



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

LOS ÁCIDOS, SU CINÉTICA DE REACCIÓN Y
LA ACIDIFICACIÓN POR FRACTURAMIENTO

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MOISÉS CRUZ ZARAGOZA

Director de Tesis. M.I. Néstor Martínez Romero.



MÉXICO. D. F. Junio

2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-613

SR. MOISÉS CRUZ ZARAGOZA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**LOS ÁCIDOS, SU CINÉTICA DE REACCIÓN Y LA ACIDIFICACIÓN POR
FRACTURAMIENTO**

- I INTRODUCCIÓN**
 - II ÁCIDOS**
 - III CINÉTICA DE REACCIÓN (VELOCIDAD DE REACCIÓN,
FACTORES)**
 - IV FRACTURAMIENTO CON ÁCIDO**
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 29 de mayo de 2006

EL DIRECTOR

M en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*JAGC*gtg

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS : *LOS ÁCIDOS, SU CINÉTICA DE REACCIÓN Y LA ACIDIFICACIÓN POR FRACTURAMIENTO*

Director de Tesis : Dr. Néstor Martínez Romero

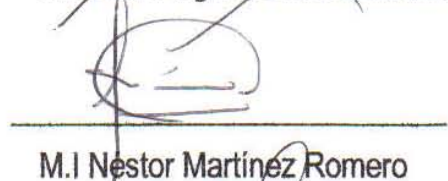
Realizada por : Moisés Cruz Zaragoza

Firmas de conformidad del jurado :

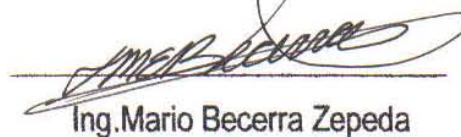
Presidente :


M.I. José Ángel Gómez Cabrera

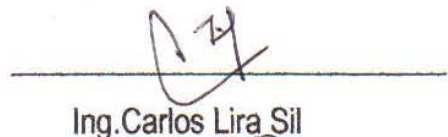
Vocal


M.I. Néstor Martínez Romero

Secretario :


Ing. Mario Becerra Zepeda

1er SUPLENTE :


Ing. Carlos Lira Sil

2º. SUPLENTE :


Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO 2006.

AGRADECIMIENTOS

UN ESPECIAL AGRADECIMIENTO PARA MI ESPOSA

MARTHA CATALINA RIOS SUARÉZ:

POR TUS CONSEJOS, ORIENTACIÓN Y ASESORIA HACIA MI PERSONA, QUE ME HAN HECHO UN HOMBRE DIFERENTE, CON DESEOS DE SUPERACIÓN, POR TODO LO QUE ME DAS COMO ESPOSA Y COMO MUJER, Y POR TU APOYO CONSTANTE EN TODOS SENTIDOS PARA TERMINAR MI TESIS, Y PORQUE SIEMPRE HAZ CREÍDO EN MI, Y PORQUE DÍA CON DÍA ME DEMUESTRAS TU AMOR CON ACTITUDES.

MUCHAS GRACIAS MI AMOR.

A MIS PADRES:

A MI MADRE ANTONIA ZARAGOZA MAGAÑA POR DARMER LA VIDA, SUS CUIDADOS Y POR LLEVARME A LA ESCUELA SIENDO UN NIÑO

GRACIAS MADRE.

A MI PADRE EUSEBIO CRUZ LOPEZ, QUE SIEMPRE FUE UN HOMBRE TRABAJADOR Y UN EJEMPLO A SEGUIR.

GRACIAS.

A MI ABUELA:

UN AGRADECIMIENTO ESPECIAL A MI ABUELA MARGARITA CRUZ, MI SEGUNDA MADRE, QUE CON SU BONDAD Y CONSEJOS, ME SIRVIERON PARA FORMARME COMO UN HOMBRE CON PRINCIPIOS MORALES Y RELIGIOSOS, SÉ QUE DESDE EL CIELO ME CUIDAS Y BENDICES.

GRACIAS.

A MI DIOS:

POR SEGUIRME DANDO LA VIDA, SALUD, TRABAJO Y UNA LINDA ESPOSA

INFINITAMENTE GRACIAS.

A TODOS MIS PROFESORES:

QUE A LO LARGO DE MI CARRERA ME TRANSMITIERÓN SUS
CONOCIMIENTOS CON PACIENCIA Y COMPRENSIÓN.

GRACIAS.

A PARA MI DIRECTOR DE TESIS:

EL CUAL ME DIO SU APOYO Y ASESORIA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE
TRABAJO.

GRACIAS.

PARA EL JURADO:

M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

ING. MARTÍN CARLOS VELÁSQUEZ FRANCO

GRACIAS.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	01
CAPÍTULO II. ÁCIDOS	03
<i>II.1 Definiciones y generalidades.</i>	03
<i>II.2 Clasificación de los ácidos.</i>	03
<i>II.3 Propiedades de los ácidos.</i>	04
II.3.1 Clorhídrico.	04
II.3.2 Fluorhídrico.	04
II.3.3 Fórmico.	04
II.3.4 Acético.	04
II.3.5 Sulfámico.	04
<i>II.4 Ácidos inorgánicos.</i>	04
II.4.1 Clorhídrico.	04
II.4.2 Fluorhídrico.	16
<i>II.5 Ácidos orgánicos.</i>	19
II.5.1 Acético.	19
II.5.2 Fórmico.	20
<i>II.6 Ácido en polvo.</i>	21
<i>II.7 Mezcla de ácidos.</i>	24
<i>II.8 Sistemas de ácidos retardados.</i>	24
II.8.1 Gelificados.	24
II.8.2 Químicamente retardados.	25
II.8.3 Emulsificados.	25
CAPÍTULO III. CINÉTICA DE REACCIÓN (VELOCIDAD DE REACCIÓN FACTORES)	26
<i>III.1 Composición química de las formaciones carbonatadas.</i>	26
III.1.1 Poder de disolución del ácido.	26
III.1.2 Constante de disociación del ácido.	30
III.1.3 Equilibrio de la reacción.	32
<i>III.2 Velocidad de reacción.</i>	33
<i>III.3 Factores que afectan la velocidad de reacción.</i>	35
III.3.1 Relación área-volumen.	35
III.3.2 Temperatura.	37
III.3.3 Tipo y concentración del ácido.	38
III.3.4 Velocidad de flujo.	39

III.3.5 Composición de la roca.	39
III.3.6 Viscosidad.	40
III.3.7 Presión.	40
<i>III.4 Inestabilidades.</i>	40
III.4.1 Digitación Viscosa.	40
III.4.2 Inestabilidad ligada al fenómeno de disolución.	41
<i>III.5 Sistema del disco rotatorio.</i>	41
<i>III.6 Difusión de los ácidos fuertes.</i>	42
<i>III.7 Difusión de los ácidos débiles.</i>	43
CAPÍTULO IV. FRACTURAMIENTO CON ÁCIDOS	45
<i>IV.1 Determinación de la matriz de la formación y propiedades de los fluidos.</i>	45
IV.1.1 Espesor de la formación.	45
IV.1.2 Permeabilidad de la formación.	46
IV.1.3 Porosidad de la formación.	48
IV.1.4 Profundidad de la formación.	48
IV.1.5 Gradiente de fractura de la formación.	48
IV.1.6 Relación de Poisson.	50
IV.1.7 Tiempo de tránsito promedio.	51
IV.1.8 Temperatura de formación.	52
IV.1.9 Temperatura del fluido de inyección.	52
IV.1.10 Viscosidad del fluido de formación.	52
IV.1.11 Compresibilidad del fluido de formación.	52
<i>IV.2 Selección de los parámetros variables de diseño.</i>	58
IV.2.1 Tipo y viscosidad del precolchón.	58
IV.2.2 Gasto de inyección.	60
IV.2.3 Cálculo de la geometría de la fractura y la distancia de penetración del ácido.	61
IV.2.3.1 Predicción de la geometría dinámica de la fractura.	75
IV.2.3.2 Predicción de la distancia de reacción del ácido.	76
<i>IV.3 Predicción de la conductividad de la fractura y relación de estimulación.</i>	81
IV.3.1 Predicción de la conductividad de la fractura.	82
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
NOMENCLATURA.	96
REFERENCIAS.	98

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Entre los desarrollos tecnológicos más importantes con que cuenta la ingeniería petrolera están los métodos de estimulación matricial (reactiva y no reactiva) y el fracturamiento (hidráulico y con ácidos). Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo que no haya estado sujeto a estos tratamientos, aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la estimulación de su productividad.

La creciente demanda de hidrocarburos, conduce a hacer un análisis completo de aquellos campos tradicionalmente, productores. En ellos mediante la aplicación de los conceptos geológicos, estudios de sedimentología, estratigrafía y paleontología y con la introducción de técnicas dentro de las diferentes disciplinas que intervienen en la exploración y explotación petrolera y la integración apropiada de ellas, es probable la extensión de los campos actualmente productores.

El fracturamiento con ácidos tiene como objetivo aumentar la producción de hidrocarburos, su procedimiento consiste en crear fracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo, mediante la inyección de una solución ácida a alta presión que propicia la disolución de la formación creando fracturas que facilitan el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

El diseño óptimo dependerá en gran parte del empleo del programa de fracturamiento y la técnica adecuada a las características del yacimiento.

Un factor que afecta comúnmente la producción es el daño a la formación, causado por el lodo, al invadir el yacimiento durante la perforación y más aún al disparar el intervalo productivo. Este hecho ha llevado a estudiar los efectos perjudiciales que puedan tener los diversos fluidos sobre las formaciones y como resultado de este estudio ha dado lugar al empleo de fluidos que tengan el menor daño a la formación.

En la elaboración del programa de fracturamiento con ácido se deben considerar los datos proporcionados por las pruebas de formación, las pruebas de producción de pozos vecinos, la determinación de las presiones de fondo, el estudio de núcleos cortados, el tipo de terminación del pozo, el equipo superficial usado en el programa de disparos, control de corrosión, problemas de parafinamiento, de depositación química, de arenamiento y desde luego las características de la formación.

El conocimiento general de los productos químicos usados en el fracturamiento con ácidos, ayudará en la elección de estos mismos para un mejor tratamiento de una formación determinada, obteniendo mejores resultados y menores costos de operación.

El presente trabajo pretende mostrar cómo reaccionan los ácidos con la formación productora en un fracturamiento con ácidos, primero conoceremos como se clasifican los ácidos y en que formaciones se deben emplear, después veremos como reaccionan con la formación y finalmente se mostrará un breve diseño de fracturamiento con ácidos.

CAPÍTULO II

ÁCIDOS

II.1. *DEFINICIONES Y GENERALIDADES.* Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión cuando están en solución con el agua. Los iones hidrógeno reaccionan con los minerales disolviéndolos. Los ácidos tienen un $\text{pH} < 7$.

La estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción son los tres factores interrelacionados pero químicamente distintos que se deben considerar en la selección del ácido para un tratamiento de estimulación en particular.

La estequiometría de la reacción del ácido con los materiales del yacimiento relaciona el gasto molecular entre los reactivos y los productos de reacción. Por ejemplo si los minerales son carbonatos se utiliza HCl para disolverlos formándose otros compuestos, si los minerales son silícicos, se utiliza ácido fluorhídrico. En base a la estequiometría y a la cantidad de material que se quiere disolver en la formación el volumen de ácido a utilizar puede estimarse.

El equilibrio termodinámico se establece en muchas reacciones de los ácidos antes de que este haya reaccionado totalmente. La velocidad de reacción de un ácido en particular y los minerales de la formación establecen el tiempo necesario para que el ácido reaccione.

II.2 *CLASIFICACIÓN DE LOS ÁCIDOS.* Los ácidos comúnmente usados se clasifican en ácidos inorgánicos y ácidos orgánicos; estos existen en forma líquida, en polvo, en diferentes formas como son sistemas híbridos (mezclas de ácidos), sistemas de ácidos retardados, etc. Los ácidos más comunes de cada categoría son los siguientes:

1.- Ácidos Inorgánicos:

- Clorhídrico
- Fluorhídrico

2.- Ácidos orgánicos:

- Fórmico
- Acético

3.- Ácidos en Polvo:

- Sulfámico
- Cloroacético

4.- Mezcla de ácidos:

- Clorhídrico-acético
- Clorhídrico-fórmico
- Fluorhídrico-fórmico
- Fluorhídrico-clorhídrico

5.- Sistemas de ácidos retardados:

- Gelificados
- Químicamente retardados
- Emulsificados
- Espumados

II.3 PROPIEDADES DE LOS ÁCIDOS

II.3.1 CLORHÍDRICO. El ácido clorhídrico es líquido incoloro, corrosivo, es una solución del gas cloruro de hidrógeno disuelto en agua y posee un olor picante. Se encuentra disponible en concentraciones comunes del 32% en peso de cloruro de hidrógeno en agua. Su nombre popular es ácido muriático.

II.3.2 FLUORHÍDRICO. Este ácido es extremadamente corrosivo para la piel y ojos, causa severos trastornos cuando se está en contacto durante un período de tiempo prolongado. Se usa como catalizador, especialmente en la industria petrolera (en alquilación de parafinas), en procesos de fluoración, especialmente en la industria del aluminio.

II.3.3 FÓRMICO. Este ácido es miscible en agua, alcohol, éter y glicerol, es un líquido incoloro de olor picante se usa como reductor de tinturas para colorear lana; ayuda en la regeneración del caucho.

II.3.4 ACÉTICO. Este ácido tiene olor picante, es flamable, es un excelente solvente para muchos compuestos orgánicos, miscible en agua, alcohol, éter y glicerol; es débilmente ionizado en soluciones acuosas. Se usa para la manufactura de acetatos, como acidulante, como solvente para gomas y aceites volátiles.

II.3.5 SULFÁMICO. Este ácido se obtiene a partir del ácido clorosulfónico y del amonio, o por calentamiento de urea con H_2SO_4 , es un ácido fuerte, su pH es de 1.8 al 1% a 25 °C. Se usa para remover nitratos en estabilizaciones de cloro en torres de enfriamiento, es ligeramente irritante para la piel y membranas mucosas.

II.4 ÁCIDOS INORGÁNICOS

II.4.1 CLORHÍDRICO (HCl). Este ácido es el más ampliamente utilizado en la estimulación de pozos. Se encuentra disponible en concentraciones comunes del 32% en peso del ácido clorhídrico en agua; Sin embargo estas concentraciones pueden variar entre 5% y 35%. Concentraciones del 5% al 8% se utilizan para desplazar el agua congénita, delante de mezclas de HCl-HF, a fin de evitar la formación de fluosilicatos de sodio y potasio.

El punto de congelamiento para un ácido al 15% es de -27°F , para concentraciones que varían de 20% a 29% su punto de congelamiento es de -70°F y para un ácido al 35% es

de -135°F . El uso del HCl se debe a su bajo costo y porque sus productos de reacción, cloruro de calcio y dióxido de carbono son solubles. La principal desventaja del HCl es la alta corrosividad que ocasiona a las tuberías del pozo, es especialmente significativa y costosa cuando se tienen temperaturas mayores a 250°F .

Este ácido reacciona principalmente con carbonatos, minerales como la calcita y la dolomita que son los componentes principales de las rocas calcáreas caliza y dolomia respectivamente.

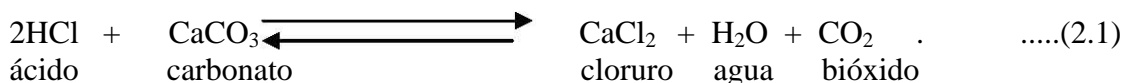
La tabla (2.1) muestra los pesos moleculares para cada ácido mencionado, así como el porcentaje de cada elemento que constituye el ácido.

Tipo de ácido	Peso Molecular (kg/kg-mol)	Porcentaje (%)
Clorhídrico	36.47	H = 2.76 Cl = 97.24
Fluorhídrico	20.01	H = 5.04 F = 94.96
Fórmico	46.03	H = 4.38 C = 26.10 O = 69.52
Acético	60.05	H = 6.71 C = 40.01 O = 53.28
Sulfámico	97.10	H = 3.11 S = 33.02 O = 49.48 N = 14.43

Tabla 2.1 Peso molecular del ácido y porcentaje de cada elemento que lo constituye.

Las reacciones básicas entre el HCl y las rocas carbonatadas son las siguientes:

- Para Caliza:

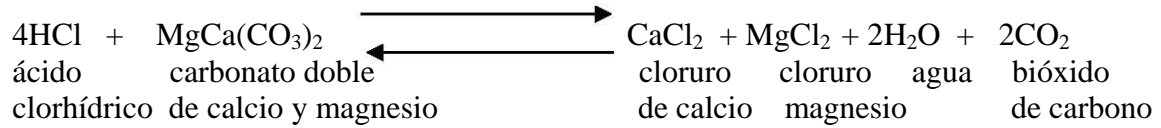


clorhídrico de calcio

de calcio

de carbono

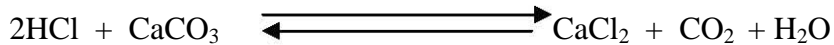
- Para Dolomia:



.....(2.2)

Los cloruros de calcio y magnesio de estas reacciones se disuelven en el agua original del ácido y en el agua que se forma de la reacción. Estos cloruros incrementan la viscosidad de la solución del ácido gastado. En general la reacción con caliza es más rápida que con dolomía.

Desde el punto de vista teórico, se puede estimar la cantidad de caliza disuelta por 1000 litros de solución de HCl al 15 % en peso, para ello se procederá de la forma siguiente:



Los pesos moleculares son respectivamente:

$ \begin{array}{r} \text{H} = 1.00797 \\ \text{Cl} = 35.453 \\ \hline 36.46097 \\ 2\text{HCl} = 2(36.5) \\ \\ = 73 \end{array} $	$ \begin{array}{r} \text{Ca} = 40.08 \\ \text{Cl}_2 = (35.453)*2 \\ \hline \text{CaCl}_2 = 111 \\ \\ \text{C} = 12.01115 \\ \text{O}_2 = (15.9994)*2 \\ \hline \text{CO}_2 = 44 \\ \\ \text{H}_2 = (1.00797)*2 \\ \text{O} = 15.9994 \\ \hline \text{H}_2\text{O} = 18 \end{array} $
$ \begin{array}{r} \text{Ca} = 40.08 \\ \text{C} = 12.01115 \\ \text{O}_3 = (15.9994)*3 \\ \hline \text{CaCO}_3 = 100.00 \end{array} $	

Esto significa que 73 kg/kg-mol de HCl reaccionarán con 100 kg/kg-mol de carbonato de calcio, produciendo 111 kg/kg-mol de cloruro de calcio, 44 kg/kg-mol de bióxido de

carbono y 18 kg/kg-mol de agua.

A continuación vamos a realizar un cálculo donde se desea saber para un volumen de 1000 litros de ácido concentrado al 15% y una densidad de 1.075 kg/l. ¿qué productos de reacción se generan?.

Sean:

V = volumen de solución de ácido (l).
 m = masa de la solución de ácido en (kg).
 P = peso del ácido clorhídrico en la solución (kg).
 ρ_a = densidad de la solución del ácido (kg/l).

Para este caso:

V = 1000 litros.
 $\rho_a = 1.075$ (kg/l) (de la tabla 2.2, Pág.10).
 C = 15%

Por definición:

$$\rho_a = m(\text{HCl} + \text{H}_2\text{O}) / V (\text{HCl} + \text{H}_2\text{O}) \quad \dots(2.3)$$

$$P = \text{concentración} * m \quad \dots(2.4)$$

$$m = \rho_a * V = 1.075 * 1000 = 1075 (\text{HCl} + \text{H}_2\text{O})$$

Por lo tanto:

$$P = 0.15 * 1075 = 161.25 \text{ kg (HCl)}.$$

a) cálculo de la disolución de carbonato de calcio

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{100 \text{ kg CaCO}_3} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CaCO}_3)}$$

$$X = \frac{161.25 * 100}{73} = 220.9 \text{ kg (CaCO}_3)$$

En esta reacción 1000 (lt) de HCl al 15% disolverán 220.9 kg de CaCO₃ produciéndose:

$$\underline{73 \text{ kg (HCl)}} = \underline{161.25 \text{ kg (HCl)}}$$

$$111 \text{ kg (CaCl}_2\text{)} \quad \text{X}$$

$$\text{X} = 245.2 \text{ kg de CaCl}_2$$

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{44 \text{ kg (CO}_2\text{)}} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{\text{X}}$$

$$\text{X} = 97 \text{ kg de CO}_2$$

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{18 \text{ kg (H}_2\text{O)}} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{\text{X}}$$

$$\text{X} = 39.8 \text{ kg de H}_2\text{O}$$

Si la densidad del CaCO_3 es 2.83 kg/l, el volumen disuelto de CaCO_3 será:

$$V (\text{CaCO}_3) = \frac{220.9 \text{ kg (CaCO}_3\text{)}}{2.83 \text{ (kg/l)}} = 78 \text{ litros de CaCO}_3.$$

Veamos otro ejemplo: emplear un volumen de 1000 gal de HCl concentrado al 15% ¿deseamos saber cuales son los productos de reacción?

Datos.

$$V = 1000 \text{ gal de HCl al 15\%}.$$

$$\rho_a = 8.962 \text{ lb/gal (de la tabla 2.2, Pág. 10)}$$

$$C = 15 \%$$

$$m = \rho_a * V = 8.96 * 1000 = 8960 \text{ lb (HCl+ H}_2\text{O)}$$

$$P = 0.15 * W (\text{HCl} + \text{H}_2\text{O})$$

$$P = 0.15 * 8960 = 1344.30 \text{ lb (HCl)}$$

a) cálculo de la disolución de carbonato de calcio

$$\frac{160.79 \text{ lb (HCl)}}{220.26 \text{ lb (CaCO}_3\text{)}} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{\text{X}}$$

$$X = \frac{1344.30 \cdot 220.26}{160.79} = 1841.50 \text{ lb (CaCO}_3\text{)}$$

En esta reacción 1000 gal de HCl al 15 % disolverán 1841.50 lb de CaCO₃, produciéndose:

$$\frac{160.49 \text{ lb (HCl)}}{244.49 \text{ lb (CaCl}_2\text{)}} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X \text{ lb (CaCl}_2\text{)}}$$

$$X = 2048 \text{ lb de CaCl}_2$$

$$\frac{160.79 \text{ lb (HCl)}}{96.91 \text{ lb (CO}_2\text{)}} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X \text{ lb (CO}_2\text{)}}$$

$$X = 810.22 \text{ lb de CO}_2$$

Como la densidad de CO₂ a condiciones estándar es de 0.115 lb/pie³, entonces:

$$V(\text{CO}_2) = \frac{810.26}{0.115} = 7045.39 \text{ (pie}^3\text{)}$$

$$\frac{160.79 \text{ lb (HCl)}}{39.64 \text{ lb (H}_2\text{O)}} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X}$$

$$X = 331.47 \text{ lb de H}_2\text{O}$$

Como el densidad del agua es 8.33 lb/gal:

$$V(\text{H}_2\text{O}) = \frac{331.47}{8.33} = 40(\text{gal}).$$

8.33

% HCl	DENSIDAD (gr/cm ³)	°BAUME	DENSIDAD (lb/gal)
1.00	1.0048	0.7	8.377
2.00	1.0047	1.4	8.418
3.00	1.0147	2.1	8.460
4.00	1.0197	2.8	8.501
5.00	1.0428	3.5	8.544
6.00	1.0299	4.2	8.586
7.00	1.0350	4.9	8.629
8.00	1.0402	5.6	8.672
9.00	1.0447	6.2	8.710
10.00	1.0500	6.9	8.754
11.00	1.0550	7.6	8.796
12.00	1.0600	8.2	8.837
13.00	1.0646	8.8	8.876
14.00	1.0702	9.5	8.922
15.00	1.0749	10.1	8.962
16.00	1.0801	10.8	9.006
17.00	1.0849	11.4	9.045
18.00	1.0902	12.0	9.089
19.00	1.0952	12.6	9.132
20.00	1.1002	13.2	9.171
21.00	1.1057	13.9	9.218
22.00	1.1108	14.5	9.261
23.00	1.1159	15.1	9.303
24.00	1.1214	15.7	9.349
25.00	1.1261	16.3	9.385
26.00	1.1310	16.9	9.433
27.00	1.1368	17.5	9.478
28.00	1.1422	18.0	9.523
29.00	1.1471	18.6	9.563
30.00	1.1526	19.2	9.609
31.00	1.1577	19.8	9.663
32.00	1.1628	20.3	9.694
33.00	1.1680	20.9	9.738
34.00	1.1727	21.4	9.777
35.00	1.1779	21.9	9.820
36.00	1.1827	22.4	9.860
37.00	1.1880	22.9	9.924
38.00	1.1924	23.4	9.941
39.00	1.1963	23.8	9.974
40.00	1.2008	24.3	10.011
41.00	1.2053	24.7	10.049

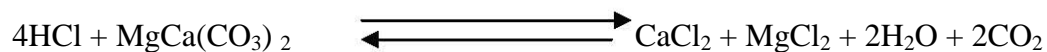
$$^{\circ}\text{BAUME} = 145 - \frac{145}{\text{DENSIDAD}}$$

$$\text{DENSIDAD} = \frac{145}{145 - ^{\circ}\text{BAUME}}$$

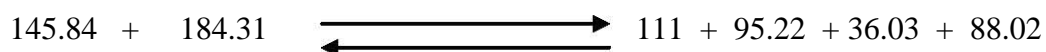
Tabla (2.2) DENSIDAD DEL HCl A 60° F.

- Dolomia

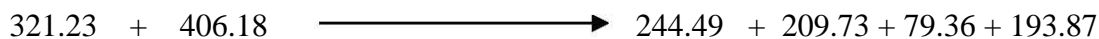
Ahora bien, si se desea estimar la cantidad de dolomía disuelta por 1000 litros de solución de ácido clorhídrico al 15% en peso procesará en la forma siguiente:



Obteniendo sus respectivos pesos moleculares en (kg/kg-mol):



Haciendo la conversión a lb/lb-mol:



Esto significa que 145.84 kg/kg-mol de HCl reaccionarán con 184.31 kg/kg-mol de carbonato doble de calcio y magnesio, produciendo 111 kg/kg-mol de cloruro de calcio, 95.22 kg/kg-mol de cloruro de magnesio, 36.03 kg/kg-mol de agua y 88.02 kg/kg-mol de bióxido de carbono.

Si se quiere saber la cantidad de material disuelto por 1000 litros de ácido clorhídrico al 15% se procede de la siguiente forma:

$$V = 1000 \text{ lt}$$

$$\rho_a = 1.075 \text{ kg/l (de la tabla 2.2).}$$

$$C = 15 \%$$

$$P = 1.075 * 1000 = 1075 \text{ kg(HCl + H}_2\text{O)}$$

$$P = 0.15 * 1075 = 161.25 \text{ kg (HCl).}$$

entonces:

$$\frac{145.84 \text{ kg (HCl)}}{184.31 \text{ kg MgCa (CO}_3)_2} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X}$$

$X = 203.78 \text{ kg de MgCa}(\text{CO}_3)_2$

$$\frac{145.84 \text{ kg (HCl)}}{111 \text{ kg CaCl}_2} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X}$$

$X = 122.72 \text{ kg de CaCl}_2$

$$\frac{145.84 \text{ kg (HCl)}}{95.22 \text{ kg MgCl}_2} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X}$$

$X = 105.26 \text{ kg de MgCl}_2$

$$\frac{145.84 \text{ kg (HCl)}}{88.02 \text{ kg CO}_2} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X}$$

$X = 97.32 \text{ kg de CO}_2$

$$\frac{145.84 \text{ kg (HCl)}}{36.03 \text{ kg (H}_2\text{O)}} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (H}_2\text{O)}}$$

$X = 39.83 \text{ kg de H}_2\text{O}$.

