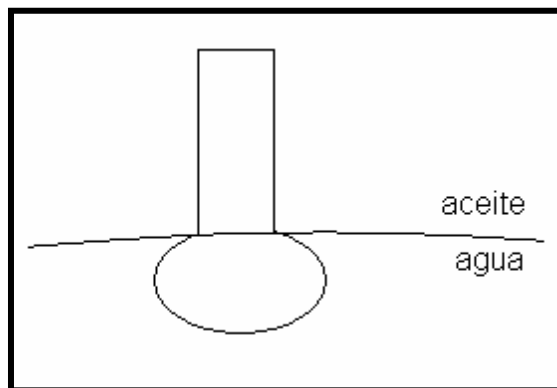


Figura 4-5. Representación de un Surfactante No-iónico¹⁰.

Estos surfactantes son probablemente los más versátiles ya que sus moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, proporcionan otras características tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido. La mayoría son derivados de óxido de etileno o mezclas de éste con propileno.

Acción de los Surfactantes Anfotéricos.

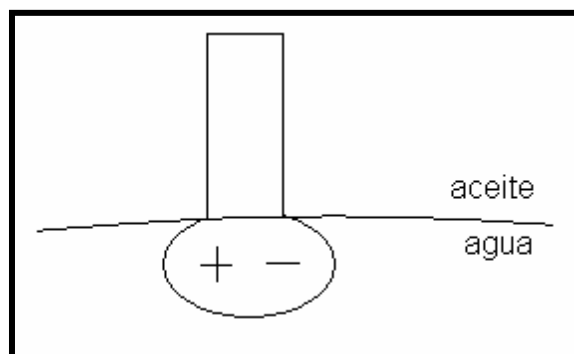


Figura 4-6. Representación de un Surfactante Anfotérico¹⁰.

Son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se "neutraliza" y por lo general tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre sí con algún solvente, ejemplos de ellos son:

Capítulo IV

- Aniónicos - Aniónicos
- Aniónicos -No Iónicos
- Catiónicos - Catiónicos
- Catiónicos - No Iónico
- No-Iónico - No Iónico.

Las mezclas de aniónicos - catiónicos, en lo general no es recomendable debido a que reaccionan entre sí formando precipitados.

Los surfactantes catiónicos generalmente crean arenas mojadas por aceite, mientras que con el uso de surfactantes aniónicos, la mojabilidad de estos será por agua, para el caso de los carbonatos, un surfactante catiónico provocara que el carbonato sea preferentemente mojado por agua, mientras que el surfactante aniónico provocara que sea mojado por aceite. Esto se representa en la siguiente figura.

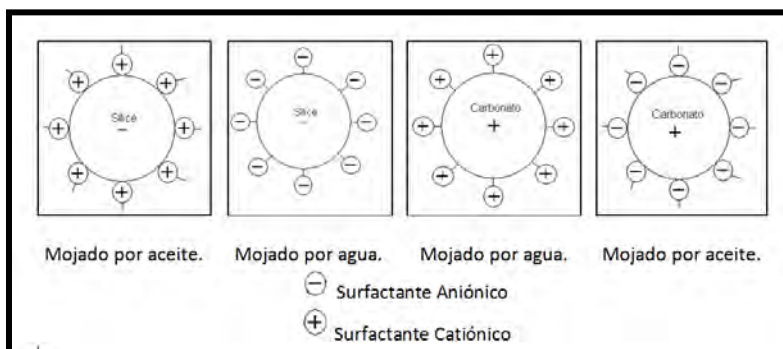


Figura 4-7. Características de mojabilidad de partículas de sílice y carbonato¹⁰.

4.2.2.3 Solventes mutuos.

Los solventes mutuos o mutuales son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Se desarrollaron para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver más allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo.

Debido a sus propiedades, tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan este tipo de aditivo.

Los solventes mutuos para ser efectivos, deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento.

Entre los más comunes se encuentran el etyl glicol monobutil éter (EGMBE) Dietyl glicol monobutil éter (DEGMBE) glicol de éter modificado (MGE).

Capítulo IV

4.2.2.4 Aditivos de control de fierro.

Muchas formaciones contienen Siderita, Hematita y otros minerales ricos en fierro, Además del fierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por lo tanto los agentes secuestrantes de fierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos.

La química de los componentes de incrustaciones de fierro es más compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de fierro en la formación, ferroso y férrico (éste último de mayor riesgo, y el primero que se forma en las estimulaciones); en solución, la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de fierro, que puede verse incrementada substancialmente por corrosión, o por contacto con magnetita o hematita.

Mientras el ácido no está gastado su pH es 0 ó muy cercano a él, en estas circunstancias ningún ión fierro precipitará, sin embargo, a medida que el ácido se va gastando, su pH tiende a subir y al alcanzar valores superiores 2, comienza a precipitar el fierro. El ión ferroso empieza a precipitar en pH de 5 y el férrico comienza a precipitar con pH de 2.5 y totalmente con pH de 3.5. Por ello es importante contar con los secuestrantes de fierro adecuados e inducir el pozo a producción tan rápido como sea posible.

Los Agentes secuestrantes son sustancias capaces de adherirse por sí mismos físicamente a un ion de metal con dos o más ligaduras, por lo que el ion de metal es retenido en solución y no puede reaccionar con otros elementos o compuestos. En este caso, los agentes secuestrantes ayudan a prevenir la precipitación del hidróxido de fierro. La siguiente tabla proporciona información acerca de varios agentes secuestrantes.

Componente	Solubilidad máxima en 1000 Gal. de HCL al 15%	Cantidad de fierro en ppm
EDTA (Ethylyene Diamine tetraacetic acid)	67	1450
Sodium EDTA	250	5000
NTA (nitrilo triacetic acid)	420	13790
Citric acid	1796	57292

Tabla 4-5. Solubilidad y capacidad de inhibición del ion fierro en el HCL, por varios agentes secuestrantes¹⁰.

4.2.2.5 Agentes suspensores.

Debido a que la mayoría de las formaciones calcáreas no son 100% calizas, durante un tratamiento de estimulación, se pueden formar muchos finos insolubles, cuando el ácido se gasta remueve de la formación estos finos, mismos que pueden reducir la permeabilidad si no son sacados de la formación. Básicamente se utilizan dos tipos de agentes suspensores en los tratamientos de acidificación. El primero es un surfactante que es adsorbido por los finos y por lo tanto los mantiene en suspensión mediante la repulsión eléctrica de sus cargas. El segundo es un polímero

que crea un puenteo molecular y atrapa los finos entre los polímeros. Manteniendo los finos en suspensión. Los agentes suspensores se deben utilizar cuando en yacimientos carbonatados

existen materiales que son insolubles al ácido y pueden generar precipitados, tales como los feldespatos, cuarzo y arcilla.

4.2.2.6 Agentes anti lodos asfálticos (Anti sludging).

Cuando el ácido está en contacto con ciertos tipos de aceite puede formarse un lodo en la interfase lodo aceite (Sludge). Esto pasa generalmente cuando el aceite contiene un porcentaje alto de asfáltenos, y es más severo a medida que el ácido es más fuerte. Una vez que el lodo asfáltico se forma es muy difícil de remover, por lo que el resultado es una disminución de la permeabilidad. Para evitar la formación de Sludge son utilizados surfactantes aniónicos y catiónicos, para adsorber y proporcionar una capa continua de protección entre la interfase aceite ácido. La formación de lodos asfálticos puede también evitarse por medio de controlar el ritmo de retorno del ácido gastado.

4.2.2.7 Agentes Antiemulsificantes.

Uno de los mayores problemas encontrados en los tratamientos de acidificación es la emulsión del aceite en el ácido o del crudo en el ácido gastado. Este fenómeno puede o no ocurrir en la formación, pero ocurren en el pozo, por lo que existen dos tipos de emulsiones principalmente las de aceite en agua (fase externa agua) y las de agua en aceite (fase externa aceite). La emulsión de agua en aceite se encuentra comúnmente en pozos de aceite, generalmente es un fluido viscoso que reduce la producción del pozo, mediante el taponamiento de la formación. En resumen durante los tratamientos de estimulación se deben utilizar surfactantes para evitar la formación de emulsiones, obviamente la selección del surfactante debe ser compatible con el ácido, los fluidos de la formación y el resto de aditivos a utilizarse en el fluido de tratamiento.

4.2.2.8 Agentes divergentes.

El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento, la desviación puede ser complementada utilizando divergentes mecánicos como empacadores, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espuma e incremento en el ritmo de inyección por debajo de la presión de fractura.

Estos aditivos son útiles cuando necesitamos, realizar tratamientos en etapas y estimular varios intervalos por operación.

Los productos principales para este fin son:

- Resinas orgánicas
- Ácidos benzóico
- Ceras y polímeros
- Sólidos inertes
- Sales minerales
- Bolas selladoras

4.2.2.9 Reductores de fricción.

Los reductores de fricción reducen la turbulencia del fluido y por lo tanto la pérdida de presión por fricción, con lo cual se puede reducir los requerimientos de potencia hidráulica e incrementar los gastos de bombeo. La mayoría de los reductores de fricción son cadenas largas de polímeros naturales o sintéticos, pero no todos ellos trabajan eficientemente en los sistemas ácidos. Muchos aditivos son utilizados como reductores de fricción, una clasificación genérica para ácidos y fluidos base agua o aceite se presenta en la siguiente tabla.

Tipo de fluido	Clasificación genérica del aditivo
Soluciones base agua	Goma Guar
	Poliacrilamidas
	Celulosa
Soluciones base aceite	Poli isobutileno
	Polímeros orgánicos linkiadores
Ácido.	Goma Guar
	Goma Karaya
	Poliacrilamida
	Celulosa

Tabla 4-6. Clasificación genérica de los principales reductores de fricción¹⁰.

4.2.2.10 Gas

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador. Existe una técnica patentada por J. L. Gidley (“El futuro de las acidificaciones” – JPT 230) que reporta ventajas de usar bióxido de carbono (CO₂), como un precolchón por delante del ácido, en tratamientos de zonas de aceite.

Capítulo V

MODELOS DE TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO
ÁCIDO

5 Modelos de tratamientos de Fracturamiento Ácido.

Para el diseño preciso de un tratamiento de fracturamiento ácido, es importante tener un modelo que describa adecuadamente cada paso en el proceso, estos pasos son:

- Geometría de la fractura.
- Temperatura del fluido.
- La distancia de la penetración del ácido a lo largo de la fractura para las condiciones pronosticadas de geometría de fractura y de la temperatura del fluido.
- Conductividad de la fractura debida a la reacción del ácido con las paredes de la fractura.

5.1 Geometría de la fractura.

Para predecir las dimensiones físicas de una fractura durante el tratamiento de un fracturamiento hidráulico, estas dimensiones deben ser relacionadas con las propiedades de la formación y del fluido de fractura. La mayoría de modelos de predicción son desarrollados por la combinación de la solución analítica de tres problemas interdependientes, estos problemas describen el comportamiento del desarrollo de la fractura cuando son resueltos simultáneamente.

Las ecuaciones que describen estos problemas de interés son de:

Equilibrio de la geometría de fractura: estas ecuaciones relacionan la longitud y el ancho de la fractura al volumen de fractura, el módulo de Young y la relación de Poisson de la roca de formación.

Volumen de fractura: estas ecuaciones relacionan las pérdidas de volumen del fluido en la formación a las propiedades de la formación y los fluidos contenidos en esta, predicen el volumen de fractura para conocer la longitud y su anchura.

Presión media en la fractura. La fuerza que mantiene la fractura abierta es generada por la resistencia de fricción media al flujo del fluido de fractura a lo largo de la fractura. Esta presión es pronosticada usando una ecuación que relacione el gradiente de presión que se ocupa en el flujo de fluido a la viscosidad del fluido de fractura, la velocidad del flujo de fluido y a la anchura y longitud de la fractura. Hay que tener en cuenta que para predecir la presión de fractura se

Capítulo V

requiere conocer la geometría de fractura, pero, la geometría de fractura depende la presión media en la fractura. Esta interdependencia complica la solución para la geometría de la fractura.

La mayoría de los modelos que nos predicen la geometría de la fractura tienen las siguientes suposiciones.

- El ancho de la fractura es uniforme y se extiende a través de la extensión vertical de formación.
- La longitud la fractura es proporcional a su altura vertical, supone que la fractura tiene una geometría elíptica a través de su altura vertical con paredes paralelas a lo largo de la fractura.

5.1.1 Modelo de Geertsma-Klerk

Geertsma y de Klerk desarrollaron un modelo de geometría de fractura que simultáneamente resuelve ecuaciones que relacionan la amplitud en el pozo a la longitud de una de las alas de la fractura, y la longitud de la fractura en la formación y propiedades del fluido.

Para simplificar la solución de estas ecuaciones, diseñaron las cartas de la figura 5-1, estas relacionan anchura adimensional de la fractura, K_u , los tres parámetros dimensionales, K_L , K_S y $K_{\eta L}$, definidos en las ecuaciones:

$$K_L = \frac{CLh}{i\sqrt{t}} \quad (5-1)$$

$$K_u = \frac{c\sqrt{t}}{W_w} \quad (5-2)$$

$$K_S = \frac{c\sqrt{t}}{V_{spt}} \quad (5-3)$$

$$K_{\eta L} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \quad (5-4)$$

Los siguientes términos se introducen en estos grupos adimensionales:

C = Coeficiente de pérdida total de fluidos.

E = Módulo de Young de la formación.

h = Altura de la fractura.

i = Gasto de inyección.

t = Tiempo total de la inyección de fluidos.

V_{spt} = Volumen de chorro, definido como el volumen de fluido por unidad de área que se pierde cuando se crea una nueva fractura en la zona del yacimiento.

W_w = Ancho de la fractura en el pozo.

μ = Viscosidad del fluido de fracturamiento a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura.

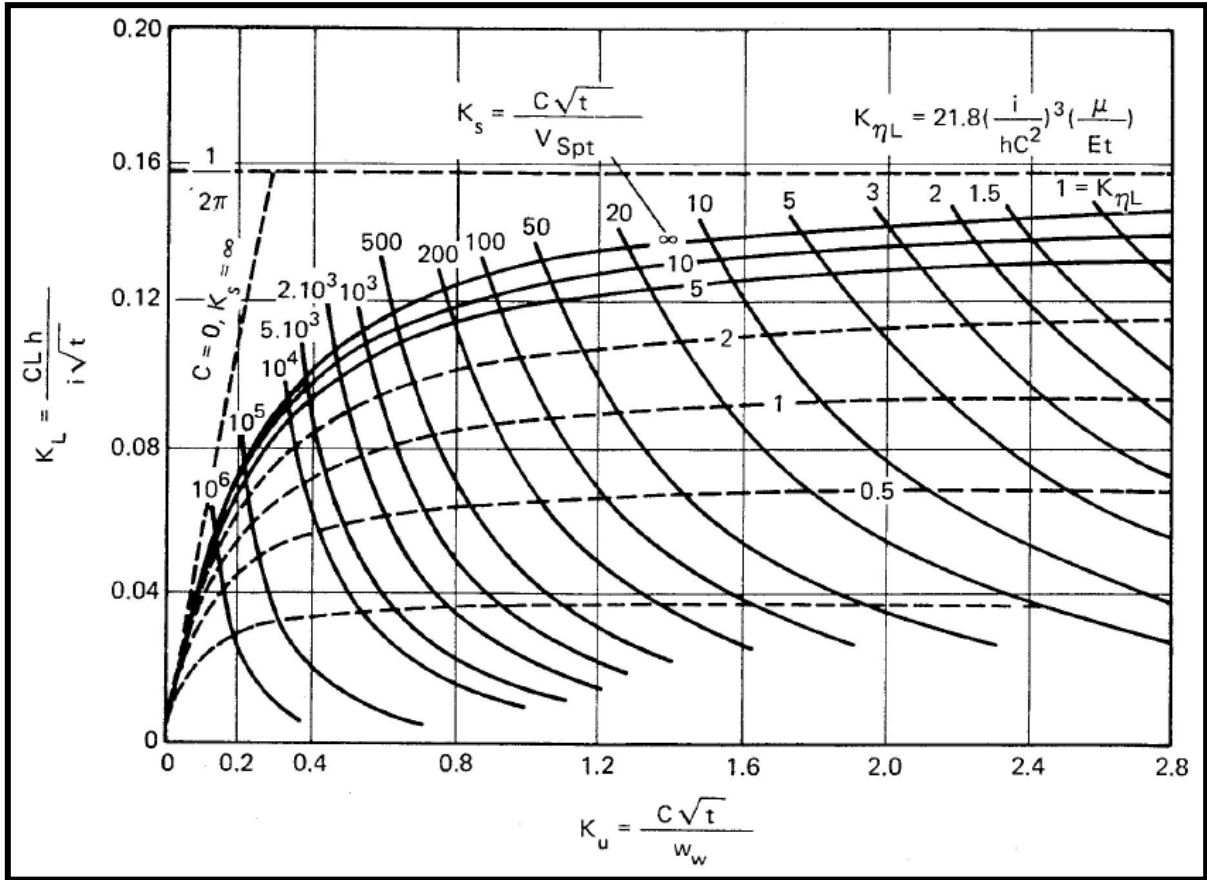


Figura 5-1. Cartas de diseño para fracturas verticales (Geertsma y de Klerk)⁸

El uso de las curvas desarrolladas por Geertsma y de Klerk se ilustra en el ejemplo 5-1 con el uso de la figura 5-1. La selección de los datos de entrada necesaria para diseñar tratamientos de campo se detalla en el capítulo 6.

Ejemplo 5.1. Cálculo de geometría de fractura.

Predecir la geometría de fractura (longitud y espesor) de la formación de una fractura, por medio del método de Geertsma y de Klerk, los datos son los siguientes:

Propiedades de la formación	
Altura vertical de la formación, h	50 ft
MÓDULO de Young de la formación, E	6.45 x 10 ⁶ psi
Parámetros de tratamiento	
Gasto de inyección, i	10 bbl/min
Viscosidad del fluido, μ	60 cp
Volumen de chorro, Vspt	0.000935 ft ³ /ft ²
Coficiente de pérdida de todos los fluidos, C	0.002 ft/min ^{1/2}

Tabla 5-2. Datos para ejemplo 5-1.

Capítulo V

Solución.