De los resultados obtenidos anteriormente concluimos que 1000 litros de HCl al 15% disolverán 203.78 kg de $\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$, produciéndose: 122.81 kg de CaCl_2 , 105.28 kg de MgCl_2 , 39.83 kg de $2\text{H}_2\text{O}$ y 97.32 kg de 2CO_2 .

Veamos otro ejemplo : emplear un volumen de 1000 gal de HCl concentrado al 15% sabiendo que la densidad del ácido es de 8.96 lb/gal con un ¿deseamos saber cuales son los productos de reacción?

Datos:

$$V = 1000 \text{ gal de HCl al } 15 \%$$

$$\rho_a = 8.962 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_{\text{dolomia}} = 2.87 \text{ gr/cm}^3 \text{ (dato)}$$

$$P = 8.96 * 1000 = 8960 \text{ (HCl + H}_2\text{O)}$$

$$P = 0.15 * 8960 = 1344.30 \text{ lb (HCl)}$$

a) Disolución de $\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$

$$\frac{321.23 \text{ lb (HCl)}}{406.18 \text{ lb MgCa}(\text{CO}_3)_2} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X}$$

$$X = 1700 \text{ lb de MgCa}(\text{CO}_3)_2$$

$$V = (\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2) = \frac{W}{\gamma_{\text{dolomía}}}$$

$$V (\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2) = \frac{771.8}{2.87} = 269 \text{ (l)} = 9.5 \text{ (pie}^3\text{)}$$

b) Disolución de Ca Cl_2

$$\frac{321.23 \text{ lb (HCl)}}{244.44 \text{ lb (Ca Cl}_2\text{)}} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X}$$

$$X = 1023.86 \text{ lb de Ca Cl}_2$$

$$\frac{321.23 \text{ lb (HCl)}}{209.73 \text{ lb Mg Cl}_2} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X}$$

$$X = 877.68 \text{ lb de Mg Cl}_2$$

c) Agua de reacción.

$$321.23 \text{ lb (HCl)} \quad 1344.30 \text{ lb (HCl)}$$

$$\frac{\text{---}}{79.36 \text{ lb H}_2\text{O}} = \frac{\text{---}}{X}$$

$$X = 322.10 \text{ lb de H}_2\text{O}$$

Sabiendo que la densidad del agua es de 8.33 lb/gal:

$$V(\text{H}_2\text{O}) = \frac{332}{8.33} = 40 \text{ gal}$$

d) Liberación de CO₂

$$\frac{321.23 \text{ lb (HCl)}}{193.87 \text{ lb CO}_2} = \frac{1344.30 \text{ lb (HCl)}}{X}$$

$$X = 811.31 \text{ lb de CO}_2$$

Sabiendo que el peso específico del CO₂ es de 0.115 lb/pie³:

$$V(\text{C}_2\text{O}) = \frac{811.31}{0.115} = 7055 \text{ pie}^3$$

De los resultados anteriores concluimos que 1000 gal de HCl al 15% reaccionarán con 1700 lb de dolomia (9.5 pie³) dando como productos de reacción 1023.86 lb de cloruro de calcio, 878 lb de cloruro de magnesio, 40 gal de agua, y 7055 pie³ de bióxido de carbono.

Como se mencionó, el ácido clorhídrico se recibe a una concentración del 32% en peso de cloruro de hidrógeno. Este ácido es mantenido en tanques de almacenamiento hasta que se tiene la necesidad de utilizarse en un pozo. Es en este momento en que el ácido concentrado se diluye a la concentración deseada para estimulación. Para calcular la proporción que debe mezclarse de HCl concentrado con agua para dar la concentración requerida, se hace uso del siguiente expresión:

Preparación de la solución de ácido clorhídrico a la concentración requerida:

$$V (\text{lt}) C (\%) \rho = V' (1) C' (\%) \rho' \quad \dots(2.5)$$

$$V' (\text{lt}) = \frac{V (1) * C (\%) * \rho}{C' (\%) * \rho'}$$

Por lo que:

$$V' = \frac{V C \rho}{C' \rho'} \quad (\text{litros}) \quad \dots(2.6)$$

En la cual:

V = Volumen final de ácido diluido.

C = Concentración deseada de ácido diluido.

ρ = Densidad del ácido diluido.

V' = Volumen requerido de ácido concentrado.

C' = Concentración del ácido clorhídrico .

ρ' = Densidad del ácido concentrado.

Ejemplo: Se desea preparar 1000 litros de ácido clorhídrico al 28% y se tiene disponible ácido concentrado al 32 %.

Se tiene:

$$V = 1000 \text{ lt}$$

$$C = 0.28$$

$$\rho = 1.1422 \text{ kg/lt (de la tabla 2.2)}$$

$$C' = 0.32$$

$$\rho' = 1.1628 \text{ kg/lt (de la tabla 2.2)}$$

Aplicando la ecuación (2.6):

$$V' = \frac{1000 * 0.28 * 1.1422}{0.32 * 1.1628} = 859.5 \text{ (lt) de HCl al 32 \%..}$$

Volumen de agua = 1000 - 859.5 = 140.5 lt

II.4.2 FLUORHÍDRICO (HF). El ácido fluorhídrico es el único ácido que disuelve minerales arcillosos, feldspatos y arenas (cuarzo). Además de atacar estos compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación. Sin embargo los productos de reacción en estos casos resultan en precipitaciones insolubles, lo cual debe evitarse en todo lo posible.

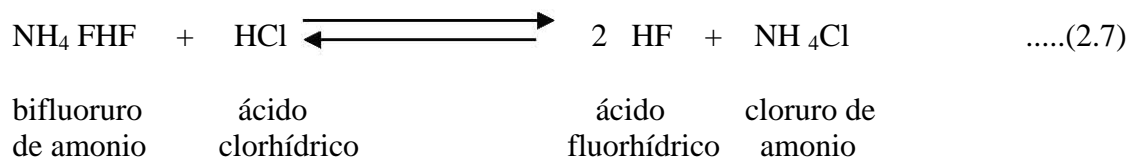
El ácido fluorhídrico se utiliza en la estimulación de pozos mezclado con HCl o con ácidos orgánicos, siendo la mezcla más común aquella que contiene 3% de HF y 12% de HCl.

Dentro de la industria química el HF está disponible comercialmente en soluciones acuosas del 40% al 70% de concentración en peso. En la industria petrolera para la estimulación de pozos el HF generalmente se utiliza en solución acuosa con HCl.

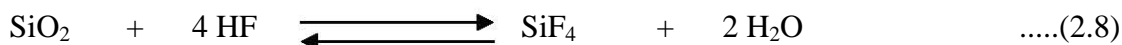
El HF puede formarse de la dilución de soluciones concentradas de fluoruro de hidrógeno y más frecuentemente de la reacción de bifloruro de amonio con HCl para crear una solución conteniendo 3% de HF.

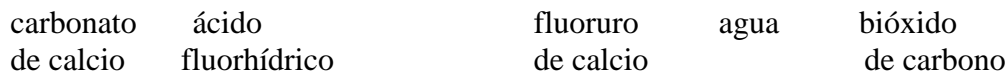
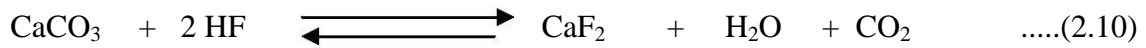
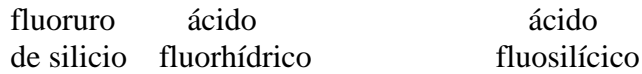
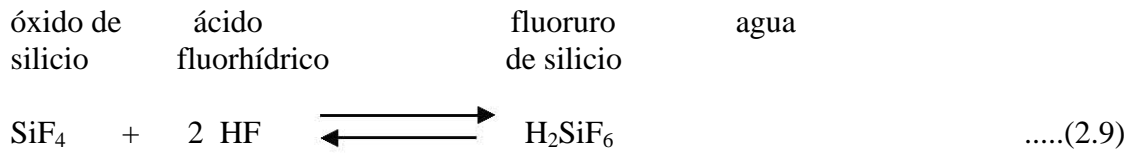
El consumo de cloruro de hidrógeno para esta reacción deja 12% de HCl permaneciendo en la solución. En forma similar, 6% de HF es generado a partir de una solución acuosa de 15% de HCl y la concentración final de HCl será aproximadamente 9%. Soluciones más concentradas que varían de 12% de HCl y 10% de HF a 25% de HCl y 20% de HF son preparadas por dilución de altas concentraciones de HF con una solución acuosa de HCl.

La reacción que representa la formación de HF se expresa:



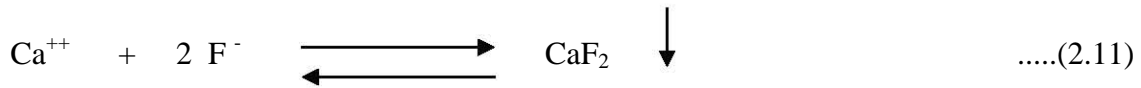
Las reacciones químicas entre el HF y el sílice o la calcita son las siguientes:



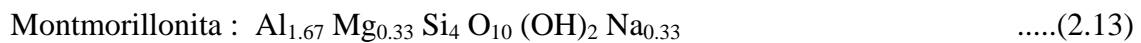
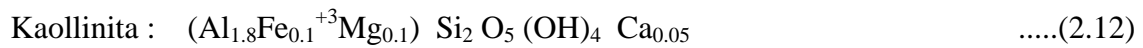


Los productos de reacción en este caso son insolubles, lo cual deberá evitarse en todo lo posible.

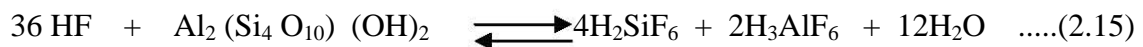
El fluoruro de calcio es un precipitado insoluble y puede ser obtenido no nada más con carbonatos, sino también con iones Ca^{++} , K^+ , Na^+ , etc., presentes en el agua de formación:



Las fórmulas empíricas de representar a los silicatos son:



Las ecuaciones que describen la estequiometría del HF con los silicatos son los siguientes:



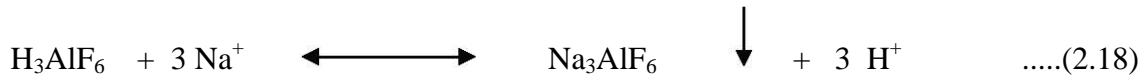


silicato de sodio ácido fluorhídrico fluoruro de sílice fluoruro de sodio agua

Adicionalmente, los ácidos fluosilícico y fluoaluminico, productos de reacción del HF con los sílicatos, reaccionan con iones positivos de la salmuera. Los productos de reacción por su baja solubilidad se precipitan tan pronto su concentración sean superior al límite de su solubilidad y las reacciones indeseables son las siguientes:

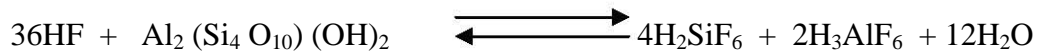


ácido fluosilícico sodio fluosilicato de sodio hidrógeno



ácido fluoaluminico sodio fluoaluminato de sodio hidrógeno

Ejemplo.- Se desea saber qué cantidad de bentonita se disuelve con 1000 gal de HF al 3%, la densidad del ácido es de 1.06 gr/cm³.



H = 1.0079
F = 18.9984

Al = 26.9815 Si = 28.086
O = 15.9994 H = 1.00797

36 HF = 720 kg/kg-mol
= 1586 lb/lb-mol

Al₂(Si₄O₁₀(OH)₂) = 360 kg/kg-mol
= 793 lb/lb-mol

$$\rho_a = 1.06 \text{ gr/cm}^3 * \frac{1 \text{ lb/gal}}{0.12 \text{ gr/cm}^3} = 8.833 \text{ lb/gal}$$

$$W = \rho a * V = 8.833 \text{ lb/gal} * 1000 \text{ gal} = 8833 \text{ lb (HF + H}_2\text{O)}.$$

$$P = 0.03 * W = 0.03 * 8833 = 265 \text{ lb (HF)}$$

$$\frac{1586 \text{ lb (HF)}}{793 \text{ lb de bentonita}} = \frac{265 \text{ lb (HF)}}{X}$$

X = 133 lb de bentonita.

Ejemplo.- Se desea saber que cantidad de sílice se disuelve con 1000 gal de HF al 3% si sabemos que la densidad del ácido es de 1.06 gr/cm³.



$\begin{array}{r} \text{Si} = 28.086 \\ \text{O} = 15.9994 \\ \hline \text{SiO}_2 = 60.85 \text{ kg/kg-mol} \\ = 132.158 \text{ lb/lb-mol} \end{array}$	$\begin{array}{r} \text{H} = 1.00797 \\ \text{F} = 18.9984 \\ \hline \text{HF} = 80.03 \text{ kg/kg-mol} \\ = 176.27 \text{ lb/lb-mol} \end{array}$
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

$$\frac{176.27 \text{ lb (HF)}}{132.158 \text{ lb (SiO}_2)} = \frac{265 \text{ lb (HF)}}{X}$$

X=198.69 lb de (SiO₂)

En general 1000 gal de HF al 3% disolverán aproximadamente 133 lbs de bentonita o 198.69 libras de sílice.

II.5 ÁCIDOS ORGÁNICOS. La principal virtud de los ácidos orgánicos es su baja corrosividad y su fácil inhibición a altas temperaturas. Estos tienen su uso principalmente en operaciones que requieren un largo tiempo de contacto entre el ácido y la tubería; por ejemplo como fluido de perforación (disparos), o cuando es inevitable su contacto con partes de aluminio o cromo. Aunque muchos ácidos están disponibles sólo dos, el acético y fórmico son usados muy extensamente en la estimulación de pozos.

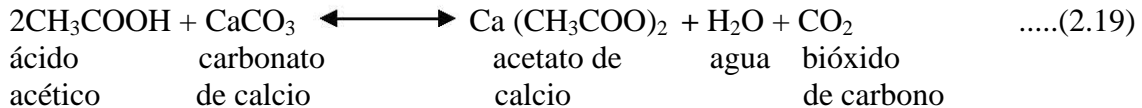
II.5.1 ACÉTICO (CH₃COOH). El ácido acético fue el primero de los ácidos orgánicos usado en volúmenes considerables en la estimulación de pozos. El ácido acético es un ácido orgánico más débil que el HCl, esto significa que la ionización del hidrógeno ocurre más adelante y por lo tanto su reacción es más lenta.

Se utiliza generalmente como un ácido de reacción retardada. Aprovechando su menor corrosividad son recomendables para pozos de alta temperatura. Dadas estas características el ácido acético es empleado como fluido de terminación antes del disparo. Este ácido se puede utilizar solo o mezclado con HCl y generalmente está disponible en soluciones

acuosas al 10% en peso, a esta concentración los productos de reacción como los acetatos de calcio y magnesio son generalmente solubles en el ácido gastado.

El ácido cuesta aproximadamente el doble que una solución de HCl al 15% y disuelve aproximadamente la tercera parte de carbonato de calcio.

Su utilización se restringe a rocas calcáreas, siendo la reacción estequiométrica la siguiente:



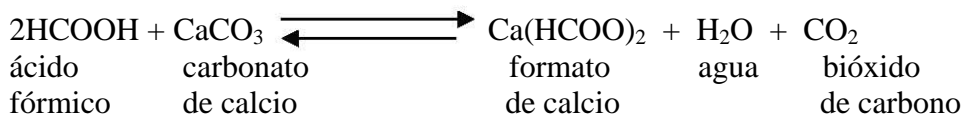
El ácido acético generalmente no se usa a concentraciones mayores debido a que el acetato de calcio, producto de la reacción se convierte en un precipitado gelatinoso.

Otras ventajas del acético en comparación con el HCl son:

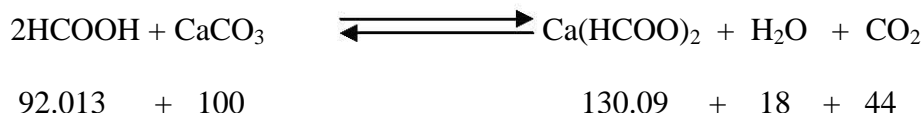
- 1). El ácido acético es un secuestrante natural de fierro evitando su precipitación.
- 2). No causa fragilización del acero.
- 3). No corroe al aluminio.
- 4). No atacan componentes de cromo hasta temperaturas de 200 °F.

II.5.2. FÓRMICO (HCOOH). De los ácidos usados en la acidificación, el ácido fórmico tiene el más bajo peso molecular y por consiguiente el costo más bajo por volumen de roca disuelta, además se ioniza lentamente y por lo tanto es un ácido de reacción retardada. Este ácido es más fuerte que el ácido acético aunque ligeramente más débil que el ácido clorhídrico. Este ácido es más difícil de inhibir que el ácido acético, se utiliza generalmente como ácido retardado y en concentraciones del 10% en peso y puede también utilizarse solo o en combinación con el HCl. Su empleo principal es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

La concentración anterior señalada disuelve la misma cantidad de caliza que la que disolvería una solución de HCl al 8%. La reacción del ácido fórmico con la caliza es la siguiente:



Para conocer la cantidad de caliza disuelta por 1000 litros de solución de ácido fórmico se procederá similarmente a los casos anteriores, a partir de los pesos moleculares de cada componente:



Esto significa que 92.013 kg/kg-mol de ácido fórmico reaccionarán con 100 kg/kg-mol de carbonato de calcio produciendo 130.09 kg/kg-mol de formiato de calcio, 18 kg/kg-mol de agua y 44 kg/kg-mol de bióxido de carbono.

A la concentración del 10% los productos de reacción son solubles en agua; sin embargo, a mayores concentraciones el formiato de calcio es un producto gelatinoso.

Aunque el ácido fórmico es más corrosivo que el ácido acético, presenta corrosión uniforme y menor daño que el HCl; inhibidores efectivos están disponibles para ser usados a temperaturas del orden de 400 °F.

II.6 ÁCIDOS EN POLVO. Existen otros tipos de ácidos que se utilizan en casos muy especiales como son los denominados ácidos en polvo sulfámico y cloroacético, que son solubles fácilmente en soluciones de agua. Estos dos ácidos se usan en la estimulación de pozos, estando asociados a la posibilidad de llevarse a localizaciones lejanas en forma de polvo. El polvo se forma de partículas cristalinas de color blanco que son fácilmente solubles en agua. Generalmente estos ácidos son mezclados con agua próxima al lugar del pozo. Ambos ácidos son sustancialmente más costosos que el HCl considerando como base un equivalente del poder de disolución.

El ácido sulfámico se disocia a temperaturas cercanas a 180 °F y no se recomienda su aplicación en donde las temperaturas de formación son de 160 °F porque se hidroliza para formar ácido sulfúrico (H₂SO₄). Cuando el ácido sulfúrico reacciona con caliza o partículas de carbonato de calcio, se puede precipitar sulfato de calcio, Este ácido reacciona casi tan rápido como el HCl.

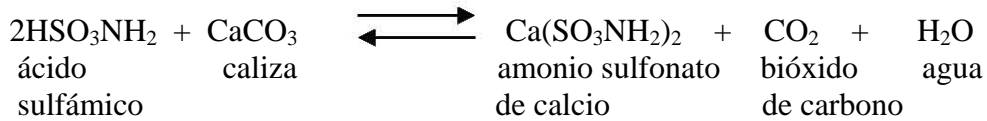
Debido a su peso molecular, el volumen de carbonato de calcio disuelto por un volumen de ácido sulfámico será casi una tercera parte del volumen disuelto por un peso igual de HCl. A menos que el ácido sulfámico se modifique, no disolverá óxidos u otros precipitados de fierro.

El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el ácido sulfámico y es el más recomendable cuando se quiere usar un ácido en polvo.

El ácido cloroacético además de ser soluble en agua lo es también en alcohol, cloroformo y benceno. Se prepara calentando el tricloroetileno con ácido sulfúrico o tratando el ácido acético con cloro en presencia de fósforo rojo, azufre o anhídrido acético.

A continuación se presentan las reacciones de estos ácidos con caliza y con dolomía y se obtienen sus respectivos pesos moleculares.

Para caliza y ácido sulfámico:



Pesos moleculares (kg/kg-mol):

$$\begin{array}{l}
 \text{H}_3 = (1.00797) * 3 \\
 \text{S} = 32.064 \\
 \text{O}_3 = (15.9994) * 3 \\
 \text{N} = 14.0067 \\
 \hline
 \end{array}$$

$$2\text{HSO}_3 \text{NH}_2 = 2(97.09274)$$

$$= 194.18 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Ca} = 40.08 \\
 \text{C} = 12.0111 \\
 \text{O}_3 = (15.9994) * 3 \\
 \hline
 \end{array}$$

$$\text{CaCO}_3 = 100 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Ca} = 40.08 \\
 \text{S}_2 = (32.064) * 2 \\
 \text{N}_2 = (14.0067) * 2 \\
 \text{O}_6 = (15.999) * 6 \\
 \text{H}_4 = (1.00797) * 4 \\
 \hline
 \end{array}$$

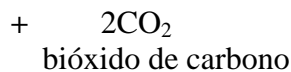
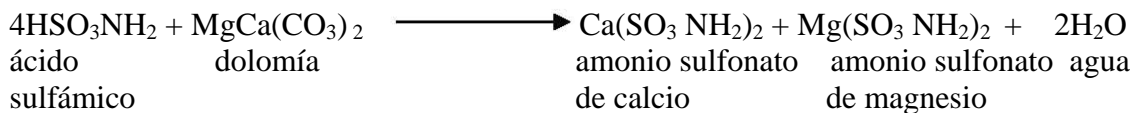
$$\text{Ca}(\text{SO}_3\text{NH}_2)_2 = 232.18 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$\begin{array}{l}
 \text{C} = 12.0111 \\
 \text{O}_2 = (15.9994) * 2 \\
 \hline
 \text{CO}_2 = 44 \text{ (kg/kg-mol)}
 \end{array}$$

$$\begin{array}{l}
 \text{H}_2 = (1.00797) * 2 \\
 \text{O} = 15.9994 \\
 \hline
 \end{array}$$

$$\text{H}_2\text{O} = 18 \text{ (kg/kg-mol)}$$

Para dolomía y ácido sulfámico:



Pesos moleculares son respectivamente (kg/kg-mol):

$$388 \quad + \quad 184 \quad \longrightarrow \quad 232 \quad + \quad 216 + \quad 36 \quad + \quad 88$$

$$H_3 = (1.00797)*3$$

$$S = 32.064$$

$$O_3 = (15.999)*3$$

$$N = 14.0067$$

$$4(HSO_3NH_2) = 4(97.09161)$$

$$= 388.36 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$Mg = 24.312$$

$$Ca = 40.08$$

$$C_2 = (12.01115)*2$$

$$O_6 = (15.9994)*6$$

$$MgCa(CO_3)_2 = 184.41 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$Ca = 40.08$$

$$S_2 = (32.064)*2$$

$$O_6 = (15.9994)*6$$

$$N_2 = (14.0067)*2$$

$$H_4 = (1.00797)*4$$

$$Ca(SO_3 NH_2)_2 = 232.249 \text{ (kg/kg-mol)}$$

$$Mg = 24.312$$

$$S_2 = (32.064)*2$$

$$O_6 = (15.999)*6$$

$$N_2 = (14.0067)*2$$

$$H_4 = (1.00797)*4$$

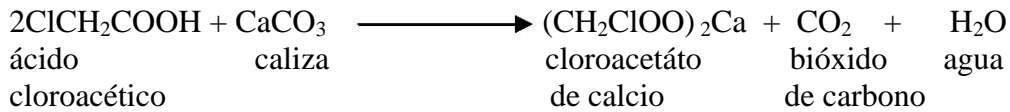
$$Mg(SO_3 NH_2)_2 = 216.48$$

$$2H_2O = 2(18) = 36 \text{ (kg/kg-mol)}$$

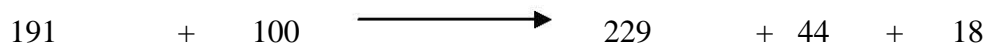
$$2CO_2 = 2(44) = 88 \text{ (kg/kg-mol)}$$

Esto significa que 194 kg/kg-mol de ácido sulfámico reaccionarán con 100 kg/kg-mol de caliza, produciéndose 232 kg/kg-mol de amonio sulfonato de calcio, 44 kg/kg-mol de bióxido de carbono y 18 kg/kg-mol de agua. Similarmente 388 kg/kg-mol de ácido sulfámico reaccionarán con 184 kg/kg-mol de dolomía, produciéndose 232 kg/kg-mol de amonio sulfonato de calcio, 216 kg/kg-mol de amonio sulfonato de magnesio, 36 kg/kg-mol de agua, y 88 kg/kg-mol de bióxido de carbono.

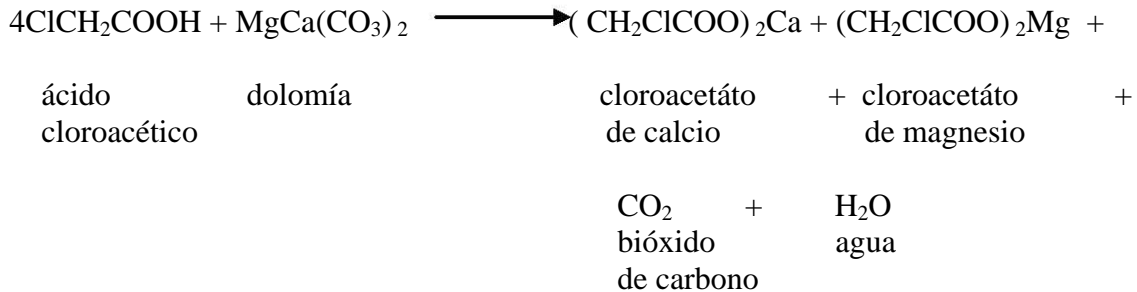
Caliza y ácido cloroacético:



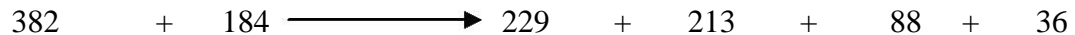
Pesos moleculares (kg/kg-mol):



Para dolomía y ácido cloroacético:



Sus pesos moleculares (kg/kg-mol) son respectivamente:



Esto significa que 191 kg/kg-mol de ácido cloroacético reaccionarán con 100 kg/kg-mol de caliza, produciéndose 229 kg/kg-mol de cloroacetáto de calcio, 44 kg/kg-mol de bióxido de carbono y 18 kg/kg-mol de agua. Similarmente 382 kg/kg-mol de ácido clorhídrico reaccionarán 184 kg/kg-mol de dolomía, produciéndose 229 kg/kg-mol de cloroacetáto de calcio, 213 kg/kg-mol de cloroacetáto de magnesio, 88 kg/kg-mol de bióxido de carbono y 36 kg/kg-mol de agua.

II.7 MEZCLA DE ÁCIDOS. La mezcla de fórmico-fluorhídrico se usa en areniscas y en pozos de alta temperatura porque es de baja corrosividad comparada con la mezcla de ácidos inorgánicos fluorhídrico-clorhídrico.

La mezcla fluorhídrico-clorhídrico se usa exclusivamente para la estimulación en areniscas, produciendo una corrosión comparable a la que produce el HCl por si solo y por lo tanto se requieren inhibidores de corrosión.

II.8 SISTEMAS DE ÁCIDOS RETARDADOS.

II.8.1 ÁCIDOS GELIFICADOS. Estos ácidos se usan en fracturamientos. La retardación resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con baja temperatura, debido a que la mayoría de los agentes gelificados disponibles (normalmente

polímeros solubles en agua) se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas mayores a 130 °F.

II.8.2 ÁCIDOS QUÍMICAMENTE RETARDADOS. Se preparan agregando al ácido un surfactante que moja de aceite, a fin de formar una barrera física a la transferencia del ácido con la roca. Para que sea efectivo el aditivo debe observarse en la superficie de la roca y forma una película homogénea.

II.8.3 ÁCIDOS EMULSIFICADOS. Normalmente contienen el ácido en la fase interna y de 10 a 30% de kerosina o diesel como fase externa. La viscosidad creada por la emulsificación así como la presencia de aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido en la roca, incrementando la profundidad de penetración del ácido.