Convirtiendo a unidades consistentes y usando el tiempo en minutos.

$$i = 10 \frac{bbl}{min} = 56.1458 \frac{ft^3}{min}$$

$$\mu = 60 \text{ cp} = 0.6 \frac{kg}{m * s} = 2.4190 \frac{lb}{ft * min}$$

$$E = 6.45 \times 10^6 \text{ psi} = 1.0758 \times 10^{14} \frac{lb}{ft * min^2}$$

Sustituyendo valores en las ecuaciones 5-1 y 5-2 y dejando en función de t.

$$K_s = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}} = \frac{(0.002 \frac{ft}{min^{1/2}})\sqrt{t}}{0.000935 \text{ ft}}$$

$$K_{\eta L} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) = 21.8 \left(\frac{56.1458 \frac{ft^3}{min}}{(50 \text{ ft})(0.002 \frac{ft}{min^{1/2}})^2} \right)^3 \left(\frac{2.4190 \frac{lb}{ft * min}}{1.0758 \times 10^{14} \frac{lb}{ft * min^2} t} \right)$$

$$K_s = 2.13904 * \sqrt{t}$$

$$K_{\eta L} = 10844.827/t$$

Para obtener la longitud y espesor de la fractura, utilizamos las ecuaciones 5-1 y 5-2, de las cuales despejaremos L y Ww

$$L = K_L \frac{i\sqrt{t}}{Ch} = K_L \frac{(56.1458 \frac{ft^3}{min})\sqrt{t}}{(0.002 \frac{ft}{min^{1/2}})(50 \text{ ft})} = 561.458 * K_L * \sqrt{t}, \text{ ft}$$

$$W_w = \frac{C\sqrt{t}}{K_u} = \frac{(0.002 \frac{ft}{min^{1/2}})\sqrt{t}}{K_u} = 0.002 * \frac{\sqrt{t}}{K_u}, \text{ ft} = 0.024 * \frac{\sqrt{t}}{K_u}, \text{ in}$$

Geometría de Fractura.							
Tiempo (min)	K_s	$K_{\eta L}$	K_L	K_u	L (ft)	W _w (in)	\bar{W} (in)
15	8.28447	722.989	0.108	0.58	234.85	0.16026	0.12587
30	11.7160	361.494	0.116	0.70	356.73	0.18779	0.14749
45	14.3491	240.996	0.120	0.75	451.96	0.21466	0.16860
60	16.5689	180.747	0.123	0.81	534.93	0.22951	0.18026

Tabla 5-1. Resultados de ejemplo 5-1.

Capítulo V

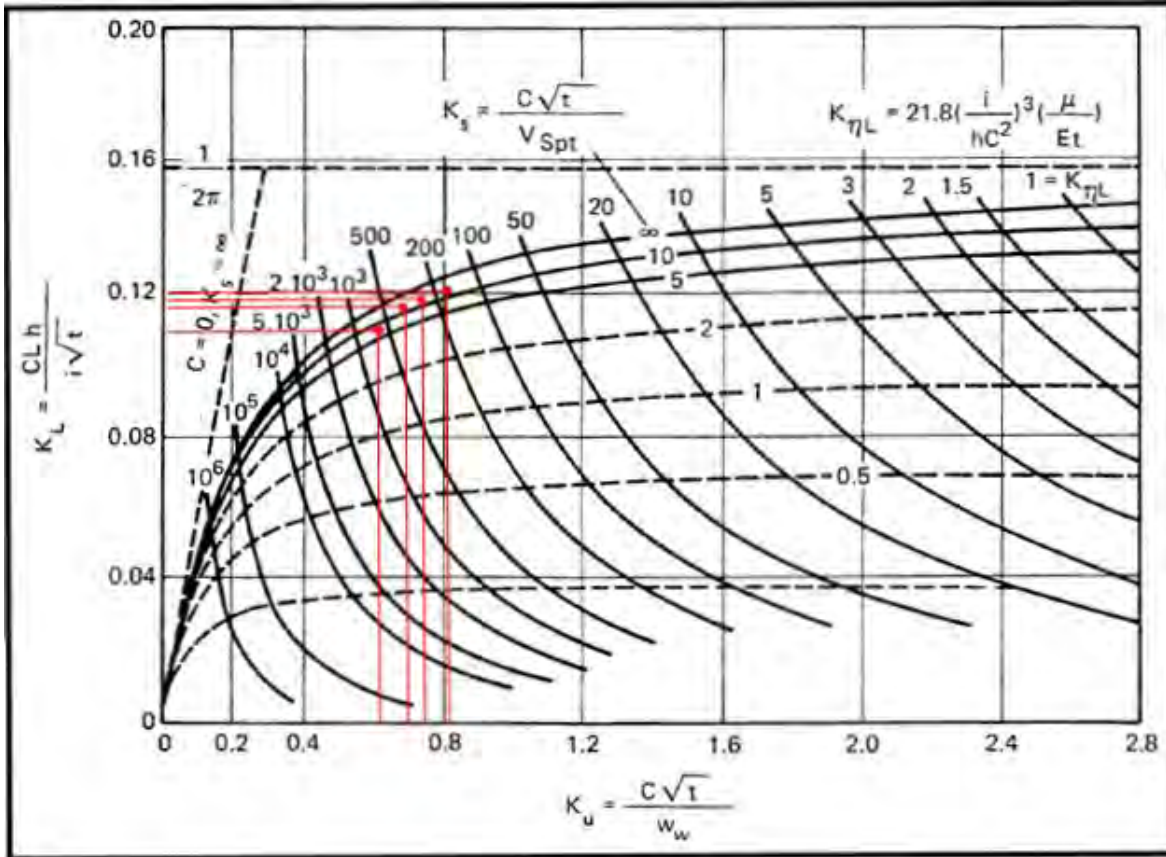


Figura 5-2. Lecturas del ejercicio 5-1.⁸

Para obtener los valores de K_s y K_{7L} sustituimos el tiempo de interés, y con el valor de estos leemos de la tabla 5-1 los valores de K_L y K_u con los que obtendremos los valores de longitud (L) y espesor (W_w) de la fractura. El espesor medio relacionado con la anchura del pozo se calcula con la expresión:

$$\bar{W} = \frac{\pi * W_w}{4} \quad (5-5)$$

La geometría de la fractura formada por inyección de líquido está controlada por las propiedades elásticas de la formación rocosa, la fuerza generada por el incremento de presión en la fractura a causa de la resistencia a la fricción al flujo de fluidos a lo largo de la fractura (llamada presión de propagación de fractura), y el gasto de inyección. La relación entre el ancho de la fractura medida en el pozo y la longitud de la fractura es proporcional a las propiedades del fluido, la formación y la fractura.

Uno de los resultados teóricos sobre la anchura, longitud y propiedades de la formación se da en la siguiente ecuación.

$$\frac{W_w}{L} \approx \left(\frac{\mu i}{EhL^2}\right)^{0.25} \quad (5-6)$$

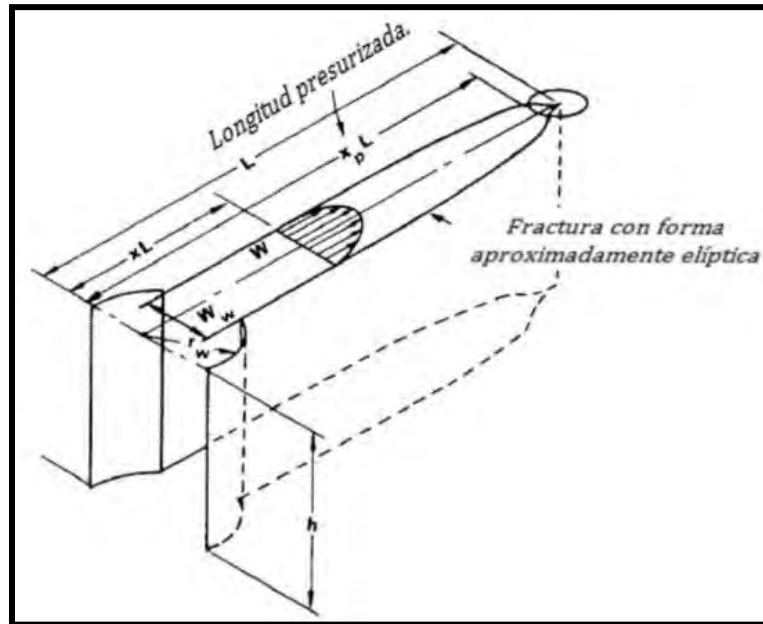


Figura 5-3. Esquema de la forma de una fractura.⁸

Esta relación muestra que el ancho de la fractura aumenta si la longitud de la fractura (L), La viscosidad del fluido (μ) o la velocidad de inyección por unidad de altura de la fractura (i / h) se incrementan, y disminuirá a medida que el módulo de Young, E de la formación incrementa.

Muchas formaciones de carbonato tienen grandes módulos de Young y por tanto no permiten que se creen fácilmente fracturas de mucho espesor.

El ancho de la fractura puede ser maximizado en formaciones con:

- El uso de colchones de fluidos de alta viscosidad.
- Gastos de inyección altos.
- Inyección de un gran volumen de fluido.
- Reducción de la pérdida de fluidos a la formación mediante la adición de aditivos de pérdida de fluido para obtener un volumen mayor de fractura después de un determinado volumen de inyección de líquido.

5.2 Temperatura del fluido.

Es necesario tener una estimación precisa de la temperatura del fluido en una fractura, ya que el conocimiento de esta es necesario para predecir la geometría de la fractura y distancia de penetración del ácido. Cuando se consideran grandes volúmenes de fluido y altos gastos de inyección, es impreciso suponer que el líquido está a temperatura de formación después de su entrada en la fractura, ya que los fluidos pueden llegar a la zona de disparos a una temperatura casi igual a la que tiene el fluido en superficie. Por lo tanto, es necesario estimar el cambio en la temperatura del fluido que se bombea a través del pozo y a lo largo de la fractura.

Capítulo V

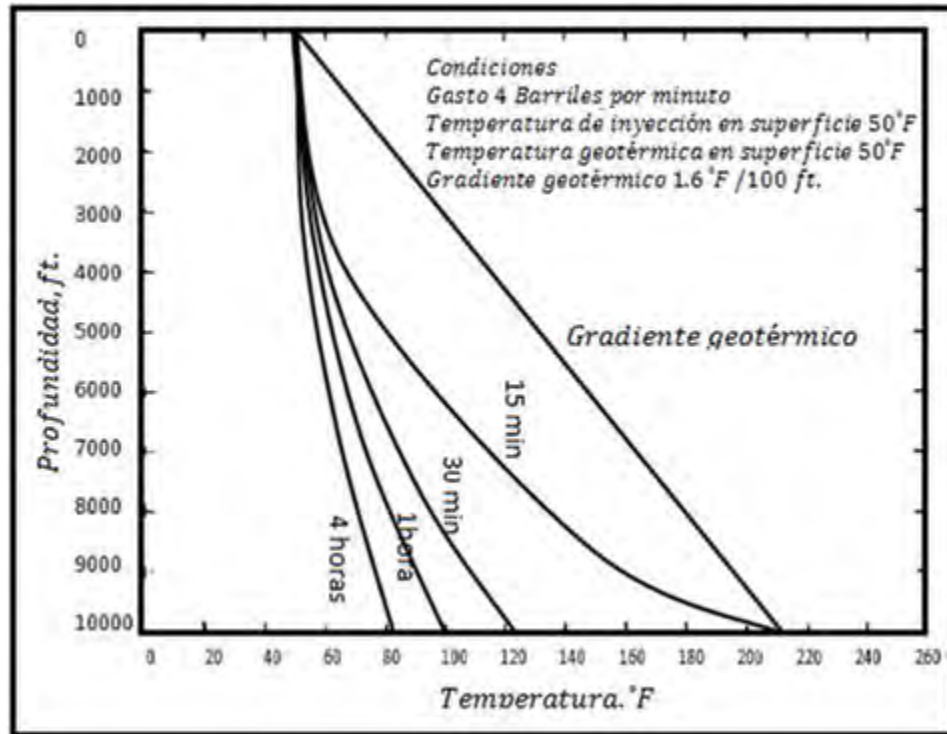


Figura 5-4. Perfiles de temperatura contra profundidad para cuatro diferentes intervalos de tiempo después de la inyección de agua fría a un gasto de 4 bbl/min.⁸

En la figura 5-4 se muestra el efecto del tiempo de inyección y el gasto de inyección sobre la temperatura en un pozo de 10000 metros de profundidad. Se puede observar que para un tiempo de 15 minutos de inyección, el fluido llega al fondo del pozo, prácticamente a la temperatura del yacimiento, después de 1 hora de la inyección, por ejemplo, la temperatura en el fondo del pozo se encuentra a 50 ° F de la temperatura de inyección.

Debido a las diferencias la capacidad calorífica y en las características de pérdida de flujo, la temperatura dentro de una fractura dependerá del tipo de fluido de colchón que se usa.

Los fluidos con baja viscosidad y baja eficiencia (alta pérdida de líquidos debido a la formación de la fractura) pueden enfriar con eficacia la formación cerca de la fractura y reducir así la temperatura del fluido en la fractura. Debido a la baja eficiencia se requieren grandes volúmenes de líquido para formar una fractura de gran longitud y espesor. Fluidos en esta categoría incluyen el agua sola y gel de agua de baja viscosidad sin aditivos de pérdida de fluido. Estos líquidos se utilizan a veces como pre-enfriamiento para bajar la temperatura en la fractura y así aumentar la distancia de penetración del ácido.

Los fluidos viscosos normalmente tienen una alta eficiencia, y por lo tanto menor cantidad de pérdida de fluidos. Estos fluidos aumentan y aproximan su temperatura a la del yacimiento a una corta distancia del pozo.

5.2.1 Modelo de Eickmeier y Ramey

Eickmeier y Ramey desarrollaron un procedimiento para predecir la temperatura en el fondo del pozo durante la inyección de fluidos. Ellos desarrollaron un modelo en diferencias finitas para la transferencia de calor entre el fluido inyectado y el pozo y sus alrededores durante la inyección de fluidos u operaciones de producción. El modelo tiene una aplicación específica para el período transitorio, cuando la velocidad de pérdida de calor y temperatura del pozo cambia rápidamente. Está construido de manera que un pozo real (incluyendo tubería, fluido anular, tubería de revestimiento, cemento, y formación) puede ser considerado en los cálculos. Las suposiciones básicas de este modelo son:

- No hay transferencia de calor por conducción vertical ya sea en el pozo o la formación.
- Las propiedades térmicas se consideran independientes de la temperatura.
- El coeficiente de transferencia térmica permanece constante.
- No se considera la transferencia de calor desde o hacia el fluido inicialmente en la tubería.
- La temperatura de inyección en la superficie y el gasto de inyección son constantes.
- La temperatura geotérmica puede ser expresada como una función lineal de la profundidad.
- La tubería de revestimiento, y el diámetro del pozo es constantes en toda la profundidad.
- No se considera la fricción ni la energía cinética.

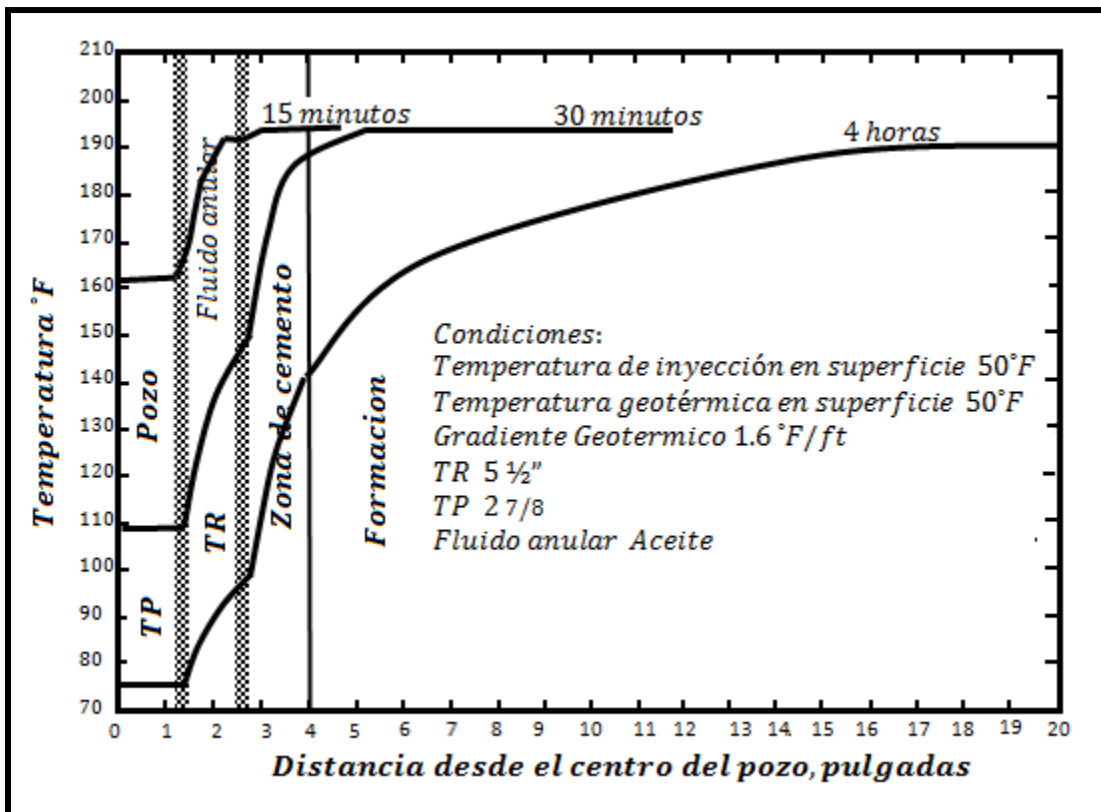


Figura 5-5 Predicción típica del perfil de temperatura a 9000 ft después de la inyección de agua.⁸

La figura 5-5 representa una predicción típica del perfil de temperatura. Este perfil muestra que:

- No existe gradiente radial de temperatura en la tubería (el modelo supone la mezcla completa, es decir, flujo turbulento).
- Existe un gradiente alto cuando atraviesa el fluido anular y la zona de cemento debido a la baja la conductividad térmica de los fluidos del yacimiento y el cemento.
- Hay un aumento gradual en la temperatura dentro de la formación. Hay que tener en cuenta que la temperatura aumenta significativamente cuando ha entrado una distancia de tan solo 15 pulgadas después de 4 horas de la inyección.

5.2.2 Modelo Wheeler.

Wheeler desarrollo un modelo para predecir el perfil de temperatura lo largo de la fractura, éste relaciona la temperatura adimensional al espesor de la fractura, el gasto de inyección, el tiempo de inyección, la pérdida de fluidos y a las propiedades térmicas del fluido y la formación.

Las suposiciones de este modelo son:

- Las propiedades físicas de la formación y los líquidos son independientes de la temperatura.
- La pérdida de fluidos a la formación es constante en todos los puntos a lo largo de la fractura.
- El ancho de la fractura es constante.
- La transferencia de calor a la fractura se produce sólo en la dirección perpendicular a la cara de la fractura.

Para estas suposiciones, define una temperatura adimensional para cualquier punto a lo largo de la fractura.

$$T_{Db} = \frac{T - T_i}{T_Y - T_i} \quad (5-7)$$

Donde:

T_i = Temperatura de inyección

T_Y = Temperatura de yacimiento.

Sinclair, demostró que si el fluido que se inyecta es frío, su temperatura al entrar en la fractura puede ser significativamente inferior a la temperatura del yacimiento, provocando que el fluido de fracturamiento sea más viscoso y genere fracturas de mayor espesor.

Whitsitt y Dysart presentaron un modelo en el que representaron la transferencia de calor por conducción y convección a la formación. Supusieron que la pérdida de fluidos varía linealmente desde cero en el pozo a un máximo en la punta de la fractura. Se cree que este modelo es menos preciso que el modelo de Wheeler, porque la distribución supuesta de la pérdida de fluido no representa de modo realista los procesos que ocurren en la fractura.

Capítulo V

La figura 5-6, muestra una comparación de perfiles de temperatura predicho por los modelos de Wheeler y Whitsitt y Dysart. Esta figura muestra que, debido a mayores pérdidas de fluido que se supone cerca de la punta de fractura, el modelo de Whitsitt y Dysart predice una temperatura más baja que el modelo de Wheeler, y por tanto, puede hacer que el espesor de la fractura sea sobrevalorado.

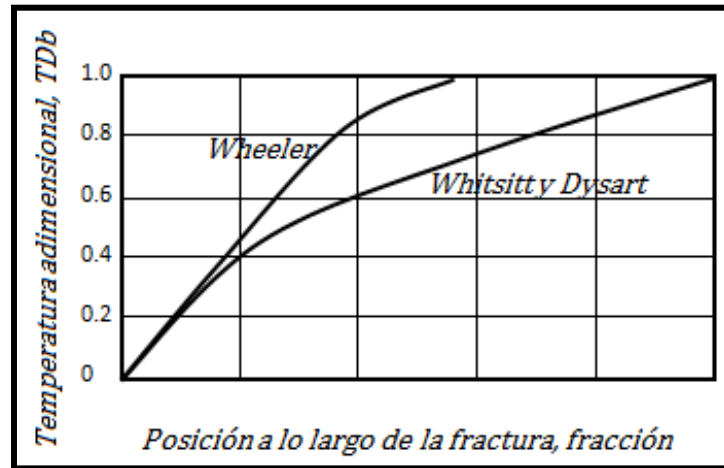


Figura 5-6. Comparación de modelos Wheeler y Whitsitt y Dysart.⁸

5.3 Modelos de reacción ácida.

El fracturamiento ácido, como se ha mencionado en los capítulos anteriores se divide en dos partes, la generación de canales de flujo mediante una fractura hidráulica y la reacción del tratamiento ácido con los minerales de la formación, es por esto que necesitamos un modelo para la fractura hidráulica y otro modelo de reacción del ácido.

La primera parte del modelado del fracturamiento ácido, es con el propósito de calcular la geometría de fractura y la velocidad del fluido a lo largo de la misma, estos factores pueden ser realizados por medio de modelos en 2D o 3D. La segunda parte del modelado es la del modelado de la reacción del ácido, y es calculado en base a:

- La transferencia de masa del ácido entre la matriz y superficie de la roca.
- La velocidad de reacción del ácido en la superficie de la roca.
- El perfil de la concentración del mismo dentro de la formación.
- El coeficiente de pérdida de fluido dentro de la formación.

Se han desarrollado modelos experimentales y teóricos para predecir la reacción del ácido con la formación para la obtención de parámetros, tales como: el ancho grabado, longitud y conductividad, cantidad de roca disuelta y de ácido gastado. Los modelos que se cree representan mejor el proceso de fracturamiento ácido son el modelo desarrollados por Robert y Guin, el modelo de Nierode y Williams, el modelo de Lo y Dem y el desarrollo por Settari.

5.3.1 Modelo Nierode-Williams

Nierode y Williams calcularon la expresión de la velocidad de reacción para la reacción del ácido clorhídrico a una superficie de piedra caliza. El modelo de la velocidad de reacción resultante muestra que para condiciones de típicas de campo en formaciones de piedra caliza, la reacción de ácido está limitada por la velocidad de transferencia del ácido a la superficie de la roca, y no por la velocidad de reacción de la superficie. La concentración de ácido cerca de la superficie es muy pequeña, por lo tanto se puede suponer igual a cero. Hay que tener en cuenta que no ha todos los carbonatos se aplica esto, por ejemplo, el mismo proceso en la dolomía depende tanto de la velocidad de reacción, como de la difusión.

Este modelo fue desarrollado utilizando una solución dada por Terrill para el problema análogo de transmisión de calor, este modelo es el más sencillo de todos y supone que:

- Flujo laminar e incompresible a lo largo de la fractura.
- La velocidad de reacción en la superficie de la roca es infinito, que es decir, la concentración de ácido en la superficie es cero ($C_0=0$).
- El flujo a lo largo de la fractura es laminar e incompresible.
- La viscosidad del ácido, ya que reacciona mientras se mueve a lo largo de la fractura es constante.
- La pérdida del fluido es constante.
- No existen fuerzas externas (como la gravedad).

Este modelo resuelve analíticamente la ecuación de convección-difusión en un plano dimensional.

Para simplificar la solución , ésta se presenta en forma gráfica en la figura 5-6, esta gráfica permite conocer la fracción de la concentración remanente del ácido inyectado. Necesitaremos calcular los siguientes números adimensionales, por medio de las siguientes ecuaciones:

Numero de Reynolds para pérdida de fluidos, $N_{Re} *$

$$N_{Re} * = \frac{2\bar{w}V_N\rho_{acido\ gastado}}{\mu_{acido\ gastado}} \quad (5-8)$$

Donde:

\bar{w} = Espesor promedio de la fractura, ft

V_N =velocidad promedio de pérdida de fluido a través de las caras de la fractura, ft/min

$\rho_{acido\ gastado}$ = Densidad del ácido gastado, lb/ft³

$\mu_{acido\ gastado}$ = Viscosidad del ácido gastado, lb/ft-min

Numero de Reynolds del flujo a través de la fractura, N_{Re}

$$N_{Re} = \frac{\rho_{acido} q_i}{\mu_{acido} h_f} \quad (5-9)$$

Capítulo V

Donde:

ρ_{acido} = Densidad del ácido, lb/ft³

μ_{acido} = Viscosidad del ácido, lb/ft-min

q_i = Gasto de inyección, ft³

h_f = altura total previsto de la fractura, ft

Número de Peclet para el fluido que se pierde a la formación

$$NPe^* = \frac{\bar{w}V_N}{2De^{(\infty)}} \quad (5-10)$$

Donde:

\bar{w} = Espesor promedio de la fractura, ft

V_N = velocidad promedio de pérdida de fluido a través de las caras de la fractura, ft/min

$De^{(\infty)}$ = Coeficiente de difusión efectiva, ft²/min

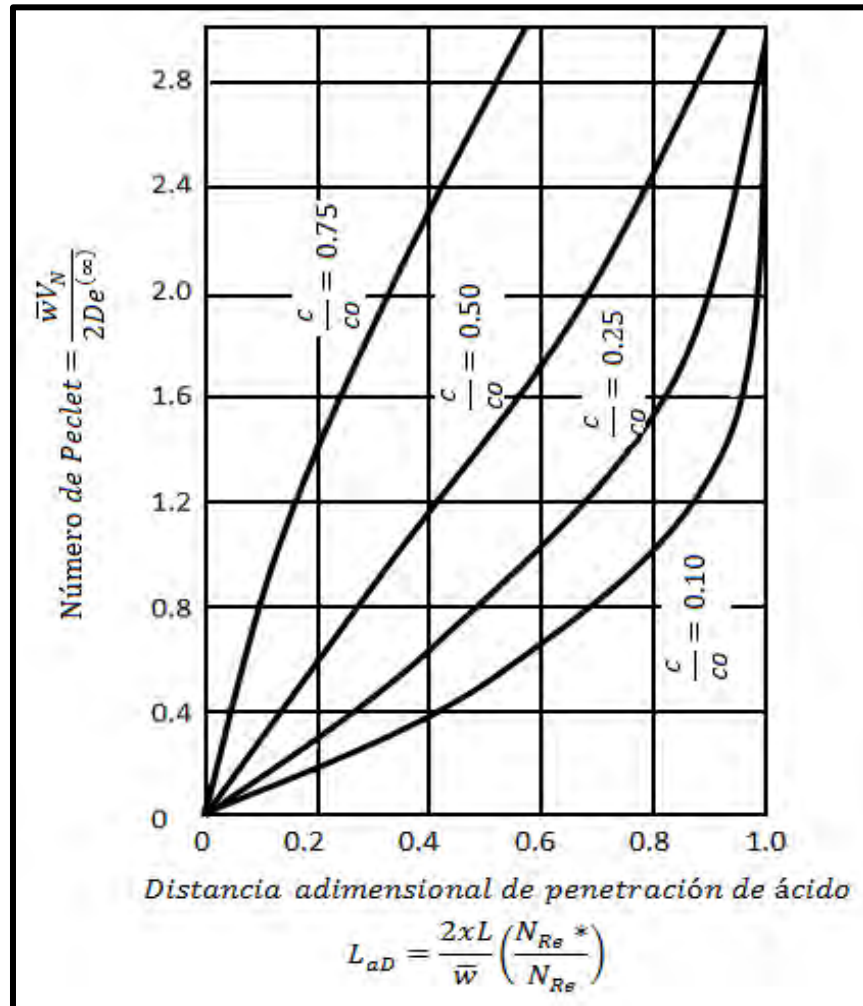


Figura 5-7. Distancia adimensional de penetración del ácido a lo largo de la fractura.⁸

Capítulo V

Esta gráfica nos permite conocer la posición adimensional en el que la concentración de ácido media alcanza el nivel deseado, c/c_0 , que se relaciona con el número de Peclet. Con excepción del coeficiente de difusión efectiva, $De^{(\infty)}$, los parámetros que deben ser conocidos para predecir la distancia de penetración del ácido y se establecen según las características de formación o las dimensiones de la fractura. Si la velocidad de pérdida de fluido es igual a cero, la figura 5-6 no puede ser utilizada.

El coeficiente de difusión efectiva, $De^{(\infty)}$, es un parámetro ajustable que se debe seleccionar para que el modelo matemático para la velocidad de reacción del ácido pueda simular con precisión, de acuerdo con los experimentos de laboratorio, la reacción del ácido en el campo.

La combinación de los datos de coeficiente de difusión efectiva obtenidos por Williams y Nierode y Roberts y Guin se presenta en la figura 5-7. $De^{(\infty)}$, definido en la figura 5-7, representa el coeficiente de difusión efectivo utilizado para calcular la distancia de penetración del ácido. El superíndice (∞) indica que este coeficiente es bueno sólo cuando la velocidad de reacción es rápida, en relación con la tasa de transferencia de ácido a la superficie (como en las formaciones de piedra caliza).

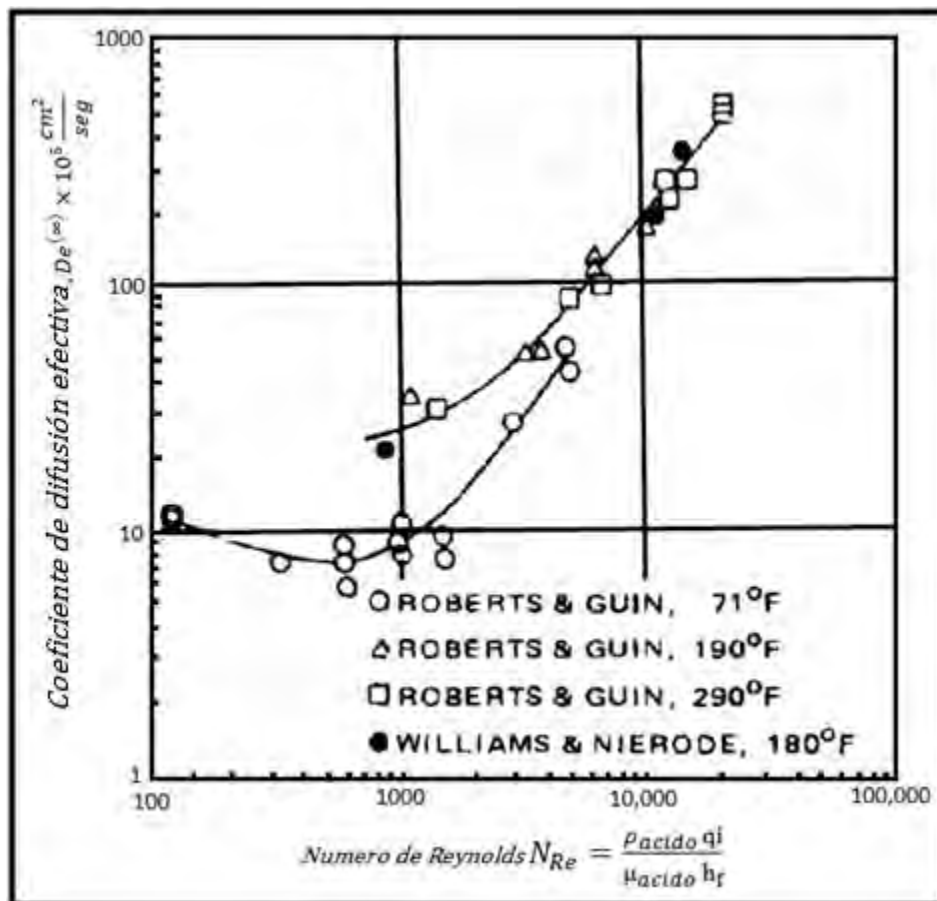


Figura 5-8. Coeficiente de difusión efectiva.⁸

Capítulo V

La velocidad de reacción de ácido clorhídrico en la pared de la fractura no es necesariamente infinita si la formación a tratar no es una piedra caliza. En el caso de formaciones de dolomía, deberá corregirse el valor de la figura 5-8 por el factor obtenido de la figura 5-9, considerando la temperatura a nivel medio del intervalo disparado y la siguiente ecuación.

$$\frac{De}{De^{(\infty)}} = 1 - \exp \left[2445 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{508} \right) \right] \quad (5-11)$$

Donde T = esta en °R (esta ecuación es válida para valores mayores a 535 °R)

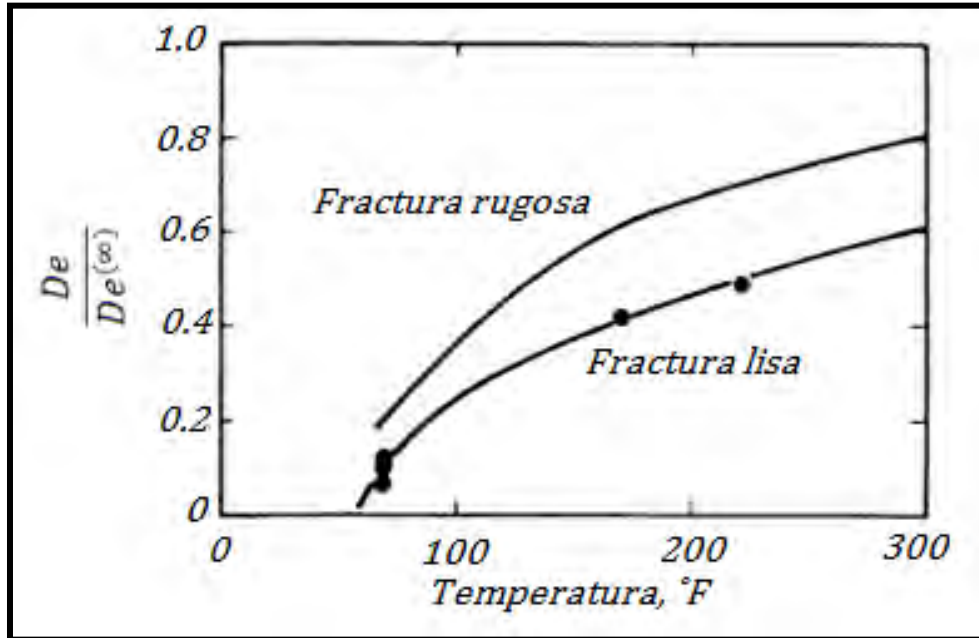


Figura 5-9. Coeficiente de difusión efectiva por reacción del HCl con dolomía.⁸

Debido a que el modelo de Nierode y Williams se ha generado de experimentos modelan el fracturamiento con ácido, se espera debe dar una representación razonable del proceso. Sin embargo, hay dos suposiciones implicadas en el desarrollo del modelo que limitan su uso:

- La viscosidad del ácido no es una función de la concentración. Obviamente, esto no es correcto para las soluciones muy concentradas de ácido. Por lo que se puede usar la viscosidad promedio del ácido a la temperatura y la presión esperada en la fractura, para obtener predicciones más razonables.
- La concentración de ácido en la pared de fractura es cero. Esta suposición es válida para la mayoría de formaciones de piedra caliza, pero probablemente no es correcto para la mayoría de las dolomías o formaciones de composición mixta.

5.3.2 Modelo Roberts-Guin

Desarrollado por Roberts y Guin, las suposiciones básicas de este modelo son las mismas del tipo 1, excepto que la reacción del ácido está controlada por la transferencia de masa y la velocidad de reacción del ácido. Con este modelo es posible calcular de manera teórica la longitud de fractura cuando la reacción cinética es limitada en la superficie de la roca, como en el caso de la reacción del HCl con la dolomita a bajas temperaturas.

Este modelo se desarrolló resolviendo simultáneamente las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\bar{w}}{2L} \frac{d\bar{V}_A}{dx} + \bar{V}_N = 0 \quad (5-12)$$

$$\frac{\bar{w}}{2L} \bar{V}_A \frac{d\bar{c}}{dx} = (\bar{V}_N - K_g) (\bar{c} - c_w) \quad (5-13)$$

$$K_g (\bar{c} - c_w) = \xi_f' c_w^m \quad (5-14)$$

Donde:

\bar{V}_A = Velocidad de flujo promedio a través de la fractura en cualquier posición.

\bar{V}_N = Velocidad promedio de pérdida de fluido en la fractura.

\bar{c} = Concentración de ácido promedio en la fractura a una posición x.

c_w = Concentración del ácido en la pared del pozo.