CAPÍTULO III

CINÉTICA DE LA REACCIÓN

En la estimulación reactiva de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes (ácido y minerales), para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, cuándo y dónde se llevan a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y el diseño de una acidificación matricial. Este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción.

El estudio de la estequiometría, su equilibrio y la velocidad de reacción, permite el conocimiento de los mecanismos que proporcionan las acciones mutuas entre los átomos, moléculas e iones, así como las rupturas y formación de enlaces, que dan como resultado la transformación de determinados reactantes en nuevos productos.

III.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LAS FORMACIONES CARBONATADAS. Las rocas carbonatadas se forman por precipitación química y bioquímica en un ambiente de agua o por la transportación de granos clásticos. La caliza y la dolomía que pertenecen a este tipo de rocas se forman por precipitación química, en la naturaleza aparecen en forma pura o con impurezas de sílice, pedernal, granos clásticos de cuarzo y material arcilloso.

III.1.1 PODER DE DISOLUCIÓN DEL ÁCIDO. El poder de disolución del ácido se expresa en forma general como el volumen de roca disuelta por unidad de volumen de ácido que reacciona.

Para obtener el poder de disolución primero definimos al parámetro β como la masa de roca disuelta por unidad de volumen de ácido que reacciona.

$$\beta = \frac{\text{Peso molecular de la roca} * \text{su coeficiente estequiométrico}}{\text{Peso molecular del ácido} * \text{su coeficiente estequiométrico}} \dots(3.1)$$

Los coeficientes estequiométricos se obtienen del balance de materia.

El poder de disolución del ácido se define como:

$$X^+ = \frac{\rho_{\text{HCl}} * \beta_{\text{HCl}}}{\rho_{\text{roca}}} \dots(3.2)$$

Donde:

ρ_{HCl} : es la densidad del HCl a la concentración deseada, gr/cm^3 .

β_{HCl} : masa de roca disuelta por unidad de ácido de reacción a la concentración deseada, (gr/gr).

ρ_{roca} : Es la densidad de la roca, (gr/cm³).

Ejemplo. Se desea conocer el poder de disolución de HCl al 15% con caliza pura, la densidad de la caliza es de 2.71 gr/cm³.

Solución

Los coeficientes estequiométricos según la reacción 2.1 del capítulo II son:

HCl = 2 (moléculas de cloro e hidrógeno)

CaCO₃ =1 (de calcio, carbón y 3 de oxígeno)

El peso molecular para el CaCO₃ = 100.09 (de la tabla 3.1)

El peso molecular para el HCl = 36.47 (de la tabla 3.2), aplicando la ecuación 3.1:

$$\beta_{100\%} = \frac{(100.09 * 1)}{36.47 * 2}$$

$$\beta_{100\%} = 1.370 \frac{\text{gr de caliza disuelta}}{\text{gr de HCl al 15\% que reacciona}}$$

$$\beta_{15\%} = \beta_{100\%} * 0.15$$

$$\beta_{15\%} = 0.205 \frac{\text{gr de caliza disuelta}}{\text{gr de HCl al 15\% que reacciona}}$$

La densidad del HCl al 15% es de 1.07 gr /cm³ (de la tabla 2.2), y la densidad de la caliza es de 2.71 gr/cm³, por consiguiente aplicando la ecuación 3.2:

$$X^+_{15\%} = \frac{\rho_{\text{HCl}} * \beta_{15\%}}{\rho_{\text{CaCO}_3}}$$

$$X^+_{15\%} = \frac{(1.07 * 0.206)}{2.71}$$

$$X_{15\%}^+ = 0.081 \frac{\text{cm}^3 \text{ de CaCO}_3 \text{ disuelto}}{\text{cm}^3 \text{ de HCl al 15\% que reacciona}}$$

En la tabla 3.3 se presentan valores del poder de disolución para el ácido clorhídrico, también se incluyen valores de otros ácidos para diferentes concentraciones, para formaciones de caliza y dolomía. En dicha tabla observamos que el HCl es el que tiene el mayor poder de disolución seguido por el ácido fórmico y acético. Similarmente en la tabla 3.4 se presentan valores del poder de disolución del ácido fluorhídrico a diferentes concentraciones para arcilla y arena.

El poder de disolución del ácido nos sirve para determinar en forma rápida y precisa el volumen de roca que es disuelta por el ácido que seleccionemos.

COMPONENTE	FÓRMULA QUÍMICA	PESO MOLECULAR (kg/kg-mol)
Ácido clorhídrico	HCl	36.47
Caliza	CaCO ₃	100.09
Dolomía	CaMg(CO ₃) ₂	184.3
Cloruro de Calcio	CaCl ₂	110.99
Cloruro de Magnesio	MgCl ₂	95.3
Dióxido de Carbono	CO ₂	44.03
Agua	H ₂ O	18.02

Tabla 3.1 Peso molecular de los componentes en la reacción del HCl con carbonatos.

ÁCIDOS INORGÁNICOS	PESO MOLECULAR (kg/kg-mol)
Clorhídrico (HCl)	36.47
Fluorhídrico (HF)	20.01
ÁCIDOS ORGÁNICOS	PESO MOLECULAR (kg/kg-mol)
Fórmico (HCOOH)	46.03
Acético (CH ₃ COOH)	60.05
Sulfámico (H ₃ NO ₃ S)	97.10

Tabla 3.2 Pesos moleculares de algunos ácidos.

Para Caliza (CaCO ₃) $\rho_{\text{CaCO}_3} = 2.71 \text{ gr/cm}^3$	X ⁺				
	β_{100}^*	5%	10%	15%	30%
Ácido clorhídrico	1.37	0.026	0.053	0.082	0.175
Fórmico (HCOOH)	1.09	0.020	0.041	0.062	0.129
Acético (CH ₃ COOH)	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096

Para Dolomía (CaMg(CO ₃) ₂) $\rho_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} = 2.87 \text{ gr/cm}^3$	X ⁺				
	β_{100}^*	5%	10%	15%	30%
Ácido clorhídrico	1.27	0.023	0.046	0.071	0.152
Fórmico (HCOOH)	1.00	0.018	0.036	0.054	0.112
Acético (CH ₃ COOH)	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

Tabla 3.3 Poder de disolución de varios ácidos con caliza y dolomía

Datos para ácidos orgánicos que no han sido corregidos por equilibrio.

$$** \beta_{100} = \frac{\text{Masa de roca disuelta}}{\text{Masa de ácido puro de reacción}}$$

$$X^+ = \frac{\text{Volumen de roca disuelta}}{\text{Volumen de solución de ácido de reacción}}$$

Concentración del ácido (%en peso)		X ⁺ , Volumen de roca disuelta/ Volumen de ácido de reacción.	
HF	HCl	Arcilla (Na ₄ SiO ₄)	Arena (SiO ₂)
2.1	12.9	0.017	0.007
3.0	12.0	0.024	0.010
4.2	10.8	0.033	0.014
6.0	9.00	0.047	0.020

Tabla 3.4 Poder de disolución del HCl-HF para arcilla y arena

III.1.2. CONSTANTE DE DISOCIACIÓN DEL ÁCIDO. Los ácidos en solución acuosa se disocian, es decir, se ionizan formando iones positivos y negativos. Existe un constante K_D llamada constante de disociación que está en función de la temperatura y nos indica qué tanto se disocia un ácido.

La constante de disociación se calcula usando la siguiente expresión:

$$-\log_{10} K_D = \frac{A_1}{T} - A_2 + A_3 * T \quad \dots(3.3)$$

Donde:

T es la temperatura en grados Kelvin y las constantes A_1 , A_2 , y A_3 se obtienen de la tabla 3.5.

Valores de K_D para ácidos en formaciones carbonatadas se muestran en la tabla 3.6.

ÁCIDO	A_1	A_2	A_3
Acético	1,170.48	3.1649	0.013399
Fórmico	1,342.85	5.2743	0.015168
Propanóico	1,213.26	3.3860	0.014055
Cloroacético	1,229.13	6.1714	0.016486

Tabla 3.5 Valores de las constantes para determinar la constante de disociación del ácido.

CONSTANTES DE DISOCIACIÓN K_D

	77 °F	100 °F	150 °F	250 °F
K_D (Acético)	$1.754 \cdot 10^{-5}$	$1.716 \cdot 10^{-5}$	$1.4822 \cdot 10^{-5}$	$8.194 \cdot 10^{-6}$
K_D (Fórmico)	$1.772 \cdot 10^{-4}$	$1.735 \cdot 10^{-4}$	$1.486 \cdot 10^{-4}$	$7.732 \cdot 10^{-5}$
K_D (HCl)	10			

Tabla 3.6 Valores típicos de constantes de disociación para algunos ácidos.

El número K_D nos indica en cuantos iones positivos y negativos se disocia el ácido y está en función de la temperatura, conociendo los valores de A_1, A_2, A_3 , se puede obtener la constante de disociación para cualquier ácido a cualquier temperatura.

Como se observa en la tabla 3.6, los ácidos acético y fórmico tienen un valor pequeño de constante de disociación comparado con el del ácido clorhídrico, dichos ácidos, acético y fórmico son denominados ácidos débiles.

III.1.3. EQUILIBRIO DE LA REACCIÓN. Bajo condiciones de yacimiento los ácidos no reaccionan completamente en formaciones de caliza o dolomía debido a las limitaciones impuestas por el equilibrio químico. El equilibrio ocurre en el yacimiento porque el CO_2 (un producto de reacción) está disuelto en solución por la presión del yacimiento y no le permite escapar de la solución. A bajas presiones donde el CO_2 puede escapar, el ácido reaccionará por completo. Resultados de pruebas relativas a la fracción de ácido que reacciona, temperatura y composición del ácido a 1000 lb/pg^2 se tienen en las figuras 3.1 y 3.2.

El valor de la fracción que se obtiene de las figuras mencionadas se usa para corregir el poder de disolución de los ácidos orgánicos. Por ejemplo, la figura 3.1 muestra que a 150°F y 1000 lb/pg^2 , para una concentración del 10% en peso de ácido acético, se obtiene una fracción de 0.5, lo cual nos indica que solo el 50% del ácido acético en solución reaccionará y por lo tanto el poder de disolución del ácido acético bajo estas condiciones será reducido al 50% del valor que se tiene en la tabla 3.3, es decir, para este caso la corrección que se hace es la siguiente:

$$X = 0.031 \frac{\text{cm}^3 \text{ de caliza disuelta}}{\text{cm}^3 \text{ de ácido acético al 10\% que reacciona}} * 0.5$$

(Valor leído de la tabla 3.3)

Fracción de corrección = 0.5

por lo tanto el valor real del poder de disolución del ácido acético para las condiciones mencionadas es:

$$X = 0.015 \frac{\text{cm}^3 \text{ de caliza disuelta}}{\text{cm}^3 \text{ de ácido acético al 10\% que reacciona}}$$

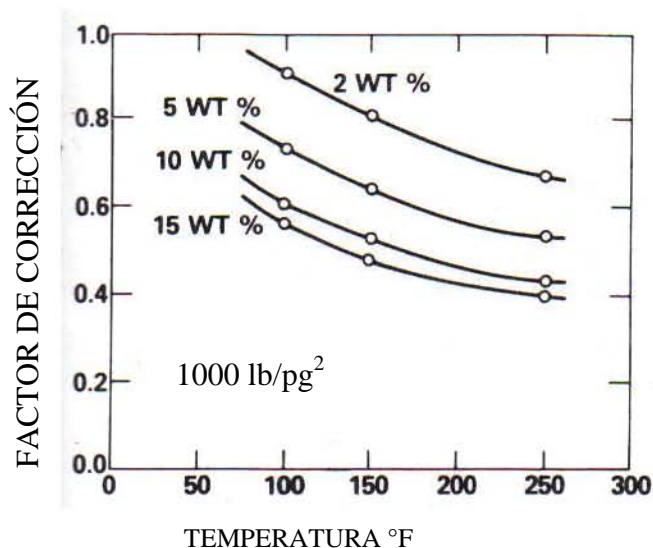


FIG 3.1 Fracción de reacción de ácido en equilibrio vs temperatura para un sistema de ácido acético-carbonato de calcio.

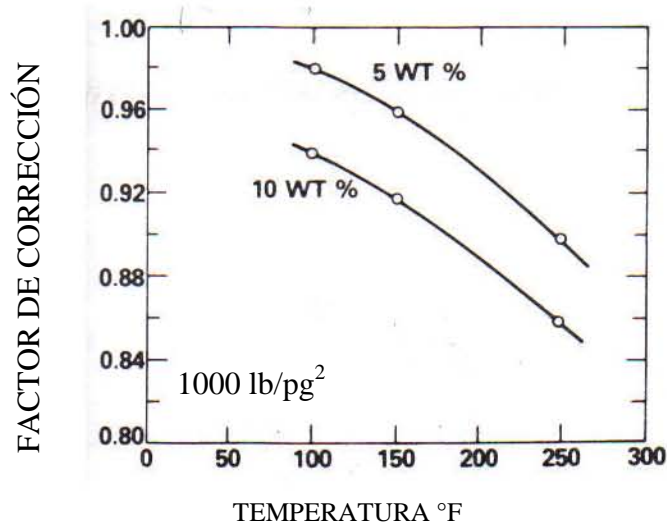


FIG 3.2 Fracción de reacción de ácido en equilibrio vs temperatura
Para un sistema de ácido fórmico-carbonato de calcio.

III.2 *VELOCIDAD DE REACCIÓN*. La velocidad de reacción observada de un componente en una reacción heterogénea es el tiempo en el cual cambia la concentración del componente en la solución.

Generalmente esto se refiere a la velocidad con que cambia la concentración del ácido.

Para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral se hace uso de:

- i) El cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo, es decir evaluando dc/dt .
- ii) Determinando el tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial C_0 a una concentración final C . Este tiempo se denomina de reacción.
- iii) Determinando la cantidad de roca por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo, comúnmente en $lb/pg/seg$.

La velocidad de reacción físicamente es el número de moléculas que reaccionan por unidad de tiempo y por unidad de volumen. Para determinar la velocidad de reacción es suficiente con conocer cómo varía con el tiempo la cantidad de una de las sustancias participantes de la reacción. Bajo esta consideración se puede definir la velocidad de reacción de un ácido como:

$$v_r = \frac{-dc}{dt} \quad \dots(3.4)$$

Donde.

v_r , es la velocidad de reacción del ácido.

$\frac{dc}{dt}$, es la variación de la concentración del ácido con respecto al tiempo.

Se ha observado que la velocidad de reacción del ácido clorhídrico está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{dc}{dt} = -k * c(t) \quad \dots(3.5)$$

donde:

k : Constante de velocidad de reacción.

c : Concentración del ácido en un tiempo t , separando variables:

$$\frac{dc}{c(t)} = -k * dt$$

Integrando de una concentración inicial del ácido c_0 , a una concentración final, c :

$$\int_{c_0}^c \frac{dc}{c} = -k \int_{t=0}^{t=t} dt$$

$$\ln c \Big|_{c_0}^c = -(k) * t = -k(t - 0)$$

$$\ln c - \ln c_0 = -(k) * (t)$$

$$\frac{\ln c}{\ln c_0} = -(k) * (t), \quad \frac{c}{c_0} = e^{-kt}$$

$$c = c_0 * e^{-kt} \quad \text{.....(3.6)}$$

La figura 3.3 muestra la ecuación gráficamente.

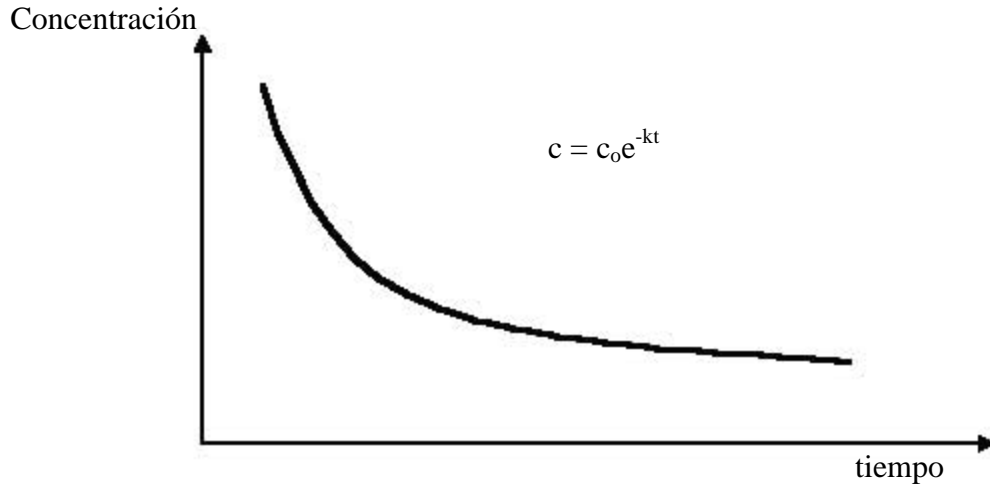


Figura 3.3 Variación de la concentración de ácido con respecto al tiempo.

III.3 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCIÓN. Se han realizado estudios experimentales con el objeto de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido en las rocas. Entre los factores que se han identificado y que afectan la velocidad de reacción están:

1. Relación área/volumen.
2. Temperatura.
3. Tipo y concentración de ácidos de reacción.
4. Velocidad de flujo.
5. Composición de la roca.
6. Viscosidad.
7. Presión.

III.3.1 RELACIÓN ÁREA-VOLUMEN. Este factor es el que más afecta la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre el área mojada por el ácido al volumen de este, varía en un rango muy amplio, siendo la velocidad de reacción directamente proporcional a esta relación, es decir, entre mayor área de superficie de la roca expuesta al ácido, este se gastará más rápidamente.

La relación área expuesta a volumen de ácido en un pozo que tiene un intervalo terminado en agujero descubierto, con un radio de ϕ (pg), es:

Radio del pozo = $r_w = 6 \text{ pg}$

Espesor de la formación = H

Superficie mojada en la pared del pozo = $\pi * 2r_w * H$ (3.7)

Si V es el volumen del pozo en el intervalo considerado, equivalente al ácido contenido en esa zona, entonces:

$V = \pi * r_w^2 * H$ (3.8)

La relación área/volumen es:

$$R = \frac{2 * \pi * r_w * H}{\pi * r_w^2 * H} \quad \text{.....(3.9)}$$

$$R = \frac{2}{r_w} = \frac{2}{6} = 0.033 \text{ pg}^{-1}$$

Para el caso de un canal de dimensiones de longitud L , altura H y amplitud W , se tiene:

Área mojada = $2 * L * H$

Volumen = $L * H * W$

La relación volumen es:

$$R = \frac{2 * L * H}{L * H * W} = \frac{2}{W}$$

Si $w = 0.1 \text{ pg}$, entonces:

$$R = \frac{2}{0.1} = 20 \text{ pg}^{-1}$$

Para el caso de un medio poroso formado por canales de flujo de 0.001 pg la relación área/volumen tendría un valor del orden de $R=2000 \text{ pg}^{-1}$.

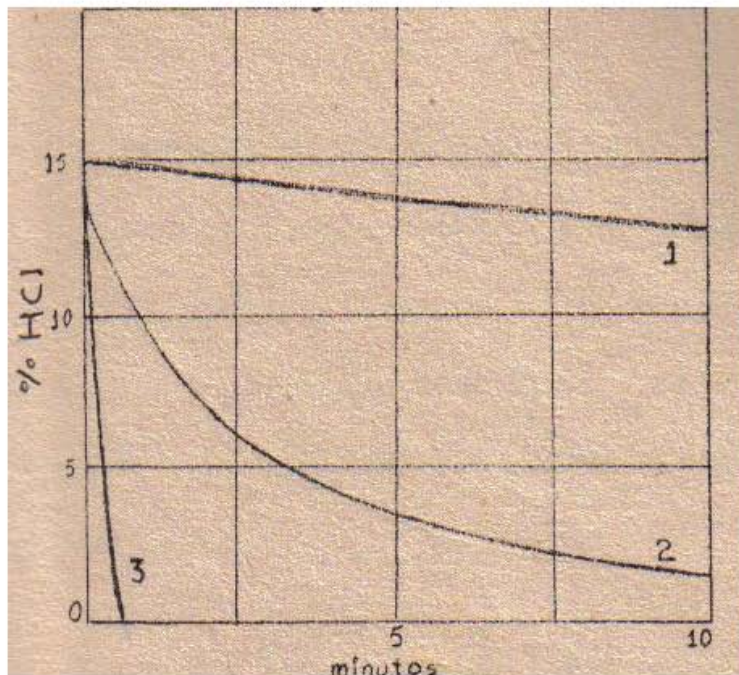
En la figura 3.4 se presentan datos experimentales para diferentes relaciones área/volumen. Estos corresponden a la reacción del HCl con concentración inicial del 15%, y una formación de caliza. La curva (1) corresponde al primer caso citado, la curva (2) al

segundo y la (3) al tercero. Como se observa a niveles de relación área/volumen en la matriz de formación, el tiempo en que se gastaría el ácido es significativamente menor al tiempo en que se gastaría el ácido a otras relaciones.

Para el caso de la reacción de ácido fluorhídrico, la relación área/volumen en silicatos, tales como las arcillas, es mucho mayor que en el sílice tal como la arena. En todos los casos la relación área/volumen en arcilla con HF hace que este reaccione mucho más rápido en estos compuestos que en las partículas de arena.

En la práctica, la reacción entre el HF y la arcilla es mucho más rápida mientras que con el sílice es más lenta.

Temperatura 80°F
Presión 1000 lb/pg²



1.- Relación
área/volumen en
un pozo de 6 pg.

2.- Relación
área/volumen en
una fractura de
1 pg.

3.- Relación
área/volumen en
la matriz

Fig 3.4 Efecto de la relación área/volumen en reacciones de HCl-CaCO₃

III. 3.2 TEMPERATURA. Cuando la temperatura se incrementa desde condiciones superficiales a condiciones del yacimiento el ácido reaccionará más rápidamente con la roca. Esto se debe a dos efectos principales: a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones hidrógeno tienen mayor movilidad y alcanzarán la superficie de la roca más rápidamente. Asimismo, a mayor temperatura la viscosidad de la solución disminuirá facilitando por lo tanto el transporte de los iones hidrógeno hacia la superficie del sólido.

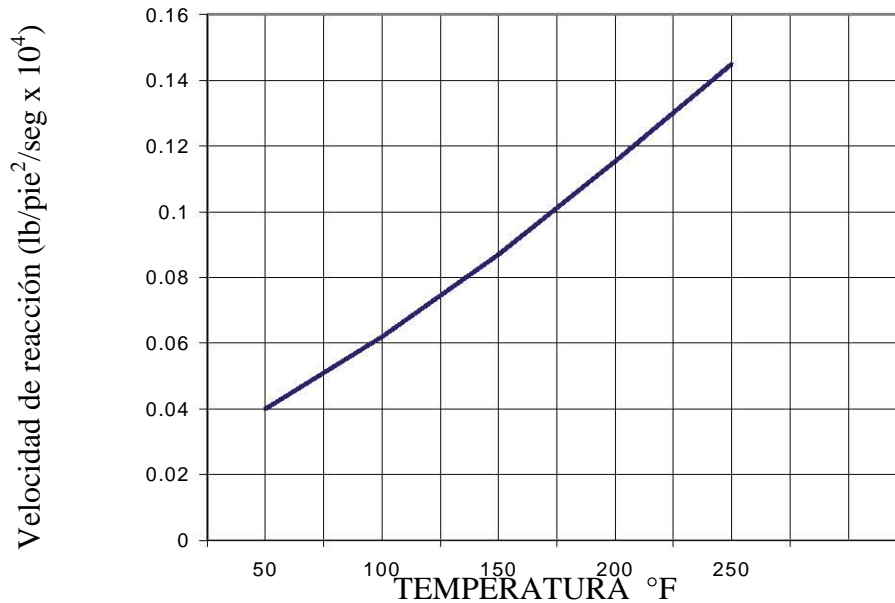


FIG 3.5 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de reacción

III.3.3 TIPO Y CONCENTRACIÓN DEL ÁCIDO. Como se mencionó anteriormente, entre más completamente un ácido se ionice en iones de hidrógeno y su anión, el ácido es más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción. Esto significa que una mayor cantidad de iones hidrógeno estarán en contacto con la superficie del sólido.

El HCl tiene una velocidad de reacción mayor en las rocas calcáreas que los ácidos orgánicos, siendo de estos el fórmico el de mayor velocidad de reacción que el acético. Asimismo, el HF reacciona más rápido que los ácidos orgánicos en las rocas calcáreas y es el único que reacciona con las rocas silíceas.

Por otra parte la velocidad de reacción es directamente proporcional a la concentración del ácido, disminuyendo ésta a medida que exista mayor cantidad de productos de reacción, ya que estos interaccionan el transporte de iones hidrógeno.

Con respecto a las velocidades de reacción, por ejemplo, un ácido clorhídrico al 25% en una caliza tendrá un valor mayor que un ácido clorhídrico al 10% como se muestra en la figura 3.6. Sin embargo, si se sigue la reacción del HCl al 25% a través de su ciclo de gastado, cuando este ácido se haya gastado a un 10% de concentración, su velocidad de reacción será más lenta que el ácido que inicia su ciclo gastado con una concentración inicial del 10%. Esto es debido a que el HCl al 25% cuando alcanza la concentración del 10% contiene productos de reacción los cuales interfieren la reacción disminuyendo la

velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio o bióxido de carbono a un ácido a cualquier concentración se retardará su reacción .

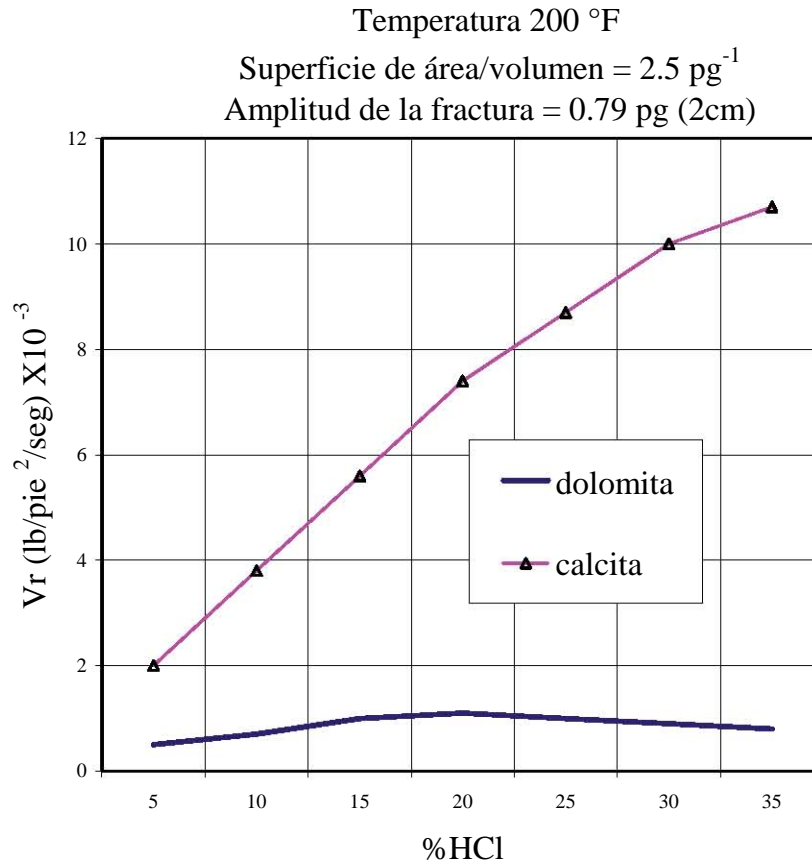


FIG 3.6 Velocidad dinámica de disolución de la roca en un disco girando.