K_g = Coeficiente de transferencia de masa

ξ_f' y m = Parámetros de gasto de reacción.

Estas ecuaciones se resuelven simultáneamente para encontrar las variables \bar{V}_A , \bar{c} y c_w como una función de la distancia en la fractura; por lo que se requiere conocer K_g , ξ_f' y m .

Para una cinética de reacción de orden 1 ($m=1$), una pérdida de fluido constante y un ritmo de transferencia de masa constante la integración de las ecuaciones 5-12, 5-13 y 5-14 proporcionarán una ecuación que relaciona la fracción de la concentración del ácido inyectado remanente ($\frac{\bar{c}}{c_o}$) a una posición adimensional (x) a través de la fractura.

$$\frac{\bar{c}}{c_o} = \left(1 - \frac{2Lx}{\bar{w}} \frac{N_{pe}^*}{N_{pe}} \right) \quad (5-15)$$

Donde:

$$n = \frac{P_f(N_{Sh} - 4N_{pe}^*)}{N_{pe}^*(4P_f + N_{Sh})} \quad (5-16)$$

Capítulo V

En estas ecuaciones se encuentran los siguientes grupos adimensionales:

De = Coeficiente de difusión efectivo.

N_{pe} = Número de Peclet para flujo a través de la fractura = $\bar{w} \bar{V}_A / 2De$ donde \bar{V}_A es la velocidad promedio a la entrada de la fractura.

N_{pe}^* = Número de Peclet para pérdida de fluido = $\bar{w} \bar{V}_N / 2De$

N_{Sh} = Número de Sherwood = $2 \bar{w} K_g / 2 De$

Pf = Ritmo de reacción de superficie adimensional = $\bar{w} \xi_f' / 2 De$

Para situaciones donde la reacción no es de primer orden, $m \neq 1$, las ecuaciones 5-12 a 5-14 deben resolverse numéricamente.

La ecuación 5-15 relaciona la concentración de ácido para las reacciones de primer orden ($m = 1$) y de las pérdidas de fluido constantes a la distancia medida por la fractura. La contribución de la velocidad de reacción química se manifiesta en la velocidad de reacción adimensional, Pf . Para números de Reynolds superior a 5000, la convección natural no es importante y el número de Sherwood se puede obtener de la figura 5-9. La ecuación. 5-15 se puede utilizar para determinar la distancia de penetración del ácido.

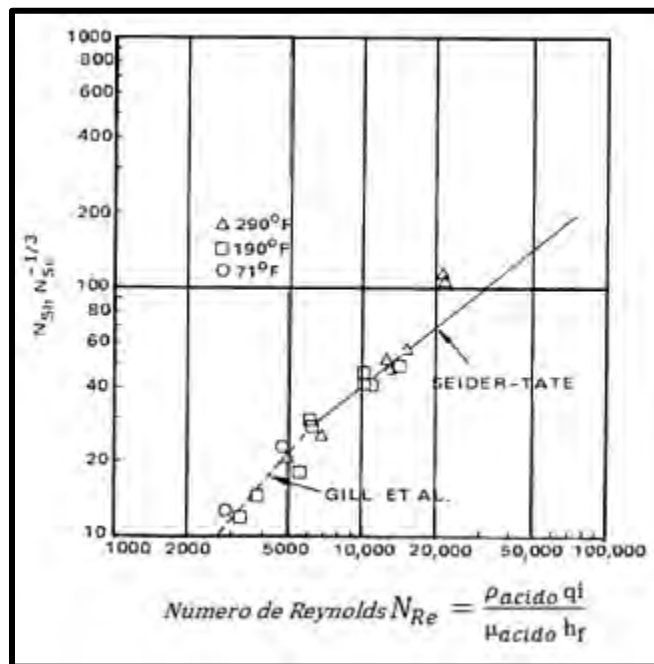


Figura 5-10. Numero de Sherwood para reacción del ácido en flujo turbulento.⁸

Cabe señalar que la figura. 5-10 es aplicable solamente si no hay pérdida de líquido de la fractura. Sin embargo, Roberts y Guin sugieren que para la mayoría de las situaciones prácticas, esta correlación es adecuada porque la velocidad de pérdida de fluido es pequeña en relación a la velocidad a lo largo de la fractura.

5.3.3 Modelo Lo-Dem

Con este modelo se resuelve simultáneamente la geometría de la fractura, el transporte y difusión del ácido, sin embargo, el modelo asume que la velocidad de reacción es infinita ($C_D = 0$). Un aspecto importante de este modelo está en dos dimensiones (2D) la ecuación convección-difusión es resuelta en una dimensión (1D), brinda una aproximación promedio del ancho de fractura.

Las suposiciones del modelo son:

- Estado estacionario perfil de concentración flujo abajo.
- Cero concentración de ácido a lo largo de la frontera de fractura.
- Velocidad constante de pérdida de fluido.

5.3.4 Modelo Settari

Tiene las siguientes características:

- La durabilidad del ácido está controlada por el transporte de masa y la velocidad de reacción.
- Secuencia de diferentes reologías incluyendo gel-ácido son calculadas para fluidos múltiples.
- Calor de transferencia y calor de reacción están juntos en este modelo.
- Se consideran los efectos de agujero de gusanos en la cara de la fractura.
- Se consideran los efectos de la velocidad de pérdida de fluido sobre la velocidad de transferencia de masa.
- El coeficiente de mezcla en la dirección D_y , puede ser introducido directamente o extrapolado de la correlación Williams-Nierode.
- El coeficiente de transferencia de masa puede ser cargado directamente o calculado utilizando el número de Nusselt.

Las suposiciones básicas de este modelo son:

- La ecuación de convección-difusión es usada en estado transitorio en 2D y la variación en z en la ecuación es despreciable.
- Los efectos de la difusión a lo largo de la longitud de fractura es despreciable debido a que el transporte del ácido por convección es mucho más grande que la difusión.
- La viscosidad del ácido no es función de la concentración.
- El ácido es un fluido incompresible.
- Los efectos de la reacción no tienen efecto al perfil de velocidad.
- Los efectos de la complejidad del flujo (turbulencia, convección natural, interdigitación) pueden ser motivada solamente por las variaciones de las propiedades de transporte y de la velocidad de reacción aparente.

5.4 Conductividad de la fractura debida al ácido.

La predicción de la conductividad de una fractura creada por la reacción del ácido, esta es función de la resistencia de la roca, sus heterogeneidades, el volumen de la roca disuelta y su distribución, entre otras variables. Una estimación de la conductividad, propuesta por Nierode y Kruk, considera que las paredes de la fractura son uniformemente disueltas dejando un canal de espesor W_a que se define por la ecuación:

$$W_a = \frac{XV_a}{2x_f h_f (1-\varphi)} \quad (5-17)$$

$$V_a = q_i * t \quad (5-18)$$

Donde:

X = Poder de disolución volumétrico, definido en la ecuación 3-2

V_a = Volumen del ácido, ft^3

q_i = Gasto de inyección del ácido, ft^3/min

t = Tiempo de inyección, min

x_f = Distancia de penetración del ácido, ft

h_f = Altura de la fractura, ft

φ = Porosidad

La conductividad ideal de la fractura, wk_{fi} , está dada por:

$$wk_{fi} = 9.36 \times 10^{13} \left(\frac{w_a}{12} \right)^3 \quad (5-19)$$

Donde:

w_a = Espesor medio de la fractura acidificada, in

wk_{fi} = conductividad ideal de la fractura, md-in

Esta conductividad es generalmente mucho mayor que la observada en las pruebas de laboratorio, principalmente porque el efecto del esfuerzo de cierre no se considera.

Nierode y Kruk desarrollaron una técnica de aproximación de la conductividad de fractura sin hacer estudios de acidificación de los núcleos de formación. Su técnica permite que la conductividad efectiva esté relacionado con la conductividad teórica ideal dada por la ecuación 5-19. El procedimiento considera el esfuerzo de cierre, σ , y la resistencia a la incrustación de la roca, S_{RE} . La ecuación propuesta es la siguiente:

$$wk_f = C_1 \exp(-C_2 \sigma) \quad (5-20)$$

Capítulo V

Donde:

$$C_1 = 0.265(wk_{fi})^{0.822} \quad (5-21)$$

$$C_2 = (19.9 - 1.3Ln(S_{RE})) \times 10^{-3} \quad (5-22)$$

Para $0 < S_{RE} < 20000 \text{ psi}$

$$C_2 = (3.8 - 0.28Ln(S_{RE})) \times 10^{-3} \quad (5-23)$$

Para $20000 \text{ psi} < S_{RE} < 500000 \text{ psi}$

$$\sigma = \text{esfuerzo de cierre} = (G_f D) - Pwf \quad (5-24)$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura, psi/ft

D = Profundidad, ft

Pwf = Presión de fondo, psi

La resistencia a la incrustación de la roca, S_{RE} , se define como la fuerza necesaria para empujar una bola de acero en la superficie de la roca a una distancia igual al radio de bola, dividido por el área proyectada en la roca. En la siguiente tabla se muestran valores de resistencia a la incrustación para diferentes rocas carbonatadas.

Valores de resistencia a la incrustación, S_{RE} , para diferentes rocas carbonatadas	
Formación	Resistencia a la incrustación, psi
Caliza Desert Creek B	42,000
Dolomia San Andres	50,000 a 175,000
Caliza Austin chalk - Buda	20,000
Caliza Bloomberg	93,000
Caliza Caddo	38,000
Caliza Canyon	50,000 a 90,000
Caliza Capps	50,000 a 95,000
Caliza Cisco	40,000
Caliza Edwards	53,000
Caliza Indiana	45,000
Caliza Novi	106,000
Caliza Penn	48,000
Caliza Wolfcamp	63,000
Dolomia Clearfork	49,000 a 200,000
Dolomia Greyburg	75,000 a 145,000
Rodessa Hill	170,000
Dolomia San Angelo	100,000 a 160,000

Tabla 5-2. Valores de resistencia a la incrustación, S_{RE} , para diferentes rocas carbonatadas.⁸

Capítulo VI

DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO
ÁCIDO.

6 Diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido.

Para el diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido, primero debemos de tener un pozo precandidato al tratamiento, una vez que existe éste, se requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe el tratamiento, el primer paso en este proceso consiste en la validación del pozo precandidato, por lo que es conveniente hacer la validación tener en cuenta en éste punto las siguientes consideraciones:

- Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento.
- Identificación de presencia de pseudo daños.

Dentro de la validación de las condiciones del pozo y del yacimiento, los pozos candidatos a un tratamiento de fracturamiento ácido deben ser investigados por posibles problemas de producción, por ejemplo:

- Tubería de revestimiento o de producción en mal estado.
- Cementaciones pobres entre zonas a tratar y acuíferos adyacentes.
- Columna de agua dentro de la zona a tratar.

Se debe considerar como parte de su propuesta del sistema de tratamiento, la revisión y análisis de la declinación de la producción o en su caso la producción por debajo de lo esperado en un pozo, atendiendo los siguientes puntos:

- Historia de presiones.
- Cambios de estranguladores.
- Comportamiento de producción de agua.
- Comportamiento de la relación gas-aceite.
- Historia de intervenciones.
- Revisión de conexiones y sistema superficial de producción.
- Verificación de la influencia de pozos vecinos inyectores.
- Comparación de la producción con pozos cercanos.
- Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulada del pozo.

Los pozos que tengan una alta probabilidad de tener problemas deben ser descalificados como candidatos potenciales a una estimulación. La selección de un candidato, es un paso importante, por esta razón, debe contarse con una cantidad de información previa siempre que sea posible

para determinar una lista de prioridades en la estimulación. La información con que se debe contar es:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación y fluidos.
- Características del fluido de fractura.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas ácidas (hidráulica y cinética de la reacción del ácido).
- Análisis de pruebas micro y minifrac.
- Análisis postfractura de pozos vecinos.

Debemos tener en cuenta la presencia de pseudo daños, ya que estos limitan el potencial de producción de un pozo y no pueden ser corregidos mediante un tratamiento de fractura como los siguientes:

- Baja densidad y penetración de disparos.
- Fase inadecuada de disparos.
- Formación de incrustaciones en el pozo.
- Producción por debajo del punto de burbuja (bloqueo por gas).
- Producción de arena.
- Tuberías colapsadas.
- Problemas por obstrucciones mecánicas.
- Mala cementación.
- Diseños inadecuados de terminación (aparejo, estrangulador, sistema artificial, etc.).

El diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido consiste en los siguientes pasos.

- Determinar las propiedades de la matriz de formación y de los fluidos.
- Selección de los parámetros variables: fluido de fracturamiento a ser utilizado como colchón, gasto de inyección, etc.
- Predecir la geometría de la fractura y la distancia de penetración del ácido para el fluido de fracturamiento y el ácido de interés.
- Predecir la conductividad de fractura y la relación del volumen de colchón y del ácido para la estimulación.
- Selección del tratamiento más económico.

6.1 Determinación de las propiedades de la matriz de formación y de los fluidos

Para predecir la geometría de una fractura creada por un tratamiento de fracturamiento ácido, es necesario tener datos precisos del yacimiento. La selección de datos buenos y precisos del yacimiento es a menudo la parte más importante en el diseño de un tratamiento exitoso.

A las propiedades de la matriz de la formación y de los fluidos del yacimiento, generalmente, se les asignan valores promedio que permanecen fijos para todos los cálculos en el yacimiento. Las propiedades requeridas para el diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido son las siguientes:

- Espesor de la formación, ft
- Permeabilidad, md
- Porosidad, fracción
- Profundidad, ft
- Gradiente de fracturamiento, psi/ft
- Relación de Poisson
- Tiempo de viaje sísmico, μ *seg/ft
- Temperatura, °F
- Formación
- Fluido de inyección
- Presión del yacimiento, psi
- Propiedades del fluido del yacimiento
- Viscosidad, cp
- Compresibilidad, psi⁻¹
- Densidad, lb/ft³

Cada parámetro se analiza en esta sección.

6.1.1 Espesor de la formación.

Hay dos alturas de interés en el diseño del fracturamiento y estas son:

- Altura total (h_g) - Altura total prevista de la fractura vertical, ft
- Altura neta (h_n) - Porción de la altura de la fractura vertical que acepta el tratamiento de los fluidos durante el fracturamiento, ft

El cálculo de éstas, debe de ser de la mayor precisión posible, ya que los cálculos del diseño son muy sensibles a las variaciones de estas alturas de la fractura. Es importante saber que nosotros podemos medir la altura de la fractura sólo desde el pozo y no existe una técnica probada para estimar la altura de la fractura a grandes distancias del pozo, por lo tanto, la altura de la fractura rara vez se conoce con precisión.

En las formaciones duras, la fractura se iniciará en los disparos y crecerá simétricamente hacia afuera hasta que llegue a un límite que frene el crecimiento vertical. Por esta razón, la altura de la fractura, se calcula en función del fluido total inyectado (volumen total de fractura), o del gasto de inyección. Esta técnica para estimar la altura de la fractura vertical puede ser precisa cuando se utiliza dentro del rango y a las condiciones a las que corresponda la correlación. Las correlaciones de altura de la fractura se desarrollan normalmente para un yacimiento determinado y a menudo se puede obtener de las empresas de servicios.

6.1.2 Permeabilidad de la formación

Para el diseño del tratamiento se necesita la permeabilidad media de la formación al fluido de fracturamiento.

La mejor forma para obtener datos de permeabilidad es a partir de pruebas de decremento de presión y pruebas de incremento de presión. Si los datos que arrojan estas pruebas de presión no se disponen, se puede obtener la permeabilidad de núcleos.

A partir de las permeabilidades obtenidas, se deben obtener curvas de permeabilidad relativa en el laboratorio, y cuando no existe dato alguno de permeabilidad relativa, se puede utilizar una regla, en la que dividimos la permeabilidad absoluta entre 1.5 para fluidos de fracturamiento base aceite y entre 5 para fluidos de fracturamiento base agua.

6.1.3 Porosidad de la formación.

Usar la porosidad promedio del yacimiento, determinada por registros o por análisis de núcleos, dicho parámetro no es crítico en el diseño del tratamiento.

6.1.4 Profundidad de la formación.

Usar la distancia desde la superficie hasta la mitad de la formación, expresada en ft.

6.1.5 Gradiente de fractura.

Para el cálculo de este gradiente se utiliza la presión, expresada como el gradiente (psi por ft de profundidad), necesaria para mantener abierta la fractura justo cuando las paredes de la fractura están a punto de cerrar.

Es importante no confundirla con la presión necesaria para iniciar la fractura. El gradiente de fractura se calcula mediante la suma de la presión en la superficie observada instantáneamente después de cerrar las bombas de fracturamiento y la columna hidrostática del fluido en el pozo, dividido por la profundidad de formación.

$$gf = \frac{\text{Presión instantánea después de cerrar} + \text{Columna hidrostática}}{\text{profundidad}} \quad (6-1)$$

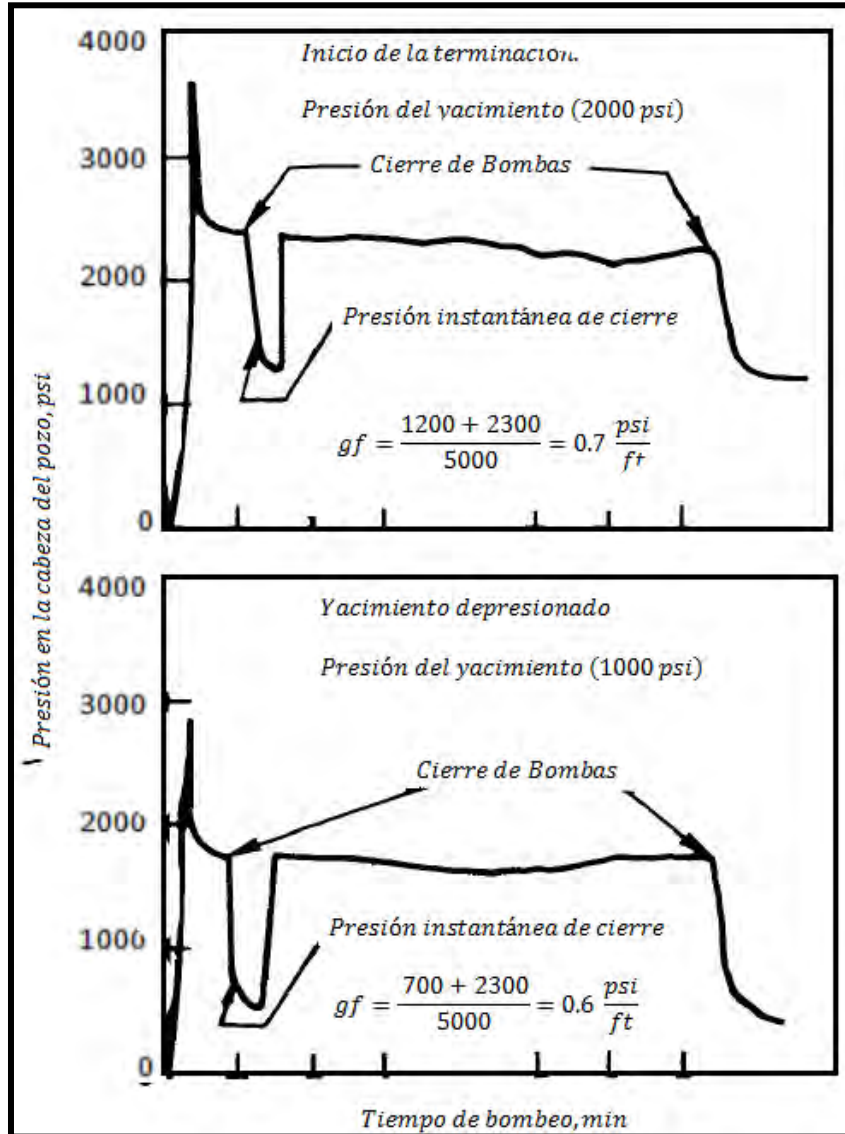


Figura 6-1. Comportamiento típico de la presión de fractura.⁸

El gradiente de fractura para un yacimiento no es constante, por que cambia conforme la presión del yacimiento cambia. En la figura 6-1, se muestran dos ejemplos de registros de presión en la superficie para tratamiento de fracturamiento en el mismo yacimiento, el primer tratamiento fue en un campo de reciente creación con una presión inicial del yacimiento de 2000 psi, el gradiente de fractura fue de 0.7 psi/ft. En el momento de hacer el tratamiento para el segundo ejemplo, la presión del yacimiento se habían agotado a 1000 psi, el gradiente de fractura fue de 0.6 psi/ft.