III.3.4 VELOCIDAD DE FLUJO. El efecto de aumentar la velocidad de flujo generalmente disminuye el tiempo en el que el ácido se gasta. Esto se debe principalmente a que a mayores velocidades de flujo se moverán más rápidamente los productos de reacción en la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre los iones de hidrógeno y la superficie. Sin embargo si la velocidad es suficientemente alta una menor cantidad de iones hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá.

III.3.5 COMPOSICIÓN DE LA ROCA. La composición física y química de la roca afectan la velocidad de reacción. Por ejemplo, el HCl reaccionará más lento en dolomías que en calizas, como se muestra en la figura (3.6). La mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son insolubles en algunos ácidos. Además la distribución de estos materiales en contraste con los materiales solubles afectará fuertemente la velocidad de reacción.

III.3.6 VISCOSIDAD. La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrógeno hacia la superficie de la roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto puede incrementar la profundidad de penetración del ácido.

III.3.7 PRESIÓN. Este factor tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Por ejemplo la figura (3.7) muestra la reacción entre el HCl y la caliza a diferentes presiones. Como se observa, debajo de 750 (lb/pg²) la presión afecta la reacción del ácido. Esto se debe a que a baja presión parte del CO₂ sale de la solución. Sin embargo, a presiones superiores a 750 (lb/pg²) dado que el CO₂ no se escapa de la solución de ácido gastado, la presión tiene poco efecto sobre velocidad de reacción.

III.4 INESTABILIDADES. Diversos factores pueden causar una zona de disolución final no uniforme (llamada inestabilidad). Dos factores principales en condiciones de flujo que pueden producir inestabilidades son la digitación viscosa y la digitación capilar.

III.4.1 DIGITACIÓN VISCOSA. El desplazamiento de un flujo de alta viscosidad por uno de baja viscosidad es fundamentalmente inestable y esto puede ser explicado por la Ley de Darcy, e indica una pequeña perturbación. El aumento particular de la velocidad es proporcional al gradiente de presión y, así, una baja viscosidad local causará un incremento en la velocidad. Sin embargo esto podría originar efectos de estabilidad contrabalanceando las zonas desestabilizadas. Esto provoca principalmente una tensión superficial entre el fluido desplazado y el desplazante y un exceso local de presión P.

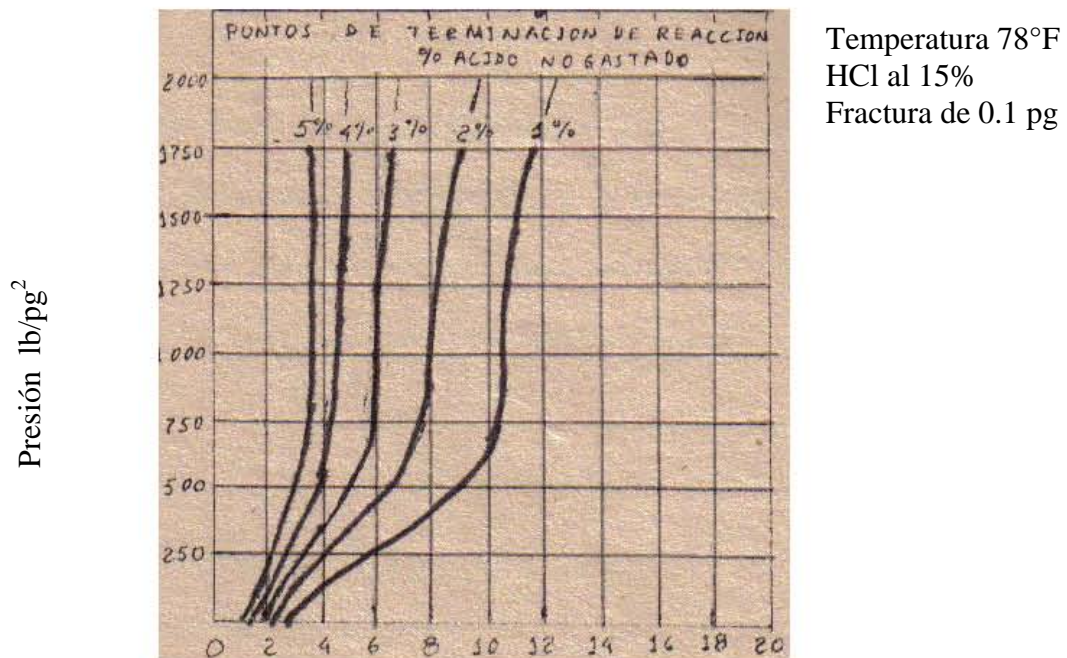


Fig. 3.7 Efectos de la posición en el flujo de este efecto interfacial es predominante y la interface tiene un gradiente constante y caliza

Uno puede entender que para una relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, allí existe una curvatura en equilibrio, primero para una anchura finita.

Para un medio poroso en donde la distancia de acción de las fuerzas capilares está limitada al tamaño del poro, no existe alguna teoría que pueda predecir la anchura promedio de la digitación.

III.4.2 INESTABILIDAD LIGADA AL FENÓMENO DE DISOLUCIÓN. Este tipo de inestabilidad es similar a la digitación viscosa, para entenderla a detalle se requiere predecir el mínimo tamaño de estas inestabilidades. Por ejemplo para los agujeros de gusano este tamaño está dado por la distancia mínima a la cual actúa el proceso inestable, la difusión en el espesor de la capa, está de acuerdo, al tamaño del poro. Así, el mínimo tamaño del agujero es del orden del diámetro del poro.

Para la reacción de disolución superficial, la misma inestabilidad ocurre. La diferencia es que el tamaño del poro es más grande. La distancia a través de la cual un cambio de permeabilidad ocurre es igual para un frente del espesor X frontal. Entonces podemos también esperar el mínimo tamaño de la inestabilidad.

Una importante aplicación práctica es que el frente de espesor X frontal es normalmente varios centímetros más grande que en las muestras utilizadas en el laboratorio, porque no se tienen inestabilidades semejantes observadas experimentalmente.

III.5 SISTEMA DEL DISCO ROTATORIO. Como previamente se puntualizó el procedimiento preferido para determinar la cinética superficial es usar un sistema donde la velocidad del ácido transferido a la superficie reactiva exceda grandemente la velocidad de reacción en la superficie. El sistema por el cual estas condiciones pueden ser obtenidas satisfactoriamente están dadas en el disco rotatorio. Este sistema consiste en un disco grande que está inmerso en el fluido y gira alrededor de su centro. Por la rotación hay un efecto centrífugo lo que causará que el fluido fluya en una dirección radial a lo largo del disco y disminuirá el espesor del fluido estancado encontrado cerca de la superficie (frecuentemente llamada de difusividad fronteriza). De acuerdo a Levich cada punto en la superficie del disco es igualmente accesible.

En el diseño de un sistema de reactor de disco rotatorio, el radio del disco debe ser mucho más grande que el espesor de la capa frontera (comúnmente de 0.01 cm) y el flujo en el sistema debe ser laminar. En teoría, el sistema está diseñado para que el disco gire en un volumen. Sin embargo, Gregory y Riddiford demostraron que en un sistema líquido, si el diámetro del depósito es dos veces menor que el diámetro del disco, el valor que se observa es independiente del diámetro del depósito, Boomer, ha reportado los detalles de un sistema disponible para estudiar la reacción cinética del ácido.

Una gráfica típica de velocidad de reacción contra velocidad de rotación se muestra en la figura (3.8). Cuando la velocidad de reacción no es muy grande, ésta se puede incrementar aumentando la velocidad de rotación. La velocidad de reacción que se observa es causada totalmente por la cinética superficial y bajo estas condiciones, las cinéticas superficiales se obtienen directamente en el laboratorio y los valores de difusión no tienen que ser calculados como se hace en reactores tubulares y en disco paralelo. Este sistema fue usado

por varios autores para medir la reacción cinética superficial de muchos sistemas de ácidos inorgánicos.

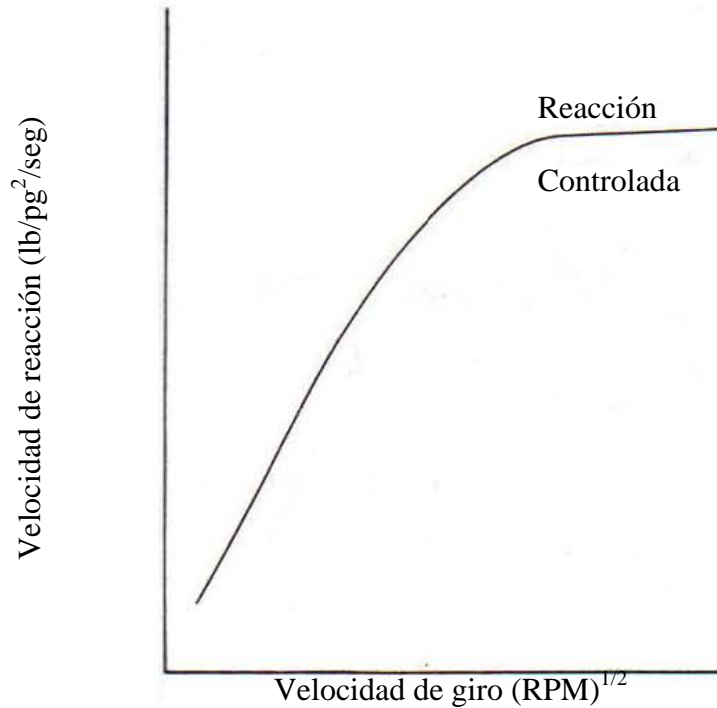


Fig. 3.8 Medidas de la velocidad de reacción típicas en función de la velocidad de reacción en un disco rotativo

III. 6 DIFUSION DE LOS ÁCIDOS FUERTES. El carácter iónico de la solución ácida es importante para predecir la velocidad de difusión del ácido. En soluciones iónicas de HCl, las soluciones iónicas son de un valor grande y las cargas positivas y negativas deben mantenerse juntas para mantener un balance de cargas local.

Para modelar exactamente la reacción total del ácido vivo se necesita predecir la velocidad del movimiento de las cargas positivas de los iones hidrógeno hacia la superficie de la roca.

Los iones cloruro cargados negativamente se distribuirán para mantener la neutralidad eléctrica local. El valor posible de los coeficientes de difusión del ion hidrógeno para un sistema reactivo puede ser representado a través de las mediciones hechas por Nierode y Williams, quienes estudiaron el conteo de difusión de dos soluciones de HCl parcialmente reactivas como se muestran en la tabla (3.7). Estas soluciones fueron seleccionadas por presentar concentraciones en la superficie y en una distancia corta a partir de la superficie (capa límite). Se encontraron diferencias significativas en el valor de difusión del ion hidrógeno, y el contenido total del ion hidrógeno se incremento para una concentración constante del ion hidrógeno cuando el contenido del ion calcio de cada solución cambió. Por la dificultad de predecir teóricamente el comportamiento difusional de soluciones de HCl concentrado, Nierode y Williams determinaron valores experimentales efectivos de

difusión del ion hidrógeno. Sin embargo por la falta de datos experimentales Roberts y Guin usaron un coeficiente de difusión que da los resultados mostrados en la figura 4.15 del capítulo 4 , pag 66.

Experimento	Concentración (gr-mol/litro)						Dh ⁺ Experimental (x10 ⁵ cm ² /seg).
	Solución (1)			Solución (2)			
	(SUPERFICIAL)			(CAPA LIMITE)			
	H ⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	H ⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	
1	0.80	1.70	4.20	1.48	0.88	3.20	0.98
2	1.07	1.02	3.11	1.48	0.58	2.64	1.25
3	3.82	0.29	4.40	4.34	0.25	4.84	0.73
4	3.60	0.40	4.40	4.34	0.30	4.84	1.05
5	3.08	0.70	4.48	4.34	0.46	5.26	1.20
6	7.08	2.83	12.34	8.08	1.29	10.66	0.23
7	4.04	1.00	6.04	8.08	1.00	10.08	0.07
8	6.06	1.50	9.06	8.08	1.00	10.08	0.07

TABLA 3.7 COEFICIENTES DE DIFUSION EXPERIMENTALES (DH⁺)

III.7 DIFUSIÓN DE LOS ÁCIDOS DÉBILES. Los ácidos débiles son ionizados ligeramente en solución acuosa; por lo tanto sus valores de difusión pueden ser representados como la suma del flujo de iones y el flujo de la molécula neutral. Generalmente la difusión de componentes neutros predomina porque la concentración molecular es mucho más alta que la concentración iónica. La difusividad de los ácidos más débiles se muestran en la figura (3.9).

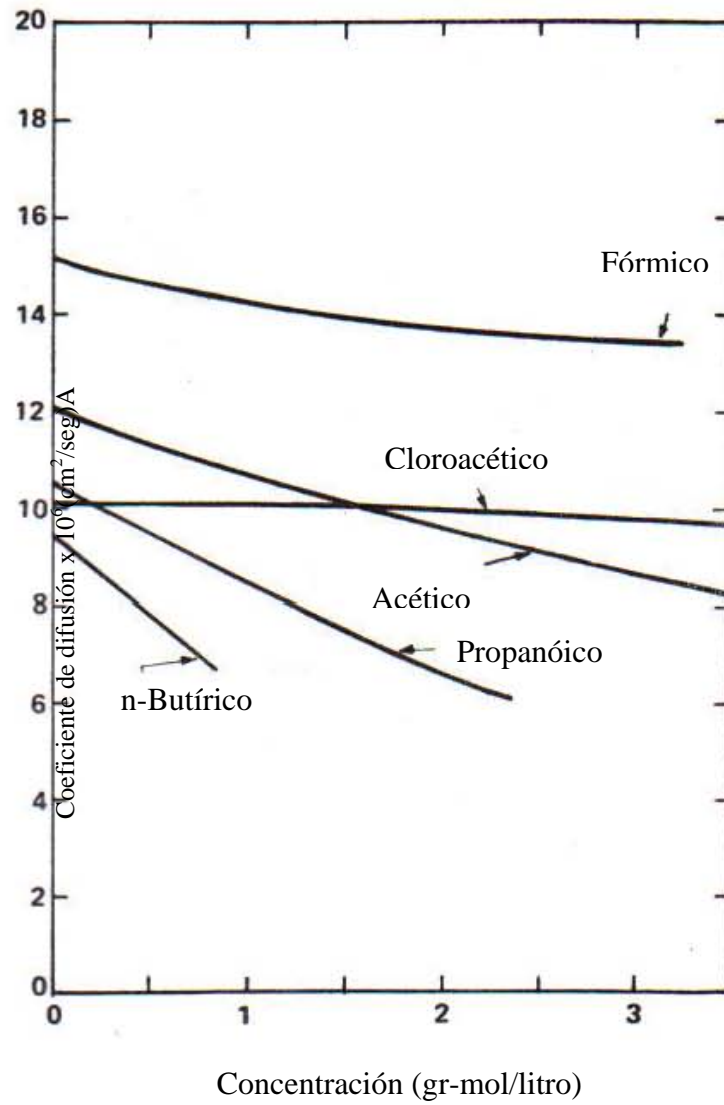


Fig 3.9 Coeficiente de difusión para ácidos débiles ionizados a 25 °C

CAPÍTULO IV

DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO CON ÁCIDO

IV.1 *DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ DE LA FORMACIÓN Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.* Para predecir la geometría de la fractura originada por el fracturamiento con ácido es necesario tener datos precisos del yacimiento. La selección de buenos datos iniciales es la parte más importante de un diseño exitoso.

La matriz y las propiedades de los fluidos generalmente son valores promedio que debemos emplear para los cálculos. Una lista de los parámetros fijos que se necesitan para diseñar un tratamiento de fracturamiento se muestra a continuación:

- Espesor de la formación, (pies).
 - Total (altura de la fractura)
 - Neto (permeable)
- Permeabilidad, (mD)
- Porosidad (fracción)
- Profundidad (pies)
- Gradiente de fractura (lb/pg²/pie)
- Relación de Poisson
- Tiempo de tránsito (μseg/pie)
- Temperatura, (°F)
 - Formación.
 - Fluido de inyección
- Presión de yacimiento, (lb/pg²)

Propiedades de los fluidos del yacimiento.

- Viscosidad, (cp)
- Compresibilidad del aceite , (lb/pg²)⁻¹
- Densidad (lb/pie³)

IV.1.1 ESPESOR DE LA FORMACIÓN

El tipo y espesor de la formación influyen en el comportamiento de la geometrías de la fractura.

Los datos de campo indican que en algunas áreas con lutitas geológicamente jóvenes, en un cuerpo de 10 a 20 pies de espesor, cuando usamos un fluido gelado de baja viscosidad se logra formar la fractura vertical, pero cuando las lutitas son calcáreas o muy duras o muy viejas geológicamente de 20 a 30 pies de espesor se debe usar un fluido altamente viscoso para lograr formar la fractura vertical siendo esta de menor altura comparada con la generada en las lutitas jóvenes. En cualquier localización, un tratamiento conservador es suponer que la fractura tiene la altura vertical máxima esperada.

Cuando únicamente disponemos de datos de registros geofísicos las figuras de la 4.1 a la 4.2 son ejemplos de registros (SP) a la izquierda y resistividad a la derecha que ilustran la mejor estimación para la altura de la fractura, los registros nos proporcionan una idea de que dichos espesores pueden ser de la fractura esperada, sin embargo se tienen que hacer pruebas de núcleos en laboratorio para estar seguros de la fractura formada.

En la figura 4.1 se observa un ejemplo en el cual la fractura ocurre en una lutita confinada. Para tratamientos en una de estas tres zonas, la altura vertical total de la fractura h_g , es estimada como la altura de la zona más 10 ó 20 pies para un tratamiento convencional y más 30 pies en un tratamiento cuando se usa un fluido viscoso. La altura neta h_n , en cada caso es el espesor de la formación permeable.

En la figura 4.2 se ve un ejemplo de una fractura que se espera se extienda a través de todo el espesor de la formación a una profundidad de 4370 a 5300 pies, el rompimiento de la formación a 5370 pies termina el crecimiento de la fractura dado que se uso un fluido de baja viscosidad. En este ejemplo la altura total de la fractura es de 190 pies (espesor de la formación 170 pies + 20 pies sugerido en tratamientos convencionales), también podemos elegir una altura total de 120 pies si usamos un fluido viscoso (la fractura rompe a 90 pies del intervalo a tratar + 30 pies de margen).

En la figura 4.3 se presenta un ejemplo en el cual no hay bases para escoger la altura de la fractura a partir del registro. Para estimar la altura de la fractura en estas formaciones, debemos recurrir a los datos anteriores, generalmente a registros de temperatura de pozos previamente fracturados (en algunos casos la arena ha sido marcada con un mineral reactivo, y la altura se determina a partir de un estudio de radiación).

En formaciones sólidas, la fractura se inicia en las perforaciones y crece simétricamente hasta que alcanza la frontera que restrinja su crecimiento vertical. Por esta razón. La altura esperada está en función del total del fluido inyectado (volumen total de la fractura) o del gasto de inyección. Esta técnica para estimar la altura total de la fractura es aproximada cuando se usa una interpolación dentro del rango de las condiciones de tratamiento. Sin embargo se debe tener precaución extrema cuando se intente extrapolar a nuevas formaciones, o a diferentes localizaciones geográficas diferentes fluidos fracturantes o grandes volúmenes de tratamiento.

Las correlaciones que relacionan la altura de la fractura con los parámetros del tratamiento que se tienen normalmente para un yacimiento en particular pueden ser solicitados a las compañías de servicio o al propio PEMEX.

IV.1.2 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN. La permeabilidad promedio que presenta la formación al fluido fracturante se debe conocer. Generalmente los datos de permeabilidad se obtienen de una prueba de incremento de presión o de inyectividad y son los más confiables. Si los datos de permeabilidad del pozo probado no están disponibles, los datos del núcleo o la mejor aproximación de la productividad inicial sin daño deben usarse. Estas permeabilidades deben ser alteradas para explicar los efectos de permeabilidad relativa,

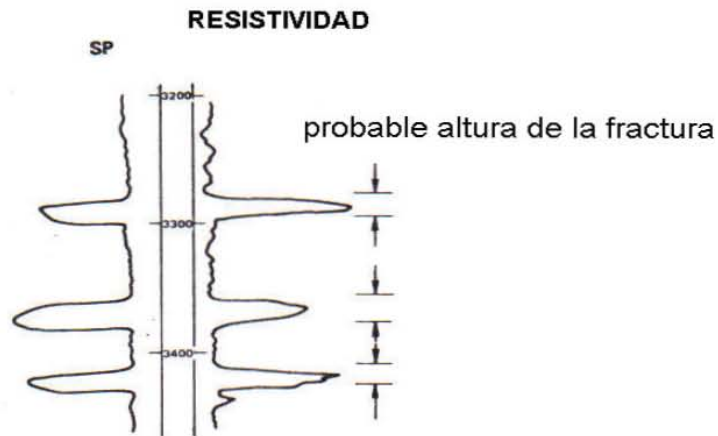


Fig 4.1 Estimación probable de la fractura para múltiples estratos separados por densas barreras.



Fig 4.2 Estimación probable de la altura de la fractura para múltiples Estratos separados por delgadas barreras.

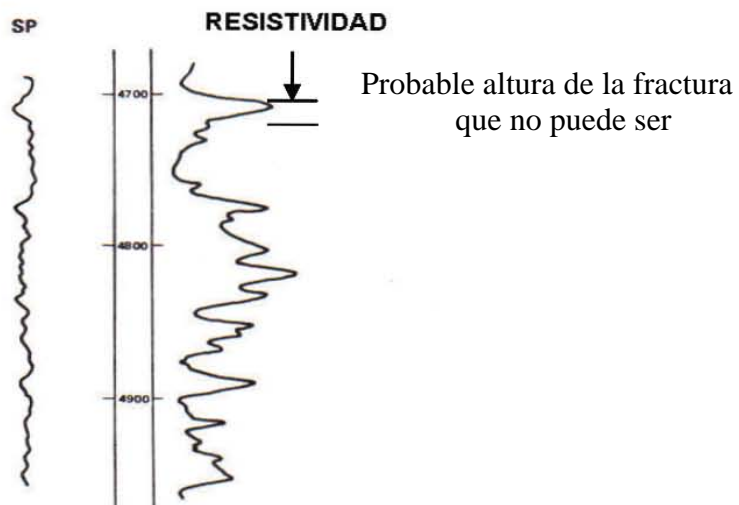


Fig 4.3 Estratos masivos con barreras no delgadas (usando registros de temperatura u otros datos de pozos).

usando determinadas curvas de permeabilidad relativa en el laboratorio. Cuando no se tengan datos disponibles de permeabilidad relativa, se utiliza una regla de dedo, es decir, dividir la permeabilidad absoluta por 1.5 para fluidos fracturantes base-aceite, y por 5 para fluidos fracturantes base agua.

IV.1.3 POROSIDAD DE LA FORMACIÓN. Se debe usar la porosidad promedio del yacimiento determinada de un registro o de un análisis de núcleos; la porosidad normalmente no es un parámetro crítico en el diseño del tratamiento.

IV.1.4 PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN. Se debe usar la distancia del nivel de la superficie del pozo a la mitad de la formación productora.

IV.1.5 GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN. Para calcular el gradiente de fractura se usa la siguiente ecuación:

$$g_f = \frac{\text{Presión instantánea de cierre + carga hidrostática}}{\text{Profundidad}} \quad \dots(4.1)$$

El gradiente de fractura en un yacimiento varia con la profundidad. Dos ejemplos de presión superficial para un tratamiento de fracturamiento para un mismo yacimiento se presentan en la figura 4.4. (pagina 48). Para el primer caso se tiene una presión inicial de yacimiento de 5500 lb/pg² y disminuyó en 2000 lb/pg², llegando el yacimiento a tener una Py=3500 lb/pg², con una profundidad de 5000 pies, el gradiente de fractura para este caso se calcula y se obtiene que es de 0.7 lb/pg²/pie. En el segundo caso ahora el yacimiento se agoto teniendo una Py = 3300 lb/pg², disminuyo la presión en 1000 lb/pg², es decir llegando a 2300 lb/pg², con una profundidad de 5000 pies, también calculamos el gradiente de fractura y se obtiene un valor de de 0.6 lb/pg²/pie. De este ejemplo se deduce que es necesario un método para predecir los cambios en el gradiente de fractura con la presión de yacimiento y con la profundidad, para altas presiones de yacimiento y para predecir el gradiente en nuevos campos de desarrollo.

Un método simple aproximado que se puede utilizar para estimar el gradiente de fractura implica suponer que éste es proporcional a la sobrepresión y a los gradientes de presión del yacimiento:

$$g_f \cong \alpha + (\text{ gradiente de sobrepresión} - \alpha) \frac{\text{Presión del yacimiento}}{\text{Profundidad}} \quad \dots(4.2)$$

Donde $\alpha = \text{cte. (0.33 a 0.5)}$, dicho valor se selecciona de acuerdo a los valores obtenidos en yacimientos vecinos, el gradiente de sobrepresión es de 1.0 (lb/pg²/pie) para profundidades menores de 10,000 pies, y va de 1.0 a 1.2 lb/pg²/pie, para profundidades mayores a 10,000 pies. Para extrapolar a un yacimiento de menor presión un gradiente de fractura obtenido a

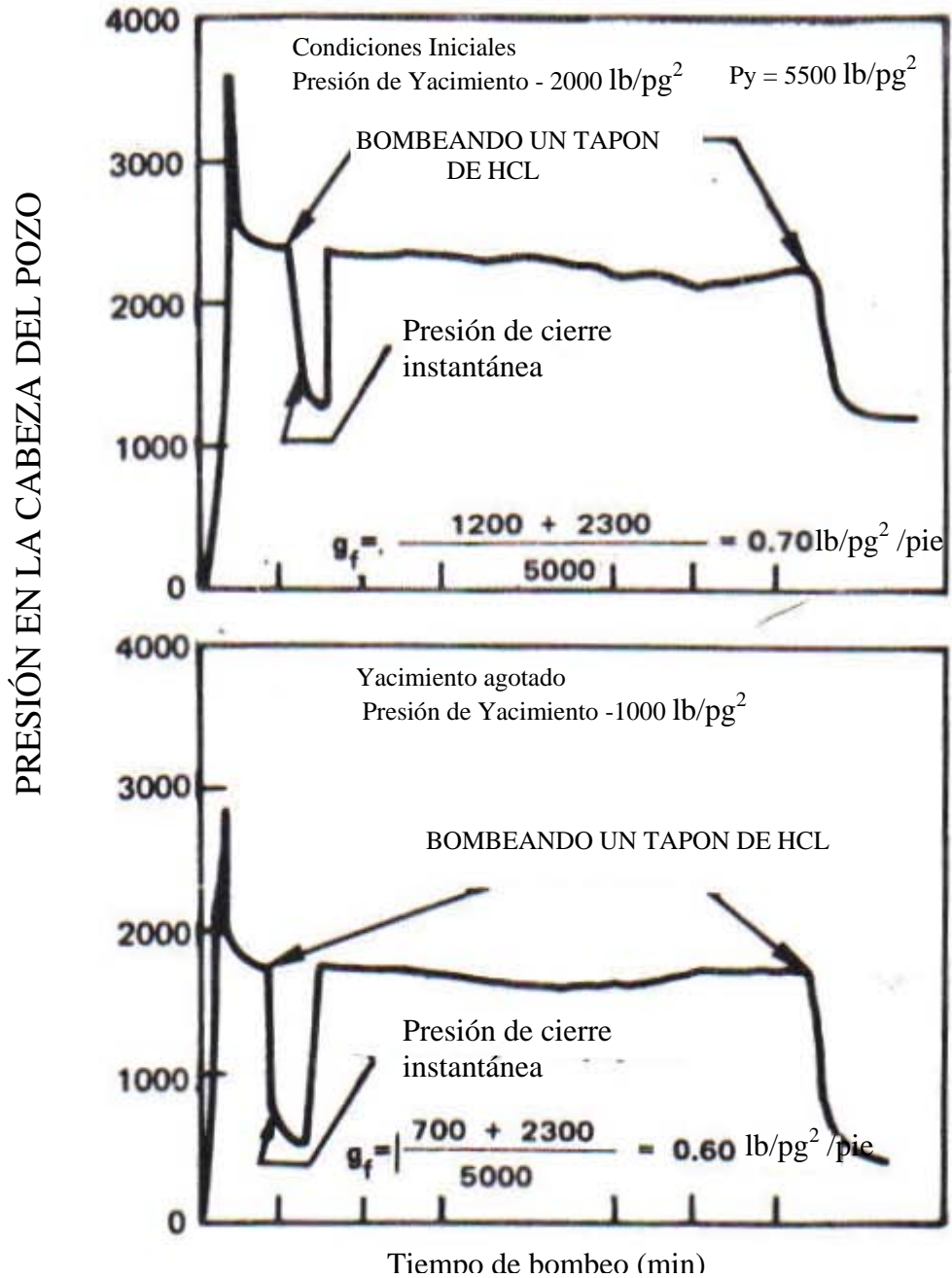


Fig 4.4 Esquema de presión en una fractura típica.

una presión inicial de yacimiento, se sustituye el gradiente de fractura anterior a la presión original del yacimiento en la ecuación 4.2, y se calcula α . Entonces para la nueva presión del yacimiento y para el valor calculado de α se debe estimar el valor del gradiente de fractura. Existen teorías más rigurosas para predecir el gradiente de fractura en función de los cambios de la tensión de sobrepresión, presión de poro, esfuerzo de tensión de la roca, etc. Rara vez tenemos datos suficientes para usar estas teorías, sin embargo la relación dada en la ecuación 4.2 aunque no es exacta, es generalmente la adecuada.