A partir de este ejemplo, es evidente que es necesario un método para predecir cambios en el gradiente de fractura debido a la presión del yacimiento, y poder estimar el gradiente de fractura para profundidad, yacimientos de alta presión, y para predecir el gradiente en campos de nuevo desarrollo.

Se puede aproximar el valor del gradiente de fractura con un método simple, que supone que éste es proporcional a la sobrecarga y a los gradientes de presión del yacimiento.

$$gf \cong \alpha + (\text{gradiente de sobrecarga} - \alpha) \frac{\text{presión del yacimiento}}{\text{profundidad}} \quad (6-2)$$

Donde:

α = constante (0.33 a 0.5)

Gradiente de sobrecarga = 1.0 psi/ft a profundidades < 10000 pies

= 1.0 a 1.2 psi/pie a profundidades > 10000 pies

Los pasos para calcular el gradiente de fractura para una nueva presión de yacimiento es la siguiente, con las condiciones iniciales (presión inicial del yacimiento) obtenemos el gradiente de fractura inicial, y con estos datos en la ecuación 6-2, obtenemos el valor de α , después usamos la nueva presión de yacimiento y el valor de α , para obtener el nuevo gradiente de fractura.

Los datos de la figura 6-1 se pueden usar para calcular de nuevo los valores de gf , con $\alpha = 0.5$. Recuerde, que los cálculos arrojados con la ecuación 6-2 son aproximados y deben ser verificados a partir de datos de campo.

6.1.6 Relación de Poisson

La estimación de la geometría de fractura para una formación determinada variará ligeramente según varíe la relación de Poisson de la roca. Por lo tanto, es suficiente seleccionar los valores de la relación de Poisson basado en el tipo de roca en general. Los valores típicos se muestran en la tabla 6-1 a continuación.

Tipo de Roca	Relación de Poisson
Carbonatos duros	0.25
Carbonatos Medianamente duros	0.27
Carbonatos blandos	0.30

Tabla 6-1. Valores típicos de la relación de Poisson en rocas carbonatadas.

6.1.7 Tiempo medio de viaje Sónico

El tiempo medio de viaje sónico puede ser usado para calcular el módulo de elasticidad de la formación (módulo de Young). Es mejor utilizar los tiempos de viaje de los registros sónicos tomados en el pozo a ser tratado.

El modulo de Young es un parámetro importante en la predicción de la geometría de fractura, normalmente es evaluado con el tiempo de viaje sónico, es por eso que el tiempo de viaje sónico se debe medir con la mayor precisión posible.

En caso de no tener datos confiables, debemos seleccionar el tiempo mínimo de viaje esperado para asegurar que cualquier error en la predicción de la geometría de fractura sea conservador, es decir, que el ancho de la fractura observado sea mayor que el ancho calculado. El módulo de Young para la formación puede estimarse a partir del tiempo de viaje sónico, medido de la figura 6-2, y para un valor más exacto se puede calcular mediante la ecuación 6-3.

$$E = 2.16 \times 10^8 \frac{\rho_{ma}(1-\varphi) + \rho_{fl}\varphi(1-2\nu)(1+\nu)}{(1-\nu)t_s^2} \quad (6-3)$$

Donde:

t_s = Tiempo de viaje sónico, $\frac{\mu \cdot seg}{ft}$

φ = Porosidad

ν = Relación de Poisson

ρ_{ma} = Densidad de la matriz de la formación, $\frac{lb}{ft^3}$

ρ_{fl} = Densidad de los fluidos de formación, $\frac{lb}{ft^3}$

E = Modulo de Young, psi

6.1.8 Temperatura de la formación.

La temperatura se puede obtener con mayor precisión con una medición en el pozo de interés.

6.1.9 Temperatura del fluido de inyección

La temperatura de inyección de líquido se define como la temperatura del fluido a medida que entra en la fractura. Esta temperatura se puede calcular utilizando la técnica descrita en el capítulo 5.

6.1.10 Presión de yacimiento.

Se debe tomar la presión promedio de los datos más recientes del yacimiento.

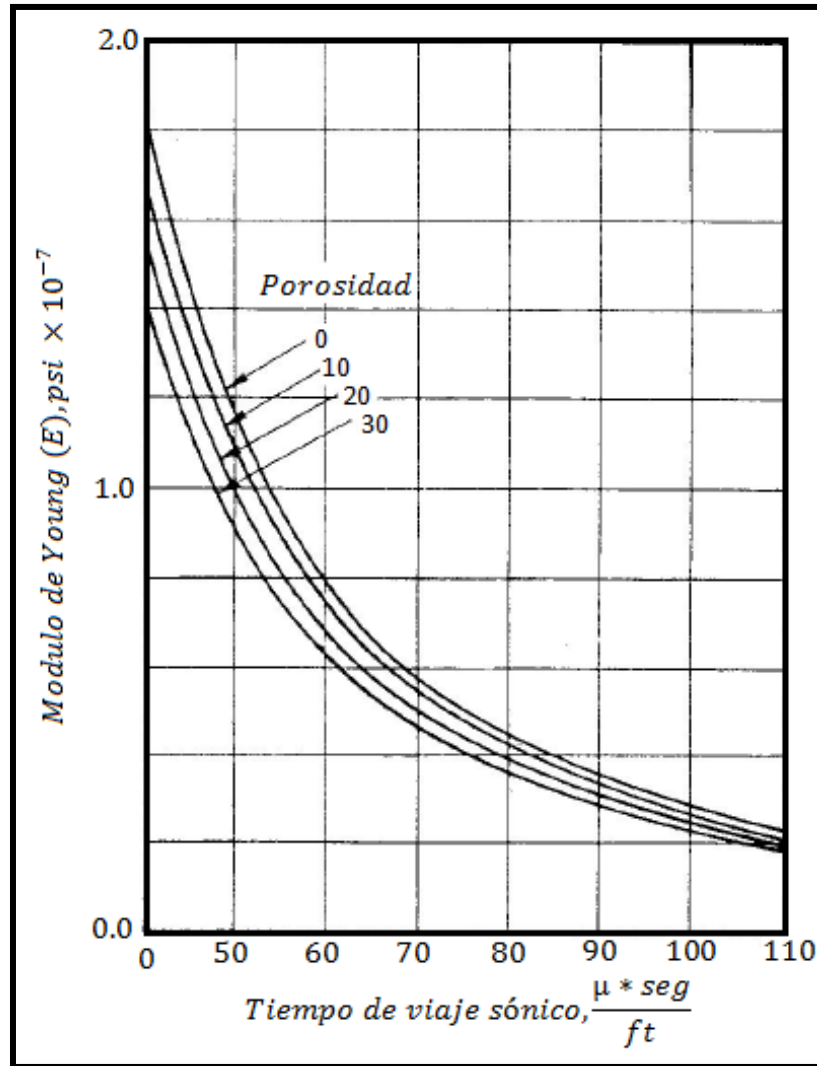


Figura 6-2. Relación entre el tiempo de viaje sónico y el módulo de Young para formaciones carbonatadas.⁸

6.1.11 Viscosidad de los fluidos de formación.

Los datos de viscosidad del aceite normalmente son conocidos. Se debe usar la viscosidad del fluido que se espera tenga movilidad, ya sea agua gas o aceite; las figuras 6-3 a 6-5 presentan correlaciones para obtener la viscosidad según el tipo de fluido

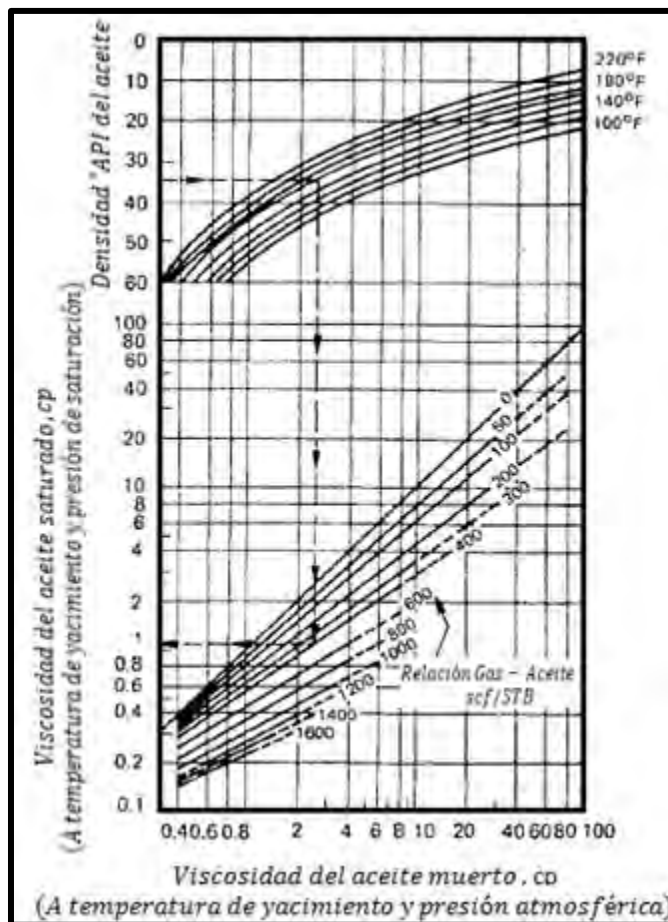


Figura 6-3. Viscosidad del aceite saturado, cp (a temperatura de yacimiento y presión de saturación).⁸

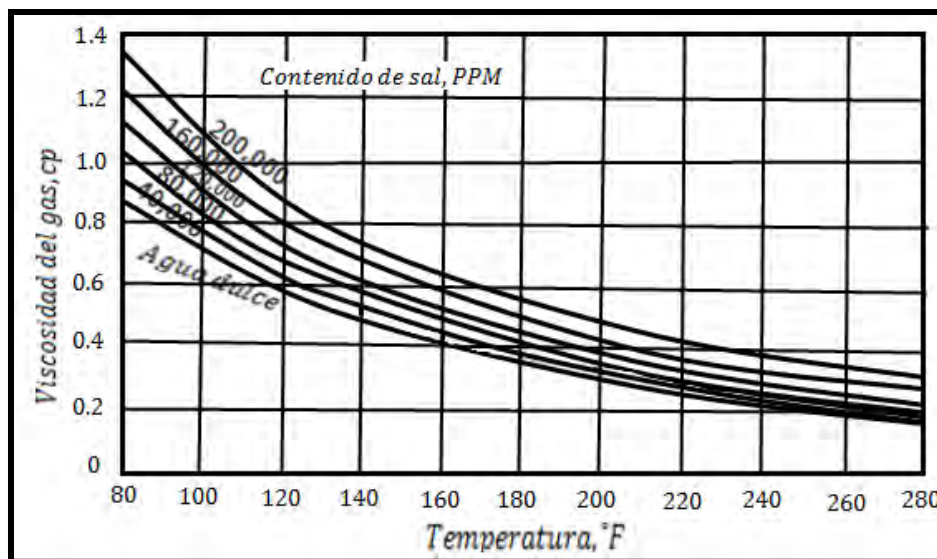


Figura 6-4. Viscosidad de salmuera en función de su salinidad y temperatura.⁸

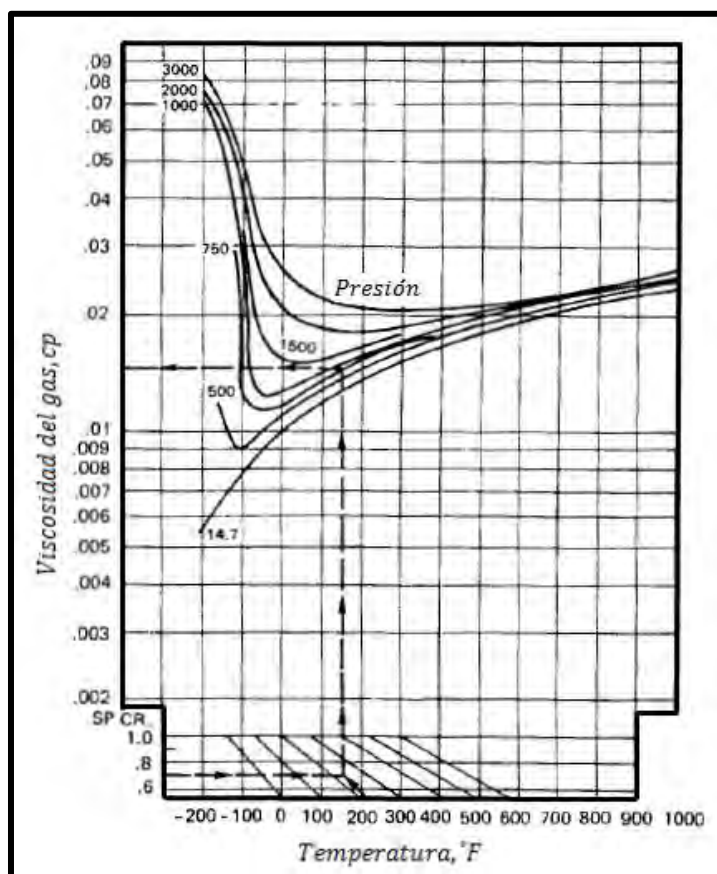


Figura 6-5. Viscosidad del gas en función de la densidad específica, temperatura y presión.⁸

6.1.12 Compresibilidad de los fluidos de formación.

El coeficiente de compresibilidad isotérmico, por lo general se determina a partir de datos PVT. Si esta información no está disponible, la compresibilidad se puede estimar de la siguiente manera.

$$K_{fl} = S_o(K_o) + S_w(K_w) + S_g(K_g) \quad (6-4)$$

Donde:

K_{fl} = Compresibilidad isotérmica de los fluidos del yacimiento

S_o, S_w, S_g = Saturación de aceite, agua y gas

K_o, K_w, K_g = Compresibilidad isotérmica del aceite, agua y gas del yacimiento, psi^{-1}

Para estimar la compresibilidad del aceite, se calcula la presión y la temperatura pseudo-reducidas dividiendo la presión y la temperatura por la presión pseudo-crítica P_{pc} y la temperatura pseudo-

critica T_{pc} del aceite. P_{pc} y T_{pc} puede evaluarse a partir de las figuras 6-6 y 6-7, teniendo la presión de burbujeo y la densidad del aceite.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}, T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \tag{6-5}$$

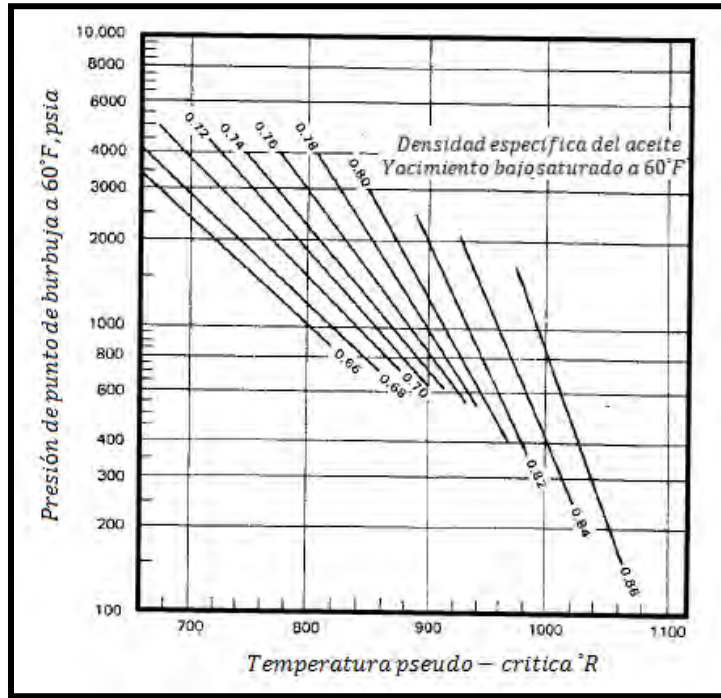


Figura 6-6. Variación de la Temperatura pseudo-critica con la densidad específica y el punto de burbujeo del aceite.⁸