En un nuevo campo, el gradiente de fractura aproximado puede obtenerse usando la ecuación 4.2 con $\alpha = 0.5$, ésta es una ecuación aproximada por lo que el valor apropiado de α deberá ser verificado con los datos de campo.

Vamos a suponer para nuestro ejemplo anterior que estamos en el campo y no tenemos ningún dato, consideremos el campo como nuevo, entonces $\alpha = 0.5$ y aplicando la ecuación 4.2 y considerando el gradiente de sobrepresión es de 1.0 (psi/pie) debido a que la profundidad es menor a 10,000 pies tenemos:

$$g_f \cong 0.5 + (1-0.5) * 3500/5000 = 0.85 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

ahora para la presión del yacimiento agotado:

$$g_f \cong 0.85 + (1-0.85) * 2300/5000 = 0.91 \text{ psi/pie}$$

IV.1.6. RELACIÓN DE POISSON. Se define como la relación entre la deformación radial (horizontal) o módulo de Young y la deformación longitudinal (vertical), es una propiedad intrínseca del material.

$$\gamma = \frac{E}{\delta}$$

La geometría de la fractura esperada para una determinada formación varía ligeramente con la relación de Poisson para varias rocas. Por lo tanto, es necesario seleccionar valores de la relación de Poisson basados en el tipo de roca. Valores típicos son los siguientes:

Tipo de roca	Relación de Poisson (γ)
Carbonato duro	0.25
Carbonato medio duro	0.27
Carbonato suave	0.30
<i>Areniscas</i>	0.15 a 0.25
Margas	0.40 a 0.45
<i>Roca de sal</i>	0.30 a 0.40

TABLA 4.1 Valores de la relación de Poisson para diferentes rocas

IV.1.7 TIEMPO DE TRÁNSITO PROMEDIO. Es el tiempo que tarda una onda sonora en viajar y regresar al sensor del registro sísmico y nos ayuda a determinar la litología de la formación. El tiempo medio de viaje sísmico se usa para calcular el Módulo de Elasticidad de la Formación (Módulo de Young). Se recomienda usar los tiempos de viaje sísmico de registros tomados en el pozo que será tratado. Así, el Módulo de Young es un parámetro importante en la predicción de la geometría de la fractura, normalmente se evalúa a partir del tiempo de viaje sísmico, el cual debe ser medido tan exacto como sea posible. En caso de duda, debemos seleccionar el tiempo de viaje sísmico esperando que algún error en la geometría de la fractura se minimice (lo que significa que la amplitud de la fractura observada será mayor que la calculada). El Módulo de Young para la formación puede estimarse a partir del tiempo de viaje sísmico medido y usando la figura 4.5, o también se puede calcular de manera más exacta usando, la siguiente ecuación:

$$E = 2.16 * 10^8 * \frac{(\rho_{ma} (1-\phi) + \rho_{fl} * \phi) (1-2\nu) (1+\nu)}{(1-\nu) * t_s^2} \quad \dots(4.3)$$

donde:

t_s = es el tiempo de tránsito, ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

ϕ = porosidad

ν = es la relación de Poisson.

ρ_{ma} = es la densidad de la matriz, (lb/pie^3)

ρ_{fl} = es la densidad de los fluidos de la formación, (lb/pie^3)

E = es el módulo de Young, (psi)

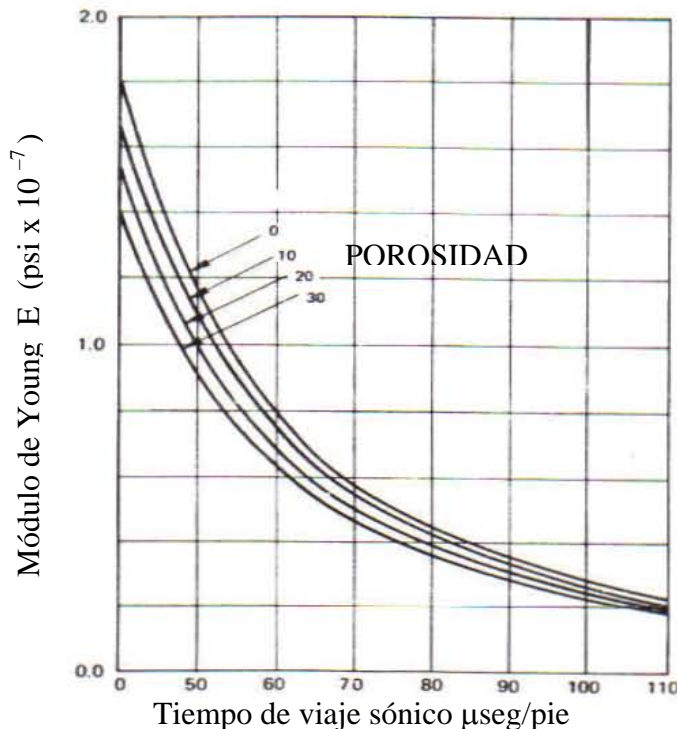


Fig 4.5 Relación del tiempo de viaje sísmico y el Módulo de Young en formaciones carbonatadas.

IV.1.8 TEMPERATURA DE FORMACIÓN. Ésta es la temperatura de la formación que se trate. La temperatura puede obtenerse más exactamente de una medición de la temperatura en el pozo de interés, o mediante la siguiente ecuación:

$$T_i = T_s + \left(\frac{T_f - T_s}{P_t} \right) * P_i$$

Donde:

T_f = temperatura del fondo del agujero.

T_s = temperatura de la superficie.

P_t = profundidad total del pozo.

P_i = profundidad del intervalo

T_i = temperatura del intervalo.

IV.1.9 TEMPERATURA DEL FLUIDO DE INYECCIÓN. La temperatura del fluido inyectado está definida como la temperatura del fluido que entra en la fractura.

IV.1.10 VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE LA FORMACIÓN. Es la viscosidad de los fluidos del yacimiento a condiciones de yacimiento. La variación de la viscosidad con la presión y la densidad del aceite del yacimiento se deben conocer. La viscosidad del fluido (agua, aceite, gas) esperada en el yacimiento es variable por lo que se deben calcular.

Las figuras 4.6 a 4.8 muestran correlaciones para obtener la viscosidad de los fluidos móviles en la formación.

IV.1.11 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO DE FORMACIÓN. El coeficiente isotérmico de compresibilidad generalmente se determina a partir de datos de PVT. Si esta información no está disponible, la compresibilidad puede estimarse usando la siguiente ecuación:

$$C_{fi} = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g \quad \dots(4.4)$$

donde:

C_{fi} es el coeficiente isotérmico de Compresibilidad de los fluidos del yacimiento,
 $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$

S_o, S_w, S_g , son las saturaciones de aceite, agua y gas.

C_o, C_w, C_g son los coeficientes isotérmicos de compresibilidad del aceite, agua y gas del yacimiento, $((\text{lb/pg}^2)^{-1})$

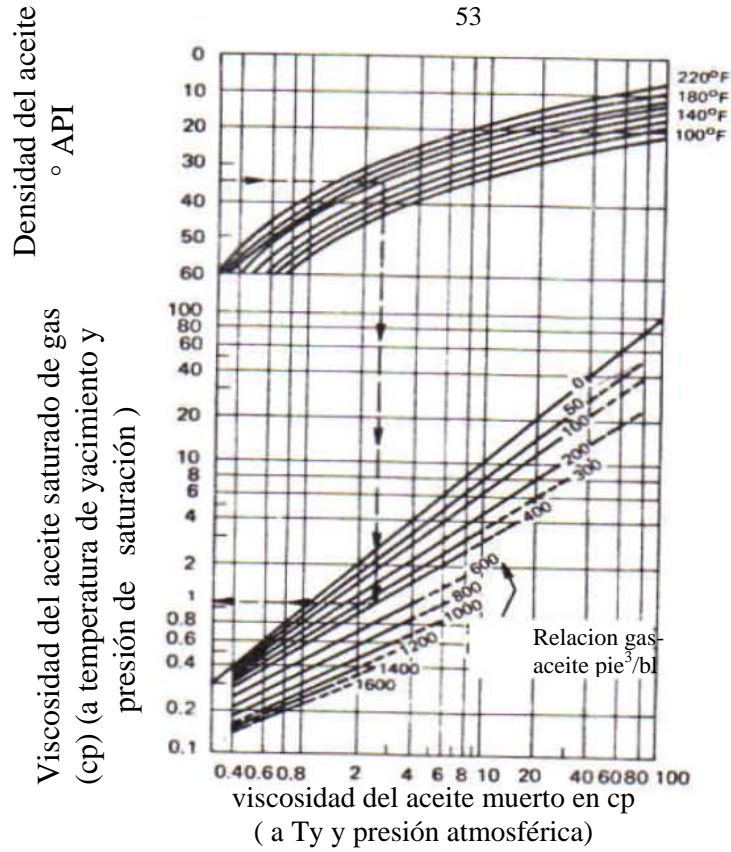


Fig 4.6 Viscosidad del aceite saturado de gas a presión y temperatura de yacimiento.

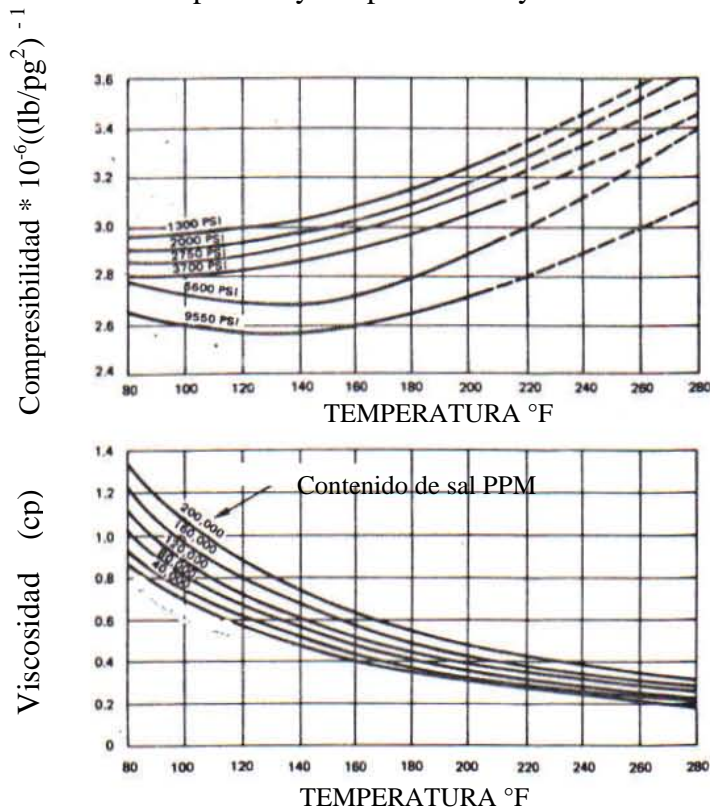


Fig 4.7 Viscosidad y compresibilidad de la salmuera en función de la temperatura y salinidad.

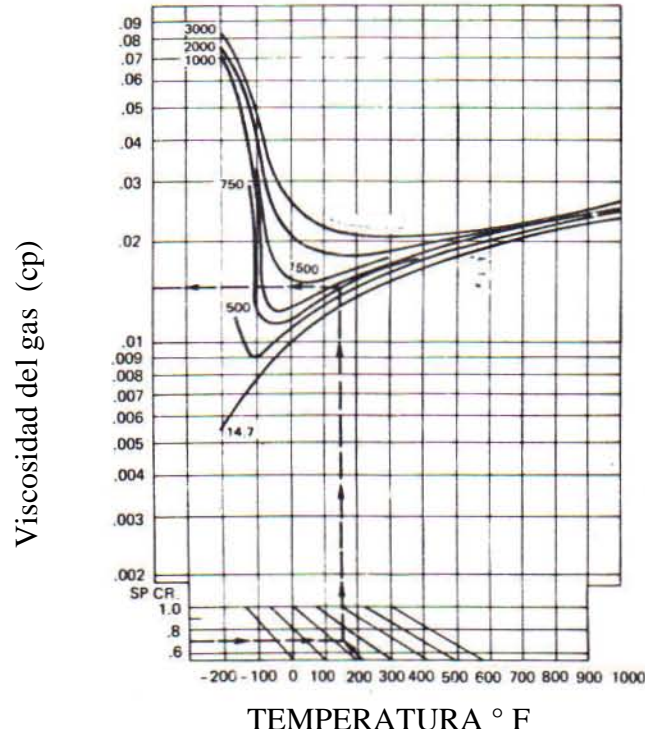


Fig 4.8 Viscosidad del gas en función de la gravedad específica, temperatura y presión.

Para estimar la compresibilidad del aceite, debemos calcular la presión y temperatura pseudo reducida, Así como la presión y la temperatura pseudo-críticas, se pueden utilizar las figuras 4.9 y 4.10 para obtener las propiedades pseudo-críticas, teniendo como dato la presión de burbujeo y la densidad relativa del aceite:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \dots(4.5)$$

Para la presión y temperatura pseudo reducidas calculadas, una compresibilidad pseudo reducida C_{pr} puede ser obtenida de la figura 4.11. La compresibilidad del aceite es entonces:

$$C_o = \frac{C_{pr}}{P_{pc}} \quad \dots(4.6)$$

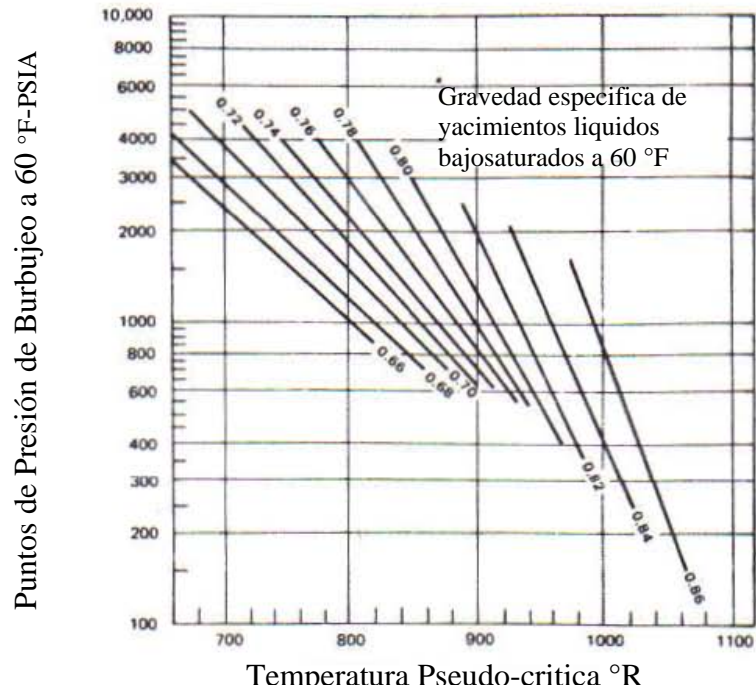


Fig 4.9 Variación de la temperatura Pseudo- crítica con la gravedad específica y puntos de burbujeo del aceite.

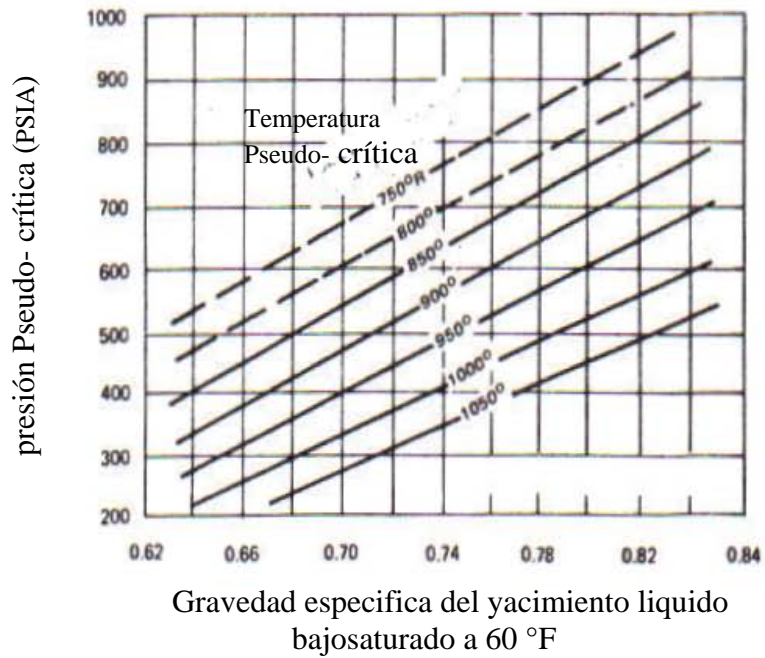


Fig 4.10 Presión Pseudo-crítica en función de la gravedad específica del aceite y de la temperatura pseudo-crítica.

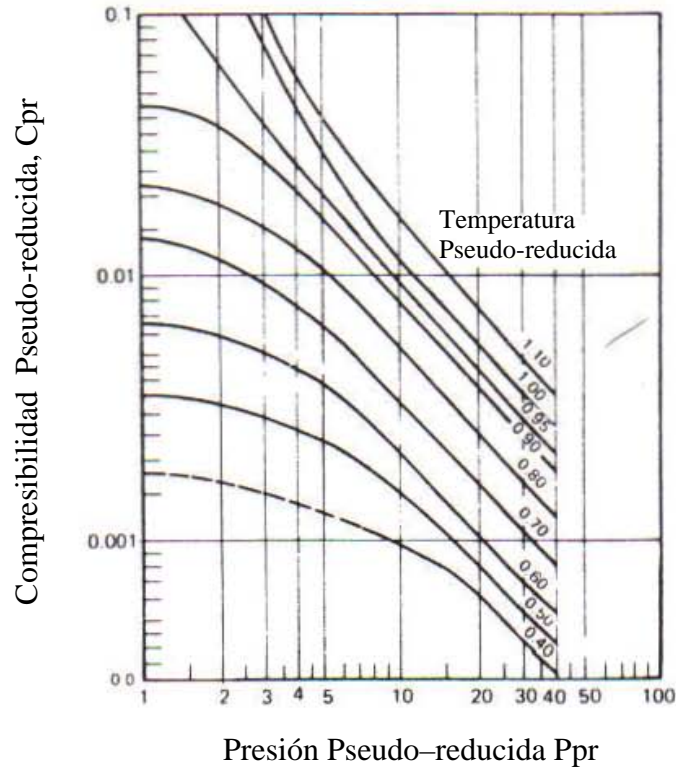


Fig 4.11 Compresibilidad Reducida para Yacimientos de aceite bajosaturados.

La compresibilidad del agua C_w a condiciones de presión y temperatura del yacimiento se obtiene usando la figura 4.7

Para obtener un valor aproximado de compresibilidad del gas, se utiliza la relación $1/P$, donde P es la presión del yacimiento, o se calcula un valor más exacto de C_g utilizando el siguiente procedimiento:

1). Se calcula la temperatura y la presión pseudo-reducidas:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \dots(4.7)$$

2).- Usando las figuras 4.12 -A y 4.12-B se calcula la compresibilidad pseudo-reducida C_{pr} , obteniéndose finalmente la C_g de la siguiente manera:

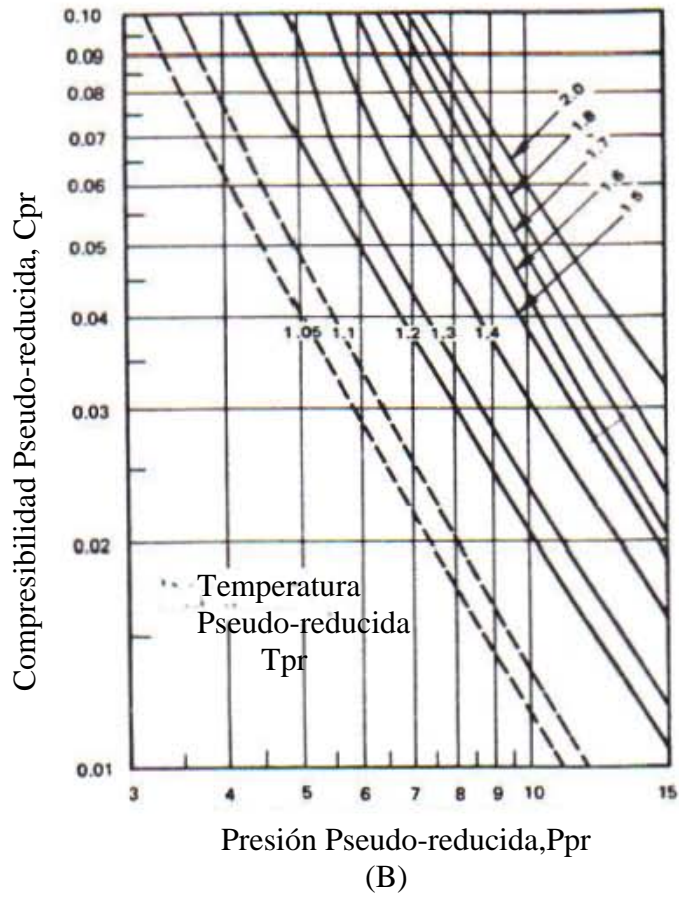
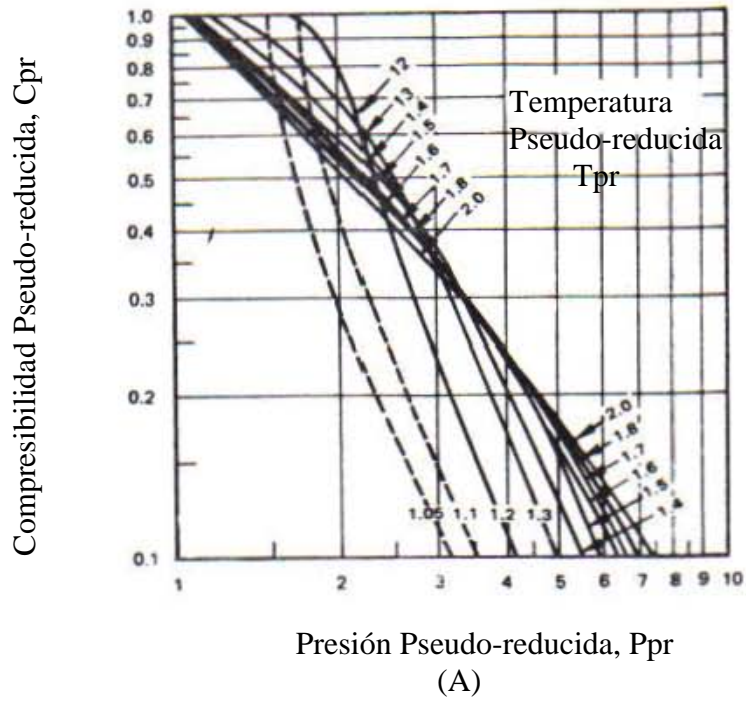


Fig 4.12 Compresibilidad de gases naturales.

$$C_g = \frac{C_{pr}}{P_{pc}} \quad \dots(4.8)$$

La compresibilidad del gas debe considerarse si la presión del yacimiento es menor o igual a presión del punto de burbujeo. Cuando se espere una apreciable mayor cantidad de gas, el coeficiente total de Compresibilidad se aproximará a la Compresibilidad del gas.

IV.2 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS VARIABLES DE DISEÑO. Los parámetros variables de diseño de un fracturamiento con ácido sobre los cuales se tiene control son:

- 1). El tipo y viscosidad del precolchón.
- 2). Concentración del ácido y aditivos a usarse.
- 3). Gastos de Inyección para el precolchón y el ácido.
- 4). Volúmenes del precolchón y del ácido.

IV.2.1 TIPO Y VISCOSIDAD DEL PRECOLCHÓN. El fluido fracturante ideal que se use como precolchón precedente al ácido debe tener propiedades específicas, como las siguientes:

- 1).Tener una caída de presión alta mientras fluye a lo largo de la fractura para permitir la creación de una fractura amplia.
- 2).Permitir el control adecuado de pérdida de fluido para crear una fractura amplia y larga.
- 3).No debe reaccionar con el ácido para formar precipitados u otro material que pueda restringir la productividad del pozo.
- 4).Bombearse con una baja caída de presión en la tubería.
- 5).Removerse de la formación fácilmente sin causar daño a la permeabilidad de la formación.
- 6).Tener bajo costo.
- 7).Ser de uso seguro y de fácil manejo.

Obviamente un solo fluido no puede tener todos estos requerimientos al mismo tiempo, por lo tanto no hay un solo fluido fracturante ideal para utilizarse como precolchón en el fracturamiento con ácido. A continuación se mencionan algunos fluidos que pueden usarse como precolchón.

a).-Base-agua: Bajo algunas circunstancias, el agua sin agente gelante puede usarse como precolchón satisfactoriamente. El agua cuando se use puede estar sin un aditivo de pérdida de fluido o con un aditivo que esté preparado con una partícula inerte y recubierta con un material gelatinoso. Como el agua tiene una muy baja viscosidad, normalmente no puede generar una fractura amplia. La principal propiedad del agua como fluido fracturante es su bajo costo. El agua sola es algunas veces usada en formaciones muy calientes para enfriar las tuberías del pozo, con esto se minimiza la corrosión y se aumenta la distancia de penetración del ácido.

b).-Aguas gelantes de baja viscosidad: Preparadas con goma de guar, son los fluidos fracturantes más comúnmente usados antes de inyectar el ácido. Estos fluidos normalmente tienen una mezcla de Fluor-Sílice como aditivo de pérdida de fluido, Sin embargo, comercialmente se dispone de partículas inertes recubiertas con un material como el guar, que se usan también en formaciones de alta temperatura. Estos fluidos están limitados porque su baja viscosidad se degrada fácilmente con la temperatura, especialmente en presencia de ácido. Por su baja viscosidad estos fluidos base-guar normalmente originan una fractura angosta.

c).- Aguas gelantes de alta viscosidad: Desarrolladas para crear fracturas amplias, pueden ser efectivas como precolchones en fracturamiento con ácido. La disponibilidad de las aguas gelantes de alta viscosidad pueden clasificarse como fluidos para usarse a temperaturas menores a 200 °F (preparadas usando guar o polímeros con celulosa) y fluidos destinados a usarse a temperaturas mayores a 200 °F (preparadas usando polímeros sintéticos).

Los fluidos típicos de alta viscosidad preparados con base guar son preparados disolviendo de 40 a 80 lb de guar por cada 1000 gal de agua y añadiendo un reactivo químico que enlaza las moléculas del guar. La viscosidad del fluido variará con la concentración del polímero, temperatura y velocidad de corte.

Los fluidos de aplicación para altas temperaturas han sido desarrollados comercialmente a partir de los polímeros sintéticos solubles en agua, incluyendo los derivados de la celulosa o tipos policrilámidos que pueden ser unidos mediante los productos de reacción del ácido en un medio de bajo pH, mediante la formación de un material tipo caucho que puede limitar la productividad del pozo después del tratamiento. Se debe de tener cuidado para que no exista esta posibilidad usando un fluido base-poliacrilámido.

Los fluidos base celulosa pueden usarse en el fracturamiento con ácido a cualquier temperatura de yacimiento porque el gel se rompe rápidamente al contacto con el ácido. El uso de estos fluidos ha sido limitado por su alto costo con relación a muchos otros fluidos fracturantes.

d).- Emulsiones Viscosas: Son preparadas con aceite como fase interna (dispersa), agua, salmuera y ácido como fase externa (continua). Estos fluidos tienen una alta viscosidad porque el contenido de aceite en la emulsión es alto (60% a 70%) y la fase externa contiene al polímero. El fluido es estable si se prepara adecuadamente y se romperá cuando entre en contacto con el ácido con iones divalentes. Las ventajas principales del fluido son su alta viscosidad y su bajo costo.

e).-Base aceite: Son aceites viscosos que pueden ser usados con efectividad como precolchones antes del ácido si se seleccionan adecuadamente para la temperatura y permeabilidad específicas de la formación. La viscosidad de este precolchón debe ser menor a 200 cp para formaciones que tienen una permeabilidad menor a 100 mD y debe ser menor a 50 cp a temperatura de yacimiento si la permeabilidad de la formación es menor a 1 mD.

Las compañías de servicios petroleros han desarrollado agentes gelantes para aceites de baja viscosidad, estos agentes gelantes aumentan la viscosidad del aceite sin aumentar la presión por fricción en la tubería. El bombeo de agentes gelantes a una presión por fricción relativamente baja presenta una viscosidad moderadamente alta durante el flujo a lo alto de la fractura y rompe cuando se pone en contacto con el aceite de la formación con un rompedor químico. Así estos fluidos son muy sensibles al ácido, las pruebas han conducido a asegurar que no rompen inmediatamente en el fondo al estar en contacto con el ácido y que no forman precipitados que dañen.

f).-Concentración de ácidos y aditivos: La concentración del ácido es un parámetro importante en el diseño de un tratamiento. A menudo una alta concentración de ácido al 28% se prefiere a una concentración del 15% de HCl, porque se tiene un aumento en el poder disolvente del ácido y porque se desarrolla un volumen significativo de CO₂ que puede ayudar a levantar la limpieza del pozo a estimular. También porque el ácido gastado es más viscoso que el HCl al (15%) y por consiguiente ayuda a reducir la velocidad de pérdida de fluido.

Los aditivos más importantes son generalmente el inhibidor para la corrosión junto con los aditivos para evitar la pérdida de agua del ácido. El inhibidor para la corrosión debe seleccionarse para controlar la corrosión del ácido usado en las tuberías del pozo a la temperatura esperada en la tubería. Cuando sea posible se debe seleccionar un aditivo que permita controlar la corrosión a la temperatura del yacimiento. Raras veces puede maximizarse la estimulación sin el uso de un aditivo efectivo de pérdida de fluido. Ambos aditivos deberán ser seleccionados para minimizar el daño después de efectuar el tratamiento con ácido.

IV.2.2 GASTO DE INYECCIÓN. Para asegurar que el tratamiento seleccionado sea el más económico, deben considerarse diferentes gastos de inyección en el procedimiento de diseño. Es importante reconocer que el aumento en el gasto de inyección no siempre mejora los gastos de tratamiento, normalmente aumenta los costos de bombeo.

El gasto de inyección máximo para el precolchón o para el ácido pueden ser estimados de acuerdo a gráficas que tienen las compañías de servicio, para saber dicho gasto primero debemos conocer el gradiente máximo de presión por fricción permitido g_{pf} , y con este dato usamos las graficas de dichas compañías y obtenemos la velocidad máxima de bombeo permitida de acuerdo al fluido que estemos usando. A continuación calculamos el g_{pf} con la siguiente ecuación:

$$g_{pf} = \frac{(P_{smax} + \text{carga hidrostática} - \text{gradiente de fractura} * \text{profundidad})}{\text{Profundidad}} \quad \dots(4.9)$$

$$\text{carga hidrostática} = 0.45 \gamma_{\text{fluido}} (\text{gr/cm}^3) * D(\text{pie})$$

Ejemplo de cálculo:

Calcular, el gradiente de presión por fricción permitido para un tratamiento, donde se tiene las siguientes condiciones:

- 1) Presión superficial máxima permitida = 5000 (lb/pg²)
- 2) Densidad relativa del fluido = 1.2
- 3) Gradiente de fractura = 0.7 (lb/pg²/pie)
- 4) Profundidad de la formación = 5000 (pies)

Sustituyendo los datos anteriores en la ecuación (4.9):

$$g_{pf} = \frac{5000(\text{lb/pg}^2) + (1.2) (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}) (5000 \text{ pie}) - 0.7 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} * 5000 \text{ pies}}{5000 \text{ pies}}$$

$$g_{pf} = 0.84 \text{ (lb/pg}^2/\text{pie)}$$

1V.2.3 CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA Y LA DISTANCIA DE PENETRACIÓN DEL ÁCIDO. La distancia que el ácido penetra a lo largo de la fractura se estima basándonos en la geometría de la fractura, en la formación y los parámetros del fracturamiento. Los modelos recomendados con respecto a este punto son el de Gertsma y de Klerk y el modelo de Nierode y Williams porque dan resultados razonables de un 85 a un 90 % y pueden además usarse en forma sencilla como a continuación se describe:

GEOMETRÍA DINÁMICA DE LA FRACTURA. Varios modelos han sido desarrollados para predecir la geometría de las fracturas verticales como se muestra en la figura 4.13, dichos modelos difieren primero en sus suposiciones de cómo una fractura termina en dirección vertical. La suposición más común es que la amplitud de la fractura es uniforme a

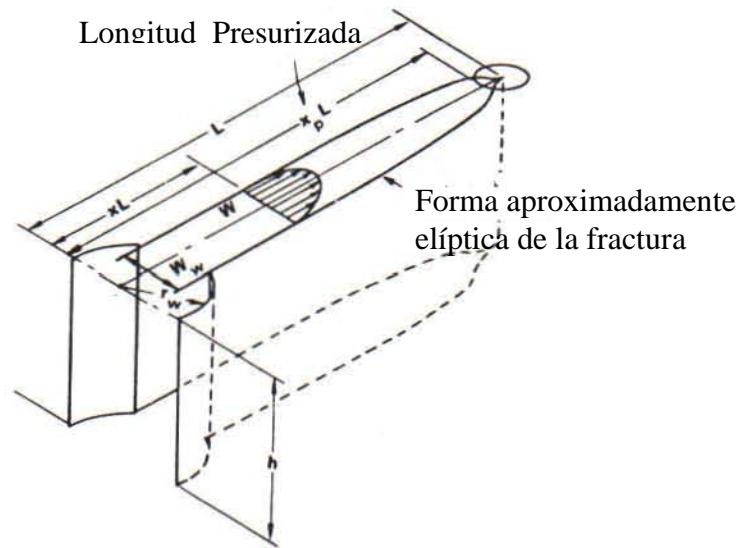


Fig 4.13 Propagación de un fractura lineal.

través de toda su extensión en la formación. La suposición usada frecuentemente es que la fractura vertical es relativamente larga en su altura vertical.

La primera suposición lleva a predecir que la amplitud de la fractura es constante en toda su extensión vertical y aproximadamente elíptica a lo largo de su longitud. La segunda suposición da una aproximación elíptica vertical con paredes paralelas a lo largo de la fractura.

Existen otros modelos que suponen que la amplitud de la fractura no depende de su altura y predicen que la amplitud está controlada únicamente por:

- La longitud de la fractura
- Propiedades elásticas de la formación.
- La presión de propagación (presión media en la fractura generada por el flujo de fluido a lo largo de la fractura).

La exactitud de estos modelos está gobernada principalmente por los cierres de sobrepresión y bajopresión en la fractura. Cuando zonas muy delgadas son fracturadas o cuando la relación longitud / altura de la fractura es grande, estos modelos predecirán la fractura más corta y más amplia de lo que en realidad ocurre en el campo.

Ninguno de los dos modelos más usados pueden siempre describir exactamente lo que ocurre en la práctica. Existen limitaciones porque cada modelo considera que el intervalo es homogéneo e isótropo, y ningún modelo incluye formaciones confinantes en las cuales generalmente termina la fractura. Sin embargo cualquier modelo puede usarse para diseñar tratamientos de fracturamiento.

Para predecir la geometría de la fractura emplearemos el modelo desarrollado por Geertsma y Klerk que permite una predicción razonablemente exacta.

MODELO DE GEERTSMA Y DE KLERK: Estos autores obtuvieron su modelo de geometría de la fractura resolviendo ecuaciones simultáneas que relacionan:

- 1).- La relación de la amplitud en el pozo a la longitud de una de las alas de la fractura.
- 2).- La longitud de la fractura en la formación y propiedades del fluido. Para simplificar la solución de estas ecuaciones, los resultados fueron combinados en la gráfica de la figura 4.14.

Esta gráfica relaciona la amplitud de la fractura adimensional, K_U , con tres parámetros adimensionales, $K_{\eta L}$, K_L , y K_S definidos por las siguientes ecuaciones:

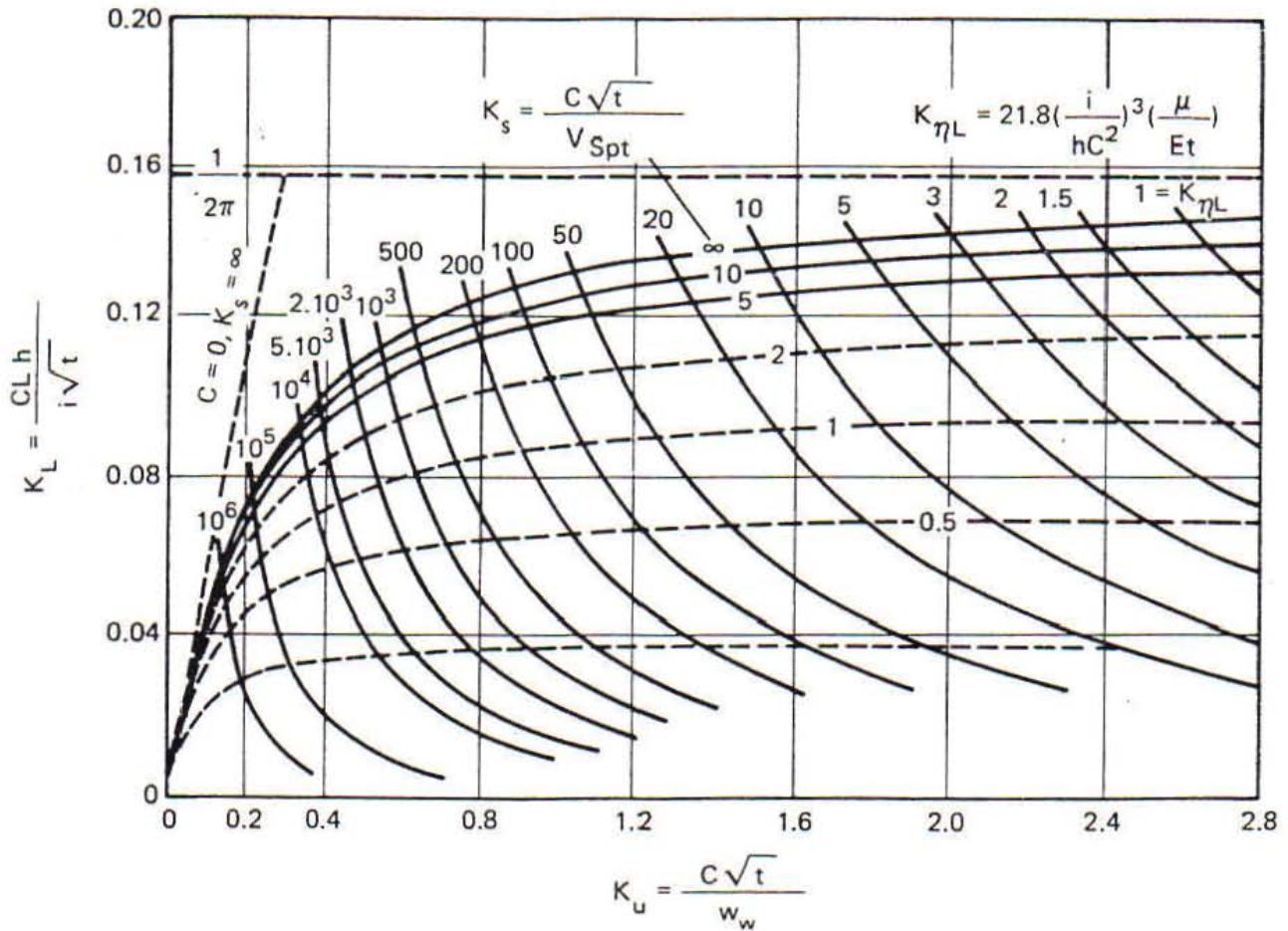


Fig 4.14 Grafica diseñada por Geertsma y de Klerk para una fractura vertical lineal.

$$K_L = \frac{C * L * h}{i * t^{1/2}} \quad \dots(4.10)$$

$$K_U = \frac{C (t)^{1/2}}{W_W} \quad \dots(4.11)$$

$$K_S = \frac{C (t)^{1/2}}{V_{spt}} \quad \dots(4.12)$$

$$K\eta_L = 21.8 (i/hC^2)^3 (\mu/E_t) \quad \dots(4.13)$$

donde :

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 del fluido inyectado.

V_{spt} = volumen a chorro, definido como el volumen de fluido por unidad de área rápidamente perdido en el yacimiento cuando el área de la nueva fractura es creada.

W_W = amplitud de la fractura en el fondo del pozo.

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

EJEMPLO DE CÁLCULO: Efectuar un fracturamiento en una caliza utilizando la gráfica diseñada por Geertsma y Klerk, utilice los siguientes datos:

Propiedades de la formación:

altura de la fractura vertical, [h] 50 [pies]

Módulo de Young, [E] 6.45 E 10⁶ [lb/pg²]

Parámetros de tratamiento:

gasto de inyección, i	10 [bl/min]
viscosidad del fluido, [μ]	60 [cp]
fluido a chorro, [V_{spt}]	0.000935 [$\text{pie}^3/\text{pie}^2$]
coeficiente total de pérdida del fluido en el intervalo, [C]	0.002 [$\text{pie}/\text{min}^{1/2}$]

SOLUCIÓN:

Las dimensiones serán convertidas a unidades consistentes:

sustituyendo:

$$K_s = \frac{C (t)^{1/2}}{V_{spt}} = \left(\frac{0.002 \text{ pies}/(\text{min})^{0.5}}{9.35 \text{ E } 10^{-4} \text{ pies}} \right) * (t \text{ min})^{1/2} = 2.14 \text{ t }^{1/2} \quad \dots(4.14)$$

$$\frac{i}{h} = \frac{10 \text{ bl}/\text{min}}{50 \text{ pies}} * \frac{5.615 \text{ pies}^3}{1 \text{ bl}} = 1.12 \text{ pies}^3/\text{min} \quad \dots(4.15)$$

$$\mu = 60 \text{ cp} * 6.72 \text{ E } 10^{-4} \frac{\text{lb}_m}{(\text{pie} - \text{seg}) \text{ cp}} * \frac{60 \text{ seg}}{\text{min}} = 2.42 \frac{\text{lb}_m}{\text{ft} - \text{min}} \quad \dots(4.16)$$

$$E = 6.45 \text{ E } 10^6 * 4.63 \text{ E } 10^3 \frac{\text{lb}_m}{(\text{pie} - \text{seg}^2) \text{ psi}} * 60^2 \frac{\text{seg}^2}{\text{min}^2}$$

$$E = 1.08 \times 10^{14} \frac{\text{seg}^2}{\text{min}^2} \quad \dots(4.17)$$

$$K\eta_L = 21.8 \left[1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} * \left(\frac{1}{0.002 \text{ pies/min}^{1/2}} \right)^2 \right]^3 * \left[2.42 \frac{\text{lb}_m\text{-pie-min}^2}{(\text{min-ft}) * (1.08 \times 10^{14} \text{ lb}_m)} * \frac{1}{t} \right]$$

$$K\eta_L = \frac{21.8 (2.22 \times 10^{16}) (2.25 \times 10^{-14})}{t} = \frac{1.08 \times 10^4}{t} \quad \dots(4.18)$$

donde t está en min.

Rearreglando las ecuaciones 4.10 y 4.11, la longitud de la fractura y la amplitud en el fondo del pozo y relacionadolas con K_L y K_U quedan finalmente las ecuaciones 4.19 y 4.20, las cuales finalmente utilizaremos para calcular la la longitud y la amplitud de la fractura respectivamente.

$$L = K_L * \left(\frac{i * t^{1/2}}{h * C} \right)$$

Sustituyendo i, h y C, obtenemos lo siguiente:

$$L = \left[1.12 \frac{\text{pies}^2}{\text{min}} * \frac{1}{0.002 \text{ pies/min}^{1/2}} * K_L * t^{1/2} \right]$$

$$L = 560 K_L * t^{1/2} \quad \dots(4.19)$$

donde L está en pies.

Despejando de la ecuación (4.11) :

$$W_w = \frac{C t^{1/2}}{K_U}$$

$$W_w = 12 \frac{\text{pg}}{\text{pie}} * \left(0.002 \frac{\text{ft}}{\text{min}^{1/2}} \right) * \frac{t^{1/2}}{K_U}$$

$$W_w = 0.024 \frac{t^{1/2}}{K_U} \quad \dots(4.20)$$

donde W_w está en pulgadas

La geometría de la fractura como una función del tiempo se obtiene utilizando el siguiente procedimiento:

- 1).- Sustituyendo el tiempo de interés en las ecuaciones 4.6 y 4.7
- 2).- Entrando a la figura 4.14 (pág 63) para calcular los valores de K_S y K_{η_L}
- 3).- Leer los valores de K_U y K_{η_L} .
- 4).- Calcular la longitud y la amplitud de la fractura con las ecuaciones 4.19 y 4.20, Los cálculos son resumidos a continuación para tiempos de 15, 30, 45 y 60 minutos:

tiempo [min]	K_S [pies]	K_{η_L}	K_L	K_U	Longitud [pies]	Amplitud [pg]	Amplitud promedio [pg]*
15	8.29	720	0.108	0.58	235	0.16	0.13
30	11.72	360	0.116	0.70	357	0.19	0.15
45	14.35	240	0.120	0.75	453	0.21	0.17
60	16.58	180	0.123	0.81	536	0.23	0.18

* Información confidencial proporcionada por L.E Goodman de la Universidad de Minnesota

Tabla 4.2 Geometría de la Fractura.

La longitud y la amplitud de la fractura predecida puede ser graficada contra el tiempo en papel logarítmico para obtener la predicción de la continuidad de la geometría.

DISTANCIA DE PENETRACIÓN DEL ÁCIDO. La distancia que se mueve el ácido reactivo a lo largo de la fractura durante el tratamiento (llamada distancia de penetración del ácido) es una de las variables que determina el éxito o fracaso del tratamiento.

La distancia está controlada por las características del ácido, la pérdida de fluido, la velocidad de reacción del ácido con la formación, y el gasto del ácido que circula a lo largo de la fractura. La velocidad de reacción en la mayoría de los carbonatos está controlada por la velocidad con que el ácido es transferido a las paredes de la fractura y no por las reacciones superficiales cinéticas. El gasto de ácido que es transferido a la pared de la fractura está controlado por la distancia que el ácido debe moverse para alcanzar la pared, (que es la amplitud), y por el gasto de ácido que circula en la pared, porque la pérdida de fluido hacia la formación y cualquier mezcla puede ocurrir en la fractura, a bajos gastos, el flujo es laminar y la transferencia del ácido a la fractura está influenciada por el flujo

secundario inducido por los cambios de densidad resultantes de la reacción. A velocidades de flujo más altas, el flujo llega a ser turbulento y la velocidad de ácido transferido aumentará conforme aumente el gasto de inyección.

Los modelos más representativos para predecir hidráulicamente la distancia de penetración del ácido a lo largo de la fractura son los desarrollados por Roberts y Guin, Nierode y Williams, Nierode, Whitsitt y Van Domselaar. Todos estos modelos consideran los efectos de cinética superficial, flujo a lo largo de la fractura y el fluido perdido a través de la fractura en el proceso de reacción del ácido. Solo el modelo propuesto por Roberts y Guin permiten incluir directamente una expresión de cinética superficial determinada para un tipo de formación de interés.

La aproximación propuesta por Roberts y Guin es para flujo altamente turbulento donde se espera que la velocidad de transferencia de masa a la superficie de la fractura pueda ser estudiada separadamente a partir de la reacción cinética. Como se esperaba en muchas circunstancias de campo, si el flujo no es altamente turbulento, la convección natural (ocurre porque la densidad de los productos exceden a la pared del ácido) puede controlar la transferencia del ácido a la pared de la fractura. En esta condición, contrariamente surge que el mecanismo de transferencia puede ser estudiado independientemente de la cinética, porque la velocidad de convección está en función de la velocidad de reacción. Los estudios en los cuales el coeficiente efectivo de mezclado es medido junto con la reacción química usando un sistema fracturado orientado adecuadamente, son probablemente los más reales y proporcionan una velocidad de salida anticipada con un modelo adecuado de laboratorio.

A continuación se describe el modelo de Nierode y Williams, porque nos explica en forma clara como determinar la distancia de penetración del ácido a lo largo de la fractura.

MODELO DE NIERODE Y WILLIAMS. En su estudio de fracturamiento por ácido, Nierode y Williams determinaron una expresión de la velocidad de reacción para la reacción del ácido clorhídrico en una superficie de caliza. El modelo resultante de la velocidad de reacción muestra que para condiciones típicas de campo en formaciones de caliza, la reacción del ácido ocurre en la superficie de la roca. La concentración del ácido cerca de la superficie de la roca es bastante pequeña y por lo tanto puede ser supuesta igual a cero. Esta conclusión no es válida para todos los carbonatos. Por ejemplo la reacción del ácido con una dolomita está generalmente limitada por la velocidad de reacción y por la difusión.

Para predecir la reacción del ácido durante el flujo a lo largo de una fractura, Nierode y Williams emplearon una solución dada por Terrill para problemas análogos a la transferencia de calor. Van Domselaar derivó una solución comparable a este problema y obtuvo resultados idénticos cuando uso los mismos datos de entrada. La solución de Nierode y Williams incorpora las siguiente suposiciones:

- 1).- El flujo es laminar e incompresibles a lo largo de la fractura.
- 2).- La viscosidad del ácido es constante mientras los productos de reacción se muevan a lo largo de la fractura.
- 3).- La velocidad de reacción en la superficie de la roca es infinita; eso es debido a que la concentración del ácido en la superficie es cero.
- 4).- La velocidad de pérdida de fluido es constante de la fractura hacia la formación

Para simplificar la solución, ésta es presentada en forma gráfica en la figura 4.5(pag100). Esta figura permite determinar la concentración media c , que es obtenida en unión de tres grupos adimensionales, N_{re}^* , N_{re} , N_{pe}^* . Estos grupos se definen como sigue:

$$N_{re}^* = \frac{2 * w * V_N * \rho}{\mu}, \quad \text{número de Reynolds para pérdida de fluido} \quad \dots(4.21)$$

$$N_{re} = \frac{2 * w * V_A * \rho}{\mu}, \quad \text{número de Reynolds para flujo a lo largo de fractura.} \quad \dots(4.22)$$

$$N_{pe}^* = \frac{w * V_N}{2 De}, \quad \text{número de Peclet para pérdida de fluido} \quad \dots(4.23)$$

La velocidad de reacción del ácido se obtiene en el laboratorio utilizando el reactor de placas paralelas veamos un ejemplo:

Se tiene HCl a una concentración del 15 %, la velocidad del promedio de flujo del ácido entre dos placas paralelas de caliza es de 0.2 pg/seg, la longitud de la placa es de 3 pies, si a la salida el ácido queda a un concentración del 13 %,asumiendo una reacción de primer orden para simplificar el ejemplo.

- a) ¿cuál es gasto de reacción constante?.
- b) ¿cuál es la distancia de penetración del acido?.

$$\bar{w} = 0.2 \text{ pg} = 0.508 \text{ cm.}$$

$$\bar{v}_A = 0.2 \text{ pg/seg} = 0.508 \text{ cm/seg}$$

$$L = 3 \text{ pies} = 91.44 \text{ cm.}$$

$$D = 5.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg} \text{ (de la figura 4.15 a } 100 \text{ }^\circ\text{F).}$$

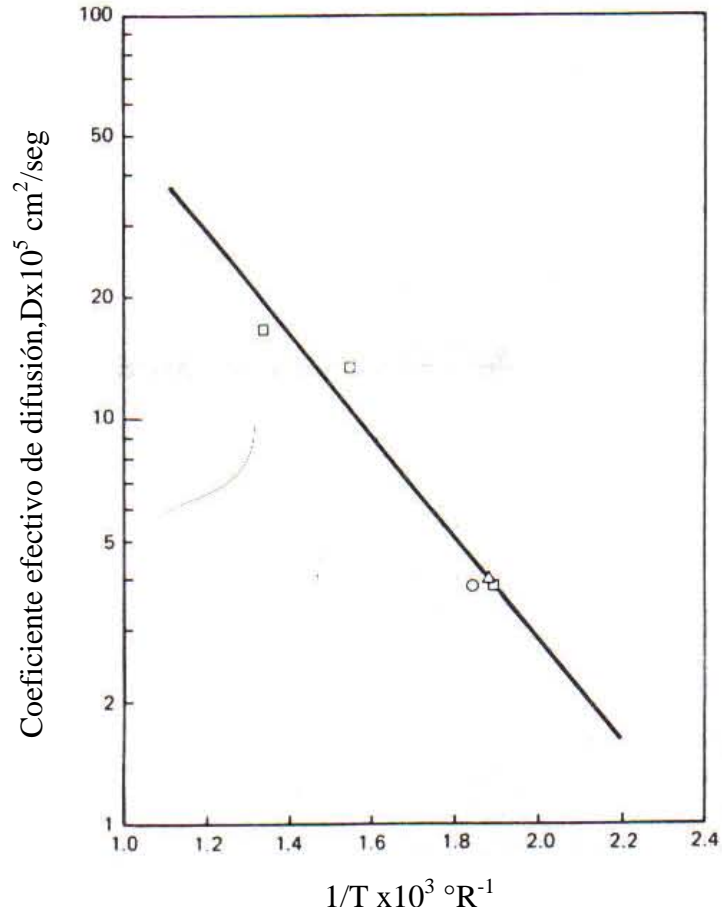


Fig 4.15 Difusividad efectiva para 1.4 N HCl

Primero calculamos la conversión Rf^* y la longitud adimensional del reactor L_{FD}

$$Rf^* = \frac{1 - 13\%}{15\%} = 0.133$$

$$L_{FD} = \frac{8DL}{3\bar{V}_a \bar{w}^2} = \frac{(8)(5.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg})(91.44 \text{ cm})}{(3)(0.508 \text{ cm}/\text{seg})(0.508 \text{ cm})^2} = 0.098$$

localizando este punto dentro de la figura 4.16 observamos que se encuentra entre las curvas de $Pf = 5.0$ y $Pf = 3.0$

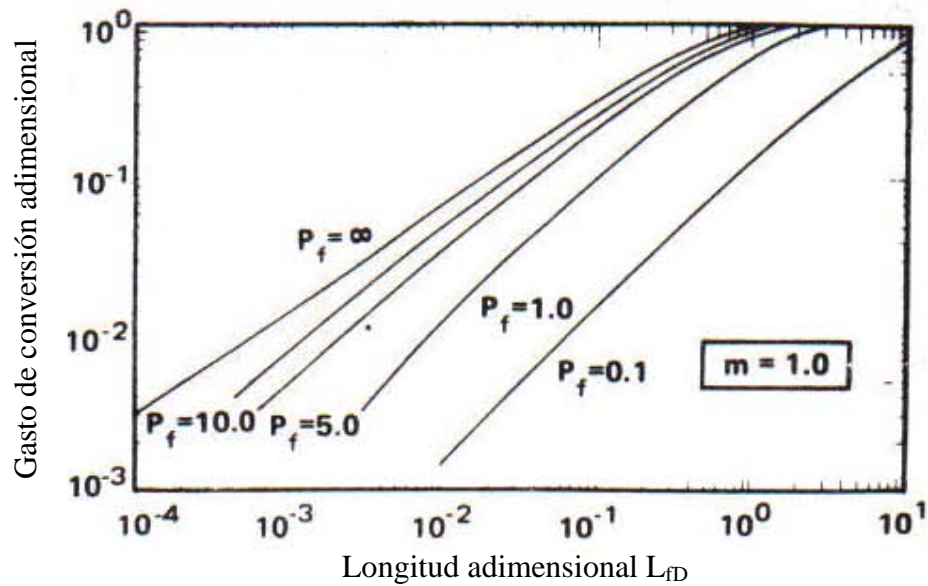


Fig 4.16 Reacción superficial de primer orden en placas paralelas.

$$\text{sabemos que } \xi f = \frac{2DP_f}{w} = \frac{(2)(5.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg})(3.0)}{0.508 \text{ cm}}$$

$$\xi f = 6.02 \times 10^{-4} \text{ cm/seg.}$$

El gasto de reacción es valido para este experimento en particular asumiendo que el gasto es para una concentración de ácido de primer orden se tiene:

$$\gamma_{\text{HCl}} = -(6.02 \times 10^{-4} \text{ cm/seg}) c_{\text{HCl}} \quad \dots(4.24)$$

b) calcular la distancia de penetración del ácido en un agujero circular de 0.1 cm de radio después de haber reaccionado en un 95% asumiendo el modelo cinético obtenido en el inciso (a), sabiendo que la velocidad promedio es de 0.1 cm/seg.