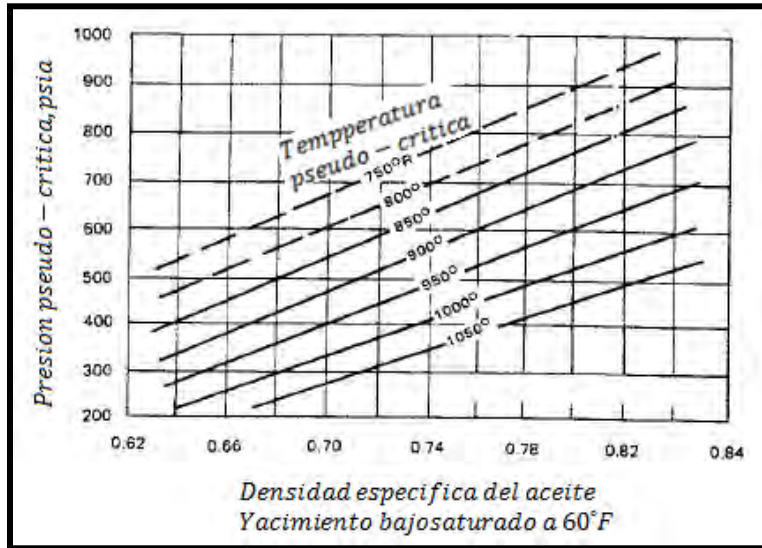


Figura 6-7. Presión pseudo-critica como función de la densidad específica y la temperatura pseudo-critica.⁸

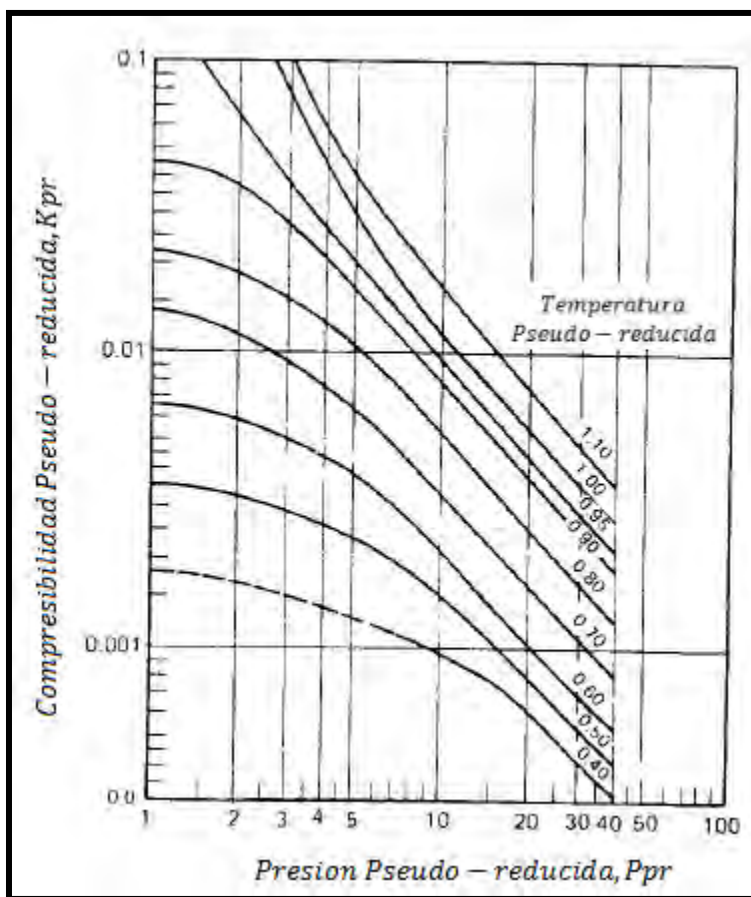


Figura 6-8. Compresibilidad pseudo-reducida para yacimientos de aceite bajosaturado.⁸

Para la presión y temperatura pseudo-reducidas puede ser obtenida una compresibilidad pseudo-reducida, K_{pr} , de la figura 6-8. La compresibilidad del aceite se calcula entonces como:

$$K_o = \frac{K_{pr}}{P_{pc}} \quad (6-6)$$

La compresibilidad del agua, K_w , se puede leer en la figura 6-9 para la presión y temperatura del yacimiento.

La compresibilidad de gas, K_g , es de aproximadamente $1/p$, donde p es la presión del yacimiento. Para calcular un valor más exacto para K_g , utilice el procedimiento siguiente.

Calcular la temperatura y presión pseudo-reducidas, T_{pr} y P_{pr} , con la ecuación 6-5. Con las figuras 6-10 y 6-11 obtener la compresibilidad pseudo-reducida, K_{pr} , y se calcula K_g de la siguiente manera.

$$K_g = \frac{K_{pr}}{P_{pc}} \quad (6-7)$$

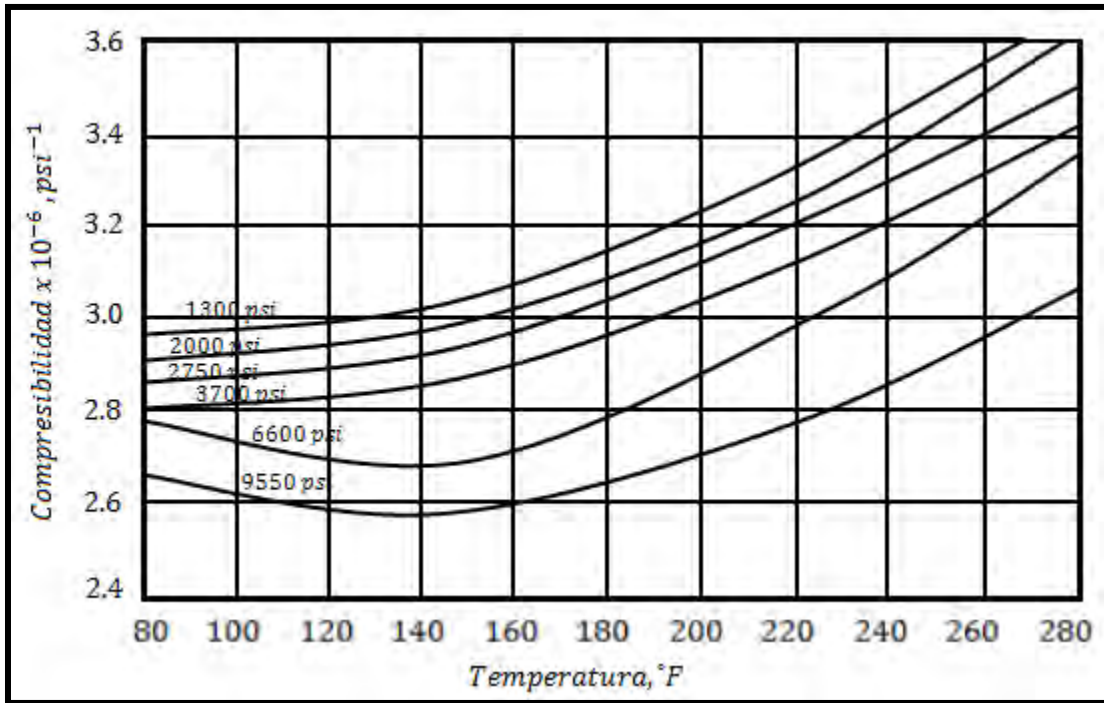


Figura 6-9. Compresibilidad del agua en función de la presión y temperatura de yacimiento.⁸

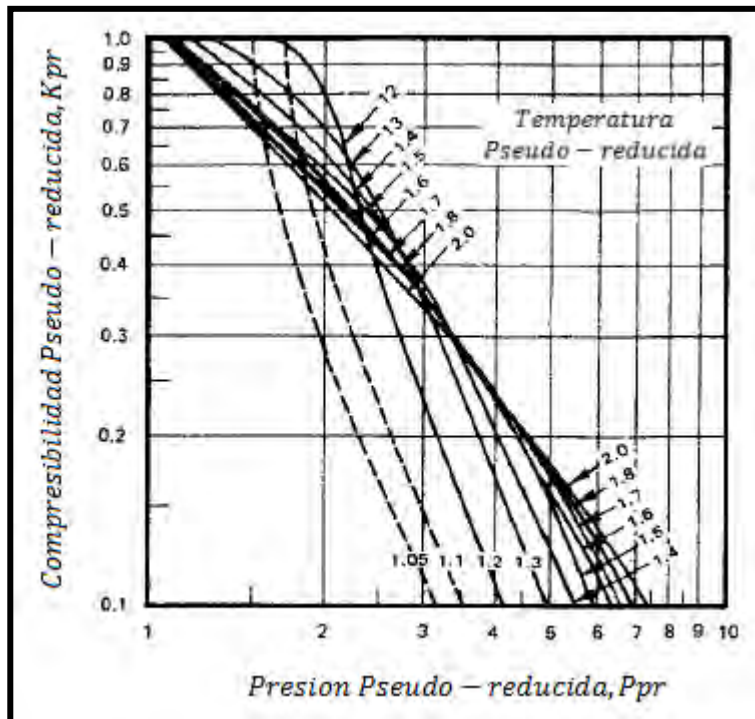


Figura 6-10. Compresibilidad de gas.⁸

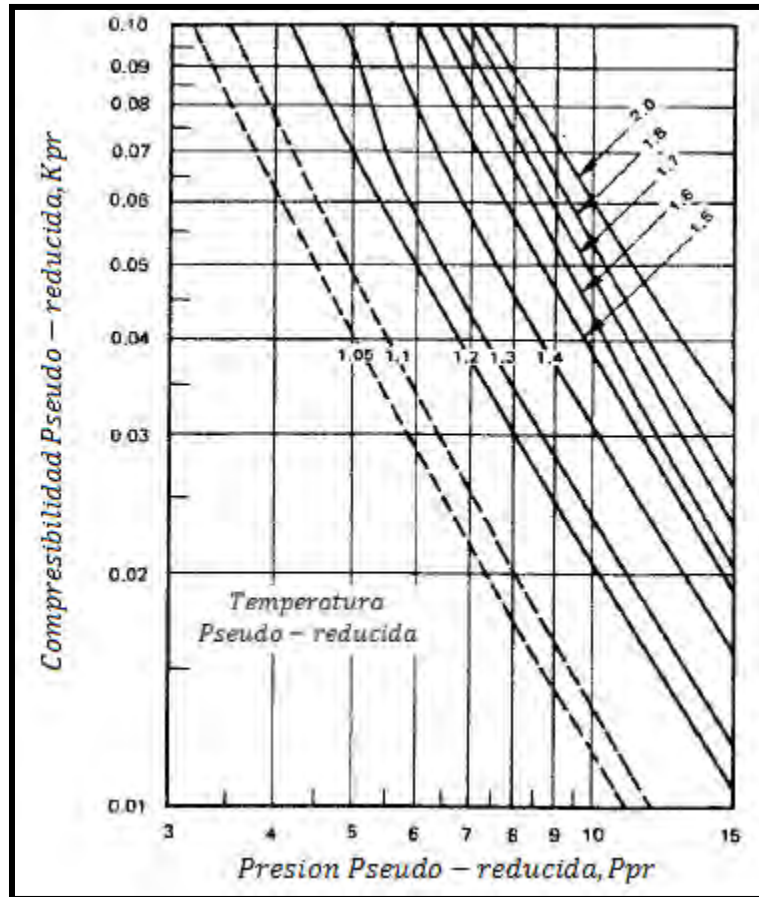


Figura 6-11. Compresibilidad de gas.⁸

6.1.13 Densidad del fluido de formación

La densidad promedio de los fluidos de la formación está dado en $\frac{\text{libras masa}}{\text{ft}^3}$

6.2 Selección de los parámetros variables de diseño.

Los parámetros variables de diseño en un tratamiento de fracturamiento ácido son aquellos sobre los que tenemos el control:

- Tipo y viscosidad del fluido que usaremos como colchón
- Concentración del ácido y aditivos que se utilizaran.
- Gasto de inyección del fluido colchón y del ácido
- Volumen, tanto del fluido colchón como del ácido a utilizar.

6.2.1 Tipo y viscosidad del fluido colchón.

El fluido ideal de fracturamiento a ser utilizado como colchón antecedendo al ácido debe tener ciertas propiedades en específico. Las propiedades ideales son:

- Alta caída de presión por fricción mientras que fluye a lo largo de la fractura para permitir la creación de una fractura ancha.
- Debe permitir un control adecuado de pérdida de fluido para crear una fractura de largo y ancha.
- No debe reaccionar con el ácido para formar precipitados u otro material que pueda limitar la productividad del pozo.
- Debe generar poca caída de presión en la tubería al ser bombeado.
- Debe tener la capacidad de ser removido fácilmente de la formación, sin causar daños a la permeabilidad de la formación.
- Debe ser de bajo costo.
- Debe ser fácil y seguro de usar.

6.2.2 Concentración del ácido y aditivos.

La concentración de ácido es un parámetro importante en el diseño del tratamiento. A menudo, el ácido de alta resistencia (HCl al 28%) se prefiere sobre el HCl al 15% porque tiene un mayor poder disolvente y disuelve un volumen importante de CO₂, esto contribuye a acelerar la limpieza del pozo después del tratamiento. Además, el ácido de alta resistencia es más viscoso que el ácido al 15% por ciento, lo que contribuye a reducir la pérdida de fluidos. Una revisión más completa de los tipos de ácido, sus limitaciones y sus ventajas se ve en el capítulo 4.

Los aditivos más importantes son por lo general: inhibidores de corrosión y los aditivos de pérdida de fluido. Los inhibidores de corrosión deben ser seleccionados según la temperatura esperada en la tubería, esto con el fin de controlar la corrosión de ésta. Los aditivos de pérdida de fluido son a menudo cruciales para los resultados del tratamiento. Los ácidos y aditivos usados en el tratamiento deben ser diseñados para provocar el menor daño posible a la formación.

6.2.3 Gasto de inyección.

Para asegurar que el tratamiento sea el más económico, se deben considerar varios gastos de inyección en el proceso de diseño del tratamiento. Es importante reconocer que un aumento en el gasto de inyección no siempre mejora los resultados del tratamiento, y que normalmente aumenta los costos de bombeo.

El gasto máximo de inyección del fluido colchón o del ácido, puede ser estimado mediante el cálculo del gradiente de presión por fricción máxima permisible, G_{pf} , para luego leer el gasto máximo de bombeo en las curvas de presión por fricción para el fluido de interés. Estas curvas

pueden ser obtenidas de las empresas que ofrecen los servicios de fracturamiento. También se puede calcular el gradiente de presión por fricción máxima permisible, G_{pf} , con:

$$G_{pf} = (\text{Presión superficial máxima permisible} + \text{columna hidrostática} - \text{gradiente de fractura} * \text{profundidad}) / \text{profundidad} \quad (6-8)$$

Ejemplo 6-1. Cálculo del gradiente de presión por fricción permisible.

En un pozo es necesario calcular el gradiente de presión por fricción permisible para un tratamiento de fracturamiento con las siguientes características:

Presión máxima permisible en la superficie = 5000 psi,

Densidad específica del fluido = 1.2

Gradiente de fractura = 0.7 psi/ft

Profundidad de la formación = 5000 ft

Sustituyendo en la ecuación 6-8, tenemos:

$$g_{pf} = \frac{5000 \text{ psi} + (1.2) \left(0.43 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) (5000 \text{ ft}) - \left(0.7 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) (5000 \text{ ft})}{5000 \text{ ft}}$$

$$g_{pf} = 0.82 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Como se ha señalado, el gasto máximo de bombeo para los fluidos de interés puede ser obtenido de curvas de presión por fricción de las compañías de servicios a partir del gradiente, g_{pf} .

6.3 Cálculo de la geometría de fractura y distancia de penetración del ácido.

La distancia que el ácido penetrara a lo largo de la fractura se calcula en base a la geometría de la fractura y otros parámetros de la formación y del fracturamiento. A continuación se describe un procedimiento para el cálculo de la distancia de penetración del ácido. Los modelos utilizados en estos cálculos fueron descritos en el capítulo 5, estos modelos fueron seleccionados para los cálculos, ya que dan resultados razonables y se pueden utilizar sólo con una calculadora de mano o una hoja en Excel. Los pasos para el cálculo son los siguientes:

- Predecir la temperatura en los disparos, y la temperatura en medio y al final del fluido colchón. Debemos usar la temperatura en la mitad del fluido colchón como la temperatura del fluido colchón dentro de la fractura para predecir la geometría de fractura. Y usaremos la temperatura del fluido colchón en los disparos después de la inyección, como la temperatura a la que entra el ácido en la fractura.
- Predecir la geometría de la fractura dinámica creada por la inyección del fluido de colchón, en este cálculo utilizaremos el procedimiento de Geertsma y de Klerk.
- Predecir la distancia de penetración del ácido a lo largo de la fractura creada por el fluido colchón, utilizando la técnica desarrollada por Nierode y Williams descrita en el capítulo anterior. Las predicciones se deben hacer para diferentes volúmenes de fluido de colchón y diferentes gastos de inyección de ácido, para así determinar el diseño que maximice los beneficios del tratamiento.

Ejemplo 6-2 Cálculo de la geometría de fractura y distancia de penetración del ácido.

Calcular la distancia de penetración del ácido para una formación caliza, a una profundidad de 7500 ft, esta formación tiene una conductividad, Kh_n , de 25 md-ft con un espesor neto de intervalo, h_n , de 50 pies, El pozo produce un aceite con una viscosidad de 0.5 cp a temperatura del yacimiento (200 ° F). Otras propiedades del yacimiento y la formación se muestran en la tabla 6-2.

El tratamiento se diseña utilizando un fluido “X” (un fluido viscoso ficticio) como fluido de colchón, suponemos que este fluido es viscoso a condiciones de yacimiento (alrededor de 60 cp a durante el flujo a lo largo de la fractura) y que puede ser bombeado a 10 bbl/min sin sobrepasar la presión de superficie permisible de 5000 psi.

El fluido “X” contiene un aditivo de pérdida de fluido a una concentración de 20 libras/1000 galón, para reducir la pérdida de fluido a la formación. El tratamiento se realizara con ácido clorhídrico al 15% que contiene 50 libras de polímero poliacrilamida por cada 1000 galones de ácido. También supondremos que este ácido puede ser bombeado a una velocidad máxima de 10 bbl/min. Las pruebas de laboratorio muestran para la temperatura esperada del ácido la viscosidad promedio será de 1.2 cp. Las pruebas también demuestran que la viscosidad del ácido después de que éste reacciona dentro de la formación es de 1.7 cp. Otras propiedades de los fluidos se muestran en la tabla 6-3.

Propiedades de la formación de caliza y de los fluidos para el ejemplo 6-2	
Profundidad	<i>7500 ft</i>
Altura de la formación	
Total, <i>hg</i>	<i>50 ft</i>
Neta, <i>hn</i>	<i>50ft</i>
Gradiente de fractura	<i>0.7 psi/ft</i>
Permeabilidad	<i>0.5 md</i>
Porosidad	<i>0.10</i>
Modulo de Young	<i>6.45 x 10⁶ psi</i>
Relación de Poisson	<i>0.25</i>
Propiedades de los fluidos del yacimiento	
Viscosidad	<i>0.5 cp</i>
Densidad	<i>52 lb/ft³</i>
Compresibilidad	<i>0.0001 psi⁻¹</i>
Temperatura de yacimiento	<i>200 °F</i>
Presión el yacimiento	<i>2500 psi</i>
Área de drene	<i>40 acres</i>
Radio del pozo	<i>0.5 ft</i>

Tabla 6-2. Propiedades de la formación de caliza y de los fluidos para el ejemplo 6-2

Características de los fluidos del tratamiento para el Ejemplo 6-2	
Fluido de Colchón "X"	
Gasto de inyección del fluido colchón	<i>10 bbl/min</i>
Temperatura a la que los fluidos entran a la fractura	<i>150 °F</i>
Viscosidad promedio durante el flujo dentro de la fractura	<i>60 cp</i>
Concentración del aditivo de pérdida de fluido	<i>20 lb/1000 gal</i>
Características de la pérdida de fluido	
Volumen de chorro, <i>Vspt</i>	<i>0.07 gal/ft²</i>
Coefficiente de pérdida de fluido	<i>0.002 ft/min^{1/2}</i>
ÁCIDO	
Gasto de inyección del ácido	<i>10 bbl/min</i>
Viscosidad promedio del ácido clorhídrico al 15% (conteniendo 50 lb/1000 gal de poliacrilamida) durante el flujo dentro de la fractura (a 175 °F)	<i>1.2 cp</i>
Viscosidad del ácido cuando ya ha reaccionado (200 °F)	<i>1.7 cp</i>
Densidad del ácido clorhídrico al 15% (conteniendo 50 lb/1000 gal de poliacrilamida)	<i>71.1 lb/ft³</i>
Características de la pérdida de fluido	
Volumen de chorro, <i>Vspt</i>	<i>0.07 gal/ft²</i>
Coefficiente de pérdida de fluido, (sin aditivo de pérdida de fluido)	<i>0.007 ft/min^{1/2}</i>
Coefficiente de pérdida de fluido, (con aditivo de pérdida de fluido)	<i>0.002 ft/min^{1/2}</i>

Tabla 6-3. Características de los fluidos del tratamiento para el Ejemplo 6-2

Predicción de la temperatura de inyección en el fondo del pozo.

Para este ejemplo no se muestra una predicción detallada de la temperatura de inyección en el fondo del pozo, en su lugar, vamos a suponer un cálculo similar al descrito en la figura 5-5 del capítulo 5, en el que se muestra que después de cierto tiempo de inyección de fluidos, la temperatura se estabiliza, nosotros supondremos para nuestro ejemplo que esta temperatura sea 150 ° F.

Predicción de la geometría de la fractura dinámica

El método para predecir la geometría de la fractura dinámica creada por el fluido de colchón que se usa en este ejemplo se presentó en el Ejemplo 5.1 de cálculo de geometría de fractura en el capítulo 5. Los resultados de los cálculos efectuados para el fluido de colchón (coeficiente de pérdida de fluido=0.002 ft/min^{1/2}) y para el ácido sin aditivo de pérdida de fluido (coeficiente de pérdida de fluido=0.007 ft/min^{1/2}), se muestran en la siguiente tabla, hay que tener en cuenta que el volumen de chorro V_{spt} debe estar en ft³/ ft² para usarlo en la ecuación 5-3.

El volumen de la fractura se calcula con:

$$Volumen\ fractura = 2L\ h_g\ \bar{W}_w \tag{6-9}$$

Donde \bar{W}_w debe estar en pies y L se multiplica por 2, ya que es el volumen de ambas alas de la fractura. Recordar que L es la longitud de solo un ala de la fractura.

Tiempo (min)	Volumen de fluido inyectado ft ³	Espesor promedio de la fractura, in		Longitud de Fractura, ft		Volumen de fractura, ft ³	
		Fluido Colchón	Ácido	Fluido Colchón	Ácido	Fluido Colchón	Ácido
15	842.188	0.125	0.019	234.85	93.8	246.33	14.85
30	1684.38	0.147	0.021	356.73	132.6	438.45	23.20
45	2526.56	0.168	0.032	451.96	163.1	634.99	43.49
60	3368.75	0.180	0.043	534.93	188.7	803.54	67.61

Tabla 6-4. Cálculo de la geometría de fractura para el Ejemplo 6-2.

En esta tabla se muestran el volumen de fluido inyectado a un gasto de 10 bbl/min, en una comparación con el volumen de fractura podemos observar la pérdida excesiva de volumen de fluido en caso del ácido, esto debido principalmente a la ausencia de aditivo de pérdida de fluido para este caso.

De la tabla 6-4, el espesor promedio de la fractura es el único dato necesario para los fines de este ejemplo.

Predicción de la distancia de penetración del ácido.

La estimación de la penetración del ácido reactivo en la fractura consiste de los siguientes pasos:

Paso 1. Calcular la velocidad promedio de pérdida de fluido a lo largo de la fractura para cada tiempo de interés, mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{V}_N = \frac{\pi C}{2\sqrt{t}} \quad (6-10)$$

Para nuestro ejemplo calcularemos dos velocidades promedio de pérdida de fluido, la primera suponiendo que el coeficiente de pérdida de fluido del ácido es igual al coeficiente de pérdida de fluido del fluido colchón, estimado con $C=0.002\text{ft}/\text{min}^{1/2}$, para estimar la distancia de penetración máxima del ácido, la segunda velocidad promedio de pérdida de fluido se calculará con $C=0.007\text{ft}/\text{min}^{1/2}$ para estimar la distancia de penetración del ácido, suponiendo que no se utiliza un aditivo de pérdida de fluido.

Para un tiempo de 15 minutos estos cálculos serían:

$$\bar{V}_N(15\text{min, con aditivo}) = \frac{\pi \left(0.002 \frac{\text{ft}}{\text{min}^{1/2}}\right)}{2\sqrt{15} \text{ min}} = 0.00081, \frac{\text{ft}}{\text{min}}$$

$$\bar{V}_N(15\text{min, sin aditivo}) = \frac{\pi \left(0.007 \frac{\text{ft}}{\text{min}^{1/2}}\right)}{2\sqrt{15} \text{ min}} = 0.0028, \frac{\text{ft}}{\text{min}}$$

Paso 2. Calcular el número de Reynolds para el flujo de ácido a través de la fractura, utilizando la ecuación 5-9.

Primero convertimos algunos datos a unidades consistentes.

$$q_i = 10 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} = 56.1458 \frac{\text{ft}^3}{\text{min}}$$

$$\mu = 12 \text{ cp} = 0.04838 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}$$

Para este ejemplo, el número de Reynolds es:

$$N_{Re} = \frac{\rho_{\text{ácido}} q_i}{\mu_{\text{ácido}} h_f} = \frac{\left(71.1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right) \left(56.1458 \frac{\text{ft}^3}{\text{min}}\right)}{\left(0.04838 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}\right) (50\text{ft})} = 1650.13$$

Paso 3. Leer el coeficiente de mezcla eficaz para determinar el número de Reynolds en el paso 2 de la figura. 5-8. Para este ejemplo usando la curva de Nierode y Williams:

$$De^{(\infty)} = 30 \times 10^{-5} \frac{\text{cm}^2}{\text{s}} = 1.9375 \times 10^{-5} \frac{\text{ft}^2}{\text{min}}$$

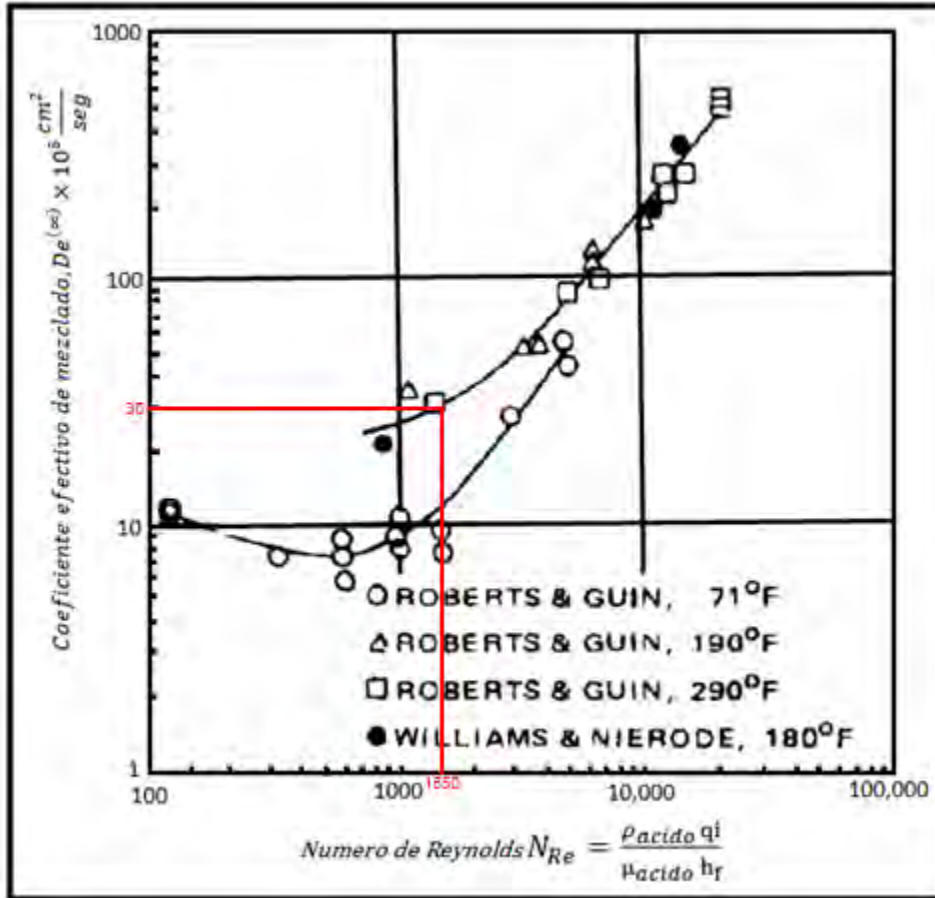


Figura 6-12. Cálculo de Coeficiente efectivo de mezclado, $De^{(\infty)}$.

Paso 4. Calcular el número de Peclet para la pérdida de fluidos, utilizamos la ecuación 5-10:

$$NPe * (15\text{min, con aditivo}) = \frac{\bar{w}V_N}{2De^{(\infty)}} = \frac{\left(0.125 \frac{\text{in}}{12}\right) \left(0.00081 \frac{\text{ft}}{\text{min}}\right)}{2 \left(1.9375 \times 10^{-5} \frac{\text{ft}^2}{\text{min}}\right)} = 0.2177$$

$$NPe * (15\text{min, sin aditivo}) = \frac{\bar{w}V_N}{2De^{(\infty)}} = \frac{\left(0.019 \frac{\text{in}}{12}\right) \left(0.0028 \frac{\text{ft}}{\text{min}}\right)}{2 \left(1.9375 \times 10^{-5} \frac{\text{ft}^2}{\text{min}}\right)} = 0.1144$$

Paso 5. Leer los valores de la distancia de penetración del ácido dimensiones de la figura. 7.14 (desarrollo de esta figura se discute en la sección 6.5). Los valores se tabulan en la Tabla 6-5.

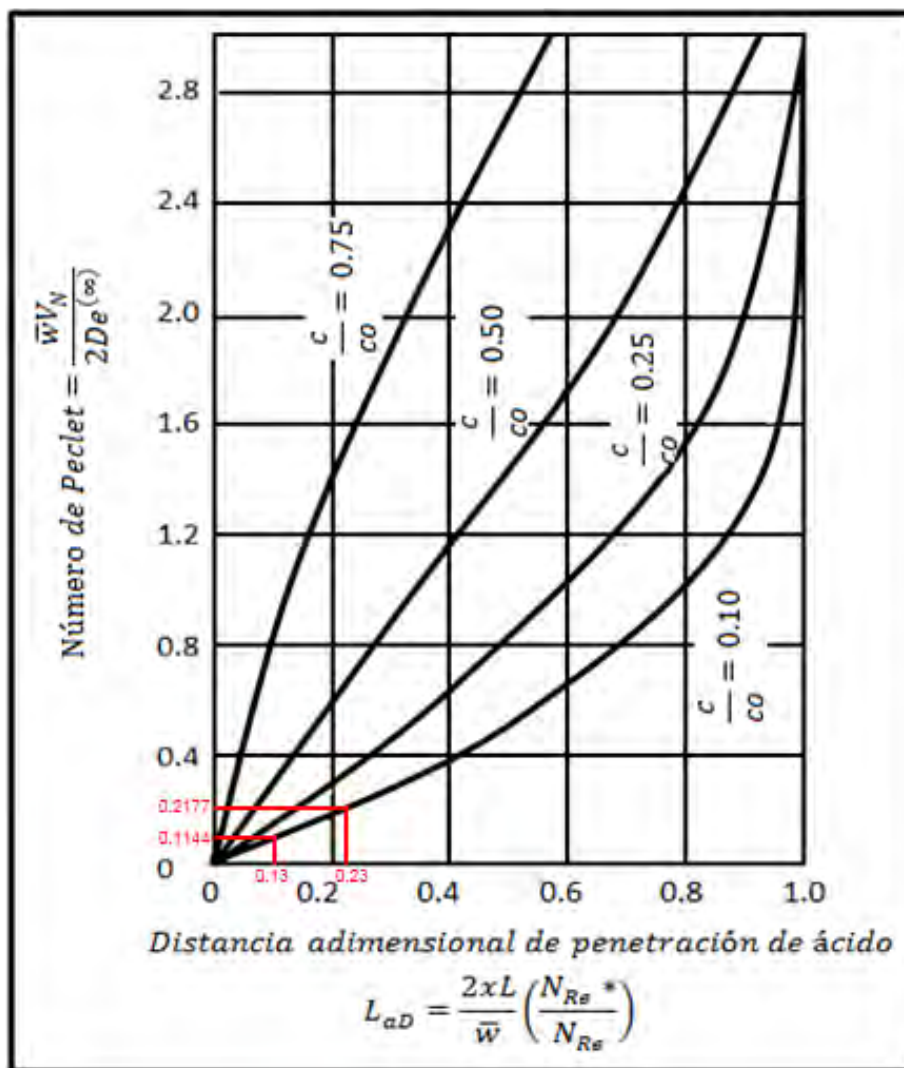


Figura 6-13. Cálculo de la distancia adimensional de penetración del ácido a lo largo de la fractura.

Paso 6. Calcular la distancia de penetración del ácido, xL , de la distancia adimensional mediante la ecuación 6-11

$$L_{aD} = \frac{2xL}{\bar{w}} \left(\frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \right) \quad (6-11)$$

Despejando xL nos queda:

$$xL = \frac{\bar{w}L_{aD}}{2} \left(\frac{N_{Re}}{N_{Re}^*} \right) \quad (6-12)$$

Donde:

xL = Distancia de penetración del ácido

\bar{w} = Espesor promedio de la fractura, in

L_{aD} = Distancia adimensional de penetración del ácido.

N_{Re} = Número de Reynolds para el flujo de ácido a través de la fractura

N_{Re}^* = Número de Reynolds del fluido que se pierde a la formación

Para el cálculo de xL antes debemos realizar este cálculo del Número de Reynolds del fluido que se pierde a la formación, la definición de N_{Re}^* es

$$N_{Re}^* = \frac{2\bar{w}\bar{V}_N \rho_{acidogastado}}{\mu_{acidogastado}} \quad (6-13)$$

Antes de hacer los cálculos pondremos los datos en unidades consistentes.

$$\mu_{acidogastado} = 1.7 \text{ cp} = 0.06854 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}$$

$$N_{Re}^* (15\text{min, con aditivo}) = \frac{2 \left(0.125 \frac{\text{in}}{12}\right) \left(0.00081 \frac{\text{ft}}{\text{min}}\right) \left(71.1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right)}{0.06854 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}} = 0.01750$$

$$N_{Re}^* (15\text{min, sin aditivo}) = \frac{2 \left(0.019 \frac{\text{in}}{12}\right) \left(0.0028 \frac{\text{ft}}{\text{min}}\right) \left(71.1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right)}{0.06854 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}} = 0.009198$$

La distancia de penetración del ácido ahora se puede calcular mediante la ecuación 6-12:

$$xL(15\text{min, con aditivo}) = \frac{\left(0.125 \frac{\text{in}}{12}\right) (0.23)}{2} \left(\frac{1650.13}{0.01750}\right) = 112.92, \text{ ft}$$

$$xL(15\text{min, sin aditivo}) = \frac{\left(0.019 \frac{\text{in}}{12}\right) (0.13)}{2} \left(\frac{1650.13}{0.009198}\right) = 18.46, \text{ ft}$$

Los resultados de los cálculos de la penetración del ácido se resumen en la tabla 6-5, se calcularon datos para diferentes tiempos (15, 30, 45 y 60 minutos), también se incluyen en esta tabla las distancias mínima (sin aditivo) y máxima (con aditivo) de penetración del ácido al 15% inyectado a 10 bbl/min.

Tiempo (minutos)	V_N , ft/min		NPe^*		L_{aD}		N_{Re}^*		xL , ft	
	Mínimo	Máximo	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido
15	0.00081	0.0028	0.21	0.11	0.23	0.13	0.017	0.0091	112.92	18.46
30	0.00057	0.0020	0.20	0.09	0.21	0.10	0.015	0.0070	145.00	20.00
45	0.00047	0.0016	0.18	0.11	0.19	0.12	0.014	0.0084	160.00	30.00
60	0.00041	0.0014	0.17	0.13	0.16	0.13	0.012	0.0098	192.00	37.00

Tabla 6-5. Resumen de cálculos de distancia de penetración del ácido.

6.4 Predicción de la conductividad de la fractura debida al ácido y la relación del volumen de colchón y del ácido para la estimulación.

Después de la predicción de la distancia de penetración del ácido para el fluido de interés, el diseño se completa de la siguiente manera.

- Predecir la conductividad de fractura que se espera con el volumen de ácido que se utilizará. Si la conductividad es baja, especificar un volumen de ácido que sea suficiente para crear una conductividad adecuada.
- Predecir la relación del volumen de colchón y del ácido para la estimulación.

6.4.1 Predicción de la conductividad de la fractura debida al ácido

El modelo descrito por Nierode y Kruk se utiliza a continuación para predecir la conductividad de fractura como resultado de la reacción ácida. Para utilizar este modelo deben ser conocidos, la longitud de la fractura en contacto con el ácido (xL), el volumen de ácido inyectado ($q_i \cdot t$), el poder disolvente del ácido (X), y resistencia a la incrustación de la roca (SER). La conductividad de teórica de la fractura (suponiendo reacción uniforme y que la fractura no se cierra), puede predecirse con las ecuaciones 5-17 a 5-19. Y la conductividad esperada con las ecuaciones 5-20 a 5-24.