La reacción fue asumida de primer orden por lo que utilizando la figura 4.17, calculamos P_c y R_c^* .

$$P_c = \frac{(a)(\xi f)}{D} = \frac{(0.1 \text{ cm})(6.02 \times 10^{-4} \text{ cm/seg})}{5.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg}} = 1.18 \quad \dots(4.25)$$

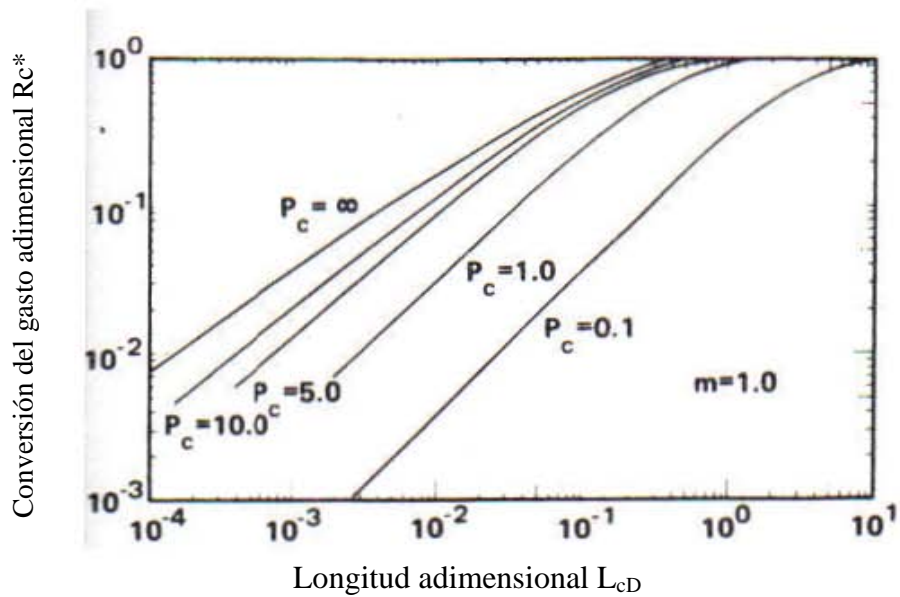


Fig 4.17 Reacción en la superficie circular del poro.

Si el ácido a reaccionado en un 95% entonces:

$$R_c^* = 1 - 0.05 = 0.95$$

Usando la figura 4.19 obtenemos $L_{CD}^* = 1.2$, resolviendo para L :

$$L = \frac{2 \bar{v}_{AA} L_{CD}^*}{D} = \frac{(2)(0.1 \text{ cm/seg})(0.1 \text{ cm})2(1.2)}{5.1 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg}} = 47 \text{ cm}$$

Ejemplo de cálculo del diseño de un tratamiento:

Para ilustrar el procedimiento de predicción de la distancia de penetración del ácido, un ejemplo de diseño de cálculo es mostrado a continuación para un pozo terminado en una formación de caliza a 7500 pies. Esta formación tiene una conductividad K_{hn} de 25mD-pie, con un espesor neto h_n, de 50 pies. El pozo produce un aceite que a temperatura de yacimiento (200°F) tiene una viscosidad de 0.5 cp.

Otras propiedades del yacimiento se muestran a continuación:

Tipo de Formación: Caliza

Profundidad

7500 pies

Conductividad Khn	25 mD
Espesor de la formación	50 pies
Gradiente de fractura	0.7 lb/pg ² /pie
Permeabilidad	0.5 mD
Porosidad	0.10
Módulo de Young	6.45x10 ⁶ lb/pg ²
Relación de Poisson	0.25
- Propiedades de los fluidos:	
Viscosidad	0.5 cp
Densidad	52 lb/pie ³
Compresibilidad	0.0001 (lb/pg ²) ⁻¹
Temperatura del yacimiento	200 °F
Presión del yacimiento	2500 lb/pg ²
Espaciamiento del pozo	40 acres
Radio del pozo	0.5 pies

El tratamiento se diseña usando un fluido viscoso ficticio A como precolchón. Supondremos que este fluido es viscoso a condiciones de yacimiento (cerca de 60 cp a una velocidad de corte obtenida durante el flujo a lo largo de la fractura) y puede ser bombeado a través de las tuberías del pozo a 10 bl/min sin exceder la presión superficial permitida de 5000 lb/pg². El fluido A contiene un aditivo de control de pérdida de fluido a una concentración de 20 lb/1000 gal para reducir el gasto de fluido perdido a la formación. Además supondremos que la concentración del ácido clorhídrico es del 15% y que contiene 50 lb de polímero poliacrilamido por cada 1000 gal de ácido para efectuar el tratamiento. Supondremos también que el ácido puede ser bombeado a un gasto máximo de 10 bl/min. Pruebas del laboratorio muestran que para temperaturas del ácido esperadas y velocidades de corte de la fractura, la viscosidad promedio es de 1.2 cp. Las pruebas también muestran que la viscosidad del ácido totalmente reaccionado fluye, en la formación a 1.7 cp. Otras propiedades del fluido se resumen a continuación.

- Precolchón fluido A:

Gasto de inyección	10 bl/min
Temperatura a la cual el fluido entra a la fractura	150 °F
Viscosidad promedio durante el flujo a través de la fractura	60 cp
Pérdida de fluido	20 lb/100 gal
Volumen inicial, Vspt	0.07 gal/pie ²
Coefficiente de pérdida	0.002 pie/min ^{1/2}

- Ácido:

Gasto de inyección	10 bl/min
Viscosidad promedio durante el flujo a través de la fractura (HCl al 15% (conteniendo 50 lb de poliacrilamida /1000 gal) y a 175°F)	1.2 cp
Viscosidad del ácido de reacción a 200 °F	1.7 cp
Densidad del ácido (HCl al 15%) (contenido de poliacrilámida /1000 gal)	71.1 lb/pie ³

- Características de la pérdida de fluido.

Volumen a chorro Vspt	0.07 gal/pie ²
-----------------------	---------------------------

- Coeficiente de Pérdida de Fluido

C1, Sin aditivo de pérdida de fluido	0.007 (pie/min ^{1/2})
C2, Con aditivo de pérdida de fluido	0.002 (pie/min ^{1/2})

Los resultados para este tratamiento de caliza se muestran resumidos en la tabla (4.3).

Tiempo (min)	Volumen de fluido inyectado (bls)	Amplitud promedio fractura (pg)		Longitud fractura * (ft)		Volumen ** de fractura (ft ³)	
		Colchón fluido	ácido solo	Colchón fluido	ácido solo	Colchón fluido	ácido solo
15	150	0.13	0.02	235	94	255	16
30	300	0.15	0.02	357	133	446	22
45	450	0.17	0.03	453	163	642	41
60	600	0.18	0.04	536	189	804	63

* Longitud de un extremo de una fractura vertical.

** Volumen de ambos lados de la fractura.

Tabla 4.3 Geometría de la fractura (ejemplo para una formación de caliza).

Los resultados obtenidos en la tabla 4.3 se obtuvieron :

Volumen de fluido inyectado para cada caso se obtiene multiplicando el tiempo correspondiente por el gasto de 10 bls/min.

Los valores de la amplitud y la longitud de la fractura para el colchón y el ácido se obtuvieron en el laboratorio utilizando el modelo de Geertsma y Klerk y fueron datos confidenciales proporcionada por L.E Goodman de la Universidad de Minnesota.

El volumen del colchón y del ácido se calcula de la siguiente forma;

Para el primer tiempo de 15 min :

$$V_{\text{colchón}} = 0.13 \text{ pg } \frac{(1 \text{ pie})}{12\text{pg}} \times 235 \text{ pies} \times 100 \text{ pies} \cong 235 \text{ pies}^3$$

$$V_{\text{ácido}} = 0.02 \text{ pg } \frac{(1 \text{ pie})}{12\text{pg}} \times 94 \text{ pies} \times 100 \text{ pies} \cong 16 \text{ pies}^3$$

IV.2.3.1 PREDICCIÓN DE LA GEOMETRÍA DINÁMICA DE LA FRACTURA. Los resultados de los cálculos hechos para el precolchón y para los ácidos sin aditivo de pérdida de fluido para predecir la geometría de la fractura originada por el precolchón se muestran en la tabla 4.3. El método ilustrado es el mostrado en las secciones anteriores. El volumen de fluido inyectado, la amplitud promedio de la fractura y el volumen total de la fractura se incluyen en la misma tabla 4.1.

IV.2.3.2 PREDICCIÓN DE LA DISTANCIA DE REACCIÓN DEL ÁCIDO. Los resultados de cada paso para calcular la distancia de penetración del ácido a lo largo de la fractura donde $c/co = 0.1$ se muestran en la tabla 4.5 para un HCl al 15% bombeado a 10 bl/min y para diferentes volúmenes de precolchón. Este cálculo involucra el uso del método desarrollado por Nierode y Williams, el cual describe a continuación:

Paso 1: Calcule la velocidad promedio del fluido perdido a lo largo de la fractura en cada tiempo de interés usando la siguiente ecuación:

$$\bar{V}_N = \frac{\pi * C}{2 * t^{1/2}} \quad \dots(4.26)$$

$$\bar{V}_N = \frac{\pi * 0.002 \text{ pies/min}^{1/2}}{2 * (15 \text{ min})^{1/2}} = 8.1 \times 10^{-4} = 0.00081 \text{ pie/min}$$

Se supone que el coeficiente de pérdida de fluido es igual al de el precolchón, luego entonces se obtiene que es de $0.002 \text{ pies/min}^{1/2}$, a continuación se estima la distancia máxima esperada de penetración del ácido, y el coeficiente de pérdida de fluido esperado que es de $0.007 \text{ pies/min}^{1/2}$. Estimar la distancia de penetración del ácido si no se usa un aditivo efectivo de pérdida de fluido. Los coeficientes de pérdida de fluido usados aquí son los mismos que se usaron en el tratamiento de la formación de caliza, obtenidos de las pruebas de pérdida de fluido. Los resultados de este ejemplo se muestran en la tabla 4.5

Paso 2: Calcule el Número de Reynolds para el ácido que fluye en la fractura, usando la siguiente ecuación:

$$\text{Nre} = \frac{2\rho\bar{V}_A^\circ Ww}{\mu} \quad \dots(4.27)$$

Nótese que la velocidad de flujo en un solo lado es:

$$V_A^\circ = \frac{i}{2 \text{ hg}Ww}$$

sustituyendo v_A° en la ecuación 4.11 Reynolds puede ser escrito como:

$$Nre = \frac{\rho i}{\mu hg} \tag{4.28}$$

Para este ejemplo el número de Reynolds es:

$$Nre = \frac{(71.1 \text{ lb}) (10 \text{ bl/min} * 5.614 \text{ pie}^3)}{\text{pie}^3} = 1633$$

$$Nre = \frac{1 \text{ bl}}{1.2 \text{ cp} * 0.04 \frac{\text{lb-ft-min}}{1 \text{ cp}} * (50 \text{ pies})} = 1633$$

Paso 3: Leer el coeficiente efectivo de mezclado para el número de Reynolds determinado en el paso 2 de la figura 4.14.

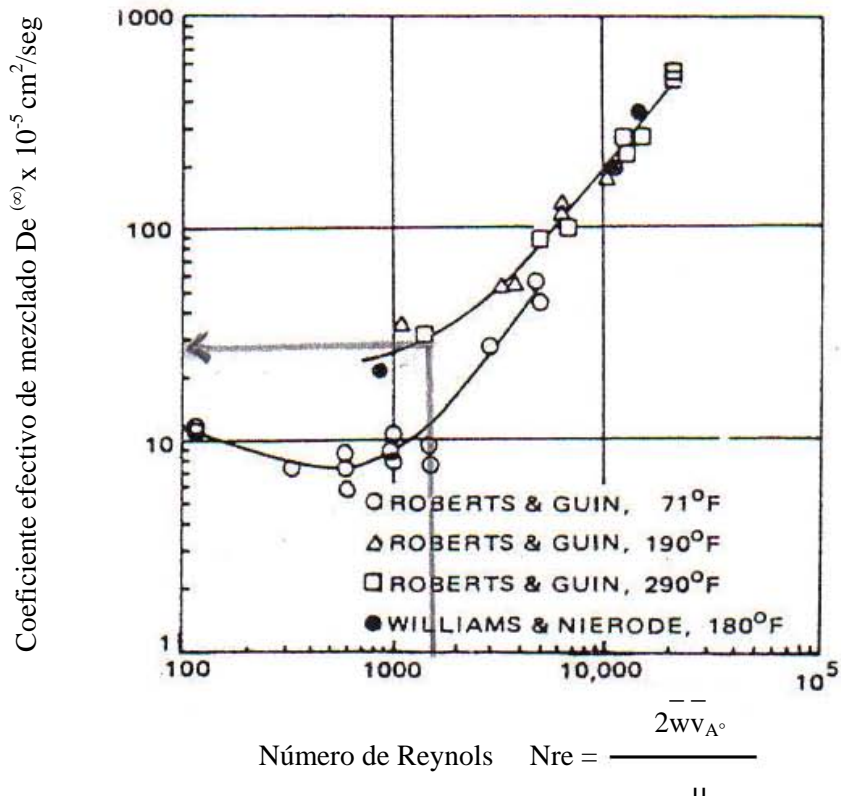


Fig 4.18 Coeficiente efectivo de mezclado.

Para este ejemplo:

$$De^{(\infty)} = 28 * 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg} = 2.8 * 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

$$De^{(\infty)} = \frac{2.8 * 10^{-4} \text{ cm}^2}{\text{seg}} * \frac{\text{pie}^2}{(30.48 \text{ cm}^2)} * \frac{60 \text{ seg}}{\text{min}}$$

$$De^{(\infty)} = 1.8 * 10^{-5} \text{ pie}^2/\text{min}$$

Paso 4: Calcular el número de Peclet para la pérdida de fluido usando la ecuación siguiente:

$$N_{pe}^* = \frac{\bar{w} * \bar{V}_N}{2 * De^{(\infty)}} \quad \dots(4.29)$$

El valor inicial se calcula como sigue:

$$N_{pe}^* = \frac{(0.13 \text{ pg}/12 \text{ pg/pie}) * (0.00081 \text{ pie}/\text{min})}{2 * (1.8 * 10^{-5} \text{ pie}^2/\text{min})} = 0.24$$

Resultados de este cálculo se ve en la tabla 4.4

Paso 5: Leer los valores para calcular la distancia de penetración adimensional L_{aD} usamos la figura 4.19

Para el valor de $N_{pe}^* = 0.24$, teniendo además como dato una concentración de ácido de $c/c_0 = 0.10$ se lee un valor de $L_{aD} = 0.27$

Paso 6: Calcular la distancia de penetración del ácido, xL , a partir de la distancia adimensional usando la siguiente ecuación:

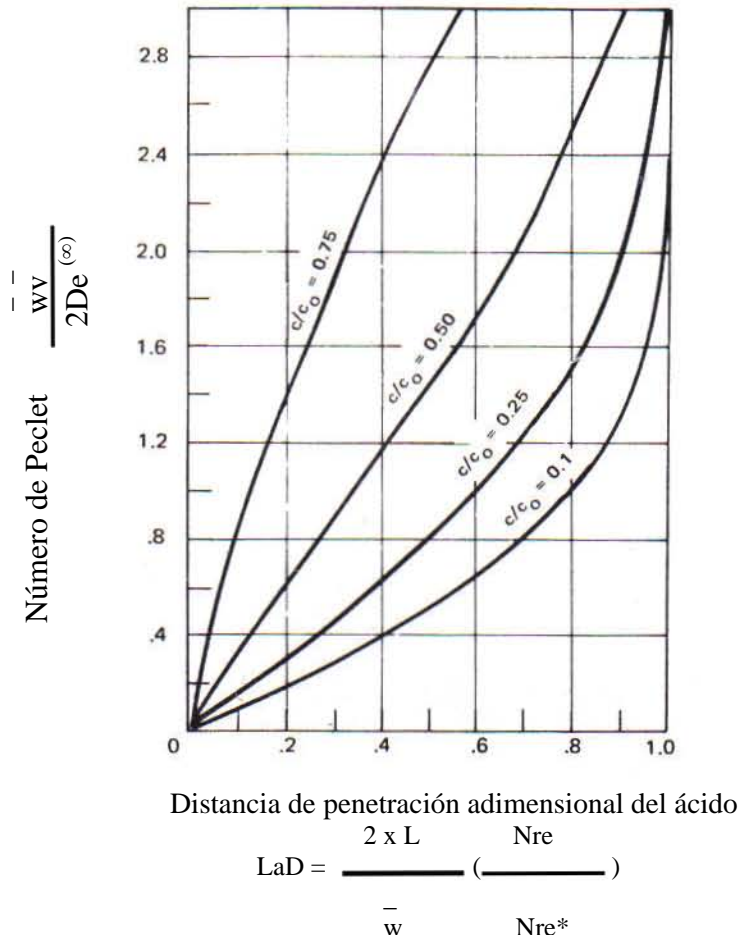


Fig 4.19 Distancia de Penetración del ácido a lo largo de la Fractura.

$$La_D = \frac{2xL}{\bar{w}} \left[\frac{Nre^*}{Nre} \right] \quad \dots(4.30)$$

despejando xL:

$$xL = \frac{\bar{w} La_D}{2} \left[\frac{Nre}{Nre^*} \right] \quad \dots(4.31)$$

Antes de hacer este cálculo es necesario conocer los valores del número de Reynolds para la pérdida de fluido: La definición de Nre* es:

$$Nre^* = \frac{2 w Vn \rho}{\mu} \quad \dots(4.32)$$

Los valores calculados se muestran en la tabla (4.5)

Sustituyendo datos:

$$Nre^* = \frac{2(0.13 \text{ pg}/12 \text{ pg/pie} (0.00081 \text{ pie}/\text{min}) (71.1 \text{ lb}/\text{pie}^3))}{1.7 \text{ cp} (0.04 \text{ (lb}/\text{pie}\cdot\text{min})/\text{cp})} = 0.018$$

Finalmente calculamos la distancia de penetración del ácido usando la ecuación 4.15. Los valores calculados se tienen en la tabla 4.5, el valor inicial se obtiene como se muestra a continuación:

$$xL = \frac{0.13 \text{ pg} (0.27) (1633)}{2(12 \text{ pg}/\text{pie}) (0.018)}$$

$$xL = 135 \text{ pies}$$

Los resultados de los cálculos de la penetración del ácido se resumen en la tabla 4.4 y son comparados con la longitud de la fractura. Se incluyen en esta tabla las distancias de penetración máximas y mínimas para el HCl al 15% bombeado a 10 (bl/min). Las distancias de penetración son listadas para volúmenes de precolchón de 150,300,450 y 600 bls.

Volumen Inyectado (bls)	Longitud de fractura (pies) Colchón fluido	ácido solo	Distancia de penetración del ácido (pies)	
			minima perdida fluido	máxima perdida fluido
150	235	94	135	18
300	357	133	145	20
450	453	163	160	30
600	536	189	192	37

Tabla 4.4 Resumen del cálculo de la distancia de penetración del ácido ($c/c_0 = 0.1$)
(ejemplo para una formación de caliza)

Tiempo (min)	Velocidad promedio pérdida de fluido (pies/min)		Número de Peclet NPe		Distancia de penetración del ácido Adimensional LaD	
	Mínima	Máxima	Mínima Pérdida Fluido	Máxima Pérdida Fluido	Mínima Pérdida Fluido	Máxima Pérdida Fluido
15	0.00081	0.0028	0.24	0.13	0.27	0.13
30	0.00057	0.0020	0.20	0.092	0.21	0.10
45	0.00047	0.0016	0.18	0.11	0.19	0.12
60	0.00041	0.0014	0.17	0.13	0.16	0.13

Tiempo (min)	Número de Reynolds Nre *		Distancia de penetración del ácido XL (pies)	
	Mínima Pérdida Fluido	Máxima pérdida fluido	Mínima pérdida fluido	Máxima pérdida fluido
15	0.018	0.0098	135	18
30	0.015	0.0070	145	20
45	0.014	0.0084	160	30
60	0.012	0.0098	192	37

Tabla 4.5 Resumen del cálculo de la distancia de penetración ($c/c_0 = 0.1$)
(ejemplo para una formación de caliza).

IV.3. PREDICCIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA Y RELACIÓN DE ESTIMULACIÓN. Después de predecir la distancia de penetración del ácido para los fluidos de interés, completar el diseño como sigue:

- 1) Predecir la conductividad de la fractura esperada a partir del volumen de ácido que se use. Si la conductividad es baja, especificar el volumen de ácido suficiente para crear una conductividad adecuada.
- 2) Predecir la estimulación para cada combinación de precolchón y ácido considerados.

- 3) Seleccionar el tratamiento más económico (que es el tratamiento que mejor satisfaga la pauta establecida para proyectos de estimulación y reparación de pozos).

IV.3.1 PREDICCIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA. EL modelo descrito por Nierode y Kruck lo usaremos predecir la conductividad de la fractura resultante de la reacción con el ácido. Para usar este modelo, la longitud de la fractura en contacto con el ácido (x_L), el volumen de ácido inyectado (i_t), el poder de disolución de ácido (X) y el esfuerzo de incrustamiento (S_{RE}) deben ser conocidos. La conductividad teórica de la fractura (suponiendo una reacción uniforme y sin ningún cierre de fractura) se estima usando, la ecuación 4.33 y para conductividad esperada se utiliza la ecuación 4.34.

$$Wk_{fi} = 9.36 * 10^{13} (w_a / 12)^3 \quad \dots(4.33)$$

Donde:

$$w_a = \frac{x * i * t}{2 * x_L * h_g * (1 - \emptyset)}, \quad \text{con parámetros definidos para } w_a \text{ en (pg) y } w_{kfi} \text{ en (mD-pg)}$$

\emptyset = porosidad

$$w_{kf} = C1 \exp(-C2 * \sigma) \quad \dots(4.34)$$

donde:

$$C1 = 0.265 (w_{kfi})^{0.822}$$

$$C2 = (19.9 - 1.3 \ln S_{RE}) * 10^{-3} \quad \text{para } 0 < S_{RE} < 20,000 \text{ psi}$$

Y

$$C2 = (3.8 - 0.28 \ln S_{RE}) * 10^{-3} \quad \text{para } 20,000 < S_{RE} < 500,000 \text{ psi}$$

σ = Esfuerzo de cierre = (gradiente de la fractura * profundidad) - presión de fondo fluyendo.

$$\sigma = (g_f * Prof) - P_{wf}$$

Un paso importante es calcular el volumen de ácido que se va a utilizar. Basándose en la experiencia, se recomienda un volumen de ácido de 1.5 veces del volumen de la fractura contenido en el pozo si se usa HCl al 28%.

$$V_f = i \cdot t = 2 \cdot L \cdot h_g \cdot \bar{w} \quad \dots(4.35)$$

Si se usa HCl al 15%, se recomienda usar un volumen de ácido de al menos tres veces el volumen de la fractura. Cuando un aditivo efectivo de pérdida de fluido se usa en el ácido se debe emplear un volumen mayor de ácido para obtener una conductividad adecuada y maximizar la estimulación.

Después de colocar el volumen de ácido y predecir la conductividad de la fractura, debemos determinar la relación de estimulación a partir de la figura 4.20.

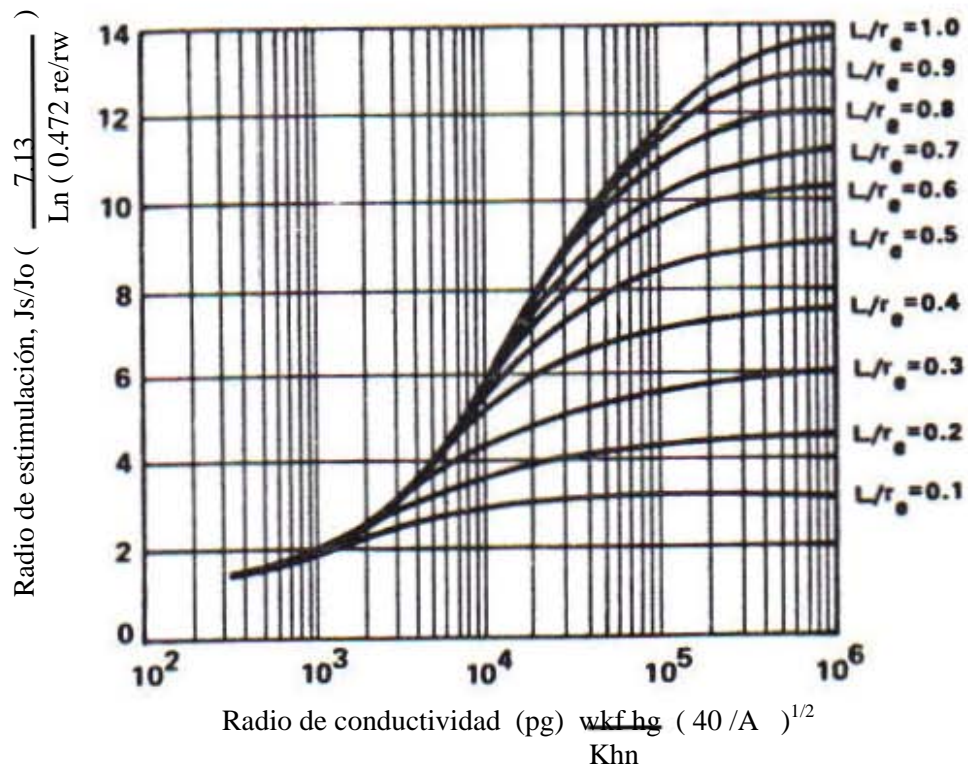


Fig. 4.20 Radio de estimulación para la fractura vertical.