Un dato importante en el cálculo de conductividad de la fractura es el volumen de la fractura conductiva. Y esta se calcula como:

$$V_f = 2xLh_g \bar{w} \quad (6-14)$$

Basándose en la experiencia, se recomienda al menos un volumen de ácido de 1.5 veces el volumen de fractura conductiva. Y si el ácido usado es HCl al 15% se recomienda que el volumen del ácido sea por lo menos tres veces el volumen de la fractura conductiva.

Después de ajustar el volumen del ácido y la predicción de la conductividad de fractura, se debe determinar la relación de la estimulación de la figura 6-14.

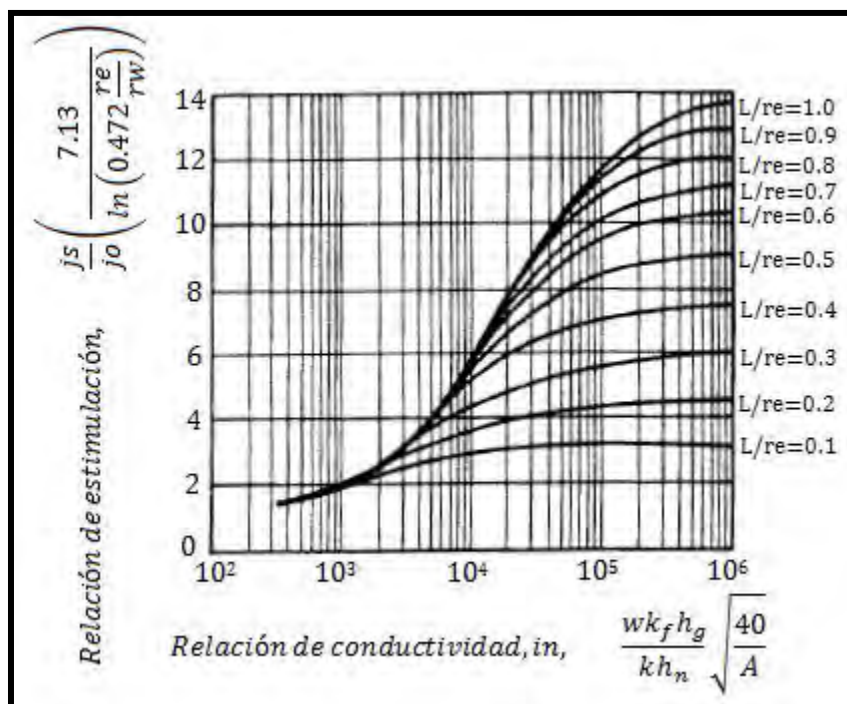


Figura 6-14. Relación de estimulación para una fractura vertical.⁸

De esta figura tenemos que:

J_s = Índice de productividad después de la fractura.

J_o = Índice de productividad antes de la fractura.

K = permeabilidad media de la formación, md

wk_f = conductividad de la fractura esperada, md-in

r_e = radio de drenaje, ft

r_w = radio del pozo, ft

Ejemplo 6-3. Cálculo de la conductividad de la fractura debida al ácido

Para este ejemplo utilizaremos los datos del ejemplo anterior, y resumiremos algunos datos de interés en la siguiente tabla:

Volumen de fluido inyectado ft ³	Longitud de Fractura ,ft		Distancia de penetración del ácido, ft	
	Fluido Colchón	Ácido solo.	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido
842.188	234.85	93.8	112.92	18.46
1684.38	356.73	132.6	145.00	20.00
2526.56	451.96	163.1	160.00	30.00
3368.75	534.93	188.7	192.00	37.00

Tabla 6-6. Resumen de datos del cálculo de la distancia de penetración del ácido

El poder de disolución del ácido, $X_{HCl15\%}$, HCl al 15% en caliza, se obtiene de la tabla 3-3.

$$X_{HCl15\%} = 0.081 \frac{ft^3 \text{ roca disuelta}}{ft^3 \text{ acido inyectado}}$$

Volumen de ácido inyectado ($V = qit$).

Para este ejemplo el volumen de ácido será tres veces el volumen de la fractura conductiva.

$$V_{15\%} = 3V_f = 3 \left[2(112.92 \text{ ft})(50 \text{ ft}) \left(0.125 \frac{in}{12} \right) \right] = 352.875 \text{ ft}^3 = 62.849 \text{ bbl}$$

Resistencia a la incrustación de la roca (SER).

La resistencia a la incrustación de la roca (SER) normalmente se determinaría a partir de las mediciones en los núcleos de formación. La resistencia a la incrustación de la roca no se dio para el ejemplo, así que supondremos un valor típico de 50000 *psi*. Se pueden ver otros valores para diferentes rocas carbonatadas en la tabla 5-2.

Esfuerzo de cierre (σ).

Para este ejemplo, vamos a suponer que la presión en el fondo del pozo es 1500 *psi*. Entonces tenemos que el esfuerzo de cierre calculado con la ecuación 5-24 es:

$$\sigma = \left(\left(0.7 \frac{psi}{ft} \right) (75000 \text{ ft}) \right) - (1500 \text{ psi}) = 3750 \text{ psi}$$

Paso 1. Calcular el ancho de la fractura, Wa , tal como se indica en la ecuación 5-17.

$$Wa = \frac{(0.081) (352.875 \text{ ft}^3)}{2(112.92 \text{ ft})(50 \text{ ft})(1 - 0.1)} = 0.002813, \text{ ft}$$

Paso 2. La conductividad ideal se calcula con la ecuación 5-19

$$wk_{fi} = 9.36 \times 10^{13} (0.002813)^3 = 2.082 \times 10^6, \text{ md} - \text{in}$$

Paso 3. Calcular los coeficientes C_1 y C_2 con las ecuaciones 6-21 y 6-23 (Para 20000 *psi* < $SER < 500000 \text{ psi}$) para predecir la conductividad de fractura esperada.

$$C_1 = 0.265(2.082 \times 10^6)^{0.822} = 41403.5$$

$$C_2 = (3.8 - 0.28 \ln(50000 \text{ psi})) \times 10^{-3} = 0.7704 \times 10^{-3}$$

Paso 4. La conductividad de fractura esperada se obtiene de los valores calculados de C_1 y C_2 como se muestra al lado de la primera entrada en la Tabla 6.8.

$$wk_f = (41403.5) \exp \left(-(0.7704 \times 10^{-3}) (3750 \text{ psi}) \right) = 2302.82, \text{ md} - \text{in}$$

Paso 5. Calcular la relación de conductividad de fractura, utilizamos la siguiente ecuación:

$$\text{Relación de conductividad} = \frac{wk_f h_g}{kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}} \quad (6-15)$$

Donde:

wk_f = Conductividad de la fractura esperada.

h_g = Altura total prevista de la fractura vertical, ft

kh_n = Conductividad de la formación

A = Área de drenaje.

$$\frac{wk_f h_g}{kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}} = \frac{(2302.82, \text{ md} - \text{ in}) * (50 \text{ ft})}{(0.5 \text{ md})(50 \text{ ft})} \sqrt{\frac{40}{40}} = 4605.64$$

Paso 6. Calcular la Relación entre la longitud de la fractura y el radio de drenaje, L/re . Para un área de drenaje de 40 acres el radio de drenaje es de 660 ft (ver tabla 6-7).

Área de drenaje (A), acres	Radio de drenaje (re), ft	$\sqrt{\frac{40}{A}}$	$\frac{7.13}{\ln(0.472 \frac{re}{r_w})}$
10	330	2.0	1.11
20	467	1.42	1.05
40	660	1.0	1.00
80	933	0.71	0.95
160	1320	0.50	0.91
320	1867	0.35	0.87
640	2640	0.25	0.84

Tabla 6-7. Escala de parámetros para la figura 6-14.

$$\frac{xL}{re} = \frac{112.92 \text{ ft}}{660 \text{ ft}} = 0.17$$

Paso 7. Leer la relación de estimulación de la figura 6-14.

$$\text{Relación de estimulación} = \frac{j_s}{j_o} = 3.2 \text{ Para un área de drenaje de 40 acres.}$$

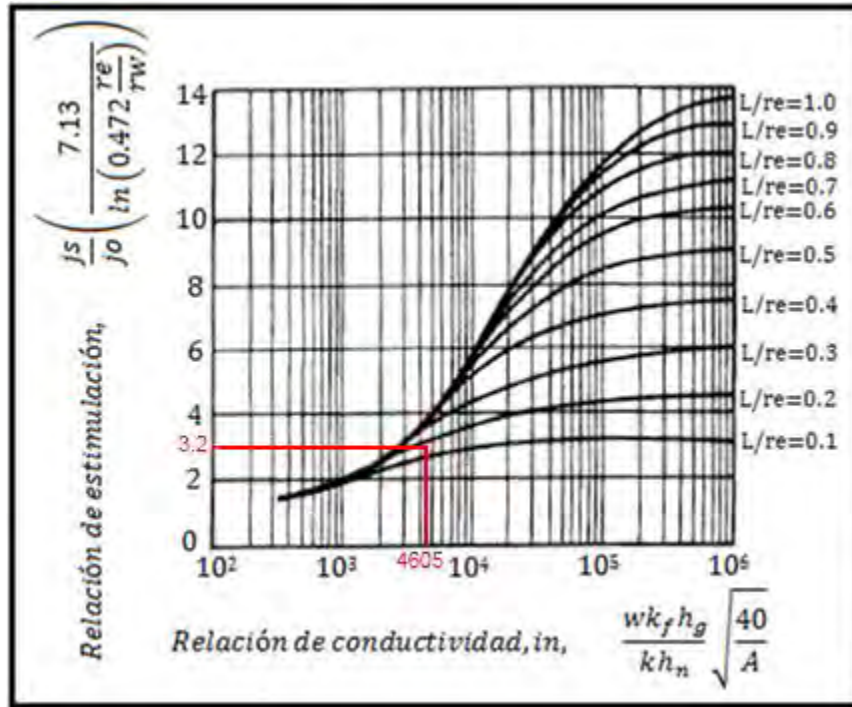


Figura 6-15. Lectura de relación de estimulación para una fractura vertical ejercicio 6-3. Los datos obtenidos anteriormente corresponden a un ácido con un aditivo de pérdida de fluidos (mínima pérdida de fluidos) y un tiempo de 15 min a un gasto de 10 bbl/min. Cálculos similares para tiempos de 30, 45 y 60 minutos y para ácido con y sin aditivo se muestran en las siguientes tablas.

Volumen de fluido, bbl	C1		Conductividad de la fractura (wk_f), md-in	
	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido
150	4.1×10^4	6.6×10^6	2302	370000
300	6.6×10^4	9.2×10^6	3700	510000
450	9.3×10^4	5.9×10^6	5200	330000
600	10.6×10^4	5.9×10^6	5900	330000

Volumen de fluido, bbl	Volumen mínimo de ácido, ft ³	Espesor de fractura (Wa), ft		Conductividad ideal (wk_{fi}), md-in	
		Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido
150	62.8	0.0028	0.022	2.0×10^6	1.0×10^9
300	97.0	0.0034	0.025	3.7×10^6	1.5×10^9
450	121.2	0.0039	0.021	5.6×10^6	0.87×10^9
600	154.0	0.0041	0.021	6.5×10^6	0.87×10^9

Tabla 6-8. Resumen de cálculos de la conductividad de la fractura para el ejemplo 6-3.

Volumen de fluido, bbl	Volumen mínimo de ácido, ft ³	$\frac{wk_f h_g}{kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}}$		$\frac{xL}{re}$		$\frac{js}{jo}$	
		Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido	Mínima pérdida de fluido	Máxima pérdida de fluido
150	62.8	4605	740000	0.17	0.03	3.2	2.0
300	97.0	7400	1020000	0.22	0.03	3.6	2.1
450	121.2	10400	660000	0.24	0.05	4.0	2.3
600	154.0	11800	660000	0.29	0.06	4.4	2.5

Tabla 6-9. Resumen de cálculos de la relación de estimulación para el ejemplo 6-3.

Para este ejemplo podemos concluir que la relación de estimulación fue mayor cuando se utilizó un precolchon seguido de un ácido que contenía aditivo de pérdida de fluido. En los resultados obtenidos podemos observar que obtuvimos un valor de $js/jo=3.2$ cuando se utilizó un precolchon de 150 bls seguido de 62.8 bls de ácido con aditivo de pérdida de fluido; y se obtuvo un valor de $js/jo=2$ cuando solo se uso ácido sin aditivo de pérdida de fluido. Esta comparación nos muestra los beneficios derivados de utilizar el aditivo de pérdida de fluido.

La figura 6-14, nos muestra que la productividad del pozo después del tratamiento de fracturamiento, depende de la longitud de la fractura y de la conductividad de la fractura esperada. La relación entre los índices de productividad en la figura 6-14 esta multiplicada por un factor de escala, ya que los índices de productividad de esta figura representan un pozo con 6 in de diámetro y 40 acres de espaciamiento; el factor de escala nos ayuda a extender el uso de esta grafica a pozos con diferente diámetro y espaciamiento.

De un análisis a esta figura podemos decir que para valores de relación de conductividad entre 1000 y 10000, la relación de estimulación es casi independiente de la longitud de fractura y que el índice de productividad aumenta de 2 a 6 veces más.

Esto nos muestra que es posible optimizar el diseño del tratamiento de fracturamiento ácido, para realizar la estimulación al mínimo costo considerando diferentes combinaciones de volúmenes de ácido requerido para obtener una máxima estimulación a medida que aumenta la distancia de penetración del ácido.

6.5 Selección del tratamiento más económico

El procedimiento de diseño descrito anteriormente se debe realizar para todos los tratamientos propuestos a un yacimiento dado. Idealmente, el costo de cada tratamiento debe ser calculado y debe ser seleccionado el tratamiento que ofrezca la mejor propuesta de estimulación a un costo mínimo.

El proceso de optimización usualmente tiene dos componentes:

- La determinación del volumen de fluido necesario y el costo de los materiales y servicios a utilizar.
- La estimación de la producción a obtener luego del tratamiento.

En el caso de la conductividad se considera que es constante, no obstante, esto no es verdad, ya que es impredecible debido a factores fuera de nuestro control como la heterogeneidad de la roca, que impide un grabado uniforme de las caras de la fractura; además, también se debe alcanzar una longitud mínima de ancho grabado. Estos factores hacen que la estimación de un retorno económico sea mucho más difícil en el caso de las fracturas ácidas. Tal es así que actualmente sólo se aproxima el estudio de cada caso a una producción óptima ideal.

Capítulo VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7 Conclusiones y recomendaciones.

Debido a las condiciones de los yacimientos carbonatados de baja permeabilidad y depresionados, las estrategias de explotación son complejas, haciendo en algunos casos que el fracturamiento ácido sea la única opción de explotar dichos yacimientos.

El objetivo principal de un tratamiento de fracturamiento ácido es incrementar la conductividad de la roca productora, mediante la creación de una fractura grabada producto de la inyección de sistemas ácidos a gastos de bombeo por arriba de la presión de fractura de formación. El éxito de los tratamientos depende en gran medida de tener un proceso secuencial para poder identificar y controlar cada uno de los factores que intervengan antes y durante dicho proceso.

Por lo regular un fracturamiento ácido puede resultar muy costoso, pero sus beneficios económicos pueden ser muy atractivos si se selecciona correctamente el pozo candidato y los sistemas óptimos en base a pruebas de laboratorio con núcleos de roca y fluidos de la formación.

Es importante realizar una adecuada selección de los pozos candidatos para estimular ya que en algunas ocasiones el tipo de daño que presentan no se puede eliminar o sobrepasar con un fracturamiento hidráulico ácido.

Entre los diversos factores que intervienen en el éxito de un tratamiento de fracturamiento ácido, la selección del sistema ácido juega un papel importante, ya que de éste depende el mejoramiento de la conductividad de la formación productora y el incremento de la producción.

Cuando se diseña un tratamiento de fracturamiento ácido se deben considerar los factores que afectan al tratamiento, por ejemplo en pozos de temperatura baja a moderada, el factor más importante es el control del filtrado del ácido, mientras que en pozos con alta temperatura, el factor limitante es la velocidad de reacción del ácido.

Esta tesis debe servir como una referencia básica, para la comprensión fundamental del proceso de acidificación y los procedimientos para el diseño de los tratamientos de fracturamiento ácido para aumentar la productividad de los pozos. Esto es de gran importancia ya que la mayoría de los yacimientos en México se encuentra en etapa madura de explotación, y es por eso que la explotación de yacimientos carbonatados de baja permeabilidad es relevante para nuestro país.

REFERENCIAS

1. Ben-Nacelle, K., and Economides, M. J", *"The Effectiveness of Acid Fractures and Their Production Behavior,"* Artículo de la SPE 18536, 1988.
2. Schechter. R. S., *"Oil Well Stimulation,"* Prentice Hall. Englewood Cliffs, NJ. 1992.
3. Roberts, L. D., and Guin, I. A., *"The Effect of Surface Kinetics in Fracture Acidizing,"* SPEI. Agosto 1974; *AIME*, 257
4. Michael J. Economides, *"Modern Enhancing Natural Gas Production"*, University of Houston 2007, BJ Services Company.
5. Nierode, D. E., and Kruk, K. F., *"An Evaluation of Acid Fluid Loss Additives, Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity,"* Artículo de la SPE 4549, 1973.
6. H.A. Nasr-El-Din, *"Field Application of HCl-Formic Acid System to Acid Fracture Deep Gas Wells Completed with Super Cr-13 Tubing in Saudi Arabia,"* Artículo de la SPE 84925, 2003.
7. Fredd CN y Fogler HS: *"Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media: Influence of Transport and Reaction"*, Artículo de la SPE 56995, SPE Journal 4, no. 3 (Septiembre de 1999): 196–205.
8. Williams, B.B., Gidley, J.L. and Schechter, R.S.: *"Acidizing Fundamentals"*, SPE Richardson, Texas, 1979.
9. Ealian Al-Anzi, Majdi Al-Mutawa: *"Positive Reactions in Carbonate Reservoir Stimulation"*, Oilfield Review, 2004:
10. Economides, M.J. and Nolte, K.G, *"Reservoir Stimulation"*, Tercera Edición. Wiley, NY y Chichester, Marzo 2000.
11. Carlos Islas S., *"Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros"*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991
12. Carlos Islas S., *"Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros"*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 2009