Continuando con el ejemplo para el cálculo de la conductividad de la fractura y la relación de estimulación, el ejemplo del diseño previamente discutido continúa. Los valores de los parámetros necesarios para calcular la conductividad son obtenidos como sigue:

La distancia de penetración del ácido, xL está tabulada en la tabla 4.4

El poder de disolución del ácido se obtiene de la tabla 3.3, pag28

$$X^+(15\%) = 0.082 = \frac{\text{pie}^3 \text{ de roca disuelta}}{\text{pie}^3 \text{ de ácido inyectado}}$$

El volumen de ácido inyectado es $V = i \cdot t$.

- Calcular el volumen de ácido mínimo recomendado para cada caso. En este ejemplo, el volumen de ácido es de 3 veces el volumen de la fractura que está en contacto con el precolchón y se emplea en todos los diseños. Esta selección fue hecha para indicar el efecto del volumen de ácido por unidad de longitud de la fractura sobre la conductividad de la fractura.

El volumen de ácido mínimo para el primer dato de la tabla 4.4 se calcula como sigue:

$$V(15\%) = 3V_f = 3 * \frac{[2(135 \text{ pie}) (50 \text{ pie}) (0.13 \text{ pg})]}{12 \text{ pg}} \\ \text{pie}$$

$$V(15\%) = 438 \text{ pies}^3 = 78.2 \text{ (bl)}$$

- El esfuerzo de incrustamiento en la roca. Normalmente se determina de condiciones de núcleos de las formaciones. El esfuerzo de incrustamiento de la roca no se dió como dato para el ejemplo, así que usaremos un valor típico de 50,000 psi, (Los rangos de valores en calizas varían desde 20,000 hasta 200,000 psia)

- Esfuerzo de Cierre: Es igual al gradiente de fractura por la profundidad de la formación menos la presión de fondo fluyendo. Para este ejemplo suponemos que la presión de fondo es de 1500 psi, por lo que el esfuerzo de cierre es:

$$\sigma = (0.7 \text{ psi/pie} * 7500 \text{ pie}) - 1500 \text{ psi} = 3750 \text{ (psi)}.$$

A continuación calculamos la amplitud de la fractura usando la ecuación 4.33 siguiendo los siguientes pasos:

Paso 1. Calcular la amplitud de la fractura w_a :

$$w_a = \frac{X \cdot i \cdot t}{2 \cdot x_L \cdot h_g \cdot (1 - \phi)}$$

$$w_a = \frac{\frac{(0.082 \text{ pie}^3 \text{ roca})}{\text{pie}^3 \text{ ácido}} * (i * t) \text{ pie}^3}{2 * xL (\text{pie})(50\text{pie})(1-0.1)}$$

$$w_a = \frac{0.00091 * i * t}{xL} \quad (\text{pie})$$

Los valores para $i * t$ se obtienen de la columna 2 tabla 4.6 y para xL de la columna 5 tabla 4.5. Para el primer dato de la columna 3 tabla 4.7, el cálculo para w_a es:

$$w_a = \frac{0.00091 (428)}{135} = 0.0030 \text{ (pies)}$$

Paso 2. Se calcula la conductividad ideal usando la ecuación 4.33 y para el primer dato se obtiene:

$$W_{kfi} = 9.36 * 10^{13} (0.0030)^3 = 2.50 * 10^6 \text{ (md-pg)}$$

Paso 3. Calcular los coeficientes $C1$ y $C2$ para usarse en la ecuación 4.34 y predecir la conductividad esperada de la fractura. Para el primer dato de la tabla 4.7 el cálculo es:

$$C1 = 0.265 (2.5 * 10^6)^{0.822} = 4.8 * 10^4$$

Para $SRE > 20,000$ (psi):

$$C2 = (3.8 - 0.28 \text{ Ln} (50,000)) 10^{-3} = 7.7 * 10^{-4} = 0.77 * 10^{-3}$$

Paso 4: La conductividad esperada de la fractura se obtiene para los valores calculados $C1$ y $C2$ como se ilustró para el primer valor de la tabla 4.7.

$$W_{kf} = 4.8 * 10^{-4} \exp [-(0.77 * 10^{-3}) (3750 \text{ psi})]$$

$$W_{kf} = 2700 \text{ (mD-pg)}$$

Otros valores están dados en la tabla 4.7

Volumen Colchón (bls)	Amplitud fractura WA (pies)		Conductividad ideal de la fractura Wkft (mD-pg)		
	Volumen Mínima (pies ³)	Mínima Pérdida fluido	Máxima Pérdida fluido	Mínima Pérdida fluido	Máxima Pérdida fluido
150	438 (78.2 bls)	0.0030	0.022	2.5X10 ⁶	1.0X10 ⁹
300	544 (97.0 bls)	0.0034	0.025	3.7X10 ⁶	1.5X10 ⁹
450	680 (121.2 bls)	0.0039	0.021	5.6X10 ⁶	0.87X10 ⁹
600	864 (154 bls)	0.0041	0.021	6.5X10 ⁶	0.87X10 ⁹

volumen colchón (bls)	C 1		Conductividad de fractura Wkf(mD-pg)	
	Mínima Pérdida fluido	Máxima Pérdida fluido	Mínima Pérdida fluido	Máxima Pérdida fluido
150	4.8X10 ⁴	6.6X10 ⁶	2,700	370,000
300	6.6X10 ⁴	9.2X10 ⁶	3,700	510,000
450	9.3X10 ⁴	5.9X10 ⁶	5,200	330,000
600	10.6X10 ⁴	5.9X10 ⁶	5,900	330,000

Tabla 4.7 Resumen de los cálculos de la conductividad de una fractura (ejemplo para formación de caliza)

Paso 5. Calcular la relación de la conductividad de la fractura $(w_k f h_g / k_h n)(40/A)^{1/2}$ con el primer dato de la tabla 4.7, tenemos:

$$\frac{w_k f * h_g}{K_h n} \left[\frac{40}{A} \right]^{1/2} = \frac{2700(\text{mD-pg})}{0.5\text{md}} * \frac{50(\text{pies})}{50(\text{pies})} * \left[\frac{40 \text{ acres}}{40 \text{ acres}} \right]^{1/2}$$

$$\frac{W_k f * h_g}{K_h n} \left[\frac{40}{A} \right]^{1/2} = 5400 \text{ pg}$$

En la tabla 4.8 se resumen los resultados del paso (5).

Colchón Volumen (bls)	ácido volumen (bls)	$\frac{Wkfhg}{Kh_n} \sqrt{\frac{40}{A}}$		xL/re		J_s/J_o	
		Mínima pérdida fluido	Máxima pérdida fluido	Mínima pérdida fluido	Máxima pérdida fluido	Mínima pérdida fluido	Máxima pérdida fluido
150	78	5,400	740,000	0.20	0.03	3.2	2.0
300	97	7,400	1,020,000	0.22	0.03	3.6	2.1
450	121	10,400	660,000	0.24	0.05	4.0	2.3
600	154	11,800	660,000	0.29	0.06	4.4	2.5

Tabla 4.8 Resumen del cálculo de la relación de estimulación.

Paso 6. Calcular la longitud de la fractura para el radio de drene, L/re . Para un Espaciamiento de 40 acres, $re = 660$ pies (de la tabla 4.9).

Usando la tabla (4.2):

$$\frac{xL}{re} = \frac{135 \text{ (pies)}}{660 \text{ (pies)}} = 0.20$$

Paso 7. Leer la relación de estimulación de la figura 4.20, para el primer dato:

$$\frac{J_s}{J_o} = 3.2, \text{ para un espaciamiento de 40 acres.}$$

Si el espaciamiento no es de 40 acres, se debe calcular el factor de escalonamiento $(7.13/\ln(0.472*re/rw))$, y dividir por el valor leído para la ordenada de la figura 4.20. Los

valores para este grupo son los tabuladores en la tabla 4.9 para escalonamientos típicos de pozos.

Para situaciones en donde la longitud de la fractura es menor a 1/10 de radio de drene, tales como los casos de máxima pérdida de fluido, la figura 4.20 no debe usarse. Para esos

casos, se utiliza la ecuación 4.36 obtenida por Reynolds y se obtiene un valor aproximado de J_s/J_o .

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{\ln (r_e/r_w)}{\text{Ln} \left[\frac{xL * \pi + w_{kf} * h_g / K_{hn}}{\frac{W_{kf} * h_g}{K_{hn}}} \right] + \text{Ln } r_e/r_w} \quad \dots(4.36)$$

Para el primer valor en el caso de máxima pérdida de fluido, la relación de estimulación se calcula:

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{\text{Ln} (660 \text{ pies} / 0.5 \text{ pies})}{\text{Ln} \left[\frac{(12)(18) * \pi + 370,000}{370,000} \right] + \text{Ln} \left[\frac{660 \text{ pies}}{18 \text{ pies}} \right]}$$

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{7.18}{0.0018+3.6} = 2.0$$

Siguiendo el procedimiento y los cálculos realizados, en la tabla 4.9 se muestra el resumen.

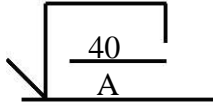
<u>Espaciamento Pozo (acres)</u>	<u>Radio drene, re (pies)</u>		<u>$\frac{7.13}{\ln (0.472 \text{ re}/\text{rw})}$</u>
10	330	2.00	1.11
20	467	1.42	1.05
40	660	1.00	1.00
80	933	0.71	0.95
60	1,320	0.50	0.91
320	1,867	0.35	0.87
640	2,640	0.25	0.84

Tabla 4.9 Medición de parámetros para la figura 4.20

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Podemos concluir que la ecuación 4.36 da aproximaciones para predecir algunos datos de relaciones de estimulación, para bajas relaciones de conductividad de la fractura, es recomendable utilizar la figura 4.20. Los resultados de la investigación son tabulados en la tabla 4.8 y nos ayudan a desarrollar y entender de los factores que limitan la estimulación en los tratamientos de fracturamiento con ácido considerando los siguientes puntos.

1. La relación de estimulación es grande cuando se usa un precolchón seguido de un ácido conteniendo un aditivo efectivo de pérdida de fluido que cuando solo se inyecta ácido. Por ejemplo para $J_s/J_o = 3.2$ se utiliza un precolchón de 150 bls, seguido de 78 bls de ácido con aditivo efectivo de pérdida de fluido; para $J_s/J_o = 2.0$ se utilizan 78 bls de ácido sin aditivo y sin un precolchón.

2. Un mejor tratamiento se obtiene usando un precolchón y un aditivo de pérdida de fluido en el ácido, si más del mínimo volumen (78 bls) de éste se inyecta. Por ejemplo, si después de los 150 bls de precolchón, bastante ácido se inyecta para obtener una relación de conductividad de 740,000, entonces una relación de estimulación de 4.5 se espera obtener (leída de la figura (4.20) para $L/re = 0.2$, $wkf/k = 740,000$). Esto requerirá un volumen de ácido de 584 (bls) o 24528 gal. El volumen requerido de ácido se calcula como sigue:

$$78 \text{ (bls)} * \frac{135 \text{ pies}}{18 \text{ pies}} = 584 \text{ (bls)} = 24524 \text{ (gal)}$$

Este cálculo muestra que es posible optimizar el diseño del tratamiento para maximizar la estimulación al mínimo costo considerando diferentes combinaciones de volúmenes de ácido requerido para obtener máximas estimulaciones que incrementarán las distancias de penetración del ácido.

3. La relación de estimulación variará con el espaciamiento del pozo. El tratamiento con un precolchón de 150 bls y 78 bls de ácido por ejemplo, proporciona los siguientes resultados, si el pozo a ser tratado está terminado en un Espaciamiento de 640 acres:

$$\frac{wkf*hg}{khn} \left[\frac{40}{A} \right]^{1/2} = 5400 (0.25) = 1350 \text{ (pg)}$$

$$\frac{L}{re} = \frac{135 \text{ pies}}{2640 \text{ pies}} = 0.05$$

De la figura 4.20 se estima que $J_s/J_o [7.13/Ln (0.472 re/rw)] = 2.0$, para estos valores de la relación conductividad de la fractura y longitud de fractura adimensional. Nótese que el factor de escalonamiento tiene un valor de 0.84 para un escalonamiento de 640 acres (ver tabla 4.9), la relación de estimulación esperada es:

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{2.0}{0.84} = 2.38$$

4. La relación de estimulación indicada en la tabla 4.8 se considera sólo si el pozo no está dañado y si no se ha estimulado antes del fracturamiento. Si el pozo fue estimulado previamente y aún está produciendo a un gasto de estimulación, J_s/J_o observado será menor al calculado. Para estimar la estimulación a partir de un tratamiento de fracturamiento en un pozo estimulado, dividir el J_s/J_o teórico por la extensión a la cual el pozo fue estimulado al tiempo en que se llevó a cabo el segundo tratamiento.

5. La relación de estimulación calculada aquí es la estabilizada, el estado estacionario incrementa la productividad. Debido a que el alto gasto frecuentemente se ve inmediatamente después de la estimulación, los datos de producción a usarse en la evaluación de tratamientos económicos se tomarán después de que la producción se ha estabilizado. En formaciones de baja permeabilidad, el flujo no se estabiliza durante varios días o semanas sino hasta después del tratamiento.

SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO MÁS ECONÓMICO. El procedimiento de diseño previamente descrito se sugiere llevarse a cabo cuando se aplique un tratamiento con ácido a un yacimiento en particular. Idealmente, el costo de cada tratamiento debe calcularse y el tratamiento que ofrezca la máxima estimulación al mínimo costo es el que será seleccionado.

A continuación se mencionan algunas recomendaciones que se deben de tomar en consideración de acuerdo al tratamiento que se utilice.

DISEÑO SUGERIDO PARA TRATAMIENTOS NO CONVENCIONALES. Como sabemos, un requisito necesario para un tratamiento exitoso es el control de la velocidad de pérdida de fluido hacia la formación. Al menos, la velocidad de pérdida de fluido es controlable.

Precolchones viscosos, precolchones de preenfriamiento o ácidos químicamente retardados son de beneficio mínimo. Cuando se diseña un tratamiento que use cualquiera de estos procedimientos o aditivos especiales, se debe considerar lo siguiente:

- Aditivos de Pérdida de Fluido. No todos los productos vendidos como aditivos de pérdida de fluido son efectivos. Antes de usar un aditivo, los datos que demuestren la efectividad del aditivo, son necesarios. En estas pruebas el aditivo contenido en el ácido, debe inyectarse en un núcleo largo de carbonato similar al de la formación que se vaya a fracturar, y debe alcanzar una distancia de penetración de 12 a 18 pg. La diferencial de presión a través del núcleo debe ser aproximadamente igual a la diferencia (presión-filtración) esperada en tratamiento, que es él (gradiente de fractura * profundidad-presión del yacimiento), el ácido y el núcleo deben estar a la temperatura del yacimiento. El valor de C_w para el aditivo debe entonces ser obtenido de los resultados de la prueba. En el pasado datos erróneos de laboratorio habían sido obtenidos de núcleos de areniscas, inyectando ácido frío a un núcleo precalentado a temperatura del yacimiento y llevando a cabo pruebas a bajas presiones diferenciales. Los datos medidos en una prueba están disponibles, los resultados del tratamiento deben ser predecidos usando un coeficiente de pérdida de fluido para el ácido que contiene al aditivo de pérdida de fluido (así se desprecia el efecto del precolchón).

La principal dificultad usando este procedimiento es que los datos crecientes de pérdida de fluido en una prueba dirigida conduce a un núcleo de diámetro pequeño para una fractura con un área superficial de varios cientos de pies cuadrados. Los problemas deberán esperarse porque estamos suponiendo:

- 1) Que el espaciamiento del agujero de gusano será el mismo como en el núcleo pequeño en el laboratorio.
- 2) Que la fractura no intercepta las fracturas o vórgulos de un yacimiento demasiado largo para ser puentado por el aditivo de pérdida de fluido. En realidad el número de agujeros de gusano originados en el campo es desconocido y las formaciones de carbonatos son frecuentemente vulgares o naturalmente fracturadas.

Este procedimiento para evaluar aditivos de pérdidas de fluido no es efectivo para formaciones naturalmente fracturadas.

Los aditivos para controlar la pérdida de fluido pueden ser de algún beneficio en este tipo de formación; sin embargo, no se conoce una forma de cuantificar su efecto. En algunos casos, la efectividad del aditivo en una formación fracturada posiblemente puede ser mejorada añadiendo una arena muy fina (de malla 70 a 300) a una concentración de 20 a 40 lb/1000 gal de ácido en un intento por taponar fracturas naturales que interceptan la fractura inducida hidráulicamente.

ÁCIDOS EMULSIFICADOS. Cuando en los tratamientos diseñados se usa un ácido emulsificado (aceite o ácido como fase continua), la viscosidad de la emulsión en la

fractura se usa para estimar la distancia de penetración del ácido. La viscosidad se evalúa a la temperatura esperada junto con la velocidad de corte en la fractura después de la reacción parcial del ácido. La velocidad de pérdida de fluido debe ser estimada usando los datos de pruebas de pérdidas de fluido descritos previamente. La prueba del comportamiento de pérdidas de fluido, la temperatura y la reacción del ácido emulsificado se realizarán en el campo que se estimule. Si esto no se hace, las propiedades de la emulsión no corresponderán a las propiedades observadas en el tratamiento y las predicciones pueden ser sustancialmente erróneas.

- Control de la Densidad y la Viscosidad para Precolchones. Los precolchones viscosos son seleccionados algunas veces para promover la canalización del ácido a través del precolchón para maximizar la distancia de penetración del ácido y la conductividad de la fractura. Los precolchones más o menos densos son seleccionados algunas veces para promover el flujo del ácido a lo largo de la fractura, en la cima y la base.

Ninguna de estas técnicas se ha probado exitosamente en aplicaciones normales de campo, aunque parecen promisorias.

Cuando se hace un tratamiento con estas nuevas técnicas y se calcule la distancia de penetración del ácido, se recomienda suponer que el ácido contacta con un tercio o la mitad de la fractura vertical. El suponer que la pérdida de fluido ocurre sobre el espesor total permeable es preferible para calcular la pérdida de fluido.

PRECOLCHÓN DE PREENFRIAMIENTO. Un precolchón grande de agua se usa para enfriar la formación antes de inyectar el ácido en un esfuerzo para incrementar la distancia de penetración del ácido. Normalmente, en formaciones de caliza y dolomita a temperaturas mayores a 200 °F un precolchón de preenfriamiento es de muy poco beneficio, y la distancia de penetración a lo largo de la fractura está frecuentemente limitada por la velocidad de pérdida de fluido o por la velocidad de transferencia del ácido a las paredes de la fractura, y no por la velocidad de reacción en las paredes de la fractura. Cuando se diseña apropiadamente, un precolchón de preenfriamiento este es efectivo para enfriar las tuberías del pozo en buen estado, y por consiguiente, permite el uso de ácido concentrados en formaciones con profundidades de alta temperatura.

ÁCIDOS QUÍMICAMENTE RETARDADOS. Estos ácidos han sido desarrollados en un intento por disminuir la velocidad de reacción del ácido y aumentar la distancia de penetración. Las pruebas dinámicas de la velocidad de reacción muestran que estos ácidos retardados tienen poco uso.

DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON ÁCIDO PARA REMOVER DAÑO ALREDEDOR DEL POZO. Este tratamiento puede ser diseñado para tratar el intervalo total usando algunas de las muchas técnicas existentes, dependiendo del tipo de terminación.

En general, todos los diseños pueden ser clasificados como de etapa o como técnicas de entrada limitada. En estos tratamientos, un volumen pequeño de ácido (50 a 200 gal/pie de intervalo es inyectado dentro de la formación a alto gasto). La fractura creada será solamente unos cuantos pies de larga y la relación de estimulación es la alcanzada para remover daño únicamente.

TRATAMIENTO POR ETAPAS. En un tratamiento por etapas, el pozo es tratado con un volumen de ácido seguido por un material desviador de fluido al intervalo fracturado y a otra sección del pozo. La desviación puede ser lograda en terminaciones de agujero abierto usando granos grandes, sólidos solubles en aceite o sal de roca. En un pozo entubado, la desviación se logra más fácilmente si las secciones más productivas son terminadas con un número igual de disparos en cada intervalo. El tratamiento con ácido puede ser vertido en etapas por bolas sellantes o material desviador en un intervalo. En general el volumen de ácido de 50 a 200 gal /pie del total del intervalo es la adecuada para remover el daño.

Sí por ejemplo un pozo está terminado en una sección de carbonato que tiene un espesor de intervalo de 500 pies y los registros de porosidad muestran cinco zonas con un espesor promedio de 25 pies, la siguiente técnica de terminación de estimulación se recomienda:

1.- En caso de que el pozo se perfora con un número igual de disparos en cada intervalo (aproximadamente 10 por intervalo).

2.- Diseñar el tratamiento para el espesor promedio de la zona y bombear cinco etapas idénticas con bolas selladoras o (agente desviador). Si no es económico llevar a cabo un tratamiento largo para estimular en adición a la remoción del daño, el daño será removido con un diseño similar al que se propone enseguida:

Paso 1.- Inyectar 2500 gal (100 gal/pie * 25 pies) de HCl al 15% a la velocidad máxima permisible sin exceder el límite de la presión superficial. Durante los últimos 1500 (gal), se deja caer una bola selladora , cada 150 gal (10 bolas).

Del paso 2 al paso 4 repetir el paso 1.

Paso 5.- Repita el paso 1 (soltar bolas selladoras después de 1000 gal y dejar caer 1 cada 300 gal (5 bolas).

Paso 6.-Sobredesplazar con 500 gal de salmuera.

Paso 7.-Poner el pozo a producción.

La terminación con tubería es permitida con respecto a una de agujero descubierto porque permite mayor control en la producción de gas y agua de los diferentes intervalos y la estimulación del intervalo generalmente se simplifica.

TÉCNICA DE ENTRADA LIMITADA. La técnica de entrada limitada o una técnica modificada de entrada limitada se usa para remover daño en formaciones carbonatadas duras, En este tratamiento, el pozo es terminado con una baja densidad de disparos, con solo 0.25 pg de diámetro en cada 20 ó 100 pies de intervalo. El pozo es perforado con un número limitado de disparos de diámetro pequeño, así que la presión por fricción para el flujo a través de los disparos mantendrá la presión en la TR arriba de la presión de fractura para otros intervalos. En teoría , el pozo puede ser tratado con una sola etapa. En la práctica un tratamiento modificado se usa cuando el pozo es tratado por etapas, inyectando un volumen dado de ácido, dejando caer una bola selladora, inyectando otro volumen de ácido y repitiendo el proceso hasta que todos los disparos hayan sido temporalmente sellados y el intervalo total haya aceptado el ácido.

El diseño de un tratamiento con ácido usando una técnica modificada de entrada limitada es todavía parte de un arte. Así que el número de perforaciones que aceptan fluido a cualquier tiempo raramente es conocido. Sin embargo, un tratamiento normal consiste de 30 a 100 gal de ácido por pie de intervalo. Este tratamiento debe ser por etapas, que en todas o casi todas, las perforaciones son selladas por bolas sellantes al final del proceso.

NOMENCLATURA

HCl.	Ácido clorhídrico.
HF.	Ácido fluorhídrico.
CaCO ₃ .	Carbonato de calcio.
MgCa(CO ₃) ₂ .	Carbonato Doble de Calcio y Magnesio.
CH ₃ COOH.	Ácido acético.
HCOOH.	Ácido fórmico.
V.	Volumen de solución de ácido (l).
W.	Peso de la solución del ácido (kg).
P.	Peso del cloruro de hidrógeno en la solución (kg).
γ _a .	Peso específico de la solución del ácido (kg).
V.	Volumen final del ácido diluido (l).
C.	Concentración deseada del ácido diluido (%).
γ.	Gravedad específica del ácido diluido (adim).
V'	Volumen requerido de ácido concentrado (l).
C'	Porcentaje en peso del ácido clorhídrico concentrado.
γ'	Gravedad específica del ácido concentrado (adim).
X.	Poder de disolución del ácido.
ρ _{HCL} .	Densidad del HCL a la concentración deseada (kg/cm ³).
β _{HCL} .	Masa de roca disuelta por unidad de ácido de reacción a la concentración deseada (gr/gr).
ρ.	Es la densidad de la roca (gr/cm ³).
K _D .	Constante de disociación del ácido.
T.	Temperatura en (°K).
vr.	Velocidad de reacción del ácido(lb/pg ² /seg).
dc/dt.	Es la variación de la concentración del ácido con respecto al tiempo.
K.	Constante de velocidad de reacción.
rw.	Radio del pozo (pg).
H.	Espesor de la formación (pie).
R.	Relación área/volumen (pg ⁻¹).
DH ⁺ .	Coefficiente de difusión experimental (cm ² /seg).
hg.	Altura vertical total esperada en la fractura (pie).
hn.	Proporción de la altura vertical de la fractura que aceptará fluido durante el tratamiento.
gf.	Gradiente de fractura (lb/pg ² /pie).
E.	Módulo de Young (lb/pg ²).
ts.	Tiempo de viaje sónico (μseg/min).
φ.	Porosidad (%).
C _{ma} .	Densidad de la matriz (lb/pie ³).
v.	Relación de Poisson (adim).
ρ _{fl} .	Densidad d los fluidos de la formación (lb/pie ³).
C _{fl} .	Coefficiente isotérmico de compresibilidad de los fluidos del yacimiento(lb/pg ²) ⁻¹ .

So	Saturación de aceite.
Sw.	Saturación de agua.
Sg.	Saturación de gas.
Co.	Compresibilidad del aceite (lb/pg ²).
Cw.	Compresibilidad del agua (lb/pg ²).
Cg	Compresibilidad del gas (lb/pg ²).
Cpr.	Compresibilidad pseudo-reducida (lb/pg ²).
Ppr.	Presión pseudo-reducida (adim).
Tpr.	Temperatura pseudo-reducida (adim).
Ppc.	Presión crítica (lb/pg ²).
Tpc.	Temperatura crítica (°R).
gpf.	Gradiente de presión por fricción (lb/pg ² /pie).
Nre.	Numero de Reynolds (adim).
—	
V _N .	Velocidad promedio (pie/min).
—	
V _N .	Velocidad de flujo (pie/min).
μ..	Viscosidad (cp).
De ^(∞) .	Coefficiente efectivo de mezclado (cm ² /seg).
Npe*.	Número de Peclet (adim).
L _{AD} .	Distancia (adim).
xL.	Distancia de penetración del ácido (pie).
S _{ER} .	Esfuerzo de incrustamiento (lb/pg ²).
V.	Volumen del ácido inyectado (bls).
σ.	Esfuerzo de cierre (lb/pg ²).
Wkfi.	Conductividad ideal de la fractura (md-pg).
wa.	Amplitud de la fractura (pie).
Vf.	Volumen del ácido (bls).
Js/Jo.	Relación de estimulación (adim).

REFERENCIAS

1. Apuntes de Estimulación de Pozos Petroleros
M.en I. Carlos Islas Silva,1999, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

2. Apuntes de estimulación de Pozos
Francisco Garaicochea P,1991, Facultad de Ingeniería U.N.A.M.

3. Productos Químicos en el Fracturamiento Hidráulico
Tesis: Alfredo Morales Pérez,1985, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

4. Acidizing Fundamentals, Monograph Volumen 6
Williams, B.B, Gidley, J.L y Schechter,R.S,
SPE (1979).
 - Chapter 3 Acid Types and the Chemistry of Their Reactions.
 - Chapter 4 Reaction Kinetics.
 - Chapter 5 Acid Fracturing Fundamentals.
 - Chapter 6 Acid Fracturing Treatment Models.
 - Chapter 7 Acid Fracturing Treatment Design.